

Академия наук СССР

ПРОБЛЕМЫ
нефте-
газоносности
Кавказа

«НАУКА»

АКАДЕМИЯ НАУК СССР

НАУЧНЫЙ СОВЕТ ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ НЕФТИ И ГАЗА

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

ПРОБЛЕМЫ нефте- газоносности Кавказа

СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ

Ответственные редакторы:

академик АН АзССР Ш.Ф. МЕХТИЕВ,

член-корреспондент АН АзССР Ак. А. АЛИ-ЗАДЕ,

кандидат геолого-минералогических наук З.А. БУНИАТ-ЗАДЕ



МОСКВА "НАУКА" 1988



5002

Проблемы нефтегазоносности Кавказа — М.: Наука, 1988. — 134 с. — ISBN 5-02-002045-1

В книге научно обоснованы главные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ на юге СССР и обсуждены важнейшие результаты исследования по актуальным проблемам геологии нефти и газа. Особое внимание уделено принципам и методике составления карт месторождений нефти, газа, перспективных структур и прогнозу нефтегазоносности глубоко- и сверхглубокопогруженных комплексов отложений.

Для геологов, нефтяников, поисковиков, разведчиков.

Рецензенты

Б.В. Григорьянц, Т.С. Шахсуваров

Ш.Ф. Мехтиев, Ф.М. Багир-Заде, С.Г. Салаев,
А.И. Алиев, З.А. Буниат-Заде, А.Н. Гусейнов,
Ф.Г. Дадашев, Х.Б. Юсуфзаде

НОВАЯ КАРТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА И ПЕРСПЕКТИВНЫХ СТРУКТУР АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

Эта карта (масштаб 1:500 000) [2] и подробная объяснительная записка к ней [1] — результат многолетних научных исследований по обобщению и анализу накопившегося за последние десятилетия фактического геолого-геофизического материала, а также данных глубокого бурения. Они отражают новейшие достижения по изучению особенностей геологического строения и нефтегазоносности территории Азербайджана и прилегающей акватории Каспийского моря, направленные на повышение эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Карта составлена на новой методической основе. Здесь показаны границы крупных структурных элементов, строение поверхности консолидированной коры и мезозоя, локальные аномалии гравитационных максимумов, структурно-тектонические особенности депрессионных зон Азербайджана, положение и протяженность известных и выявленных глубинных и региональных разломов, структурные схемы основных нефтегазоносных и перспективно-нефтегазоносных комплексов, фонд выявленных структур по мезозойским, палеоген-миоценовым и плиоцен-четвертичным отложениям, грязевые вулканы, а также основные структурные элементы азербайджанского сектора Южного Каспия. На этой карте обоснованы перспективы нефтегазоносности. Здесь значительно расширены границы Апшеронского нефтегазоносного района до структуры Промежуточной на востоке, впервые выделен перспективный нефтегазоносный район глубоководной части Южного Каспия, уточнено положение и протяженность субширотного глубинного разлома, ограничивающего с юга Апшероно-Прибалханскую зону поднятий.

Приведенные на карте юго-западная граница распространения продуктивной толщи среднего плиоцена в Куринской впадине и линии выклинивания отдельных стратиграфических интервалов разреза палеоген—миоцена на северо-восточном борту Евлах-Агджабединского прогиба имеют принципиальное значение при палеогеографическом анализе истории развития

Куринской впадины, а также направленных поисках неструктурных ловушек и залежей геофизическими методами и глубоким бурением.

Природа показанных на карте локальных аномалий гравитационных максимумов в депрессионных зонах Азербайджана имеет важное значение с точки зрения поисков неструктурных залежей различных морфогенетических типов. В этой связи необходимо с новых позиций подходить к оценке направлений поисково-разведочных работ и разрабатывать рациональные методы поисков и картирования неструктурных ловушек в условиях трансгрессивного перекрытия эрозионной поверхности мезозойских отложений палеоген-миоценовым чехлом.

По мощности осадочного выполнения на карте четко выделяются два глубоких прогиба в пределах Азербайджана — Южно-Каспийская впадина и Евлах-Агджабединский прогиб, разобщенные Тальш-Вандамской зоной гравитационных максимумов, в пределах которой резко сокращается мощность осадочного чехла. По данным глубокого бурения, гравитационные аномалии этой зоны, по-видимому, повсеместно связаны с погребенными вулканогенными образованиями мезозойского возраста. Указанные прогибы играли важную роль в аккумуляции углеводородных флюидов в осадочном чехле.

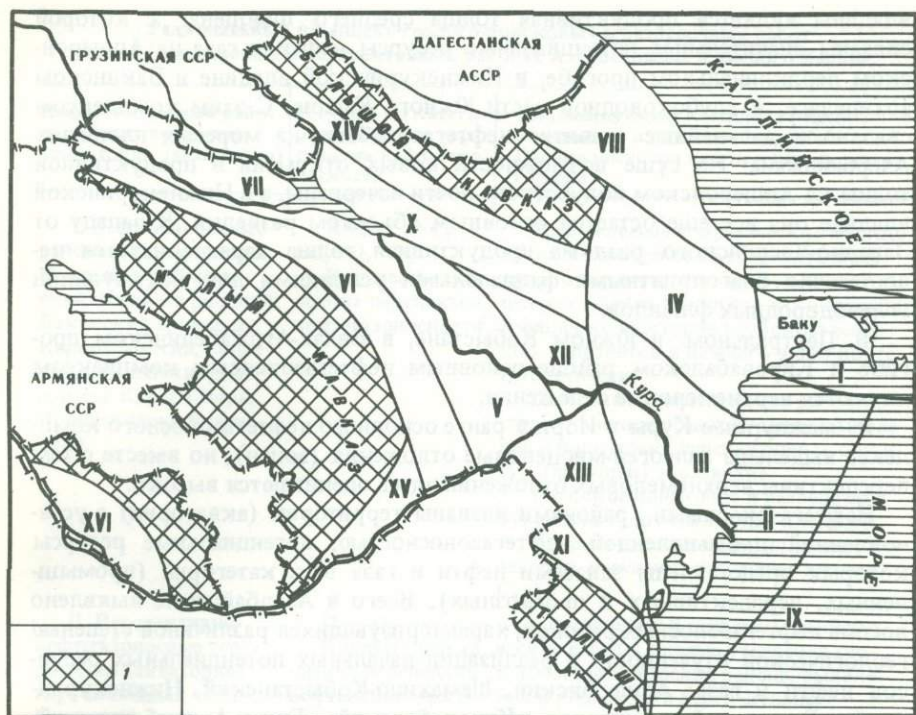
В пределах Южно-Каспийской впадины мощность осадочного выполнения достигает 20–25 км (к югу от Апшеронского полуострова). В бортовых частях этой впадины открыты десятки месторождений нефти и газа в продуктивной толще, являющейся основным нефтегазоносным комплексом Азербайджана.

В Евлах-Агджабединском прогибе мощность осадочных образований достигает 16 км. Этот прогиб по площади значительно уступает Южно-Каспийской впадине. Поверхность мезозойских отложений в центральной части прогиба погружается на глубины до 6–7 км. На его северо-восточном борту выявлены скопления нефти в вулканогенных мезозойских образованиях.

К северо-западу от Евлах-Агджабединского прогиба на территории Восточной Грузии выделяется Иорский прогиб с мощностью осадочного выполнения до 12 км. На южном борту этого прогиба расположен нефтегазоносный район междуречья Куры и Иори, представляющий значительный интерес для поисков залежей нефти и газа в верхнемеловых и эоценовых отложениях.

Весьма сложные геологические условия и сильная расчлененность мезозойского основания в депрессионных зонах Азербайджана (с учетом степени изученности и перспективности) служили основанием дать на карте более подробную схему нефтегазогеологического районирования с выделением нефтегазоносных районов, перспективно-нефтегазоносных и возможно перспективных территорий (акваторий), а также территории с невыясненными перспективами нефтегазоносности. Это по существу новый подход к нефтегазогеологическому районированию, учитывающий наряду с другими геологическими критериями степень изученности и перспективности районов, что позволяет определить стратегию геологопоисковых и разведочных работ на перспективу (см. рисунок).

При нефтегазогеологическом районировании в основном сохранены вошедшие в геологическую литературу названия районов, хотя границы



Нефтегазогеологическое районирование Азербайджанской ССР

Нефтегазоносные районы: I – Апшеронский, II – Бакинский архипелаг, III – Нижнекуринский, IV – Шемахино-Кобыстанский, V – Евлах-Агджабединский, VI – Кировабадский, VII – междустье Куры и Иори, VIII – Прикаспийско-Кубинский; *перспективно-нефтегазоносные территории (акватории):* IX – глубоководная часть Южного Каспия; *возможно перспективные территории:* X – Аджиноурская, XI – Джалилабадская; *территории с невыясненными перспективами нефтегазоносности:* XII – Джарли-Саатлинская, XIII – Мильско-Муганьская, XIV – Алазано-Агричайская, XV – Араксинская, XVI – Нахичеванская

1 – складчатые горные сооружения

их изменены согласно новой редакции тектонического районирования депрессионных зон Азербайджана (Апшеронский, Нижнекуринский, Кировабадский). В новых нефтегазоносных районах и перспективных территориях сохранены названия включающих их крупных тектонических элементов (Евлах-Агджабединский, глубоководная часть Южного Каспия и др.).

На карте впервые в нефтегазоносных районах и перспективных территориях (акваториях) Азербайджана показаны основные нефтегазоносные комплексы, содержащие более 50% начальных потенциальных ресурсов нефти и газа, и нефтегазоносные комплексы с долей потенциальных ресурсов до 10, от 10 до 30 и от 30 до 50%. Обоснованность указанных категорий нефтегазоносных комплексов в каждом конкретном районе зависит от степени их изученности.

На территориях с невыясненными перспективами нефтегазоносности нефтегазоносные комплексы не выделяются.

Основным нефтегазоносным комплексом в пределах Южно-Каспийской

впадины является продуктивная толща среднего плиоцена, с которой связаны значительные потенциальные ресурсы нефти и газа на Апшеронском периклинальном прогибе, в Нижнекуруинской впадине и Бакинском архипелаге, в глубоководной части Южного Каспия. С этим комплексом связано и дальнейшее развитие нефтегазодобычи на морских площадях Азербайджана. На суше возможности новых открытий в продуктивной толще на Апшеронском полуострове почти исчерпаны, а в Нижнекуруинской впадине она все еще остается основным объектом разведки. К западу от Западно-Каспийского разлома продуктивная толща характеризуется недостаточностью благоприятными фаціальными условиями для аккумуляции углеводородных флюидов.

В Центральном и Южном Кобыстане, в Евлах-Агджабединском прогибе и Кировабадском районе основным нефтегазовым комплексом являются верхнемеловые отложения.

В междуречье Куры и Иори в ранге основного нефтегазоносного комплекса выделены палеоген-миоценовые отложения (эоцен), но вместе с тем перспективы верхнемеловых отложений здесь оцениваются высоко.

Нефтегазоносными районами названы территории (акватории) с установленной промышленной нефтегазоносностью, потенциальные ресурсы которых представлены запасами нефти и газа всех категорий (промышленных, перспективных и прогнозных). Всего в Азербайджане выявлено восемь нефтегазоносных районов, характеризующихся различной степенью геологической изученности и реализации начальных потенциальных ресурсов нефти и газа: Апшеронский, Шемахино-Кобыстанский, Нижнекуруинский, Бакинский архипелаг, Кировабадский, Евлах-Агджабединский, междуречье Куры и Иори, Прикаспийско-Кубинский. Дальнейшие перспективы поисков нефтегазовых месторождений в указанных районах определяются на основе количественной оценки ресурсов нефти и газа по категориям C_3 , D_1 , D_2 . В зависимости от степени изученности районов определяются объемы региональных и детальных исследований (см. таблицу).

По основному этажу промышленной нефтегазоносности в значительном объеме должны быть проведены детальные геофизические работы, а в отдельных случаях, при недостаточной информативности геофизических работ, – структурно-поисковое бурение с целью выявления и подготовки структур к глубокому бурению.

Для изучения глубокозалегающих горизонтов в нефтегазоносных районах необходимо провести региональные геофизические исследования и опорно-параметрическое бурение для выделения возможных зон нефтегазонакопления в нижнем структурном этаже и размещения на них основного объема поисковых и детальных геофизических работ, направленных на выявление перспективных структур (ловушек) и подготовки их к поисковому бурению.

Эффективность поисково-разведочных работ в нефтегазоносных районах оценивается по степени реализации начальных потенциальных ресурсов.

К категории высокоперспективных районов отнесен Апшеронский периклинальный прогиб (включающий Апшеронский полуостров и прилегающую акваторию Приапшеронского шельфа), характеризующийся наибольшей плотностью начальных и текущих потенциальных ресурсов нефти и газа в Азербайджане. В пределах этого района развита наиболее

**Рациональный комплекс геолого-поисковых и разведочных работ
в нефтегазоносных и перспективных районах Азербайджана и Южного Каспия**

Нефтегазоносные районы и перспективные территории (акватории)	Ресурсы по категориям. Оценка перспектив нефтегазоносности	Рекомендуемый комплекс геолого-поисковых и разведочных работ. Оценка ресурсов нефти и газа по категориям
<p>I. Нефтегазоносные районы: Апшеронский, Шемахино-Кобустанский, Нижнекуринский, Бакинский архипелаг, Кировабадский, Евлах-Агджабединский, междуречье Куры и Иори, Прикаспийско-Кубинский</p>	<p>$A+B+C_1+C_2+C_3+D_1+D_2$ Количественная оценка перспектив нефтегазоносности</p>	<p>Региональные геофизические исследования в комплексе со сверхглубоким опорно-параметрическим бурением с целью изучения геологического строения и фаций коллекторов глубокозалегающих горизонтов и нижнего этажа нефтегазоносности</p> <p>Детальные геофизические работы и структурно-поисковое бурение, выявление и подготовка перспективных структур (ловушек) к разведке</p> <p>Глубокое поисковое и разведочное бурение на подготовленных площадях</p> <p>Прирост запасов промышленных категорий, уточнение ресурсов категорий C_3, D_1 и D_2</p>
<p>II. Перспективно-нефтегазоносные территории (акватории): глубокоководная часть Южного Каспия</p>	<p>$D_1 + D_2$ Количественная оценка перспектив нефтегазоносности</p>	<p>Региональные и детальные геофизические работы с целью уточнения геологического строения района, выявления и подготовки перспективных структур (ловушек) к разведке, ввод их в глубокое поисковое бурение</p> <p>Оценка запасов по категории C_3, уточнение ресурсов D_1 и D_2</p>
<p>III. Возможно перспективные территории: Аджиноурская, Джалилабадская</p>	<p>Качественная оценка перспектив нефтегазоносности</p>	<p>Региональные и поисковые геофизические исследования и опорно-параметрическое бурение с целью выделения основных объектов разведки и региональных зон нефтегазонакопления</p> <p>Оценка ресурсов категория D_1 и D_2</p>
<p>IV. Территории с не выясненными перспективами нефтегазоносности: Алазано-Агричайская, Араксинская, Джарли-Саатлинская, Мильско-Мутанская, Нахичеванская</p>	<p>Не оцениваются</p>	<p>Региональные геологические и геофизические исследования и опорное бурение с целью изучения строения и разреза осадочного выполнения для качественной оценки перспектив нефтегазоносности</p>

благоприятная фация коллекторов продуктивной толщи, представленная хорошо отсортированными кварцевыми песками и песчаниками с высокими емкостными и фильтрационными свойствами.

На Апшеронском полуострове и Апшеронском архипелаге более 80% начальных потенциальных ресурсов нефти и газа уже переведены в промышленную категорию, но, несмотря на это, значительная часть акватории

Приапшеронского шельфа, где выявлены такие высокоперспективные структуры, как Шахово-море, им. 26 Бакинских Комиссаров, 40 лет Азербайджана, Абрамовича, Шапировского и другие, остается еще неразведанной. Основным объектом разведки в этом районе является продуктивная толща, с которой связана значительная часть прогнозных ресурсов нефти и газа. Определенный интерес для поисков скоплений углеводородов представляют терригенно-карбонатные коллекторы меловых отложений в пределах Северо-Апшеронской зоны поднятий.

К числу перспективных нефтегазоносных районов 1-й категории в Азербайджане отнесены Бакинский архипелаг, Нижнекуринская впадина, Евлах-Агджабединский прогиб, междуречье Куры и Иори, в пределах которых открыт и введен в разработку ряд нефтяных и газовых месторождений. При оценке перспектив нефтегазоносности указанных районов наряду с установленными геологическими критериями за основу была принята удельная плотность прогнозных и перспективных запасов углеводородов и степень реализации начальных потенциальных ресурсов нефти и газа.

В северной части Бакинского архипелага в продуктивной толще открыты залежи нефти и газа на месторождениях Сангачалы-море—Дуванный-море—о-в Булла, Булла-море, им. 8 Марта, Аляты-море. Здесь выявлены наиболее глубокопогруженные нефтегазовые залежи. Дальнейшие перспективы поисков новых залежей нефти и газа в этой части района связаны со свитами нижнего отдела продуктивной толщи и, возможно, с песчаными коллекторами олигоцена—миоцена.

Глубокое бурение, проведенное в центральной части Бакинского архипелага (в зоне Хамамдаг-море—Камень Персиянина), пока не привело к крупным открытиям. Тем не менее промышленные притоки нефти, полученные на площади Гарасу, и благоприятные структурно-фациальные условия (наличие мощных песчаных коллекторов, надежных глинистых покрывок, резко выраженных структур и т.д.), а также развитие действующих грязевых вулканов служат основанием для высокой оценки перспектив нефтегазоносности центральной и южной частей Бакинского архипелага.

В Нижнекуринском районе открыты и введены в разработку месторождения Кюровдаг, Мишовдаг, Кюрсангя, Карабаглы и другие, а дальнейшие перспективы поисков новых залежей связаны с невоскрытой частью разреза продуктивной толщи в наиболее погруженных зонах.

В Евлах-Агджабединском районе открыты залежи нефти в верхнемеловых эффузивных и эоценовых отложениях на месторождениях Мурадханлы и Зардоб, что является основанием для начала здесь поисково-разведочных работ на терригенно-карбонатные коллекторы верхнего мела, хотя немаловажный интерес представляет и нефтеносность эоценовых отложений. Этот район характеризуется незначительной степенью реализации потенциальных ресурсов нефти и газа.

Значительный интерес представляет нефтегазоносный район междуречья Куры и Иори в связи с открытием здесь в 1983 г. первого нефтяного месторождения Тарсдалляр, положившего начало освоению нефтегазовых ресурсов Западного Азербайджана. Потенциальные ресурсы нефти и газа этого района вовсе не реализованы и представлены только прогнозны-

ми запасами. Первоочередными объектами поисков здесь скоплений нефти и газа являются терригенно-карбонатные коллекторы верхнего мела и эоцена.

К числу перспективных нефтегазоносных районов 2-й и 3-й категорий отнесены Прикаспийско-Кубинский, Шемахино-Кобыстанский и Кировабадский.

В Прикаспийско-Кубинском районе интерес представляет Сиазаньская моноклираль с прилегающей Талаби-Кайнарджинской зоной поднятий (2-я категория). В пределах Сиазаньской моноклинали промышленные залежи нефти установлены в широком стратиграфическом диапазоне (от верхнего мела до миоцена включительно) и протягиваются узкой полосой вдоль одноименного разлома. Потенциальные ресурсы нефти этого района реализованы не более чем на 50%. Дальнейшие перспективы связаны с прослеживанием этих залежей в северо-западном направлении, а также с поиском новых скоплений нефти и газа в олигоцен-миоценовом интервале разреза Талаби-Кайнарджинской зоны поднятий.

В пределах Шемахино-Кобыстанского района наибольший интерес представляют Южный и Центральный Кобыстан.

В Южном Кобыстане промышленные залежи нефти и газа установленные в олигоцен-миоценовых (майкопский ярус и чокракский горизонт) и среднеплиоценовых (продуктивная толща) отложениях. Открытые здесь месторождения оказались небольшими. Дальнейшие перспективы поисково-разведочных работ связаны с погребенными палеоген-миоценовыми структурами Джейранкечмесской наложенной депрессии, характеризующейся развитием наиболее благоприятной фации коллекторов майкопчокракского интервала разреза. В Центральном и Южном Кобыстане высоко оцениваются перспективы терригенно-карбонатных коллекторов верхнего мела (турон—коньяк, маастрихт—дат), перекрытых мощной глинистой толщей палеогена—миоцена.

Перспективно-нефтегазоносные территории (акватории) включают хорошо изученные региональными и детальными геолого-геофизическими методами районы с установленными критериями нефтегазоносности, где еще не открыты промышленные скопления нефти и газа. Перспективы этих территорий оцениваются на основе количественной оценки прогнозных ресурсов ($C_3 + D_1 + D_2$). Рекомендуемый комплекс поисково-разведочных исследований включает в основном детальные геофизические работы с целью подготовки выявленных перспективных структур под глубокое поисковое бурение. К этой категории отнесена глубоководная часть Южного Каспия, где сейсмическими методами выявлено значительное количество структур, перспективных по продуктивной толще.

К возможно перспективным территориям отнесены районы с недостаточными критериями нефтегазоносности, перспективы которых в основном имеют качественную оценку. Рекомендуемый комплекс поисково-разведочных работ на этих территориях включает региональные геологические и геофизические исследования, а также опорно-параметрическое бурение, чтобы выделить наиболее благоприятные зоны нефтегазонакопления и возможные продуктивные интервалы разреза для количественной оценки перспектив нефтегазоносности и обоснования детальных геологических и геофизических исследований.

К таким территориям в Азербайджане отнесены Аджиноурский и Джалилабадский районы. В их пределах проведена в основном региональная, а в ряде случаев и детальная геологическая съемка и выявлен ряд антиклинальных структур; вместе с тем нет достаточных оснований для выделения основных объектов разведки с надежными критериями нефтегазоносности.

К территориям с невыясненными перспективами нефтегазоносности отнесены районы с низкой степенью изученности: Алазано-Агричайский и Араксинский наложенные прогибы, Джарли-Саатлинская и Мильско-Муганьская зоны погребенных мезозойских вулканогенных образований и Нахичеванская мульда. В пределах этих территорий рекомендуется провести региональные геофизические исследования в комплексе с опорным бурением, чтобы изучить строение и разрез осадочного выполнения.

Таким образом, в отличие от всех ранее предложенных схем новое нефтегазогеологическое районирование территории Азербайджанской ССР учитывает степень изученности отдельных районов (стадийность поисково-разведочных работ) и совокупность геологических критериев оценки перспектив их нефтегазоносности. При этом по мере получения новых геологических данных, позволяющих дать обоснованную оценку перспектив нефтегазоносности, выделенные районы могут быть переведены последовательно в высшие категории, в этой связи изменяются структура потенциальных ресурсов и задачи поисково-разведочных работ. Так было, например, при разработке настоящего районирования, когда открытие в 1983 г. нефтяного месторождения Тарсдалляр явилось основанием для перевода междуречья Куры и Иори из перспективно-нефтегазоносной территории 1-й категории в одноименный нефтегазоносный район той же категории перспективности.

ЛИТЕРАТУРА

1. *А.И. Алиев, Ф.М. Багир-Заде, З.А. Буннат-Заде и др.* Месторождения нефти и газа и перспективные структуры Азербайджанской ССР. Баку: Элм, 1985.
2. Карта месторождений нефти и газа и перспективных структур Азербайджанской ССР (масштаб 1:500 000)/Под ред. акад. Ш.Ф. Мехтиева, Ф.М. Багир-Заде. Баку: ГУГК СССР, 1985.

УДК 551.24 (479)

И.П. Гамкрелидзе

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И РАЗВИТИЯ КAVKAZA

Благодаря новейшим достижениям геологии и геофизики и появлению в связи с этим в значительной мере универсальной концепции тектоники литосферных плит тектоника, да и вся наука о Земле, сделала большой шаг вперед. Но ввиду того, что в настоящее время в тектонике все еще существуют два резко противоречащих друг другу направления — фиксизм и мобилизм, первостепенное значение приобретает накопление новых фактов на конкретных геологических объектах.

Известно, что Кавказ является весьма благоприятным объектом для исследования многих проблем тектоники и, как ни парадоксально, классическим полигоном как для фиксистских, так и в последнее время для мобилистских построений. Вместе с тем совершенно ясно, что сегодняшние проблемы тектоники Кавказа значительно отличаются от тех, которые стояли перед нами лет 15 назад. Это относится не только к статическим и историческим ее аспектам, но и в первую очередь к генетическим, т.е. кинематическим, динамическим, геодинамическим, требующим применения множества различных методов геологических исследований от детального структурного анализа до комплексного использования результатов регионально-геологических, палеофациальных, палеобиогеографических, петрохимических и палеомагнитных исследований.

Весь комплекс накопившихся данных с помощью традиционных геологических, а также развитых за последнее время палеомагнитных методов указывает на то, что единственно правомерной на сегодняшний день является мобилистская интерпретация эволюции Кавказа и смежных с ним областей.

Однако наряду с множеством еще не решенных проблем возникает немаловажный вопрос замены традиционной системы понятий и терминов новыми терминами. На мой взгляд, до создания необходимой нейтральной терминологии, охватывающей все стадии развития подвижных поясов, наиболее целесообразно использовать ее двойную систему. В частности, при описании современной структуры такого пояса и его составных тектонических элементов (единиц) единственно правильным представляется использовать традиционную структурную терминологию: например, складчатая система, мегантиклинорий, срединный массив, межгорная впадина и т.д. Эта терминология в первую очередь дает характеристику современной структуры подвижной области, но вместе с тем отражает и качественные отличия между более подвижными (интенсивно складчатыми) и относительно более устойчивыми (слабоскладчатыми) ее зонами, которые обусловлены их тектонической историей. В то же время при рассмотрении истории развития структур и процессов геологического прошлого целесообразно использовать (естественно, достаточно аргументированные) новые понятия и термины: палеоокеан, микроконтинент, островная дуга, окраинное море.

Современная структура Кавказа состоит из множества разнохарактерных тектонических единиц, среди которых главными являются Предкавказская (Скифская) плита, магантиклинорий Большого Кавказа, Закавказская межгорная область, мегантиклинорий Малого Кавказа и Араксинский межгорный прогиб (рис. 1). Здесь я ограничусь лишь очень краткой характеристикой этих единиц и коснусь в основном новых исследований и фактов, имеющих важное значение в споре между фиксистами и мобилистами.

Предкавказская (Скифская) плита — в основном эпигерцинское сооружение, в пределах которого выделяется северная, относительно устойчивая часть, расчленяющаяся на Ставропольское поднятие, Азово-Кубанскую и Терско-Кумскую впадины, и южная (краевая) подвижная часть, в пределах которой выделяются Западно-Кубанский, Терско-Каспийский, Кусаро-Дивичинский передовые молассовые прогибы и Северо-Кавказский краевой массив — часть Скифской плиты, вовле-

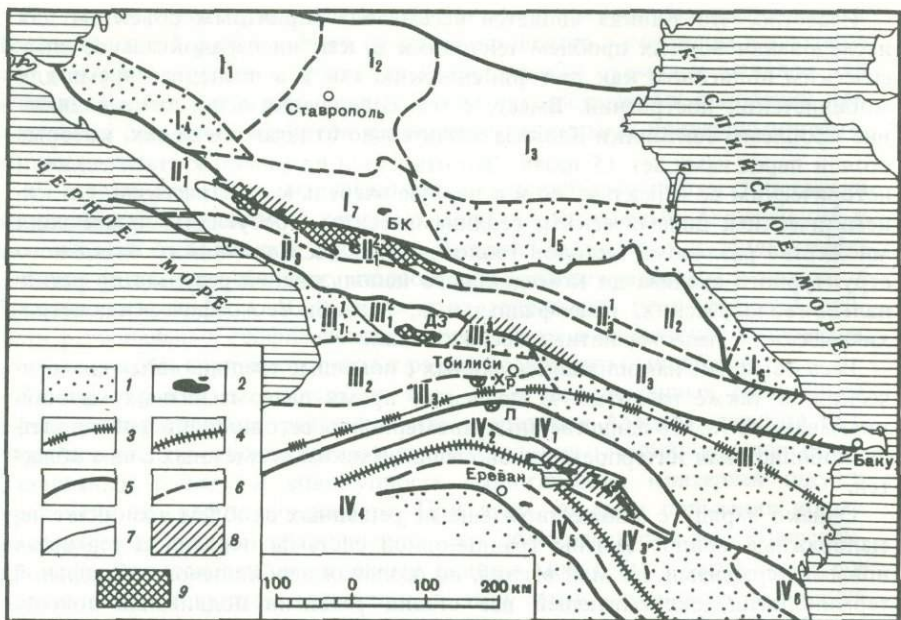


Рис. 1. Основные тектонические единицы Кавказа

1 — орогенные впадины; 2 — выходы офиолитов; 3 — предполагаемая сutura Палеотетиса; 4 — сutura Мезотетиса; границы тектонических единиц (5—7): 5 — первого порядка, 6 — между зонами, 7 — между подзонами; 8 — альпийские шарьяжи (штриховка — зона перекрытия); 9 — выходы доюрского кристаллического фундамента

Предкавказская (Скифская) плита: I₁ — Азово-Кубанская впадина; I₂ — Ставропольский свод; I₃ — Терско-Кумская впадина; I₄ — Западно-Кубанский передовой прогиб; I₅ — Терско-Каспийский передовой прогиб; I₆ — Кусаро-Дивичинский передовой прогиб; I₇ — Северо-Кавказский краевой массив. Мегантиклинорий Большого Кавказа: II₁ — западная зона погружения; II₂ — центральная зона воздымания; II₃ — восточная зона погружения; II₂ — внешняя зона Горного Дагестана; II₃ — складчатая система Южного склона Большого Кавказа. Закавказская межгорная область: III₁¹—III₁³ — Грузинская глыба (III₁¹ — Колхидская, или Рионская, межгорная впадина, III₁² — центральная зона поднятия, III₁³ — Картийская, или Верхнекуринская, межгорная впадина); III₂ — Аджаро-Триалетская складчатая зона; III₃ — Артвино-Болнисская глыба; III₄ — Азербайджанская глыба (Куринская межгорная впадина). Мегантиклинорий Малого Кавказа: IV₁ — Сомхето-Карабахская зона; IV₂ — Севано-Акеринская зона; IV₃ — Кафанская зона; IV₄ — Мисхано-Зангезурская зона; IV₅ — Еревано-Ордубадская зона; IV₆ — Талышская зона. Выступы доюрского кристаллического фундамента: БК — Большого Кавказа, Дз — Дзирульский, Хр — Храмский, Л — Локский

ченной в неогене в поднятие Большого Кавказа. В пределах краевого массива выделяются зона Передового хребта, Басачинская и Лабино-Малкинская зоны, а также Северо-Кавказская моноклираль. В настоящее время установлено сложное покровное строение зоны Передового хребта и присутствие в составе покровов пород офиолитовой ассоциации палеозойского возраста, первичная область развития которых остается неизвестной. Возраст их шарьирования послетурнейско-преднамюрский [25].

Мегантиклинорий Большого Кавказа — сложное складчатое сооружение, состоящее из антиклинория Главного хребта

Большого Кавказа, внешней зоны Горного Дагестана и складчатой системы Южного склона Большого Кавказа.

В пределах центральной зоны воздымания антиклинория Главного хребта Большого Кавказа из-под мезозойского интенсивного складчатого чехла выступает докембрийско-палеозойский кристаллический комплекс, в котором за последнее время установлено шарьяжное перекрытие сиалическим комплексом фемического комплекса [4, 8, 10]. Отмечается крупное перемещение к югу в доюрское время всей зоны Главного хребта [8].

Внешняя зона Горного Дагестана представляет собой северо-восточное крыло мегантиклинория Большого Кавказа и непосредственное продолжение Северо-Кавказской моноклинали.

В пределах складчатой системы Южного склона Большого Кавказа выделяются Казбегско-Лагодехская, Местийско-Тианетская (Чиауро-Дибрарская), Чхалтинско-Лайлинская и Гагрско-Джавская зоны. Чиауро-Дибрарская (флишевая) зона расчленяется на Шовско-Пасанаурскую наложенную депрессию и Закатало-Новдагский синклинорий.

В последнее время в новом свете возрождена концепция о покровном строении большей части Чиауро-Дибрарской зоны [7, 11–13, 27]. Наряду с установлением чисто структурных признаков перекрытия (обнаружено множество тектонических окон и полуокон) покровы были выявлены и на основании палеогеографических реконструкций. В пределах Кахетии они подтверждены бурением. Вместе с тем азербайджанскими геологами значительно расширены площади развития хорошо известных Баскальского и Астраханского покровов [17].

Специальные исследования механизма образования тектонических покровов Южного склона Большого Кавказа показали, что их формирование связано с продвижением к северу в позднеальпийское время и пододвиганием относительно жесткого Закавказского массива под складчатую систему Большого Кавказа [12, 13]. Мнение о таком подвиге было подтверждено детальным изучением структуры северо-западной части Большого Кавказа, выявившим четко проявленную специфическую зональность ее складчатой структуры [16]. Таким образом, эти данные позволяют допустить развитие в позднеальпийское время вдоль Южного склона Большого Кавказа внутриплитной субдукции, или так называемой субдукции типа Амштутца [8], продолжающей свою активность, видимо, и в настоящее время, о чем может свидетельствовать наклоненная под Большой Кавказ сейсмофокальная зона [19, 26].

Закавказская межгорная область — следующая крупная тектоническая единица первого порядка, территория которой в геологическом прошлом представляла собой большую часть Закавказской островной дуги или микроконтинента. В ее пределах в современной структуре могут быть выделены Грузинская, Артвино-Болнисская и Азербайджанская глыбы и Аджаро-Триалетская складчатая зона.

Грузинская глыба представлена Колхидской, или Рионской, молассовой впадиной на западе и Картлийской, или Верхнекуринской, на востоке, которые разделены центральной зоной поднятия, состоящей из Окрибско-Хреитской и Дзирульской подзон. В Дзирульской подзоне обнажается докембрийско-палеозойский кристаллический фундамент, имеющий слож-

ное покровное строение. В частности, в юго-восточной части Дзирульско-го массива среди позднегерцинских калиевых гранитов сохранился пестрый по составу шарьированный комплекс с фрагментами палеозойских офиолитов, которые перекрыты верхневизейско-башкирскими кислыми вулканитами неоавтохтонного комплекса [9]. По буровым данным, весь этот комплекс присутствует и в фундаменте Аджаро-Триалетской зоны.

Восточная зона погружения Грузинской глыбы (Верхнекуринский прогиб) характеризуется тем, что ее осадочный чехол, видимо, полностью сорван в основном поверх майкопской серии олигоцена, что, безусловно, является отражением того же процесса пододвигания Закавказского массива под Большой Кавказ [13].

Аджаро-Триалетская складчатая зона представляет собой наложенную на Закавказскую островную дугу структуру рифтогенного типа, развивавшуюся в течение позднего мела—раннего палеогена и испытавшую (начиная с позднего эоцена) инверсию и складчатость [2, 7]. В последнее время установлено покровное строение северной периферической части этой зоны [5]. Специальные исследования с применением детального и регионального структурного анализов показали, что Аджаро-Триалетская складчатая зона — это типичная компрессионная структура; ее деформация связана главным образом с продвижением к северу и сближением с Грузинской глыбой более приподнятой Артвино-Болнисской глыбы [6], давно выделенной грузинскими тектонистами в качестве самостоятельной и своеобразной тектонической единицы. В пределах Артвино-Болнисской глыбы выделяются Джавахетская зона с развитием в основном миоцен-четвертичных субэаральных вулканитов и Болнисская зона с Храмским выступом доюрского фундамента в ее северной части.

В Закавказскую межгорную область входит также Куринская межгорная молассовая впадина (Азербайджанская глыба), имеющая гетерогенное строение. Эта впадина наложена здесь на совершенно различные по характеру осадочного чехла тектонические зоны: восточное продолжение Аджаро-Триалетской зоны и Артвино-Болнисской глыбы, а на юге, как свидетельствуют данные по Саатлинской сверхглубокой скважине, — на северную часть Малокавказского мезозойского прогиба. Несмотря на гетерогенное строение фундамента Куринской межгорной впадины, она в течение всей мезозойско-кайнозойской истории проявила себя как единое геологическое тело, которое можно именовать Азербайджанской глыбой.

Мегантиклинорий Малого Кавказа включает Сомхето-Карабахскую, Севано-Акеринскую, Кафанскую, Мисхано-Зангезурскую, Еревано-Ордубадскую зоны и отделенную Нижнеараксинским поперечным молассовым прогибом Талышскую зону. Все эти зоны являются энсиалическими структурами, заложенными с начала альпийского цикла на кристаллическом фундаменте Закавказской островной дуги, с одной стороны, и на северном краю Иранской платформы — с другой. Наибольший интерес вызывает строение Севано-Акеринской зоны Малого Кавказа, отличительной особенностью которой является присутствие в ней пород офиолитовой ассоциации мезозойского возраста. В последние годы установлено, что в пределах Севано-Акеринской зоны офиолиты находятся либо в перетолженном состоянии среди олистостромовых толщ, либо в виде текто-

нических покровов [18, 24]. Офиолиты были выжаты, видимо, из корневой зоны, намечающейся в зоне Хуступ-Гиратахского разлома [3].

С юго-запада мегантиклинорий Малого Кавказа ограничен Араксинским межгорным молассовым прогибом, возникшим лишь на орогенном этапе развития Кавказа.

Специальные исследования, проведенные за последнее время в поперечном, наиболее пережатом секторе Кавказа, выявили ряд интересных особенностей его современной структуры. В первую очередь обращает на себя внимание развитие именно здесь своеобразных преобразованных или интерференционных складчатых структур [14, 15]. Примечательно, что наблюдается четкая картина постепенного омоложения процесса преобразования складчатой структуры начиная с ларамийской фазы на юге (в северо-западной части Сомхето-Карабахской зоны) до предмиоценовой (аттической) и более молодых фаз на севере (на Южном склоне Большого Кавказа). Следовательно, намечается прямая связь этого процесса с субмеридиональным продвижением к северу Аравийского выступа в позднеальпийское время [14].

С внедрением Аравийского выступа в тело Средиземноморского складчатого пояса связано также образование вторичной дуги Малого Кавказа [1, 7], выжимание в стороны Анатолийской и Иранской плит, образование системы продольных и диагональных сдвигов, зоны поперечного поднятия Кавказа и огромных трещин отрыва – поперечных разломов, контролирующих проявление орогенного эффузивного магматизма [7].

Таким образом, весь накопившийся за последнее время структурный материал полностью подтверждает мнение о значительном сокращении земной коры Кавказа и смежных с ним областей в герцинскую и альпийскую эпохи тектогенеза, а также о сильном сближении в позднеальпийское время Аравийской и Евразийской континентальных плит, что, естественно, противоречит фиксистой интерпретации кинематики альпийской деформации Кавказского региона.

Наряду с этим имеющиеся палеобиогеографические и палеофациальные данные, базирующиеся на анализе характера осадконакопления, фаунистических и флористических сообществ, исследование геологии офиолитов – реликтов океанической коры геологического прошлого и, наконец, результаты применения развитых за последнее время палеомагнитных методов (палеокинематического и метода определения палеоширот) указывают на то, что на месте современного Средиземноморского складчатого пояса в геологическом прошлом существовал обширный океан Тетис (Палеотетис), в котором к началу альпийского цикла располагались отколотые от соседних континентов их крупные блоки (малые плиты или микроконтиненты) (рис. 2).

Кратко можно отметить следующие основные черты геодинамической эволюции Кавказа и смежных с ним областей.

В позднем триасе, в ранней и начале средней юры, несмотря на значительное расширение Мезотетиса (маркирующегося в современной структуре офиолитовым поясом, который прослеживается от островов Крит и Кипр, Александреттскую зону, Загрос, Оман и далее до структурного шва Инда в Тибетских Гималаях), по палеобиогеографическим и палеомагнитным данным, зияние Палеотетиса все еще сохра-

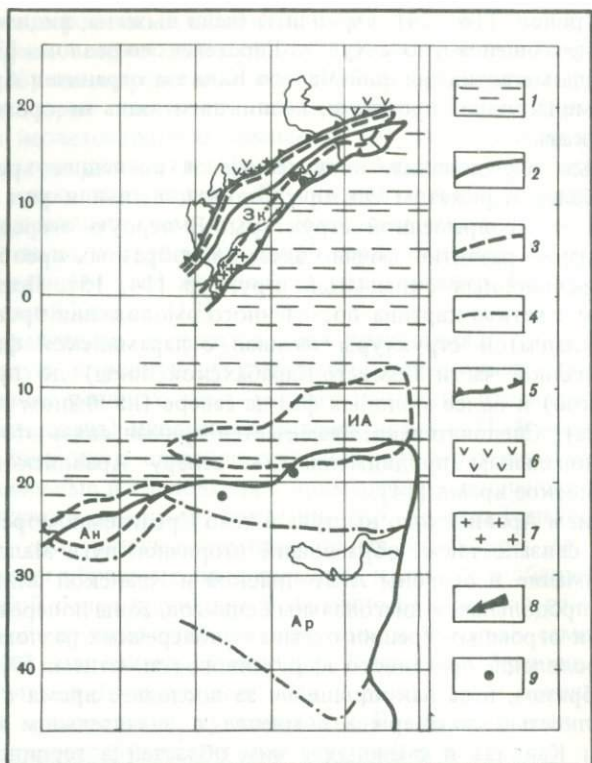


Рис. 2. Палинспастическая схема центрального сегмента Средиземноморского пояса для карбонового времени (в цилиндрической проекции)

Условные обозначения для рис. 2, 3

1 — океаническая область; 2–3 — границы континентальных глыб (плит), положение которых определено: 2 — по палеомагнитным данным, 3 — предположительно; 4 — коллизийные швы и границы внутриконтинентальных (энсиалических) структур; 5 — зоны субдукции; 6 — проявления известково-щелочного эффузивного магматизма; 7 — проявления гранитоидного магматизма; 8 — направление относительного движения; 9 — точки осредненных значений палеоширот. Микроконтиненты: Зк — Закавказский, Ан — Анатолийский, Ар — Аравийский, ИА — Ирано-Афганский

няется [10] (рис. 3). Дело в том, что, по палеомагнитным данным, между Дзирульским массивом и Сомхето-Карабахской зоной для ранне-среднеюрского времени намечается довольно крупное зияние (более 6° по палеошироте). По схеме М.Б. Лордкипанидзе и др. [21], этому зиянию соответствует Черноморско-Каспийский бассейн, расположенный между Дзирульским массивом и современной Аджаро-Триалетской зоной. Он рисуется главным образом исходя из факта наличия в Колхидской впадине мощной (до 2000 м) толщи щелочных оливиновых базальтов. Однако следует принять во внимание, что эти базальты имеют позднеюрский возраст и, по буровым данным, уходят на северо-восток, намного севернее Дзирульского массива. Следовательно, эти базальты представляют собой реликты внутридугового рифта, возникшего лишь в поздней юре и, возможно, продолжавшегося в пределы современной впадины Черного моря, сложное полициклическое развитие которого, видимо, началось уже в это время.

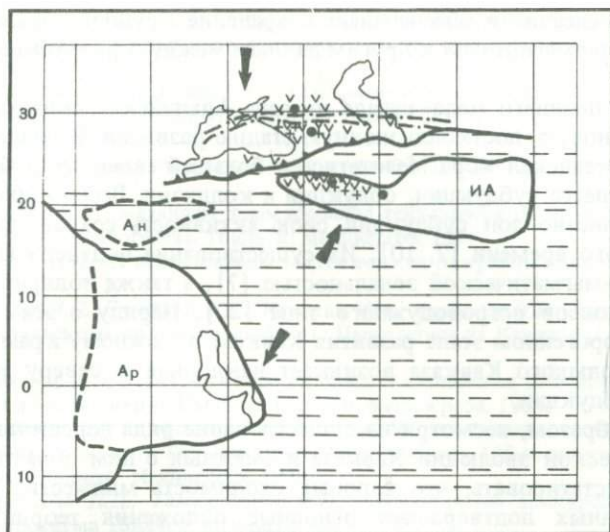
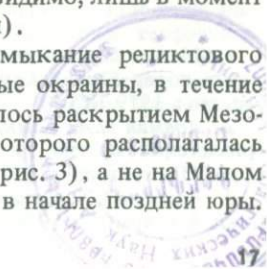


Рис. 3. Палинспастическая схема центрального сегмента Средиземноморского пояса для ранней—начала средней юры
Условные обозначения см. на рис. 2

5002

Подобное мнение высказывалось и ранее [23], поэтому вероятное существование рубцовой зоны, маркирующей местонахождение отмеченного выше ранне-среднеюрского океанического бассейна, представляется где-то на юге, южнее Храмского выступа [9]. Если же при этом принять во внимание существование палеозойских офиолитовых фрагментов в южной части Дзирульского массива и в фундаменте Аджаро-Триалетской зоны, можно предположить, что они обдуцированы с юга, именно с намечаемого нами между Храмским выступом и Сомхето-Карабахской зоной океанического палеозойского бассейна, унаследованно развивающегося в раннем мезозое и замкнувшегося лишь в батскую фазу складчатости [9, 10]. В пользу такого предположения говорят новейшие данные об офиолитах позднепалеозойско-триасового возраста, расположенных на прямом продолжении намечаемой нами рубцовой зоны в Северной Анатолии [28, 29]. В составе этих офиолитов отмечаются и филлиты. Офиолиты считаются реликтами Палеотетиса, замкнувшегося лишь в средней юре [29]. Таким образом, в отличие от дзирульских офиолитов, обдуцированных уже перед поздним визе и поэтому интродуцированных позднегерценскими гранитами, метаморфизованных и сильнотектонизированных, офиолиты Северной Анатолии испытывали выжимание и шарьирование, видимо, лишь в момент закрытия палеозойского Тетиса (перед поздней юрой).

Если это так, то можно предположить, что замыкание реликтового Палеотетиса, имеющего северную и южную активные окраины, в течение раннеальпийского времени на севере компенсировалось раскрытием Мезотетиса (или Неотетиса) на юге, основная ветвь которого располагалась между Анатолией — Ираном и Афро-Аравией (см. рис. 3), а не на Малом Кавказе, где залив этого океана образовался лишь в начале поздней юры.



Такая компенсация и обеспечивает сохранение крупного зияния, намечаемого по палеомагнитным и другим данным между Афро-Аравией и Евразией [10]

С конца позднего мела—начала неогена Альпийская складчатая область вступает в новую, постколлизийную стадию развития. В конце альпийского цикла океанская кора Мезотетиса в большей своей части была уничтожена в процессе субдукции, обдукции и коллизии. Весьма примечательно, что большинство зон субдукций свою активность сохраняют вплоть до четвертичного времени [7, 10]. Их существование подтверждается четкой структурно-магматической зональностью [7], а также полярностью вулканических поясов островодужного типа [20]. Наряду с этим, как отмечалось, на орогенном этапе развития Кавказа по южному краю складчатой системы Большого Кавказа возникает наклонная к северу зона внутриплитной субдукции.

Таким образом, несмотря на существование ряда нерешенных проблем геодинамической эволюции Кавказа и смежных с ним областей, в целом можно констатировать, что хорошая сходимости множества разнохарактерных данных подтверждает основные положения теории тектоники литосферных плит.

Особенно важным с прикладной точки зрения представляется признание процессов субдукции, с которыми, в частности, связывается генерация углеводородов за счет термоллиза органических веществ, затянутых в зоны поддвига плит вместе с осадками, и их миграции из-под надвинутых структур. С другой стороны, в последнее время приводится множество очень серьезных аргументов против теории чисто органического происхождения нефти. Выдвинута гипотеза глубинно-биогенного генезиса нефти [22], согласно которой ведущим в ее формировании является процесс дегазации мантии Земли.

Следует отметить, что обе указанные выше концепции хорошо объясняют наблюдаемое в ряде крупных нефтеносных бассейнов значительное превышение общим количеством горючих ископаемых суммарного нефтематеринского потенциала осадочных толщ. Независимо от того, какой из этих гипотез образования нефти придерживаться, в настоящее время вряд ли можно сомневаться в том, что основными участками нефтегазонакопления являются именно зоны субдукции и связанные с ними зоны дробления земной коры, включающие глубинные разломы и другие крупные разрывные нарушения.

Следовательно, дальнейшее усовершенствование методов палеотектонического анализа и уточнение характера геодинамической эволюции Кавказского региона имеет не только теоретическое, но и прикладное значение.

ЛИТЕРАТУРА

1. Адамия Ш.А., Асанидзе Б.З., Гамбашидзе Р.А. и др. Палеомагнетизм верхнемиоценовых пород Южной Грузии и его геологическая интерпретация // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1979. № 5.
2. Адамия Ш.А., Гамкрелидзе И.П., Закариадзе Г.С., Лордкипанидзе М.Б. Аджаро-Триалетский прогиб и проблема образования глубоководной впадины Черного моря // Геотектоника. 1974. № 1.
3. Асланян А.Т., Сагиан М.А. Зангезурский офиолитовый пояс Малого Кавказа // Докл. АН АрмССР. 1974. Т. 65, № 4.

4. Баранов Г.И., Греков И.И. Ацгаринский тектонический покров на Северном Кавказе // Тез. докл. IV конф. по геологии и полез. ископаемым Сев Кавказа. Ессентуки, 1974.
5. Башелешвили Л.В., Буртман В.С., Гамкрелидзе И.П. О характере сочленения Аджаро-Триалетской зоны и Дзирульского массива // Докл. АН СССР. 1982. Т. 266, № 1.
6. Гамкрелидзе И.П. Тектоническое окно в ущелье р. Ксани // Сообщ. АН ГССР. 1971. Т. 61, № 3.
7. Гамкрелидзе И.П. Механизм формирования тектонических структур и некоторые общие проблемы тектогенеза. Тбилиси: Мецниереба, 1976.
8. Гамкрелидзе И.П. К исследованию тектонических покровов Кавказа // Сообщ. АН ГССР. 1980. Т. 98, № 2.
9. Гамкрелидзе И.П., Думбадзе Г.Д., Кекелия М.А., Хмаладзе И.И., Хуцишвили О.Д. Офиолиты Дзирульского массива и проблемы Палеотетиса на Кавказе // Геотектоника. 1981. № 5.
10. Гамкрелидзе И.П. Тектоническое строение и альпийская геодинамика Кавказа // Тектоника и металлогения Кавказа. Тбилиси: Мецниереба, 1984.
11. Гамкрелидзе П.Д. Строение южной части Местиа-Тянетской зоны Южного склона Большого Кавказа // Тез. докл. науч. сес., посвящ. 100-летию со дня рождения В.И. Ленина. Тбилиси: Мецниереба, 1970.
12. Гамкрелидзе П.Д., Гамкрелидзе И.П. Путеводитель экскурсии советско-индийского симпозиума Тбилиси: Мецниереба, 1975.
13. Гамкрелидзе П.Д., Гамкрелидзе И.П. Тектонические покровы Южного склона Большого Кавказа. Тбилиси: Мецниереба, 1977.
14. Гамкрелидзе И.П., Гиоргобиани Т.В. Особенности альпийской деформации Кавказа и смежных с ним областей // Сообщ. АН ГССР. 1985. Т. 121, № 2.
15. Гамкрелидзе И.П., Гиоргобиани Т.В., Башелешвили Л.В., Закарая Д.П. Моделирование преобразованных структур некоторых зон Кавказа // Там же. Т. 120, № 2.
16. Гиоргобиани Т.В., Закарая Д.П. О зональности складчатой структуры Северо-Западного Кавказа // Там же. 1980. Т. 99, № 3.
17. Исаяев Б.М., Гаджиев Т.Г., Али-Заде С.А., Кенгерли Т.Н. Тектонические покровы и олигостромовые комплексы юго-восточного Кавказа // Геотектоника. 1981. № 1.
18. Книппер А.Л. Океаническая кора в структуре Альпийской складчатой области Юга Европы, Западной Азии и Кубы. М.: Наука, 1975.
19. Кропоткин П.Н., Ларионов Л.В. Глубинные сейсмические разломы Крымско-Кавказской области и движение литосферных плит // Докл. АН СССР. 1976. Т. 230, № 2.
20. Лордкипанидзе М.Б. Альпийский вулканизм и геодинамика центрального сегмента Средиземноморского складчатого пояса. Тбилиси: Мецниереба, 1980.
21. Лордкипанидзе М.Б., Адамия Ш.А., Асанидзе Б.З. Эволюция активных окраин океана Тетис // XXVII Междунар. геол. конгр.: Доклады. Палеоокеанология. Коллоквиум 3.М.: Наука, 1984. Т. 3.
22. Мехтиева Ш.Ф. Глубинно-биогенный генезис нефти // Учен. зап. Азерб. ун-та. Сер. геол.-геогр. наук. 1966. № 4.
23. Михайлов А.Е., Успенская Е.А., Добреев Т.В. и др. Тектоника северо-западной части Черноморской впадины // Сов. геология. 1978. № 2.
24. Соколов С.Д. Олигостромовые толщи и офиолитовые покровы Малого Кавказа. М.: Наука. 1977.
25. Хаши В.Е. Офиолиты и покровная структура Передового хребта Северного Кавказа // Геотектоника. 1978. № 4.
26. Халилов Э.Н. Взаимосвязь геофизических полей и глубинного строения альпийского геосинклинального пояса Юга СССР // Тез. VI науч.-техн. конф. геофизиков Азербайджана, Баку. 1982.
27. Хатискаци Г.Н., Чичуа Г.К. О геологическом строении и нефтегазоносности Горной Кахетии // Тез. докл. науч. сес. Груз. компл. лаб. ВНИГНИ. Тбилиси: Мецниереба, 1977.

А.Ш. Шихлинский, А.М. Ахмедов, Г.М. Фарзалиев

**ИТОГИ И НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ
В МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ НА СУШЕ АЗЕРБАЙДЖАНА**

Нефтегазоносность на территории Азербайджанской ССР охватывает стратиграфический диапазон от верхнего плиоцена до средней юры включительно. Основные остаточные промышленные запасы нефти сосредоточены в отложениях продуктивной толщи (средний плиоцен). За ним по значимости следуют миоцен-палеогеновые и верхнемеловые отложения. А перспективные и прогнозные ресурсы нефти приходится главным образом на миоцен-палеогеновые (51%) и меловые (27%) образования.

Территория республики по геологическим районам и стратиграфическим комплексам отложений изучена разведочным бурением неравномерно, и показатели (м/км² или км²/скв.) не характеризуют изученности перспективного стратиграфического объема отложений. Из общего количества пробуренных на суше разведочных скважин всех категорий (4750) и проходки (9512 тыс. м) более 75% приходится на плиоценовые отложения, развитые в благоприятной литофации в восточной приморской части республики (Апшеронский полуостров, Нижнекуруинская депрессия). Если изученность разведочным бурением перспективных территорий в целом составляет 202 м/км², то по Апшеронскому полуострову она равна 2434, Нижнекуруинской депрессии — 279, Шемахино-Гобустанскому району — 112, междуречью Куры и Иоры — 37, Аджиноуру — 3 м/км² и т.д. В то же время на Апшеронском полуострове, где показатели разведанности наиболее высокие, подстилающие продуктивную толщу (ПТ) перспективные отложения миоцен-палеогена и мезозоя изучены пока недостаточно.

Потенциально перспективными объектами для развития добычи нефти и газа на суше Азербайджана остаются мезозойские, в основном верхнемеловые отложения. Интерес к поискам нефти в мезозое возник в Азербайджане еще в конце прошлого столетия, когда в скважине, пробуренной в 1897 г. на современной площади Советабад (бывшее сел. Михайловка), была получена промышленная нефть из нижнемеловых отложений. Поисково-разведочные буровые работы на мезозойские отложения были возобновлены здесь в 1940 г.

На 1.01.86 г. разведка нефтегазоносности отложений мезозоя велась на 60 площадях 284 скважинами. Закончено строительство 164 скважин; из них 32 скважины дали промышленную продукцию из мезозоя (в том числе 18 скважин площади Мурадханлы и 2 — площади Зардоб) и 14 скважин из третичных отложений, остальные 117 скважин оказались непродуктивными (см. рисунок).

Ликвидированы или подлежат ликвидации по техническим причинам 108 скважин. На семи площадях находятся в бурении 12 скважин, на 15 площадях отложения мезозоя не были вскрыты бурением. Ввиду малой эффективности разведочных работ на мезозойские отложения их итоги и перспективы периодически обсуждались на совместных совещаниях

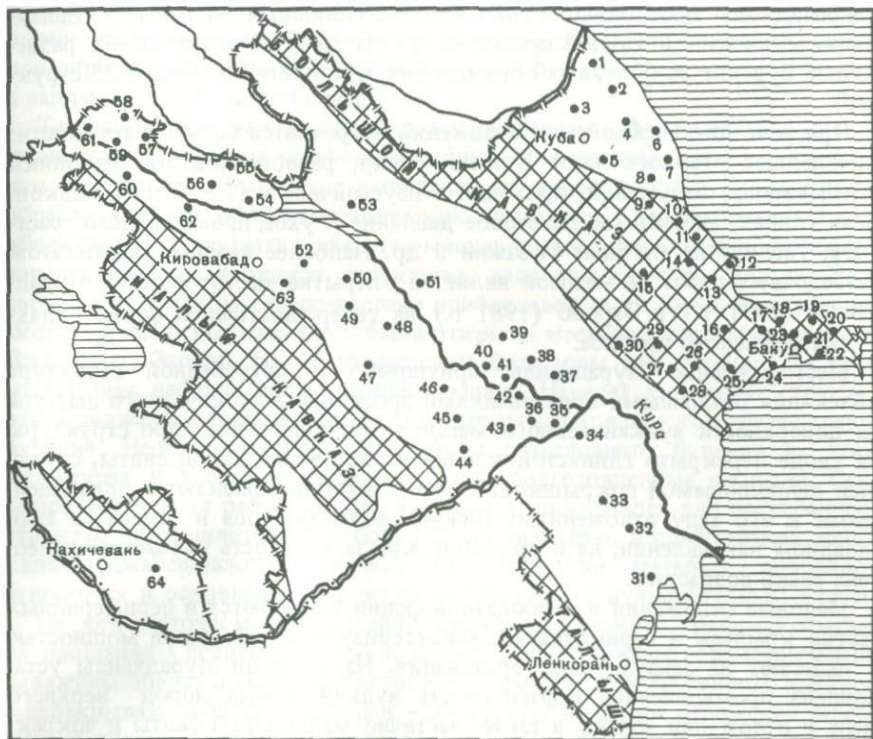


Схема расположения площадей, где велось глубокое разведочное бурение на отложения мезозоя (а) и структурно-поисковое (б)

а: 1 — Ялама, 2 — Худат, 3 — Кусары, 4 — Хачмас, 5 — Талаби, 6 — Агзыбирчала, 7 — Кайнарджа, 8 — Сиазанская моноклинал, 9 — Атачай, 10 — Кешчай, 11 — Бегмдаг-Тегчай, 12 — Советабат, 13 — Ситалчай, 14 — Гядису, 15 — Тува, 16 — Гейтепе, 17 — Зигильпири, 18 — Фатмаи, 19 — Кюрдаханы, 20 — Бузовны, 21 — Кирмаку, 22 — Гоусаны, 23 — Бинагады, 24 — Аташка, 25 — Шорбулаг, 26 — Умбаки, 27 — Адживели, 28 — Дашмардан, 29 — Нардаран-Сулейман, 30 — Келаны, 31 — Новоголовка, 32 — Шорсулу, 33 — Среднемуганская, 34 — Саатлы, 35 — Миль, 36 — Гаралы, 37 — Джарлы, 38 — Сор-Сор, 39 — Караджаллы, 40 — Зардоб, 41 — Шихбаги, 42 — Мурадханлы, 43 — Ширингум, 44 — Ждановск, 45 — Советляр, 46 — Агджабеди восточное, 47 — Гюлюджа, 48 — Ширванлы, 49 — Мир-Башир, 50 — Гедакбоз-Дуздаг, 51 — Амирарх, 52 — Борсуны, 53 — Аджиноур, 54 — Тарсдалляр, 55 — Гюрзундаг, 56 — Кейрюккейлан, 57 — Саждаг, 58 — Дамиртепе-Удабио, 59 — Мамедтепе, 60 — Казах-Мамедтепе; б: 61 — Кухетский выступ, 62 — Далляр-Тауз, 63 — Казанбулаг, 64 — Неграм

научно-исследовательских и производственных организаций, решения которых принимались объединением "Азнефть" за основу ведения геологоразведочных и геофизических работ на отложения мезозоя в последние годы.

На основе анализа геолого-геофизического материала, а также оценки перспектив отдельных литолого-стратиграфических комплексов отложений по нефтегеологическим районам объединение "Азнефть" за последние 15–20 лет осуществило передислокацию буровых разведочных работ с восточных районов в менее изученные центральные и западные районы (Среднекуриной впадина). В пределах Среднекуриной впадины в

Азербайджане обособляются два седиментационных прогиба – Евлах-Агджабединский и Иори-Аджиноурский. На мезозой проводилось разведочное бурение на бортовых обрамлениях этих прогибов (более 25 структур).

При разведке мезозойских отложений встречаются большие трудности: сложнейшее геологическое строение недр, разноплановость тектоники вскрываемых отложений, проходка в неустойчивых (1,5–2 км) майкопских глинах, аномальное пластовое давление и уход промывочного раствора, увеличение глубины скважин и др. Наиболее важным результатом разведочных работ на мезозой является открытие месторождений Мурадханлы (1971 г.) и Зардоб (1981 г.) на северо-восточном борту Евлах-Агджабединского прогиба.

Месторождение Мурадханлы приурочено к погребенной структуре облекания осадочными образованиями эрозионно-тектонического выступа на поверхности вулканогенного массива. Вулканогенное ядро структуры на своде перекрыто глинистой толщей верхов майкопской свиты, служащей непроницаемой покрывкой. Склоны выступа облекаются прислоненными к его телу отложениями нижней части майкопа и эоцена. В юго-западном направлении, на погружении крыла мощность отложений палеогена резко возрастает.

Меловые отложения в карбонатной фации встречаются в периферийных частях крыльев и периклиналей, характеризуются небольшой мощностью и налегают на эффузивные образования. На площади Мурадханлы установлена промышленная нефтеносность вулканогенных пород верхнего мела и отложений эоцена, а также частично майкопской свиты и чокракского горизонта, образующих пологую структуру, унаследованную от "выступа".

Месторождение Зардоб, расположенное к северо-западу от Мурадханлы, имеет подобное геологическое строение, но значительно меньше по размеру. Структура Зардоб также является погребенной, наиболее погруженной; ее вулканогенное ядро перекрывается на своде, вероятно, отложениями верхнего эоцена и частично мела, а на крыльях – породами среднего эоцена и карбонатного верхнего мела. Нефтеносность установлена в эффузивном мелу в двух скважинах (4 и 7) в различных частях структуры, в эоцене, а также в низах майкопской свиты.

Поверхность вулканогенного основания в обрамлениях Евлах-Агджабединского прогиба является региональным несогласием и перекрывается разновозрастными отложениями палеогена и неогена на северо-восточном борту и породами карбонатного верхнего мела на юго-западном борту, а также на юго-восточном и северо-западном замыканиях прогиба.

На некоторых других площадях, находившихся в разведочном бурении в Среднекуринской впадине, где выступы на поверхности вулканогенных пород перекрываются непосредственно карбонатами верхнего мела или терригенными отложениями нижнего мела (Миль, Шорсулу, Среднемуганская, Ждановск, Мир-Башир, Казанбулаг, Дальмамедлы-Борсунылы, Караджаллы, Сор-Сор, Джаллы и др.), залежи нефти или газа как в эффузивном ядре структуры, так и в перекрывающих его отложениях мела не обнаружены.

Эти фактические данные по равнинной части Среднекуринской впадины

показывают, что формирование залежей нефти контролируется погребенными эрозионно-тектоническими выступами вулканогенного освоения при определенных условиях облекания их нефтегазообразующими свитами и наличии непроницаемой покрышки.

Таким образом, важным поисковым критерием нефтеносности вулканогенного мела является морфологический облик его палеорельефа в основании осадочного комплекса, выявление на поверхности вулканогенного образования эрозионно-тектонических выступов, прогнозирование их облекания и перекрытия палеоген-миоценовыми отложениями. Наиболее перспективными являются структуры, расположенные на Мильско-Варваринском поясе на северо-востоке прибортовой части Евлах-Агджабединского прогиба; так как здесь были открыты месторождения Мурадханлы, Джафарлы, Зардоб. На месторождении Джафарлы уже установлена промышленная нефтеносность среднего эоцена. На всех указанных структурах, а также на площадях Шихбаги и Гаралы ведется поисково-разведочное бурение. Необходимо увеличить объем разведочного бурения на этих структурах и ввести в разведку другие подготовленные площади. Сейсморазведочными работами уже выявлен и подготовлен ряд погребенных структур, но сравнительно небольших по размерам, в прибортовых зонах Евлах-Агджабединского прогиба. Геофизический материал позволяет отнести их в основном к структурам облекания с вулканогенным ядром.

На юго-восточном продолжении Талыш-Вандамского гравимаксима на площадях Среднемуганской и Шорсулу пробуренные параметрические скважины показали неблагоприятное соотношение вулканогенного выступа с перекрывающими отложениями — отсутствие в разрезе отложений палеогена и верхов мела. Нефтегазонасыщенность не выявлена. В Кировабадской области во вскрытой бурением части отложений верхнего мела (Ждановск, Казанбулаг) промышленная нефть не была получена, однако разведочными работами одновременно было установлено увеличение мощности верхнемеловых карбонатных отложений к внутренним частям Куринской впадины. В этой связи на введенной в разведку площади Советляр в двух аварийных скважинах (1 и 2) при вскрытом разрезе палеогеновых и верхнемеловых отложений были получены притоки нефти (12–15 т/сут) с водой; но при этом стратиграфия притоков осталась невыясненной.

На площадях Гедакбоз-Дуздаг и Мамедтепе эффузивное ядро складки перекрывается вулканогенно-осадочной переходящей пачкой, которая кверху сменяется карбонатным мелом мощностью 300 м. Нефтегазонасыщенность во всех трех литологических разностях пород не обнаружено.

На площадях Борсуны, Мир-Башир, Гюллюджа при толщине карбонатного мела соответственно 745 м (маастрихт—сантон), 450 м (сантон—сеноман) и 360 м (маастрихт), лежащего на эффузивных образованиях, нефтегазонакопление как в них, так и в вулканогенных породах не установлено.

Гобустано-Шемахинская область по прогнозной оценке углеводородных ресурсов в меловых отложениях занимает важное место. На территории области с разной степенью детальности проводились геологосъемочные и полевые геофизические исследования, структурно-поисковое, а на некоторых площадях и глубокое разведочное бурение. В этой области наряду с миоцен-палеогеновыми отложениями перспективной на нефть и газ

является главным образом терригенно-карбонатная серия меловой системы. Однако меловые отложения в перспективной части территории погружены на большие глубины и перекрыты мощной толщей третичной системы со сложным геологическим строением. В этих условиях проведенные в большом объеме сейсморазведочные работы, включая новейший метод ОГТ, не дают качественного материала для подготовки площади по мезозою под поисково-разведочное бурение. В различных частях области пробуренными параметрическими скважинами при максимальных глубинах 5005 м (площадь Умбаки), 4508 м (Дашмардан), 5270 м (Келаны), 5520 м (Нардаран-Сулейман) вскрыть отложения мезозоя не удалось.

На Апшеронском полуострове перспективы поисков новых нефтегазовых залежей связаны, помимо миоцена, с отложениями верхнего мела, залегающими на больших глубинах. На структуре Кюгдаханы пробуренная скважина вскрыла верхний мел (дат-маастрихт) в глинистой фации. В настоящее время на площади Гоусаны бурится параметрическая скв. 1850 с целью изучения разреза и нефтегазоносности верхнего мела.

В Прикаспийско-Кубинском районе на погребенной антиклинальной складке Агзыбирчала параметрическая скв. 1 из нижнего плиоцена вошла в среднеюрские отложения на глубине 3355 м, минуя все промежуточные стратиграфические подразделения мезозоя-кайнозоя. Забой ее 5142 м находится в метаморфизованных магматических породах триаса. В Кайнарджа-Талабинском поясе на Кайнарджинской складке скважина при глубине 5189 м не вышла из круто поставленных отложений майкопской свиты. На площади Талаби скв. 26 из-под эоценовых отложений в небольшой мощности вскрыла с глубины 4144 м до зобоя 4497 м метаморфизованные аргиллито-туфоалевролитовые породы нижней юры-триаса. В других частях предгорной зоны в равнине хотя и были получены притоки нефти и газа на отдельных площадях, промышленных скоплений для разработки не обнаружено.

Дальнейшее развитие нефтедобычи по объединению "Азнефть" зависит в основном от решения проблемы нефтегазоносности отложений мезозоя и палеогена в районах со сложными геологическими условиями (Евлах-Агджабединский прогиб, Шемахино-Гобустанский, Аджиноурский районы, северная часть междуречья Куры и Иори), где глубинное строение и разрез недостаточно изучены, а объекты поисковой разведки залегают на больших глубинах.

Комплексный проект предусматривает научно обоснованный выбор оптимального варианта размещения объемов поисково-разведочного бурения, чтобы достичь эффективного ведения геологоразведочных работ и подготовить запасы промышленных категорий в том количестве, которое обеспечит развитие нефтедобычи и создаст задел для дальнейших поисков нефтегазовых месторождений. По мезозойским отложениям основной объем буровых работ будет проводиться в Среднекуринской впадине, в первую очередь в Евлах-Агджабединском прогибе, где, исходя из тектонического развития, наиболее благоприятной для поисково-разведочных работ является его северо-восточная прибортовая зона. Предполагается, что своды структур этой зоны сложены эффузивным мелом, на погруженных частях крыльев и периклиналей появляется карбонатный мел значительной мощности.

Учитывая положительные результаты разведочного бурения по мезозойским отложениям месторождений Мурадханлы и Зардоб, во всех зонах прогиба следует продолжать работы по поискам нефти. С этой целью планируется бурение поисковых скважин на структурах Гаралы, Карабатской, Каргалинской, Бозгобу, Шихбаги, Шахсунинской и других, подготовленных геофизическими исследованиями.

На юго-западном борту Евлах-Агджабединского прогиба, в Кировабадском районе в XII пятилетке запланировано начать поисково-разведочные буровые работы в мезозойских отложениях на площадях Советляр, Кебрили, Акгель, Южные Агджабеда.

В междуречье Куры и Иори поисково-разведочные работы на меловые отложения в основном проводились в западной части области на площадях Мамедтепе, Дамиртепе-Удабно, Хатунлы, Саждаг, а также в восточной — на площадях Кейрюккейлан, Гюрзундаг и Тарсдалляр, где не были получены положительные результаты. Однако, учитывая неоднозначность интерпретации сейсмического материала, предусматривается пробурить в первую очередь параметрические скважины на площадях Гедакдаш, Карадюз, Кясаман, Яйладжик и других; необходимо уточнить глубинное строение Чатманской зоны по материалам сейсморазведки и на этой основе вести поисковое бурение на мезозой. Здесь также будут продолжены сейсмические исследования, а в комплексе с ними — бурение структурно-поисковых скважин, чтобы исключить искажающее влияние верхнего неогенового этажа и подготовить структуры по меловым и палеогеновым отложениям.

В равнинной части Куринской впадины, включая северо-восточный борт Евлах-Агджабединского прогиба, продолжают сейсморазведочные работы с уплотнением сети профилей для выявления новых малоамплитудных структур. Определенные перспективы связываются здесь с выполнением высокоточных гравиметрических наблюдений, проводимых ЮжВНИИгеофизикой с целью выявления локальных структур, прогнозирования зон развития коллекторов для нефтегазоаккумуляции.

Из-за малой информативности сейсморазведочных работ в связи с развитием толщи галечниковых образований, интенсивной дислоцированности неогена в Аджиноуре предусматривается комплексировать параметрическое бурение с разведочной геофизикой.

В Шемахино-Гобустанском районе геофизические исследования в центральной и юго-западной частях не дали качественного материала для суждений о структурном плане мезозойских отложений. Намечается бурение параметрических скважин на мезозой в Шемахино-Гобустанском районе на площадях Астраханка, Ленинабад, Шейтануд, Явандаг в комплексе с региональным геофизическим профилированием с целью изучения глубинного геологического строения, детального расчленения разреза, корреляции маркирующих горизонтов.

В пределах Прикаспийско-Кубинской области основными перспективными нефтегазоносными объектами в разрезе мезозойского комплекса считаются гранулярные коллекторы средней юры, готеривского и альбского ярусов нижнего мела, гранулярные и трещинные коллекторы валанжинского яруса и карбонатные разности верхнего мела.

Для выяснения нефтегазоносности мезозойских отложений в этом

районе предусматривается возобновить бурение поисковых скважин на площадях Тегчай, Худат, Ситалчай и параметрической на площади Афуржа.

Для решения проблемы нефтегазоносности мезозойских отложений, повышения эффективности геологоразведочных, буровых и геофизических работ необходимо:

преодолеть систематическое отставание разведочных буровых работ и обеспечить выполнение плановых показателей, качественное завершение строительства разведочных скважин по проектному назначению;

повысить информативность разведочного бурения для углубленного изучения перспективных интервалов разреза путем отбора керна с его всесторонним лабораторным исследованием, своевременного проведения комплекса ГИС, поинтервального опробования трубными платоиспытателями по мере вскрытия при бурении скважины;

разработать и внедрить в практику рациональную конструкцию скважин с применением буровых растворов, не нарушающих естественную структуру трещинных коллекторов;

провести испытание перспективных интервалов карбонатного мела в некрепленном стволе с гидрокислотным разрывом пласта;

обеспечить опережающее бурение параметрических скважин в между-речье Куры и Иори, Гобустане, Аджиноуре, северных предгорьях Тальша в комплексе с сейсморазведкой;

сосредоточить производственные геофизические работы в Среднеку-ринской впадине, увеличить опытно-методические исследования струк-турно-тектонического плана мезозойских отложений в Гобустане, Аджи-ноуре;

обосновать рекомендации научно-исследовательских организаций для дальнейших работ по мезозою с учетом всестороннего объективного ана-лиза геологического материала.

УДК 550.8.02:658.012.2:553.98

Д.Ю. Папава

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В ГРУЗИИ

Эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ во многом зависит от степени геологической изученности региона. Грузия в целом считается геологически одним из хорошо изученных районов. Составлены детальные геологические карты, установлена закономерность распределе-ния литофаций и мощностей отложений мезозоя—кайнозоя, прослежены все наблюдаемые на поверхности складки и разрывные нарушения, на основе которых составлены тектонические и другие карты. Однако дан-ные глубокого бурения и результаты геофизических исследований пока-зывают, что глубинное строение Грузии, в частности территория впадины, имеет более сложное строение, чем это предполагалось ранее.

С севера на юг территория Грузии охватывает три крупные тектониче-ские единицы: складчато-глыбовое сооружение (мегантклинирий) Боль-

шого Кавказа, межгорную молассовую впадину и складчатое сооружение Малого Кавказа.

Промышленная нефтегазоносность установлена в основном в межгорной впадине в отложениях мезозоя—кайнозоя, хотя определенные перспективы в отложениях мезозоя связываются с отдельными районами Имеретинского и Горно-Кахетинского поднятий.

С нефтегеологической точки зрения территория Грузии охватывает часть Черноморской нефтегазоносной области и западную часть Кобыстано-Куринской нефтегазоносной области Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции.

Черноморская и Кобыстано-Куринская нефтегазоносные области разделены поднятием, проходящим через Окрибское поднятие и далее на юго-восток через Дзирульский, Триалетский, Храмский и Локский массивы. Анализ истории геологического развития отмеченного поднятия показывает, что оно в течение мезозоя—кайнозоя представляло собой зону устойчивого воздымания по отношению к соседним зонам погружения.

Из названных структур хорошо изучена история развития Дзирульского, Храмского и Локского массивов, поэтому на их характеристиках мы останавливаться не будем, отметим лишь, что как зоны воздымания они сыграли большую роль в распределении литофации и мощностей осадков мезозоя—кайнозоя. Также детально изучено Окрибское поднятие начиная со средней юры, однако более древняя история его развития неясна. Вероятно, в течение ранней юры в пределах Окрибского поднятия отлагались сравнительно маломощные терригенные и, возможно, карбонатные осадки.

Триалетский погребенный массив, расположенный между Храмским и Дзирульским массивами, был выделен нами на основании того, что в известняках сена Триалетского хребта были обнаружены конгломераты и отдельные включения, сложенные размытым материалом доюрских кристаллических пород. Позднее наличие кварцевых песков и прослоев конгломерато-брекчий, образованных преимущественно материалом размыва кристаллических пород, было установлено в низах нижнего эоцена и в верхах сена в скважине, пробуренной в зоне предполагаемого массива у сел. Бобневи. Отсутствие материала размыва юрских и нижнемеловых отложений в прослоях конгломератов в зоне Триалетского массива указывает на то, что в его пределах эти отложения или вовсе не отлагались, или были представлены весьма сокращенными мощностями. Неглубокое залегание доюрского фундамента в этой части Триалетии подтверждается и сейсмическими работами.

Видимо, Триалетский массив являлся зоной устойчивого воздымания в течение всего мезозоя—кайнозоя.

Это поднятие, названное нами Дзирула-Локским, имеет юго-восточное простирание и является естественной гарнией между Черноморской и Кобыстано-Куринской нефтегазоносными областями. Вся зона поднятий нами выделяется как Центрально-Грузинский возможно нефтегазоносный район, где перспективы нефтегазоносности связаны с зонами выклинивания коллекторов.

По характеру тектонического строения, распределения литофации осад-

ков, а также с учетом истории геологического развития и нефтеносности отложений в пределах Черноморской нефтегазоносной области выделяются Колхидский нефтегазоносный район с Гурийским предгорным прогибом и Мсхетско-Джавахетский как возможно перспективная территория, а в Кобыстан-Куринской нефтегазоносной области в пределах Грузии выделяются Картлийско-Гарексахетинский нефтегазоносный район и Горно-Кахетинский как возможно перспективная территория.

При таком понимании нефтегеологического районирования территории Грузии возникают вопросы, требующие своего объяснения, как, например, вопрос о природе Аджаро-Триалетской складчатой зоны и ее восточной границы. Здесь существует ряд представлений. Одни исследователи считают, что Аджаро-Триалетская складчатая зона, равно как и соответствующий геосинклинальный трог на востоке, заканчивается у сел. Сартчала, в ущелье р.Иори. Другие на основании материалов бурения, полученных за последние годы, предполагают что Аджаро-Триалетская складчатая зона продолжается узкой полосой через Патардзеули, Ниноцминда и Манави под надвинутые с севера неогеновые отложения и протягивается до Орхевского надвига. Есть мнение, что Аджаро-Триалетская складчатая зона заканчивается в ущелье р. Куры, где обрывается глубинным разрывом, направление которого совпадает с современным руслом р. Куры, между городами Мцхета и Рустави. Кроме того, некоторые геологи допускают, что Аджаро-Триалетская зона продолжается в погруженном виде под неогеном Гарексахетинского прогиба, идя на соединение с Гальшским складчатым сооружением.

По нашему мнению, Аджаро-Триалетская складчатая зона разделена на две части Триалетским поднятием. Западная, большая ее часть охватывает Аджаро-Имеретинский прогиб, наиболее погруженная часть которого, вероятно, проходит в юго-восточном направлении под лавами Джавахетского нагорья и соединяется с Севанским эоценовым прогибом. Восточная, сравнительно меньшая часть складчатой зоны от верховьев р. Тедзами до отрезка ущелья р. Куры между Мцхетой и Рустави сформирована на юго-западном борту Куринской впадины, наиболее погруженная часть которой проходит через южную прибортовую часть Картлийской впадины и далее на юго-восток через Норио, Самгори и в том же направлении уходит в пределы Гарексахетинской впадины.

Центральная часть Триалетского хребта, охватывающая наиболее приподнятую часть погребенного массива, в эоцене являлась проливом, соединявшим два крупных седиментационных бассейна (Куринский и Аджаро-Имеретинский). В пределах Триалетского пролива отлагались более маломощные осадки, чем в соседних прогибах.

Триалетская складчатая зона максимально сжата между Дзирульским и Храмским массивами. Здесь наблюдается ряд складок и разрывов. К востоку все эти складки погружаются, и до ущелья р. Куры доходит лишь одна наиболее крупная складка – Мцхетская антиклиналь, которая резко погружается в молассовые отложения Куринской впадины. Восточную границу Триалетской складчатой зоны в этой части района условно можно провести по подошве верхнеэоценовых отложений.

Направление складок Триалетского хребта в общем широтное, тогда как простираение оси Куринского прогиба совпадает с общекавказским

направлением, в связи с чем складки Триалетского хребта под углом подходят к юго-западному борту Куринской впадины, что также хорошо наблюдается в пределах Малого Кавказа. К востоку от ущелья р. Куры, в погруженной части Куринской впадины, прослеживаются отдельные брахиформные складки, имеющие разнонаправленное простираие осевых линий. Вся эта часть района должна быть отнесена к зоне Куринского прогиба, а не к складчатой системе Триалетии.

Картлийская депрессия традиционно рассматривается как зона восточно-го погружения Дзирульского массива и представляется как жесткое тело, претерпевшее погружение в неогене. Материалы бурения и геофизические исследования указывают на развитие в ее пределах мощных мезозойских, палеогеновых и неогеновых отложений. По данным сейсморазведки (КМПВ), глубина залегания кристаллического фундамента в ущелье р. Арагви достигает 10–11 км. Из них на мезозойские отложения приходится 3,5–4 км. Геологическая интерпретация сейсмических данных, проведенных в Мухранской долине, указывает на широкое развитие здесь осадков палеогена в интервалах глубин 4–6,5 км. Сопоставляя данные КМПВ и сейсморазведки, можно прийти к выводу, что кровля мезозойских отложений у сел. Натахтари расположена на глубине 6,5–7 км.

Бурением скважин на южном борту Картлийской депрессии доказано широкое развитие отложений палеогена и мела. Мощность только вулканогенных отложений мела (альб–нижний турон) здесь превышает 1500 м. В опорной скважине Шиндиси мел представлен всеми ярусами от валанжина до датского яруса включительно, а под ними вскрыт разрез вулканогенных осадков средней юры. Все это говорит о том, что в пределах Картлийской депрессии широко развиты осадки мезозоя и палеогена, кроме того, по истории геологического развития эта депрессия, скорее всего, относится к Куринской впадине и является ее неотделимой частью.

Что касается глубинного строения Картлийско-Гарекахетинского нефтегазоносного района, следует сказать, что оно еще изучено слабо. Существующие пока материалы указывают на наличие здесь нескольких структурных этажей. Более уверенно можно говорить о существовании структурного этажа между осадками палеогена и неогена. Видимо, весь неогеновый чехол этого прогиба перемещен к югу по плоскостям почти горизонтальных надвигов, проходящих в основном в толще майкопских отложений. В связи с этим основной задачей сейсмических исследований в Картлийско-Гарекахетинском районе является картирование структур нижнеэоценового структурного этажа.

Анализ результатов геологоразведочных работ, а также закономерностей размещения месторождений нефти и газа, состояния промышленных запасов нефти, перспективных и прогнозных ресурсов позволяет провести сравнительную оценку перспектив нефтегазоносности и выработать основные направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Грузии.

Главным направлением поисково-разведочных работ на данном этапе изученности являются миоцен-палеогеновые отложения, к которым приурочены все открытые за последнее время месторождения нефти и на которых находится все количество подготовленных запасов, а также прогнозных ресурсы.

Из миоцен-палеогеновых отложений основным объектом разведки

являются отложения среднего эоцена Картлийско-Гарекахетинского нефтегазоносного района. Вулканогенно-осадочные отложения среднего эоцена, как показывают материалы глубокого бурения, широко развиты в пределах Куринской впадины. При этом в бортовых частях впадины их меньше (Тарсдалляр, Гюрзундаг, Акстафа, Казах, Дамиртепа, Мамедтепа, между-речье Храми и Алгети, Ниноцминда, Манави). К центральной части прогиба мощности возрастают и одновременно увеличивается вулканогенный материал (Самгори, Патардзеули). Такая закономерность, по-видимому, сохраняется и в Картлийской впадине.

Учитывая глубину залегания пород среднего эоцена, можно выделить первоочередные районы для поисков новых залежей нефти. Это Притбилисский район, Норйо-Мартопи, южное поднадвиговое крыло Самгори-Ниноцминдской зоны, площади Ниноцминда, Манави и Какбети; южнее — площади Рустави, Восточное Удабно, Байда-Чатма, Ткюлькитапа, Эльдари; в промежуточной части — Западное Вацлиани. На остальной центральной части Гарекахетинского прогиба отложения среднего эоцена, как показывают сейсморазведочные работы, залегают ниже глубин 6000 м.

Необходимо вести работы по поискам новых территорий, перспективных на нефть и газ. Одним из важнейших условий для этого является изучение нефтеносности и выявление благоприятных структурных условий в отложениях мела Картлийского прогиба, представленных мощными карбонатными и вулканогенными образованиями, в основании которых предполагается наличие доломитов и доломитизированных известняков неокома.

Не менее важная задача — исследование структурно-фациальных условий меловых и палеогеновых отложений в Горной Кахетии, где в ряде пробуренных структурных скважин отмечались проявления нефти промышленного значения. Для подготовки перспективных площадей в сложном комплексе мел-палеогеновых отложений в первую очередь необходимо начать профильное бурение структурных скважин глубиной 1200—2500 м и одновременно с ним вести сейсморазведочные работы.

Для решения проблемы нижеюрской нефти в Грузии первоочередной задачей является бурение параметрических скважин на площадях Маглаки (восточная часть Рионской депрессии), Намахвани (Окрибское поднятие) и Карзмани (Верхнеимеретинское поднятие).

В Восточной Грузии необходимо ускорить решение вопроса о перспективах нефтеносности юрских карбонатных образований в пределах Алазанского наложенного прогиба, где предполагается наличие погребенных верхнеюрских рифогенных образований, хорошо картируемых сейсморазведкой в районе Хирса, на глубинах 2500 — 3500 м.

Реализация намеченных работ позволит увеличить промышленные запасы нефти и газа, повысить нефтедобычу в республике.

Д.А. Мирзоев, В.М. Пирбудагов, Д.А. Дибиров,
М.О. Джабраилов, Ф.Г. Шарафутдинов, Д.Ш. Шапиев

ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В ДАГЕСТАНЕ

Количественная оценка нефтегазовых ресурсов, проведенная на территории Дагестанской АССР, позволила выделить наиболее обогащенные углеводородами (УВ) литолого-стратиграфические комплексы, на которых следует концентрировать геологоразведочные работы на нефть и газ. Основными перспективными направлениями, как и в предыдущее пятилетие, продолжают оставаться триасовое в Прикумском районе, верхнемеловое в Предгорном Дагестане, нижнемеловое—верхнеюрское для всего Дагестана и среднемиоценовое—верхнемеловое в Терско-Сулакском районе.

В результате геологоразведочных работ 1981—1985 гг. в Дагестане открыт ряд новых месторождений, в том числе шесть нефтяных (Западный Бажиган, Центральное, Озерное, Северо-Юбилейное, Таловское, Октябрьское) и одно газоконденсатное (Новолакское). В этот же период открыто семь залежей на старых месторождениях, из них шесть нефтяных (в I пласте нижнего мела на Русском Хуторе, Центральном, в нефтекумской свите триаса на Равнинном, в нижней юре и XII пласте нижнего мела на Сухокумском, VIII пласте нижнего мела на Южно-Сухокумском, нефтекумской свите на Восходе) и одна газовая залежь (в пласте VIII₂ нижнего мела на месторождении Восточно-Сухокумское).

Принципиально новыми являются открытия Новолакского и Озерного месторождений, которые подтверждают высокие перспективы верхнемеловых отложений зоны сочленения Дагестанского клина со структурами Чечено-Ингушетии и триасовых отложений Восточно-Маньчского прогиба. Получение нефтяного фонтана из верхнемеловых отложений Димитровского месторождения подтверждает высокие перспективы этого комплекса в пределах Нараттюбинской складчато-надвиговой зоны.

Несмотря на значительное число открытых месторождений и залежей, эффективность геологоразведочных работ остается еще низкой, что объясняется в основном следующими причинами: неподтверждением нефтегазоносности триасовых отложений на ряде структур равнинной территории Дагестана и смежной Калмыкии, так как отсутствуют благоприятные коллекторы; неподтверждением части структур Прикумского района и Предгорного Дагестана, где сейсморазведка не дала однозначных результатов; весьма сложным геологическим строением Предгорного Дагестана по верхнемеловым отложениям.

При оценке перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений Дагестана и обосновании направлений геологоразведочных работ учитывается современное представление о геологическом строении основных нефтегазоносных комплексов, характеризующихся весьма сложным строением. Так, для триасовых отложений показательно зональное развитие

благоприятных коллекторов, что связывается с биогермными образованиями, а также осложнение этой толщи многочисленными перерывами, несогласиями и внедрениями вулканогенных пород. Для верхнемеловых отложений Предгорного Дагестана характерна погребенная складчатость, нарушенная системой разрывов, образующих каскад чешуйчато-надвиговых блок-структур, опрокинутых в сторону осевой части Терско-Каспийского передового прогиба. В условиях весьма сложного геологического строения региона затрудняется ведение поисково-разведочных работ.

Для повышения эффективности геологоразведочных работ в пределах Дагестана необходимо:

дальнейшее региональное изучение триасовых отложений равнинной территории Дагестана и структуры верхнемеловых отложений глубокопогруженных зон Предгорного Дагестана на основе сейсморазведки (ГСЗ и параметрическое бурение);

внедрение современных методов сейсмических исследований, включая задачи прогнозирования геологического разреза и пространственной съемки; комплексный научный анализ накопленной геолого-геофизической информации с целью выбора наиболее перспективных площадей при вводе их в поисковое бурение.

Наряду с основными перспективными отложениями определенный поисковый интерес представляют комплексы и районы, где проведена только качественная оценка перспектив нефтегазоносности. К ним следует отнести палеозойские отложения и вулканогенную толщу триаса Прикумского района, особенно в участках предтриасового и предьюрского размылов. В Предгорном Дагестане продуктивными могут оказаться песчано-алевролитовые пачки терригенной юры и мела, карбонатная пачка в кровле готерива, а также нижняя часть майкопской серии (олигоцен), где скопления УВ могут быть встречены как в песчаных пластах, так и в глинах. Нет оснований полностью отрицать и перспективы горных районов Дагестана, которые отнесены к землям с возможной газоносностью нижнемезозойских и палеозойских образований.

Разведочное бурение в Дагестане сконцентрировано на площадях, где скопления УВ предполагаются в ловушках в основном сводового типа, однако благоприятные геологические предпосылки имеются для формирования литологических и стратиграфических ловушек в триасовых и юрских отложениях Прикумского района, в верхнеюрских и неокомских породах Предгорного Дагестана и т.д. С целью поиска нефтяных и газовых залежей в неантиклинальных ловушках необходимо форсировать проведение комплексных геолого-геофизических работ и параметрического бурения, шире применять прямые методы поиска.

Для оценки перспектив нефтегазоносности конкретных территорий используется детальный анализ ряда факторов: тектонического, литологического, геохимического, геотермического, гидрогеологического и др. Определенная роль принадлежит гидрогеологическому фактору, поскольку подземная гидросфера является не только средой, в которой формируются, сохраняются или разрушаются скопления УВ; сами подземные воды принимают активное участие в этих процессах. Разработке гидрогеологических критериев нефтегазоносности Восточного Предкавказья, в том числе и Дагестана, посвящены исследования Г.М. Сухарева, В.Н. Корценштейна,

А.М. Никанорова и др. Как правило, для прогноза нефтегазоносности использовались в основном гидрогеохимические данные.

В последние годы наметилась тенденция резкого сокращения объемов гидрогеологических исследований для нефтепоисковых целей. Последнее связано со снижением эффективности гидрогеологических методов прогноза нефтегазоносности глубокозалегающих нефтегазоносных комплексов. Причина такого несоответствия заключается в следующем. Гидрогеологические критерии нефтегазоносности Восточного Предкавказья были разработаны в 1960–1970 гг. для сравнительно неглубоко залегающих среднемиоценовых, нижнемеловых и верхнеюрских отложений. Простой перенос их для прогнозирования нефтегазоносности глубокозалегающих среднеюрских и триасовых отложений, естественно, не дал ожидаемого эффекта, т.е. при этом не полностью учитывались жесткие термодинамические условия, характерные для глубокопогруженной зоны платформенной части Восточного Предкавказья.

Наиболее наглядно невозможность использования гидрогеологических критериев, разработанных для небольших глубин, с целью прогноза нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов видна на таком примере. Величина газового фактора при преобладающей доли содержания метана до $10 \text{ м}^3/\text{м}^3$ считалась положительным поисковым критерием. Впоследствии работами Р.Г. Султанова, В.Г. Скрипки, А.Ю. Намиота было доказано, что при диапазоне температур $150\text{--}300^\circ\text{C}$, свойственных для глубин 5–10 км, величина газового фактора пресных вод достигает нескольких десятков, а для высокоминерализованных вод высокая растворимость газа сохраняется до 200°C , после чего начинается ее резкое снижение [2]. Таким образом, основной причиной неэффективности гидрогеологических методов при нефтепоисковых работах на глубокозалегающие структурные горизонты является отсутствие реальных связей между водонапорной системой и скоплениями УВ.

Учитывая, что подземные воды играют важную роль в формировании и сохранении залежей нефти и газа, следует сказать, что одним из путей повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ должно быть проведение комплексных гидрогеологических исследований в нефтепоисковых целях. До настоящего времени среди гидрогеологических методов, опробованных для прогноза нефтегазоносности территории Дагестана, наименее изученными являются гидродинамические. Последнее обусловлено тем, что для Восточного Предкавказья считалась обязательной приуроченность залежей нефти и газа к структурным ловушкам, при этом практически не учитывались особенности гидродинамического режима глубоких структурных горизонтов, благоприятных для образования гидродинамически экранированных ловушек УВ.

В настоящее время на территории Дагестана фонд структур практически исчерпан, а выявление новых связано с большими затруднениями, обусловленными сложностью геолого-тектонического строения региона. В связи с этим особый интерес представляют поиски и разведка скоплений УВ в неантиклинальных ловушках, т.е. настало время переходить к более сложному этапу геологоразведочных работ. Возможности успешной разработки проблемы поисков неантиклинальных ловушек, в том числе и гидродинамических, определяются следующими обстоятельствами: наличием ог-

ромного фактического материала, накопленного в процессе нефтепоисковых и промысловых работ; специальными геофизическими, геотермическими и гидрогеологическими исследованиями; совершенствованием методов камеральной обработки исходного материала с широким привлечением методов математического и физического моделирования.

Анализ гидродинамических условий мезозойской водонапорной системы Восточного Предкавказья свидетельствует о наличии благоприятных условий гидродинамических ловушек вблизи системы региональных разломов, приуроченных к области сочленения Восточно-Маньчского прогиба и Прикумского мегавала. По мере погружения мезозойских отложений на юго-восток, к Терско-Каспийскому передовому прогибу, существенно снижаются перспективы сохранения залежей УВ даже при наличии положительных структур.

Исходя из положения, что основные зоны скопления УВ тяготеют к областям мощного осадконакопления (И.О. Брод, Г.Х. Дикенштейн и др.), следует сказать, что существенный интерес представляет Терско-Сулакский прогиб мощностью осадочного чехла более 10 км. В осевой части прогиба направление движения потока подземных вод миоценового структурного этажа претерпевает значительные изменения, в силу чего здесь могут формироваться зоны с благоприятными гидродинамическими условиями для сохранения скоплений УВ.

Выполнение исследований является первой попыткой прогнозировать гидродинамические ловушки. В связи с этим представляется целесообразным осуществить разработку методических рекомендаций по выявлению гидродинамических ловушек на территории Дагестана, отводя последней место опорного полигона.

Территория Дагестанской АССР и прилегающая акватория Каспийского моря обладают значительными нефтегазовыми ресурсами, которые реализованы только частично. Основные направления геологоразведочных работ на нефть и газ остаются теми же, что и в последнее десятилетие: это триасовое в платформенной части Дагестана и верхнемеловое в Терско-Каспийском прогибе. Наряду с их эффективным развитием следует больше внимания уделять нетрадиционным направлениям для обнаружения новых продуктивных горизонтов и зон нефтегазонакопления, в частности в поднадвиговых блоках внешнего обрамления Дагестанского клина.

ЛИТЕРАТУРА

1. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Предкавказья. Т. 4. Дагестанская АССР. М.: Недра, 1980.
2. Корценштейн В.Н. Современная гидрогеология и проблемы нефтегазоносности больших глубин // Гидрогеология. М.: Наука, 1980.
3. Поиски залежей нефти и газа в ловушках неантиклинального типа / А.Г. Алексин, В.Г. Хромов, Н.В. Мелик-Пашаева и др. М.: Недра, 1985.

Ю.И. Корчагина, И.С. Гулиев, К.С. Зейналова

НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ МЕЗОЗОЙСКО-КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Одним из ключевых вопросов прогнозирования нефтегазоносности больших глубин является исследование нефтегазоматеринского потенциала органического вещества (ОВ) пород и условий его реализации. Известно, что нефтегазоматеринский потенциал с глубиной погружения пород снижается. Наибольшая его реализация происходит в условиях главной зоны (фазы) нефтеобразования (ГЗН), соответствующей грациям катагенеза МК₁–МК₃, и зоны преимущественного газообразования (МК₄–АК₁). Реализация нефтегазоматеринского потенциала по стадиям катагенеза совпадает с вертикальной зональностью в распределении углеводородных скоплений в недрах (газ–нефть–газ), однако в бассейнах различного типа этот процесс может существенно изменяться по темпу, а положение ГЗН – варьировать по глубине.

Так, для терригенных пород среднего карбона (Волго–Урал, Донбасс) снижение нефтегазоматеринского потенциала пород наблюдается уже с глубины 2–3 км. В то же время заторможенность его реализации отмечается в Западно-Кубанском бассейне и в Южно-Каспийской впадине для мезозойско-кайнозойских отложений. Для Южно-Каспийской впадины – классического представителя межгорной впадины – характерны интенсивное прогибание в плиоцен-четвертичный этап развития (мощность этого комплекса достигает 10 км), огромная мощность осадочного чехла (в целом до 25 км), сверхвысокие давления со средним коэффициентом аномальности 1,8, низкие температуры (геотермический градиент около 2 °С/100 м), значительное недоуплотнение мощных глинистых толщ, диаспизм и грязевый вулканизм.

В Южно-Каспийской впадине изучены образцы керна до глубины 6,3 км и выбросы грязевых вулканов предположительно с глубины 8–10 км.

Для оценки нефтегазоматеринского потенциала использовались химико-битуминологические, инструментальные, углепетрографические методы, определялся изотопный состав газов грязевых вулканов и месторождений [1, 2].

Геохимическая характеристика получена для верхнемеловых, эоценовых, майкопских и среднеплиоценовых отложений. К нефтематеринским породам отнесены глинистые известняки, мергели, карбонатные глины. Геохимические исследования показали, что в целом мезозойско-кайнозойский комплекс характеризуется невысоким содержанием сингенетичного ОВ: С_{орг} в песчаниках и известняках составляет 0,02–0,2%, в глинистых породах – 0,4–0,8%, в отдельных прослоях глин майкопа и продуктивной толщи – 0,8–1–4%.

В верхнемеловых, эоценовых и майкопских отложениях распространено ОВ смешанного типа. На основании углепетрографических и химических исследований нерастворимой части ОВ оно находится на грациях МК₁–

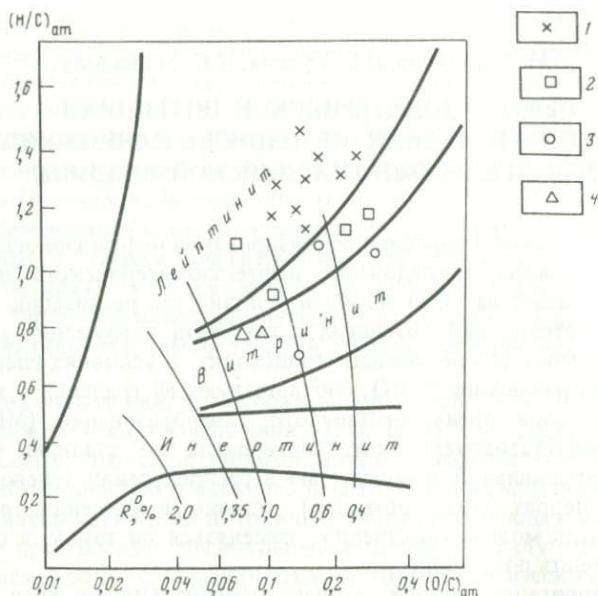


Диаграмма генетических типов ОВ

Кероген отложений: 1 – плиоценовых, 2 – майкопских, 3 – зоценовых, 4 – верхнемеловых

MK_2 ; на диаграмме Ван-Кревелена в модификационном варианте Дж. Ханта ОВ этих отложений располагается в поле витринита (тип II по классификации зарубежных исследователей) и ограничено зоной с $R^0 = 0,4 \div 0,6$. Углететрографическая характеристика керогенов свидетельствует о распространении ОВ в породах, сильно переработанных на стадии раннего диагенеза. В основном ОВ представлено бесструктурной массой с сорбомикстинитом; присутствуют липоидные микрокомпоненты и витринит (переходные разности до семивитринита), отдельные обрывки растительных тканей клеточной структуры.

Для мезозойско-кайнозойского комплекса типично широкое распространение битумоидов различного типа. Автохтонные битумоиды в ОВ пород (β^{XB}) составляют 4–17%; в 40–50% они представлены высокомолекулярными углеводородами (УВ). В породах с остаточным битумоидом их доля в ОВ не превышает 1% (в основном это битумоиды смолисто-асфальтенового типа). Пористые породы (песчаники, известняки) чаще всего пропитаны окисленной нефтью. Для этой группы пород $\beta^{XB} = 40 \div 100\%$. В аллохтонных битумоидах из пород выбросов грязевых вулканов, по данным газовой хроматографии, отсутствуют н-алканы, что типично для нафтидов, подвергнутых биодеградациии. В групповом составе автохтонных УВ из майкопских, зоценовых пород метаново-нафтенновые значительно преобладают над нафтенново-ароматическими: $MH/HA = 4 \div 8$; в битумоидах меловых пород $MH/HA = 0,9 \div 5$.

В глинистых породах продуктивной толщи преобладает ОВ с высоким исходным потенциалом ($H/C_{ат} = 1,2 \div 1,4$); на диаграмме Ван-Кревелена (см. рисунок) оно попадает в поле лейптинита, в зону, ограниченную

$R^0 = 0,3 \div 0,5$, т.е. соответствует стадии протокатагенеза. В наиболее погруженных горизонтах ОВ соответствует грациям ПК₃–МК₁ ($N_{\text{кол}} = 1,65–1,700$). Фациальные особенности продуктивной толщи (дельтовые, прибрежно-морские) способствовали формированию как потенциально нефтематеринских пород, так и коллекторов. Ритмичное строение толщи облегчает эмиграцию УВ из нефтематеринских пород в коллекторы. Автохтонные битумоиды имеют большее распространение до глубины 3,3 км; глубже – повышается частота встречаемости остаточного и перемещенного битумоидов. Миграционные битумоиды с аномально высоким битумоидным ($\beta^{XB} = 17 \div 90\%$) и углеводородным ($\mu_3 = 6 \div 70\%$) коэффициентами типичны для глинисто-песчанистых и алевролитовых пород. Очень высокие удельные концентрации высококипящих УВ в породах ($1,56–16,4 \text{ кг/м}^3$) также подтверждают эпигенетический характер этих битумоидов. Для пород с остаточным содержанием УВ эти значения на порядок ниже (220 г/м^3). В групповом составе УВ остаточных битумоидов МН/НА = 3,1, что в 2 раза ниже этого отношения для автохтонных битумоидов и в 3 раза – для аллохтонных.

Таким образом, анализ геохимической информации свидетельствует о широком распространении битумоидов различного типа (остаточных, миграционных, автохтонных) в мезозойско-кайнозойских отложениях, что обусловлено развитием процессов генерации и эмиграции УВ в нефтематеринских толщах. Масштабы этих процессов различны для отдельных стратиграфических комплексов и зависят от исходного генетического потенциала ОВ и пород в целом. По данным пиролиза, исходный потенциал в изученных отложениях невысокий: для пород верхнего мела он составляет $0,65 \text{ кг/т}$, эоцена – $0,24 \text{ кг/т}$, продуктивной толщи – $0,3 \text{ кг/т}$; его наибольшие значения (до $2,4 \text{ кг/т}$ породы) определены в тех глинах, где $S_{\text{орг}} = 4\%$. Удельная газопродуктивность рассчитывалась по методу материального баланса, учитывающего выход продуктов углефикации из ОВ от высшей градации катагенеза к низшей. Эмиграция жидких УВ рассчитывалась для отложений определенного этапа развития, исходя из содержания в породах автохтонного битумоида и коэффициентов эмиграции, принятых для протокатагенеза ($K_{\text{эм}} = 0,2$) и мезокатагенеза ($K_{\text{эм}} = 0,4$).

Наиболее высокий выход газа ($4,3–5,6\%$ от ОВ) рассчитан для пород мезокатагенеза; в условиях протокатагенеза он составляет около 1% . Повышенной удельной продуктивностью газа ($1,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$) и жидких УВ ($580–1180 \text{ г/м}^3$) характеризуются породы майкопа, что находится в соответствии с результатами пиролиза. Для расчета плотности выхода УВ из пород была выбрана ориентировочная мощность нефтематеринских пород, отражающая толщину преимущественно глинистых генерирующих пород в разрезе (табл. 1). Самая большая учетная мощность (2000 м) принята для отложений продуктивной толщи плиоцена, характеризующейся наибольшей толщиной в разрезе, наименьшая (200 м) – для отложений верхнего мела; для эоцена и майкопа она составляет соответственно 300 и 800 м .

Согласно выполненным расчетам, высокая плотность выхода газа определена в глинистых породах майкопа ($960 \text{ млн м}^3/\text{км}^2$), наименьшая – в породах верхнего мела ($40 \text{ млн м}^3/\text{км}^2$) (см. табл. 1). Следует отметить, что расчетные данные характеризуют газопродуктивность среднего разрезе-

Нефтегазопродуцирующие свойства мезозойско-кайнозойских отложений Нижнекуринской впадины (средние данные)

Возраст	C _{орг.} , %	Учетная мощность, м (катагенез)	K _{в.г.} от ОВ, %	Продуктивность				Исходный потенциал по пиролизу, кг/т породы
				удельная		толщи		
				CH ₄ , м ³ /м ³	УВ ^{ж.} , г/м ³	CH ₄ , млн м ³ /км ²	УВ ^{ж.} , тыс. т/км ²	
N ₂	0,55*	2000 (МК ₂ – МК ₁)	1,17	0,16	60–100	300	120–200	0,25–2,45
P ₃	0,9**	800 (МК ₁ – МК ₂)	4,3	1,2	580–1180	960	465	0,65–2,9
P ₂	0,3**	300 (МК ₂)	5,6	0,4	160	120	50	0,3–3,0
K ₂	0,4**	200 (МК ₃)	1,5	0,2	325	40	50	0,6

Примечание. K_{в.г.} – расчетный выход газов от ОВ, %; УВ^{ж.} – жидкие высококипящие УВ.

* Данные по образцам керн.

** Данные по породам грязевых вулканов.

за Нижнекуринской впадины; они могут существенно меняться по площади и глубине региона, отражая изменения мощности отдельных комплексов в разрезе и концентрацию ОВ в газогенерационных комплексах. Это подтверждается и данными пиролиза, полученными для различных стратиграфических комплексов Южно-Каспийской впадины (табл. 2).

При оценке эмигрирующих жидких УВ из пород мезозойско-кайнозойских отложений было замечено, что выход УВ зависит не столько от концентрации ОВ (одного из важнейших параметров при учете газопроductивности) и его исходного нефтематеринского потенциала, сколько от катагенеза ОВ. Так, в породах продуктивной толщи, где ОВ характеризуется высоким исходным нефтематеринским потенциалом ($H/C_{ат} = 1,2 \div 1,4$) и невысоким $C_{орг} = 0,5\%$ (среднее) в условиях протокатагенеза удельная продуктивность (без бензиновой фракции) составила 60–100 г/м³. Эти же породы, если предположить полную реализацию нефтематеринского потенциала, т.е. за весь этап мезокатагенеза, по расчетам, способны выделить до 1300 г/м³ жидких УВ.

Роль катагенетической превращенности ОВ в реализации нефтематеринского потенциала подтверждается и данными продуктивности жидких УВ породами мела, эоцена, майкопа. В этих породах, как отмечалось выше, ОВ смешанной природы и находится на градациях МК₁–МК₃. При близких исходных концентрациях ОВ (0,3–0,8%, среднее) в условиях мезокатагенеза удельная продуктивность жидких УВ выше и составила 324, 160 и 580 г/м³ соответственно для мела, эоцена, майкопа.

В целом максимальной продуктивностью жидких УВ (465 тыс. т/км²), как и газообразных (960 млн м³/км²), обладают глинистые породы майкопа, несмотря на то, что учетная толщина для этих пород принята в 2,5 раза меньше, чем для аналогичных пород продуктивной толщи плиоцена. Выход жидких УВ из оценочной толщи эоцена и верхнего мела оказался минимальным (около 50 тыс. т/км²).

При оценке перспектив нефтегазоносности территорий большое значение

Нефтегазопродуктивность кайнозойских отложений
в Южно-Каспийской впадине (по данным пиролиза)

Площадь (глубина, м)	Генерацион- ционный по- тенциал, кг/т породы ($S_1 + S_2$)	Индекс			Воз- раст
		продук- тивности ($\frac{S_1}{S_1 + S_2}$)	метана ($\frac{S_2}{C_{орг}}$)	кислорода ($\frac{S_3}{C_{орг}}$)	
Булла-море (1412-1416)	0,48	0,32	0,059	0,9	N ₂
Булла-море (2585-2588)	0,20	0,52	—	0,91	N ₂
Булла-море (3797)	0,43	0,38	—	0,94	N ₂
Бахар (4985-4988)	0,33	0,25	0,04	0,864	N ₂
Бахар (5165-5172)	0,34	0,28	—	0,78	N ₂
Банка Персиянина (5230-5236)	0,52	0,24	0,062	0,79	N ₂
Банка Андреева (5455-5460)	0,24	0,43	—	0,96	N ₂
Бахар (5610)	1,06	0,29	0,06	0,86	N ₂
Булла-море (5939)	0,36	0,42	—	0,82	N ₂
Боздаг Кобийский*	2,13	0,20	0,032	0,26	N ₂
	2,65	0,14	0,031	0,31	N ₂
	3,04	0,17	0,039	0,25	P ₂
Агноур	1,47	0,21	0,036	0,47	N ₁
	1,09	0,50	0,018	0,28	P ₃
	0,96	0,30	0,015	0,64	N ₁
Чеилдаг	2,90	0,14	0,029	0,29	P ₃
Шихзагирли	2,40	0,11	0,048	0,16	P ₃
Давалидаг	5,45	0,13	0,09	0,133	P ₃

*Породы выбросов грязевых вулканов.

имеет не только оценка выхода УВ, но и их фазовое состояние в глубоких осадочных материалах. Исследования изотопного состава метана в нефтегазоматеринских залежах и газах грязевых вулканов показали, что значения $\delta^{13}C = 30\div 60\%$ и моду они имеют в области 40–50%. Такой изотопный состав метана, по Э.М. Галимову, может свидетельствовать о месте его образования, совпадающем с областью основной генерации УВ, т.е. с начальным, а в ряде случаев и со средним этапом катагенеза. На основании кривых зависимостей $\delta^{13}C$ от температуры (по В. Боттингу), отражательной способности витринита (по В. Шталю) можно примерно оценить глубину (6–13 км) образования изученного газа.

Сопоставляя зоны распределения запасов УВ с известной зональностью газонефтеобразования в различных нефтегазоносных бассейнах мира, можно предположить, что основные запасы УВ в Южно-Каспийской впадине находятся на глубинах более 5 км. В этом случае нерешенным остается вопрос о свойствах коллекторов и флюидоупоров на больших глубинах.

Изучение коллекторских свойств пород в различных бассейнах показало, что в условиях интенсивного осадконакопления, обусловленного высокими скоростями прогибания, в толщах осадочных образований возникают АВПД и отдельные интервалы разреза остаются недоуплотненными. В таких отложениях емкость порового пространства остается значительной, и эти породы сохраняют удовлетворительные и хорошие коллекторские свойства на большой глубине. Для Южно-Каспийской впадины ряд исследователей (Л.А. Буряковский, И.С. Джафаров, Р.Д. Джеванджир) путем моделирования процесса погружения плиоценовых пород показали возможность сохранения коллекторских свойств до глубины 9 км. В продуктивной толще коллекторами являются преимущественно кварцевые песчаники. По данным А.А. Нариманова, хорошие коллекторские свойства (пористость 10–18%) пород продуктивной толщи сохраняются до глубины 5,9–6,2 км, что позволяет положительно оценивать возможность формирования залежей на больших глубинах.

Экранирующие свойства пород во многом определяются стадией их литификации. Р.Д. Джеванджир путем эксперимента на взаимодействии пород с пластовыми водами показал, что монтмориллонит не разрушается, выдерживая нагрузки, свойственные глубинам более 15 км. Глины, отобранные на глубине 6026 м в Южно-Каспийской впадине, оказались на низкой стадии развития, и в этих условиях они сохраняют свои экранирующие свойства. Сохранение пластичных свойств глин вследствие небольшого катагенеза (МК₃) в породах специфического минерала – монтмориллонита служит достаточно веским основанием для предположения о существовании надежных флюидоупоров на больших глубинах в межгорных впадинах с высокими скоростями прогибания.

Изучение структурного плана в Южном Каспии показало, что в пределах большинства выявленных структур отмечается их унаследованность от нижнего отдела среднего плиоцена до современных отложений. Этот факт позволяет предположить наличие структурных ловушек и в глубоких горизонтах раннего плиоцена, верхняя часть которых исследована путем бурения и сейсморазведки. Таким образом, полученная геолого-геохимическая информация о перспективах нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов позволяет сделать ряд общих выводов.

Общая схема нефтегазообразования в Южно-Каспийской впадине может быть представлена следующим образом. Зона биохимического газообразования занимает верхнюю часть разреза и обусловлена большой мощностью четвертичных отложений, содержащих рассеянное ОВ, что подтверждает высокая газонасыщенность разреза. Главная зона нефтеобразования в этой впадине весьма растянута и опущена на большую глубину (8–10 км), что обусловлено низким геометрическим режимом, высокими скоростями прогибания впадины. В этой зоне одновременно находятся различные стратиграфические комплексы. Зона термокаталитического сухого газа смещена на еще большие глубины (12–13 км).

Установленная зональность в генерации УВ разного состава и фазового состояния в разрезе, масштабы этого процесса, так же как анализ состояния коллекторов и флюидоупоров на больших глубинах, позволяют рассчитывать на открытие скоплений нефти и газа в глубокопогруженных мезозойско-кайнозойских отложениях Южно-Каспийской впадины.

1. Корчагина Ю.И., Четверикова О.П. Методы исследования рассеянного органического вещества осадочных пород. М.: Недра, 1976.
2. Корчагина Ю.И., Четверикова О.П. Методы оценки генерации углеводородов в нефтеспродуцирующих породах. М.: Недра, 1983.
3. Корчагина Ю.И., Зейналова К.С. Нефтегазопродуцирующие свойства глубокопогруженных горизонтов Нижнекуринской впадины // Геология нефти и газа. 1986. № 12.
4. Bottinga V. Calculated fractionation factor for carbon and hydrogen isotope exchange in the system calcite - carbon dioxide - graphite-methane-hydrogen-water vapor // Geoch. et Cosmoch. Acta. 1969. Vol. 33, N 1. P. 49.
5. Stahl W.J., Garey A.C. Source rock identification by isotope analyses of natural gases from fields in the Valverde and Delaware basins West Texas // Chem. Geology. 1975. N 16. P. 257-267.

УДК 551.76/551.781/ (470.6 + 479.22 + 479.24) : 552.1

Л.И. Верник, М.Э. Гринберг

**ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ
ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ МЕЗОЗОЙСКИХ
И ПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
ВОСТОЧНО-КУБАНСКОЙ ВПАДИНЫ,
ПРИБИЛИССКОГО РАЙОНА И ЗАПАДНОГО АЗЕРБАЙДЖАНА**

Одним из основных и наиболее перспективных объектов поисково-разведочных работ на нефти и газ в Кавказском регионе являются мезозойские и палеогеновые отложения. В пределах Восточно-Кубанской впадины на площадях Кошехабльской и Кузнецовской в разрезе бат-келловейской терригенной толщи в интервале 4,2–5,5 км в результате исследований идентифицируется ряд петрофизических групп пород.

Кварцевые песчаники и алевролиты с регенерационным цементом отличаются высокой прочностью и твердостью. Они часто сохраняют коллекторские свойства на больших глубинах. Кварцевые алевропсаммиты характеризуются низкой открытой пористостью ($K_{п\text{ от}} = 5 \div 6\%$), однако пониженные значения остаточной водонасыщенности ($K_{ов} = 75\%$), доходящие до 47%, эффективная пористость ($K_{п\text{ эф}} = 1 \div 3\%$) и проницаемость ($K_{пр} = 0,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$) позволяют отнести эти породы к потенциальным коллекторам газа, но непродуктивным в отношении нефти. Их выделение в разрезе возможно при комплексном использовании методов ЭК и АК, так как по величинам $P_{п} = 120 \div 130$ и $V_p = 4,2$ км/с эти породы заметно уступают остальным.

Известково-кварцевые песчаники, имеющие подчиненное распространение в разрезе, отличаются повышенными значениями минералогической и объемной плотности, карбонатности ($K_{ка} = 16\%$), скорости ($V_p = 5,02$ км/с) и пониженными значениями пористости ($K_{п\text{ от}} = 2,44\%$, $K_{п\text{ эф}} = 0,6\%$) и проницаемости ($K_{пр} = 0,02 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$).

Довольно распространенный в разрезе петротип образован гидрослюдисто-кварцевыми алевролитами. Открытая пористость в них $K_{п\text{ от}} =$

= 1,46%; при отсутствии микротрещин они непроницаемы; значения пористости ($P_n = 367$) и скорости ($V_p = 5,1$ км/с) высоки. От них мало отличаются аргиллиты, выделенные в отдельную петрогруппу на основании более низкой скорости ($V_p = 4,62$ км/с). Три последних петротипа – типичный пример терригенных отложений больших глубин, интенсивно уплотненных и катагенезированных. Пористость пород бат–келловей коррелируется с параметрами пористости (P_n), скорости (V_p) и проницаемости ($K_{пр}$).

Осадочно-вулканогенная формация среднего эоцена приурочена к Аджаро-Триалетской геосинклинально-складчатой зоне, погружающейся в Прибильисском районе [1]. На месторождении Самгори-Патардзеули мощность пород среднего эоцена около 600 м, глубина залегания 2,5–3 км. Погружение сопровождается возрастанием степени постседиментационных изменений вулканокластических и осадочных пород до стадии среднего катагенеза, что выражается в цеолитизации и хлоритизации плагииоклазов, вулканического стекла, а также в хлоритизации и гидрослюдизации глинистых минералов. Наиболее распространены здесь псаммитовые и алевролитовые туфы андезито-базальтового и андезитового состава, слагающие пачки мощностью до нескольких десятков метров и чередующиеся с пачками преимущественно известковистых туффитов, среди которых встречаются прослои туфомергелей и туфоаргиллитов. Физические свойства перечисленных разновидностей туфов и туфогенно-осадочных пород незначительно отличаются друг от друга. Доминирующий постседиментационный процесс, проявляющийся в туфах и отсутствующий в известковистых туффитах, – цеолитизация. Для месторождений Самгори-Патардзеули и Телети наиболее характерна ломонитовая минерализация. Участки интенсивной цеолитизации мощностью от нескольких десятков сантиметров до 5 м часто приурочены к контактам туфов с контрастными им по составу известковистыми туффитами и туфомергелями. Суммарная мощность этих пород (скв. 32 Телети) составляет 12% разреза среднего эоцена.

Образцы интенсивно цеолитизированных туфов и цеолититов характеризуют развитие хаотической сети открытых микротрещин раскрытостью 10–50, иногда до 100 мкм и более. Реже встречаются частично или полностью залеченные ломонитом субвертикальные трещины раскрытостью до 500 мкм и жилы мощностью до нескольких миллиметров. Содержание ломонита в интенсивно цеолитизированных туфах составляет до 60–70% и более, а в цеолититах свыше 90% объема породы. На контактах между агрегатами ломонита часто отмечаются микротрещины раскрытостью до 10 мкм и протяженностью 3–5 мм, которые, иногда соединяясь в единую систему, придают породе своеобразный облик. Описанная микротрещиноватость имеет, вероятно, катагенный характер и парагенетически связана с ломонитовой минерализацией, имеющей сложное гидротермальное катагенное происхождение [2].

Участки интенсивной цеолитизации туфов четко отражаются в физических полях. Низкочастотный широкополосный акустический картаж дает отчетливые минимумы скорости продольных волн и коэффициента Пуассона; эти участки фиксируются методом двух растворов БК и БКЗ, диаметр скважины в них отклоняется от номинала и возникают довольно существенные каверны.

Вариации физических свойств пород разреза среднего эоцена в первую

Сравнительный анализ физических свойств малоизмененных и цеолитизированных туфов андезито-базальтового состава

Туфы	Минералогическая плотность $\delta_{\text{т}}$, 10^3 кг/м^3	Открытая пористость $K_{\text{п от}}$, %	Эффективная пористость $K_{\text{п эф}}$, %	Газопроницаемость $K_{\text{пр}}$, 10^{-15} м^2	Скорость продольных волн во влагонасыщенных образцах $V_{\text{р}}$, 10^3 м/с	Электрический параметр пористости $R_{\text{п}}$	Предел прочности $\delta_{\text{сж}}$, МПа	Число измерений n
Малоизмененные	2,68	5,9	0,64	0,025	4,78	159	115	165
	2,60–2,85	1,50–11,21	0,16–0,22	0–0,27	3,89–5,97	30–800	42–216	
Цеолитизированные (ломонитовые)	2,58	14,15	3,82	13,4	13,32	41	34	32
	2,4–2,68	8,37–20,71	2–4,99	0,1–1,23	2,3–4,2	16–76	7–59	

очередь определяются степенью наложенной цеолитовой минерализации. Для интенсивно цеолитизированных туфов характерны резко повышенные фильтрационно-емкостные свойства, уменьшенные электрические и упругопрочностные. Примечательно повышение $K_{\text{п эф}}$ до 4–5% по сравнению со значениями менее 1%, характерными для малоизмененных туфов, и возрастание проницаемости на три-четыре порядка (см. таблицу).

Одним из петрофизических следствий проявления интенсивной цеолитизации туфов является отклонение связи между пористостью и интервальным временем от линейного закона, описываемого уравнением Уайли (среднего времени), полученным для простых сред. Это отклонение происходит в области пористости $K_{\text{п}} = 8–10\%$.

Вулканогенные породы верхнего мела площади Мурадханлы вскрыты на глубине 3–5 км [3]. Исследуемая выборка подразделена на две петрофизические группы. В первую входят лавы андезитов и андезито-дацитов, во вторую – их туфы и туфобрекчии.

Андезиты и андезито-дациты сильно изменены вторичными процессами (цеолитизацией, альбитизацией, хлоритизацией), хотя структура вулканитов с вкрапленниками плагиоклаза, пироксена и биотита сохранена. Открытая пористость этих пород довольно высока ($K_{\text{п от}} = 9,59\%$), эффективная пористость ($K_{\text{п эф}}$) не превышает 1%, проницаемость ($K_{\text{пр}}$) составляет $0,09 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Не исключено, что в участках интенсивного выщелачивания и выветривания фильтрационно-емкостные свойства повышаются. Низкая скорость ($V_{\text{р}} = 4,59 \text{ км/с}$) коррелируется со степенью вторичных изменений. Магнитная восприимчивость колеблется от 10 до $3000 \cdot 10^{-5} \text{ СИ}$, причем высокие значения соответствуют наименее измененным плотным андезитам.

Вторую группу, как уже сказано, образуют туфы и туфобрекчии андезитов, в которых на первичную пористость накладывается вторичная, возникающая в результате поствулканических процессов выщелачивания и выветривания. Среднее значение открытой пористости $K_{\text{п от}}$ составляет 13,38%, в отдельных образцах оно достигает 21%, эффективная пористость $K_{\text{п эф}}$ равна 4–5%, проницаемость не превышает $2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, что позво-

ляет относить эти породы к потенциальным коллекторам. Они характеризуются низкими значениями сопротивления ($P_{\text{п}} = 75$) и скорости ($V_{\text{р}} = 3,82$ км/с).

Для пород описываемой толщи характерна тесная связь пористости со скоростью и проницаемостью.

Выводы. Кварцевые песчаники и алевролиты с регенерационным цементом бат-келловей Восточно-Кубанской впадины могут быть отнесены к потенциальным коллекторам газа и при отсутствии трещиноватости не продуктивны для нефти. Остальные петротипы типичны для отложений больших глубин, интенсивно уплотнены, катагенезированы и являются хорошими флюидоупорами.

В осадочно-туфогенном разрезе среднего эоцена Притбилисского района выявлен не описанный ранее в геологической литературе вид пород-коллекторов нефти и газа гидротермально-катагенного происхождения (ломонитовые цеолиты), уточнивший и дополнивший представление о типе коллектора.

В вулканитах верхнего мела площади Мурадханлы в результате поствулканических процессов выщелачивания и выветривания благоприятные коллекторские свойства могут сохраняться на больших глубинах.

Сравнительный анализ фильтрационно-емкостных, электрических и упругих характеристик цеолитизированных туфтов среднего эоцена Притбилисского района, туфобрекчий и туфов андезитов верхнего мела площади Мурадханлы свидетельствует об их схожести и возможности применения тождественного комплекса ЭК, АК, радиометрии и кавернометрии для их идентификации.

Применение интерпретационных моделей, полученных для простых сред или взятых по литературным аналогам, может привести к существенным ошибкам прогнозных значений параметров сложных коллекторов. Например, оценка пористости по уравнению среднего времени для разреза среднего эоцена Притбилисского района может быть применена в диапазоне пористости до 8–10%, за пределами которого пористость значительно (в 1,3–1,7 раз) завышается по сравнению с истинными величинами. Это делает необходимым обеспечение количественной интерпретации ГИС петрофизическими статистическими зависимостями, полученными на конкретном керновом материале.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дзюценидзе Г.С. Домиоценовый эффузивный вулканизм Грузии. Тбилиси: Изд-во АН ГССР, 1948.
2. Верник Л.И., Гринберг М.Э., Кузнецов О.Л. Литолого-петрофизические особенности коллекторов осадочно-вулканогенной толщи среднего эоцена Притбилисского района // Геология нефти и газа. 1984. № 8.
3. Акаева В.П. и др. Размещение пород-коллекторов в верхнемеловом вулканогенно-осадочном комплексе Среднекуринской депрессии // Там же 1976. № 12.

С.Г. Салаев, Н.С. Кастрюлин, Н.К. Ризаев,
Н.М. Исмаил-Заде

УСЛОВИЯ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ И НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В ПАЛЕОГЕН-МИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ АЗЕРБАЙДЖАНА

Палеоген-миоценовые отложения в пределах Азербайджана являются одним из основных источников генерации УВ, за счет которых формируются нефтегазовые залежи как в самом палеоген-миоценовом комплексе, так и частично в вышележащем плиоценовом; кроме того, эти УВ обеспечивают широко распространенную интенсивную грязевулканическую деятельность. Выполняя глубокие (до 6–8 км) прогибы, сформировавшиеся на орогенной стадии альпийского тектогенеза, палеоген-миоценовые отложения достигают большой мощности — до 4–5 км и более (рис. 1) — и имеют региональное распространение. Как видно на примере майкопской свиты (рис. 2), наиболее типичной для палеоген-миоценового комплекса, эти отложения в Азербайджане окаймляют мегантиклинории Большого и Малого Кавказа и погружаются в сторону депрессионных зон, резко увеличиваясь в мощности.

На юго-восточном Кавказе палеоген-миоценовые отложения широко развиты в депрессионных зонах Южного Кобыстана, Кубинского предгорного прогиба и Апшеронского периклинального прогиба [5], где их общий объем составляет около 25 тыс. км³. Они значительно распространены также в междуречье Куры и Иори, Евлах-Агджабединском и Предталышском прогибах.

Сложенная в основном пластичными глинистыми породами (рис. 3) толща палеоген-миоценовых отложений депрессионных зон Азербайджана обладает высоким нефтегазогенерационным потенциалом, но характеризуется низкими емкостно-фильтрационными свойствами [4]. В ней имеются условия для генерации большого количества УВ, но нет благоприятных путей для внутриформационной миграции и мало емких ловушек для аккумуляции, в связи с чем основная масса УВ не имеет возможности концентрироваться в крупные залежи.

Повсеместная обильная насыщенность преимущественно глинистых пород палеоген-миоценовых отложений углеводородами, отсутствие благоприятных условий для выделения их из пелитовых отложений и затрудненные условия их внутриформационной миграции [1] предохраняют эту толщу от резко выраженного динамометаморфизма, в связи с чем она и на больших глубинах (до 6–8 км) остается слабоуплотненной и высокопластичной. Эта особенность палеоген-миоценовых отложений не препятствует дальнейшему развитию в них процессов генерации и миграции УВ и аккумуляции их в залежи.

Региональную нефтегазоносность палеоген-миоценовых отложений депрессионных зон Азербайджана подтверждает почти повсеместно проявляющаяся интенсивная грязевулканическая деятельность, которая, как показали исследования грязевых вулканов, обусловлена особой формой миграции УВ, генерируемых в палеоген-миоценовых отложениях [1]. Именно повсеместная обильная насыщенность толщи преимущественно

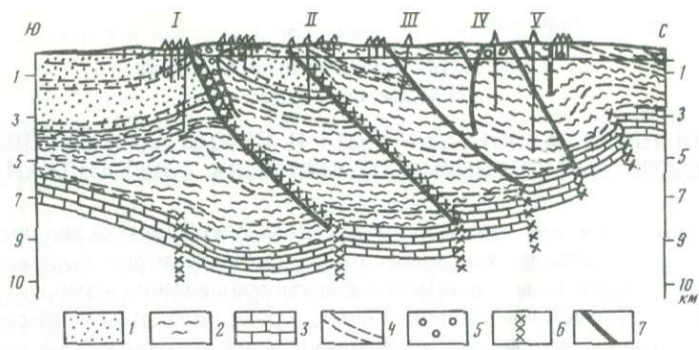


Рис. 1. Геологический профильный разрез через Шемахино-Гобустанский прогиб

Отложения: 1 — песчано-глинистые антропоген-плиоценовые, 2 — преимущественно глинистые миоцен-палеогеновые, 3 — терригенно-карбонатные мезозойские; 4 — стратиграфические границы; 5 — грязевулканические брекчи; 6 — зоны тектонического дробления; 7 — разрывные нарушения. Поднятия: I — Дашмардан, II — Адживели, III — Ильичи, IV — Сунди, V — Аяз-Ахтарма

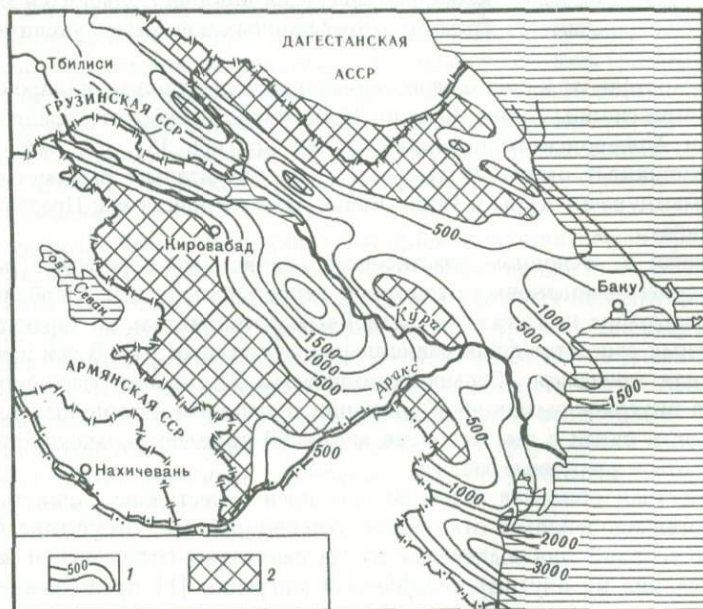


Рис. 2. Карта равных мощностей отложений майкопской свиты Азербайджана
1 — изопахиты, м; 2 — суха

глинистых пород палеоген-миоцена углеводородами и затрудненные условия их миграции обеспечили развитие грязевулканических процессов. Поэтому проявление грязевого вулканизма — это прямой признак высокой нефтегазонасыщенности палеоген-миоценовых отложений, зачастую залегающих на больших глубинах.

На ряде площадей отмечены благоприятные условия для образования пластовых залежей. Такие залежи выявлены на площади Умбаки в Шема-

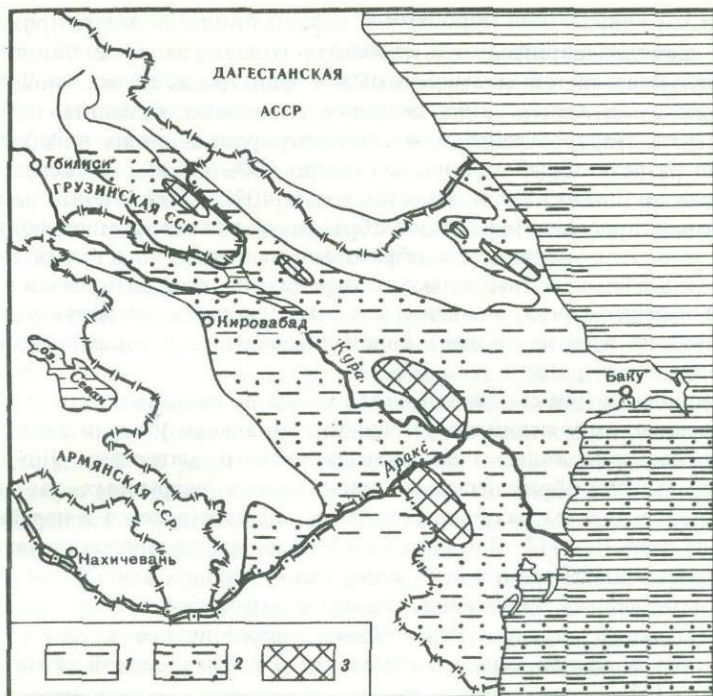


Рис. 3. Карта литофаций отложений майкопской свиты Азербайджана

Литофации: 1 – глинистая, 2 – песчано-глинистая (глинистая с прослоями песков и алевритов); 3 – суша

хино-Гобустанском районе в I горизонте чокрака и в III–VI горизонтах майкопской свиты [3]. Более 40 лет разрабатываются нефтегазовые залежи палеоген-миоценовых отложений в зоне Сиазанской моноклинали. Залежи нефти в палеоген-миоценовых отложениях были выявлены на Апшеронском полуострове (Карадаг, Шубаны, Бинагады), в Кировабадском районе (Нафталан, Казанбулаг, Аджидере, Мирбашир), в Евлах-Агджабединском прогибе (Мурадханлы, Зардоб, Джафарлы), в междуречье Куры и Иори (Тарсдалляр, Гюрзундаг). Все эти залежи связаны с горизонтами, обогащенными песчано-алверитовым материалом и обладающими сравнительно неплохими коллекторскими свойствами, благоприятствующими миграции и аккумуляции УВ в промышленных количествах.

Несмотря на положительные результаты бурения на отдельных площадях, поисково-разведочные работы на палеоген-миоценовые отложения в Азербайджане, проведенные в достаточно большом объеме, в целом оказались малоэффективными. Основной причиной несоответствия эффективности поисково-разведочного бурения ресурсам палеоген-миоценовых отложений является ошибочное стремление открывать в них такие же залежи, как и в среднеплиоценовых отложениях, содержащих многочисленные прослои песчано-алевритовых коллекторов.

Как показал анализ материалов бурения и геофизических исследований, палеоген-миоценовые отложения Азербайджана почти на 95% сложены

пластичными глинистыми породами и только около 5% в них приходится на долю песчано-алевритового и карбонатного материала, т.е. они в целом характеризуются низкими емкостными и фильтрационными свойствами. К тому же выделяемые в них песчано-алевритовые горизонты не имеют регионального распространения и сконцентрированы лишь в небольшом интервале разреза общей мощностью около 500–600 м, остальная часть мощностью до 2000–3000 м, а местами и до 4000–5000 м почти не содержит песчаных прослоев [4]. Таким образом, для палеоген-миоценовых отложений в целом условия для образования крупных пластовых залежей нефти и газа благоприятны только на ограниченных территориях и в определенных частях разреза, в связи с чем основная часть генерируемых в них УВ рассеяна по всей их толще в виде многочисленных локальных скоплений в глинистых породах.

Вместилищами для скоплений нефти и газа в глинистых породах палеоген-миоценовых отложений могут служить локальные участки с несколько повышенным содержанием песчано-алевритового материала. Локальные скопления могут образовываться также вдоль разрывных нарушений, где глинистые породы разуплотняются, расланцовываются и перебиваются трещиноватостью [1]. Под высоким пластовым давлением межслойные и трещинные пространства в этих зонах могут заполняться УВ и образовывать промышленные скопления. Важным вместилищем для локальных скоплений могут служить межслойные, межслойчатые и межлистовые пространства в глинах, как это имеет место в баженовской свите Западной Сибири [6].

О высоких генерационных возможностях глинистых пород палеоген-миоценовых отложений Азербайджана свидетельствует высокое содержание в них исходного ОВ. Как показали геохимические исследования [2, 8], содержание $C_{орг}$ в глинах палеоген-миоцена нередко достигает до 3–4%, а в отдельных случаях даже превышает 4%.

Вследствие специфических особенностей развития молассовых прогибов и проявления высокой неотектонической активности в толще палеоген-миоценовых отложений постоянно происходят внутриформационные перемещения глинистых масс вместе с рассеянными в них флюидами, а также заключенными в них локальными скоплениями УВ. Внутриформационные перемещения могут происходить в форме блоковых смещений по системе "оживленных" разрывных нарушений, в виде складкообразных изгибов, интенсивных сжатий, выжиманий в зоны региональных разрывов и т.д.

В процессе внутриформационных перемещений нарушается стабильное положение локальных газовых скоплений. Находясь под АВПД, они стремятся изменить свой объем в сторону увеличения и мигрировать в зоны наименьшего сжатия. И если в это время открываются каналы для миграции, которыми могут служить кратковременно расширяющиеся трещины, локальные газовые скопления полностью или частично будут мигрировать в пространстве. Несомненно, они будут устремляться главным образом по направлению к зонам тектонического дробления, где происходит резкое разуплотнение пород. В итоге в зонах тектонического дробления концентрируются избыточные количества углеводородного газа, образующего очаги, откуда проявляется грязевулканическая деятельность [1].

По мере накопления в этих очагах значительных количеств углеводородного газа, локализующегося в условиях ограниченного порового пространства и всестороннего сжатия, АВПД возрастает до значений, при которых в трещинной системе зоны тектонического дробления открываются пути для вывода газовых скоплений на дневную поверхность, т.е. происходят грязевулканические извержения.

Если грязевулканические проявления в какой-то степени истощают газовые ресурсы палеоген-миоценовых отложений, то интенсивная вертикальная миграция УВ по разветвленной системе разрывных нарушений из подстилающих мезозойских образований пополняет их запасы. Особенно обильно поступающие снизу УВ могут насыщать разуплотненные породы в зонах тектонического дробления. Иными словами, несмотря на обильную генерацию УВ самой толщей палеоген-миоценовых отложений, она еще дополнительно обогащается углеводородами, генерируемыми в подстилающих образованиях. Поэтому ни активная грязевулканическая деятельность, ни эмиграция УВ по разрывным нарушениям в покрывающие отложения и на дневную поверхность не способны даже за длительное историческое время истощить нефтегазовые ресурсы палеоген-миоценовых отложений. Характеризуясь благоприятными условиями для нефтегазообразования, эти отложения на большей территории их распространения защищены от разрушения в них нефтегазовых скоплений достаточно мощной и непроницаемой покрывкой, представленной глинистыми толщами нижнего плиоцена. Особенно важное значение для сохранения нефтегазовых скоплений в палеоген-миоценовых отложениях имеет перекрытие их мощными (до нескольких сот и даже тысяч метров), слабо дислоцированными плиоценовыми осадками в депрессионных зонах, оцениваемых как высокоперспективные для поиска залежей нефти и газа в погребенных структурах [5]. Такие условия наблюдаются в депрессионных зонах Апшеронского периклинального прогиба, Джейранкечмесской депрессии, Кубинского предгорного прогиба.

Нефтегазонакоплению в палеоген-миоценовых отложениях способствовала сложная структурно-тектоническая обстановка на протяжении всей кайнозойской эры. Интенсивное развитие складчатых и разрывных дислокаций помогало формированию складчато-разрывных структурных форм с ловушками сводового, тектонически-экранированного, стратиграфического и литологического типов. В этой связи наиболее благоприятными для нефтегазонакопления являются антиклинальные зоны, осложненные осепродольными региональными разрывами, в пределах которых вмещением для УВ может служить трещинное пространство раздробленных пород, перекрытых плотными нижнеплиоценовыми отложениями.

Благоприятным фактором нефтегазонакопления в центральных частях депрессионных зон является уменьшение степени размыва отдельных горизонтов палеоген-миоценовых отложений по направлению от бортовых частей к приосевым, где разрез представлен более полно, без перерывов и несогласий.

Образование локальных скоплений нефти и газа в палеоген-миоценовых отложениях не обязательно связано с положительными структурными формами, так как их местоположение обусловлено главным образом литологическим фактором. Локальные скопления образуются в тех частях гли-

нистой толщи, которые несколько обогащены песчано-алевритовым материалом, поэтому они могут размещаться как в присводовых частях и на крыльях антиклинальных зон, так и в разделяющих их синклиналиях, т.е. независимо от структурно-тектонических особенностей.

Локальные скопления, образовавшиеся в глинистых породах, как правило, характеризуются небольшим объемом, хотя не исключена возможность формирования и довольно значительных скоплений, располагающихся группами как по простиранию, так и по разрезу, одно над другим. Поэтому они могут образовывать в толще палеоген-миоценовых отложений отдельные участки, в целом составляющие единую зону, которую условно можно считать самостоятельной залежью со сложным типом коллектора, как бы состоящей из серии разобщенных нефтегазовых линз. Освоение такой залежи, конечно, может представлять большие трудности, но, как показала практика поисково-разведочных и эксплуатационных работ в Западной Сибири по освоению залежей в глинистых породах баженовской свиты, оно не является невозможным [7].

Из рассмотренных факторов следует, что геолого-геохимические условия в палеоген-миоценовых отложениях Азербайджана благоприятны как для нефтегазообразования, так и для нефтегазонакопления. Образованию нефтегазовых залежей в наибольшей мере способствуют глубокопогруженные погребенные антиклинальные структуры депрессионных зон. Менее благоприятные условия для образования пластовых залежей отмечаются в бортовых частях депрессионных зон. Высокие перспективы нефтегазоносности связываются с зонами тектонического дробления. Важное значение приобретает возможность промышленного освоения многочисленных локальных скоплений неструктурного типа в глинистых породах палеоген-миоценовых отложений.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Кастрюлин Н.С.* Замедленно-непрерывная внутриформационная миграция локальных газовых скоплений – необходимое условие развития грязевулканических процессов // Изв. АН АЗССР. Сер. наук о Земле. 1985. № 1.
2. *Салаев С.Г.* Олигоцен-миоценовые отложения юго-восточного Кавказа и их нефтегазоносность. Баку: Изд-во АН АЗССР, 1961.
3. *Салаев С.Г., Кастрюлин Н.С.* Роль тектонических разрывов в формировании нефтегазовых залежей Кобыстана. Баку: Элм, 1977.
4. *Салаев С.Г., Кастрюлин Н.С., Ризаев Н.К.* Перспективы поисков локальных скоплений нефти и газа в палеоген-миоценовых отложениях юго-восточного Кавказа // Азерб. нефт. хоз-во. 1985. № 4.
5. *Салаев С.Г., Кастрюлин Н.С., Ризаев Н.К.* Перспективы выявления нефтегазовых залежей в палеоген-миоценовых отложениях глубокопогруженных зон юго-восточного Кавказа // Изв. вузов. Нефть и газ: 1985. № 6.
6. *Трофимук А.А., Карагодин Ю.Н.* Баженовская свита – уникальный природный резервуар нефти // Геология нефти и газа. 1981. № 4.
7. Обоснование особенностей строения и продуктивности баженовской свиты Салымского месторождения по данным работы скважин / Ю.В. Желтов, Г.Е. Малофеев, Л.А. Толстов и др. // Геология нефти и газа. 1984. № 8.
8. Оценка нефтепроизводящих свойств мезо-кайнозойских отложений Азербайджана / А.А. Али-Заде, Г.А. Ахмедов, Г.-М.А. Алиев и др. Баку: Элм, 1975.

С.Г. Надиров, Б.М. Соломонов, Г.-М.А. Алиев

МЕЗОЗОЙСКИЕ И ПАЛЕОГЕН-МИОЦЕНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ АЗЕРБАЙДЖАНА И ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ НОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Значительная часть территории Азербайджана осложнена двумя крупными положительными геоструктурными элементами – Большим и Малым Кавказом, разобщенными Куринской межгорной депрессией, где мощность мезозойско-кайнозойских осадочных образований превышает 10 км. С этой депрессией и краевыми прогибами Большого и Малого Кавказа связаны дальнейшие перспективы нефтепоисковых работ.

Строение этой крупной депрессии осложнено рядом прогибов более низшего порядка, где имеются весьма благоприятные условия для нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции как в среднеплиоценовых (Нижекуруинская депрессия), так и в миоцен-палеогеновых и мезозойских (Евлах-Агджабединский и Иори-Аджиноурский прогибы) отложениях.

Если до последнего времени основным объектом поисково-разведочных работ считался средний плиоцен Нижекуруинской депрессии, то на современном этапе на первый план как объект поисково-разведочных работ выдвигаются миоцен-палеогеновые и мезозойские отложения Куринской межгорной депрессии, в пределах которой выявлены промышленные скопления нефти. В частности, концентрация поисково-разведочных работ на миоцен-палеогеновые и мезозойские отложения Евлах-Агджабединского прогиба в междуречье Куры и Иори уже привели к открытию ряда месторождений – Мурадханлы, Зардоб, Джафарлы, Тарсдалляр. Положительные данные в процессе бурения и опробования получены на площадях Дамиртепе-Удабно, Шихбаги, Гюрзундаг и др.

Результаты поисково-разведочных работ подтвердили прогноз о значительном стратиграфическом диапазоне нефтегазоносности разреза и вместе с тем выявили значительное многообразие форм скоплений нефти и типов коллекторов, что необходимо учесть при дальнейших поисково-разведочных работах и выборе методики их проведения на вновь вводимых в бурение структурах.

Новые данные о характере развития нефтеносных майкопских, эоценовых и эффузивных верхнемеловых отложений, полученные на месторождении Мурадханлы, в пределах его северо-западного продолжения, позволяют прогнозировать наличие стратиграфических, литологических, тектонических ловушек в значительно погруженных участках локальных поднятий. Весьма важные данные для оценки нефтегазоносности и расширения объема поисково-разведочных работ в Евлах-Агджабединском прогибе были получены при опробовании среднеэоценовых отложений на площади Джафарлы, соседней с площадью Мурадханлы, что позволило значительно расширить представления об условиях нефтеносности. Гравиразведкой была выявлена аномалия типа залежи (АТЗ), которая в структурном плане нашла отражение и в данных детальной сейсморазведки.

Заложенная по материалам детальной гравиразведки на площади Джафарлы скв. 1 была пробурена до глубины 4020 м со вскрытием отложенного среднего эоцена. При опробовании интервала 3896–4020 м, отвечающего среднему эоцену, скв. 1 вступила в эксплуатацию через 5,5-миллиметровый штуцер с дебитом нефти около 100 т. Важным фактором является то, что в противовес скважинам площади Мурадханлы скв. 1 на площади Джафарлы более года работает со сравнительно стабильным дебитом (70–75 т/сут) без снижения устьевого давления. Промышленный характер нефтеносности среднеэоценовых отложений подтвержден скв. 2, заложенной на расстоянии 1,5 км к западу от скважины-первооткрывательницы. При испытании интервала 4052–3948 м скв. 2 вступила в эксплуатацию с дебитом 17 т/сут нефти и 44 т/сут воды. Впоследствии дебит нефти в скв. 2 достиг 32 т/сут, а воды — уменьшился до 28 т/сут.

Новые данные о нефтеносности среднеэоценовых отложений площади Джафарлы и значительная стабильность дебитов свидетельствует о том, что, несмотря на ограниченные размеры залежей в благоприятных структурно-тектонических и литофациальных условиях, подобные структуры будут представлять интерес для постановки поисково-разведочных работ на эоценовые и верхнемеловые терригенно-карбонатные и эффузивные породы.

О значительном стратиграфическом диапазоне нефтегазоносных свит и горизонтов палеоген-миоцена в северо-восточной бортовой части Евлах-Агджабединского прогиба свидетельствуют результаты бурения на площади Шихбаги. В скв. 22, расположенной в южной периклинальной части, при вскрытии майкопских отложений на глубине 3650 м произошел открытый выброс нефти с начальным суточным дебитом более 100 т/сут.

Материалы детальных геофизических (сейсморазведка, гравиразведка) исследований и поисково-разведочных работ в Евлах-Агджабединском прогибе свидетельствуют о том, что зоны развития вулкано-тектонических тел, например Мурадханлинское, и приуроченные к ним месторождения нефти сопровождаются развитием по периферии мелких, значительно погруженных (имеется в виду по комплексу отложений, соответствующих возрасту вулкано-тектонического тела), слабовыраженных складок, по которым большие перспективы связываются как с верхнемеловыми отложениями, так и с перекрывающими их среднеэоценовыми и олигоцен-миоценовыми. К подобным структурам наряду с площадью Джафарлы относятся площади Шахбагинская, Шахсунинская, Бозгобунская, Гаралинская, Гышлагская, Имишлинская (выступ). Одна из основных задач дальнейших детальных геофизических исследований — это выявление зон эффузивного развития верхнемеловых пород и сопровождающих их локальных поднятий.

Междуречье Куры и Иори, занимающее юго-западную бортовую часть Иори-Аджинаурского прогиба, характеризуется широким развитием осадочных мезозойско-кайнозойских образований, мощности которых по материалам геофизических исследований превышают 10 км. Проведенными здесь геолого-геофизическими работами закартировано и выявлено более 30 структур по миоцен-палеогеновым и мезозойским отложениям, характеризующимся интенсивной дислоцированностью, раздробленностью, нарушениями, значительной надвинутостью и т.д. Бурение глубоких параметрических скважин в комплексе с сейсморазведочными работами МОГТ

с использованием современных цифровых сейсмостанций вместе с другими видами разведочной геофизики (гравимагнитометрия, электроразведка) позволили выявить и подготовить под глубокое бурение более 20 структур по эоцен-верхнемеловым отложениям.

Открытие в 1983 г. месторождения Тарсдалляр и подтверждение в дальнейшем промышленной нефтегазоносности скв. 4, 8, 17, получение промышленного притока нефти в скв. 3 площади Гюрзундаг, а ранее – в параметрической скв. 1 Дамиртепе-Удабно выдвигает район междуречья Куры и Иори по среднеэоценовым отложениям в число наиболее перспективных на территории Азербайджана. Для иллюстрации характера нефтенасыщения этих отложений укажем, что начальные дебиты нефти в скв. 1 (интервал 2882–2865 м) составил 280 т/сут через 8-миллиметровый штуцер.

На площади Гюрзундаг, расположенной к северо-западу от месторождения Тарсдалляр, при опробовании пластоиспытателем среднеэоценовых отложений в интервале 4335–4370 м получен приток нефти дебитом более 100 т/сут, что свидетельствует о промышленной нефтегазоносности на значительных гипсометрических отметках в интервале 2800–4400 м.

Чтобы ускорить открытие новых месторождений, первостепенное значение приобретает повышение информативности и достоверности геофизического материала, обеспечивающего правильную оценку структурно-тектонических условий основных нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных объектов эоцена и верхнего мела. Накопленный материал по результатам геофизических исследований свидетельствует о том, что эту задачу можно решить путем комплексного использования структурного бурения, детальной сейсморазведки, геофизических исследований в пробуренных скважинах – ВСП, СК и другие, а также постановкой работ по ППР.

Говоря о перспективах дальнейших поисковых работ в пределах Евлах-Агджабединского прогиба и междуречья Куры и Иори, следует несколько остановиться на характере изменения литофациального состава и мощности основного объекта нефтенасыщенности эоценовых отложений. На изученных площадях Евлах-Агджабединского прогиба (Мурадханлы, Зардоб, Джафарлы, Амирарх) мощность эоценовых отложений претерпевает заметное изменение: от 0 в сводовой части площади Мурадханлы до 800–900 м на юго-западных погруженных участках, где наряду с верхне-среднеэоценовыми отложениями зафиксированы образования нижнего эоцена. Литологически нижняя часть (нижний и средний эоцен) представлена преимущественно вулканогенно-осадочными породами.

Верхняя часть эоцена (верхний эоцен) сложена осадочными, преимущественно глинистыми образованиями с прослоями алевролитов, мергелей, глинистых мергелей, доломитов и известняков. В междуречье Куры и Иори эоценовые отложения вскрыты почти на всех разбуренных площадях и литологически представлены чередованием туфопесчаников, туфоалевролитов, туфов, иногда глин, мергелей, песчаников. В юго-восточной части изученной территории, на площадях Тарсдалляр и Гюрзундаг, наблюдается уменьшение туфогенного материала, преимущественное развитие получают глины, мергели. Для всего разреза характерно резкое сокращение мощности.

В частности, по наиболее изученным среднеэоценовым отложениям мощность изменяется от 320 (Дамиртепе–Удабно) до 60 м (отдельные участки площади Тарсдалляр). В целом мощность эоценовых отложений

изменяется от 800—900 м в северо-западных районах до 350 м в изученной части площади Тарсдалляр. Однако условия распространения нефтегазоносных коллекторов при наличии в разрезах скважин перспективных горизонтов требует дальнейшего изучения.

Миоцен-палеогеновые отложения продолжают представлять интерес также на северо-западном продолжении Сиазанской моноклинали в связи с новыми данными по среднему эоцену в Джалилабадском районе и на Апшероне, где ведутся поисково-разведочные работы.

За последние годы по северо-восточному склону юго-восточного погружения Большого Кавказа в результате буровых работ получен новый геологический материал, значительно дополняющий наши представления о строении этого района. До последнего времени условия распространения верхнеюрских отложений на северо-восточном склоне юго-восточного Кавказа оставались недостаточно освещенными. Самым восточным пунктом, где в результате полевых исследований были зафиксированы отложения титонского яруса (шахдагская фация) мощностью около 100 м, является Тенгинское ущелье на р. Вельвелячай. Более древние отложения верхней юры (кимериджский ярус), представленные песчано-глинистыми образованиями с прослоями пелитоморфных известняков, зафиксированы в бассейне р. Карачай. Однако в целом невыясненными оставались условия развития верхнеюрских образований по всей полосе северо-восточного склона юго-восточного Кавказа. Буровые разведочные работы, проведенные в районе Чирахкала и Нардаран, выявили широкое распространение осадков верхней юры по всей полосе Тенгинско-Бешбармакского антиклинория, что может представить значительный поисковый интерес.

Впервые в практике геологоразведочных работ на площади Агзыбирчала в параметрической скв. 1 были вскрыты отложения нижней юры и пермо-триаса, участие которых в строении данного района не было известно. Скважина с глубины 3350 м из сарматских отложений вошла в среднюю юру, представленную песчано-глинистыми образованиями различной степени уплотненности, и, пройдя по ним 1350 м, достигла эффузивных образований. По отобранным с глубины 4761—4762 и 4830—4881 м метаморфизированным породам был установлен (р. Исмет) их абсолютный возраст — 168 и 183 млн лет, что соответствует нижней юре. Ниже, с глубины 5128, 5129, 5139 и 5141 м были отобраны образцы пород, абсолютный возраст которых составляет 195—245 млн лет, а средний возраст — 217 млн лет, что позволяет отнести их к триасу. По петрографическим данным предполагается, что породы эти относятся к кварцево-сланцисто-полевошатовому типу со слабой степенью метаморфизации.

Учитывая, что триасовые и юрские отложения в смежных районах Предкавказья являются нефтегазоносными, а исследуемый район находится на продолжении отдельных осложняющих его тектонических элементов, считаем, что решение вопроса об условиях распространения и характере нефтегазоносности пермо-триасовых отложений в этом районе может представить практический интерес.

О ЗАДАЧАХ И ВОЗМОЖНЫХ ПУТЯХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПРИ ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЛОВУШЕК НЕСТРУКТУРНОГО ТИПА

Дальнейшие перспективы поисков новых нефтегазовых месторождений в пределах депрессионных зон Предкавказья и Закавказья связаны в основном с отложениями, залегающими на больших глубинах и в ловушках неантиклинального типа. Принимая во внимание уже имеющуюся информацию по ряду нефтегазовых месторождений этого региона, можно с уверенностью говорить о том, что запасы УВ в них вовсе не уступают запасам нефтегазовых залежей, насыщающих разрезы антиклинальных структур. Но чтобы в этом окончательно убедиться и решить весьма сложные и ответственные задачи поисково-разведочных работ в экстремальных термобарических условиях и сложных средах, требуется прежде всего изменить комплекс геофизических способов исследования земных недр, доминирующим среди которых является метод сейсморазведки.

Как известно, с начала своего применения сейсморазведка развивалась в основном в направлении поисков залежей нефти и газа в антиклинальных структурах. Эффективность этих работ ограничивалась главным образом обнаружением соответствующих структур, расположенных зачастую в сравнительно неглубоко залегающих частях осадочного чехла. При этом поиски и разведка залежей УВ в ловушках неантиклинального типа, как правило, велись попутно при разведке сводовых залежей. Между тем такие работы требуют разработки более прогрессивных геофизических методов и способов, чем те, которые в настоящее время применяются. В частности, возникает необходимость одновременного использования для этого в широком масштабе высококлассных вычислительных машин последнего поколения и дополнительных научно-методических приемов обработки получаемых материалов с целью повышения их информативности.

Традиционно сложилось такое положение, когда сейсморазведочные работы с использованием преимущественно кинематических характеристик монотипных сейсмических волн давали возможность выявить в районах проведения соответствующих работ погребенные тектонические поднятия, подготовить и передать их бурению, по существу, без всякой информации об их продуктивности. При этом динамическим параметрам продольных волн (их частотному составу, амплитудной характеристике, рассеиванию, поглощению и др.) должного внимания не уделялось. А к анализу фактического материала другие типы волн, например поперечно-обменные, преломленно-рефрагированные, и вовсе не привлекались. Между тем в поле этих волн содержится немаловажная информация о продуктивности отложений в разрезе независимо от их структурно-тектонических характеристик.

По структурно-текстурным особенностям, в том числе по плотности, пористости и термодинамическим условиям залегания, нефтенасыщенная часть разреза существенно отличается от вмещающих. Происходит это

оттого, что коллектор как упругая неоднородная среда в разрезе оказывает значительное влияние на поле проходящих через него волн. Оно выражается прежде всего в изменении частоты и скорости распространения сейсмических волн через продуктивные пласты в среднем на 15–25%, в увеличении коэффициента поглощения энергии на один порядок, в явлении рассеивания волн, а также в их дифракции и дисперсии [1]. Возрастающие аномальные эффекты в волновом поле преломленных волн также являются результатом сложного пути прохождения волны в неоднородной среде, в 2–3 раза превышающего эффект, обусловленный ее мощностью [2].

Но объекты таких изменений в волновом поле, связанные с предполагаемой залежью и называемые аномалией типа залежь (АТЗ), обычно пытаются обнаружить в пределах лишь известных складчатых структур, например на площади Кюрсангя в Нижнекуринской депрессии, тогда как в ловушках неантиклинального типа они заслуживают гораздо большего внимания. Поэтому наряду с поисками антиклинальных структур с АТЗ, перспективными на нефть и газ, к глубокому бурению целесообразно подготовить и площади с АТЗ (например, площадь Зардоб), находящиеся за пределами антиклинальных поднятий. Вместе с тем обнаружение и изучение таких площадей и участков с АТЗ требуют выполнения ряда условий, в том числе повышение детальности и точности полевых наблюдений с использованием современной аппаратуры.

Исследования аномалий, возможно, связанных с залежами нефти и газа неструктурного типа, выполнены в небольшом объеме в поле отраженных волн в Апшеронской и Куринской нефтегазоносных областях. Использование же признака аномального поглощения энергии отраженных волн для поисков нефтегазовых залежей разных типов (антиклинального и неантиклинального), впервые предложенного К.А. Мустафаевым, произведено на основе анализа значительного объема сейсмического материала (МОВ) по нефтегазоносным областям Азербайджана.

По расчетам, выполненным рядом исследователей [4 и др.], выяснено, что при переходе к средней части разреза продуктивной толщи Прикуринской и Апшеронской нефтегазоносных областей наблюдается увеличение видимой частоты отражений. Этот интервал разреза, названный динамическим условным горизонтом [4], при прослеживании позволяет определить границы зоны выклинивания, являющейся зачастую перспективной в нефтегазоносном отношении. Рядом исследователей [5 и др.] показаны возможности выявления этой границы в Прикуринской низменности путем использования амплитудно-частотной характеристики отраженных волн и их связи с тонкослоистостью, выклиниванием слоев и нефтегазонасыщенностью разреза, что в последнее время нашло отражение в ряде научных работ [6 и др.].

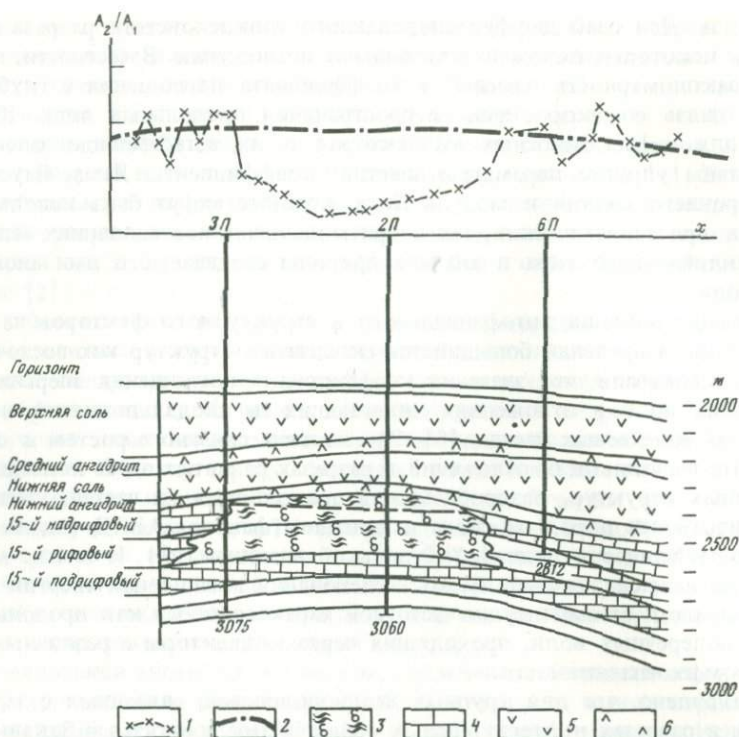
Исследования в нефтегазоносных областях Азербайджана амплитудно-частотных характеристик колебаний, получаемых наиболее точными методами сейсмокаротажа и позиционных наблюдений, позволили выяснить возможности изучения аномалеобразующих нефтегазоносных коллекторов с использованием многоволновой сейсморазведки [7]. Например, установлен характер аномального изменения поля продольных и поперечно-обменных волн в интервале разреза, содержащего коллекторы неф-

ти и газа. Для слабодифференцированного тонкослоистого разреза определены некоторые положения механизма поглощения. В частности, выяснены закономерность изменения коэффициента поглощения с глубиной и его связь со скоростями распространения продольных волн. Кроме того, для нефтегазоносных коллекторов в их естественном залегании рассчитаны упругие параметры пластов: коэффициенты Ламэ, Пауссона, всестороннего сжатия и модуль Юнга, которые могут быть использованы как при теоретических, так и при модельных исследованиях залежей неантиклинального типа и анализе природы создаваемого ими аномального поля.

Изучение влияния литофациального и структурного факторов на волновое поле в пределах большинства складчатых структур юго-восточного Ширвана показали, что значения коэффициента поглощения энергии сейсмических волн в отложениях, залегающих на сводах поднятий, выше, чем в их крыльевых частях [8]. Это явление связано с ростом к своду процента песчаности отложений в разрезах развитых здесь конседиментационных структур, раздробленность приподнятых их частей, уменьшением плотности пород на своде и наличием фактора АВПД (вдоль всех без исключения зон поднятий Куринской впадины [9]). И тем не менее наиболее важное значение имеют исследования поглощения энергии волн в зависимости от амплитудно-частотной характеристики как продольных, так и поперечных волн, проходящих через коллекторы с различным характером их насыщенности.

Установлено, что для крупных неоднородностей, связанных с залежами УВ, в разрезах нефтегазоносных областей Предкавказья и Закавказья существенный интерес представляет методика динамического поперечного профилирования методом преломленных волн (ДПП-МПВ), разработанная ЮжВНИИГеофизикой совместно с ПО "Узбекгеофизика". Она основана на изучении кинематических и динамических характеристик преломленных волн, регистрируемых в первых вступлениях на поперечных профилях от двух границ, залегающих выше и ниже перспективной толщи, где развиты крупные неоднородности с большей вероятностью скопления УВ. В поле преломленных волн выделение аномалии основано на изучении изменения отношения и разностей параметров (амплитуды, частоты, времени вступления и скоростей) преломленных волн, проходящих и не проходящих через подобные неоднородности. На графиках отношения амплитуд преломленных волн (см. рисунок) показан аномальный эффект, обусловленный газонасыщенным рифогенным образованием, прогнозированным до глубокого бурения на площади Пирназар в Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области. Аномалия в поле преломленных волн здесь соответствует лишь газонасыщенной части рифового тела, тогда как за пределами залежи аналогичные явления не зафиксированы. В результате применения этого способа в Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области открыт ряд новых газовых месторождений (Пирназар, Морковская и др.).

Вместе с тем объем проведенных теоретических и экспериментальных работ крайне недостаточен. Эти исследования носили эпизодический характер, без четкого представления и физического обоснования механизма проявления деформации волнового поля, обусловленного скопле-



Пример выделения газонасыщенного рифа по амплитудным признакам преломленных волн

1 — график отношений амплитуд; 2 — теоретический график затухания; 3 — газонасыщенный риф; 4 — плотный известняк; 5 — отложения соли; 6 — ангидриты. Скв. 2П — первооткрывательница газонасыщенного рифа, заложенная по рекомендации методов ДПП—МПВ

ниями УВ в ловушках неантиклинального типа. Необходимо отметить, что еще не разработана специальная методика сейсморазведочных работ при поисках неантиклинальных ловушек. Для успешного решения этой весьма сложной задачи, по нашему мнению, необходимо проведение комплексных теоретических, модельных и экспериментальных исследований. Первоочередными из них следует считать следующие:

1) сравнительный анализ волнового поля в пределах залежей структурного и неструктурного типов, анализ и обобщение в региональном плане комплекса фактических геолого-геофизических данных с целью выявления возможных зон развития неантиклинальных ловушек как по разрезу, так и по площади структур;

2) создание различных физических моделей залежей в ловушках неструктурного типа, встречающихся в нефтегазоносных областях Предкавказья и Закавказья, и определение характера геофизических полей, создаваемых ими;

3) проведение специальных теоретических исследований по обоснованию возможностей обнаружения в геофизических полях залежей нефти и газа неструктурного типа и критериев для их поисков;

4) использование в широком масштабе достижений прямых сейсмических методов поисков нефтегазовых залежей, сейсмостратиграфии и многоволновой сейсморазведки при поисках ловушек литологического и стратиграфического типов, клиноформ, палеоврезов, рифов и т.д. Разработка новых модификаций разведки и приемов интерпретации с использованием автоматизированных систем в соответствии с поставленными задачами;

5) определение полноценно изученной эталонной площади с известной нефтегазоносностью, связанной с ловушками неантиклинального типа для проверки новых разработок, пригодных для поисков и разведки нефтегазовых месторождений;

6) постановка специальных опытных работ по изучению геофизических полей (в первую очередь волновых полей – прямых, отраженных, рефрагированных, преломленных продольных, поперечных и обменных), создаваемых скоплениями УВ в ловушках неантиклинального типа.

Следует отметить, что некоторые работы уже осуществляются в различных регионах Советского Союза. В частности, в Западном Узбекистане получен положительный эффект при поисках нефтегазовых месторождений неантиклинального типа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Березкин В.И., Киричек М.А., Кунарев А.А. Применение геофизических методов разведки для прямых поисков месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1978.
2. Ахмедов А.К., Бабаджанов Т.Л. Методика динамического поперечного профилирования при выявлении и интерпретации аномалий типа "залежь" // Вопросы динамической теории распространения сейсмических волн. Л.: Наука, 1983.
3. Медовский И.Г., Мустафаев К.А. О природе "слепых зон" при сейсморазведке в прибрежных районах Каспийского моря // Геофизическая разведка на нефть и газ. М.: Гостоптехиздат, 1959.
4. Абдуллаев Р.А. Статистические методы при интерпретации сейсмических наблюдений. Баку: Азернешр, 1964.
5. Мамедов П.З. Исследование спектральных особенностей отраженных волн при изучении тонкослоистых пачек // Новые геофизические исследования на Украине. Киев: Наук. думка, 1969.
6. Мустафаев К.А., Ахмедов А.К., Мамедов С.Г. и др. Разработка и опробование методики геофизических работ для прямых поисков залежей нефти и газа // Тез. докл. семинара "Обмен опыта в области геохим. и геофиз. поисков нефти и газа". Гурьев, 1975.
7. Ахмедов А.К. Исследование динамических и кинематических особенностей сейсмических волн в нефтяных скважинах Азербайджана: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Баку: ИГ АН АзССР, 1968.
8. Ахмедов А.К. Поглощение прямых и продольных волн в сводовых и крыльевых частях складок Азербайджана // Разведочная геофизика. М.: Недра, 1961.
9. Керимов К.М. Основные закономерности распределения и размещения зон АВПД в разрезах погребенных структур Куринской и смежных с нею впадин // Платовые давления в нефтегазоносных провинциях. М.: ИГ и РГИ, 1982.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА В ПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ МЕЖДУРЕЧЬЯ КУРЫ И ИОРИ

Для всестороннего изучения вопросов перспектив нефтегазоносности верхнемеловых—палеогеновых отложений был проанализирован весь комплекс геолого-геохимических критериев, что позволило критически пересмотреть и определить эффективные направления поисково-разведочных работ в междуречье Куры и Иори. Была дана сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности как различных стратиграфических подразделений палеогена и верхнего мела, так и отдельных зон и участков междуречья Куры и Иори.

Для осуществления литолого-фациального анализа верхнемеловых—палеогеновых отложений были изучены и расчленены разрезы этих образований с использованием материалов структурных, параметрических, поисковых и разведочных скважин, уточнена их литологическая характеристика и мощность, составлены корреляционные схемы характерных разрезов отдельных стратиграфических подразделений междуречья Куры и Иори и прилегающих районов. На их основе были составлены сводные разрезы верхнемеловых—палеогеновых отложений для каждого района, а также построены карты мощностей и соотношения основных литологических типов пород отдельных подразделений верхнего мела—палеогена Западного Азербайджана.

Было установлено, что территория междуречья Куры и Иори в течение всего мезозойско-кайнозойского цикла осадконакопления представляла собой юго-западный борт крупной Иори-Аджиноурской депрессионной зоны, характеризующейся значительными размерами и устойчивым прогибанием с амплитудой до 13 км. Накопление верхнемеловых—палеогеновых отложений происходило в основном в благоприятной геохимической обстановке. Эти осадки содержат в своем разрезе потенциально нефтегазопроизводящие комплексы, представленные как терригенными, так и карбонатными отложениями, характеризующимися повышенными содержаниями исходного органического вещества, необходимого для образования УВ. Палеогеновые отложения также содержат в своем разрезе пласты и толщи песчаных, туфогенных и карбонатных пород-коллекторов, являющихся регионально-нефтегазоносными литолого-стратиграфическими комплексами с доказанной промышленной нефтегазоносностью в пределах смежных районов Восточной Грузии и Западного Азербайджана [1–3].

В качестве основных перспективно-нефтегазоносных литолого-стратиграфических комплексов верхнемелового—палеогенового интервала в пределах междуречья выделены: карбонатные (известняково-мергельные) образования верхнего мела—нижнего палеоцена, песчано-алевритовые и песчано-мергельные пачки нижнего эоцена, туфогенно-терригенные и терригенно-карбонатные пачки среднего эоцена, песчано-алевритовые пачки верхнего эоцена, песчано-алевритовые пачки олигоцена (низы майкопской свиты).

Верхнемеловые—нижнепалеоценовые отложения в междуречье Куры

и Иори (бортовая и прибортовая части Иори-Аджиноурского прогиба) представлены в терригенно-карбонатной литофации мощностью до 200 м. Местами в низах разреза появляется пачка (до 18 м) глинистых мергелей с прослоями известняков.

Нижнеэоценовые отложения в междуречье Куры и Иори в южной ее полосе выражены в основном песчано-глинистой литофацией мощностью до 850 м. В низах разреза отмечены карбонатные разности. В северо-восточном направлении предполагается постепенное нарастание мощности отложений до 1200 м с сохранением преобладающей песчано-глинистой литофации; отмечены также довольно мощные песчано-алевролитовые пачки.

Среднеэоценовые отложения в исследуемом регионе в южной ее полосе (бортовая часть Иори-Аджиноурского прогиба) представлены туфогенно-терригенной литофацией мощностью 100–150 м. Установлена изменчивость туфогенно-терригенной литофации и мощностей, в южной и западной частях преобладают более грубообломочные породы, а к востоку и северу последние замещаются более отсортированными осадками. В северо-западном направлении в прибортовой части прогиба отмечается увеличение мощности туфогенно-терригенной литофации до 150–200 м. Севернее (присосевая часть Иори-Аджиноурского прогиба) мощность отложений, предположительно представленных более тонкоотсортированными туфогенно-терригенными образованиями с прослоями глин и мергелей, увеличивается до 300–400 м. В юго-восточном направлении туфогенно-терригенная литофация замещается терригенно-карбонатной с подчиненным содержанием туфового материала.

Верхнеэоценовые отложения в междуречье Куры и Иори (бортовая часть Иори-Аджиноурского прогиба) представлены в основном глинистой литофацией мощностью до 450 м. В северо-восточном направлении, в пределах прибортовой части прогиба, отмечается последовательное нарастание мощности до 550 м с одновременным обогащением разреза песчаным материалом; появляется частое тонкое чередование песчано-алевритовых пачек. Севернее ожидается еще большее увеличение мощности — до 600–700 м с сохранением значительного объема песчано-алевритовых разностей в общем разрезе глинистых пород.

Майкопские отложения по всей полосе междуречья Куры и Иори представлены преимущественно глинистой литофацией, и только в олигоценном интервале разреза появляются отдельные песчано-алевритовые пачки. Мощность отложений возрастает от 500–900 до 1500 м и более. На отдельных участках отмечаются значительные прослои и линзы песчано-алевритовых пород, которые не прослеживаются по всему разрезу, а носят лишь локальный характер.

Данные, полученные в результате сейсморазведочных работ МОГТ, параметрического, структурно-поискового и поискового бурения, проведенных в течение 1979–1984 гг., позволили уточнить и дополнить представления о строении верхнемелового–палеогенового литолого-стратиграфического комплекса, а также выявить здесь промышленную нефтегазоносность среднеэоценовых и нижнемайкопских отложений.

Так, в настоящее время на площади Тарсдалляр находятся в эксплуатации три скважины со среднесуточным дебитом 70–80 т нефти. Среднеэоценовая нефть легкая, маловязкая, газ, растворенный в нефти, жирный.

На площади Гюрзундаг из верхов среднего эоцена получены промышленные притоки нефти. На площади Дамиртепе—Удабно также из отложений среднего эоцена получены притоки нефти. На площади Кафландере (Восточно-Акстафинский выступ) из олигоценового интервала разреза в трех структурно-поисковых скважинах получены промышленные притоки газа.

Среднеэоценовые отложения, коллекторские свойства которых наиболее полно изучены на площади Тарсдалляр (скв. 4, 5, 8, 11, 16), представлены здесь чередованием мергелеподобных тонко-мелкозернистых песчаников, туфоалевролитов и туффитов с частыми тонкими прослоями глин, глинистых алевролитов и мергелей.

По данным Я.Дж. Джавадова, открытая пористость коллекторов среднего эоцена на площади Тарсдалляр колеблется в пределах 5,3—26,6%. При относительно высокой пористости все исследованные образцы керна оказались практически непроницаемыми. Степень трещиноватости среднеэоценовых коллекторов достаточно высокая. Большинство трещин заполнены кальцитом и глинистым материалом. Реже встречаются открытые трещины, а также трещины, пропитанные нефтью. Ширина трещин не превышает 0,5 мм.

Улучшение качества сейсморазведочных работ последних лет в комплексе с бурением позволило установить, что палеоген-верхнемеловой структурный этаж отличается от неогенового не только затуханием, упрощением и выполаживанием интенсивной складчатости. Он имеет принципиально другое, резко отличное от перекрывающего комплекса тектоническое строение со своим порядком расположения антиклинальных складок и выступов, ориентацией их осей, сетью разрывных дислокаций, не прослеживающихся и не отражающихся в вышележащем комплексе, что необходимо учитывать при выделении зон нефтегазонакопления в палеогене. Поэтому при осуществлении дальнейших поисково-разведочных работ на нефть и газ в палеогеновом комплексе заложение скважин следует ориентировать по структурным построениям, составленным только по данному комплексу на основании сейсморазведочных работ МОГТ и ранее пробуренным скважинам.

Составленная на их основе структурная карта по кровле среднего эоцена междуречья Куры и Иори может служить основой для ориентации дальнейших поисково-разведочных работ и в совокупности с картой перспектив нефтегазонаосности палеогеновых отложений обуславливает выбор основных направлений поисково-разведочных работ по этому комплексу.

На основании анализа имеющихся по региону данных в верхнемеловом—палеогеновом комплексе по типам складчатости выделяются две основные тектонические зоны. Первая (южная) — зона развития выступов и прогибов антикавказской ориентации охватывает юго-юго-западную часть территории междуречья Куры и Иори и занимает бортовую и прибортовую части Среднекуруинской впадины. Вторая зона (северная) расположена примерно к северо-северо-востоку от Куруинского глубинного разлома; она выделена как зона развития складчатости близкавказской ориентации и занимает часть внутренней и прибортовой зон Среднекуруинской впадины. Границей между этими зонами принимается линия простирания Куруинского глубинного разлома.

В пределах южной зоны на структурной карте выделяются 13 выступов

юго-западного — северо-восточного простираения и 6 антиклинальных складок. В пределах северной зоны выделяются две подзоны — северо-западная и юго-восточная. Северо-западная подзона состоит из 4 антиклинальных складок, юго-восточная — из 17 антиклинальных складок и 10 выступов антикавказского простираения.

Выступы и антиклинальные складки, получившие отражение на структурной карте по кровле среднего эоцена исследуемой территории, по своей структурно-морфологической характеристике весьма пологие и довольно протяженные; местами они осложнены продольными и поперечными разрывами.

В качестве перспективной зоны нефтегазонакопления по глубокозалегающим палеоген-верхнемеловым отложениям выделена полоса авангардных структурных и неструктурных ловушек, расположенных в северо-восточной части района. Выявленная здесь зона разрывов могла играть роль регионального тектонического экрана, затруднившего латеральную миграцию углеводородных флюидов к юго-западу от этих разрывов, в связи с чем наибольшая нефтегазонасыщенность будет, вероятно, связана с различными типами ловушек в северо-восточной части междуречья.

Основываясь на материалах геолого-геофизических исследований и существующих представлениях об основных закономерностях пространственного распределения уже известных скоплений нефти и газа, мы разработали классификацию структурных, неантиклинальных и комбинированных ловушек нефти и газа в палеогеновых отложениях Западного Азербайджана, с учетом которой дан прогноз возможного распространения различного типа ловушек в палеогене междуречья Куры и Иори.

В качестве возможных сводовых и тектонически экранированных ловушек структурного класса, связанных с антиклинальными структурами, можно рассматривать антиклинальные складки, выявленные недавно сейсморазведочными работами в отложениях эоцена в северо-восточной части Иори-Аджиноурского прогиба: Таборскую, Руставскую, Вашлианскую, Яйладжикскую (Аджидеринскую), Алачигскую (Армудлинскую), Саждагские (Западную и Восточную), Салоглинскую, Кушкунинскую, Мамедтепинскую, Молладагскую, Ахтахатепинскую (Эйляроогинскую), Гюрзундагскую (Западную и Восточную), Большую Палантекианскую, Кейрюккейланскую, Кесаманскую, Южно-Кесаманскую, Эльдарюгинскую (Северо-Кесаманскую), Иорскую и Восточно-Иорскую.

В пределах повышенных частей Джандаргельского, Саждагского, Мамедтепинского, Молладагского, Восточно-Молладагского, Западно-Палантекианского, Еникендского, Северо-Тарсдаллярского, Малого Палантекианского, Карасаккальского выступов антикавказского простираения при наличии тектонически экранированных зон (блоков) также возможны структурные тектонически экранированные ловушки [5].

Анализ литолого-стратиграфических особенностей палеогеновых образований в пределах междуречья Куры и Иори показывает, что здесь имеют место значительные литолого-фациальные изменения в направлении от осевых частей выступов к их склонам. В частности, происходит замещение мощных песчано-алевритовых коллекторских пачек нижнего и верхнего эоцена, выявленных на склонах и погружениях выступов, глинистой литофацией в повышенных частях выступов, что создает благоприятные условия

для развития здесь ловушек литологического класса, связанных с литологическим типом выклинивания или фациального замещения пластов-коллекторов вверх по восстанию пластов.

Как в юго-западной, так и в северо-восточной зоне междуречья в пределах майкопской серии в толще мощных глинистых образований характерно появление песчано-алевритовых линз, суммарная мощность отдельных песчаных пластов в которых достигает 50 м. Эти линзы могут рассматриваться в качестве возможных ловушек литологического класса, группы литологически ограниченных ловушек.

В связи с интенсивной надвиговой тектоникой майкопских образований в северо-восточной части междуречья возможны также ловушки структурного класса, группы ловушек антиклинальных структур, типа поднадвиговых структур.

Учитывая, что майкопская свита в Азербайджане является сингенетично регионально-нефтегазоносной, и характеризуя перспективы ее нефтегазоносности, следует отметить, что существующие более или менее благоприятные коллекторы — песчано-алевритовые, карбонатные и другие, а также зоны дробления и выветривания в большинстве случаев оказываются нефтегазонасыщенными. Есть все основания полагать, что пачки песчано-алевритовых и других пород майкопской свиты междуречья Куры и Иори в благоприятных структурно-тектонических условиях будут промышленно-нефтегазоносными.

На склонах и погружениях выявленных складок (Саждагские — Западная и Восточная, Салоглинская, Кушкунинская, Мамедтепинская, Молладагская, Южно-Ахтахтатепинская, Гюрзундагские — Восточная и Западная, Кейрюккейланская, Большая Палантекиянская; Тарсдаллярская), а также выступов (Джандаргельский, Саждагский, Мамедтепинский, Гырахкесаманский, Восточно-Акстафинский, Хатунлинский, Молладагский, Восточно-Молладагский, Западно-Кейрюккейланский, Хулуфский, Еникендский, Восточно-Еникендский, Кадырлинский) возможно обнаружение залежей нефти и газа литологического и стратиграфического типов в майкопе.

Структурно-тектонические особенности майкопских отложений предопределяют также сравнительно большие перспективы поднадвиговых крыльев складок. В этой связи интерес представляют Яйладжикская, Алачигская, Ахтахтатепинская, Южно-Ахтахтатепинская, Кесаманская, Южно-Кесаманская, Эльдароюгинская, Иорская и Восточно-Иорская складки. Здесь могут быть выявлены как структурные (поднадвиговые), так и литолого-стратиграфические залежи нефти и газа.

Отмечая перспективность нефтегазоносности эоценовых отложений и необходимость концентрации на них поисково-разведочных работ, следует в то же время на отдельных площадях провести поисковые работы и по нижележащим перспективно-нефтегазоносным верхнемеловым карбонатным образованиям.

С целью изучения и детализации строения палеогенового комплекса по северо-восточной зоне междуречья Куры и Иори, где эти отложения погружаются на большие глубины, а также подготовки структур и объектов к поисковому бурению следует усилить детальные сейсморазведочные работы МОГТ вместе с высокоточной гравиразведкой и электроразведкой [6], позволяющей очертывать локальные малоамплитудные поднятия.

Одна из актуальных задач геофизических исследований — уточнить природу ранее выявленных здесь зон сложной сейсмической информации. При подтверждении разрывной природы этих зон большой интерес для поисков нефти и газа в палеогене могут представлять отдельные тектонические блоки, экранированные продольными разрывами вверх по региональному восстанию палеогеновых отложений. Другая важная задача геофизических исследований — выявление зон несогласий и выклиниваний в палеогеновом комплексе на бортах и погружениях обнаруженных здесь крупных выступов.

Одновременно с геофизическими работами на отдельных площадях междуручья следует провести параметрическое бурение с целью изучения разреза и выяснения условий нефтегазоносности, а также для стратификации и привязки полученных геофизических материалов. Кроме того, целесообразно провести здесь структурно-поисковое бурение на максимально возможную для этих станков глубину (2500—3000 м) с целью детализации строения верхнего неогенового структурного этажа, уточнения его соотношений с палеоген-верхнемеловым комплексом отложений в прибортовой зоне междуручья, где этими станками можно вскрыть весь разрез палеогена вплоть до верхнего мела включительно, а также выяснить геологические условия проводки скважин для разработки безаварийной технологии бурения последующих сверхглубоких скважин.

Резкая литофациальная изменчивость верхнемеловых—палеогеновых отложений, сложное геологическое строение исследуемого региона требуют более детальных научных и геофизических исследований, расширения параметрического и структурно-поискового бурения, с учетом результатов которых должно проводиться планирование дальнейших поисково-разведочных работ в междуручье Куры и Иори.

ЛИТЕРАТУРА

1. Агабеков М.Г., Салаев С.Г., Авербух Б.М., Аллахвердиев Р.А., Мошашвили А.Б. Структурно-фациальные особенности и перспективы нефтегазоносности эоценовых отложений депрессионных зон Азербайджана. Баку: Элм, 1982.
2. Мамедов А.В. История геологического развития и палеогеография Среднекурийской впадины в связи с нефтегазоносностью. Баку: Элм, 1977.
3. Булейшвили Д.А. Геология и нефтегазоносность межгорной впадины Восточной Грузии. М.: Гостоптехиздат, 1960.
4. Салаев С.Г., Авербух Б.М., Мамедов С.Б., Керимов И.А., Чиковани Э.В. Перспективы нефтегазоносности палеоген-миоценовых отложений Западного Азербайджана и направление дальнейших поисково-разведочных работ. Баку: Элм, 1982.
5. Чиковани Э.В. Палеогеновые отложения междуручья Куры и Иори, прилегающих районов Азербайджана и перспективы поисков в них нефтегазовых залежей: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук, Баку, 1984.
6. Салаев С.Г., Авербух Б.М., Чиковани Э.В., Гаджиев З.Р. Основные направления дальнейших поисково-разведочных работ на нефть и газ в междуручье Куры и Иори // Изв. АН АзССР, 1985, № 4.

З.А. Бунят-Заде, Н.С. Салаев, Э.С. Салаев

К ВОПРОСУ О ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ РИФОГЕННЫХ ОБРАЗОВАНИЙ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Последние десятилетия в мировой практике нефтегазопроисковых работ ознаменованы открытием огромного количества промышленных скоплений нефти и газа в новом типе коллекторов — погребенных рифогенных постройках. Подобные скопления уже разрабатываются более чем в 20 странах мира и характеризуются концентрацией около 40% мировых запасов нефти и газа.

Нефтегазоносность рифогенных образований (как обособленных биогермов, так и целых рифовых систем) установлена в последние годы и на многих площадях в СССР, в том числе на Кавказе и в Средней Азии. Это, в свою очередь, вызвало повышенный интерес к многочисленным рифовым постройкам юго-восточного Кавказа, известным в геологической литературе как "дибрарские", или "экзотические", утесы [1, 2] и морфологически представляющим собой скалистые зоогенные образования (рис. 1).

Вопрос генезиса этих утесов до настоящего времени остается открытым, и основные дискуссии ведутся вокруг таких известных теорий, как островная, протыкания, шарьяжная и др. Сторонники так называемой островной теории придерживаются того мнения, что современные "экзотические" утесы в геологическом прошлом представляли собой рифовые острова и гряды в мелководном бассейне осадконакопления позднеюрско-раннемелового времени. По теории шарьяжей, получившей в последнее время значительное развитие, указанные утесы следует рассматривать как останцы древних крупных тектонических покровов, удаленные от области своего генезиса и, следовательно, не имеющие "корней". Теория протыкания (или теория Неймайра) рассматривает происхождение "экзотических" утесов как результат прорыва относительно молодых и недостаточно консолидированных отложений более древними и плотными породами, в данном случае — глыбами зоогенных известняков.

За последние годы в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ в Азербайджане накоплена обширная информация об органогенных рифах. Установлено, в частности, что рифогенные образования широко развиты по обоим склонам Главного Кавказского хребта (зоогенные известняки верхней юры—нижнего мела) и в пределах юго-восточного окончания Малого Кавказа (рифогенно-вулканогенно-осадочная ассоциация верхней юры). Кроме того, рифогенные отложения установлены в разрезах скв. ОП-1 и СГ-1 (Саатлинская сверхглубокая), что значительно расширило географию распространения рифов в Азербайджане [3].

В целом морфологические особенности рифового тела наряду с его био- и литофациальными характеристиками позволяют во многом восстановить гидродинамический режим бассейна осадконакопления и прежде всего воссоздать положение так называемых высокоэнергетических зон. Форма ядра рифа (в частности, его вытянутость в определенном направлении) указывает на положение фронта оптимальной энергии среды [4], вдоль

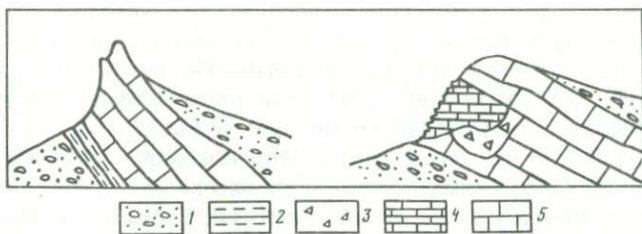


Рис. 1. Характерные "дибрарские" утесы юго-восточного Кавказа (по В.А. Гроссгейму [2])

1 — галечник; 2 — туф; 3 — брекчия; 4 — тонкослоистый известняк; 5 — рифогенный известняк

которого создаются наиболее благоприятные условия жизнедеятельности рифообразующих организмов.

Значительные различия в литологической и фаунистической характеристике рифогенных образований юго-восточного Кавказа объясняются проявлением широкой региональной дифференциации фаций. Ископаемые рифы, как правило, представляют собой сложные неоднородные массы пород и редко образуют простые по форме обособленные возвышенности в пределах морского палеошельфа. В общем случае в теле рифогенного массива выделяются рифовое ядро, краевая часть рифа, предрифовые слои, а иногда сопряженные с ними лагунные отложения.

Все рифовые постройки юго-восточного Кавказа можно подразделить на рифы простой формы, состоящие только из рифового ядра, сложенного массивным неслоистым материалом, и рифы, окаймленные рифогенным детритусом, слои которого погружаются под разными углами в стороны от ядра. Если рифы первого типа, как правило, имеют правильную (эллипсоидальную, полусфероидальную или близкую к ним) форму и относительно небольшие размеры, то рифы второго типа обычно представляют собой довольно крупные холмовидные или гребневидные структуры, ядра и склоны которых из-за неравномерности роста рифов сильно изрезаны. Кроме того, морфология рифовых тел изучаемого района еще более осложняется образованием на их склонах передовых рифов, небольших по размерам и зачастую погребенных под обломочными породами.

Касаясь литолого-фациальной характеристики рифовых массивов юго-восточного Кавказа, нужно отметить, что их преобладающую часть составляют органические остатки различных палеоорганизмов, а также детритусовый материал, выполняющий многочисленные полости и пустоты. Обломочный материал имеет подчиненное значение. Его большая часть формировалась в результате разрушения первичных рифогенных образований под воздействием волн, организмов и других факторов. Фации, образованные в результате разрушения и переотложения массивных рифогенных сооружений, имеют наряду с собственно рифовыми телами очень важное значение как потенциальные вмещатели для углеводородных скоплений.

Одной из характерных черт рифогенных известняков юго-восточного Кавказа является ничтожное содержание, а нередко и полное отсутствие в них материалов внерифового происхождения, в связи с чем они представляют собой чисто карбонатные породы. Другим отличием их от большинст-

ва карбонатных пород нерифового происхождения является то, что они уже во время седиментации образуют относительно твердое, консолидированное и массивное тело устойчивой формы. Именно на этом их качестве базируется ряд положений отмеченной выше теории "протыкания" генезиса рифогенных сооружений юго-восточного Кавказа.

По общепринятой на сегодняшний день классификации вся область распространения рифогенных известняков юго-восточного Кавказа подразделяется на четыре участка: Бешбармакский, Дибрарский, Вандамский и Аджиноурский [2].

В пределах Башбармакского участка установлены наиболее значительные по размерам "экзотические" утесы, сгруппированные вдоль северной границы так называемого флишевого трога Дибраро-Чиатурской зоны. Наибольший интерес из них представляют такие крупные утесы, как Бешбармак, Чирахкала, Джек и Согюб. Здесь же установлено несколько сот мелких утесов и глыб, беспорядочно разбросанных по берегам горных речек.

Следует отметить, что возраст рифогенных известняков утесов Бешбармак и Чирахкала датируется как лузитанский, а залегают они в нормальном разрезе на ааленских глинах, если учесть, что перерыв между ааленом и лузитаном для данного района является региональным [2]. Таким образом, рифы Бешбармак и Чирахкала представляют собой коренные выходы известняков, сохранившихся от размыва. В отношении генезиса утесов Джек и Согюб необходимо отметить, что свидетельств об их тектоническом происхождении на сегодняшний день нет.

Дибрарский участок расположен южнее Бешбармакского и отличается от него более редким распространением рифогенных утесов и глыб и одновременно значительными размерами последних. Самыми крупными рифогенными телами этого участка являются утес Вердаг, группа утесов Алтыагач, утесы Сарыдаш-Герминский, Сарыдаш-Тегчайский, Сарыдаш-Ситалчайский и др. В характере распространения рифов Дибрарского участка наблюдается закономерное увеличение их количества на восток и северо-восток, в сторону моря. Вполне возможно, что эта закономерность сохраняется и в пределах северной части Апшеронского архипелага.

Вандамский участок расположен на площади одноименной геантиклинальной зоны. Он отличается от описанных выше участков наиболее широким развитием вулканогенной фации, приуроченной к различным стратиграфическим уровням, и многочисленными выходами верхнеюрских рифогенных известняков как в виде отдельных утесов, так и целых гряд. Наиболее значительной по размерам из них является коренная Талыстан-Диаллинская гряда, представляющая собой нормальное напластование титонских известняков (с характерным, как отмечалось, для всего флишевого трога юго-восточного Кавказа стратиграфическим перерывом) на отложениях байоса. Однако наряду с коренными утесами в пределах Вандамского участка имеются и бескорневые – Сардагарский, Вандамский, Шабианский и другие, представляющие собой рифогенные глыбовые конгломераты, залегающие в вулканогенной альб-сеноманской толще.

Следующим к югу является Аджиноурский участок распространения рифогенных образований. Его наиболее крупные утесы (Бюргюту, Красноколодский и др.) сложены известняками титонского возраста, залегающими

ми на вулканогенном байосе, и несомненно имеют тектоническое происхождение [5].

Таким образом, исходя из изложенного, следует предположить, что абсолютное большинство рифогенных построек юго-восточного Кавказа образовалось двояким путем. С одной стороны, налицо коренное залегание утесов, представлявших собой рифовые острова и гряды в мелководных бассейнах осадконакопления позднеюрско-раннемелового времени, с другой — многие рифогенные утесы имеют явно тектоническое происхождение (бескорневое залегание), связанное, по мнению ряда исследователей [2, 3 и др.], с откалыванием их от скалистых кордильер и перемещением по наклонному дну палеоморя на несколько десятков километров.

К первому типу рифогенных образований относятся утесы Бешбармак, Чирахкала, Талыстан-Дианлы, Зайзит и многие другие, представляющие собой останцы древних кордильер. Сюда же относятся эродированные ядра антиклинальных поднятий (утесы Согюб, Вердаг и др.), массивы, ингрессивно облекаемые более молодыми породами (утес Джек), и рифогенные постройки, синхронные с вмещающими их породами (группа утесов Алтыгаач, Шельгя и др.). Во второй тип рифогенных образований, имеющих тектоническое происхождение, следует включить все утесы Дибрарского участка и большинство утесов Бешбармакского, в том числе и глыбы, обрушенные в результате денудационных процессов и усеивающие склоны гор Бешбармак, Чирахкала и др.

В геологической литературе неоднократно приводилась положительная оценка перспектив поисков нефтегазовых залежей в рифогенных отложениях юго-восточного Кавказа и особенно его морского продолжения — северной части Апшеронского архипелага. Кроме того, справедливо считается, что большой практический интерес представляют фации денудированных и переотложенных верхнеюрско-нижнемеловых рифогенных образований на структурах Камни Два Брата, банки Цюрупа, Апшеронская, Андриевского.

На наш взгляд, поиски нефтегазовых скоплений в рифогенных отложениях рассматриваемой акватории связаны с морским продолжением основных геоструктурных элементов юго-восточного Кавказа, а именно Тенгинской и Гермианской мегантиклиналей. Об этом свидетельствует и анализ истории геологического развития северной части Апшеронского архипелага в позднеюрско-раннемеловое время. Как известно, наступление позднеюрского времени знаменует собой резкую инверсию в геологическом режиме развития юго-восточного Кавказа, что подтверждается и литофациальной характеристикой верхнеюрских пород, выраженных в явно мелководной фации и составляющих контраст с нижележащими отложениями. В этот период значительно расширились границы Восточнопредкавказской суши, охватившей уже всю материковую часть Кусаро-Дивичинского прогиба, а палеоберег позднеюрского моря, судя по всему, проходил по южному краю Кусарской ступени. Полоса Тенгинской мегантиклинали и Хизинской ступени (до Гермианской флексуры) представляла собой зону мелководья, что наряду с благоприятными климатическими условиями способствовало формированию здесь зоогенных рифовых известняков. Можно предположить, что данная литофация позднеюрских отложений сохранилась и далеко на юго-восток. В конце юрского времени про-

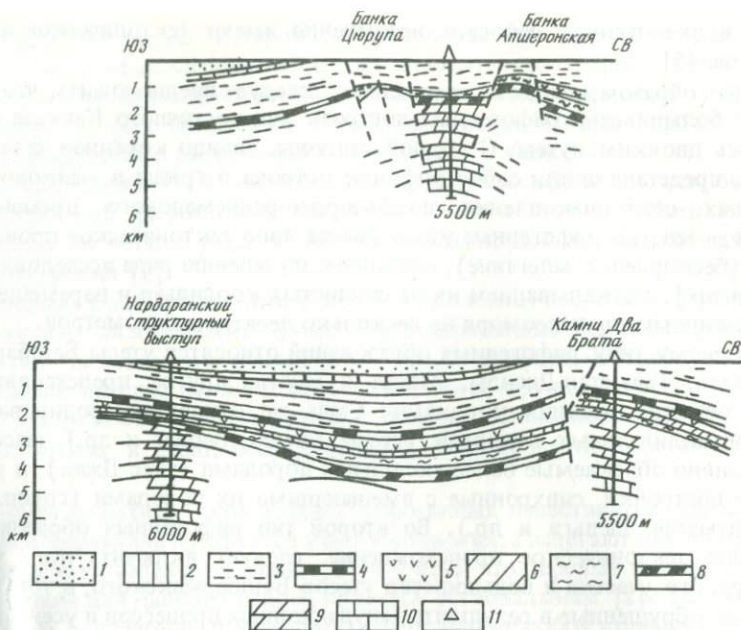


Рис. 2. Сейсмогеологические профили

1 — апшеронский ярус; 2 — акчагыльский ярус; 3 — продуктивная толща; 4 — понтический ярус; 5 — диатомовая свита; 6 — чокракский горизонт; 7 — майкопская свита; 8 — коунская и сумгайтская свита; 9 — мел; 10 — юра; 11 — проектные скважины

исходит кратковременная регрессия моря, подтверждающаяся переходом с угловым и азимутальным несогласием от титона к валанжину.

Наступление раннемелового времени в пределах Хизинской зоны характеризуется нормальным морским бассейном, прогибание которого нарастало в южном и юго-восточном направлениях. Об этом свидетельствует увеличение мощности отложений валанжина (до 1000–1200 м) и готерива (до 750–1000 м) в этих же направлениях. Данными бурения и палеотектонического анализа установлено, что отдельные поднятия (Бегимдаг, Ситалчай и др.) начиная с валанжинского времени носили конседиментационный характер развития. Это позволяет предположить аналогичный геотектонический режим развития и в Северо-Апшеронской акватории. Так, если в позднеюрское время в пределах Северо-Апшеронской акватории накапливались рифогенные известняки, то аналогичные условия могли сохраниться и в неокоме по аналогии с Шахдагской и Судурской зонами, где валанжин и готерив выражены массивными рифогенными известняками.

Наибольший интерес для поисков углеводородных скоплений рифогенного типа представляют приподнятые блоки локальных поднятий Камни Два Брата, банки Цюрупа и Апшеронская, Пиршаги-море, а также предполагаемая по данным геофизических исследований складка Пиршаги-море-восточная. Для поисков биогермов и связанных с ними углеводородных скоплений заслуживает внимания и морское продолжение Гядысу-Нарда-

ранской антиклинальной зоны — Нардаранский структурный выступ, Кюрдаханы-море-1, Кюрдаханы-море-2.

Для поисков рифогенных залежей в пределах Северо-Апшеронской акватории следует рекомендовать к бурению наиболее приподнятый центральный блок складки банка Апшеронская, северо-восточное крыло складки Камни Два Брата, Нардаранский структурный выступ, где предполагаемые глубины залегания верхнеюрских-нижнемеловых рифогенных отложений не превышают 5500—6000 м (рис. 2).

Бурение рекомендуемых поисковых скважин позволит полностью вскрыть и детально изучить разрез нижнего мела и верхней юры перечисленных поднятий и во многом определить направление и целесообразность дальнейших поисков залежей, приуроченных к ловушкам рифогенного типа. На остальных структурах северной части Апшеронского архипелага (Пиршаги-море, Пиршаги-море-восточная, банка Цюрупа, Кюрдаханы-море-1, Кюрдаханы-море-2) в первую очередь необходимо провести высокоточные сейсморазведочные работы МОГТ с максимально возможной глубиной исследования. Расстояние между рекомендуемыми к отработке сейсмическими профилями не должно превышать 1—1,5 км. Указанные профили необходимо обрабатывать с 24-, а по возможности и с 48-кратным перекрытием и применением цифровых сейсмостанций. Обработку полученного в этом случае сейсмического материала следует провести по существующим методикам, с успехом применяемым во многих нефтегазоносных районах СССР для выявления органогенных построек (построение волновых карт по методике Скворцова, применение дифракционного преобразования, частотной селекции, фиксирование аномалий скорости волн, прошедших через тело рифа и возникающих из-за большой плотности биогерма по сравнению с вмещающими его породами и т.д.) [7].

В настоящее время по результатам геофизических работ разработан ряд критериев, позволяющих с достаточной степенью уверенности выявлять в разрезах рифогенные тела. Важнейшими из этих критериев являются формирование над рифами так называемых структур облекания, наличие вблизи склонов рифа нерегулярных отражений, различие скоростей распространения волн в рифогенном теле и окружающих его отложениях, ослабление интервальной энергии в зоне рифа из-за отсутствия в рифогенном теле отражающих поверхностей, значительное изменение спектрального состава отражающих волн и т.д.

После проведения указанных геофизических работ можно будет наметить следующие объекты для постановки глубокого поискового бурения в пределах исследуемого района с целью выявления нефтегазовых залежей рифогенного типа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Григорьянц Б.В., Бабаев Р.Г., Мустафаев С.С. Некоторые вопросы стратиграфии верхней юры и нижнего мела и условия образования рифовых известняков на северном склоне юго-восточного окончания Большого Кавказа // Изв. АН АзССР. Сер. наук. о Земле. 1974. № 4.
2. Гроссгейм В.А. Дибрарские утесы юго-восточного Кавказа // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1948. № 2.
3. Оценка перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений Среднекуринс-

кой впадины и Апшероно-Гобустанской области /С.Г. Салаев, Б.В. Григорьянц, И.А. Керимов и др. Баку: Элм, 1983.

4. *Инджелс Дж.Дж.К.* Морфология, палеонтология и петрография тортонского рифового комплекса силура северо-восточного Иллинойса // Геология и нефтегазоносность рифовых комплексов. М.: Мир, 1968.

5. *Мамедов А.В.* Условия залегания и происхождения утесов юрских пород предгорной зоны южного склона Большого Кавказа // Геотектоника. 1968. № 4.

6. *Хаин В.Е.* Геотектоническое развитие юго-восточного Кавказа. Баку: Азнефтеиздат, 1950.

7. *Бескопыйный В.Н., Пименов Г.В., Усков Ю.А.* Использование сейсморазведки при поисках погребенных органогенных построек // Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1983.

УДК 552.538.2:665.61.033.2 (479.22)

Б.А. Туския

ИССЛЕДОВАНИЕ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ НЕФТЕЙ МЕЖДУРЕЧЬЯ КУРЫ И ИОРИ

С развитием аналитических методов исследований УВ стало возможным разрабатывать классификации нефтей на более точной молекулярной основе. На современном уровне геохимического изучения нефтей стоят задачи их более детальной корреляции с выделением генетических групп (типов). В ряду геохимических информативных объектов находятся и низкомолекулярные УВ нефтей, для которых нами были использованы следующие показатели сравнительной оценки:

- 1) общий структурно-групповой состав всей бензиновой фракции;
- 2) соотношение н-алканов и и-алканов во фракциях C_5, C_6, C_7, C_8 ;
- 3) соотношение ди- и монозамещенных н-алканов;
- 4) относительное содержание геминальнозамещенных соединений, представляющих собой фрагменты реликтовых соединений;
- 5) соотношение основных групп нафтеновых УВ (ΣЦГ/ΣЦП) во фракциях C_6, C_7, C_8 ;

Фракции нефтей эоценовых отложений (н.к. – 150 °С)

Площадь	Бензин, %	$\frac{nC_5}{iC_5}$	$\frac{nC_6}{iC_6}$	$\frac{nC_7}{iC_7}$	$\frac{nC_8}{iC_8}$	$\frac{n(C_5-C_8)}{i(C_5-C_7)}$	$\frac{n(C_5+C_6)}{i(C_7+C_8)}$	Монозаме- щенные Дизамещен- ные
Самгори	29,6	1,8	1,1	0,8	0,5	0,8	0,5	3,1
Телети	40,0	0,9	0,5	0,25	0,2	0,4	2,7	3,0
Рустави	26,9	1,8	1,0	0,85	0,5	0,9	1,6	2,8
Нино- цминда	48,8	1,4	1,0	0,8	0,6	0,8	0,6	3,8
Тарсдал- ляр	30,1	1,5	0,8	0,6	0,4	0,8	1,4	2,5

б) концентрационные ряды изомеров алканов состава C_6, C_7, C_8 , а также 6- и 5-членных нафтенов.

Результаты исследований данных о составе легких УВ при геохимическом сопоставлении нефтей эоценовых отложений месторождений Тарсдалляр, Рустави, Самгори, Ниноцминда и Телети (см. таблицу) свидетельствуют о значительном преобладании и-алканов бензиновой фракции над н-алканами во всех рассматриваемых нефтях и особенно в нефти Телети. Здесь интерес вызывают детальные исследования, так как распределение изомеров состава C_6, C_7, C_8 зависит от генезиса нефти [3, 4]. По величине отношения н-алканы/и-алканы во фракциях C_5, C_6, C_7, C_8 также четко обособляется нефть Телети и в несколько меньшей степени нефть Тарсдалляра, которая занимает как бы промежуточное положение между минимальными и максимальными величинами рассматриваемого параметра.

Исследование суммарного количества н-алканов бензиновой фракции свидетельствует, что наиболее легкие компоненты ($C_5 + C_6$) преобладают в нефти Телети (2, 7), а минимум их содержания характерен для нефтей Самгори (0,5) и Ниноцминда (0,6), при этом нефть Тарсдалляра опять занимает промежуточное положение (1, 4).

Исследование суммарного количества и-алканов указывает на повсеместное преобладание монозамещенных УВ при относительном минимуме в нефти Тарсдалляра (2, 5). Преобладание монозамещенных структур при устойчивом преобладании изосоединений вызывает интерес и требует дальнейшей уточнения. В этом плане дополнительную информацию может дать содержание и распределение структур с геминальным замещением. Имеющиеся данные свидетельствуют (см. таблицу) о минимальном содержании углеводородных соединений с геминальными связями в нефтях Тарсдалляра и Рустави.

Известно, что в низкокипящих фракциях нефтей цикланы представлены гекса- и пентаметиленовыми структурами голоядерных и алкилзамещенных типов. Имеются сведения [5] о преобладании 6-членных нафтенов над 5-членными в нефтях, образование которых связывается с ОВ гумусового типа. Исследование суммарного количества цикланов рассматриваемых нефтей свидетельствует о преобладании циклогексановых структур, кроме нефти Тарсдалляра, где преобладают циклопентановые УВ.

$\frac{\Sigma Г(C_6)}{\Sigma П(C_6)}$	$\frac{\Sigma Г(C_7)}{\Sigma П(C_7)}$	$\frac{\Sigma Г(C_8)}{\Sigma П(C_8)}$	$\frac{\Sigma ЦГ}{\Sigma ЦП}$	Геминаль- нозаме- щенные, %	Бензол, %	Толуол, %	Ag, %	$\frac{\text{Бензол}}{\text{Толуол}}$
1,0	1,9	2,1	1,8	4,5	0,47	1,54	2,00	0,3
1,0	1,2	1,8	1,4	4,9	0,1	0,2	0,3	0,5
1,4	1,4	1,1	1,4	2,7	2,8	3,6	6,4	0,8
0,9	1,6	3,0	1,9	3,83	0,6	1,6	2,2	0,4
0,8	0,9	1,2	0,9	3,26	2,7	4,5	7,2	0,6

Изменение величины отношения ЦГ/ЦП во фракциях C_6 , C_7 , C_8 также указывает на преобладание циклогексановых соединений, за исключением нефти Тарсдалляра, в которой в основном преобладают циклопентановые. Известно, что удовлетворительным коррелятивным критерием могут быть данные о содержании углеводородных соединений с геминальными связями, которые, являясь структурами реликтовой природы, дают определенное представление о характере исходного ОВ. Данные таблицы свидетельствуют о минимальном содержании структур с геминальными связями в нефтях Рустави и Тарсдалляра.

В результате исследований было установлено, что гумусовый тип ОВ характеризуется относительно высокой концентрацией в нем среди легких УВ (C_6 – C_8) бензола и толуола (3:5). Изучение УВ позволяет выделить нефти Тарсдалляра и Рустави по относительно максимальному содержанию бензола и толуола, причем величины отношения бензол/толуол в этих нефтях также максимальные. Резко пониженным содержанием бензола и толуола отличается нефть Телети. Наконец, исключительно ценным генетическим показателем при сопоставлении нефтей является количественное распределение УВ в гомологических рядах алканов, циклогексанов и циклопентанов. После соответствующей обработки аналитических данных стало известно, что в гексановой фракции (C_6), представляющей продукт относительно глубоких катагенетических преобразований, ранжированные значения концентраций алканов и цикланов определены в общей для всех нефтей последовательности, кроме тарсдаллярской нефти, в которой содержание ЦП значительно превосходит ЦГ.

Еще большие различия отражены в гомологических рядах алканов и цикланов гептановой и октановой фракций, подтверждающих отсутствие единообразия в составе исследуемых нефтей. Особенно значительны различия в распределении индивидуальных УВ нефти Телети, менее значительны — в нефти Тарсдалляра и относительно близкой нефти Рустави. Остальные нефти характеризуются близким распределением УВ в гомологических рядах.

Таким образом, исследование индивидуальных УВ алканов, цикланов и аренов бензиновых фракций позволяет прийти к выводу, что рассматриваемые нефти относятся к одному генетическому типу, за исключением нефти Телети, аналитические данные которой отличаются от остальных нефтей почти по всем параметрам. Довольно значительные отличия и в тарсдаллярской нефти, хотя и не в такой степени, как в нефти Телети. Детальное изучение нефтей представляет огромный интерес как в теоретическом, так и в практическом отношении. Необходимо подчеркнуть, что трудности в выявлении реликтов исходной биомассы в бензинах понятны, так как легкие УВ представляют собой продукты глубоких катагенетических преобразований УВ. Отсюда необходимость дальнейшего исследования нефтей, но уже их тяжелых фракций, хотя и на основании рассмотренных данных можно предположить в районе месторождения Телети наличие нарушения глубокого заложения, позволяющего объяснить значительные различия в распределении индивидуальных УВ указанного месторождения.

1. Петров Ал.А. Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984.
2. Сафонова Г.И. Катагенетические изменения нефтей в залежах. М.: Наука, 1974.
3. Соколов В.А., Бестужев М.А., Тихомолова Т.В. Химический состав нефтей и природных газов в связи с их происхождением. М.: Недра, 1972.
4. Чахмахчев В.А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем. М.: Недра, 1983.
5. Ван Тайл Ф.М., Паркер Б.Г., Скиберс У.У. Миграция и аккумуляция нефти и природного газа. М.: Изд-во иностр. лит., 1948.

УДК 553.98:551.782.1 (479.24)

Г.Р. Алиев

МИОЦЕНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ АПШЕРОНСКОГО ПОЛУОСТРОВА И ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ В НИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

К настоящему времени ресурсы нефти и газа продуктивной толщи Апшеронского полуострова, а также прилегающей акватории Каспийского моря полностью разведаны и оконтурены. Поэтому в дальнейшем запасы углеводородного сырья могут нарастать в результате поисков нефтегазовых залежей в более древних отложениях, изучением которых занимались многие исследователи. При этом ранее внимание акцентировалось на юго-западной части полуострова, полагая что в других местах эти образования состоят в основном из глин и не представляют нефтепоисковый интерес. Между тем дополнительные данные бурения, геолого-геофизических исследований и эксплуатации скважин указывают на перспективность нефтегазоносности миоценовых отложений рассматриваемого района, что говорит о необходимости поисков здесь новых залежей нефти и газа.

Наиболее полное описание миоценовых отложений приводится в трудах А.И. Месропяна (1925 г.), Н.С. Шатского и В.В. Вебера (1931, 1941 гг.), А.А. Ализаде (1939, 1940, 1947 гг.), Д.И. Джафарова (1940 г.), В.Е. Хаина и Л.Н. Леонтьева (1947 г.), Д.М. Халилова (1962 г.), Б.Г. Векилова (1962 г.), Д.А. Алгаларовой (1943, 1946, 1953, 1959, 1967 гг.), М.А. Рзаева (1963 г.), К.А. Исмаилова (1961, 1972, 1977 гг.), которые в значительной степени использовались многими исследователями для дальнейшего изучения миоценовых отложений Азербайджана, в том числе и рассматриваемого района [1—6]. Поэтому перспективы нефтегазоносности отложений, залегающих ниже продуктивной толщи, не исключаются. Для подтверждения этого ценными являются данные скв. 815 и 939 (Нахьягляр), скв. 601 и 833 (Бинагады), скв. 98006 и 98009 (Хурдалан), скв. 106 и 205 (Карадаг) и др. Но значительно труднее вести обоснованное суждение об изменении литофации средне-верхнемиоценовых отложений Апшеронского нефтегазоносного района в региональном плане, потому что эти отложения вскрыты скважинами в северной, северо-западной и западной частях полуострова, а также частично в северной части Апшеронского архипелага. Указанные районы, за исключением Карадаг-Локбатанской полосы, тяготеют к зоне распространения глинистой литофации упомянутых отложений. В южной части Апшеронского архипелага единичными скважинами достигну-

**Разбивка миоценовых отложений Апшеронского нефтегазоносного района
на основании коротажного материала с учетом данных микрофауны**

Площадь	№ скв.	Забой, м	Миоцен				Примечания
			Диатомовая свита		Чокрак-спиралисовый горизонт		
			Глубина, м	Мощность, м	Глубина, м	Мощность, м	
1	2	3	4	5	6	7	8
Западный Апшерон							
Карадаг	106	2980	2605–2822	217	2822–2963	141	Ниже 2963 м до забоя майкоп
	107	3560	2400–3560	116	–	–	
	109	4042	2595–3330	735	3330–3490	160	3490–4042 м – майкоп
	205	2800	2600–2800	200	–	–	
	323	4200	3010–4200	1190	–	–	
	324	4350	3050–4350	1300	–	–	
Шорбулаг	1 мз	3500	470–1250	780+ караган	–	–	1250–1775 – майкоп
Гездек	39	2540	2204–2540	336	–	–	
Пута	221	1670	1270–1670	400	–	–	
Кушханановая	127	2830	2500–2790	290	2790–2830	4	
Локбатан	616	2226	2032–2226	194	–	–	
Центральный Апшерон							
Бинагады	1124	2030	1193–1478	285	1478–1542	64	1542–2030 м – майкоп
Сулутепе	190	680	500–590	90	590–648	58	648–680 м – майкоп
Чахнагляр	515	2180	1230–1603	373	1603–1690	87	1690–2180 м – майкоп
Чалаери	502	1700	1505–1600	95	1600–1668	68	–
Масазыр	842	1100	785–1110	–	–	–	
Кейракишор	1 мз	4807			Глины		Ниже 1225 м до забоя коун
Шабандаг	1522	690	540–690	150	–	–	
	1643	1230	630–997	367	997–1040	43	1040–1230 м – майкоп
Хорасаны	1818	830	640–830	190	–	–	
	2000	3440	650–1166	516	Чокрак по микрофауне не выделяется		2650–3440 м – палеоген нерасчлененный
Гоусаны	1310	3810	3706–3810	104	–	–	
	1516	3650	3530–3650	120	–	–	
	1816	4118	4067–4118	51	–	–	

Таблица (окончание)

1	2	3	4	5	6	7	8
Восточный Апшерон							
Курдаханы	1мз	2500	1515–1545	30	1545–1655	110	1655–1730м– тархан 1730–2480м– майкоп 1890–2000м– майкоп 2000–2402м– эоцен
	3мз	3050	1650–1770	120	–	–	
Апшеронский архипелаг							
О-в Жилой	41	2236	2076–2236	160			
Нефтяные	1674	1660	1537–1660	123			
Камни							

ты верхи миоцена, разрез которого в одних случаях состоит лишь из глин, а в других насыщен песчаными материалами. В западном Апшероне — в Шорбулаге и Карадаге — разрез сармата обогащен песчаными пластами.

Наибольшая мощность средне-верхнемиоценовых отложений вскрыта лишь в Карадаге (см. таблицу), а на остальных площадях разрезы скважин характеризуют верхнюю часть миоцена. Залежи промышленного значения в этих отложениях обнаружены лишь на северном крыле Карадагского поднятия. В центральном Апшероне в направлении от Фатьмаи и Джорат до Бинагады — Сулутепе — Чахнагляр разрез средне-верхнемиоценовых отложений также становится заметно песчаным. Подобная фация сохранится и, возможно, улучшится далее на юг, в пределах южного побережья полуострова от Карадаг-море на западе до площадей Южная и Южная-2 на востоке. Это подтверждается тем, что в разрезе сарматского яруса на южном крыле поднятия Сангачаль-море (скв. 534 и 550) обнаружена песчаная пачка мощностью около 250 м. Разведка залежей этих отложений на Апшеронском полуострове и прилегающей акватории Каспийского моря была начата еще в 1897 г., когда в восточной части площади Бинагады были впервые получены нефть и газ из отложений, подстилающих продуктивную толщу.

Для отнесения миоценовых отложений к категории нефтегазоносных достаточное основание дают результаты опробования в 1959–1960 гг. отдельных скважин на северном крыле Карадагского поднятия, а также данные других скважин, полученных в последнее время как на суше, так и на море. В скважинах, вскрывших миоценовые отложения на отдельных площадях рассматриваемого района, особенно в юго-западном Апшероне, отмечались интенсивные проявления нефти и газа.

На северо-западном погружении Фатьмаинской складки в верхних слоях миоцена в процессе бурения скв. 22 было отмечено слабое газопроявление. В этой же скважине при прохождении нижних слоев миоцена наблюдалось сильное газирование раствора без признаков нефти, а при опробовании интервала 1466–1442 м — слабое выделение газа тоже без признаков нефти.

В скв. 7 (Дыгя) и скв. 23 (Фатьмай) в процессе бурения из разных интервалов миоцена отмечалось сильное газопроявление, в скв. 24 (Фатьмай) – нефтегазопроявление незначительной интенсивности, в скв. 1 (Джорат) – газонасыщение раствора и перелив воды с дебитом 13–25 м³/сут. В скважинах площади Бинагады из разных интервалов миоцена были получены притоки нефти с небольшими дебитами, а в скв. 1114 и 1115 м наблюдались проявления нефти и газа. Многочисленные проявления нефти и газа были отмечены в процессе бурения миоценовых отложений также на площадях Чахнагляр (скв. 608, 1137), Сулутепе (скв. 54, 186, 187, 190 и др.), Чалаери (скв. 502, 506), Дамламаджин (скв. 1, 3–7 и др.), Шабандаг (скв. 4, 6, 7, 48, 58 и др.), Гездек (скв. 29, 33, 37 и др.), Шорбулаг (скв. 3), Сарынча-Гюльбахт (скв. 8 и 84), Кергез-Кызылтепе (скв. 121, 123, 127, 297), Карадаг (скв. 103, 106, 107, 204, 205 и др.).

Наиболее достоверные данные для характеристики нефтегазоносности миоцена были получены при опробовании отдельных песчаных интервалов на площадях Бинагады (скв. 567, 600, 601, 709, 804, 833 и др.), Чахнагляр (скв. 815), Хурдалан (скв. 415, 605), Дамламаджин (скв. 11, 15, 21), Гездек (скв. 38), Кергез-Кызылтепе (скв. 127), Сарынча-Гюльбахт (скв. 8, 84), Карадаг (скв. 106, 205 и др.).

Полную оценку перспектив нефтегазоносности горизонтов и ярусов миоценовых отложений Апшеронского полуострова и прилегающей акватории Каспийского моря можно дать при изучении всех нефтегазопроявлений, отмеченных в разное время в процессе бурения и в результате опробования разведочных скважин на отдельных площадях.

Характеристика признаков нефтегазоносности миоцена, а также наличие нефтяных залежей на площадях Карадаг и Бинагады, эффективные признаки нефти в Ленинском районе (скв. 1643) и на Нефтяных Камнях (скв. 2004), получение промышленных притоков нефти и газа из сарматских отложений на площадях Дуваный, Дашгиль, Сангачалы-море юго-западного борта Джейранкечмесской депрессии показывают, что средневерхнемиоценовые отложения являются регионально нефтегазоносной свитой в пределах раскрытых и погребенных структур на северо-западном и западном борту Южно-Каспийской впадины, в том числе на Апшероне. Эти отложения представляют поисковый интерес в пределах рассматриваемого нефтегазоносного района как на суше, так и на море южнее линии, проходящей в широтном направлении через площади Шорбулак–Бинагады–Кюрдаханы–Бузовны–о-в Артем. На Апшеронском архипелаге в процессе бурения и опробования скважин ниже продуктивной толщи были отмечены нефтегазопроявления различной интенсивности. Это, а также наличие в разрезе проницаемых пачек свидетельствует о том, что миоценовые отложения являются песчано-глинистыми. Поэтому потребуется пробурить скважины проектной глубиной 3500–4500 м, которые позволят вскрыть разрез понт-миоценовых отложений видимой мощностью 1000–1500 м. Эти скважины следует пробурить на структурах Южная, Южная-2, Нефтяные Камни-2, 28 Апреля. От Бахара к востоку на своде Зыринского месторождения глубина залегания кровли миоцена составляет 5200–5300 м.

Практический интерес для поисков и разведки залежей нефти и газа в миоценовых отложениях представляет южная, прибрежная часть Апшеронского полуострова, протягивающаяся в широтном направлении от пло-

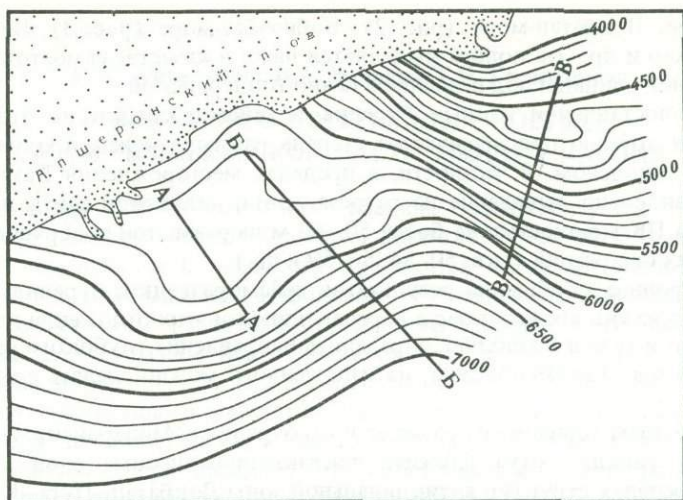


Рис. 1. Карадаг-море—Локбатан-море—Бибизейбат-море. Структурная карта по условному сейсмическому горизонту в миоценовых отложениях (составлена К.А. Исмаиловым и Г.Р. Алиевым)

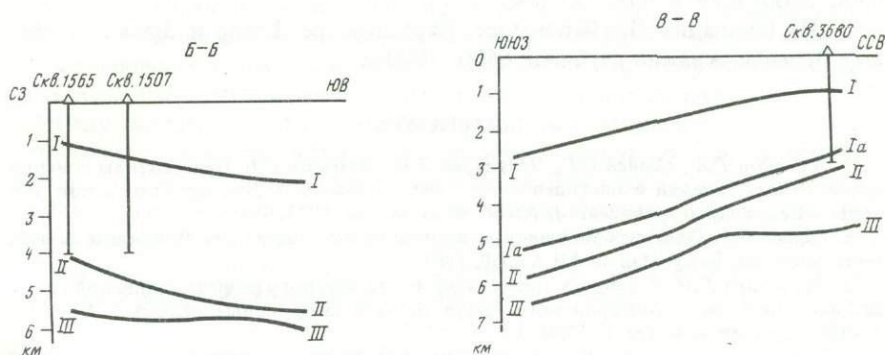


Рис. 2. Локбатан-море. Сейсмогеологический профиль Б-Б.
Условные обозначения см. на рис. 3

Рис. 3. Бибизейбат-море. Сейсмогеологический профиль В-В.
Условные обозначения к рис. 2-3
Сейсмические горизонты: I-I — по кровле ПТ,
I^a-I^a — по кровле НКГ, II-II — по кровле ПК,
III-III — в миоценовых отложениях

щади Карадаг-море на западе до Шаховой косы на востоке (рис. 1). Эта полоса располагается в области значительного обогащения разреза миоцена песчаным материалом, которая охватывает южную часть Апшерона. В отношении сверхглубокого бурения отметим, что, по данным сейморазведки, на отдельных участках южной прибрежной полосы Апшеронского полуострова из-за нарастания мощности продуктивной толщи происходит антиклинальный перегиб слоев в более древних отложениях. Здесь, начиная с глубины 4000—4500 м и ниже, локализуются небольшие по размерам погрebenные поднятия. Такое явление наблюдается, в частности, на площадях Ка-

радаг-море, Локбатан-море (рис. 2), Бибиэйбат-море (рис. 3), Песчаный-море, Бахар и др. Эта полоса выделяется нами в качестве самостоятельной структурной единицы под названием Южно-Апшеронской.

При сопоставлении данных бурения и сейсморазведки на отдельных поднятиях хорошо прослеживается степень размыва между продуктивной толщей и миоценом. В частности, в пределах месторождения Бахар бурением установлено выпадение из разреза понта, калинской свиты и залегающей свиты ПК мощностью не более 50–60 м на размывтой поверхности подстилающих отложений (скв. 50, 54, 56, 59 и др.).

Всестороннее обобщение результатов сейсморазведки, бурения и опробования скважин убеждает нас в перспективности этих отложений для поисков нефти и газа и позволяет определить направление глубокого разведочного бурения. Таким образом, из изложенного можно сделать следующие выводы.

1. Базисным горизонтом разведочного бурения в Апшеронском нефтегазоносном районе могут служить чокрак-спириалисовые слои миоцена.
2. В пределах структур антиклинальной зоны Локбатан–Пути–Кушхана, на площадях Сураханы, Карачухур, Гоусаны и других центрального Апшерона, Старое Кала, Тюркяны, Дюбанды восточного Апшерона рекомендуется заложить скважины с проектными глубинами соответственно 3200–3500, 3500–4200 и 3500–5500 м.
3. На площадях Локбатан-море, Карадаг-море, Бахар и Зыря потребуются бурение скважин глубиной 6500–7000 м.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ахмедов Г.А., Салаев С.Г., Зейналова Э.И., Мамедов С.Б. Перспективы поисков нефтегазовых залежей в олигоцен-миоценовых отложениях Джейранкечмесской депрессии и Бакинского архипелага // Азерб. нефт. хоз-во. 1971. № 1.
2. Салаев С.Г. Оligоцен-миоценовые отложения юго-восточного Кавказа и их нефтегазоносность. Баку: Изд-во АН АзССР, 1961.
3. Фарзалиев Г.М. К вопросу корреляции геологического разреза калинской свиты юго-восточной части Апшеронского полуострова в свете новых данных // Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле. 1969. № 3.
4. Эйвазов Э.Г. К вопросу о расчленении чокрак-спириалисовых слоев Апшеронского полуострова // Азерб. нефт. хоз-во. 1959. № 9.
5. Эйвазов Э.Г. О нефтегазоносности чокрак-спириалисовых и коунских слоев в Бинагады-Сулутепинском районе // Там же. 1962. № 3.
6. Юсуфзаде Х.Б. Перспективы развития нефтедобычи на Каспийском море // Там же. 1971. № 6.

З.А. Буниат-Заде, В.А. Велиева, Т.И. Гасаналиева

К ВЫЯВЛЕНИЮ ПОГРЕБЕННЫХ ЛОВУШЕК В АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ЧАСТИ ЮЖНОГО КАСПИЯ

Современная Южно-Каспийская впадина характеризуется огромной мощностью осадочного чехла, которая достигает здесь 20–25 км, причем большая половина этой мощности приходится на долю плиоцен-четвертичных отложений. Однако установлено, что отдельным районам Южного Каспия свойственны различная степень дислоцированности плиоцен-четвертичных слоев, разное направление складок и разрывных нарушений. Сильнодислоцированные складки центральной зоны Апшеронского порога осложнены разрывными нарушениями и грязевыми вулканами. К юго-западу от зоны Апшеронского порога субширотное направление складчатости сменяется северо-западным – юго-восточным и субмеридиональным. Такое направление имеют антиклинали Южно-Апшеронской акватории и Бакинского архипелага. Простираение складок Бакинского архипелага в южном направлении все более приближается к меридиональному (рис. 1).

Крутые углы падения (60°) на структурах Апшеронского архипелага (Камни Григоренко, о-в Жилой) и их глубокая эрозия (обнажение диатомовых отложений в ядре Жилинской складки) указывают на то, что складки Апшеронского архипелага более дислоцированы и приподняты, чем структуры Южно-Апшеронской зоны и Бакинского архипелага.

Между складчатыми районами Апшеронского и Бакинского архипелагов располагается довольно крупная прибрежная морская полоса, окаймляющая южную часть Апшеронского полуострова. В эту полосу попадают такие важные в нефтегазоносном отношении антиклинальные структуры, как южное крыло Зыринской складки, о-в Песчаный, банка Макарова (Бахар), Шахово-море, юго-восточная часть Бибизйбатской складки (Бухта Ильича) и южные крылья Локбатанской и Карадагской складок. Эту прибрежную полосу условно назвали Южно-Апшеронской зоной, так как ее не считают отдельной тектонической зоной [1].

Южно-Апшеронская зона по глубине залегания мезозойских отложений и степени дислоцированности плиоцен-четвертичных осадков на отдельных структурах отличается от Апшеронского и Бакинского архипелагов. Так, мезозойские отложения в пределах Апшеронского архипелага имеют неглубокое залегание: 974 м (скв. 1) на поднятии банка Цюрупа, 1034 м (скв. 17) на банке Апшеронской, а в пределах Южно-Апшеронской зоны эти отложения находятся на глубине 8–10 км. Наиболее приподнятое положение структур Апшеронского архипелага и меньшая глубина залегания слагающих их пород показаны на региональном профиле (рис. 2), где видно, что продуктивная толща (ПТ) на сводах структур Апшеронского архипелага размыта в различной степени и полностью исчезает на своде структуры о-в Жилой. На структурах Южно-Апшеронской зоны кровля ПТ находится на глубине 2350 м (Шахова коса). К юго-западу от Южно-Апшеронской зоны в пределах Бакинского архипелага ПТ сравнительно приподнята и в сводах отдельных структур размыта (свыше 200 м на Сангачалы-море).

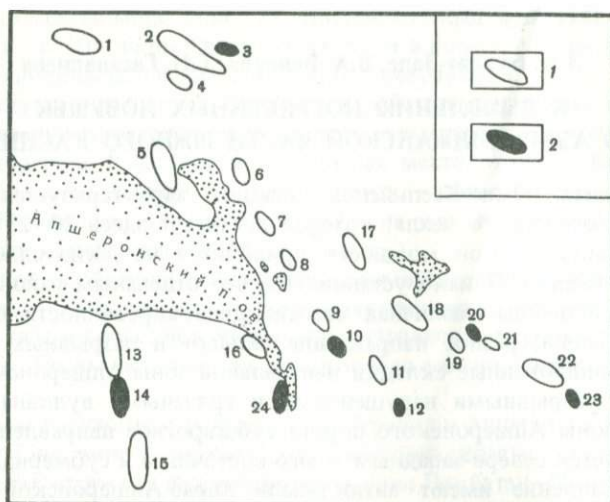


Рис. 1. Схема расположения структур Южно-Апшеронской акватории

1 — антиклинальные поднятия; 2 — новые палеоподнятия

Структуры (цифры на схеме): 1 — Камни Два Брата, 2 — банка Апшеронская, 3 — банка Апшеронская погребенная, 4 — банка Цюрупа, 5 — Мардакяны-море, 6 — банка Дарвина, 7 — о-в Артема-северная, 8 — о-в Артема-южная, 9 — Гюргяны-море, 10 — Камень Баклакий, 11 — банка Южная, 12 — банка Южная-2, 13 — банка Песчаная, 14 — о-в Песчаный-море, 15 — о-в Бахар, 16 — Зыря, 17 — Камни Григоренко, 18 — о-в Жилой, 19 — банка Ази Асланова, 20 — Северо-Западная Грязевая Сопка, 21 — Грязевая Сопка, 22 — Нефтяные Камни, 23 — Нефтяные Камни-2, 24 — Шахова коса

Бакинский архипелаг является одной из наиболее активных тектонических зон Каспийского моря с непрерывно продолжающимися складкообразовательными движениями и характеризуется значительными проявлениями грязевого вулканизма. Несмотря на определенную общность тектоники суши и моря, Бакинскому архипелагу свойствен ряд специфических особенностей, которые отличают его от структур юго-восточного Кобыстана и Прикуринской низменности, выражающихся в основном в четкой геоморфологической выраженности, линейном расположении складок, а также в кулисообразном смещении на юго-запад каждой последующей (с северо-запада на юго-восток) структуры и в отсутствии ветвящихся кольцеобразных структур. Антиклинальные складки Бакинского архипелага занимают более высокое гипсометрическое положение и резко дислоцированы по сравнению со складками прилегающей суши. Для северной и центральной частей Бакинского архипелага характерно плавное погружение шарниров антиклинальных зон на юго-восток [1, 4].

Необходимо отметить, что процессы складкообразования в пределах Бакинского и Апшеронского архипелагов происходят по-разному. Как показывает палеоструктурный анализ, различие этих процессов проявляется в том, что в Бакинском архипелаге антиклинальные зоны в начале своего развития (в нижнем плиоцене и в низах среднего плиоцена) представляли собой единую складку. В дальнейшем вследствие усиливающихся непрерывных тектонических движений эта складка расчленилась на ряд поднятий (к концу нижнего отдела ПТ). Развитие антиклинальной

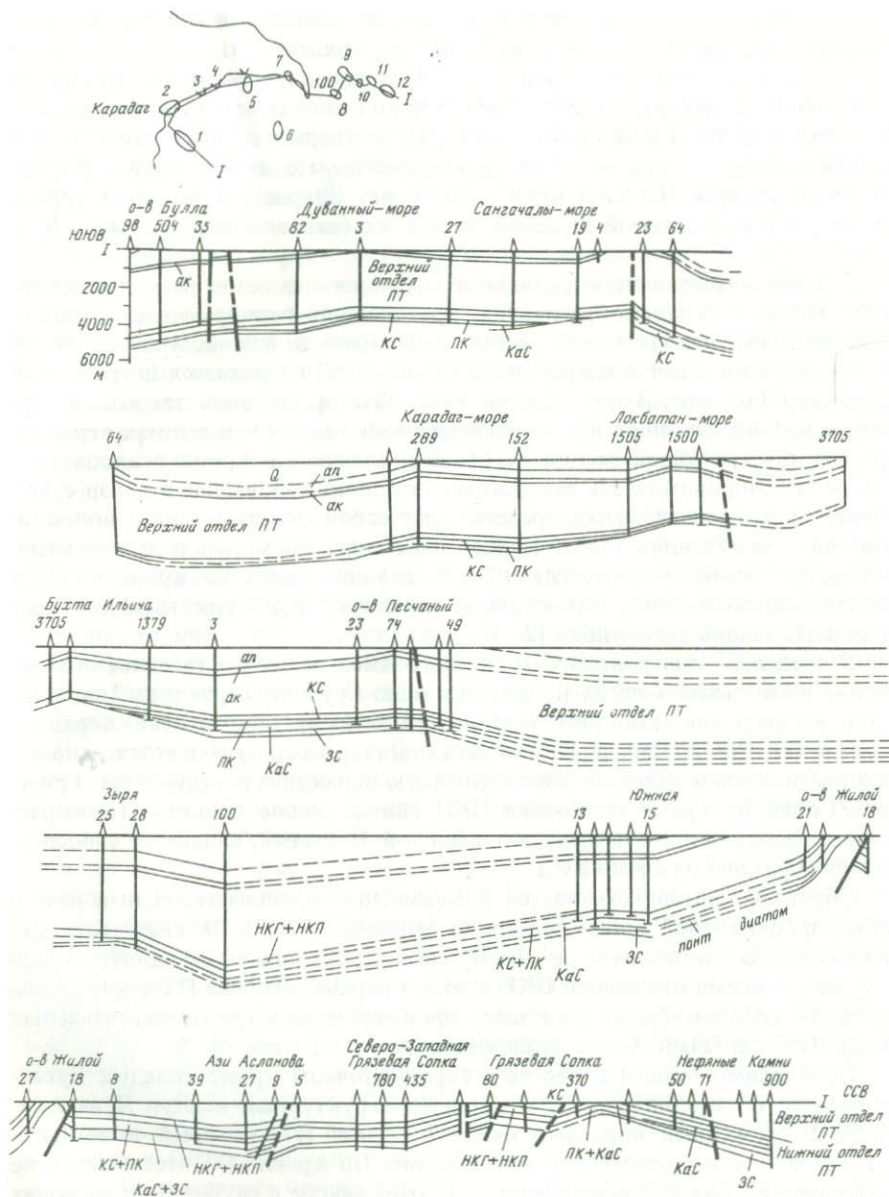


Рис. 2. Геологический профиль по линии I-I

1 - Сангачалы-Дубанний-о-в Булла, 2 - Карадаг, 3 - Локбатан-море, 4 - Бибизбат (Бухта Ильича), 5 - о-в Песчаный, 6 - Бахар, 7 - Зыря, 8 - Южная, скв. 100 на Шаховой косе, 9 - о-в Жилой, 10 - Ази Асланова, 11 - Грязевая Сопка, 12 - Нефтяные Камни

зоны Сангачалы-море—о-в Булла, где распределение песчаности увеличивается от свода к периферии складок, свидетельствует о том, что в Бакинском архипелаге в отличие от Апшеронского во время осадконакопления происходил постепенный переход апшеронского типа осадков в кобыстанский. Такое явление еще раз подтверждает ранее высказанное предположение о том, что снос терригенного материала в период формирования разреза ПТ здесь происходил с юга (Ширвано-Тальшская суша), с севера (Центрально-Каспийская суша) и с северо-запада (Большой Кавказ).

Однако интенсивность складкообразования не везде была равномерной. Процесс складкообразования, протекавший одновременно с осадконакоплением, наиболее интенсивно происходил в основном на площадях юго-восточной части Апшеронского архипелага; что касается погребенных структур Гоусаны, Зыря, Шахова коса, Южная, то здесь эта закономерность проявилась лишь при отложении нижнего отдела и в низах верхнего отдела продуктивной толщи (ПТ). В последующее время осадконакопление не сопровождалось процессами складкообразования, в связи с чем более молодые отложения представляют собой мощную толщу моноклинально залегающих слоев. То же самое можно отметить и относительно площади Локбатан-море, где только с кирмакинского времени (КС) вырисовывается свод антиклинальной структуры, существующий еще в подстилающих отложениях [2–4].

В пределах Апшеронского архипелага имеет место постепенное объединение нескольких мелких поднятий в одно крупное: структура Ази Аслана исчезает как самостоятельное поднятие во время отложения верхнего отдела ПТ; Северо-Западная Грязевая Сопка теряет свою самостоятельность, превратившись в далекую северо-западную периклинали структуры Грязевая Сопка во время отложения НКП свиты; новое поднятие Песчаный-море, расположенное южнее поднятия о-в Песчаный, сливается с последним в сураханское время и т.д.

Обратная картина отмечается в Бакинском архипелаге: если в начале века продуктивной толщи (во время отложения КаС и ПК свит) антиклинальная зона Сангачалы-море—о-в Булла представляла собой единую складку, то во время отложения НКГ свиты и верхнего отдела ПТ в ходе дальнейшего складкообразования здесь сформировались три самостоятельных поднятия: Сангачалы-море, Дуваный-море и о-в Булла.

Необходимо отметить, что на северо-восточном крыле складки Дуваный-море по изолинии 5800 м выявлен структурный выступ Дуваный-море-2, сложенный породами нижнего отдела ПТ, который имеет юго-западное — северо-восточное направление. По кровле ПТ этот выступ не выделяется, а расформируется. В этом районе с глубиной происходит перестройка складчатости и наблюдается структурное несоответствие по различным горизонтам ПТ. Так как в низах ПТ толщи вырисовывается положительная структура, то по аналогии с соседними площадями можно ожидать здесь залежи УВ в VIII горизонте ПТ (НКП свита).

На площади Булла-море также наблюдается смещение структурного плана на восточной периклинали структуры; амплитуды поперечных нарушений с глубиной незначительно увеличены. Резкая дислоцированность по отложениям верхнего отдела и верхам нижнего отдела ПТ

заметно ослабевает в самых низах ПТ, и по подошве среднего плиоцена дислоцированность не превышает 15–17°. Здесь вырисовывается новая ундуляция складки Булла-море-2.

Необходимо отметить, что в пределах исследуемого региона в верхах ПТ наблюдается и затухание складкообразовательных движений. Поднятия Южная, а также Южная-2 прекращают свой рост в верхнем плиоцене и в результате продолжавшегося осадконакопления покрываются мощной толщей верхнеплиоцен-четвертичных образований, чем отчасти и объясняется их погребенный характер. Такое же положение занимает погребенное поднятие Зыря, которое затухает во время отложения верхнего отдела ПТ. Гоусанское погребенное поднятие впоследствии оказалось вовлеченным в общее погружение Бина-Гоусанской мульды в начале века ПТ. Древние поднятия Шахово-море, Локбатан-море и Шахова коса также являются погребенными; они приурочены к отложениям, подстилающим ПТ, причем первое вырисовывается по отложениям базисных горизонтов, а во время отложения КС превращается в далекую восточную периклиналь второго [4].

Таким образом, можно отметить, что структуры Бакинского архипелага и частично Южно-Апшеронской зоны стали интенсивно развиваться к концу среднеплиоценового времени, тогда как в Апшеронском архипелаге уже были частично сформированы некоторые антиклинальные зоны.

Наиболее интенсивный рост структур исследуемого региона отмечался в четвертичное время, за исключением структур Южная, Южная-2, Зыря, Северо-Западная Грязевая Сопка, Гоусаны, Песчаный-море, Шахова коса и другие, рост которых в этот период прекратился.

По мнению В.Е. Хаина, Б.В. Григорьянца и других исследователей, несоответствие структурных планов плиоценовых (меридиональная ориентировка) и подстилающих (широтная ориентировка) отложений в пределах западной прибрежной полосы Каспийского моря находится в зависимости от простирающихся таких крупных геоструктур, как Каспийская впадина и Главный Кавказский хребет. Несоответствие структурных планов плиоценовых и подстилающих их отложений повлияло на формирование юго-восточного крыла структуры Сангачалы-море, в результате чего это крыло развивалось после НКГ времени.

В юго-восточном направлении исследуемого региона отмечается общее нарастание мощности ПТ за счет появления новых базисных горизонтов и увеличения мощности последних в пониженных частях складки, которые также обуславливают образование стратиграфических залежей нефти, приуроченных к области выклинивания слоев в низах ПТ и в новых базисных свитах (залежь ПК свиты площади Локбатан и др.).

Подобная картина отмечается и на поднятии Камни Григоренко. Здесь установлено наличие древнего свода (скв. 1), который не соответствует современному своду (скв. 4). В районе скв. 1 коунское ядро протыкает вышележащие слои, в результате чего верхний отдел размыт, а нижний выходит на поверхность. Можно допустить, что древний свод существовал до отложений нижнего плиоцена, вследствие чего понтический ярус и базисные свиты ПТ отлагались лишь на далеких крыльях указанной складки и, выклиниваясь к своду, образовывали стратиграфические ловушки для скопления УВ. На западном борту Бина-Гоусанской депрессии к северу

от Гоусанского мыса расположен Гоусанский древний свод антикавказского направления.

В пределах юго-западной части Южно-Апшеронской зоны выявлен ряд древних поднятий: Бибиэйбат, Шахово-море, Локбатан-море и др. Поднятия Локбатан-море и Шахово-море расположены на одной древней тектонической линии, проходящей почти в широтном направлении через восточную периклиналь Карадагской складки.

Таким образом, проведенные нами исследования позволяют сделать вывод о непрерывном ритмичном погружении Южно-Каспийской впадины в целом и азербайджанской акватории в частности, на что указывает наличие мощной мезозойско-кайнозойской толщи. Процессы осадконакопления и складкообразования происходили в период активной среднеплиоценовой геотектонической фазы, обусловившей формирование конседиментационных структур, стратиграфических несогласий и дизъюнктивных нарушений.

В пределах азербайджанской акватории Южного Каспия относительная скорость подъема структур была наибольшей на раннем этапе среднего плиоцена. Погребенные поднятия, которые были выявлены по палеоструктурным анализам, характеризовались минимальными, постепенно исчезающими значениями абсолютного роста. С ловушками, образованными палеорельефом, связаны возможные залежи нефти и газа.

Обстоятельный анализ геотектонического развития региона позволил установить, что структуры Бакинского архипелага и частично Южно-Апшеронской зоны в отличие от структур Апшеронского архипелага стали интенсивно развиваться к концу среднеплиоценового времени. Выявлены особенности геотектонического развития в среднем плиоцене антиклинальных линий Камни Григоренко – Нефтяные Камни (Апшеронский архипелаг) и Сангачалы-море – о-в Булла (Бакинский архипелаг), заключающиеся в первом случае в объединении ряда мелких поднятий в крупные, а во втором – в расформировании единой крупной структуры на составные локальные поднятия (вверх по разрезу).

Перспективы нефтегазоносности структур исследуемого региона в основном связаны с нижними горизонтами ПТ, новой установленной зыринской свитой как в пределах разрабатываемых, так и вновь выявленных погребенных поднятий. Кроме того, в пределах исследуемого региона перспективны и миоцен-олигоценые отложения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алиханов Э.Н. Нефтяные и газовые месторождения Каспийского моря. Баку: Азернешр, 1964.
2. Баширов Я.М., Маркарова О.А., Велиева В.А. Перспективы нефтегазоносности Апшеронского архипелага // Изв. АН АЗССР. Сер. наук о Земле. 1982. № 1.
3. Баширов Я.М., Велиева В.А. К перспективам нефтегазоносности новых погребенных поднятий и базисных свит среднеплиоценовых отложений в северо-западной части Южного Каспия // Нефтегазгеологическое районирование Южно-Каспийской впадины. Баку: ИГ АН АЗССР, 1982.
4. Буниат-Заде З.А., Гасаналиева Т.И., Велиева В.А. Новая погребенная антиклинальная структура на юго-восточном побережье Апшеронского полуострова // Материалы науч.-техн. конф. "Геолого-геофизические методы поиска и разведки нефтегазовых месторождений на больших глубинах". Баку: Аз НТО НГП, 1985.

Р.Р. Бабаев, Н.С. Салаев

РОЛЬ ТЕКТОНИЧЕСКИХ РАЗРЫВОВ В ФОРМИРОВАНИИ, СОХРАНЕНИИ И РАЗРУШЕНИИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ ЗАПАДНОГО БОРТА ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Нефтяные и газовые месторождения складчатых областей, как правило, характеризуются обилием тектонических разрывов. Поэтому решение вопроса о роли последних в формировании, сохранении и разрушении залежей нефти и газа имеет важное теоретическое и прикладное значение.

История изучения роли тектонических разрывов в рассматриваемом аспекте насчитывает уже не одно десятилетие. Однако, несмотря на длительность изучения этого вопроса, единого решения его пока не выработано. На ранних стадиях исследования проблемы разрывам отводилась исключительно отрицательная роль, т.е. считалось, что они способствуют только разрушению сформированных залежей нефти и газа. Позже была установлена и положительная роль разрывов: они способствовали формированию скоплений нефти и газа и их сохранению и даже предотвращали нефтяные пласты от обводнения. В последние годы мнение большинства исследователей, занимающихся этой проблемой, сводится к тому, что тектонические разрывы могут участвовать как в процессах формирования нефтяных и газовых залежей, так и в процессах разрушения.

Зачастую тектонические разрывы играют роль непроницаемых экранов на пути латеральной миграции УВ, способствуя тем самым образованию тектонически экранированных ловушек. В подобных случаях тектонические экраны обеспечивают длительную сохранность формирующихся залежей. Особое значение их созидательная роль приобретает в тех районах, где нефтегазоносные пласты обнажаются на дневной поверхности и подвергаются частичному поверхностному размыву. Кроме того, участки развития тектонических разрывов характеризуются формированием зон повышенного тектонического дробления и перемятости пород, а также зон с повышенной трещиноватостью. В связи с этим некоторые исследователи связывают с тектоническими разрывами образование коллекторов для скопления УВ и путей их движения [1, 2].

Однако тектонические разрывы наряду с участием в созидательных процессах нередко играют и отрицательную роль, разделяя уже сформированные залежи нефти и газа на изолированные тектонические блоки, что приводит к истощению залежей, а иногда и к их полному разрушению. Разделение залежей на отдельные тектонические блоки значительно усложняет условия их поисков, разведки и разработки, и в результате увеличивается объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения. Но основная отрицательная функция тектонических разрывов заключается в их способности проводить нефть и газ, и если разрывы не затухают с уменьшением глубины и продолжаются до дневной поверхности, то создаются благоприятные условия для разрушения скоплений нефти и газа.

Чтобы определить, чему способствовал конкретный тектонический разрыв — формированию либо разрушению залежи нефти или газа, необходимо учитывать ряд факторов. Одним из основных факторов является характер контактирующих пород по обе стороны от разрыва. Если разорванная часть залежи приходит в контакт с проницаемыми породами, то создаются условия для ее переформирования или разрушения. Если же она приходит в контакт с непроницаемыми породами, то указанная часть залежи сохранится. Таким образом, можно предположить, что в случае, когда уже сформированная сводовая залежь разрывается тектоническим нарушением, могут произойти следующие изменения в зависимости от создавшихся геологических условий: 1) залежь сохранится в пределах обоих крыльев складки, 2) залежь сохранится лишь в пределах одного из крыльев складки, 3) произойдет полное разрушение или переформирование залежи.

Влияние разрыва на разрушение либо на сохранение залежи может зависеть и от таких факторов, как геостатическое и производное от него боковое давление горных пород; давление разбухания некоторых типов глин, слагающих тектонические блоки и зону тектонического дробления; цементация межобломочного пространства зоны дробления эпигенетическими образованиями солей, выпадающими в осадок из пластовых вод; литологический состав зоны тектонического дробления и ширина последней и др. Различные исследователи при определении роли тектонических разрывов в формировании, сохранении и разрушении залежей нефти и газа считают основными весьма разные факторы: геостатическое и боковое давление, вызванное весом вышележащих отложений [3], морфогенетические особенности самих разрывов [4] и др. Безусловно, перечисленные выше факторы в той или иной степени влияют на роль тектонических разрывов в изучаемых процессах.

Особого внимания заслуживает способность разрывов к изменению своих функций во времени и в пространстве. Так, с течением геологического времени проводящие и экранирующие функции тектонических разрывов могут улучшаться или ухудшаться вплоть до их полного взаимоперехода. Проводящие разрывы в результате движения по ним нефти, газа и минерализованных пластовых вод со временем могут терять свои функции путей для вертикальной миграции флюидов. Это происходит из-за того, что зоны тектонического дробления пород заполняются выпадающими в осадок солями, минералами группы водных сульфатов (гипса), продуктами окисления нефти и т.д. В результате тектонический разрыв может потерять свои первоначальные свойства и превратиться в непроницаемый экран. В последующем активные тектонические подвижки вполне могут способствовать своего рода "омоложению" разрывов и восстановлению их проводящей способности.

Одним из показательных примеров роли тектонических разрывов в формировании, сохранении и разрушении залежей нефти и газа являются залежи продуктивной толщи западного борта Южно-Каспийской впадины. Многие исследователи относят их к тектонически экранированным залежам, которые, как известно, составляют одну из двух групп класса пластовых залежей нефти и газа [6]. В пределах исследуемого района имеют место залежи, экранированные осепродольными разры-

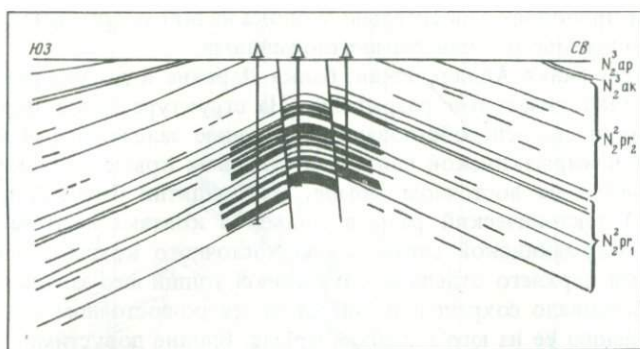


Рис. 1. Грязевая Сопка. Сейсмогеологический профиль

вами, и залежи, экранированные поперечными и диагональными тектоническими нарушениями. Причем в первом случае залежи нефти и газа в большинстве своем приурочены только к одному из крыльев складок (банка Дарвина, Сангачалы-море – Дуванный-море – о-в Булла и др.), во втором – и к их периклинальным окончаниям (Нефтяные Камни и др.).

Сложность и многообразие роли тектонических разрывов в процессах формирования, сохранения и разрушения залежей нефти и газа полностью подтверждается при изучении месторождений западного борта Южно-Каспийской впадины, например залежи нефти в подкирмакинской и калинской свитах на поднятии о-в Жилой Апшероно-Челекенской северной антиклинальной зоны. Сводовую часть структуры о-ва Жилой осложняет надвиг, имеющий амплитуду 800 м и значительную протяженность. В результате формирования этого тектонического разрыва в позднеплиоцен-антропогеновое время единая ранее сводовая залежь была разбита на две части. В силу того что нефтеносные пласты по обе стороны от разрыва пришли в контакт с глинистыми отложениями понтического яруса и продуктивной толщи и оказались запечатанными, были созданы благоприятные условия для сохранения залежи нефти как в поднадвиговом северо-восточном крыле, так и в надвинутом юго-западном.

Складка Грязевая Сопка осложнена двумя продольными тектоническими разрывами, по которым структура разбита на три блока, ступенчато приподнятым друг относительно друга. Нефтеносные пласты (калинская, подкирмакинская и кирмакинская свиты) всех трех блоков пришли в контакт с непроницаемыми глинистыми породами, что способствовало сохранению залежей нефти от разрушения (рис. 1).

На месторождении Нефтяные Камни имеет место продольный разрыв взбросового характера, переходящий почти в надвиг на юго-восточной периклинали складки. Этот разрыв обусловил разрушение залежей нефти и газа в калинской, подкирмакинской и кирмакинской свитах в опущенном V блоке структуры и в то же время способствовал аккумуляции определенной части УВ в свитах верхнего отдела продуктивной толщи того же блока. Одновременно этот разрыв сохранил залежи нефти и газа в подошвенных свитах продуктивной толщи в IV блоке, который гипсо-

метрически приподнят относительно V блока на 800 м и оказался запечатанным непроницаемыми глинистыми отложениями.

Структуры банка Апшеронская, банка Дарвина и другие разбиты продольными тектоническими разрывами. На структуре банка Дарвина продольное нарушение способствовало сохранению залежи нефти в подкирмакинской и кирмакинской свитах на западном крыле складки и разрушению залежей на восточном крыле. На поднятии банка Апшеронская продольный тектонический разрыв привел в контакт нефтенасыщенные отложения кирмакинской свиты северо-восточного крыла с глинистыми отложениями верхнего отдела продуктивной толщи юго-западного крыла. Это способствовало сохранению залежи на северо-восточном крыле складки и нарушению ее на юго-западном крыле. Вполне допустимо, что в процессе разрушения залежи юго-западного крыла участвовали и осложняющие его многочисленные поперечные разрывы. Таким образом, залежи нефти на указанных структурах являются односторонними, располагаясь лишь на одном из крыльев складок. Аналогичная картина наблюдается и на месторождении Сангачалы-море—Дуваный-море—о-в Булла, где основной продольный разрыв способствовал сохранению залежей нефти и газоконденсата в V и VII горизонтах продуктивной толщи северо-восточных крыльев структур и разрушению их на юго-западных крыльях (рис. 2, 3).

На площади Камни Григоренко залежи нефти и газа не установлены. Но при бурении скв. 5, 8 и других были отмечены сильные газопроявления, выбросы раствора нефтью и газом. В скв. 1, 7, 10 при опробовании горизонтов калинской и подкирмакинской свит была получена пластовая вода с пленкой нефти и даже кратковременный приток нефти (скв. 10). Это свидетельствует о существовавших в калинской и подкирмакинской свитах углеводородных скоплений, однако в результате проводящих свойств продольного разрыва, осложнившего сводовую часть складки Камни Григоренко, они были разрушены.

Таким образом, в пределах западного борта Южно-Каспийской впадины имеются многочисленные примеры того, что в зависимости от конкретных геологических условий скопления нефти и газа могут быть сохранены либо на обоих крыльях складки, либо на одном из них или полностью разрушены. Следует отметить, что понятие тектонически экранированной залежи впервые было введено в геологическую литературу И.О. Бродом. Под тектонически экранированными залежами нефти и газа в настоящее время понимаются такие залежи, которые сформировались после среза пласта экраном, т.е. после того, как пласт приобрел структурную форму, наблюдаемую в настоящее время. Следовательно, формирование тектонически экранированных залежей нефти и газа начинается после образования тектонически экранированной ловушки. В этом случае наличие тектонического разрыва, выполняющего функции экрана, является одним из основных условий для формирования рассматриваемого типа залежей. Однако залежи продуктивной толщи западного борта Южно-Каспийской впадины образовались вслед за процессами складкообразования, до формирования тектонических разрывов. Первоначально эти скопления нефти и газа располагались в соответствии со строением складок и насыщали их своды. Позже в позднеплиоцен-антропогеновое время в результате

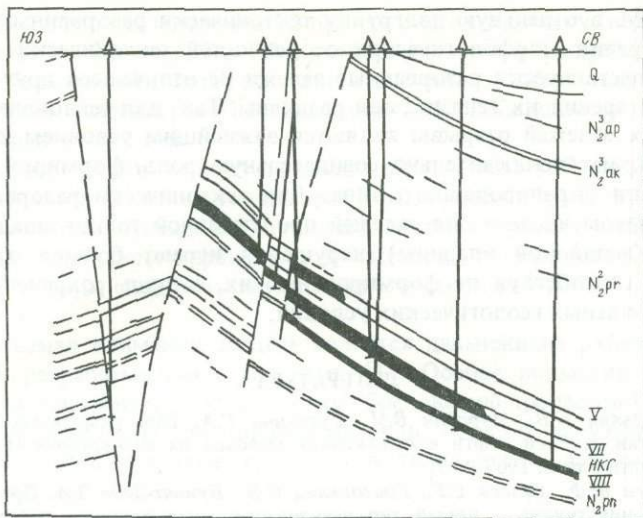


Рис. 2. Дуванный-море. Сейсмогеологический профиль

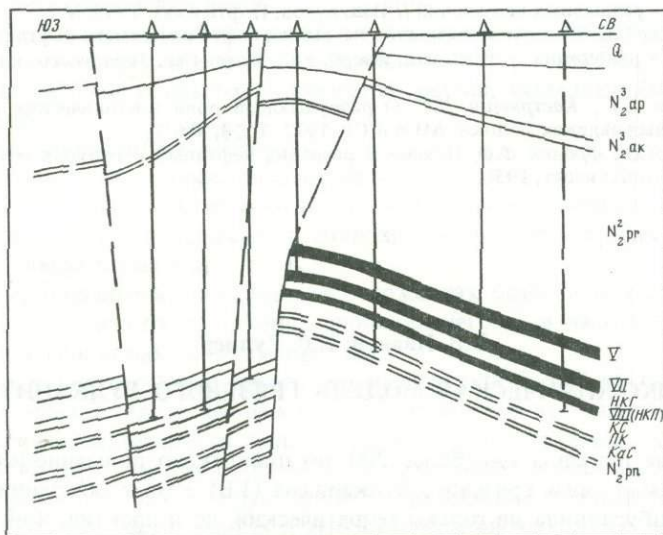


Рис. 3. Остров Булла. Геологический профиль

образования тектонических разрывов единые сводовые залежи оказались разбитыми на отдельные тектонические блоки, что способствовало полному или частичному разрушению углеводородных скоплений.

Исходя из изложенного, можно сказать, что залежи продуктивной толщи западного борта Южно-Каспийской впадины относятся к тектонически экранированным (по классификации И.О. Брода) не следует, так как в данном случае уже сформированные единые сводовые залежи нефти и газа были разорваны тектоническими нарушениями. Такие залежи стоило

бы выделить в отдельную подгруппу тектонически разорванных залежей. С точки зрения морфологических особенностей тектонически экранированные и тектонически разорванные залежи не отличаются друг от друга, но с точки зрения их генезиса они различны. Так, для тектонически экранированных залежей разрывы являются важнейшим условием их образования и играют исключительно созидательную роль, формируя ловушку тектонически экранированного типа. Для тектонически разорванных же залежей (в том числе и для залежей продуктивной толщи западного борта Южно-Каспийской впадины) нарушения играют больше отрицательную роль, способствуя не формированию их, а лишь сохранению в случае благоприятных геологических условий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Григорьянц Б.В., Мурадян В.М., Гусейнов Г.А. Роль разрывных нарушений в локализации залежей нефти в отложениях мезозоя на юго-восточном Кавказе // Геология нефти и газа. 1967. № 7.
2. Мехтиев Ш.Ф., Салаев С.Г., Григорьянц Б.В., Буниат-Заде З.А. Приразломные зоны дробления пород – новый тип неантиклинальных ловушек нефти и газа // Проблемы нефтегазоносности Кавказа. Ереван: Изд-во АН АрмССР, 1986.
3. Романов П.Г., Галин В.Л., Жмеричко М.И. Факторы, влияющие на экранирующие свойства разрывных нарушений // Изд. вузов. Нефть и газ. 1969. № 2.
4. Самедов С.С. О влиянии разрывов на залежи нефти на примере нефтяных месторождений Азербайджана // Учен. зап. Азерб. гос. ун-та. Сер. геол.-геогр. наук. 1960. № 3.
5. Салаев С.Г., Кастрюлин Н.С. О разрушающей роли тектонических разрывов в нефтегазовых залежах // Докл. АН АзССР. 1972. Т. 28, № 6/7.
6. Брод И.О., Фролов Ф.Ф. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М.: Гостоптехиздат, 1950.

УДК 551.21

В.В. Иванов, И.С. Гулиев

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГРЯЗЕВОГО ВУЛКАНИЗМА

Грязевые вулканы уже более 200 лет привлекают внимание исследователей. Прямая связь грязевого вулканизма (ГВ) с месторождениями нефти и газа обусловила не только теоретический, но и практический интерес к изучению этого явления. Высказано большое количество гипотез о причинах ГВ. Часть из них основана на представлениях о связях ГВ с процессами, происходящими в осадочных толщах, другая – предполагает генетическую связь ГВ с мантийными процессами. Одна из первых гипотез о происхождении ГВ была высказана "отцом геологии Кавказа" академиком Г.В. Абигом, который связывал проявления ГВ с процессами магматизма. В дальнейшем эта гипотеза в различных модификациях разрабатывалась С.А. Ковалевским, Н.А. Кудрявцевым, а в последнее время Ш.Ф. Мехтиевым. Несколько измененная концепция глубинного происхождения ГВ предложена П.Н. Кропоткиным и Б.М. Валяевым. Они связывают его проявления с процессами "холодной дегазации" Земли.

Большая роль в исследовании ГВ принадлежит академику И.М. Губкину. Высказанные им идеи о связи ГВ с диапиризмом и о формировании нефтяных месторождений не потеряли своего значения до настоящего времени и продолжают развиваться И.В. Высоцким, М.К. Калинко, а также азербайджанскими геологами.

Критический разбор гипотез не входит в нашу задачу. Отметим, однако, что геологические и геохимические факторы, прежде всего приуроченность ГВ исключительно к осадочным толщам, состав и возраст выбросов, геохимические особенности флюидов, в частности данные изотопии гелия, аргона и углерода, свидетельствуют о генетической связи ГВ с осадочными толщами.

Предлагаемая вниманию модель является дальнейшим развитием представлений, разрабатываемых авторами [1]. Особое внимание при ее построении уделено физико-химическому обоснованию процессов ГВ. Именно эта сторона проблемы, по мнению авторов, остается ее узким местом. Любая модель формирования грязевого вулкана должна дать ответ на следующие вопросы:

- почему ГВ имеет место только в альпийских геосинклинальных бассейнах с мощностями осадочных толщ не менее 8–10 км и очень высокими скоростями осадконакопления;

- что обуславливает появление гигантских импульсов избыточного давления, обеспечивающих перенос колоссальных масс пород и воды;

- откуда берутся огромные количества метана, выделяющиеся при извержениях;

- что обуславливает его возгорание;

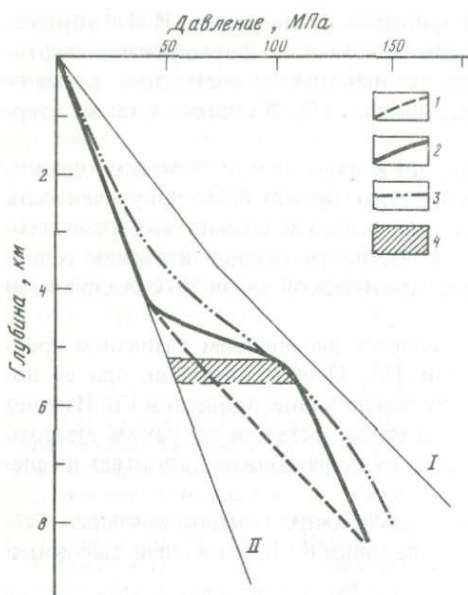
- с чем связана периодичность извержений.

В рамках предлагаемой модели явления, способствующие подготовке извержения грязевого вулкана и сопровождающие этот процесс, укладываются в следующую схему.

1. Формирование в погруженных отложениях осадочных толщ механически неравновесного состояния, проявляющегося, в частности, в уплотнении глинистых пород разреза [2].

Развитие таких систем характерно именно для бассейнов очень интенсивного прогибания, в которых оттеснение поровой воды из нижних горизонтов последовательности напластований отстает от темпа накопления осадков [2, 6]. В итоге поровая вода принимает на себя часть геостатической нагрузки, что и обуславливает увеличение градиента порового давления в этой части разреза и асимптотический выход его на геостатическое значение (см. рисунок). Определенный вклад в увеличение порового давления вносит также повышение температуры при погружении пород, если оно не сопровождается соответствующим отводом воды из пор или переходом части ее в твердофазное состояние [2].

2. Возникновение нерелаксированного состояния является необходимым, но недостаточным фактором развития ГВ. Решающий вклад в его подготовку и реализацию вносит углеводородообразование и прежде всего метанообразование осадочных толщ, обусловленное разложением захороненного ОВ. Особенностью альпийских геосинклинальных бассейнов, в частности Южно-Каспийской впадины, является сохранение высокой интенсивности этого процесса на очень больших глубинах, достигающих



Вероятное распределение по глубине порового давления и компенсирующего напряжения в осадочных комплексах альпийских геосинклинальных бассейнов

1 — составляющая порового давления, обусловленная нерелаксированным состоянием системы; 2 — глубинная кривая порового давления; 3 — глубинная кривая компенсирующего напряжения в порых; 4 — очаг грязевого извержения

I — нормальное геостатическое давление, II — нормальное гидростатическое давление

8–10 км [3]. Метанообразование может быть охарактеризовано локальной обильностью. Эта величина представляет собой количество метана, поступающее в единицу объема поровой воды за единицу времени из окружающих пород. Если выразить ее в нормальных кубических сантиметрах ($T = 293\text{ K}$, $P = 0,1\text{ МПа}$), то размерностью этой величины будет обратное время (с^{-1}).

Окисление метана в приповерхностных зонах активного обмена обуславливает существование его молекулярного потока в поровом растворе из зон образования к поверхности Земли. Если метанообразование в некоторой части разреза осадочных толщ не компенсируется его отводом в область окисления, то он накапливается в поровых водах. Со временем достигаются концентрации, соответствующие критическому насыщению (растворимости) и далее пороговой надкритической метанонасыщенности, с которой происходит выделение метана в газовую фазу. Сам акт фазового перехода обуславливает появление импульса избыточного давления, амплитуда которого не превышает, однако, следующей величины:

$$\Delta P \sim (\delta - 1) \cdot C_{\text{кр}} \cdot P_A, \quad (1)$$

где ΔP — импульс избыточного давления в области фазовыделения; $\delta = C_{\text{нкp}}/C_{\text{кр}}$ — пресыщение, с которого происходит фазовый переход; $C_{\text{нкp}}$ — пороговая надкритическая концентрация; $C_{\text{кр}}$ — критическая концентрация (растворимость); P_A — атмосферное давление.

При δ в интервале 1–2 и $C_{\text{кр}} \sim 2\text{--}3\text{ н.с.м}^3/\text{см}^3$ величина амплитуды не превосходит 0,6 МПа, т.е. на больших глубинах составляет менее 1% от начального давления. Но если после формирования области полифазного насыщения отмеченное выше соотношение между образованием и отводом метана сохранится, то давление в этой части порового пространства будет возрастать. Рассматриваемое условие записывается следующим неравен-

ством:

$$Fh > D \text{grad} C, \quad (2)$$

где F – обильность источников метана; h – мощность зоны генерации осадочного комплекса; D – молекулярная проницаемость порового пространства; C – концентрация метана в растворе.

Величина

$$F_{\text{изб}} = F - \frac{D \text{grad} C}{h} \quad (3)$$

и есть та часть обильности источников, которая расходуется на пополнение новой фазы. Выделившиеся при фазовом переходе микропузырьки газа становятся теми центрами, куда стекает избыточный метан. В условиях, когда отвод воды из пор невозможен, следствием этого пополнения является увеличение давления. В грубом приближении, пригодном для малых промежутков времени, прирост избыточного давления (ΔP_c) может быть представлен зависимостью

$$\Delta P_c = \Delta P + P_A F_{\text{изб}} t, \quad (4)$$

где P_A – атмосферное давление; t – время.

На рисунке схематично представлен вклад рассматриваемого процесса в формирование порового давления.

3. Исследуемая система будет механически устойчивой до тех пор, пока возникающие в ней напряжения компенсируют увеличение порового давления. Естественно предположить, что направление минимального сопротивления этим нагрузкам находится в поровом водном континууме. Соответственно оправдана попытка оценить их масштаб, исходя из анализа структуры поровых каналов и реологических свойств водных растворов в таких каналах. В типичных поровых каналах с сечениями в диапазоне $10^{-6} - 10^{-2}$ см вода и ее растворы не являются ньютоновыми жидкостями. Несмотря на некоторую противоречивость эмпирических данных, можно считать установленным, что пленки воды толщиной $10^{-6} - 10^{-5}$ см обладают упругими свойствами, а ее слоям толщиной до 10^{-2} см могут быть приписаны характеристики пластично-вязкого тела, в частности начальное напряжение сдвига [5]. Учитывая наличие фазового раздела в порах, компенсирующее напряжение раствора в канале можно представить приближенной зависимостью вида

$$P_{\text{кмп}} = \frac{2(\sigma + \int_0^l \beta \tau dx)}{r} + \Pi(r), \quad (5)$$

где $P_{\text{кмп}}$ – напряжение в поровом канале радиуса r ; σ – поверхностное натяжение; τ – начальное напряжение сдвига; $\Pi(r)$ – расклинивающее давление водных пленок в поровом канале; β – коэффициент извилистости; l – длина порового канала.

Параметры σ и τ , так же как и расклинивающее давление $\Pi(r)$, являются убывающими функциями температуры [5, 4].

Поровые каналы пород характеризуются непрерывно меняющимися

сечениями, причем в этой изменчивости отражаются как тенденции уменьшения пористости и размера пор с глубиной, так и неоднородность структуры порового пространства, присущая каждой литологической разности. В работе Л.А. Буряковского и др. [6] на площадях морских промыслов Южно-Каспийской впадины прослежено изменение пористости и распределения пор по размерам в глинистых разностях разреза с глубиной. По данным этих определений, большая часть поровых каналов на глубине 1400 м характеризуется размерами $2-3 \cdot 10^{-4}$ см, а максимальные радиусы достигают значений $1 \cdot 10^{-3}$ см. Ниже по разрезу возрастает число каналов в диапазоне $n \cdot 10^{-5}$ см и менее. На глубине 5100 м они составляют 50% от их общего числа. Максимальные сечения в этом интервале ограничены значением $7 \cdot 10^{-4}$ см.

С учетом этих данных на рисунке построена кривая глубинного распределения $P_{\text{кмп}}$ для наиболее вероятных значений радиусов пор. Сопоставление этой кривой с глубиной зависимостью порового давления показывает, что в разрезе отложений могут возникнуть области, где поровое давление превысит компенсирующее напряжение, т.е.

$$P_{\Sigma} \geq P_{\text{кмп}}, \quad (6)$$

где P_{Σ} – результирующая кривая порового давления.

Области осадочного выполнения, где реализуется соотношение (6), являются потенциальными очагами грязевого извержения.

4. Следствием выполнения условия (6) должно быть оттеснение порового флюида по той части каналов, где поровое давление превосходит компенсирующее напряжение. Отвод порового раствора из зоны полифазного насыщения обеспечит условия для роста газовых пузырьков. Благодаря этому процессу давление в зонах будет поддерживаться на постоянном уровне. Угледородообразование на этом этапе вносит свой вклад в увеличение объема пузырьков.

Рост пузырьков приведет к слиянию их в отдельные агрегаты, которые в разностях с достаточно крупными порами могут приобрести подвижность. Они будут накапливаться у подошвы пород с малыми радиусами поровых каналов, формируя непрерывные тела газа. Соответственно в некоторой части пороводящих поровых каналов водный раствор или полифазная смесь малых пузырьков и водного раствора начнет замещаться непрерывной газовой фазой. По мере заполнения канала газом его сопротивление течению падает, перепад давления по длине канала увеличивается. При полном оттеснении раствора он достигает значения, близкого к поровому в зоне полифазного насыщения. При этом скорость течения газа по каналу скачкообразно возрастает. Оценка возможных значений этой скорости при рассматриваемых перепадах температуры и давления представляет достаточно сложную задачу. В системах непрерывно связанных поровых каналов скорость течения газа может достигнуть десятков и более сантиметров в секунду.

Если в перекрывающих рассматриваемую зону напластованиях существуют какие-то полости, где проводящие каналы формируют достаточно плотную связанную сеть, то по достижении некоторой критической скорости течения газа весь материал этой полости перейдет во взвешенное псевдооживленное состояние. Минимальная оценка такой скорости для

частиц малых диаметров (10^{-3} – 10^{-1} см) может быть найдена из приближенного соотношения [7]

$$V_{\min} \sim \frac{d^2 (\rho_s - \rho_g) g}{1650 \mu}, \quad (7)$$

где d – диаметр частиц влажной породы; ρ_s – их плотность; ρ_g – плотность газа в основании псевдооживленного слоя; μ – вязкость газа в том же сечении; g – ускорение силы тяжести. Значения V_{\min} для частиц различных диаметров в моделируемых условиях ($\rho_s \sim 2 \text{ г/см}^3$, $\rho_g \sim 0,3 \text{ г/см}^3$, $\mu = 4 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$) составляет: $d = 10^{-3}$ см, $V_{\min} = 2,5 \cdot 10^{-3}$ см/с; $d = 10^{-2}$ см, $V_{\min} = 0,25$ см/с; $d = 10^{-1}$ см, $V_{\min} = 2,5$ см/с; $d = 1$ см, $V_{\min} = 25$ см/с.

Если же поток газа достигает так называемой скорости витания, определяемой соотношением

$$V_t = \sqrt{\frac{4 g d (\rho_s - \rho_g)}{3 \rho_g \lambda}}, \quad (8)$$

то частицы начнут уноситься из дисперсного слоя. При дальнейшем увеличении скорости весь дисперсный слой придет в движение. В выражении (8) λ – это коэффициент сопротивления, зависящий от режима потока. Для частиц с диаметром $d > 1 \cdot 10^{-2}$ см можно считать $\lambda = 0,43$. Соответствующие оценки скорости витания составят $d = 10^{-1}$ см, $V_t = 41$ см/с; $d = 1$ см, $V_t = 130$ см/с.

Сопоставление этих оценок с предшествующими показывает, что скорости, необходимые для псевдооживления слоя в поровых каналах, могут быть достигнуты и превзойдены. При их существенном превышении весь слой приходит в движение и ведет себя при этом почти как квазиоднородная вязкая жидкость. Вытеснение этого материала из полости псевдооживления снарядным (поршневым) движением газа и представляет собственно процесс грязевого извержения.

При освобождении полости от дисперсного материала начнется истечение газа по открытому каналу очень большого сечения. Для моделируемых условий оно будет гиперзвуковым. Приближенная оценка скорости газа возможна с помощью формулы адиабатического течения [8]

$$V = \sqrt{\frac{2k}{k+1} \cdot \frac{P_0}{\rho_0}}, \quad (9)$$

где P_0 и ρ_0 – давление и плотность газа в условиях залегания; k – показатель адиабаты.

Для моделируемых условий эта оценка характеризуется значением 620 м/с. Канал истечения, как правило, будет содержать участки сужения и расширения. Если в скачке уплотнения, возникающем при прохождении газом участка сужения, его температура достигнет 537°C (температура возгорания метаново-воздушной смеси), то произойдет возгорание газа. Для реализации этого достаточно, чтобы скорость течения газа немногим более чем в 2 раза превышала местную скорость звука. Полученная выше оценка показывает, что возникновение таких состояний в потоке газа более чем вероятно.

Устойчивость канала истечения определяется скоростным напором потока, и при его падении ниже некоторого уровня по мере расходования газа полость вновь заполняется дисперсным материалом. Рассматриваемый момент можно считать завершающим в данном цикле подготовки и реализации извержения грязевого вулкана. К моменту завершения извержения в его очаге формируется депрессия, амплитуда которой может достигать разности между предельно достижимыми значениями порового давления и гидростатического. В общем случае уровень этой амплитуды ограничивается снизу давлением, большим, чем гидростатическое. Время, необходимое для восстановления давления в очаге до компенсирующего напряжения, может рассматриваться как оценка периода подготовки извержения. Восстановление давления происходит как вследствие механического заполнения очага, так и в результате продолжающегося метанообразования толщ. Соответственно период между извержениями определяется суммой двух составляющих: временем механической релаксации системы в очаге и временем накопления в нем соответствующего количества метана.

Оценим по порядку ту часть обильности источников метана, которая расходуется на поддержание критического метанонасыщения поровых растворов. Эта оценка возможна из соотношения

$$F_{\text{комп}} \sim \frac{C_{\text{кр}} D}{h^2}, \quad (10)$$

где $C_{\text{кр}}$ — критическая концентрация метана в растворе; $F_{\text{комп}}$ — обильность, расходуемая на компенсацию отвода метана; D — молекулярная проницаемость.

Соответствующие концентрации метана в осадочных бассейнах характеризуются диапазоном 1–3 н.см³/см³ воды. При мощности осадочных толщ, оцениваемых единицами и первым десятком километров, и при молекулярной проницаемости порового раствора 10⁻⁵ см²/с искомая оценка составит

$$F_{\text{комп}} \sim \frac{(1-3) \cdot 10^{-5}}{(10^{10} - 10^{12})} \sim 10^{-15} - 10^{-17} \text{ с}^{-1}.$$

Соответственно избыточная обильность должна во всяком случае быть более этой оценки, т.е. $10^{-16} < F_{\text{изб}}$. Можно попытаться оценить, в каком порядке должен находиться верхний предел диапазона возможных оценок избыточной обильности исходя из скорости разложения ОВ. Если описывать этот процесс реакцией первого порядка, характеризуемой константой скорости реакции λ , то между обильностью источников и весовой концентрацией ОВ должно существовать следующее соотношение:

$$F = \frac{22414}{16} \frac{\rho}{m} \lambda \gamma, \quad (11)$$

где ρ — плотность породы; m — ее пористость; γ — весовая концентрация ОВ.

Текущая концентрация γ должна быть связана с начальной γ_0 простым соотношением

$$\gamma = \gamma_0 \frac{\rho}{\rho_0} \frac{m_0}{m} e^{-\lambda t}. \quad (12)$$

Полагая $\gamma/\gamma_0 = 0,01-0,1$; $\rho_m/\rho_0 \sim 10$; $t \sim 10^7$ лет = $3,15 \cdot 10^{14}$ с, найдем $\lambda \sim 10^{-14}$ с⁻¹, а $F \sim 10^{-13}-10^{-12}$ с⁻¹ в предположении, что $\gamma \sim 0,1-1$ вес.%.

Нахождение обильности метанообразования в интервале значений $10^{-16}-10^{-12}$ с⁻¹, видимо, также является характерной особенностью именно альпийских бассейнов, выполненных мощными толщами молодых осадочных пород.

Этот уровень метанообразования обеспечивает непрерывные фазовые переходы в континууме поровых растворов и возникновение в них соответствующих напряжений. Эти напряжения могут разрешаться и в форме грязевых извержений, как было рассмотрено выше, и в менее катастрофических проявлениях, таких, как формирование структур протыкания (глинистых диапиров), складок пучения, т.е. углеводородообразование в оцениваемом масштабе по существу является движущей силой специфических тектонических процессов в осадочном комплексе. Причем в рассматриваемых системах, находящихся в околокритическом состоянии, в качестве спусковых крючков, инициирующих эти процессы, могут выступать сравнительно малоамплитудные воздействия, связанные с такими явлениями, как приливно-отливные волны, сейсмические колебания и т.д.

Однако эти напряжения могут релаксировать и вследствие простого перераспределения поровых флюидов, без существенного изменения вмещающей их среды. В этом случае формируются и закрепляются в поровом пространстве непрерывные газовые тела, т.е. углеводородообразование в оцененном масштабе характеризует тот этап развития бассейна, который может быть назван его "молодостью". Он соответствует периоду формирования и роста залежей газа и нефти. Отмечавшаяся выше генетическая связь ГВ с процессами газонефтеобразования в рамках данной схемы находит естественное объяснение.

Уровень метанообразования, характеризуемый значением 10^{-16} с⁻¹, обеспечивает критическое насыщение поровых растворов и соответственно термодинамическую устойчивость залежей газа и нефти, находящихся в континууме подземных вод.

Однако он недостаточен для формирования собственных газовых фаз. Поэтому стадию развития бассейна, когда углеводородообразование находится на этом уровне, можно назвать его "зрелостью".

И, наконец, если обильность источников метана в бассейне падает ниже рассматриваемого уровня, т.е. $F < 10^{-16}$ с⁻¹, то концентрация метана в поровых растворах снижается, метан из газовых тел переходит в раствор, залежи вовлекаются в процессы растворения и рассеивания. Это конечные этапы существования залежей — геохимическая "старость" бассейна.

Предложенная схема не исчерпывает всех аспектов ГВ и не претендует на всеобъемлющее объяснение этого явления. Однако на вопросы, поставленные в начале данной статьи, на основе использованных построений получены ответы, не противоречащие друг другу. Развиваемая модель в состоянии внести вклад как в научные аспекты теории формирования месторождений нефти и газа, так и в практический прогноз нефтегазонаос-

ности различных комплексов бассейнов. Поэтому дальнейшее совершенствование этой схемы, ее уточнение и детализация представляются вполне оправданными.

ЛИТЕРАТУРА

1. Иванов В.В., Гулиев И.С. Опыт физико-химического моделирования грязевого вулканизма // Бюл. МОИП. Отд. геол. 1986. № 1.
2. Магара К. Уплотнение пород и миграция флюидов. М.: Недра, 1982.
3. Дадашев Ф.Г., Гулиев И.С. Газоносность мезо-кайнозойских отложений и перспективы открытия новых месторождений в Южно-Каспийской впадине // Очерки по геологии Азербайджана. Баку: Элм, 1984.
4. Дерягин Б.В., Чураев Н.В. Смачивающие пленки. М.: Наука, 1984.
5. Бондаренко Н.Ф., Нерпин С.В. Сдвиговая прочность жидкостей и ее учет при исследовании поверхностных явлений // Исследования в области поверхностных сил. М.: Наука, 1967.
6. Буряковский Л.А., Джафаров И.С., Джеваншир Р.Д. Прогнозирование физических свойств коллекторов и покрышек нефти и газа. М.: Недра, 1982.
7. Куни Д., Левеншиль О. Промышленное псевдоожигение: Пер. с англ. М.: Химия, 1976.
8. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. М.: Наука, 1973.
9. Каталог зафиксированных извержений грязевых вулканов Азербайджана (за период 1810–1974 гг.)/А.А. Якубов, А.А. Али-Заде, Р.Р. Рахманов и др. Баку: Изд-во АН АзССР, 1974.

УДК 551.243:550.814.1:551.763/781 (479.24)

**В.Г. Пазинич, С.А. Пономаренко, В.Е. Филиппович,
Е.В. Вильденберг, А.В. Санишвили**

ОСОБЕННОСТИ ПРОГНОЗА ПЛИКАТИВНЫХ СТРУКТУР МЕЛ-ЭОЦЕНОВОГО ЭТАЖА ПО ДАННЫМ АЭРОКОСМОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В УСЛОВИЯХ СРЕДНЕКУРИНСКОЙ ВПАДИНЫ

Основной теоретической предпосылкой прогноза локальных структур в условиях платформ, по данным аэрокосмогеологических исследований (АКГИ), является их унаследованное развитие [1]. Для межгорных впадин, характеризующихся сложностью тектоники, при разработке методики прогноза структур нижнего этажа необходимо учитывать как вертикальную, так и горизонтальную составляющую новейших движений.

Как показывает анализ геолого-геоморфологических материалов, в условиях Среднекуринской впадины горизонтальные движения являются одним из ведущих факторов формирования современного рельефа, который практически полностью отражает строение верхнего палеоген-неогенового структурного этажа. Если исходить из традиционных представлений об унаследованности структурных форм, мы должны сделать заключение, что АКГИ в данных условиях неэффективны.

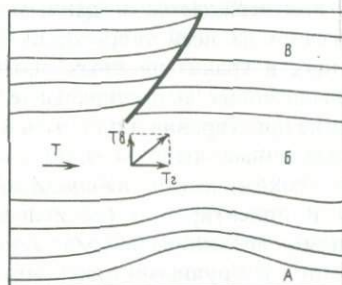
Проведенный нами комплексный анализ материалов АКГИ, геолого-геофизических и геохимических методов показал, что в данном случае необходимо рассматривать не унаследованность структур, а их трансфор-

мацию в каждом структурном этаже. Имеющиеся теоретические предпосылки [2] указывают на то, что в условиях неоднородности (по физико-механическим свойствам) разреза при наличии тангенциальных напряжений должна наблюдаться закономерная трансформация структурных форм от нижнего этажа к верхнему. Например, в мощных толщах известняков и песчаников развиваются обширные куполовидные структуры с пологими крыльями, в глинах и аргиллитах — мелкие линейные или дисгармоничные складки, крылья которых наклонены или опрокинуты.

По механическим свойствам в разрезе Среднекуринской впадины можно выделить три комплекса: относительно жесткие породы мел-эоцена и миоцен-плиоцена, а также пластичные глины майкопской серии. Последние как бы являются "смазкой" при движении пород миоцен-плиоцена.

Схема распределения тектонических напряжений

А, В — относительно жесткие породы мел-эоценового и миоцен-плиоценового комплексов; Б — пластичные глины майкопской серии; Т — направление тектонических напряжений



Преобладающими в условиях Среднекуринской впадины являются движения масс в юго-западном направлении, что связано с ростом Большого Кавказа. Под влиянием этих движений в миоцен-плиоценовом комплексе происходит формирование взбросо-надвиговых дислокаций северо-западного простирания. Положение, размер и ориентировка этих структур с большой степенью достоверности устанавливается при дешифрировании аэро- и космофотоснимков, что позволяет сформулировать основную задачу АКГИ следующим образом: определить закономерность трансформации взбросо-надвиговых структур миоцен-плиоценового комплекса вниз по разрезу.

Для решения этой проблемы рассмотрим схему распределения тектонических напряжений (см. рисунок), существующих в миоцен-плиоценовом комплексе. При условии, что подстилающие мел-эоценовые отложения имеют горизонтальное залегание, вектор тектонических напряжений будет иметь одну составляющую — горизонтальную. Над антиклинальными складками в результате изменения угла наклона суммарное тектоническое напряжение имеет две составляющие — вертикальную и горизонтальную. Действие последней приводит к формированию складок верхнего структурного этажа, которые в дальнейшем осложняются дислокациями взбросо-надвигового типа. Таким способом в пределах Среднекуринской впадины проявляются практически все известные поднятия среднего эоцена (Патардзеули, Ниноцминда, Западное Вацшиани, Манави и др.).

Анализ результатов АКГИ показывает, что взбросо-надвиговые структуры образуют протяженные зоны, протягивающиеся вдоль всей Среднекуринской впадины. В ее северо-западной части эти зоны примыкают к субмеридиональному разлому, ограничивающему Аджаро-Триалетскую

складчатую систему, и частично переходят в Картийскую впадину. На юго-востоке выделенные структурные зоны смыкаются с антиклинальными зонами Предмалокавказского прогиба.

Исходя из принципа трансформации структур, можно предположить, что этим структурным зонам в мел-эоценовом комплексе соответствуют антиклинальные зоны того же простирания. Отчасти это подтверждается приуроченностью к ним таких структур, как Тарсдалляр, Гюрзундаг, Западное Удабно и др. Проведенные на Байдинской площади геофизические исследования также позволили установить, что надвигу в миоцен-плиоценовом комплексе соответствуют приразломное поднятие в среднем эоцене. Кроме того, правильность сделанных выводов о приуроченности взбросо-надвиговых структур миоцен-плиоцена к антиклинальным зонам мел-эоцена подтверждается и данными магнито- и гравиметрических работ. Практически на всей территории Среднекуринской впадины простирание магнитных и гравитационных аномалий имеет то же самое простирание, что и выделенные антиклинальные зоны. При этом отмечается синхронное изменение простирания в ряде точек.

Определенные выводы о роли выявленных зон в миграции УВ дают данные геохимических наблюдений. В большинстве случаев положение, размер и ориентировка геохимических аномалий коррелируются с выявленными антиклинальными зонами. Исключения составляют участки пересечения с крупными линеаменами субмеридиональной ориентировки.

Таким образом, подводя итог сказанному, можно констатировать, что проведение АКГИ в комплексе с нефтегазописковыми работами в Среднекуринской впадине является одним из путей повышения их эффективности. В частности, как показал опыт комплексирования АКГИ с сейсморазведочными работами, их использование целесообразно начиная со стадии планирования и заканчивая интерпретацией первичного материала. На ряде площадей такое комплексирование позволило сократить объемы сейсморазведочных работ и значительно повысить качество интерпретации. Кроме того, на некоторых изученных участках после переинтерпретации данных сейсморазведки были выявлены разрывные нарушения, упущенные при первоначальной интерпретации.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Аристархова Л.Б.* Геоморфологические исследования при поисках нефти и газа. М.: Изд-во МГУ, 1979.
2. *Камалетдинов М.А., Казанцева Т.Т., Казанцев Ю.В.* Нефтегазоносность зон надвиговых структур // Тектоника и нефтегазоносность складчатых поясов. Фрунзе: Кыргызстан, 1984.

Д.А. Булейшвили, Т.П. Эбралидзе, Г.И. Санадзе,
М.И. Шенгелия

К ТЕКТОНИЧЕСКОМУ РАЙОНИРОВАНИЮ ВОСТОЧНОЙ ГРУЗИИ

Положив в основу тектонического районирования Восточной Грузии схему П.Д. Гамкрелидзе и И.П. Гамкрелидзе с учетом разломной тектоники фундамента Грузинского сегмента Закавказского срединного массива, современного структурного плана, степени складчатости и формационного состава осадочного чехла, в пределах межгорной впадины Восточной Грузии можно выделить следующие тектонические единицы: 1) восточное погружение Грузинской глыбы, охватывающее центральную зону поднятия Дзирульского выступа фундамента, Картлийско-Эрцойский прогиб и Джава-Цховельское надразломное поднятие, 2) Аджаро-Триалетскую тектоническую зону, 3) Арвино-Болнисскую глыбу, охватывающую Гаре-Кахетинский прогиб и Приорское (Джава-Цховельское) надразломное поднятие.

Центральная зона поднятия, разделяющая Западную и Восточную зоны погружения Грузинской глыбы, состоит из древнего кристаллического основания, трансгрессивно перекрывающего осадочный чехол. Фундамент сложен кристаллическими и метаморфическими сланцами, кварцево-диоритовыми гнейсами и мигматитами докембрия—нижнего палеозоя, герцинскими и батскими гранитами, докембрийскими ультрабазитами, палеозойскими разновозрастными основными породами и верхнепалеозойскими вулканогенно-осадочными образованиями кварц-порфиривого состава. На размытой поверхности кристаллического фундамента трансгрессивно залегают терригенные и карбонатные, а также континентальные и вулканогенные породы лейаса, мощная вулканогенная толща байоса, карбонатные, реже вулканогенные образования мела и песчаноглинистые отложения олигоцена и неогена [1].

Картлийско-Эрцойский прогиб морфологически охватывает Тирифони-Мухранскую и Эрцойскую депрессии. На севере он сочленяется со складчатым сооружением Южного склона Большого Кавказа — Джава-Сабатлойским разломом, а на юге — с Аджаро-Триалетской складчатой зоной Квишети-Сагареджойского разлома. Картлийско-Эрцойский прогиб характеризуется плавным погружением фундамента от Дзирульского выступа в восточном направлении до 8 км в районе р. Арагви с наклоном поверхности с севера на юг. Отличительной чертой этого прогиба являются сравнительно небольшие мощности слагающих осадочный чехол отложений мезозоя и палеоцен-эоцена, а также широкое развитие мощных молассовых образований олигоцен-неогена. Причем вследствие дифференцированного колебательного движения фундамента наблюдается миграция зоны максимального погружения с юга на север.

В олигоцене—нижнем миоцене (майкопская серия) ось максимального погружения проходит в южной бортовой части прогиба, вдоль предгорий Аджаро-Триалетии. В миоцене наблюдается обратная картина. Мощность мелководно-прибрежных осадков миоцена резко меняется с юга (800—1000 м) на север, достигая в северном борту прогиба 3000 м и более. В плиоцене в основном сохраняется унаследованная палеотектоническая

обстановка, однако наблюдается тенденция перемещения зоны максимального погружения к осевой зоне прогиба. Кроме того, для Картлийско-Эрцойского прогиба характерна сравнительно слабая деятельность вулканизма, слабое проявление складчатости, особенно в центральной и южной бортовых частях прогиба.

По степени складчатости отмечается северный борт прогиба, где наряду с многочисленными разрывными нарушениями, осложняющими локальные антиклинальные поднятия, значительное развитие приобретает шарьяжная тектоника, благодаря чему на отдельных участках значительная часть северного борта прогиба перекрыта покровами флишевых образований мела и палеогена.

Аджаро-Триалетская тектоническая зона, сформировавшаяся в раннемеловое время, в результате деятельности глубинных разломов фундамента срединного массива характеризуется интенсивным проявлением вулканизма и высокими скоростями осадконакопления. Многие исследователи [2] сопоставляют Аджаро-Триалетскую складчатую зону по структуре и генетическим признакам с глубоководной впадиной Черного моря и относят ее к рифтовой структуре.

В западной части восточного сегмента Аджаро-Триалетской зоны развиты крупные, линейно вытянутые, кулисообразно замещающие друг друга антиклинальные складки. Обычно складки симметричны или слегка наклонены к северу. К ее восточному окончанию наблюдается общее упрощение складчатости. В крайней восточной части зоны субширотные складки, плавно погружаясь, становятся пологими, однако осложняются куполовидными поднятиями, образующими цепи антиклинальных поднятий. Разделяющие их синклинали также образуют цепи небольших синклиналиных прогибов.

Восточное окончание Аджаро-Триалетской зоны резко суживается и в районе Сагареджо обрывается поперечным разрывом, ограничивающим ее с северного борта. В этой части Аджаро-Триалетская зона и группа притбилисских складок перекрыта аллохтонным пологим покровом, сложенным отложениями олигоцена и миоцен-плиоцена. Покровные складки, образующие верхний структурный этаж, восточнее Тбилиси, у Азамбургского узла, приобретают субмеридиональное простирание и осложнены многочисленными разрывами.

Таким образом, восточное погружение Аджаро-Триалетской зоны вследствие смыкания ограничивающих ее Квишхети-Сагареджойского (Куринского) и Храми-Телетинского разломов заканчивается в районе Сагареджо, отделяя Гаре-Кахетинский прогиб от Картлийско-Эрцойского прогиба.

Джаван-Цховельское надразломное поднятие, расположенное на восточном продолжении Гагра-Джавской зоны, имеет весьма сложное строение, обусловленное развитием покровной тектоники. Впервые на существование тектонических покровов типа шарьяжей в этой зоне указал В.П. Ренгартен [3], который выделил и подробно описал Аргунский покров в районе Душети. В последующем эта идея была развита Н.Б. Вассовичем для Горной Кахетии. В.П. Ренгартен впервые выделил и подробно охарактеризовал Алисисгорский, Пантианский и Чингельтский покровы, рассматриваемые Н.Б. Вассовичем как отдельные чешуи единого шарьяжа.

В 50-х годах концепция шарьяжной тектоники В.П. Ренгартена и

Н.Б. Вассоевича подверглась резкой критике [5–7]. Лишь благодаря детальным работам Г.Н. Хатискаци и Г.К. Чичуа [8, 9] в Горной Кахетии вновь была доказана правильность взглядов Н.Б. Вассоевича на развитие покровной тектоники Горной Кахетии. Одновременно аналогичные работы проводились П.Д. Гамкрелидзе и И.П. Гамкрелидзе в Гагра-Джавской зоне междуречья Риони и Иори, где ими были установлены крупные горизонтальные перемещения масс. В дальнейшем они развили концепцию шарьяжной тектоники, проводя детальные исследования по всей грузинской части Южного склона Большого Кавказа.

П.Д. Гамкрелидзе и И.П. Гамкрелидзе в Жинвали-Гомборской подзоне выделили Ксани-Аркальский параавтохтон, Жинвальско-Цховельский. Зедзегурско-Шахемильский и Алисисгорско-Чингвельтский покровы. Ксани-Аркальскую полосу развития наиболее древних пород – отложений верхнего лейаса и порфиритовой серии байоса – они относят к параавтохтонной зоне и характеризуют как покровную пластину наиболее южной фации юры Жинвали-Гомборской подзоны. На восточном продолжении Ксани-Аркальской полосы в пределах Кахетии Г.К. Чичуа [10] выделяет Кинта-Цховельский параавтохтон.

Древнейшими образованиями, обнажающимися на Ксани-Аркальском участке параавтохтонной полосы, являются отложения верхнего лейаса, которые четко подразделяются на нижнюю сланцевую часть мощностью до 400 м и верхнюю песчанистую мощностью 200 м. Байос имеет ограниченное развитие и представлен вулканогенными образованиями мощностью до 600 м. Меловые отложения представлены в фауне Грузинской глыбы от валанжина до турана включительно на значительной мощности – 300 м. Своеобразной флишеподобной фацией представлены меловые отложения в Кахетинской части параавтохтона (Кинта-Цховельском). В обоих случаях эти древние образования тектонически контактируют с молодыми породами неогена, что послужило поводом для отнесения их к параавтохтону.

Д.А. Булейшвили рассматривает Ксани-Аркальскую полосу развития отложений юры как полосу кордильер, развитых на северной периферии Грузинской глыбы, и считает ее автохтонным залеганием.

К востоку от левобережья р. Арагви эти автохтонные образования юры и мела перекрываются аллохтонными покровами. Ксани-Аркальскую полосу и погребенное под ее покровами восточное продолжение в Горной Кахетии мы выделяем в качестве самостоятельной тектонической единицы под названием Джава-Цховельского надразломного поднятия. Это автохтонная подзона, которую мы рассматриваем в качестве приподнятого (в результате деятельности Джава-Сабатлойского глубинного разлома) блока северного борта межгорной впадины Восточной Грузии и тектонически относим к Грузинской глыбе.

К аналогичному заключению приходит А.И. Татаришвили, детально изучивший флишевые образования мела Горной Кахетии.

Г а р е - К а х е т и н с к и й п р о г и б является одним из крупных тектонических элементов межгорной впадины Грузии и характеризуется региональным погружением кровли фундамента с северо-запада, от восточного окончания Аджаро-Триалетской зоны (5 км), на юго-восток, до Гянджачей-Алазанского меридионального разлома (12–14 км).

В целом прогиб характеризуется устойчивым погружением фундамента

в течение всего мезозоя—кайнозоя, однако в отдельные геологические эпохи он отличается высокими скоростями осадконакопления. Характерной чертой центральной части Гаре-Кахетинского прогиба являются большие мощности мезозойско-кайнозойских и кайнозойских отложений, а также слабое проявление или отсутствие перерывов и несогласий, широко развитых в бортовых частях прогиба.

Как для соседних областей прогибания, так и для Гаре-Кахетинского прогиба характерна субширотная зональность складчатости, что обусловлено, видимо, влиянием разломов фундамента субширотного направления, однако по степени складчатости наблюдается определенная закономерность.

По современной тектонической структуре и фациальным признакам осадков в пределах Гаре-Кахетинского прогиба выделяются две подзоны — северная и южная. Северная, Пальдо-Ширакская подзона, расположена между Сагареджо-Мирзаанским и Жинвали-Сабатлойскими разломами и характеризуется развитием крупных пологих синклинальных прогибов и разделяющих их небольших, слабо выраженных поперечных поднятий. Южная, Тарибинская подзона охватывает большую часть южного Гаре-Кахетинского прогиба от Сагареджо-Мирзаанского разлома до Хашми-Чатминского разлома и отличается развитием вытянутых в широтном направлении цепей узких антиклинальных, обычно разорванных по своду асимметричных складок и сравнительно пологих и широких синклиналей, заполненных акчагыльско-апшеронскими молассовыми отложениями ширакской свиты нижнего плиоцена; лишь местами (Млашисхеви-Мирзаанская полоса) на поверхности выступают осадки верхнего сармата.

Обе подзоны характеризуются наличием четко выраженных двух структурных этажей. Нижний структурный этаж, сложенный мезозойскими и эоценовыми отложениями, ввиду глубокого залегания среднего эоцена сейсмическими исследованиями и глубоким бурением слабо изучен. По имеющимся сейсмическим данным, северная бортовая часть этой подзоны по нижнему структурному этажу имеет моноклиальное строение. В южном направлении прибортовая моноклиаль осложняется слабовыраженными брахиантиклинальными складками.

Характерной чертой Тарибанской подзоны является слабое проявление или отсутствие перерыва и несогласия между нижним и верхним плиоценом, постепенное уменьшение степени складчатости с глубиной восточнее р. Иори в пределах верхнего структурного этажа. В верхнем структурном этаже этой подзоны четко выделяется северная надразломная Ламбало-Мирзаанская полоса антиклинальных поднятий, отделяющая северную подзону антиклинальных депрессий от южной подзоны. Следующая полоса антиклинальных поднятий тянется от Мцарехеве через Килакупра до Патара-Шираки.

Кроме крупных антиклинальных складок, слагающих упомянутые полосы антиклинальных поднятий, на поверхности развит ряд мелких складок и структурных выступов, которые, по сейсморазведочным данным, затухают с глубиной и в более нижних горизонтах верхнего миоцена не находят отражения.

Приорское поднятие, морфологически охватывающее водораздельную часть междуречья Куры и Иори, имеет весьма сложное тектоническое строение, обусловленное наличием резко отличающихся друг от

друга сложно построенных структурных этажей, осложненных крупными разрывами надвигового характера. Как самостоятельная тектоническая единица, оно расположено между Тарибанско-Калтинской подзоной максимального погружения Гаре-Кახетинского прогиба и Полантектанской зоной междуречья Куры и Иори (южный борт Иори-Аджиноурского прогиба). С севера оно ограничено хорошо прослеженными геофизическими исследованиями Хашми-Эльдарским, а с юга — Эриктарским фронтальными разрывами надвигового характера. По сейсмическим данным, в пределах Прииорского поднятия четко выделяются два структурных этажа: верхний, сложенный олигоцен-миоценовыми и плиоценовыми, тонко- и грубообломочными молассовыми отложениями, и нижний, образованный эоцено-палеоценовыми и меловыми терригенными, вулканогенными и карбонатными отложениями.

Верхний структурный этаж на поверхности и малой глубине имеет весьма сложное тектоническое строение с развитием ряда узких полос сжатых асимметричных антиклинальных складок общекавказского направления, обычно разорванных по своду с надвиганием северных крыльев на южные. Кроме продольных разрывов, осложняющих локальные структуры, на отдельных участках наблюдаются дифференцированные перемещения разрывов, растягивание отдельных пачек, надвиги одних горизонтов на другие, а также целая система мелких поперечных разрывов и сдвигов, образующих участки дробления пород миоцена. Относительно крупные складки имеют диапировое строение. Они осложнены грязевыми вулканами и вторичной складчатостью. Таким образом, верхний структурный этаж Прииорского поднятия имеет весьма сложное тектоническое строение; по степени складчатости и структурно-фациальным признакам он резко отличается от нижнего этажа, сформировавшегося на фоне северного погружения Предмалокавказской моноклинали.

Нижний структурный этаж, сложенный терригенными осадочно-вулканогенными и карбонатными отложениями палеогена и мела, имеет относительно спокойное строение. Для него характерно развитие крупных структурных выступов гемантиклинального типа антикавказского направления на фоне погружения моноклинали междуречья Куры и Иори с юга на север. Детальными сейсморазведочными работами выявлен ряд структурных выступов меридионального и субмеридионального направления (Байдинский, Чатминский, Иорский, Эльдарский и др.), раскрывающихся в южном направлении и принимающих моноклиналиный характер. Эти выступы довольно пологие и широкие. Разделяющие их синклиналиные прогибы имеют также пологое строение. Существенно подчеркнуть, что эти структурные выступы рассечены крутыми разрывами субширотного направления на отдельные блоки, что обуславливает их ступенчатое террасовидное строение. Эти блоки последовательно, ступенчато опущены с юга на север, тогда как в верхнем структурном этаже наблюдается обратная картина. Там обычно приподняты и надвинуты на юг северные крылья складок. Следует отметить, что хотя разрывы нижнего структурного этажа имеют субширотное направление, как это характерно и для верхнего структурного этажа, однако они обычно не находят непосредственного продолжения в верхнем структурном этаже и перекрыты пологими надвигами этого же этажа.

Таким образом, несмотря на одинаковое (субширотное) направление разрывов обеих этажей, по своему характеру они резко отличаются друг от друга. В верхнем структурном этаже, кроме основного крупного Эриктапинского пологого надвига, проходящего по майкопской свите и придающего ему аллохтонный характер, имеется целая система продольных разрывов, осложняющих локальные поднятия. Нижний этаж характеризуется развитием разрывов сбросового характера с крупными падениями плоскостей разрыва, что обуславливает его блочное строение.

Приведенные выше данные свидетельствуют о том, что нижний структурный этаж имеет автохтонный характер и относится к северной погруженной Предмалокавказской моноклинали, а верхний молассовый этаж благодаря наличию большеамплитудных надвигов проявляет некоторое сходство с аллохтоном.

В пределах Прииорского поднятия обособленных пластин (покровов), отвечающих самостоятельным структурно-фациальным зонам, нет. Здесь вся прибортовая зона Гаре-Кახетинского прогиба, сложенная неогеновыми отложениями, целиком сорвана и перемещена с севера на юг на значительное расстояние по пластичным глинам майкопа, причем амплитуда скольжения постепенно увеличивается с севера на юг, достигая во фронтальной части надвига 2–5 км. Следует также подчеркнуть, что для надвинутого комплекса, т.е. для верхнего этажа, наряду с увеличением амплитуды перемещения масс от центральной части Гаре-Кახетинского прогиба к Прииорскому поднятию характерно осложнение тектонической структуры, тогда как в автохтоне, охватывающем нижний структурный этаж палеогена–мела, наблюдается обратная картина строения структурных выступов, осложненных широтными разрывами сбросового характера, которые с севера на юг упрощаются и переходят в моноклинали.

Таким образом, верхний структурный этаж Прииорского поднятия тектонически представляет собой крупный надвиг покровного характера и резко отличается от классических аллохтонных покровов. Механизм его образования, по-видимому, связан с разнозначным движением зоны максимального погружения Гаре-Кახетинского прогиба и Прииорского поднятия.

Этот процесс еще более усиливается в позднем плиоцене, когда в результате акагальской трансгрессии в зоне поднятия происходит интенсивный размыв уже денудированных в преакагальское время миоценовых отложений. В начале антропогена еще более активизируются процессы выжимания пластичных глин майкопа, которому способствовали циркуляция вод, нефти и газа по плоскостям разрывных нарушений, а также эрозия, благодаря чему майкопские глины были выдавлены на поверхности в сводовых частях крупных складок, осложненных разрывами. К этому периоду относятся и образования грязевых вулканов [12].

Таким образом, формирование современного структурного плана верхнего надвинутого этажа, начавшееся еще с роданской (среднеэоценовой) фазы тектоногенеза, завершается в антропогене.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гамкрелидзе П.Д., Гамкрелидзе И.П. Путеводитель экскурсий советско-индийского симпозиума. Тбилиси: Мецниереба, 1975.
2. Адамия Ш.А., Гамкрелидзе И.П., Закариадзе Г.С., Лордкипанидзе М.Б. Аджаро-

Триалетский прогиб и проблема образования глубоководной впадины Черного моря // Геотектоника. 1974. № 1.

3. Ренгартен В.П. Геологическое исследование южной части Военно-Грузинской дороги в 1923 г.: (Предварительный отчет) // Геология. 1924 г. Т. 13, № 7.

4. Вассовевич Н.Б. Проблемы тектоники Восточной Грузии. Баку; М.: Азнефтеразведка, 1936.

5. Джанелидзе А.И. К вопросу о геологическом строении Кахетинского хребта и Алазанской долины // Сообщ. АН ГССР. 1950. № 8.

6. Варенцов М.И. Геологическое строение западной части Куринской депрессии. М.: Изд-во АН СССР, 1950.

7. Джанелидзе А.И., Рубинштейн М.М. Геологическое строение юго-восточной части Кахетинского хребта // Тр. ИГ АН ГССР. 1957. Т. 10.

8. Хатискаци Г.Н., Чичуа Г.К. К вопросу оценки перспектив нефтегазоносности южного склона Кахетинского хребта // Материалы по геологии и нефтегазоносности Грузии. М.: Недра, 1967.

9. Хатискаци Г.Н. О геологическом строении и перспективах нефтегазоносности Горной Кахетии в свете новых трудов ВНИГНИ. М.: Недра, 1971.

10. Чичуа Г.К. Особенности тектоники Горной Кахетии в связи с ее нефтегазоносностью: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 1975.

11. Чичуа Г.К. Новые данные о строении Чинтвельского покрова // Материалы по геологии и нефтегазоносности Грузии. М.: Недра, 1970.

12. Булейшвили Д.А. Роль геотектонических движений в формировании залежей нефти и газа в пределах Прииорского поднятия Гаре-Кахетии // Геология нефти и газа. 1981. № 13.

13. Агабеков М.Г., Мамедов А.В. Геология и нефтегазоносность Западного Азербайджана и Восточной Грузии. Баку: Азнефтенешр, 1960.

УДК 551.351:551.762.3:550.8 (479.22)

Г.И. Санадзе, В.К. Глонти

РИФОГЕННЫЕ ОБРАЗОВАНИЯ ВЕРХНЕЙ ЮРЫ — НОВЫЙ ОБЪЕКТ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТИ И ГАЗА В ГРУЗИИ

В связи с сокращением фонда антиклинальных структур поиски нефти и газа в ловушках неантиклинального типа можно считать одной из актуальных задач, что вызывает необходимость обнаружения новых объектов неструктурного типа. Одним из таких объектов являются погребенные рифогенные образования.

В окрестностях г. Цители-Цкаро (Восточная Грузия) среди плиоценовых континентальных образований, слагающих юго-восточное погружение Кахетинского хребта, в близширотной полосе выходят изолированные утесы и сравнительно обширные массивы рифовых известняков, фаунистически датированных как верхнеюрские. По мнению ряда геологов, они сорваны из приподнятого алазанского блока и в результате гравитационных сил переместились на значительное расстояние в нижнеплиоценовый бассейн, прилегающий к этому блоку [1].

Расположение зоны первоначального залегания рифов можно было бы установить с помощью геофизических методов исследований. Анализ существующих геолого-геофизических материалов показал, что рифогенные постройки в автохтонной зоне должны находиться севернее Цители-

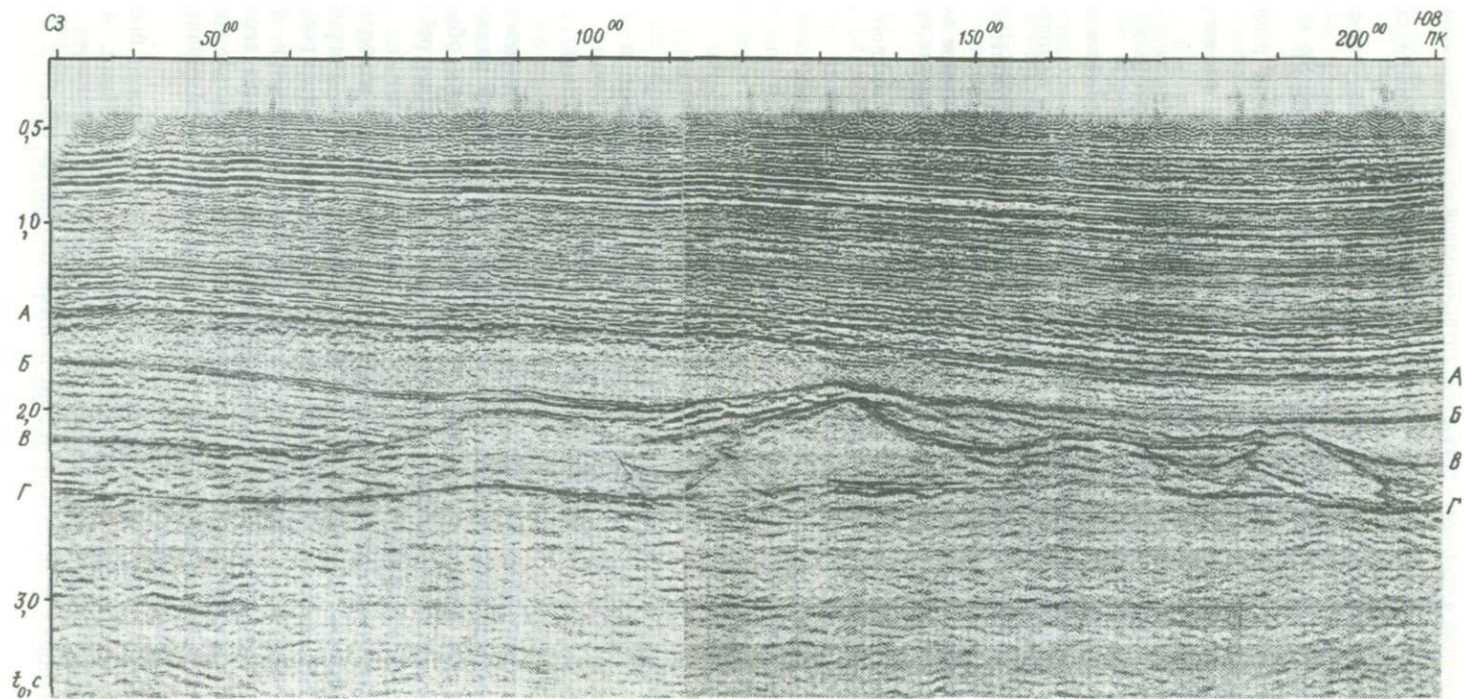


Рис. 1. Временной сейсмический разрез по профилю 108511 (Алазанская депрессия)

Цкаро. С учетом этого предположения в юго-восточной части Алазанской депрессии, в окрестностях с. Хирса Сигнахского района в 1984–1985 гг. были проведены сейсморазведочные работы.

Сейсмические работы МОВ и МОГТ, проведенные до 1984г., позволили изучить только верхний структурный этаж (алазанская серия) осадочного чехла. Исследования показали, что эти отложения имеют слабодислоцированное строение и постепенно под небольшим углом погружаются на юго-восток. Работы КМПВ подтвердили спокойное глубинное строение центральной части депрессии в пределах осадочного комплекса и одновременно зафиксировали наличие ряда разломов по фундаменту.

Применение цифровой регистрации сейсмических сигналов повышенной кратности наблюдений (до 24) и комплекса программ обработки на ЭВМ СЦС-3 и ПГР в 1984–1985 гг. позволили повысить глубинность исследования в качестве временных разрезов, что дало возможность получить информацию о строении нижнего структурного этажа.

Изучаемая площадь покрыта сетью сейсмических профилей. Один из них, профиль 108511 длиной 22 км, перескает всю территорию с северо-запада на юго-восток. Временной разрез по этому профилю достаточно информативен и при интерпретации был взят базовым для изучаемой площади (рис. 1).

Расчленение всего осадочного чехла, охваченного сейсморазведкой, в Алазанской депрессии было осуществлено за счет динамических и кинематических особенностей однократных отраженных волн на временных разрезах. Временной разрез по профилю 108511 на основании анализа степени непрерывности и длины периодов отраженных волн был расчленен на четыре основных сейсмических комплекса. Прослежены четыре основные границы сейсмических комплексов — А, Б, В и Г, служащие подошвами этих комплексов.

Самый верхний комплекс ограничен снизу поверхностью несогласия, выраженного исчезновением протяженных отражений. Характер ухудшения и прерывания отражений является основным критерием для выделения комплекса между горизонтами А и Б.

Следующий сейсмический комплекс между горизонтами Б и В по характеру поведения отражающих горизонтов резко отличается от выше- и нижележащих комплексов. На большей части разреза сохраняется почти параллельность осей синфазности, не согласная с горизонтом В.

В последнем сейсмическом комплексе между горизонтами В и Г обращают на себя внимание особенности поведения осей синфазности отражающих элементов. В этом интервале выделяются участки, где затруднена или невозможна корреляция сейсмических горизонтов с положительными, достаточно выразительными структурными элементами. По совокупности кинематических и динамических признаков предполагается наличие нескольких рифогенных тел.

Сейсмический комплекс между горизонтами В и Г ограничивается структурой обтекания, а снизу — менее четким и прерывистым отражающим горизонтом Г. Ниже этой границы на основной части профиля отсутствуют по протяжению отражающие горизонты. Здесь наблюдается сложное волновое поле. Прерывистые отражения, по-видимому, приурочены к более дислоцированным отложениям, чем вышележащие. Волно-

вую картину мы объясняем существованием рифогенных тел, а рифогенные образования в этом регионе, как было сказано выше, приурочены к верхнеюрским отложениям. Поэтому можно предположить, что сейсмический комплекс между горизонтами В и Г соответствует формации верхней юры.

Сейсмический комплекс между горизонтами Б и В, на наш взгляд, можно идентифицировать с меловыми отложениями. Сложнее обстоит дело с идентификацией сейсмического комплекса между горизонтами А и Б. Можно допустить, что здесь существует оставшаяся после размыва часть палеогеновых отложений. Следовательно, самый верхний сейсмический комплекс соответствует алазанской серии верхнеплиоценового возраста.

Таким образом, можно заключить, что реализованная методика 24-кратного прослеживания и обработка полевых материалов на ЭВМ по комплексу СЦС-3 обеспечила непрерывное или почти непрерывное прослеживание отражений, приуроченных к отложениям верхнего плиоцена, мела и верхней юры. Но не удалось получить протяженных отражений от нижележащих толщ и от палеогеновых отложений, что указывает на их дислоцированность и эродированность.

Верхнеплиоценовые отложения в пределах профиля подстилаются породами палеогена. Кровля палеогена является поверхностью размыва, на которой без видимого несогласия залегают верхнеплиоценовые отложения. Вдоль этой границы происходит постепенное срезание палеогеновых образований как в северном, так и в северо-западном направлении, где они полностью выпадают из разреза.

Во временном интервале чуть ниже горизонта А, где контактируют подошва верхнего плиоцена и поверхность размыва палеогена, на большей части изучаемой площади резко ухудшается прослеживание отражений. Оси синфазности становятся короткими, хаотичными. Происходит рассеяние и дифракция волн, что указывает на разрушенность и шероховатость верхней границы палеогена.

Следующий горизонт Б находится в верхах мела. Кровля мела здесь не коррелируется, предполагается, что она является поверхностью размыва. Временные разрезы по профилю 108511 и по другим профилям указывают на слоистость строения меловых отложений.

Горизонт В условно приурочен к кровле юры. Если по горизонту Б в пределах профиля намечается поднятие, то отражающий горизонт В в его центральной части образует сравнительно крупное поднятие, существование которого мы связываем с рифогенным образованием. Наблюдается резкое сокращение мощности осадков между горизонтами Б и В. Это можно истолковать тем, что ядро структуры представлено массивными рифогенными известняками. Горизонт В облекает ядро. Получается резкое сокращение мощности меловых отложений над структурой.

Не исключено, что тут мы имеем дело со складкой уплотнения над выступом вулканогенных пород байосского яруса. Однако нам представляется более вероятным наличие здесь рифогенных образований. Такое предположение мы делаем, исходя из ряда предпосылок, существующих в сейсморазведке для поисков рифовых тел [7]:

1) наличие в непосредственной близости от поверхности рифа структуры облекания, амплитуда которой уменьшается вверх по разрезу (см. рис. 1);

- 2) ухудшение или потеря корреляции опорных отражающих горизонтов в зоне перехода от нерифового геологического разреза к рифовому;
- 3) наличие вблизи склонов рифа нерегулярных отражающих площадок с неустойчивыми углами падения;
- 4) воздымание отражающих площадок и отражающих горизонтов по направлению к складкам рифа с угловым несогласием относительно залегающих выше границ;
- 5) наличие аномалий скорости сейсмических волн, связанное с горизонтальной зональностью изменения физических свойств пород при переходе от нерифового разреза к рифовому (такая зональность зависит от многих причин и в первую очередь от процессов уплотнения и доломитизации окружающих риф осадков) и т.д.

Нами установлены закономерности изменения скорости ОГТ вдоль профиля 108511 в интервале между горизонтами Б и В. При переходе от умеренного разреза к рифовому скорость ОГТ возрастает на 300–350 м/с. Скорости находили по принципу перебора кинематических поправок.

Анализируя временной разрез по профилю 108511, можно предположить наличие рифовых тел не только в его центральной части между пикетами 112–150°, но и между пикетами 72–97, 160–178, 183–202°, т.е. возможно существование цепи одновозрастных (верхнеюрских) рифовых построек. Они меньше по размерам, чем вышеописанное, но если глубокое бурение подтвердит наличие рифовых образований в Алазанской долине и их перспективность, то, естественно, все предполагаемые здесь рифы станут объектами поисков.

На основе анализа полученных сейсмических материалов в тектоническом плане можно предполагать, что исследуемая площадь подвергалась в основном вертикальным движениям. Начиная со среднеюрского времени намечаются три основных перерыва в осадконакоплении, следствием которого является полное выклинивание палеогеновых отложений в северо-западном направлении, а также резкое сокращение мощности меловых и верхнеюрских отложений в северо-восточном направлении.

Предполагается, что в той части площади, где прогнозируется существование цепи рифогенных тел, верхнеюрские и даже меловые отложения не размывались, а резкое сокращение мощности между горизонтами Б и В можно объяснить возрастным скольжением облекающего горизонта В или морфологией дна моря; обычно в межрифовых пространствах мощность больше.

В настоящее время на Хирской площади для детальной однозначной стратификации разреза осадочного чехла нет достаточных данных. Как было сказано выше, на площади отсутствуют глубокие скважины, поэтому невозможно получить сведения для литолого-фациального, палеогеоморфологического и других видов анализов. Однако сейсморазведочные материалы о геологическом строении Кахетии, а также литературные источники позволяют заключить, что здесь ниже глубины 2500 м сформировано сравнительно крупное пологое поднятие (рис. 2). В низах разреза отложений, участвующих в строении этого поднятия, выделяется субплатформенная (карбонатная) формация верхней юры мощностью до 800 м. Она трансгрессивно залегает на вулканогенных породах байосского яруса и представлена в ядре антиклинали, вероятно, массивными рифогенными извест-

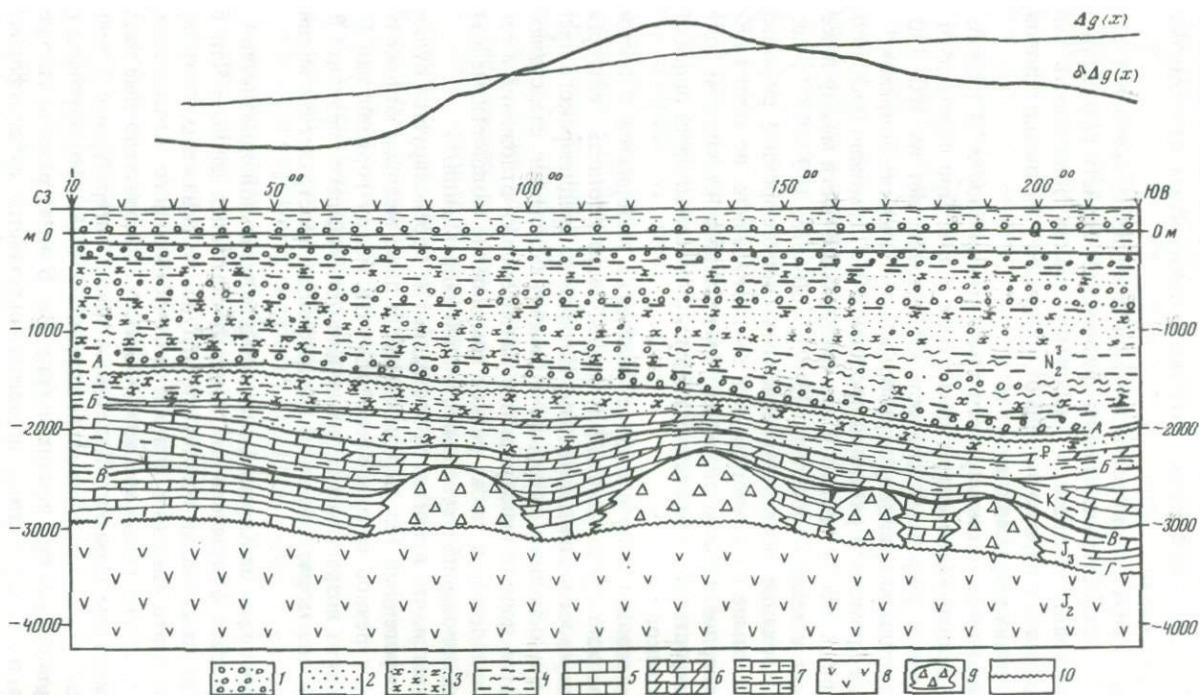


Рис. 2. Сейсмогеологический разрез юго-восточной части Алазанской депрессии по профилю 108511

1 – конгломераты; 2 – пески; 3 – песчаники; 4 – глины и суглинки; 5 – известняки; 6 – известняки мергелистые; 7 – известняки глинистые; 8 – туфогенные породы; 9 – рифогенные известняки; 10 – линия несогласного залегания

няками, которые на крыльях (периферии) этой складки фашиально замещаются слоистыми известняками. Стратиграфически выше следует мергельно-известняковая толща (до 1200 м) мела и палеогена, которая с большим перерывом покрывается мощной (до 1800 м) континентальной алазанской серией (верхний плиоцен) конгломератов, песчаников и глин. И, наконец, постплиоценовые отложения (до 500 м) галечников, песков и суглинков.

На структурной карте по сейсмическому горизонту В выделяется положительная структура, обусловленная рифогенными образованиями. Известно, что различная плотность рифа и окружающих его осадков оказывает существенное влияние на суммарный гравитационный эффект [7]. С целью выявления аномалий над рифом нами был использован метод вариации, предложенный Б.А. Андреевым [8].

В целом анализ полученных материалов сейсморазведки и гравиразведки дает возможность уверенно предполагать здесь существование рифогенного образования.

Так как в пределах выявленного объекта площадь глубоким бурением не изучена, в центральной части профиля 108511 на участке максимального сокращения мощностей надрифовых отложений мы рекомендовали бурение параметрической скважины глубиной 5000 м.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Дзиграшвили А.Т., Сепашвили О.А.* Условия залегания Цителкарройских известняков. М.: Недра, 1971.
2. *Булейшвили Д.А.* Геология и нефтегазоносность межгорной впадины Восточной Грузии. М.: Гостоптехиздат, 1960.
3. *Вассоевич Н.Б.* Проблемы тектоники Восточной Грузии. Баку: Азнефтеразведка, 1936.
4. *Вахания Е.К.* Юрские отложения Грузии // Тр. ВНИГНИ, 1976. Вып. 207.
5. *Гамкрелидзе П.Д., Гамкрелидзе И.П.* Тектонические покровы Южного склона Большого Кавказа // Тр. ГИН АН ГССР. Н.С. 1977. Вып. 57.
6. Геология СССР. Т. 10. Грузинская ССР. Ч. 1. М.: Недра, 1964.
7. *Зубова М.А., Калик Н.Г.* и др. Закономерности распространения нефтегазоносности рифов и особенности их поисков // Обзор. информ. Нефтегаз. геология и геофизика. М.: ВНИИОЭНГ, 1979.
8. *Андреев Б.А., Клушин И.Г.* Геологическое исследование гравитационных аномалий. Л.: Недра, 1965.

М.И. Шенгелия, Е.В. Вильденберг, А.В. Санишвили,
Е.К. Вахания, Д.И. Гирсиашвили

НОВЫЕ ДАННЫЕ О СТРОЕНИИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ СРЕДНЕЗОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА РУСТАВСКОЙ, МАНАВСКОЙ И ЧАТМИНСКОЙ ПЛОЩАДЯХ ВОСТОЧНОЙ ГРУЗИИ

Бурное развитие геолого-геофизических исследований на нефтеперспективных площадях Грузии позволило накопить огромную информацию, обработка которой существенно обогатит имеющиеся представления о строении тех или иных структурных единиц. При большой эффективности методов разведочной геофизики они в то же время характеризуются отдельными недостатками: многозначностью решения обратной задачи; измерением при поисках месторождений, как правило, физических полей, обусловленных косвенными поисковыми признаками, а не прямых сигналов от залежи полезного ископаемого [1].

В связи с этим большое значение приобретает комплексное использование различных геофизических методов, а также данных дистанционных, геохимических исследований и глубокого бурения, что существенно уменьшает многозначность истолкования геофизических работ. Такой подход был впервые применен на площадях Грузии. Ввиду многообразия геологических условий, задач и масштабов исследований геофизический комплекс выбирался применительно к решению конкретной задачи, в конкретных физико-геологических условиях и для конкретной стадии работ. Например, если на площади Рустави основной задачей была перинтерпретация материала по указанному выше комплексу с целью проверки гипотезы блочного строения площади, то на площади Манави—Какабети задачей являлось обнаружение и оконтуривание структуры в отложениях среднего эоцена; если на площади Чатма необходимо было окончательно закартировать ранее установленное по гравиметрическим данным поднятие, то на площади Качрети дистанционные методы в комплексе с данными геологической съемки были применены на этапе рекогносцировки для постановки на ней сейсморазведочных работ с рациональной сетью профилей. Аналогичные рекогносцировочные работы были проведены на Цулукидзевской депрессии Западной Грузии.

В результате комплексного анализа геолого-геофизической информации были подготовлены структуры для проведения на них глубокого бурения, выявлены перспективные участки для детальных сейсмических работ с указанием расположения минимального числа профилей, ориентированных по наиболее оптимальным направлениям.

В наиболее полном объеме комплексный анализ данных был произведен в пределах структурных зон Манави—Какабети, Рустави—Нацвалцкали и Чатма, характеризующихся особо сложными геолого-тектоническими условиями, множеством пликативных и дизъюнктивных дислокаций, затрудняющих поиски методами разведочной геофизики как ловушек антиклинального типа, так и других структурных форм, заключающих скопления углеводородов.

В результате сейсморазведочных работ предыдущих лет на Руставской площади была составлена структурная карта по кровле среднего эоцена — основного продуктивного горизонта в Притбилисском районе. Площадь была покрыта сетью сейсмических профилей, отработанных как взрывами в скважинах, так и вибрационными источниками. По результатам этих работ была выявлена Рустави-Нацвалцкальская антиклинальная зона, осложняющая региональное моноклинальное погружение пород среднего эоцена в юго-восточном направлении. С севера и запада структура была ограничена разрывным нарушением, с юга — Яглуджской синклиналью. Пробуренные на Руставской площади скважины показали не только ее перспективность, но и сложность геологического строения осадочного чехла.

Переинтерпретация геофизических данных в комплексе с аэрокосмогеологическими и геохимическими методами позволила предложить схему блочного строения рассматриваемой площади с линиями новых тектонических нарушений, зонами положительных деформаций, выделенных АКГИ, в пределах которых зафиксированы геохимические и гравиметрические аномалии. Анализ данных газометрии глубоких скважин в пределах всей площади показал, что западную ее часть следует рассматривать как преимущественно газоносную по сравнению с восточной, где возрастают перспективы на обнаружение нефтяных залежей. Южное крыло структуры оказалось осложненным разрывным нарушением широтного простирания, наличие которого зафиксировано как по данным сейсморазведки, так и аэрокосмическими исследованиями. К нарушению приурочены геохимические, гравиметрические и аэрокосмогеологические аномалии. По предварительным данным, и с востока структура будет ограничена субмеридиональным региональным разломом (тектонической ступенью), трассируемым дистанционными методами. Для подтверждения выявленных локальных поднятий методами аэрокосмогеологии нами предлагается минимальная сеть сейсмопрофилей в восточной и западной частях Руставской площади.

Эффективность комплексного подхода проявилась и на площади Мана-ви, где предполагалось наличие антиклинали в отложениях среднего эоцена. Предварительное геологическое представление о расположении антиклинали Мана-ви стало отправной точкой на этапе комплексирования. Ранее проведенные сейсмические исследования позволили выявить лишь моноклиналь, воздымающуюся с юга на север. Ввиду крайне сложных рельефных условий на данной площади проведение кондиционной сети сейсмопрофилей не представлялось возможным. Именно комплексный подход мог восполнить недостающую сейсмоинформацию на данной площади.

В процессе сейсморазведочных работ были использованы данные как бурящихся на этой площади глубоких скважин, так и скважин, пробуренных на смежном с западной частью Ниоцминдском участке. Эти данные позволили на сейсморазрезах, проведенных по различным направлениям на Манавской площади, выделить отражающий горизонт, который соответствует вулканогенной толще среднего эоцена.

Интерпретация сейсмического материала с учетом данных бурения позволила оконтурить свод поднадвиговой части Манавской антиклинали по

среднему эоцену, который сместился на север от его ранее предполагаемого расположения. При этом установлены меридиональный и широтный разрывы, осложняющие указанную структуру. Для выявления и прослеживания первого из разрывов решающую роль сыграл тот факт, что кровля среднего эоцена в скв. 2 Манави была вскрыта на глубине 3927 м, а скв. 22, пробуренная у сел. Ниноцминда, — на глубине 1514 м. Широтный разрыв фиксируется по данным бурения и проходит между скважинами 18 и 24 на Ниноцминдской площади. Его наличие подтверждается данными АКГИ, позволившими выделить цепочку положительных деформаций, берущую начало на площади Ниноцминда и продолжающуюся через Манавскую площадь в сторону Какабети. Вдоль указанных деформаций отмечено распространение гравитационного максимума.

Привлекает внимание и геохимическая аномалия, охватывающая как свод Манавской антиклинали, так и ее восточное погружение в сторону Какабетской антиклинали. Данная аномалия приурочена к указанному выше широтному разрыву. Существенное различие в концентрациях углеводородных газов, полученных по данным газометрии скв. 2 и 8 Манави, также свидетельствует о вероятном прохождении разрывного нарушения в районе скв. 8 Манави, что подтверждается и данными наклономеров.

Наличие геохимических аномалий подкрепило предположение о возможном нефтегазосодержании Манавской площади. Вдоль цепочки указанных деформаций получило распространение новое поднятие, которое предположительно является восточным продолжением Ниноцминдской структуры. На южном крыле Манавского поднятия отмечено наличие гравитационного максимума, ориентированного в меридиональном направлении. Данный факт позволяет предположить наличие нового поднятия той же ориентации.

В районе скв. 2 отмечается гравиметрический минимум. Он приурочен к линии надвига, выделяемого по данным АКГИ, которая служит границей между фиксируемой положительной деформацией и отмечаемым минимумом. Положительные деформации на площади Какабети, распространение геохимических аномалий позволяют выделить участки для постановки сейсморазведочных работ с рациональной сетью профилей.

Перспективы на нефтегазосодержание связаны и с площадями Восточной Грузии, непосредственно примыкающими к нефтеносным площадям АзССР. К такой площади относится Чатминская, где геофизическими методами сначала была выявлена, а затем подготовлена одноименная структура. Проведение сейсморазведочных работ осложнялось наличием горного массива Чобандаг. В результате применения специальной методики полевых работ (метод "подстрела") и специального грифа обработки на ЭВМ удалось получить материалы высокой информативности. Проведенный анализ скоростей ОГТ, полученных в результате их сканирования, подтвердил наличие указанного выше разрывного нарушения. Именно выделение последнего комплексом геофизических данных явилось ключевым при картировании Чатминской структуры, так как указанное разрывное нарушение явилось южным экраном структурного поднятия, распространяющегося с севера на юг.

При построении структурной карты по среднему эоцену, кроме сей-

смических данных, учитывались материалы бурения на смежных к югу Саждагской и Тарсдаллярской площадях АзССР.

В заключение следует отметить, что для структурных построений на площадях, обладающих сложными сейсмогеологическими условиями, большое значение имеет применение комплекса геолого-геофизических методов с привлечением данных геохимических и дистанционных наблюдений.

Геологоразведочные работы на территории Грузии заметно повысили эффективность в результате применения комплексного подхода даже на примере ограниченного числа площадей. Полученные результаты позволяют распространить указанный метод исследований на площади с невыясненными перспективами нефтегазоносности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тархов А.Г., Бондаренко В.М., Никитин А.А. Комплексирование геофизических методов. М.: Недра, 1982.

УДК 551.7:551.8

Б.П. Назаревич, И.А. Назаревич

НОВЫЕ ДАННЫЕ О СТРОЕНИИ СРЕДНЕ- И ВЕРХНЕТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

Материалы глубокого разведочного бурения последних лет в зоне сочленения Восточно-Маньчжурского прогиба и погребенного края Карпинского вносят существенные коррективы в сложившиеся представления о строении средне- и верхнетриасовых отложений.

Эти материалы свидетельствуют прежде всего о том, что не только верхнетриасовая вулканогенно-осадочная ногайская серия, но и средне-триасовые отложения сформировались за счет взаимодействия двух генетически разнородных процессов — нормальной осадочной седиментации и интенсивного эффузивного магматизма, проявлявшегося как в подводной, так и в субаэральной обстановке. Воздействие эффузивной деятельности на характер формирувавшихся толщ носило двоякий характер: с одной стороны, оно приводило к обособлению участков с разрезами, различающимися соотношением нормально-осадочных пород и вулканических накоплений, с другой — значительная часть пород в разрезах, лишенных магматических образований, накапливалась также при участии продуктов (обломочных и растворенных) вулканизма.

Анализ литолого-фациальной изменчивости кизлярской и плавнинской свит, ранее выделенных в составе среднего триаса, позволил выявить структурно-фациальную зональность для кизлярского, ранне-среднеплавнинского и позднеплавнинского времени и установить приуроченность нефтегазовых скоплений, связанных со среднетриасовыми отложениями, лишь к определенным литофациям нижне- и верхнеплавнинской подсвит.

Для кизлярской свиты зональность характеризуется следующими особенностями. В пределах площади современного распространения этой свиты, сложенной карбонатными и терригенными накоплениями, с юго-запада на северо-восток отмечается последовательное замещение карбонатных образований алевролитоглинистыми. В соответствии с этим в пределах рассматриваемой площади намечаются четыре литофациальные области субширотной ориентировки, различающиеся между собой соотношением в разрезе указанных двух групп пород, а также отвечающие, по-видимому, постепенному удалению от краевой части седиментационного бассейна и соответственно нарастанию его глубоководности. В центральной части площади развития кизлярской свиты обособляются литофациальная область с разрезом, представленным чередованием основных лав (базальтов и андезито-базальтов) и алевролитоглинистых пачек. Эта литофациальная область отвечает тем самым области пульсационно проявлявшегося подводного базальтоидного вулканизма.

Таким образом, современная площадь развития свиты отвечает лишь внутренним частям седиментационного бассейна кизлярского времени. Краевые, прибрежно- мелководные накопления этого бассейна оказались уничтоженными позднейшей эрозией и в современной структуре не сохранились. Именно с этим следует связывать отсутствие в отложениях кизлярской свиты толщ, обладающих заметной первичной емкостью. Состав же свиты (глинистость карбонатных пород и преобладание глинистого материала в терригенной части разреза) обуславливает повышенную пластичность пород и препятствует формированию трещиноватых коллекторов. Перечисленными особенностями кизлярской свиты должно быть объяснено не только отсутствие выявленных в ней нефтегазовых скоплений, но и, по всей вероятности, бесперспективность их дальнейших поисков.

Ниже- и среднеплавнинской подсвитам свойственны значительно большая латеральная неоднородность и многообразие слагающих пород. Для большей части площади их современного распространения характерен доломито-известняковый состав нижней подсвиты и алевролитоглинистый — верхней. При этом, как и для кизлярской свиты, с юго-запада на северо-восток карбонатные образования последовательно замещаются алевролитоглинистыми. Вся эта площадь двучленного строения разреза отвечает седиментационной области открытого мелководья, а в ее пределах по текстурно-структурным особенностям карбонатных пород обособляются литофации, которые соответствуют седиментации в условиях активной и пассивной гидродинамики.

На северо-востоке площади современного развития обе подсвиты приобретают монотонный алевролитоглинистый состав с редкими и маломощными прослоями известняков: это образования области сравнительного глубоководья. В районе Арбалинской, Новоарбалинской, Чограйской и других площадей обе подсвиты также представляют собой единое целое, но имеют грубообломочный состав (с обособлением конгломератовой и гравелитово-песчаниковой литофаций) и сложены лишь одними обломками эффузивов с примесью пирокластического материала: это образования прибрежного мелководья вблизи островной суши (вулканические постройки), поставившей обильный материал разрушения построек и продукты продолжавшейся эксплозивной деятельности.

Из всех выделяемых здесь литофаций лишь участки, занимающие южное и юго-западное периферийное положение, характеризуются заметным развитием коллекторов значительной емкости — эти коллекторы представлены светлыми доломито-известняковыми породами с обилием оолитов, онколитов и раковинных остатков. Им свойственны средние и высокие значения межгранулярной пористости как первичного седиментационного происхождения, так и образовавшейся за счет интенсивного выщелачивания ядер оолитов, перекристаллизации и выщелачивания зернистого матрикса. С этими коллекторами связаны довольно многочисленные нефтегазовые скопления в Равнинном Дагестане (они считаются приуроченными к кизлярской свите). Второй участок их развития намечается в пределах Ставрополя, но разведанность данного интервала здесь пока совершенно недостаточна.

В пределах площади развития верхнеплавнинской подсыты, в строении которой участвуют песчано-алевритоглинистые накопления, выделяются две литофациальные области. Одна из них, занимающая центральное положение, характеризуется значительной ролью песчаных горизонтов и в генетическом отношении отвечает образованиям прибрежного мелководья вблизи островной суши, сформировавшейся в конце кизлярского — начале плавнинского времени и продолжавшей играть роль источника сноса теперь уже преимущественно мелкообломочного материала. Вторая область, отвечающая образованиям открытого мелководья, обладает аргиллито-алевролитовым разрезом; песчаные горизонты здесь либо полностью отсутствуют, либо на ограниченных участках играют резко подчиненную роль.

Для центральной литофациальной области намечается быстрое замещение песчаных горизонтов алевритоглинистыми породами по мере удаления от источника сноса обломочного материала вплоть до их полного выклинивания, а также их стратиграфическое срезание вышележащими толщами, надежно зафиксированное данными бурения лишь на участке Зимне-Ставкинского и Восточно-Безводненского поднятий. В этой области в песчаных горизонтах установлены нефтяные залежи двух типов — пластовые сводовые и стратиграфически экранированные. Следует ожидать выявления еще целого ряда стратиграфически экранированных залежей, а также залежей с литологическим ограничением на северо-западном и юго-восточном продолжениях этой зоны стратиграфического срезания верхнеплавнинской подсыты и близрасположенной к северу от нее зоны литологического замещения.

В результате анализа особенностей состава и строения верхнетриасовой вулканогенно-осадочной толщи и взаимоотношений ее с до- и посленогайскими вулканитами установлено, что эта толща обладает чертами обособленного, генетически индивидуализированного тела — формации. Особенности ее строения позволили в дополнение к ранее установленным вишнево- и зурмутинскому типам разреза выделить еще один тип — синибугровский, характеризующийся чередованием горизонтов кислых вулканитов и пачек вулканомиктовых терригенных красноцветов. Вишнево- и зурмутинский типы можно подразделить на ряд подтипов, отвечающих областям с различными направленностью и характером вулканической деятельности, а также терригенной седиментации.

Положение в разрезе и взаимоотношения вулканитов различного состава (кислых, средних и основных) с учетом новых данных о магматических образованиях в разрезах ряда скважин Арбалинской, Ильменской, Андра-Атинской и других площадей свидетельствуют о том, что породы основного состава (базальты, андезито-базальты, базальтовые и андезито-базальтовые порфириты) не являются одновозрастными с породами ногайской формации (среди них имеются как доногайские – среднетриасовые, так и посленогайские – позднетриасово-раннеюрские образования) и должны быть исключены из ее состава.

Следовательно, ногайская эпоха вулканизма явилась лишь одной из фаз мезозойского, главным образом триасового магматизма, проявившихся с различной интенсивностью в эффузивной и интрузивной формах. По имеющимся в настоящее время данным устанавливается проявление двух фаз доногайского вулканизма (оленинской и анизийской) и двух фаз посленогайского магматизма (позднетриасово-раннеюрский интрузивной и позднетриасово-раннемеловой? интрузивно-эффузивной). Эти данные должны учитываться при проведении структурных, палеотектонических, палеогеографических и других построений в ходе дальнейших поисково-разведочных работ.

УДК 553.98 (181 > 4000) (479.24 + 262.81)

**Ш.Ф. Мехтиев, С.Г. Салаев, З.А. Буниат-Заде,
А.А. Нариманов**

ПРОБЛЕМА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БОЛЬШИХ ГЛУБИН ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ И ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Проблема нефтегазоносности больших глубин (к ним мы относим разрез земной коры глубже 4,5 км) является одной из наиболее актуальных в современной нефтегазогеологической науке и одной из самых важных в практике нефтегазопроисловых работ. Нефтегазовые скопления на глубинах 4,5 км именуются нами глубокопогруженными, а на глубинах свыше 6 км – сверхглубокопогруженными [5, 6].

К настоящему времени скважины глубиной свыше 4,5 км, где установлена нефтегазоносность больших глубин, пробурены более чем в 100 странах мира. За рубежом уже разрабатывается более 1000 нефтегазовых скоплений, выявленных на глубинах 4,5–8,1 км; причем от мировых запасов на долю их начальных суммарных извлекаемых запасов приходится 7% по нефти и 25% по газу. Целый ряд выявленных глубокопогруженных нефтегазовых скоплений относится к категории гигантов,

На сегодня наибольшее число как глубоко- и сверхглубокопогруженных промышленных нефтегазовых скоплений, так и глубоких и сверхглубоких скважин пробурено в США, где достигнуты и максимальные глубины нефтегазопроисловых скважин: 9583 м на суше (скв. Берта Роджерс 1 во впадине Анадарко, штат Оклахома) и 6962 м в дельтовой зоне

р. Миссисипи в Мексиканском заливе. При этом установлены максимальные глубины выявленной нефтеносности (6540 м на площади Лейк-Вашингтон) и газоносности (8098 м в скв. Рас-Ледбеттер 1 на площади Милс Рэнч во впадине Анадарко).

Среди выявленных в США глубокопогруженных скоплений есть и гиганты: газовые — Паккет, Бастизн-Бэй, Кояноса, Локридж, Гомес, нефтегазовые — Бей-Сейл и нефтяные — Бей-Маршан-Тимбалье, Бей-Кайу-Айле и др. Уэст-Дельта, Грэнд-Айл, Саут-Пасс. Аналогичные гиганты выявлены и разрабатываются в Аргентине, Венесуэле, Египте, Италии, Канаде, Ливии, Мексике и других странах.

В 1961 г. в нашей стране была научно обоснована многоцелевая программа сверхглубокого бурения: Н.И. Хитаров [16] обосновал необходимость бурения в пяти геологически различных регионах Советского Союза серии сверхглубоких скважин с целью изучения глубинного строения Земли, Ю.М. Шейнманн [17] рекомендовал изучить с помощью сверхглубокого бурения ряд общегеологических вопросов, а Н.А.Беляевский и В.В. Федынский [2] предложили с помощью пяти континентальных и одной океанической сверхглубоких скважин (с проектными глубинами до 15 км) пройти весь разрез земной коры.

В настоящее время в нашей стране бурятся две сверхглубокие скважины с проектными глубинами 15 км — Кольская и Саатлинская (в Азербайджане). Перед Кольской скв. СГ-1 нефтегазопоисковой задачи не стояло, однако непредвиденные уникальные фактические данные, полученные в процессе бурения, особенно в интервале 11–12 км [4], представляют огромный интерес и для геологов-нефтяников.

Что касается Саатлинской скв. СГ-1, заложенной на одноименном локальном выступе Кюрдамир-Саатлинского погребенного поднятия Талыш-Вандамского гравитационного максимума Куринской межгорной впадины, то ей предшествовало бурение на этом же поднятии опережающей скважины с целью предварительного изучения разреза погребенного поднятия, состава, строения и возраста слагающих его пород и выявления оптимального режима бурения; вскрыв молассы кайнозоя и карбонаты мезозоя, она прошла от 3550 м до забоя в 6240 м по вулканогенной толще.

Бурение Саатлинской скв. СГ-1 начато 4 июня 1977 г. Помимо задач, стоящих перед опережающей скважиной, планировалось изучить на первом этапе (до 7500 м) характер залегания и нефтегазоносность осадочных и вулканогенных образований, вскрыть гранитный слой и изучить характер его взаимоотношения с вышележащими осадочно-вулканогенными породами. Материалы бурения этой скважины указали [13] на отличие фактических данных от проектных. Так, если вскрытие пород фундамента ожидалось в интервале 5–7 км, то теперь предполагается, что верхнеархейские — нижнепротерозойские породы фундамента вскроются на глубине 9–9,5 км. Вскрыв в основном терригенные образования постплиоцена (до 860 м), верхнего (860–2250 м) и среднего (2250–2780 м) плиоцена и сармата (2780–2830 м) и карбонатную серию пород нижнего мела — верхней юры (2830–3529 м), скважина до забоя (8267 м) прошла, вопреки ожиданиям, по вулканогенной толще, относимой по абсолютной геохронологии к средней и нижней юре. Неожиданностью явилась и аномально низкая температу-

ра, достигающая на глубине 8 км всего 140°С. Считается, что в пределах Саатлинской площади в более погруженной части отдельных блоков, которые имели древнее заложение, можно встретить залежи нефти и газа [13].

Наряду с осуществлением указанной выше программы в Советском Союзе проводится целенаправленное глубокое и сверхглубокое бурение для выявления и освоения промышленной нефтегазоносности больших глубин [8]. Как указывалось ранее [4], с 1981 г. начинается третий этап изучения глубинного строения территории нашей страны, в связи с чем предусмотрено заложение ряда сверхглубоких скважин с нефтегазописковыми задачами: Тюменской, Тимано-Печорской, Днепро-Донецкой и др.

Примечательно, что пионерные работы в этом направлении были начаты в Азербайджане еще в 50-х годах. В 1955 г. было закончено бурение первой глубокой поисковой скважины с забоем 4812 м на площади Зыря (Апшеронский полуостров), которая из интервала 4651–4669 м дала промышленный приток нефти с суточным дебитом до 35 т из залежи в калинской свите среднеплиоценовой продуктивной толщи. К 1960 г. в Азербайджане и на прилегающей акватории Южного Каспия было закончено бурение 11 глубоких скважин; три из них впервые достигли глубины свыше 4,5 км в Каспийском море; были получены положительные результаты в отношении нефтегазоносности.

К настоящему времени глубоко- и сверхглубокопогруженные нефтегазовые скопления уже выявлены и разрабатываются не только в Южно-Каспийской впадине, но и в Днепро-Донецкой и Прикаспийской впадинах, Прикаспийском прогибе, Западном и Восточном Предкавказье, Западной Сибири и в ряде других регионов, а максимальная глубина нефтегазопоявления отмечена на Украине в скв. Шевченко-1 в интервале 7011–7022 м.

Наиболее классическим естественным полигоном в Советском Союзе для успешного решения теоретических и практических вопросов проблемы нефтегазоносности больших глубин является Южно-Каспийская впадина, охватывающая в основном Азербайджан, Южный Каспий и Юго-Западную Туркмению. Эта впадина — один из мировых центров глубокого и сверхглубокого бурения, она характеризуется многочисленными выявленными глубокопогруженными нефтегазовыми скоплениями. К настоящему времени именно в этой впадине достигнуты максимальные для нашей страны глубины разрабатываемых нефтегазовых залежей: здесь, в западной части Южного Каспия, на месторождении о-в Булла залежь нефти установлена на глубине 5755 м, на соседнем месторождении Булла-море до глубины 6172 м вскрыта газоконденсатная залежь, а с глубины 6206 м получен приток нефти из оторочки.

В целом Южно-Каспийская впадина, с севера ограниченная мегантиклинориями Большого Кавказа и Большого Балхана, с востока — западными отрогами Копетдага, с юга и юго-запада — северными склонами Эльбурса, Талыша и Малого Кавказа, с северо-запада — Дзирульским массивом, охватывает огромную межгорную мегавпадину (площадью более 200 тыс. км² и объемом осадочного выполнения около 3 млн км³) и представляет собой уникальную субширотную область альпийского прогиба земной коры с мощностью осадочных образований до 24 км.

Проблема нефтегазоносности больших глубин Южно-Каспийской впадины уже рассмотрена в ряде специальных работ [15 и др.], в том числе и в нескольких наших публикациях [1, 3, 5–12, 14], поэтому в настоящей статье хотелось бы обратить внимание на следующее.

Уникальность Южно-Каспийской впадины, обусловленная в первую очередь высокой скоростью прогибания этого межгорного прогиба (со средним значением 100 м/млн лет в плиоцен-четвертичный период) и компенсированным осадконакоплением относительно монотонной песчано-глинистой толщи с ареалами своеобразных сочетаний минералогического состава слагающих их компонентов, заключается прежде всего в ряде выявленных аномалий. Среди них можно выделить основные, которые влияют на нефтегазосную характеристику разреза. Это:

1) мощность осадочного покрова, достигающая максимального значения 20–25 км (на плиоцен-четвертичный комплекс приходится примерно 10 км);

2) тонкая отмученность (с частицами в основном до 3 мкм), относительная мономиктовость (с содержанием, например, монтмориллонита до 80% в разрезе Южного Каспия) пелитовой фракции, довольно хорошая отсортированность, большое (до 90%) содержание кварцевых зерен в песках и песчаниках легкой фракции пород апшеронского литофациального типа;

3) недоуплотненность глин (в связи с задержкой оттока межслоевой и поровой вод, обусловившей высокие значения поровых давлений) и песчаников (в связи с низким значением глинистости и малым содержанием карбонатов, т.е. основным цементирующего материала), что сохранило до глубины не менее 9 км глины и песчаники от полной литификации и потери глинами свойств практических флюидоупоров, а песчаниками — фильтрационно-емкостных качеств;

4) низкое значение теплового потока, сказавшееся на слабой прогретости пород; вследствие этого температура 130°С в бортовых зонах впадины отмечается на глубинах 4 км, а в погруженных частях Бакинского и Апшеронского архипелагов и туркменского шельфа — 6 км.

В результате исследований Южно-Каспийской впадины сделаны следующие выводы [9, 10]:

1) для практических целей нефтегазопоисковой геологии интерес представляет прежде всего плиоценовый комплекс отложений, структурный план которого не соответствует подстилающей олигоцен-миоценовой складчатости, в связи с чем успешному поиску нефтегазовых скоплений в последней должно предшествовать дополнительное изучение ее геофизическими методами;

2) даже исходя из бытующего представления о температурном рубеже распространения УВ в жидкой фазе в 200°С (хотя уже имеются фактические данные о более высокой прогретости нефтемещающих пород), можно утверждать, что в погруженных частях рассматриваемой впадины со средним геотермическим градиентом в 2,1°/100 м (использование которого правомочно с глубины примерно 5 км, т.е. ниже зоны массовой дегидратации монтмориллонита глин, которая искажает влияние на характер теплового потока) прогретость пород в 200°С наступает близ глубины 9 км, а в бортовых зонах (например, в северо-западной части Апшеронского архипелага) — 7 км. При этом небезынтересно подчеркнуть, что фиксир-

уемые на этих глубинах избыточные пластовые давления, на наш взгляд, несомненно оказывают сдерживающее влияние на разрушающую способность высоких температур.

В целом обобщение и анализ накопившегося геолого-геофизического материала и многочисленных данных глубокого и сверхглубокого бурения в Южно-Каспийской впадине показали, что на ее огромной территории на глубинах не менее 9 км имеются широко распространенные мощные комплексы неметаморфизованных осадочных пород относительно молодого возраста, характеризующиеся специфическими структурно-тектоническими, литофациальными и термодинамическими условиями, благоприятными для накопления и сохранения в порово-гранулярных песчаных коллекторах промышленных скоплений УВ не только в газовой, но и (вопреки общепринятым представлениям) в жидкой фазе [5]. Дальнейшие уточнения позволили опустить границу глубины существования УВ в жидкой фазе в Южно-Каспийской впадине до 10 км [10, 11].

Весьма важным оказался и вывод о том, что в глубоко- и сверхглубокопогруженных комплексах Южно-Каспийской впадины по всем параметрам сохраняется возможность накопления значительных масс УВ [11, 12]. Эти исследования и выводы явились важным звеном в научных основах прогнозирования и поисков нефтегазовых скоплений больших глубин.

Вместе с тем стало очевидным, что дальнейшее решение проблемы нефтегазоносности больших глубин невозможно без более углубленных узкоспециальных геологических, геофизических и геохимических исследований как отдельно, так и в комплексе. В то же время недостаток прямого экспериментального материала и замеров термодинамических параметров на больших глубинах требует для решения этой проблемы значительно большего привлечения данных ряда точных наук, прежде всего математики, физики и физической химии.

Максимальная благоприятность Азербайджана и Южного Каспия как довольно уникального полигона для решения теоретических и практических задач освоения нефтегазоносности глубоко- и сверхглубокопогруженных комплексов выдвигает на первый план некоторые основные задачи дальнейших исследований нефтегазоносности больших глубин. На наш взгляд, к наиболее важным и первоочередным из них, которые требуют безотлагательного решения на самом современном научном уровне, относятся следующие:

детализация особенностей глубинного строения недр территории Азербайджана и дна акватории Южного Каспия комплексными геофизическими исследованиями, а также опорным и параметрическим бурением глубоких и сверхглубоких скважин;

составление карт горизонтального среза недр депрессионных зон Азербайджана и Южного Каспия на глубинах 3; 5 и 7 км и соответствующих профилей, чтобы выяснить глубинное строение Южно-Каспийской впадины;

определение структурно-тектонических условий залегания всего осадочного разреза для установления тектонических соотношений осадочных толщ на больших глубинах;

обоснование вероятных литофациальных условий отложений больших

глубин и прежде всего предполагаемых нефтегазоносных комплексов и возможных покрышек;

изучение глубинных флюидов с целью определения возможного фазового состояния УВ на больших глубинах и особенностей его колебаний (с учетом аномальных термодинамических условий).

В свете всевозрастающей насущной необходимости освоения больших глубин в число наиболее актуальных выдвигается и новая задача количественной оценки прогнозных ресурсов нефти и газа глубоко- и сверхглубокопогруженных комплексов отложений. Важным подспорьем в успешном решении этой проблемы именно в Азербайджане является и беспрецедентный масштаб развития здесь явления газонефтяного вулканизма и самый высокий в мире уровень изученности этого естественного индикатора нефтегазоносности недр, в том числе и глубин, недоступных для современного уровня техники бурения.

Хотя геологические особенности Южно-Каспийской впадины во многом уникальны, а полученные на этом полигоне научные выводы и практические результаты требуют соответствующего преломления при их экстраполяции на другие нефтегазоносные регионы мира, нет сомнения, что уже имеющиеся и разрабатываемые результаты по этой впадине являются важным вкладом в нефтегазогеологическую науку и практику. Они безусловно облегчат проведение поисковых работ на нефть и газ больших глубин также и в большинстве других нефтегазоносных регионов мира с многокилометровыми толщами осадков, в которых дальнейшее развитие нефтегазодобычи непременно придет в прямую зависимость от успешного решения задач прогнозирования, поисков, разведки и эксплуатации промышленных нефтегазовых скоплений, в первую очередь на глубинах 4,5–10 км.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алиев А.И., Магир-Заде Ф.М., Буниат-Заде З.А. и др. Месторождения нефти и газа и перспективные структуры Азербайджанской ССР. Баку: ЭЛМ, 1985.
2. Беляевский Н.А., Федьинский В.В. Изучение глубин Земли и сверхглубокое бурение // Сов. геология. 1961. № 12.
3. Горин В.А., Буниат-Заде З.А. Глубинные разломы, газонефтяной вулканизм и залежи нефти и газа Западного борта Южно-Каспийской впадины. Баку: Азернешр, 1971.
4. Кольская сверхглубокая. М.: Недра, 1984.
5. Мехтиев Ш.Ф., Буниат-Заде З.А., Нариманов А.А. О возможной нефтегазоносности сверхглубокозалегающих горизонтов Западного шельфа Южного Каспия // Изв. АН АЗССР. Сер. наук о Земле. 1982. № 1.
6. Мехтиев Ш.Ф., Буниат-Заде З.А., Нариманов А.А. Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Южно-Каспийской впадины // Междунар. геол. конгр.: Доклады. Ч. VII, секция 13–16. М.: Наука, 1984.
7. Мехтиев Ш.Ф., Горин В.А., Буниат-Заде З.А. Глубинные разломы Южно-Каспийской впадины и вопросы миграции нефти и газа // Тез. докл. Выезд. сес. на Кавказе (октябрь 1966 г.). М.: Наука, 1966.
8. Мехтиев Ш.Ф., Салаев С.Г., Буниат-Заде З.А., Нариманов А.А. Геологические предпосылки выявления глубокопогруженных нефтегазовых залежей в Южном Каспии // Очерки по геологии Азербайджана. Баку: Азернешр, 1984.
9. Мехтиев Ш.Ф., Салаев С.Г., Буниат-Заде З.А., Нариманов А.А. Геолого-геохимические критерии наличия залежей нефти в Южном Каспии на глубинах до 10 км // Рез. докл. XI Междунар. науч. конф. по геол. и физ.-хим. проб. при разведке и добыче нефти и газа. Краков: Ин-т нефти и газа, 1985.

10. Мехтиев Ш.Ф., Салаев С.Г., Буниат-Заде З.А., Нариманов А.А. Перспективы нефтегазоносности глубоко- и сверхглубокопогруженных горизонтов Азербайджана и Южного Каспия и научные критерии наличия залежей нефти на глубинах 6–10 км // Тез. докл. совещ. "Нефтегазоносность мезозойских и палеогеновых отложений Кавказа". Тбилиси: ГрузНТО нефть и газ. пром-ти, 1985.

11. Мехтиев Ш.Ф., Салаев С.Г., Тамразян Г.П. и др. Критерии наличия залежей нефти на больших (6–10 км) глубинах и особенности количественной оценки их прогнозных ресурсов // Материалы науч.-техн. конф. "Геолого-геофизические методы поиска и разведки нефтегазовых месторождений на больших глубинах". Баку: АЗНТО нефть и газ. пром-сти, 1985.

12. Мехтиев Ш.Ф., Салаев С.Г., Тамразян Г.П., Буниат-Заде З.А. Углеводородные скопления Южно-Каспийской впадины, их связь с объемом осадочной толщи и оценка прогнозных ресурсов нефти и газа больших глубин // Нефтегазообразование на больших глубинах: Тез. докл. V Всесоюз. семинара. М.: Изд-во МГУ, 1986.

13. Надиров С.Г., Ахвердиев Н.Т. Роль сверхглубоких скважин в изучении глубинного строения земной коры // Геология, разведка нефтяных и газовых месторождений Азербайджана и исследования Саатлинской СГ-1. Баку: АЗНИПИнефть, 1984.

14. Нариманов А.А. Перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов Западного шельфа Южного Каспия // Газовая пром-сть. Сер. Геология и разведка морских нефтяных и газовых месторождений: Обзор. информ. 1984. Вып. 1.

15. Перспективы нефтегазоносности больших глубин. М.: Наука, 1985.

16. Хитаров Н.И. К вопросу проведения сверхглубокого бурения на территории Советского Союза // Сов. геология. 1961. № 6.

17. Шейнманн Ю.М. О местах заложения сверхглубоких скважин // Там же.

УДК 552.578.2.061.3:551.24 (470.46/47)

В.З. Симхаев, А.Г. Гасанов

ГЕНЕРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

Изучение распределения залежей по фазовому состоянию УВ на больших глубинах в различных нефтегазоносных бассейнах мира показало, что в интервале 4–8 км присутствует около 35% нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатно-нефтяных залежей, 41% газовых залежей, 24% газоконденсатных [9]. Максимальное количество газовых скоплений приурочено к древним платформам (52%) и эпиплатформенным орогенам (45%), а нефтяных – к эпигеосинклинальным областям (47%) и эпиплатформенным орогенам (38%). В целом залежи глубокопогруженных горизонтов, содержащие нефть как самостоятельную фазу (нефтяные, нефтегазовые, газоконденсатно-нефтяные), присутствуют больше в эпигеосинклинальных областях (75%) и эпиплатформенных орогенах (43%), чем на древних (21%) и молодых (38%) платформах.

Существуют различные мнения относительно нижней границы распространения нефти. К. Ландес считал, что предельными глубинами присутствия промышленных скоплений нефти является интервал 4267–8382 м при геотермическом градиенте 3,61–1,8 °C/100 м и температуре 175 °C. По данным Дж. Ханта, нефть рождается на глубинах 4300–7600 м. Согласно В.Г. Доу, генерация нефти в пшиоценовых отложениях Голф-Коста начинается при температуре 164 °C на глубине 5490 м, а ее деструкция за-

вершается на глубине 9030 м при температуре 257 °С. И.И. Аммосов указывает на возможность нефтеобразования в пределах 70–200 °С. Существует мнение о метанизации жидких УВ в условиях высоких температур с полной деструкцией нефти в диапазоне 400–500 °С.

Н.А. Еременко [6] считает, что жидкие УВ (при нормальных условиях) могут быть встречены на глубинах с температурой до 300–350 °С, т.е. по крайней мере до глубины 8–14 км (в зависимости от интенсивности теплового потока). Об устойчивости жидких УВ при температурах до 300 °С писали Э.Б. Чекалюк и Ю.И. Филас [14]. Изучая фазовое поведение газонефтяных систем в условиях высоких температур и давлений, Т.П. Жузе и др. [7] пришли к выводу о возможности существования нефтегазовых систем в жидком или двухфазном состоянии на глубине 10 км с низким геотермическим градиентом (15 °С на 1 км).

О генерации жидких УВ на глубине 7–12 км В.З. Симхаев высказывался ранее [11, 12]. По расчетам Ш.Ф. Мехтиева, З.А. Буниат-Заде и А.А. Нариманова, промышленные запасы нефти в Южно-Каспийской мегавпадине (ЮКМВ) могут находиться до глубины 9 км.

Итак, в определенных геотектонических и термобарических условиях осадочных отложений нефтегазоносных бассейнов возможно присутствие жидких УВ на глубинах 7–12 км.

Генерация и эмиграция микро нефти и углеводородных газов в осадочно-породном бассейне лежит в основе моделирования зон нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. В бассейнах, подобных ЮКМВ и выполненных осадками мощностью более 20 км, ОВ и УВ под влиянием высоких температур и давлений испытывают процессы дегидрирования и полимеризации, ведущие к образованию углеводородных систем.

Возникающие в пластах-генераторах АВПД торомозят катагенез РОВ, способствуя тем самым консервации его остаточного потенциала. В фазы активного тектогенеза трансформные УВ эмигрируют, создавая условия для последующего катагенеза остаточного ОВ.

По мере развития недоуплотненных горизонтов в ЮКМВ меняется интенсивность генерации микро нефти в геоблоках, что естественно отражается на вертикальной зональности распространения скоплений УВ, фазовом состоянии и физико-химической характеристике ОВ и УВ. В частности, к этим мощным недоуплотненным отложениям разреза осадочно-породного бассейна приурочиваются максимальные количества микро нефти, эмиграционная способность которой в значительной степени связана со скоростью прогибания бассейна, тектонической активностью и собственной энергетической разгрузкой.

В настоящее время существуют две точки зрения относительно нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов ЮКМВ. Согласно первой, на глубинах более 5–6 км залегают газовые и газоконденсатные залежи. Сторонники второй утверждают, что нефть присутствует на глубинах 9 км и ниже.

По мнению А.Г. Дурмишьяна [5] и А.И. Алиева [1], к глубинам 8–10 км будут приурочены залежи высокотемпературного метана. Однако эти высказывания основаны на аналогиях с бассейнами Северо-Американской плиты и Мексиканского залива и не сопровождаются конкретными экспериментальными исследованиями по катагенезу ОВ и геохи-

мической эволюции УВ. О возможности присутствия промышленных залежей углеводородных газов до глубин 9 км писал А.Л. Козлов [8]. Ниже 9 км он предполагал наличие верхней части зоны кислых газов.

Иных взглядов придерживаются Ш.Ф. Мехтиев, а также Т.П. Дмитриева и Г.М. Парпарова [4] и В.З. Симхаев [11, 12]. Мнение о том, что в кайнозойских отложениях ЮКМВ до глубин 12 км присутствуют нефтегазовые залежи [11], получило дальнейшее развитие в теоретических разработках процессов нефтегазообразования для глубоководных горизонтов при высоких температурах и давлениях. Выдвигаемые положения возможного нефтенасыщения глубоководных горизонтов находились в полном соответствии с теорией и экспериментом процессов нефтегазообразования.

Расчитанная Т.П. Дмитриевой [3] по методике П.А. Карпова степень катагенеза ОВ в глинистых песчаниках ПТ на площади Зыря на глубине 7000 м соответствовала мезокатагенезу (МК). Слабая катагенетическая преобразованность ОВ в песчано-алевролитовых отложениях ПТ площадей Булла-море, Хамамдаг-море, Гарасу, погруженных на глубину 5 км, не достигала даже стадии МК₁. Начальное положение ГЗН в районе Бакинского архипелага соответствовало глубине около 7,5 км (градация РОВ МК₁), а развитие ГЗН (примерная степень катагенеза РОВ МК₁—МК₂) предположительно происходит на глубинах от 7 до 10,5 км [4]. По данным Л.А. Польстер и др. [10], в бортовых частях ЮКМЗ ГЗН находится на глубинах 4,4—7,7 км, а в районе шельфа — на 4,9—9,3 км.

Расчеты по методу суммарного импульса тепла подтвердили мнение о возможности нефтеобразования на глубинах 7—12 км [2]. ОВ продуктивной толщи на глубинах около 9 км оказались весьма слабо преобразованы и не достигли даже начала ГФН. Для экспериментальной проверки этих данных был изучен пиролиз ОВ пород ПТ в образцах, отобранных на площадях Бакинского архипелага до глубины 6,3 км. Полученные результаты подтвердили мнение о начальном положении ГФН на глубине ниже 7,5 км.

Невысокая катагенетическая превращенность миоплиоценовых отложений Нижнекуринской впадины установлена Ю.И. Корчагиной и др. Для оценки генерационного потенциала использовались химические и физические методы для нерастворимой части ОВ (НОВ). На основании изучения НОВ стало известно, что ОВ находится лишь на грациях катагенеза МК₁—МК₂ и только частично реализовало исходный генетический потенциал. Образцы выбросов грязевых вулканов предположительно датировались как мезозойско-кайнозойские с глубины 8—10 км. Более высокая реализация нефтематеринского потенциала пород наступает в условиях ГЗН, где находятся отложения майкопской серии (градация МК₁) и эоцен-меловые (градация МК₂). ОВ этих отложений обладает соответственно $F_0 = 0,83-1,07$ и $0,6-1,9$; $УВ = 580$ и 500 г/м³.

Ранее отмечалось, что источником углеводородных местоскоплений бортовых зон служили в основном отложения мезозоя, а в морских участках, в частности на Бакинском архипелаге, — палеоген-миоценовые образования.

В основу прогноза фазового состояния УВ на различных глубинных уровнях бортовых зон и шельфа ЮКМВ положены особенности осадко-

накопления и термобарические параметры исследуемых геоблоков [13]. В результате выявлены зоны нефтенасыщения, газоконденсатонасыщения, присутствия газоконденсатно-нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей на уровнях среза 4–7–9 км.

Проведенный комплекс исследований по катагенезу ОВ и расчетные данные по возможному фазовому состоянию УВ на больших глубинах показали несостоятельность высказываний об отсутствии жидких УВ и присутствии только высокотемпературного метана на глубинах ниже 8 км.

Формирование нефтегазовых, газовых и газоконденсатных залежей на больших глубинах в определенной степени будет зависеть от размеров пор и мощности покрывок, минерального состава и степени дислоцированности. Например, в залежах шельфа ЮКМВ, характеризующихся большой мощностью покрывки, в верхней части продуктивного разреза могут быть встречены газоконденсатные залежи без нефтяной оторочки, а в нижних эксплуатационных объектах, где мощность перекрытия уменьшается, — газоконденсатно-нефтяные залежи.

При наличии разрывного нарушения рост его амплитуды сопровождается увеличением активности диффузионного рассеивания газовой фазы из газоконденсатных залежей, а вместе с тем и появлением нефтяной оторочки с последующим возможным образованием залежи легкой нефти. Немаловажную роль в формировании разновидностей газоконденсатных залежей играют размеры пор покрывок, с увеличением которых возрастает не только диффузионная проницаемость последних, но и вероятность миграции газов из залежи и рост объема оторочки.

Комплекс тектонических, термобарических, нефтегеохимических и других факторов в каждом конкретном случае предопределяет формирование фазового состояния УВ как самостоятельной единицы целостной системы углеводородно-генерационного ряда осадочно-породного бассейна.

ЛИТЕРАТУРА

1. Али-Заде А.А., Салаев С.Г., Алиев А.И. Научная оценка перспектив нефтегазоносности Азербайджана и Южного Каспия и направление поисково-разведочных работ. Баку: Элм, 1985.
2. Дадашев Ф.Г., Гулиев И.С. Газоносность мезозойско-кайнозойских отложений и перспективы открытия новых газовых месторождений в Южно-Каспийской впадине // Очерки по геологии Азербайджана. Баку: Элм, 1984.
3. Дмитриева Т.П. Основные геологические особенности больших глубин, подлежащие учету при оценке нефтегазоносности недр // Закономерности размещения и критерии прогноза глубоких и сверхглубоких залежей нефти и газа. Л.: ВНИГРИ, 1982.
4. Дмитриева Т.П., Парпарова Г.М. Глубинная зональность катагенеза РОВ палеоген-неогеновых отложений Азербайджана // Азерб. нефт. хоз-во. 1981. № 4.
5. Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения. М.: Недра, 1979.
6. Еременко Н.А. Развитие принципов теории формирования залежей углеводородов // Геология нефти и газа. 1984. № 12.
7. Жузе Т.П., Юшкевич Г.Н., Ушакова Г.С. Общие закономерности поведения газонефтяных систем на больших глубинах // Докл. АН СССР. 1963. Т. 152, № 3.
8. Козлов А.Л. О нижней границе распространения углеводородов в осадочно-породных бассейнах // Особенности формирования залежей нефти и газа в глубоководных пластах. М.: Наука, 1980.

9. *Максимов С.П., Дикенштейн Г.Х., Лоджевская М.И.* Формирование и размещение залежей нефти и газа на больших глубинах. М.: Недра, 1984.
10. *Польстер Л.А., Висковский Ю.А., Николенко В.А., Шустова Л.Г.* Термобарические условия формирования залежей нефти и газа на больших глубинах в областях кайнозойского прогибания // Геология нефти и газа. 1981. № 3.
11. *Симхаев В.З.* О перспективах нефтегазоносности третичных отложений Южно-Каспийской впадины // Экспресс-информ. Сер. Нефтегаз. геология и геофизика. Вып. 23. М.: ВНИИОЭНГ, 1974.
12. *Симхаев В.З.* Распространение углеводородных скоплений в плиоценовых отложениях Южно-Каспийской мегавпадины // Сов. геология. 1983. № 8.
13. *Симхаев В.З.* О нижней границе распространения углеводородов в сверхглубоких горизонтах ЮКМВ // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений. Баку: Элм, 1985.
14. *Чекалюк Э.Б., Филяс Ю.И.* Водно-нефтяные растворы. Киев: Наук. думка, 1977.

СОДЕРЖАНИЕ

<i>Ш.Ф. Мехтиеv, Ф.М. Багир-Заде, С.Г. Салаев, А.И. Алиев, З.А. Буниат-Заде, А.Н. Гусейнов, Ф.Г. Дадашев, Х.Б. Юсуфзаде.</i> Новая карта месторождений нефти и газа и перспективных структур Азербайджанской ССР	3
<i>И.П. Гамкрелидзе.</i> Основные черты тектонического строения и развития Кавказа	10
<i>А.Ш. Шихлинский, А.М. Ахмедов, Г.М. Фарзалиев.</i> Итоги и направления геологоразведочных работ в мезозойских отложениях на суше Азербайджана	20
<i>Д.Ю. Папава.</i> Основные направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Грузии	26
<i>Д.А. Мирзоев, В.М. Пирбудагов, Д.А. Дибиров, М.О. Джабраилов, Ф.Г. Шарфутдинов, Д.Ш. Шапиев.</i> Обоснование перспективных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ в Дагестане	31
<i>Ю.И. Корчагина, И.С. Гулиев, К.С. Зейналова.</i> Нефтегазоматеринский потенциал глубокопогруженных мезозойско-кайнозойских отложений Южно-Каспийской впадины	35
<i>Л.И. Верник, М.Э. Гринберг.</i> Петрофизические исследования глубокозалегающих мезозойских и палеогеновых отложений Восточно-Кубанской впадины, Притбилисского района и Западного Азербайджана	41
<i>С.Г. Салаев, Н.С. Кастрюлин, Н.К. Ризаев, Н.М. Исмаил-Заде.</i> Условия нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в палеоген-миоценовых отложениях Азербайджана	45
<i>С.Г. Надиров, Б.М. Соломонов, Г.-М.А. Алиев.</i> Мезозойские и палеоген-миоценовые отложения Азербайджана и перспективы поисков новых залежей нефти и газа	51
<i>А.К. Ахмедов К.М. Керимов.</i> О задачах и возможных путях сейсморазведочных работ при поисках и разведке нефтегазовых ловушек неструктурного типа	55
<i>Э.В. Чиковани.</i> Перспективы поисков нефти и газа в палеогеновых отложениях междуречья Куры и Иори	60
<i>З.А. Буниат-Заде, Н.С. Салаев, Э.С. Салаев.</i> К вопросу о перспективах нефтегазоносности глубокопогруженных рифогенных образований Каспийского моря	66
<i>Б.А. Туския.</i> Исследование индивидуальных углеводородов нефтей междуречья Куры и Иори	72
<i>Г.Р. Алиев.</i> Миоценовые отложения Апшеронского полуострова и перспективы поисков в них нефтегазовых залежей	75
<i>З.А. Буниат-Заде, В.А. Велиева, Т.И. Гасаналиева.</i> К выявлению погребенных ловушек в азербайджанской части Южного Каспия	81
<i>Р.Р. Бабаев, Н.С. Салаев.</i> Роль тектонических разрывов в формировании, сохранении и разрушении залежей нефти и газа продуктивной толщи западного борта Южно-Каспийской впадины	87

В.В. Иванов, И.С. Гулиев. Физико-химическая модель грязевого вулканизма	92
В.Г. Пазинич, С.А. Пономаренко, В.Е. Филиппович, Е.В. Вильденберг, А.В. Санишвили. Особенности прогноза пликативных структур мел-эоценового этажа по данным аэрокосмогеологических исследований в условиях Среднекуринской впадины	100
Д.А. Булейшвили, Т.П. Эбралидзе, Г.И. Санадзе, М.И. Шенгелия. К тектоническому районированию Восточной Грузии	103
Г.И. Санадзе, В.К. Глонти. Рифогенные образования верхней юры – новый объект поисков и разведки нефти и газа в Грузии	109
М.И. Шенгелия, Е.В. Вильденберг, А.В. Санишвили, Е.К. Вахания, Д.И. Гирсинашвили. Новые данные о строении нефтегазоносных среднеэоценовых отложений на Руставской, Манавской и Чатминской площадях Восточной Грузии	116
Б.П. Назаревич, И.А. Назаревич. Новые данные о строении средне- и верхнетриасовых отложений Восточного Предкавказья	119
Ш.Ф. Мехтиеv, С.Г. Салаев, З.А. Буниаг-Заде, А.А. Нариманов. Проблема нефтегазоносности больших глубин Южно-Каспийской впадины и основные задачи дальнейших исследований	122
В.З. Симхаев, А.Г. Гасанов. Генерация углеводородов в глубокопогруженных отложениях Южно-Каспийской мегавпадины	128

УДК 553.981/3.004.14 (479.24.13)

Мехтиев Ш.Ф., Багир-Заде Ф.М., Салаев С.Г., Алиев А.И., Буниат-Заде З.А., Гусейнов А.Н., Дадашев Ф.Г., Юсуфзаде Х.Б. **Новая карта месторождений нефти и газа и перспективных структур Азербайджанской ССР.** — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с. 3–10.

Впервые составлены и опубликованы карта и объяснительная записка к ней, отражающие новое нефтегазогеологическое районирование территории Азербайджана и прилегающей акватории Каспийского моря, а также дифференцированное размещение в их пределах как выявленных нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений и площадей с промышленными притоками нефти и газа, так и основных нефтегазоносных и перспективных комплексов каждого района. Это позволило разработать рациональные методы поисков нефтегазовых залежей на больших глубинах, рекомендовать рациональный комплекс поисково-разведочных работ, выработать оптимальную стратегию и тактику его внедрения на суше и море на ближайшие годы и перспективу.

Табл. 1, ил. 1, библиогр. 2 назв.

УДК 551.24 (479)

Гамкредлидзе И.П. **Основные черты тектонического строения и развития Кавказа.** — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с. 10–19.

С позиций тектоники литосферных плит рассматриваются новые данные о тектоническом строении Кавказа и его геодинамической эволюции, имеющие не только важное теоретическое, но и большое прикладное значение.

Ил. 3, библиогр. 27 назв.

УДК 550.8.02:658.012.2(479.24):551.76

Шихлинский А.Ш., Ахмедов А.М., Фарзалиев Г.М. **Итоги и направления геологоразведочных работ в мезозойских отложениях на суше Азербайджана.** — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с. 20–26.

Рассмотрены основные итоги геологоразведочных работ на мезозойские отложения в отдельных районах Азербайджана и обоснованы главные направления геологоразведочных работ на этот комплекс с определением как общих задач по республике в целом, так и конкретных первоочередных задач по каждому району.

Ил. 1.

УДК 550.8.02:658.012.2:553.98

Палава Д.Ю. **Основные направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Грузии.** — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с. 26–30.

С привлечением новейших геолого-геофизических материалов и данных бурения последних лет рассмотрен ряд дискуссионных вопросов геологического строения Грузии и обоснованы основные направления на нефть и газ с выделением первоочередных районов и площадей для поисков новых нефтегазовых залежей.

УДК 550.8.02:658.012.2:553.98 (470.67)

Мирзоев Д.А., Пирбудагов В.М., Дибиров Д.А., Джабраилов М.О., Шарафутдинов Ф.Г., Шапиев Д.Ш. **Обоснование перспективных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ в Дагестане.** — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с. 31–34.

Рассмотрено современное состояние геологоразведочных работ на нефть и газ в Дагестане. Указано на необходимость развития нетрадиционных направлений поисков залежей УВ с привлечением новых методов исследований,

в том числе гидрогеологических. Предложены пути повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в Дагестане.

Библиогр. 3 назв.

УДК 553.98 (479.24)

Корчагина Ю.И., Гулиев И.С., Зейналова К.С. **Нефтегазоматеринский потенциал глубокопогруженных мезозойско-кайнозойских отложений Южно-Каспийской впадины.** — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с. 35—41.

Комплексное исследование глубокопогруженных отложений Южно-Каспийской впадины (прежде всего плиоценовых) показало, что существующие структурно-тектонические, генерационные, коллекторские и экранирующие предпосылки благоприятны для формирования скоплений нефти и газа на современных глубинах свыше 5 км.

Табл. 2, ил. 1, библиогр. 5 назв.

УДК 551.76/551.781/ (470.6+479.22+479.24) :552.1

Верник Л.И., Гринберг М.Э. **Петрофизические исследования глубокозалегающих мезозойских и палеогеновых отложений Восточно-Кубанской впадины, Прибильского района и Западного Азербайджана.** — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с. 41—44.

В результате проведенных петрофизических исследований мезозойских и палеогеновых отложений Кавказского региона показано, что к потенциальным коллекторам могут быть отнесены в Восточно-Кубанской впадине кварцевые песчаники и алевролиты с регенерационным цементом бат-келловей, в Прибильском районе — ломонитовые цеолиты среднего плиоцена, в Западном Азербайджане — вулканиты верхнего мела на больших глубинах.

Табл. 1, библиогр. 3 назв.

УДК 553.981/982:551.78 (479.24)

Салаев С.Г., Кастрюлин Н.С., Ризаев Н.К., Исмаил-Заде Н.М. **Условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления в палеоген-миоценовых отложениях Азербайджана.** — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с. 45—50.

На основе анализа геолого-геохимических условий генерации, миграции и аккумуляции УВ обоснована возможность интенсивного нефтегазообразования и благоприятного формирования залежей нефти и газа в мощной толще преимущественно глинистых пород палеоген-миоценовых отложений Азербайджана.

Ил. 3, библиогр. 8 назв.

УДК 553.98:551.76/782.1 (479.24)

Надиров С.Г., Соломонов Б.М., Алиев Г.-М.А. **Мезозойские и палеоген-миоценовые отложения Азербайджана и перспективы поисков новых залежей нефти и газа.** — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с. 51—54.

Анализ комплекса геолого-геофизических данных по палеоген-миоценовым и мезозойским отложениям Азербайджана показывает, что дальнейшие перспективы нефтегазоносности этих комплексов связаны с крупной Куринской межгорной впадиной и краевыми прогибами горноскладчатых сооружений Большого и Малого Кавказа.

УДК 550.834.553.98

Ахмедов А.К., Керимов К.М. **О задачах и возможных путях сейсморазведочных работ при поисках и разведке нефтегазовых ловушек неструктурного типа.** — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с. 55—59.

Излагаются задачи и возможные пути развития сейсморазведочных работ при поисках и разведке нефтегазовых месторождений неструктурного типа в депрессионных областях Предкавказья и Закавказья. Показано, что упругая неоднородная среда в разрезе оказывает существенное влияние на поле проходящих через нее сейсмических волн; определены особенности изменения этих волн при прохождении через нефтеносные объекты, связанные с ловушками неантиклинального типа.

Ил. 1, библиогр. 9 назв.

УДК 553.98:551.789 (479.22)

Чиковани Э.В. Перспективы поисков нефти и газа в палеогеновых отложениях междуречья Куры и Иори. — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с. 60–65.

В результате анализа материалов геолого-геофизических, геохимических, поисково-разведочных и научно-исследовательских работ разработаны литолого-фациальные, структурно-тектонические и геохимические критерии нефтегазоносности палеогеновых отложений междуречья Куры и Иори. Выделена наиболее перспективная нефтегазоносная зона в приосевой части Иорского прогиба.

Библиогр. 6 назв.

УДК 553.98:555.351 (262.81)

Бунят-Заде З.А., Салаев Н.С., Салаев Э.С. К вопросу о перспективах нефтегазоносности глубокопогруженных рифогенных образований Каспийского моря. — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с. 66–72.

На основе анализа имеющихся материалов показано, что поиски нефтегазовых скоплений в глубокопогруженных рифогенных отложениях северной части Апшеронского архипелага (Каспийское море) связаны с морским продолжением таких геоструктурных элементов юго-восточного Кавказа, как Тенгинская и Гермианская мегантиклинали, выделены первоочередные площади и объекты для поискового бурения.

Ил. 2, библиогр. 7 назв.

УДК 552.538.2:665.61.033.2 (479.22)

Туския Б.А. Исследование индивидуальных углеводородов нефтей междуречья Куры и Иори. — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с. 72–75.

Сопоставление алканов, цикланов и аренов бензиновых фракций нефтей месторождений Тарсдалляр, Рустави, Самгори, Ниноцминда и Телети приводит к выводу о принадлежности этих нефтей (за исключением Телети) к единому генетическому типу.

Табл. 1, библиогр. 5 назв.

УДК 553.98:551.782.1 (479.24)

Алиев Г.Р. Миоценовые отложения Апшеронского полуострова и перспективы поисков в них нефтегазовых залежей. — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с. 75–80.

Перспективы поисков и разведки нефтегазовых залежей в миоценовых отложениях основываются на анализе результатов сейсморазведки, бурения и опробования скважин. Всестороннее обобщение фактических данных свидетельствует о перспективах нефтегазоносности рассматриваемых отложений и позволяет определить направление глубокого разведочного бурения. С этой целью рекомендуется заложить скважины с проектными глубинами 3200–4200 и 6500–7000 м соответственно на площадях Апшеронского полуострова и Южно-Апшеронской шельфовой зоны.

Табл. 1, ил. 3, библиогр. 6 назв.

УДК 553.982.23 (473.24-13)

Буниат-Заде З.А., Велиева В.А., Гасаналиева Т.И. К выявлению погребенных ловушек в азербайджанской части Южного Каспия. — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с. 81–86.

Охарактеризованы новые погребенные поднятия в азербайджанском секторе Южного Каспия, выявленные в результате комплексного анализа геолого-геофизических данных, а также палеоструктурных исследований и представляющие потенциальные ловушки для нефтегазовых скоплений. Обоснованы литолого-стратиграфические и структурные критерии оценки перспектив нефтегазоносности погребенных поднятий Южного Каспия.

Ил. 2, библиогр. 4 назв.

УДК 553.981/982.2.061.3:551.24 (470.46/47)

Бабаев Р.Р., Салаев Н.С. Роль тектонических разрывов в формировании, сохранении и разрушении залежей нефти и газа продуктивной толщи западного борта Южно-Каспийской впадины. — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с. 87–92.

На фактическом материале по нефтегазовым месторождениям продуктивной толщи западного борта Южно-Каспийской впадины рассмотрена история изучения роли тектонических разрывов в формировании, сохранении и разрушении залежей этих месторождений. На конкретных примерах показана сложность и многообразие роли этих разрывов, способных изменять свои функции во времени и пространстве.

Ил. 3, библиогр. 6 назв.

УДК 551.21

Иванов В.В., Гулиев И.С. Физико-химическая модель грязевого вулканизма. — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с.92–100.

На основе изучения особенностей осадконакопления и газообразования в бассейнах, сложенных мощными осадочными толщами, анализа условий фазового перехода и с использованием общих соотношений гидро- и газодинамики предлагаются модели, описывающие процесс возникновения и извержения грязевых вулканов.

Ил. 1, библиогр. 9 назв.

УДК 551.243:550.814.1:551.763/781 (479.24)

Пазинич В.Г., Пономаренко С.А., Филиппович В.Е., Вильденберг Е.В., Санишвили А.В. Особенности прогноза пликвативных структур мел-эоценового этажа по данным аэрокосмогеологических исследований в условиях Среднекуринской впадины. — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с.100–102.

Показана эффективность проведения аэрокосмогеологических исследований (АКГИ) в комплексе с нефтегазопоисковыми работами в Среднекуринской впадине начиная со стадии планирования и заканчивая интерпретацией первичного материала, что позволяет сократить объемы сейсморазведочных работ, значительно повысить качество интерпретации и выявить разрывные нарушения, упущенные при первоначальной интерпретации.

Ил. 1, библиогр. 2 назв.

УДК 551.24 (479.22)

Булейшвили Д.А., Эбралидзе Т.П., Санадзе Г.И., Шенгелия М.И. К тектоническому районированию Восточной Грузии. — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с.103–109.

Обоснована новая схема тектонического районирования Восточной Грузии, на которой Картлийская и Эрцойская депрессии объединены в единый Карт-

лийско-Эрцойский прогиб, а Гаре-Кахетинский прогиб и Прииорское поднятие впервые выделяются в качестве самостоятельных единиц Артино-Болнисской глыбы. Показано, что формирование современного структурного плана верхнего надвинутого этажа, начавшееся с роданской (среднеэоценовой) фазы тектогенеза, завершается в антропогене.

Библиогр. 13 назв.

УДК 551.351:551.762.3:550.8 (479.22)

Санадзе Г.И., Глонти В.К. Рифогенные образования верхней юры — новый объект поисков и разведки нефти и газа в Грузии. — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с.109—115

Анализ результатов сейсморазведочных работ 1984—1985 гг. в юго-восточной части Алазанской депрессии показал, что полученные сейсмические данные могут служить основанием для прогноза существования в этом районе органогенного образования. Для подтверждения этого прогноза рекомендовано бурение параметрической скважины.

Ил. 2, библиогр. 8 назв.

УДК 551.24 (479.22) :553.98:551.78

Шенгелия М.И., Вильденберг Е.В., Санишвили А.В., Вахания Е.К., Гирсашвили Д.И. Новые данные о строении нефтегазоносных среднеэоценовых отложений на Руставской, Манавской и Чатминской площадях Восточной Грузии. — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с.116—119

В результате примененного впервые в Грузии комплексного использования данных различных геофизических методов с привлечением материалов геохимических и дистанционных исследований в пределах структурных зон Манави-Какабети, Рустави-Нацвалцкали и Чатма дана однозначная интерпретация материалов сейсмических исследований и рекомендовано бурение параметрических скважин для изучения разреза и возможной нефтегазоносности среднеэоценовых отложений.

Библиогр. 1 назв.

УДК 551.7:551.8

Назаревич Б.П., Назаревич И.А. Новые данные о строении средне- и верхнетриасовых отложений Восточного Предкавказья. — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с.119—122

Установлено, что не только верхнетриасовая вулканогенно-осадочная ногайская серия, но и среднетриасовые отложения сформировались за счет взаимодействия двух генетически разнородных процессов — нормальной осадочной седиментации и интенсивного эффузивного магматизма, проявившегося как в подводной, так и в субаэральной обстановке.

УДК 553.98 (181 > 4000) (479.24+262.81)

Мехтиев Ш.Ф., Салаев С.Г., Буниат-Заде З.А., Нариманов А.А. Проблема нефтегазоносности больших глубин Южно-Каспийской впадины и основные задачи дальнейших исследований. — Проблемы нефтегазоносности Кавказа. М.: Наука, 1988, с.122—128.

Показана максимальная благоприятность Азербайджана и Южного Каспия как классического естественного полигона для решения теоретических и практических вопросов проблемы нефтегазоносности глубоко- и сверхглубокопгруженных комплексов и выдвинуты первоочередные основные задачи дальнейших исследований этой проблемы в Южно-Каспийской впадине.

Библиогр. 17 назв.

Симхаев В.З., Гасанов А.Г. Генерация углеводородов в глубокопогруженных отложениях Южно-Каспийской мегавпадины. – Проблемы нефтегазозности Кавказа. М.: Наука, 1988, с. 128–132.

По материалам изучения нефтегазозности глубокопогруженных отложений Южно-Каспийской впадины сделан вывод о том, что комплекс факторов тектонического, термобарического и нефтегеохимического порядка в каждом конкретном случае предопределяет формирование фазового состояния УВ как самостоятельной единицы целостной системы углеводородно-генерационного ряда осадочно-породного бассейна.

Библиогр. 14 назв.

Научное издание

**ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
КАВКАЗА**

*Утверждено к печати
Научным советом по проблемам геологии
и геохимии нефти и газа*

Редактор *Л.С. Тапельзон*
Редактор издательства *И.С. Власов*
Художник *Н.А. Игнатьев*
Художественный редактор *И.Д. Богачев*
Технический редактор *А.Л. Шелудченко*
Корректор *Р.Г. Ухина*

Набор выполнен в издательстве
на наборно-печатающих автоматах

ИБ № 37421

Подписано к печати 22.04.88. Т — 01888
Формат 60 X 90 1/16. Бумага офсетная № 1
Гарнитура Пресс-Роман. Печать офсетная
Усл.печ.л. 9,0. Усл.кр.-отт. 9,4. Уч.-изд.л. 10,7
Тираж 1200 экз. Тип зак. 245
Цена 2 р. 10 к.

Ордена Трудового Красного Знамени
издательство "Наука"
117864 ГСП-7, Москва В-485
Профсоюзная ул., д. 90

Ордена Трудового Красного Знамени
1-я типография издательства "Наука"
199034, Ленинград В-34, 9-я линия, 12

В ИЗДАТЕЛЬСТВЕ "НАУКА"

готовятся к выпуску книги:

Старейшие минералогические музеи СССР. 20 л.

В книге изложена история создания и развития трех старейших минералогических музеев СССР, основанных в XVIII веке и ныне превратившихся в крупнейшие широко известные во всем мире собрания минералов. Приводимая таблица содержит полный перечень минеральных видов, хранящихся в этих музеях (2 273 наименования). Помещено 79 иллюстраций.

Для минералогов и историков науки, а также для самого широкого круга любителей камня.

Актуальные проблемы тектоники СССР. 20 л.

Книга посвящена координационным вопросам тектоники СССР, анализу глубинного строения СССР и анализу тектонических закономерностей размещения полезных ископаемых. Особенности тектоники СССР показаны с различных теоретических позиций. Рассмотрена вся территория СССР, включая складчатые пояса, крупные платформенные области, примыкающие акватории краевых морей Тихоокеанского побережья страны и Арктического бассейна. Проанализированы тектонические закономерности размещения рудных полезных ископаемых, месторождений нефти и газа.

Для широкого круга геологов и в особенности геологов-практиков.

Маслов А.В. Литология верхнерифейских отложений Башкирского мегантиклинория. 14 л.

В монографии рассмотрены условия образования терригенно-карбонатных отложений каратауской серии Башкирского мегантиклинория — типового подразделения верхнего рифея на территории СССР.

На основе детального комплексного литолого-фациального анализа разработана классификация генетических типов осадков, фаций и микрофаций и выявлены закономерности распределения их в разрезах и по латерали. Впервые приведена серия палеогеографических карт для различных интервалов позднего рифея и рассмотрена эволюция позднерифейского бассейна осадконакопления на западном склоне Южного Урала.

Для геологов, литологов, занимающихся литолого-фациальным анализом осадочных комплексов.

Леонов М.Г. Зеленосланцевый метаморфизм — опыт геодинамического анализа. 14 л.

В монографии рассмотрены геотектонические (палеотектонические, геодинамические, палеогеографические, структурные) условия проявления зеленосланцевого метаморфизма — наиболее распространенного типа метаморфизма фанерозойских складчатых областей и дна современных океанов. Особое внимание уделено описанию геодинамических обстановок проявления метаморфических процессов характерных для складчатой области в целом и отдельных частных геоструктур. Рассмотрена роль структурно-вещественных преобразований горных масс в процессе формирования земной коры в пределах внутриконтинентальных складчатых областей и геоструктур дна современных океанов.

Для геологов, занимающихся теоретической геологией и практическими задачами геокартирования, метаморфической и структурной геологии.

Заказы просим направлять по одному из перечисленных адресов магазинов "Книга-почтой" "Академкнига":

Магазины "Книга-почтой":

252030 Киев, ул. Пирогова, 4; 197345 Ленинград, Петрозаводская, 7; 117192 Москва, Мичуринский пр-т, 12

Магазины "Академкнига" с указанием отделов "Книга-почтой":

480091 Алма-Ата, ул. Фурманова, 91/97 /"Книга-почтой"/; 370005 Баку, ул. Коммунистическая, 51 /"Книга-почтой"/; 232600 Вильнюс, ул. Университето, 4; 690088 Владивосток, Океанский пр-т, 140 /"Книга-почтой"/; 320093 Днепропетровск, пр-т Гагарина, 24 /"Книга-почтой"/; 734001 Душанбе, пр-т Ленина, 95 /"Книга-почтой"/; 375002 Ереван, ул. Туманяна, 31; 664033 Иркутск, ул. Лермонтова, 289 /"Книга-почтой"/; 420043 Казань, ул. Достоевского, 53 /"Книга-почтой"/; 252030 Киев, ул. Ленина, 42; 252142 Киев, пр-т Вернадского, 79; 252030 Киев, ул. Пирогова, 2; 277012 Кишинев, пр-т Ленина, 148 /"Книга-почтой"/; 343900 Краматорск, Донецкой обл., ул. Марата, 1 /"Книга-почтой"/; 660049 Красноярск, пр-т Мира, 84; 443002 Куйбышев, пр-т Ленина, 2 /"Книга-почтой"/; 191104 Ленинград, Литейный пр-т, 57; 199164 Ленинград, Таможенный пер., 2; 196034 Ленинград, В/0,9 линия, 16; 220012 Минск, Ленинс-

кий пр-т, 72 /"Книга-почтой"/; 103009 Москва, ул. Горького, 19-а; 117312 Москва, ул. Вавилова, 55/7; 630076 Новосибирск, Красный пр-т, 51; 630090 Новосибирск, Морской пр-т, 22 /"Книга-почтой"/; 142284 Протвино, Московской обл., ул. Победы, 8; 142292 Пушкино, Московской обл., МР, "В", 1; 620161 Свердловск, ул. Мамина-Сибиряка, 137 /"Книга-почтой"/; 700000 Ташкент, ул. Ю. Фучика, 1; 700029 Ташкент, ул. Ленина, 73; 700070 Ташкент, ул. Ш. Руставели, 43; 700185 Ташкент, ул. Дружбы народов, 6 /"Книга-почтой"/; 634050 Томск, наб. реки Ушайки, 18; 634050 Томск, Академический пр-т, 5; 450059 Уфа, ул. Р. Зорге, 10 /"Книга-почтой"/; 450025 Уфа, ул. Коммунистическая, 49; 720000 Фрунзе, бульвар Дзержинского, 42 /"Книга-почтой"/; 310078 Харьков, ул. Чернышевского, 87 /"Книга-почтой"/

2 р. 10 к.

5002

