

УДК 551.24(479.22)+553.98.061.33

# РОЛЬ ПЛИТНОЙ ТЕКТониКИ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ УНИКАЛЬНЫХ И КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ (НА ПРИМЕРЕ КАВКАЗА)

Г.А. Магалашвили

ГРУЗИНСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ,  
ЦЕНТР ПО ИЗУЧЕНИЮ ПРИРОДНЫХ  
РЕСУРСОВ ГРУЗИИ

Высказано предположение, что вследствие длительного давления северного выступа Аравийской плиты, при продвижении её к северу, большая часть «грузинской» нефти должна была отжиматься как к востоку, в сторону нынешнего Азербайджана, так и к западу, в сторону нынешнего восточного побережья Черного моря. Не исключено, что аналогичные геодинамические процессы, в ряде случаев, имели место и в других крупных нефтеносных провинциях, способствуя тем самым формированию гигантских и уникальных месторождений нефти. Предлагается также внести коррективы и в металлогению, в частности, в теорию рудообразовательного процесса, учитывая, что в одних случаях продвижение плит сдавливает рудоподводящие каналы, а в других случаях способствует их раскрытию.

**Ключевые слова:** Аравийская плита, миграция нефти, формирование крупных месторождений.

Общезвестно значение углеводородных ресурсов для развития экономики страны и её безопасности. Более того, основные политические и военные конфликты возникали преимущественно именно за обладание, либо из-за контроля над странами-основными обладателями этого важнейшего стратегического сырья.

Кавказ в целом является одной из важнейших нефтегазоносных провинций, хотя месторождения и проявления углеводородного сырья в этом регионе распределены далеко не равномерно. Мы попытались проанализировать распределение месторождений углеводородных ресурсов, нефтепроизводящими для которых, по нашему мнению, преимущественно являются глинисто-песчаные и другие образования сланцевого комплекса Большого Кавказа. Конечно, к

## ROLE OF PLATE TEKTONIC IN FORMATION OF GIANT AND UNIQUE HYDROCARBON DEPOSITS ON EXAMPLE OF CAUCASUS

G.A. MAGALASHVILI

An assumption is made that due to continuous pressure of northern wedge of Arabian plate during its approaching movement to the east European plate a major portion of "Georgian" oil might have been pressed out to the east (present day Azerbaijan) and to the west towards the east Black sea coastal area. It is possible that in some cases similar geodynamic processes were responsible for the squeezing out of oil from the neighboring oil bearing areas and creating giant and unique deposits of hydrocarbons. Possibility of influence of the same geodynamic mechanism on distribution of ore deposits should be taken in account as well.

**KEYWORDS:** Arabian plate, oil migration, formation of giant deposits.

нефтепроизводящим относят и породы эоцена, майкопской серии, однако, мы все же основными считаем глинистые породы ниже-среднеюрской формации.

В течение многих миллионов лет территорию Кавказа, наряду с другими сопредельными частями Средиземноморского складчатого пояса, занимал обширный океанический бассейн Тетис и его краевые и островодужные акватории, на дне которых накапливались терригенные, в том числе тонкодисперсные осадки, вулканокластический материал (в том числе пепел) и огромное количество морской биомассы как животного, так и растительного происхождения.

Уже на стадии седиментогенеза и в начале диагенеза, в результате гальмиролиза вулканокласты и пепел подвергаются трансформации с образованием монтмориллонита или других смектитовых глинистых

минералов. Известно, что при этом высвобождается значительное количество диоксида кремния, за счет которого диатомеи и другие морские водоросли строят свои панцири. На стадии диагенеза и начальных подстадиях катагенеза, на фоне возрастания давления и температуры, биомасса «дозревает» до состояния углеводородного вещества.

В дальнейшем, по мере нарастания давления и температуры нефть, как известно, мигрирует в породы-коллекторы и локализуется в благоприятных экранированных пластах, структурных элементах, гидродинамических и других «ловушках» [6, 7, 9–11, 12, 13, 15].

Однако, по нашему мнению, распределение залежей углеводородного сырья контролируется не только этими факторами среды, но и геодинамическими процессами, которые для условий Кавказа (в частности, Грузии), а возможно и для многих других нефтегазоносных провинций, играют важную роль в перераспределении углеводородов и формировании уникальных, крупных и меньших по масштабу месторождений.

Поиски промышленных залежей углеводородного сырья в Грузии осуществляются вот уже более 100 лет. Для достижения позитивных результатов к этим работам подключены как известные специалисты нефтяной геологии, так и геофизики, геохимики, гидрогеологи, специалисты промысловой геологии и др. Однако до настоящего времени значительных успехов по обнаружению крупных залежей нефти и газа не достигнуто, если не считать несколько более десятка мало- и среднедебитных месторождений.

Мы задались целью дать объяснение сложившейся ситуации в практике нефтяной геологии и проанализировать причины с точки зрения истории тектонического развития территории Грузии и сопредельных областей Кавказа.

Нефтяные и газовые месторождения формировались преимущественно в зонах сочленения поднятий и депрессий фундамента и осадочного чехла, где в истории геологического развития создавались благоприятные условия для образования пород-коллекторов, структур-«ловушек», а также благоприятные геологические и гидрогеологические обстановки для сохранения залежей нефти и газа от разрушения. Глубинное строение фундамента осадочного чехла Грузии в какой-то мере позволяет наметить локальные поднятия и депрессионные участки фундамента.

Современный структурный план мезо-кайнозойских комплексов (наиболее перспективных нефтегазовмещающих объектов разведки и добычи углеводородного сырья) Кахетии в основных чертах сложился к началу среднего миоцена. В дальнейшем тектоническое развитие носило преимущественно унаследованный характер. Окончательное же формирование структуры этого региона произошло в результате

плиоценовых и новейших тектонических движений, в силу чего благоприятные для локализации и сохранения нефтяных залежей структурные элементы образовались на поздних этапах геологического развития, не ранее чем в плиоцене.

Многочисленные факты наблюдений и существующие материалы по геодинамике [5], нефтяной геологии [1, 4, 11, 12], особенностям литологии нефтепроизводящих формаций [14], а также сравнение масштабов залежей нефти Грузии и соседних территорий [1, 13], навели нас на мысль о том, что при продвижении Аравийской плиты к северо-северо-востоку с опережением ее клина в центральной части Грузии, генерированные углеводороды нефтепроизводящих пород отжимались от меридиана клина на восток в сторону нынешнего Азербайджана и Каспия, дополняя местные углеводородные ресурсы за счет мигрирующей туда «грузинской» нефти. Аналогично, отжимание «грузинской» нефти шло и в северо-западном направлении по широте «Гудаута–континентальный склон Черного моря» (рис. 1). Следовательно, большая часть нефти, образовавшаяся в океанических просторах Тетиса и его краевых морях, отжата в сторону Апшеронского полуострова и шельфовой части Каспия и континентального склона Черного моря. Основная часть «грузинской» нефти под действием бокового давления, продолжающегося и в настоящее время, мигрировала как на восток, так и на запад. Остаться могла нефть в благоприятных структурных и гидродинамических «ловушках», а также на значительных глубинах (до 5–6 км и более).

Индикаторами процесса отжатия нефти к западу и востоку от меридиана клина Аравийской плиты служат следующие факты:

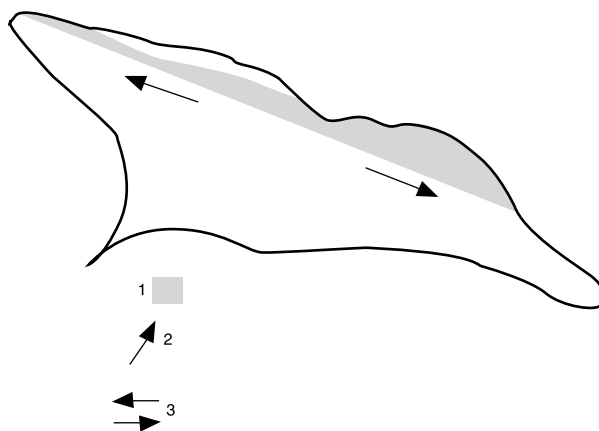


РИС. 1.

Схема отжатия седиментогенных вод и нефтяной эмульсии на запад и восток в результате продвижения в ССВ направлении Аравийской плиты. 1 – комплекс основных нефтепроизводящих пород, 2 – направление продвижения Аравийской плиты, 3 – направление отжатия нефтесодержащих седиментогенных вод, 4 – изгибание «малокавказских дуг» под действием Аравийской плиты

– одним из факторов селективного динамометаморфизма, проявленного вдоль южного склона Большого Кавказа, служит степень изменчивости гидрослюд (в обобщенном понимании этой группы слюдистых минералов – гидромусковита, гидробиотита, фенгита, феррифенгита, тонкокочешуйчатого серицита, смешаннослойных разновидностей), встречающихся от абхазской до азербайджанской его части, а также присутствие органического вещества. Известно, что глинистые минералы весьма чувствительны к изменениям РТ среды и в этом смысле служат термобарометрическим индикатором обстановки. Так, если в центральной части, в районе с. Ларс, сланцы лейаса светло-серого, а вдоль плоскости скола даже серебристого цвета в силу преобладания мелкокочешуйчатого серицита, при почти полном отсутствии гидратированных слюдистых минералов и незначительном содержании органического вещества (менее 0,5–1%), то на востоке, в хакетинской части цвет сланцев темно-серый, а порой даже черный из-за присутствия обуглившегося органического вещества – «графитита» [2, 7]. Примерно такая же картина наблюдается и к западу от центральной части (или Крестового перевала) [14];

– структурные элементы, в частности, нефтегазные куполовидные брахиантиклиналы (а также брахисинклинальные структуры), показанные на картах Д.А. Булеишвили [4], вытянуты в северо-западном (субкавказском) направлении в пределах западной части Грузии, где они веерообразно расходятся по краям молассовых отложений Рионской депрессии. То же отмечается и по молассовым осадкам Куринской депрессии, где пликативные, в том числе куполовидные структуры, как бы «облекают» их;

– наибольшее сжатие испытывают, как это отмечено выше, породы центральной части Кавказа по меридиану Гори–Они–Ставрополь. Именно вблизи этой линии и отмечаются очаги наиболее ощутимых землетрясений (Горийское, Рачинское, Ставропольское). Меньшее, но достаточно ощутимое смятие толщ наблюдается и по обоим сторонам клина Аравийской плиты, однако оно значительно слабее, к тому же молодые молассы Куринской и Рионской зон, играя роль «буфера», принимают на себя часть усилий. Этими усилиями, по-видимому, обусловлены «малокавказские дуги» [12], сколовые явления и «срыв» крупных чешуй молассовых пород, а также формирование кулисообразных структур [3].

Активизация процессов отжатия углеводородов происходит совместно с седиментогенными водами, несущими с собой нефтяную эмульсию, способствуя продвижению по пласту-коллектору. При этом скорость продвижения составляет в среднем 25–30 мм в год [5], вследствие чего, в условиях восходящего потока, вероятность формирования и сохранения залежей нефти, приуроченных к гидродинамическим

«ловушкам», чрезвычайно высока [5, 15]. Для аккумуляции нефти в «ловушках» подобного типа, необходимы соответствующие термодинамические условия выделения нефти из растворенного состояния в свободную фазу. Естественно предположить, что соответствующие термодинамические условия могли быть обусловлены близостью зон субдукции. Именно в условиях субдукции водно-нефтяная эмульсия подвержена отжатию в коллекторные породы с меньшим гидростатическим давлением при постоянном подогреве. Последний фактор способствует также и разжижению водно-нефтяной эмульсии, что помогает её продвижению по пласту в верхние части структурных «ловушек» (антиклиналы, моноклиналы, флексуры, тектонические «ловушки», экранированные пласты-коллекторы и др.).

Водонапорный режим, с которым связана миграция нефти, в основном, создается во впадинах и прогибах и характерен для осадочных комплексов, отличающихся тем, что их уплотнение и отток из седиментогенных вод начались относительно поздно и практически не завершились до настоящего времени. При этом следует учесть, что в глинистых породах имеется как поровая, так и связанная (конституционная, кристаллизационная, адсорбционная) вода.

Как показали исследования [5, 15], отжатие поровой воды завершается на глубине около 3000 м, тогда как на глубинах свыше 3000 м, в связи с увеличением пластовых температур и давления, отжимаются и связанные воды. Так, например, связанная вода глинистых минералов типа монтмориллонита переходит в свободное состояние в основном при температурах от 100 до 200° С.

Практика нефтепоисковых работ последних лет, в отдельных случаях, позволяет пересмотреть максимальные глубины сохранности залежей нефти. К примеру, наибольшее число глубоких и сверхглубоких скважин пробурено в США, где максимальная для нефтегазопроисковых скважин глубина в 9583 м достигнута в скважине «Берта-Роджерс 1» во впадине Анадарко (штат Оклахома), а самая глубокая морская скважина в 6962 м пробурена в Мексиканском заливе, в дельтовой зоне р. Миссисипи. При этом установлены максимальные глубины выявленной нефтеносности (6540 м) на площади «Лейк-Вашингтон» и газоносности (8098 м) в скважине «Рас-Ледбеттер 1» на площади Милс Рэнч впадины Анадарко [1, с. 72–73].

Максимальные глубины продуктивности Южного Каспия приходятся на нефтегазоносный район «Бакинский архипелаг», где добывают нефть с глубины до 5755 м (площадь «о. Булла») и газ на площади «Булла-море» с глубин до 6200 м [1, с. 72–73].

В Украинских Карпатах скважина «Шевченко-1», пробуренная до отметки 7526 м, в интервале глубин 6000–7500 м пересекла мощные горизонты песчаников с нефтенасыщенностью 60%, при этом с глуби-

ны 7011–7022 м была получена проба жидкой нефти плотностью 870 кг/м<sup>3</sup> [1, с.74].

Геологический материал глубоких и сверхглубоких скважин и результаты лабораторного изучения вместе с данными геофизических, геохимических и других исследований нефтегазоносных районов Азербайджана и прилегающей акватории Южного Каспия подтверждают возможность наличия на глубинах до 9 км промышленных скоплений углеводородов не только в газовой, но и в жидкой фазе [11].

В вопросе фазового состояния углеводородов глубоко- и сверхглубокопогруженных залежей считалось, что последние будут газовыми или газоконденсатными. При этом главным аргументом наличия жидкой фазы углеводородов считался прежде всего «температурный барьер», принимаемый различными исследователями в интервале 150–200° С. Однако существуют области с широким развитием осадочных комплексов пород молодого возраста, представляющие исключение из правил. Примером могут служить среднеплиоценовые отложения Азербайджана и Южного Каспия, в которых геотермический градиент составляет в среднем 2° С/100 м, что позволяет опустить предположительную «критическую» для нефти нижнюю границу ее распространения ниже 9 км [11, с. 72].

Поэтому не исключено, что в депрессионных зонах, где имеются благоприятные условия (наличие неметаморфизованных осадочных пород молодого возраста, специфическая структурная обстановка, значительные порово-гранулярные песчаные коллекторы, наличие глинистых экранирующих покровов, а также соответствующие термодинамические характеристики разреза) можно ожидать сохранившиеся промышленные залежи нефти и газа.

Считаем необходимым хотя бы вкратце рассмотреть частные вопросы, непосредственно касающиеся изложенной выше концепции о роли плитной тектоники в формировании некоторых крупных и уникальных нефтегазовых месторождений.

1. Расположенная на севере Евразийская плита, являющаяся более стабильной, занимает относительно пассивное положение, тогда как продвижение Аравийской плиты к ССВ вынуждает породы южного склона Большого Кавказа (как более пластичные) перемещаться к северу. Однако, встречая жесткое сопротивление Евразийской плиты, породы сминаются в складки (вплоть до изоклинальных), воздымаются и запрокидываются веерообразно как в южном, так и в северном направлении. При этом происходит и расслоение масс, установленное рядом исследователей, однако наиболее детально изученное и подкрепленное фактическим материалом И.П. Гамкрелидзе и Д.М. Шенгелиа [8]. Так и напрашивается мысль о том, что значительная часть масс пород «поддвигается» под Евразийскую плиту, создавая иллюзию «сухой континентальной субдукции».

Вместе с тем, мы не собираемся вовсе отрицать «надвигание» пород (точнее запрокидывание их) в южном направлении, а лишь отводим такому процессу меньшее значение, чем «поддвигу».

2. Вопрос о природе органического вещества в глинистых сланцах лейаса рассматривался многими исследователями, однако, более детально изучен Г.А. Чихрадзе [14], который считает его обуглившимся растительного происхождения веществом. Изучение подобных образований также лейасского возраста, позволило исследователям Карпат, в частности, Раховского и Мармарошского массива, прийти к выводу, что они представляют собой графитоподобный уголь типа штирийских «аморфных графитов», которые являются переходным звеном между типичным углем и кристаллическим графитом и предлагается ими называть такие образования «графититом» [2, 7, с. 42].

## ВЫВОДЫ

Анализ существующих материалов нефтяной геологии, в частности, Грузии и Кавказа в целом, позволяет сделать следующие выводы:

1. Вследствие длительного давления северного клина Аравийской плиты, при продвижении ее к ССВ, большая часть «грузинской» нефти должна была отжиматься как к востоку, в сторону нынешнего Азербайджана, дополняя местные углеводородные ресурсы, так и к западу, в сторону нынешнего восточного побережья Черного моря.

2. Нам представляется, что аналогичным геодинамическим процессам плитной тектоники обязано формирование, в ряде случаев, и других уникальных и крупных нефтегазовых месторождений мира (месторождения стран Ближнего Востока, Персидского залива, Ливии, Венесуэлы, Мексиканского залива, Северо-Американского континента, Африканской Сахары, Полинезии и др.).

3. Рекомендуется пересмотреть тактику поисков и разведки залежей углеводородного сырья в Грузии с учетом того, что глубоко- и сверхглубокопогруженные скопления нефти и газа в последнее время стали важнейшим резервом мировой нефтегазодобычи и это положение актуально и для условий Грузии. Вместе с тем, не исключаются перспективы бурения с целью дальнейшего выявления локальных структурных и гидродинамических «ловушек», экранированных пластов-коллекторов, срезанных тектоническими сдвигами моноклиналей, флексур, положительных, в том числе и куполовидных структур и других элементов, перспективных при поисках залежей нефти и газа.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Алиев А.И., Багир-заде Ф.М., Буниат-заде З.А. и др. Месторождения нефти и газа и перспективные структуры Азербайджанской ССР Баку: Элм, 1985, 107 с.

2. **БАЖЕНОВ Г.С., НАЗАРОВ П.П.** Графит, графитит или угольная пыль (к минералогии Раховского массива) // Изв. ВУЗов. Геол. и разведка. 1965. № 6. С. 55.
3. **БАШЕЛЕИШВИЛИ А.В., КУМЕЛАШВИЛИ М.А.** Сдвиговые деформации молласовых впадин грузинской части Кавказа // Горный журнал. 2011. № 1 (26). С. 16–18.
4. **БУЛЕИШВИЛИ Д.А.** Геология и нефтегазоносность межгорной впадины Восточной Грузии. М.: Гостехиздат, 1960. 267 с.
5. **БУРШТАР М.С., НАЗАРОВ Д.А.** Гидродинамические ловушки как новый резерв для поисков залежей нефти // Сов. геол. 1970. № 11. С. 70–83.
6. **ВАССОЕВИЧ Н.Б.** Теория осадочно-миграционного происхождения нефти // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1967. № 11. С. 135–156.
7. **ВУЛЬЧИН Е.И.** К геологической характеристике метантрацитонесных пород северо-западного окончания Мармарошского массива // Геол. и геохимия месторождений горючих ископаемых, 1965. № 2. С. 42–50.
8. **ГАМКРЕЛИДЗЕ И.П., ШЕНГЕЛИА Д.М.** Докембрийско-палеозойский региональный метаморфизм, гранитоидный магматизм и геодинамика Кавказа. М.: Научный мир, 2005. 456 с.
9. **ДОЛЕНКО Г.Н.** Происхождение нефти и газа и нефтегазонакопление в земной коре. Киев: Наукова думка, 1986. 135 с.
10. **ЛЕВОРСЕН А.И.** Геология нефти и газа. М.: Мир, 1970. 639 с.
11. **МЕХТИЕВ Ш.Ф.** Проблемы генезиса нефти и формирование нефтегазовых залежей. Баку: Изд-во АН АзССР, 1956. 350 с.
12. **НАНАДЗЕ А.О., ПАПАВА Д.Ю., МГЕЛАДЗЕ З.В.** Месторождения нефти и газа, перспективные структуры и нефтегеологическое районирование территории Грузии. Тбилиси: ПО «Грузгеология», 1969. 68 с.
13. **РАССЕЛ У.Л.** Основы нефтяной геологии. Л.: Гос. науч.-тех. изд-во нефтяной и горно-топливной литературы, 1958. 619 с.
14. **ЧИХРАДЗЕ Г.А.** Литология ниже- и среднеюрских отложений Южного склона Большого Кавказа. Тбилиси: Мецниереба, 1979. 203 с.
15. **НУВВЕРТ М.К.** The theory of ground-water motion and related papers. New York: Hufner Publishing Company, 1969. 310 p.

**Магалашвили Георгий Андреевич,**

д.г.-м.н., профессор Грузинского технического университета, зав. отделом минеральных и энергетических ресурсов Центра по изучению природных ресурсов Грузии. Действительный член Инженерной академии Грузии

☛ Грузия, г. Тбилиси, 0179, ул. Барнова, д. 69,  
тел.: +7 (995 32) 222-16-67, e-mail: maggeo31@gmail.com