

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ СССР

МОСКОВСКИЙ ОРДЕНА ТРУДОВОГО
КРАСНОГО ЗНАМЕНИ ИНСТИТУТ НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ
И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ им. И. М. ГУБКИНА

Кафедра теоретических основ поисков
и разведки нефти и газа

АКАДЕМИЯ НАУК АРМЯНСКОЙ ССР
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ НАУК

На правах рукописи

М. Е. ТАНАШЯН

**ВОЗМОЖНЫЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ
КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АРАРАТСКОЙ ВПАДИНЫ**

**Специальность 04.136—„Геология и разведка
нефтяных и газовых месторождений“**

Автореферат диссертации,
представленной на соискание
ученой степени кандидата
геолого-минералогических наук

Москва — 1971

Диссертационная работа выполнена в институте Геологических наук Академии наук Армянской ССР.

Научный руководитель
кандидат геолого-минералогических наук,
доцент—Г. А. ГАБРИЭЛЯНЦ

Официальные оппоненты:

доктор геолого-минералогических наук В. Л. СОКОЛОВ,
кандидат геолого-минералогических наук
А. А. ТОЛМАЧЕВСКИЙ

Ведущее предприятие—Нефтеразведочная экспедиция
Управление Геологии СМ Арм. ССР

Автореферат разослан 31 марта 1971 г.

Защита диссертации состоится 11 мая 1971 г.
на заседании Ученого Совета Московского института нефте-
химической и газовой промышленности им. И. М. Губкина по
присуждению ученых степеней в области геологии, геофизи-
ки и геохимии (Москва, Ленинский проспект, 65).

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке
МИНХ и ГП им. И. М. Губкина.

Просим Вас и сотрудников Вашей организации, интере-
сующихся темой диссертации, принять участие в заседании
Ученого Совета или прислать свои отзывы о реферате и ра-
боте в двух экземплярах, ученому секретарю (Москва, В-296,
Ленинский проспект, 65, МИНХ и ГП им. И. М. Губкина).

О дне и времени защиты за 10 дней будет сообщено в
газете «Вечерняя Москва».

Ученый секретарь Совета
факультета газонефтяной геологии,
геофизики и геохимии, профессор В. С. КНЯЗЕВ

ВВЕДЕНИЕ

1326

Развитие народного хозяйства Армянской ССР требует все увеличивающихся энергетических затрат, особенно наиболее экономических видов топлива—нефти и газа. Однако, в связи с тем, что до сих пор в республике нефтяные и газовые месторождения не открыты, ее потребности в топливе покрываются за счет транспортировки сырья из других районов, в частности, из Азербайджана и Северного Кавказа, а в самое последнее время из Ирана. Быстрейшее создание собственной сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности требует всестороннего научного изучения вопросов условий возможной нефтегазоносности территории республики.

Многолетние геолого-геофизические исследования недр республики, бурение опорных, параметрических, поисково-разведочных и структурных скважин показали, что наиболее перспективной в отношении возможной нефтегазоносности является Арагатская впадина.

Целью настоящей работы было обобщить и проанализировать большой фактический материал, накопленный почти за 20-летний период производства работ на нефть и газ в Арагатской впадине, и на основании комплексного изучения условий возможной нефтегазоносности выделить в пределах впадины наиболее перспективные участки и зоны.

Основными вопросами изучения в диссертационной работе являлись:

— выделение в разрезе кайнозойских отложений Арагатской впадины резервуарных толщ и зон региональных покрышек;

— изучение закономерностей площадного и вертикального распространения возможных нефтегазоносных комплексов;

— анализ результатов лабораторных определений петрологических свойств возможных вместилиц углеводородов;



— изучение характера нефтегазоводопроявлений, их интенсивности и особенностей распределения по разрезу, обобщение данных по геохимии нефтей, газов и пластовых вод;

— выделение перспективных зон на нефть и газ и направление поисково-разведочных работ.

В основу диссертации положены многочисленные материалы автора, который в течение 1958—1967 г.г. принимал непосредственное участие в проведении комплексных исследований на нефть и газ в составе Нефтегазозонной экспедиции и структурной партии Управления геологии Совета Министров Армянской ССР. Кроме того использованы результаты производственных и исследовательских работ, выполненных Управлением геологии Совета Министров Армянской ССР, институтом геологических наук АН Арм. ССР, ВНИГНИ, ВНИИГАЗом, МИНХ и ГП им. И. М. Губкина и другими организациями.

В настоящей диссертации охвачен комплексным изучением фактический материал более чем 150 глубоких и структурных скважин, пробуренных к началу 1971 г. в пределах Араратской впадины.

Диссертационная работа помимо введения и заключения включает пять глав, сопровождается таблицами и иллюстрирована различными графическими приложениями.

Первая глава, состоящая из двух разделов, посвящается анализу геолого-разведочных работ на нефть и газ, проведенных в пределах Араратской впадины.

В первом разделе рассматривается современное состояние геолого-геофизической изученности данной территории и кратко освещаются основные результаты этих работ. Изучение нефтегазоносности территории Араратской впадины началось по существу в послевоенный период. С конца 50-х годов начинается изучение глубинного строения центральной части территории Армении геофизическими методами исследований (преимущественно грави-электро- и магниторазведка). Многие из этих работ носили опытно-методический характер с целью решения вопроса о применимости методов в тех или иных условиях сложного геологического строения Араратской впадины. В результате этих работ было получено общее представление об основных чертах глубинного строения впадины и, в частности, расшифрован блоковый характер фундамента (Ш. С. Оганесян, Ц. Г. Акопян, 1959).

Сейсмические методы исследований являются основными при поисках и разведке локальных структур в нефтегазонос-

ных районах страны. В силу специфических геологических условий Араратской впадины (широкое развитие плиоцен-четвертичных лавовых покровов, слабая плотностная дифференцированность разреза, наличие мощной толщи соли и т. д.) результаты сейсморазведки пока не позволяют однозначно интерпретировать картину глубинного строения региона.

Второй раздел главы посвящен анализу результатов структурного и глубокого бурения, проведенного в Араратской впадине. Начало глубокого бурения здесь относится к 50-м годам, когда были заложены первые опорные скважины—Аванская, Тазагюхская и Октемберянская. Материалы этих скважин дали возможность получить принципиально новые данные. Так, Аванская опорная скважина впервые вскрыла мощную соленосную толщу среднего миоцена. Бурением Тазагюхской опорной скважины было установлено отсутствие палеогеновых отложений. Октемберянская опорная скважина впервые вскрыла мощный (до 2700 м) комплекс песчано-глинистых пород палеоген-неогенового возраста, в разрезе которых было установлено наличие пластов-коллекторов и покрышек для возможных залежей нефти и газа.

В этот период проводилось бурение структурно-картировочных скважин в Приереванском районе с целью подготовки площадей под глубокое бурение. Однако были выявлены лишь мелкие бескорневые куполовидные поднятия (Арамусское, Эларское и др.), связанные с соляной тектоникой (С. К. Арзуманян, 1962, М. А. Мовсесян, 1963).

В 1959 г. для выяснения соответствия структурных планов различных стратиграфических горизонтов начали проводить структурно-параметрическое бурение. Данные этих скважин позволили установить резкое несоответствие структурных планов надсолевых и подсолевых отложений, существенное различие планов неогена и палеогена, а также сокращение мощностей и выклинивание отложений в пределах выступов фундамента.

Всего к началу 1971 года на территории Араратской впадины было пробурено 3 опорных, 14 параметрических, 29 поисково-разведочных и 136 структурных скважин.

Основной объем структурного бурения был сосредоточен в пределах Приереванского и Октемберянского прогибов. В результате этих работ было выявлено около 15 структурных осложнений. На некоторых из них были получены непромышленные притоки углеводородных газов.

Невысокая эффективность подготовки локальных структур под глубокое бурение обусловлена трудностями прослеживания каких-либо структурных поверхностей в условиях исключительно сложного блокового строения территории и резкого литолого-фациального изменения пород на небольших расстояниях. Кроме того, глубина большинства структурных скважин не превышает 1000—1300 м—в Октемберянском и 700—900 м—в Приереванском районах, что не позволяет судить о структурных планах по наиболее перспективным отложениям Араратской впадины—нижнеолигоценым и меловым, залегающим на значительно больших глубинах.

Степень освещенности разреза бурением весьма низкая (всего пробурено 46 глубоких скважин), причем на отдельных участках на одну скважину приходится 100—120 кв. км площади. В то же время из общего числа глубоких скважин—13 имеют глубину более 2500 м и только 5 скважин более 3000 м. Но даже при таких глубинах, наиболее перспективные нижнеолигоценые (нижняя песчано-глинистая подсвита) и верхнемеловые отложения вскрыты единичными скважинами и то в пределах краевых частей прогибов и выступов фундамента. Вот почему, одним из важных путей успешного ведения поисково-разведочных работ на нефть и газ в Араратской впадине является широкое освоение глубокозалегающих отложений.

Во второй главе диссертации рассмотрены основные черты геологического строения исследуемой территории. Эти вопросы рассматривались в научных трудах и отчетах В. Т. Акопяна, Р. А. Аракеяна, А. Р. Арутюняна, С. К. Арзуманяна, А. Т. Аслаяна, В. П. Асратяна, М. С. Бурштара, С. А. Бубикян, Л. А. Варданянца, А. А. Габриеляна, В. В. Коцерыбы, В. Г. Кузнецова, Ю. А. Мартиросян, К. Б. Мелик-Бархударова, А. И. Месропяна, Ш. С. Оганесяна, Н. А. Саакян, А. А. Садояна, С. Г. Саркисяна, В. Л. Соколова, А. А. Тацяна, А. А. Толмачевского и других исследователей.

Первый раздел главы посвящен краткой литолого-стратиграфической характеристике разреза.

Территория Араратской впадины практически лишена естественных обнажений, поскольку значительная ее часть закрыта лавовым покровом верхнеплиоцен-четвертичного возраста и алювиальными отложениями долины р. Аракс, мощность которых превышает 400 м. В строении впадины принимают участие различные комплексы пород, представленные осадочными, вулканогенно-осадочными, метаморфическими и магматическими образованиями. При описании пород наи-

большее внимание уделено стратиграфии осадочных отложений мезокайнозоя, с которыми связаны основные перспективы нефтегазоносности на данной территории. Здесь приводятся подробные данные о литологическом составе отложений, их площадном и вертикальном распространении, о характере изменения мощностей и глубин залегания отдельных стратиграфических подразделений. При этом следует лишь отметить, что автор присоединяется к тем исследователям (Р. А. Аракелян, А. Р. Арутюнян, М. А. Сатиан, Г. А. Габриэлянц, В. Г. Кузнецов и др.), которые возраст октембрюанской свиты одноименного прогиба определяют как олигоценовый и сопоставляют ее с шорахбюрской свитой Приреванского прогиба.

Во втором разделе главы рассматриваются основные черты тектоники Араратской впадины. В региональном тектоническом плане рассматриваемая территория относится к альпийской складчатой зоне. Для этого региона существует несколько схем тектонического районирования, из которых наиболее известной в настоящее время является тектоническая схема А. А. Габриеляна (1968) и Р. А. Аракеяна (1969). Согласно взглядов этих авторов Араратская впадина представляет собой межгорную впадину, являющуюся составной частью более крупной Восточно-Анатолийской впадины.

Араратская впадина, размерами $20 \div 60 \times 100 \div 120$ км, со всех сторон ограничена глубинными разломами и представляет собой сложно построенную отрицательную структуру с блоковым строением фундамента. Южная часть ее располагается на территории Турции.

Геофизическими исследованиями и бурением установлено, что Араратская впадина является молодой наложенной структурой, маскирующей более древний структурный план этого участка земной коры. Характер тектоники, состав формаций и история геотектонического развития Араратской впадины позволяет на современном этапе исследования выделить два структурных этажа. Собственно геосинклинальный этаж, формирование которого в различных участках впадины происходило в течение палеозоя, мезозоя и кайнозоя. Породы этого этажа представлены метаморфизованными осадочными, вулканогенно-осадочными, эффузивными и интрузивными образованиями. Второй структурный этаж—этаж наложенных прогибов, выполнен преимущественно осадочными, относительно слабо дислоцированными толщами пород мезо-кайнозойского возраста.

Основным положительным тектоническим элементом Арагатской впадины является Паракар-Енгиджинский погребенный горстовый выступ фундамента, простирающийся с северо-запада на юго-восток примерно в средней части впадины. В пределах этого выступа происходит резкое уменьшение мощности отложений и выпадение из разреза отдельных горизонтов и свит, а глубина залегания фундамента минимальна и составляет 500—1000 м.

К юго-западу от этого выступа прослеживается Октемберянский прогиб, размерами 25×40÷50 км. Общая мощность осадочного чехла здесь по геофизическим данным составляет около 6—7 км. Наибольшие мощности разрезов в юго-восточной части прогиба, где верхи эоценовых отложений вскрыты на глубине 3200 м (скв. 11—Октемберян), а на северо-западе на глубине 4000 м (скв. 8—Ахурян)—палеоцен-верхнемеловые породы. На юго-востоке Октемберянский прогиб ограничивается Маркаринским выступом фундамента.

На северо-востоке от Паракар-Енгиджинского выступа располагается Приереванский прогиб, в тектоническом отношении представляющий собой крупный грабен, выполненный осадками кайнозойского возраста мощностью до 5000 м.

В крайней юго-восточной части Арагатской впадины располагается Арташатский прогиб, имеющий сложное блоковое строение фундамента.

В пределах указанных выше прогибов комплексными исследованиями с различной степенью достоверности выявлен ряд положительных локальных структур: Шаварутская, Араксинская, Севабердская, Беркашатская, Ахурянская, Кармрашенская и другие (Октемберянский прогиб); Шорахбюрская, Арзинская, Разданская, Джрвежская (Приереванский прогиб); Двинская и Мхчанская (Арташатский прогиб). Учитывая, что эти структуры могут представлять интерес, как возможные ловушки для скопления углеводородов, в работе приведено их подробное описание.

Третья глава, основная в диссертации, посвящена выделению и детальной характеристике возможно нефтегазоносных комплексов кайнозойских отложений Арагатской впадины. Для этой цели были использованы теоретические положения по принципам выделения нефтегазоносных комплексов в платформенных и геосинклинальных областях, разработанные А. А. Бакировым, В. Д. Наливкиным и другими исследователями применительно к специфическим геологическим условиям Армении.

Возможность генерации нефти и газа на территории Араратской впадины не вызывает сомнения у большинства исследователей. Однако, сложная история геологического развития, наличие новейшего вулканизма, разломов и многочисленных перерывов в осадконакоплении могли привести к полному разрушению скоплений и перестроению залежей жидких и газообразных углеводородов. Поэтому для данной территории крайне важно выделить те участки, где могли сохраниться первичные и вторичные залежи нефти и газа. В этой связи основное внимание в работе было уделено выделению в разрезе кайнозоя Араратской впадины региональных покровов и коллекторских толщ, которые сгруппированы в ряд возможно нефтегазоносных комплексов.

Выделение таких комплексов необходимо прежде всего для сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности территории, поскольку это позволяет прогнозировать по каждому комплексу развитие наиболее характерных форм, типов, примерных размеров ловушек и определить наиболее рациональный комплекс поисково-разведочных работ.

Возможно нефтегазоносный комплекс состоит из двух частей—нефтегазосодержащей толщи и региональной покровы. Нефтегазосодержащая толща в свою очередь представляет собой комплекс нефтегазогенерирующих и нефтегазоаккумулирующих пород.

Региональная покровы представлена в целом толщей непроницаемых пород, т. е. является нефтегазоупором и должна иметь значительное пространственное распространение. Региональная покровы полностью включается в состав комплекса, так как оказывает значительное влияние на характер размещения залежей нефти и газа в подстилающих отложениях.

В условиях Араратской впадины в нефтегазоносных комплексах наблюдаются некоторые особенности, определяющиеся прежде всего частыми фаціальными замещениями на относительно незначительных расстояниях. Сравнительно ограниченное площадное развитие покровов обуславливает выделение в разрезе впадины различных по стратиграфическому объему нефтегазоносных комплексов. Кроме того, нередко песчано-глинистые нефтегазоносные комплексы в свою очередь могут быть покровы для подстилающих отложений, обуславливая выделение их в самостоятельный возможно нефтегазоносный комплекс. Примером таковых в Араратской впадине служит средне-верхнемиоценовый возможно газонасыщенный комплекс. Другая особенность при выделении

комплекса заключается в том, что возраст региональной по­крышки может изменяться по площади, что не имеет принци­пиального значения при определении границ нефтегазо­носных комплексов. Подтверждением этого вывода может служить средне-верхнеолигоцен-нижнемиоценовый возможно нефтегазоносный комплекс. Одни нефтегазоносные комплексы могут содержать в своем разрезе нефтегазогенерирующие толщи, за счет которых происходило формирование залежей нефти и газа этого комплекса, а другие таких толщ не со­держат и углеводороды в них мигрируют из подстилающих толщ.

Исходя из вышесказанного, в разрезе кайнозойских от­ложений Араратской впадины выделено три возможно неф­тегазоносных комплекса: первый—эоцен-нижнеолигоценый, второй—средне-верхнеолигоцен-нижнемиоценовый, третий—средне-верхнемиоценовый.

В работе приводится детальная характеристика выделен­ных нефтегазоносных комплексов. Для каждого из них со­ставлены карты мощностей, на которых показано простран­ственное изменение коэффициента песчаности, структур­ные карты по подошве покрышек и схемы сопоставления геолого-геофизических разрезов. Описание каждого комплек­са включает подробную характеристику его резервуарной части и покрышки—рассмотрены стратиграфический объем, литолого-минералогический состав, распределение мощно­стей, глубины залегания, физические свойства пластов-кол­лекторов, и т. д. Кроме того, приводятся обобщенные сведе­ния о геохимических и гидрогеологических особенностях комплексов, сопровождаемые таблицами анализов пластовых вод, газонефтепроявлений и битуминозности.

Эоцен-нижнеолигоценый возможно нефтегазоносный комплекс, вскрытый несколькими глубокими скважинами, со­держит в себе наиболее мощные пласты-коллекторы в Ара­ратской впадине и является первоочередным объектом по­исков залежей нефти и газа на этой территории. Отложения, слагающие резервуарную часть и покрышку комплекса, в пределах Октемберянского и Приереванского прогибов—ос­новных участков исследуемой территории, имеют ряд разли­чий и в связи с этим рассматриваются раздельно.

Октемберянский прогиб. Резервуарная часть эоцен-нижнеолигоценового возможно нефтегазоносного ком­плекса представлена отложениями нижней песчано-глинистой под­светы октемберянской свиты и нижней пестроцветной сви-

ты. Отложения глинистой подсвиты октемберянской свиты рассматриваются в качестве покрывки для эоцен-нижнеолигоценового комплекса. Пласты-коллекторы песчано-глинистой подсвиты сложены разнозернистыми песчаниками и реже гравелитами с подчиненными прослоями глин и алевролитов. Коллектора подсвиты чередуются с тонкими глинистыми прослоями. Мощность этих отложений изменяется в пределах 480—750 м. Глубина залегания кровли подсвиты колеблется от 390 до 1760 м. Из этой части разреза получен полупромышленный приток углеводородных газов (до 50 тыс. м³/сут., скв. 13—Октемберян), многочисленные газопроявления и притоки пластовой воды в пределах всей Араатской впадины.

Нижележащие отложения пестроцветной свиты сложены переслаиванием песчаников, алевролитов и конгломератов. Ее мощности изменяются от 120 м в районе Кармрашенского поднятия до 560 м в погруженной части прогиба.

Открытая пористость коллекторов песчано-глинистой подсвиты в среднем составляет около 16% (133 анализа), для пестроцветной свиты 12% (10 анализов).

Глинистая подсвита октемберянской свиты литологически представлена однородными тонко- и среднеслоистыми, гидрослюдистыми и монтмориллонитовыми глинами с редкими прослоями алевролитов и известняков. Коэффициент песчаности покрывки в основном не превышает 0,05, причем максимальные значения (0,15) коэффициента приурочены к периферийным частям области развития покрывок. Средняя мощность покрывки составляет 500—700 м, а в ряде скважин превышает 1000 м (скв. 14-р, 19-к, 45-к—Октемберян). В направлении бортов прогиба мощность покрывки резко сокращается (до 60—100 м).

Отложения октемберянской свиты характеризуются благоприятными геохимическими показателями. Они наряду с рассеянным органическим веществом нередко содержат обуглившиеся растительные остатки и даже прослойки лигнитов. По данным А. Н. Гусевой и В. В. Пайразяна (1964) содержание органического углерода в породах октемберянской свиты составляет в среднем 1,51%, а битумоидный коэффициент возрастает до 29. Процесс перераспределения битумоида в породах октемберянской свиты носит региональный характер. Следы этого процесса отмечены в подавляющем большинстве случаев (в 16 скважинах из 20, вскрывших отложения свиты).

Приереванский прогиб. Резервуарная часть эоцен-нижнеолигоценового комплекса представлена отложениями нижней песчано-глинистой подсвиты шорахбюрской свиты, которые развиты также в юго-восточной части Паракар-Енгиджинского выступа и частично в Арташатском прогибе. Подсвита сложена средне- и крупнозернистыми песчаниками с редкими и тонкими прослоями глин и алевролитов. Мощность подсвиты по данным бурения не превышает 350—400 м. Открытая пористость отложений составляет в среднем 14% (57 анализов).

Глинистая подсвита шорахбюрской свиты представлена глинами с включением отдельных линз мелкозернистых песчаников. Коэффициент песчаности от центра к периферийным частям прогиба изменяется от 0,05 до 0,19. Мощность подсвиты в среднем не превышает 150—200 м, а ее подошва в наиболее опущенных участках залегает на глубине 1800—2000 м. Рассматриваемая глинистая подсвита, как покрывка, развита также в юго-восточной части Паракар-Енгиджинского выступа и частично в Арташатском прогибе, где ее мощность достигает 500 м.

Геохимическая характеристика отложений песчано-глинистой подсвиты несколько отличается от других подсвит разреза. Среднее содержание органического углерода в ней достигает 0,92% на породу, в то время как среднее значение для шорахбюрской свиты колеблется от 0,42 до 0,72%, а битумный коэффициент порядка 0,13—0,3. В низах этой свиты А. И. Месропяном впервые были установлены признаки нефти (бензиновая вытяжка). Кроме того аномально повышенное содержание битумоида в породах (до 0,25%) и в органическом веществе (до 26%) свидетельствуют об интенсивно развитых процессах перераспределения битумоидов.

В гидрогеологическом отношении эоцен-нижнеолигоценовый комплекс включает несколько водоносных горизонтов с дебитом воды 2—9 м³/сутки. Пластовые воды слабо минерализованы (26—28 г/л). Воды в Приереванском прогибе являются в основном хлормagneиевыми, а в Октемберянском прогибе—хлоркальциевыми. Пластовые воды комплекса содержат йод (65 мг/л), бром (до 25 мг/л), а растворенные газы отличаются заметным содержанием метана и более тяжелых углеводородов, что в целом можно отнести к положительным признакам нефтегазоносности данного комплекса.

Таким образом, приведенные данные свидетельствуют о возможной нефтегазоносности эоцен-нижнеолигоценового комплекса. Большая мощность и благоприятный литологи-

ческий состав отложений глинистой подсвиты октемберянской свиты в Октемберянском прогибе и шорахбюрской свиты в Приереванском прогибе позволяют рассматривать эти породы в качестве хороших региональных экранов для резервуарной части комплекса. И хотя из-за значительной глинистости разреза, коллекторские свойства пород комплекса невысоки, получение притоков газа свидетельствует, что имеющиеся в разрезе слабосцементированные песчаные пласты и прослои могут содержать скопления углеводородов. Кроме того, отложения комплекса повсеместно обогащены органическим веществом, часто преобразованным в направлении нефтеобразования со следами перемещения битумоидов, что позволяет отнести эти отложения к категории нефтегазогенерирующих.

Средне-верхнеолигоцен-нижнемиоценовый возможно нефтегазоносный комплекс. Стратиграфический объем резервуарной части данного комплекса не одинаков в разных районах Араратской впадины.

В Октемберянском прогибе резервуарную часть комплекса слагают отложения верхней пестроцветной свиты и верхней песчано-глинистой подсвиты октемберянской свиты. Верхняя пестроцветная свита вскрыта немногочисленными скважинами в крайней юго-восточной части прогиба и в районе Кармрашена. Здесь свита представлена в основном глинами, конгломератами и алевrolитами. Мощность ее претерпевает резкое изменение от 120 до 585 м.

Верхняя песчано-глинистая подсвита развита широко и сложена песчаниками и алевrolитами с примесью туфогенного материала и прослоями мергелей и известняков. Мощность ее составляет 510—650 м. Коэффициент песчаности меняется в пределах 0,06—0,25. Коллекторские свойства всей резервуарной части комплекса в Октемберянском прогибе наиболее высокие по сравнению с другими. Так, среднее значение открытой пористости составляет 17% (74 анализа), а проницаемость 114 мд (34 анализа).

В Приереванском и Арташатском прогибах резервуарная часть комплекса представлена пестроцветной свитой и верхней песчаной подсвитой шорахбюрской свиты. Разрез пестроцветной свиты представлен переслаиванием красноцветных озерно-континентальных песчаников, алевrolитов, глин и конгломератов. Мощность свиты составляет 600—760 м, резко уменьшаясь в направлении бортовых частей Араратской впадины. Открытая пористость коллекторов свиты составляет в среднем 8,6% (26 анализов).

Судя по составу аутигенных минералов (бурые гидроокислы железа, редко пирит, барит и целестин), пестроцветные осадки, видимо, образовались при избытке кислорода, что не могло не отразиться на сохранности органического вещества. Содержание органического углерода низкое (0,09—0,17%). Эти данные указывают на существовавшие в это время неблагоприятные палеогеографические условия осадконакопления для нефтегазообразования.

Верхняя песчано-глинистая подсвита шорахбюрской свиты распространена в Приереванском прогибе и в юго-восточной части Паракар-Енгиджинского выступа. Мощность песчано-глинистой подсвиты составляет 200—250 м, уменьшаясь в юго-западном направлениях.

Отложения подсвиты представлены глинами (до 50% мощности свиты), песчаниками (30%), алевролитами и известняками. Подсвита в целом обладает невысокими коллекторскими свойствами из-за наличия в породах глинистого цемента. Коэффициент песчаности колеблется в пределах 0,13—0,35. Среднее значение открытой пористости по 81 анализу составляет 16,6%, проницаемость 71,5 мд (65 анализов). Содержание органического углерода в песчаниках подсвиты в среднем 0,52%, в глинах—1,12%, битумный коэффициент 0,2—0,6 (А. Н. Гусева, В. В. Пайразян, 1964).

Региональной покрывкой комплекса на большей части Араратской впадины служат гидрхимические отложения гипсоносно-соленосной толщи среднего миоцена и преимущественно глинистые отложения верхнего миоцена. Последние в свою очередь выделены в качестве самостоятельного возможного газоносного комплекса.

В пределах Октемберянского прогиба мощность галогенно-глинистой покрывки достигает 2240 м, причем на долю глин приходится 1725 м, (скв. 4-Лукашин). В направлении Паракар-Енгиджинского и Маркаринского выступов мощность покрывки сокращается до 150—200 м. В Приереванском прогибе мощность этой толщи достигает 1200—1400 м. К югу от прогиба эти отложения полностью отсутствуют. В Арташатском прогибе роль покрывки выполняют галогенные образования, максимальная мощность которых достигает 1354 м (скв. 12-Неджерлу) при общей мощности покрывки 1500 м.

Нами совместно с В. М. Бузиновой (ВНИИГАЗ) был исследован ряд шлифов солей данной территории, подробное описание которых приводится в работе. Здесь лишь отметим, что наличие битума в микротрещинах и особенно органиче-

ского вещества внутри глинистых включений свидетельствуют о существовании условий, допускающих в принципе образование углеводородов. Кроме того, наличие битума в трещинах внутри соленосной толщи может также являться свидетельством проникновения небольших количеств углеводородов из подстилающих отложений в процессе геотектонической жизни региона.

В разрезе гипсоносно-соленосной толщи прослой глини и алевролитов обогащены органическим веществом (22,6%, ВНИИГАЗ), где глины переходят в горючие сланцы.

В гидрогеологическом отношении средне-верхнеолигоцен-нижнемиоценовый возможно нефтегазоносный комплекс на большей своей части залегает в зоне весьма затрудненного водообмена. Воды хлоркальциевого типа с общей минерализацией, достигающей 250 г/л (Разданская площадь, северная часть Октемберянского прогиба). Гидрогеологическую закрытость комплекса обеспечивает наличие региональных покровов-солей среднего миоцена и глини верхнего миоцена.

Водорастворенные газы имеют метаново-азотный состав в Октемберянском прогибе и метаново-азотно-углекислый — в Приереванском. По объему углеводородные газы в пластовых водах составляют 10—30%, содержание нафтеновых кислот до 1 мг/экв. В целом гидрохимические показатели рассматриваемого комплекса на большей части его развития благоприятны для формирования и сохранения залежей нефти и газа.

Геохимическая обстановка осадконакопления комплекса различна. Отложения песчано-глинистой подсвиты октемберянской свиты накапливались в условиях, благоприятных для захоронения рассеянных органических остатков, а последующие диагенетические изменения не препятствовали их преобразованию в углеводороды. В то же время условия накопления и преобразования осадков пестроцветной свиты характеризуются как неблагоприятные для поисков сингенетических залежей.

Анализ всех приведенных данных показывает, что отложения средне-верхнеолигоцен-нижнемиоценового возможно нефтегазоносного комплекса на большей части региона благоприятны для формирования и сохранения залежей углеводородов.

Средне-верхнемиоценовый возможно газонаосный комплекс вскрыт большинством пробуренных скважин и имеет почти повсеместное распространение в пределах Араратской впадины (за исключением южной части Октемберянского про-

гиба). В целом отложения комплекса сложены преимущественно глинами и представляют собой верхнюю часть региональной покрывки средне-верхнеолигоцен-нижнемиоценового нефтегазоносного комплекса. Однако, наличие в разрезе сарматских отложений, входящих в этот комплекс, пластов-коллекторов значительной мощности (откуда в ряде скважин были получены небольшие притоки газа), не исключает возможности открытия в этой толще самостоятельных скоплений углеводородов. В связи с этим, отложения среднего-верхнего миоцена (конк, сармат, возможно, мэотис) выделены в качестве самостоятельного, возможно газоносного комплекса. Следует отметить, что на большей части Араратской впадины отложения комплекса залегают на гипсоносно-соленосной толще среднего миоцена, а на западе— на верхней пестроцветной свите (верхний олигоцен—нижний миоцен) и перекрываются плиоцен-четвертичными покровными лавами и озерно-речными галечниками.

В Приереванском прогибе средняя мощность комплекса составляет 500—600 м. В юго-восточной части прогиба наблюдается аномальное сокращение мощности комплекса до 100—250 м, что видимо связано с соляной тектоникой района. Коэффициент песчанистости комплекса около 0,1 и увеличивается в направлении краевых частей прогиба до 0,25—0,3. Коэффициент песчанистости комплекса в Октемберянском прогибе изменяется в пределах 0,08—0,34. В восточной части Арташатского прогиба (скв. 11—Мхчян) так же наблюдается развитие большой мощности этого комплекса, достигающей 1550 м.

Средне-верхнемиоценовый комплекс сложен тонкослоистыми мелко- и среднезернистыми песчаниками и жирными глинами (до 70% мощности) с прослоями мергелей и мелко-среднезернистых песчаников. Песчаники имеют либо линзовидный характер в верхней части разреза, либо протягиваются на довольно значительные расстояния пластами мощностью до 5—10 м. Средняя пористость песчаников 16% (55 анализов).

Геохимическими исследованиями отложения этого комплекса охвачены только в Приереванском прогибе (В. В. Пайразян, 1963). Содержание органического углерода составляет 0,31—0,68%; средняя битуминозность (от 0,013 до 0,13) как в хлороформном, так и в спиртобензольном экстрактах.

Также можно отметить, что погружение отложений комплекса на глубины 1500—2000 м даже и при отсутствии

Значительно меньшие притоки газа были получены в других скважинах Араксинской складки (скв. 7,11). Исследованиями установлено, что залежь газа приурочена к пачке песчаников (мощностью 40—60 м) нижней песчано-глинистой подсвиты эоцен-нижеолигоценового возможно нефтегазоносного комплекса, которая перекрывается отложениями глинистой подсвиты октемберянской свиты. Эффективная мощность коллектора, представленного песчаниками и мелкогалечниковыми конгломератами, составляет 15—20 м с пористостью около 18%. Состав газа по данным ВНИИГАЗа почти нацело состоит из метана (98%).

Несмотря на крайне незначительные запасы выявленной газовой залежи, факт получения первого притока газа в Араратской впадине имеет большое принципиальное значение. В целом анализ газонефтепроявлений Араратской впадины свидетельствует о возможно региональной газонефтеносности кайнозойских отложений этого региона. Наличие многочисленных признаков углеводородных газов преимущественно метанового состава указывает на вероятность открытия залежей природного газа на участках впадины, отличающихся наиболее оптимальными структурными условиями или в ловушках литолого-стратиграфического типа. Наибольшее обогащение углеводородными газами характерно для эоцен-нижеолигоценового возможно нефтегазоносного комплекса. Это хорошо подтверждается материалами газометрии скважин (наибольшие показатели газокаротажа обычно соответствуют резервуарной части этого комплекса) и графиком изменения содержания метана в пробах газа из скважин Октемберянского прогиба.

Пятая глава диссертации посвящена анализу условий возможного открытия залежей нефти и газа в пределах Араратской впадины и состоит из двух разделов.

В первом разделе дается общая оценка перспектив нефтегазоносности впадины. Учитывая, что Араратская впадина относится в целом к территориям, малоизученным глубоким бурением (особенно по наиболее перспективным отложениям), может быть дана только качественная оценка перспектив возможного открытия залежей нефти и газа, отражающая лишь степень перспективности того или иного возможно нефтегазоносного комплекса. Эта оценка основана прежде всего на анализе общих геологических предпосылок и сопоставлении их с сопредельными промышленно нефтегазоносными территориями, история геологического развития и

современное строение которых в целом сходны с рассматриваемым регионом.

Основными геологическими предпосылками, обуславливающими условия возможного нефтегазонакопления на рассматриваемой территории являются:

1. На протяжении мезо-кайнозойской истории Араратская впадина испытывала в целом устойчивое и длительное погружение, приведшее к накоплению значительных по мощности осадочных, вулканогенно-осадочных, слабо метаморфизованных отложений. При относительно небольших размерах впадины мощность ее осадочного чехла составляет 4—5 км, а в ряде участков достигает 6—7 км.

2. Разрез осадочных образований впадины характеризуется благоприятными геохимическими условиями накопления и преобразования органического вещества в углеводороды и формирования нефтегазовых месторождений. В частности, в Араратской впадине возможные источники генерации углеводородов могут быть связаны с отложениями палеозоя, которые выполняют наиболее погруженные участки впадины. В их разрезе, в соседнем Вайоцзорском синклинории, выделяются мощные пачки битуминозных пород и они рассматриваются в качестве возможной генерирующей толщи. По аналогии с соседними территориями Турции и Ирана можно предполагать развитие в Араратской впадине другой нефтегазопроизводящей свиты-толщи битуминозных мергелей верхнего мела, еще не вскрытой бурением. В этом случае нефтегазообразующие толщи верхнего мела могут питать углеводородами коллектора вышележащих палеоген-неогеновых отложений вплоть до гипсоносной-соленосной толщи среднего миоцена. Как указывалось, не исключена возможность генерации углеводородов непосредственно и в отложениях миоцена (конк-сармат) Октемберянского прогиба.

3. Геологические особенности недр Араратской впадины являются более благоприятными для генерации газообразных углеводородов двух типов. Низкотемпературный метан может образоваться при малых глубинах погружения и температурах и скапливаться в залежи в верхней части осадочного чехла (например, верхний миоцен). На больших глубинах, характерных для отложений палеозоя, мезозоя и палеогена, возможно образование высокотемпературного метана, который может мигрировать вверх по разрезу (в отложениях палеоген-неогена) по различным трещинам и разломам.

4. Развитые в пределах впадины небольшие по площади, но глубокие прогибы (Октемберянский, Приереванский и

др.), разделенные выступами фундамента, обуславливают сравнительно небольшие масштабы проявления здесь далекой латеральной миграции углеводородов. Возможно, этот вид миграции имел место в палеозое или мезозое, когда не было столь четкой тектонической дифференциации территории на прогибы и выступы.

Для таких регионов, как Араратская межгорная впадина, значительно большую роль играет вертикальная миграция нефти и газа по тектоническим разломам и взаимно связанным трещинам из глубоких участков нефтегазообразования с последующим перераспределением нефти и газа под региональными покрывками региона путем боковой миграции. На участках отсутствия этих покрывок (Паракар-Енгиджинский выступ; Зейвинская ступень) возможен переток углеводородов в вышележащие комплексы при наличии пород-коллекторов. В средне-верхнемиоценовом комплексе миграция может быть внутрирезервуарной.

5. Араратская впадина в силу особенностей ее тектонического развития благоприятна для образования различных видов ловушек, особенно неструктурного типа. Значительная фациальная изменчивость отложений по площади обуславливает возможность образования литологических ловушек, а блоковый характер впадины и наличие в разрезе целого ряда перерывов в осадконакоплении способствует развитию стратиграфических ловушек.

6. В разрезе Араратской впадины выделяется несколько возможных нефтегазоносных комплексов, включающих ряд надежных региональных и локальных покрывок и удовлетворительных коллекторских толщ, обуславливающих формирование и сохранение залежей углеводородов.

Таким образом, комплексное рассмотрение геологических предпосылок перспектив газонефтеносности Араратской впадины позволяет положительно оценить возможность открытия здесь промышленных залежей нефти и газа.

Во втором разделе главы кратко рассматриваются степень перспективности и основные направления поисково-разведочных работ для каждого из выделенных возможно нефтегазоносных комплексов, для которых построена серия карт перспектив нефтегазоносности. Указанные исследования позволили в ряде случаев уточнить и дополнить ту оценку перспектив нефтегазоносности, которая была сделана ранее в работах других исследователей (С. К. Арзумян, 1962, А. А. Толмачевский и др., 1965, Р. А. Аракелян и др., 1967).

По эоцен-нижнеолигоценному возможно нефтегазозному комплексу к перспективным землям отнесена территория южной части Октемберянского прогиба, которая рассматривается как район первоочередных работ на нефть и газ в Араратской впадине. По нашему мнению в наиболее глубоких частях прогиба вероятно открытие газовых залежей. Территория северо-восточной части Октемберянского и Приереванского прогибов, не освещенная бурением, нами отнесена к категории перспективной, но недостаточно изученной. Юго-восточная часть Араратской впадины, где отсутствуют выдержанные региональные и локальные покровы, отнесена к малоперспективным участкам.

Средне-верхнеолигоцен-нижнемиоценовый возможно нефтегазозный комплекс. К перспективным землям по этому комплексу отнесена территория Октемберянского и южной части Приереванского прогибов, а также большая юго-западная часть Арташатского прогиба. К перспективным, но недостаточно изученным землям, отнесена территория юго-западной части Паракар-Енгиджинского погребенного выступа фундамента, восточная часть Октемберянского прогиба и северная часть Приереванского прогиба.

Средне-верхнемиоценовый возможно газозный комплекс. Наиболее перспективными являются отложения этого комплекса на северо-западе Октемберянского и частично Арташатского прогибов. Учитывая современное состояние изученности периферийных частей этих прогибов, территории их отнесены к районам первоочередных поисково-разведочных работ. К перспективным, но недостаточно изученным землям, относятся северо-восточные районы Октемберянского прогиба. По этому комплексу бесперспективным является район Паракар-Енгиджинского выступа фундамента, где отложения комплекса маломощны и наиболее приближены к дневной поверхности, а также земли Приереванского прогиба ввиду раскрытости и неудовлетворительных коллекторских свойств средне-верхнемиоценовых отложений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом основными результатами диссертационной работы являются:

1. На основании всего имеющегося материала произведено выделение возможных нефтегазозных комплексов кай-

нозойских отложений Араратской впадины и дана их характеристика, которая включает:

— анализ распространения региональных и локальных покрышек и их взаимоотношений с резервуарными толщами;

— серию структурных карт и карт мощностей резервуарных толщ и покрышек;

— обобщение и анализ всех материалов по коллекторским свойствам палеоген-неогеновых отложений, что сделано для данного района впервые;

— систематизацию нефтегазопоявлений по выделенным комплексам.

2. Наличие в пределах Араратской впадины серии глубоких прогибов, выполненных мощной толщей осадочных пород, благоприятные геохимические и термодинамические условия преобразования органического вещества, присутствие в разрезе пластов-коллекторов и покрышек, наличие ловушек различного типа обуславливают возможность формирования на данной территории промышленных скоплений углеводородов.

3. Наиболее перспективными и первоочередными объектами поисковых работ являются эоцен-нижеолигоценный и средне-верхнеолигоцен-нижнемиоценовый возможно нефтегазопосные комплексы, особенно в бортовых частях Октемберянского, Приереванского и частично Арташатского прогибов.

*

* *

Основные положения диссертации изложены в следующих статьях:

1. Гипсоносно-соленосная толща Армении и ее роль в формировании и сохранении возможных месторождений нефти и газа (совместно с Г. А. Габриэлянцем, В. Г. Кузнецовым). Изв. АН Арм. ССР. Науки о Земле, т. XXII, № 5, 1969.

2. Типовые геологические разрезы и маркирующие геоэлектрические реперы Араратской впадины (совместно с В. В. Коцерубой, П. Т. Шестаковым). Нефтегаз. геол. и геофиз. Научн.-техн. сб., № 3, 1970.

3. Анализ результатов глубокого и структурного бурения в Араратской впадине в связи с оценкой перспектив нефтегазопосности (совместно с Л. Г. Тер-Абрамяном, М. П. Гар-

кушей). Геол. и разв. газ. и газоконд. местор. Инф. сб., № 3, 1970.

4. Коллекторские свойства третичных отложений юго-западной части Армянской ССР (совместно с В. Г. Кузнецовым). Нефтегаз. геол. и геофиз. Научн.-техн. сб., № 4, 1970.

5. Деформированность и экранирующая способность соленосной толщи Араратской впадины (совместно с В. М. Бузиновой). Изв. АН Арм. ССР, Науки о Земле, т. XXIV, № 1, 1971.

6. Средне-верхнемиоценовый возможно газоносный комплекс юго-западной части Армянской ССР (совместно с В. Г. Кузнецовым, М. П. Гаркушей) (в печати).

МИНХ и ГП им. Губкина, Ленинский пр. д. 65.

Т-03400 29/III-71 г.

Объем 1 $\frac{1}{2}$ п. л.

Зак. 434, тир. 200

Типография МИСИС, Шаболовка, 9.

1326

Бесплатно