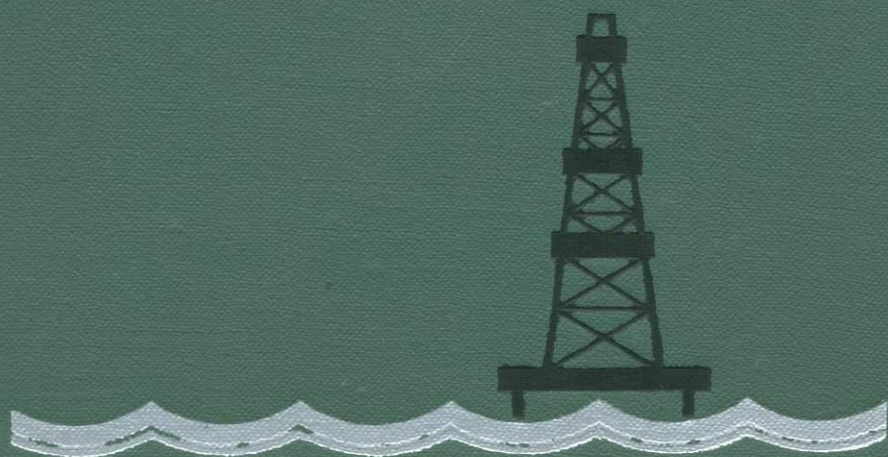


**ПОИСКИ, РАЗВЕДКА  
И ЭКСПЛУАТАЦИЯ  
МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
НЕФТИ И ГАЗА**





В соответствии с  
 решением  
 АН АССР  
 от кафедры структурной  
 геологии  
 Ленинградского  
 государственного  
 университета  
 С. М. Т. 154  
 В. В. Шенк  
 24.03.78

МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР  
ВСЕСОЮЗНЫЙ НЕФТЯНОЙ  
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ  
ИНСТИТУТ

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО  
И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ РСФСР  
ЛЕНИНГРАДСКИЙ ГОРНЫЙ  
ИНСТИТУТ им. Г. В. ПЛЕХАНОВА

553,48 + 550.8

# ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

1.

2401



ЛЕНИНГРАД  
«НЕДРА»  
ЛЕНИНГРАДСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ  
1975



**Поиски, разведка и эксплуатация морских месторождений нефти и газа.** Л., «Недра», 1975. 491 с. (М-во геологии СССР. Всесоюз. нефт. науч.-исслед. геол.-развед. ин-т. М-во высш. и средн. спец. образования РСФСР. Ленингр. горн. ин-т). Авт.: Г. Н. Гапоненко, М. Ф. Двали, Б. Ф. Дьяков и др.

В книге рассматриваются проблемы оценки перспектив нефтегазоносности акваторий Мирового океана и морей СССР, география морских месторождений нефти и газа основных нефтегазодобывающих зарубежных стран, особенности их геологического строения. Изложены общая схема производства геолого-разведочных работ на нефть и газ, основные требования к методике и технике морских геологических и геофизических работ. Рассмотрено применение геологических, геофизических, геохимических и геоморфологических методов исследований в условиях акваторий, их задачи и возможности, а также способы наблюдения и интерпретации.

На основе опыта советских и зарубежных нефтегазопоисковых работ на шельфе определяется рациональный комплекс геолого-геофизических исследований на акваториях в различных геологических и географических условиях. Рассматриваются особенности подготовительных работ для строительства гидротехнических сооружений, определение координат объектов при морской разведке и бурении, инженерно-геологические вопросы, решаемые при поисках, разведке и добыче нефти и газа. Особое внимание уделяется геолого-экономическим показателям поисково-разведочных работ и проблемам рентабельности разработки морских месторождений.

Книга рассчитана на широкий круг работников поисково-разведочных организаций, занимающихся морскими работами, а также на студентов высших учебных заведений.

Табл. 2, ил. 6, список лит. 214 назв.

Авторы: Г. Н. Гапоненко, М. Ф. Двали, Б. Ф. Дьяков,  
Н. Ю. Клычева, В. Г. Коц, А. Н. Ласточкин, В. В. Мухин,  
С. Д. Талиев, В. Г. Титаренко, Б. Г. Федоров.

Составитель и отв. редактор П. С. Воронов

Редакционная коллегия:

Н. П. Будников, М. Ф. Двали, Б. Ф. Дьяков, В. В. Мухин, В. Г. Коц

П 20804—322  
043 (01)—75

© Всесоюзный нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ)  
Ленинградский горный институт (ЛГИ), 1975

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Издревле Мировой океан служил коммуникациями и был кормильцем человечества, во всяком случае той его части, которая обитала на морских побережьях. Так продолжалось тысячелетия, и только в XX веке мы узнали, что Мировой океан является также главным регулятором климата Земли, основным поставщиком кислорода ее атмосферы и очистителем вод континентов. Он выполняет немало и других важных функций в жизни нашей планеты — наиболее уникальной среди планет Солнечной системы. Уникальной прежде всего из-за своего океана: ведь только благодаря ему на Земле смогла возникнуть и развиваться жизнь.

И все же до середины нашего столетия мы не рассматривали Мировой океан в качестве весьма перспективного источника полезных ископаемых. Их нам вполне хватало и на суше. Между тем к концу 60-х годов, побуждаемое бурным ростом народонаселения и все увеличивающимися потребностями производства, человечество начало особенно энергичное наступление на Мировой океан. В настоящее время этот процесс принял глобальный характер, что нашло отражение в весьма активном участии в нем Организации Объединенных Наций, а также Совета Экономической Взаимопомощи.

Особое внимание начало привлекать к себе морское мелководье — шельфы, окаймляющие материки, на подводных равнинах которых стали открывать и эксплуатировать богатейшие месторождения нефти и природного газа, а также залежи песков, богатых золотом и алмазами, россыпями минералов олова, железа, титана, циркония и других ценнейших химических элементов, столь необходимых современной промышленности. Манят к себе и пучины Мирового океана, где в глубоких подводных ущельях вдоль осевых линий срединно-океанических хребтов высачиваются высокотемпературные растворы с большим содержанием железа, марганца, цинка, свинца, меди, серебра и золота.

Подводной фотосъемкой установлено, что огромные пространства океанического дна буквально усеяны желваками железо-марганцевых конкреций, не только являющимися хорошей рудой на эти элементы, но и содержащими в себе ощутимые примеси меди, кобальта, никеля и молибдена. Было открыто немало и других полезных ископаемых, залегающих на океаническом дне. А сколько их еще скрывается в его необъятных недрах?

В Директивах XXIV съезда КПСС подчеркивается важность широкого развертывания геологоразведочных работ на различные типы полезных ископаемых дна морских акваторий Советского Союза. Конечно же, старейший технический вуз страны — Ленинградский горный институт — не мог остаться в стороне от этого дела, успех которого в значительной мере зависел от наличия в стране кадров подготовленных инженеров. Ученый совет геологоразведочного факультета принял постановление о подготовке в институте специалистов для ведения подводной геологической разведки полезных ископаемых и поручил организацию такой подготовки автору данных строк. Она была начата уже весной 1969 г., сначала на основе индивидуальных планов для отдельных студентов, а затем по новой специализации: геология и разведка месторождений полезных ископаемых морского дна. В столь важном деле институт пользовался полным пониманием и поддержкой со стороны Академии наук СССР, Министерства геологии РСФСР, Министерства цветной металлургии СССР, отдела геологии СЭВ, а также ряда других ведомств и организаций.

Начинания института в подготовке морских геологов-разведчиков нашли свое отражение в том, что Министерство геологии СССР поручило ему организовать и провести в начале 1973 г. первые курсы по повышению квалификации для геологов, ведущих в настоящее время поисковые и разведочные работы на морских акваториях СССР. Учебная программа этих курсов, составленная автором предисловия с учетом пожеланий ряда организаций, включала в себя большой цикл лекций по самой разнообразной тематике, начиная от методов привязки точек наблюдения на море в береговой зоне до принципов ведения подводных геологоразведочных работ. Выполнение этой программы проводилось на основе кооперации с другими научно-исследовательскими и учебными институтами страны: Всесоюзным нефтяным научно-исследовательским геологоразведочным институтом (ВНИГРИ), Московским горным институтом (МГИ), Московским геологоразведочным институтом (МГРИ), научно-производственными объединениями «Севморгео» и «Южморгео», Всесоюзным научно-исследовательским институтом морской геологии и геофизики (ВНИИМоргео) и др.

По отзывам большинства обучавшихся, курсы прошли вполне удовлетворительно. Возникла необходимость в специальном закреплении большого и важного фактического материала, которым были насыщены циклы лекций. В ответ на обращение Ленинградского горного института Министерство геологии СССР, учитывая острый недостаток в такого рода сводках по морской геологии, постановило издать учебные материалы курсов в виде двух книг. При составлении книг автор предисловия стремился включить в них тематически наиболее существенные и интересные лекции из числа читавшихся на курсах. Первая из книг, предлагаемая в настоящее время вниманию читателей, посвящена различным аспектам поисков, разведки и эксплуатации морских месторождений нефти и газа. Вторая книга

будет освещать общие вопросы морской геологии, а также вопросы поисков, разведки и эксплуатации твердых полезных ископаемых в морских россыях.

Материалы первой книги принадлежат в основном сотрудникам ВНИГРИ. Гл. I написана д-ром геол.-минерал. наук, проф. М. Ф. Двали, гл. II — д-ром геол.-минерал. наук, проф. Б. Ф. Дьяковым и В. Г. Титаренко, гл. III — канд. геол.-минерал. наук Н. Ю. Клычевой, гл. IV — канд. геол.-минерал. наук А. Н. Ласточкиным, гл. V — С. Д. Талиевым, гл. VI — д-ром геол.-минерал. наук Г. Н. Гапоненко («Севморгео»), канд. геол.-минерал. наук В. Г. Коцом и Б. Г. Федоровым, гл. VII — канд. геол.-минерал. наук В. В. Мухиным.

Каждый из авторов, от широко известных и многоопытных геологов-нефтяников до специалистов более молодого поколения, стремился максимально учесть имеющуюся информацию по освещаемой теме.

В заключение хочется выразить надежду, что книга станет полезной не только специалистам, работающим в области практической морской геологии, но и студентам. В последнем случае инициатива Горного института и ВНИГРИ в подготовке данного издания окажется тем более своевременной и уместной.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ  
ВСЕСОЮЗНЫХ КУРСОВ  
ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ  
МОРСКИХ ГЕОЛОГОВ ПРОФЕССОР

*П. С. ВОРОНОВ*

## ПРИНЦИПЫ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АКВАТОРИЙ И ЗАДАЧИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НИХ

Нефть и газ — исключительно ценные полезные ископаемые, роль которых в энергетическом и топливном балансе страны непрерывно растет.

В настоящее время мировая добыча нефти уже превысила 2500 млн. т. За последние 10 лет ежегодный прирост добычи составил в среднем несколько более 7%, а это означает удвоение добычи через каждые 10 лет; следовательно, при сохранении такого прироста мировая добыча уже в первой четверти XXI в. должна возрасти до нескольких десятков миллиардов тонн ежегодно.

Природа готовила эти запасы в течение десятков и сотен миллионов лет, а при существующих темпах их извлечения они будут исчерпаны, вероятно, уже во втором столетии истории нефтегазодобычи. Между тем нефть и газ будут нужны нашим потомкам в обозримом будущем не меньше, чем нам сейчас, и не столько как энергетическое топливо (на смену придут термоядерная и солнечная энергия), сколько как ценнейшее сырье для химической промышленности. Это обязывает нас, современников, бережно относиться к выявленным запасам нефти и газа, как и в целом ко всей окружающей нас природе.

Пренебрежение данным требованием — это, по выражению одного американского ученого, грабеж будущего.

В частности, необходимо не только всемерно повышать коэффициент отдачи разрабатываемых пластов, но и упорно добиваться максимальной отдачи недр в целом, сводя к минимуму число месторождений и залежей с так называемыми забалансовыми запасами, искать и осваивать залежи в ловушках неструктурного типа. Нужно выявлять и разрабатывать новые источники углеводородного сырья (в СССР битуминозные сланцы и битуминозные карбонатные и терригенные породы). Особенно же необходимо форсировать освоение

нефтегазоносных недр акваторий внутренних и краевых морей и океанических шельфов.

Существуют значительные различия в оценке потенциальных ресурсов нефти и газа на акваториях мира. По Л. Г. Уиксу [10], из акваторий до изобаты 305 м может быть извлечено жидкой нефти первичными и вторичными методами  $159 \cdot 10^9$  м<sup>3</sup> и нефтяного газа (в эквиваленте на нефть)  $47,7 \cdot 10^9$  м<sup>3</sup>.

По подсчетам М. К. Калинин [6], геологические запасы только на 18 акваториях с установленной нефтегазоносностью (в пределах разведанных районов) составляют не менее  $100 \cdot 10^9$  т нефти (извлекаемые запасы  $34,2 \cdot 10^9$  т) и  $15\,000 \cdot 10^9$  м<sup>3</sup> газа. Однако следует учесть, что Л. Г. Уикс подсчитывал ожидаемые доказанные запасы на акваториях глубиной до 305 м, а М. К. Калинин — ожидаемые геологические запасы акваторий. Пока трудно сказать, какая из этих оценок ближе к истине. Те же цифры, с учетом запасов на глубоководных акваториях, публиковались и в 1972 г.

По последним данным поисковые геолого-геофизические исследования на акваториях проводятся почти во всех странах мира (за исключением Антарктиды). Глубокое бурение применяется на акваториях 71 страны, причем в 46 странах с его помощью открыты месторождения нефти и газа, а в 29 они разрабатываются; всего открыто 464 нефтяных и газонефтяных месторождений и 86 газовых и газоконденсатных; уже пробурено более 25 000 скважин [6].

Ожидается, что к 1979 г. треть мирового спроса или около  $3,76 \times 10^9$  м<sup>3</sup> нефти за сутки будет поступать с месторождений акваторий, а к 1985 г. (при сохранении темпа роста добычи нефти) — более половины.

В СССР добыча нефти и газа с акваторий пока производится только на Каспии; получены положительные результаты на акватории Сахалинского шельфа при бурении наклонных скважин с берега. В освоении нефтегазоносных недр своих обширных акваторий мы пока существенно отстаем от среднемирового уровня.

Между тем потенциальные ресурсы нефти и газа на обширных шельфах СССР в сочетании с имеющимся отечественным и зарубежным опытом дают все основания рассчитывать, что при надлежащем развитии геологоразведочных работ на акваториях уже к 2000 г. значительный удельный вес у нас приобретет добыча из акваторий.

Если еще недавно считалось практически возможным бурение при глубине воды до 180 м, то в настоящее время максимальная глубина скважин на акваториях составляет 5570 м (на суше 9150 м), максимальная глубина водного бассейна в точке бурения 457 м при удалении от берега 280 км, а максимальное удаление от берега разрабатываемого месторождения (Экофиск в Северном море) равняется 265 км.

Если на акваториях стоимость геофизических работ, в частности сейсморазведки, сравнительно низка, то само бурение и разработка месторождений обходятся гораздо дороже, чем на суше, и эта

разница растет с увеличением глубины и с удалением от берега разрабатываемого месторождения.

Действительно, морское бурение обходится приблизительно в 3 раза дороже, но зато большинство поисковых скважин оказывается продуктивным. Тем не менее, хотя экспедиция на «Гломар Челенджер» провела исследовательское бурение единичных скважин с неглубоким ( $n \cdot 100$  м) вскрытием разреза ниже поверхности дна на глубинах моря свыше 4000 м, трудно рассчитывать на реальность в недалеком будущем широкого проведения поисково-разведочного и эксплуатационного бурения на акваториях большей части континентального склона, его подножий и тем более на абиссальных глубинах.

Совершенно прав был Л. Г. Уикс [10], указывавший на два условия, стимулирующие освоение нефтегазовых недр акваторий:

- 1) распространение осадочных пород под акваториями шельфов и соседними с ними участками морского дна;
- 2) разработка экономичных способов извлечения нефти при значительных глубинах моря.

#### ПРИНЦИПЫ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АКВАТОРИЙ

При проведении геологоразведочных работ на нефть и газ на акваториях следует использовать опыт работ на суше. В ряде стран мира история нефтедобычи бурением насчитывает уже столетие с лишним.

По Н. Б. Вассоевичу и др. [2], в современном структурном плане Земли имеется около 270 больших осадочных бассейнов общей площадью  $62 \cdot 10^6$  км<sup>2</sup>; из них 70% являются нефтегазоносными. По состоянию на 1965 г. [1] промышленная нефтегазодобыча производится по меньшей мере в ста осадочных бассейнах; приблизительно столько же бассейнов независимо от нефтепроявления на поверхности являются районами поисково-разведочных работ на нефть и газ. Накопленный опыт и теоретические соображения дают основание рассчитывать, что большая часть этих перспективных бассейнов окажется промышленно продуктивной (если поисковые работы будут активными и настойчивыми, как на Аляске, в Австралии и т. д.). Более 99,5% нефтяных и газовых месторождений и залежей приурочено к осадочным неметаморфизованным отложениям. Эта связь, не только пространственная, но и генетическая, неоспорима, как и многократность промышленного нефтегазообразования и нефтегазонакопления в истории стратисферы.

Процесс осадконакопления, формирующий разрез осадочных отложений стратисферы, происходит на фоне непрерывных тектонических движений, по-разному протекающих в бассейнах различного геотектонического строения. С цикличностью осадконакопления в известной мере увязывается и цикличность промышленного нефтегазообразования и нефтегазонакопления, что дает основание следо-

вать выработанному правилу — поисковое разбуривание в платформенных бассейнах производить до фундамента, а в геосинклинальных бассейнах — до технически возможной глубины.

На каждом этапе геологоразведочных работ на нефть и газ ставятся свои задачи, которые и решаются соответствующими комплексами поисковых и разведочных методов. Но конечный результат — открытие нового месторождения — пока остается только вероятностным событием. Какие же геологические основания и теоретические соображения позволяют выделить новый осадочный бассейн для проведения на его территории региональных геолого-геофизических исследований — первого этапа геологоразведочных работ на нефть и газ?

В настоящее время трудно найти на суше более или менее значительные территории (кроме Гренландии и Антарктиды), о геологическом строении которых не имелось бы каких-либо данных и соображений, хотя бы косвенных. Если осадочный бассейн имеет площадь  $n \cdot 10^3$  —  $n \cdot 10^4$  км<sup>2</sup>, мощность осадочных неметаморфизованных отложений  $(3 \div 5) \cdot 10^3$  м и возраст 1—2 эры, то имеется достаточно оснований рекомендовать такой бассейн или отдельные его области для проведения геологоразведочных работ на нефть и газ. В развитии такого бассейна наверняка встречалась обстановка (вероятно, неоднократно), благоприятная для образования и накопления промышленных запасов нефти и газа. Такой вывод логически следует из многолетнего опыта поисково-разведочных работ во всем мире.

В настоящее время в связи с усложнением условий поисков нефти и газа (большая степень разработанности недр, возрастающая средняя глубина поискового и разведочного бурения, сложные типы ловушек и коллекторов и т. д.), особенно в старых нефтедобывающих районах, будут расти расходы на прирост единицы запасов, снижаться величины таких характерных показателей эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ, как коэффициент «удачи» (до 0,4, редко выше) число поисковых скважин на каждое новое месторождение (успешность около 10%) и прирост запасов на метр проходки.

Необходимо неустанно развивать научную базу геологоразведочных работ, иначе существует опасность, что показатели эффективности упадут до величин, ниже которых поиски запасов в недрах станут нерентабельными, и придется ориентироваться на другие природные заменители нефти и газа (сланцевую нефть, газ от переработки углей, битуминозные породы).

Эта же научная база, в основе которой лежит столетиями накапливавшийся опыт поисково-разведочных работ и разработки месторождений на суше, будет, безусловно, пригодна и эффективна при поисках и разведке на акваториях. Очевидно, что геолого-структурные условия формирования разреза осадочных отложений во впадинах и закономерности нефтегазообразования и нефтегазонакопления на акваториях шельфов внутренних и краевых морей и смежных участков суши должны быть аналогичны. В основе начатых

в свое время поисковых работ в Каспийском море, Мексиканском заливе, зал. Кука, Северном море, Персидском заливе и т. д. лежало убеждение в полной аналогичности подхода к поискам на суше и на акваториях.

Специфичность проявлялась лишь в необходимости проведения геологоразведочных работ с поверхности воды.

Хотя океанические шельфы еще недостаточно изучены, имеющиеся данные позволяют считать эти окраинные части континентов принципиально аналогичными по геологическому строению прилегающей суше.

О. К. Леонтьев [7] в пределах дна Мирового океана выделяет два основных элемента: подводную окраину материков и ложе океана, а местами и переходную зону между ними. Подводная окраина материков состоит из материковой отмели (шельфа), материкового склона и материкового подножия общей площадью 73,6 млн. км<sup>2</sup>; в океаническом ложе выделяются срединные океанические хребты. Этот исследователь не сомневается в генетическом единстве геологического строения шельфа и материкового склона с материком. По-видимому, это справедливо и для материкового подножия, поскольку там еще прослеживается земная кора материкового типа.

Шельфы океанов расширяются, поглощая прибрежные низменности, и сами служат резервом для расширения океанической абиссали. Очевидно, что шельфы существовали вокруг континентов на всех этапах геологической истории стратисферы, но ясно также, что их контуры (границы с материковыми склонами и абиссальными глубинами) менялись. Это дает основание не исключать положительной оценки перспектив континентального склона, его подножия и смежной части абиссального ложа [5] при условии, что эти структуры океанического ложа являются погружившимися частями шельфа.

На шельфе основным результатом процесса осадконакопления является заполнение тектонически обособленных впадин и выравнивание рельефа. Основной причиной образования современного покрова рыхлых осадочных отложений на материковом склоне и материковом подножии является снос с шельфа мутьевыми потоками по подводным каньонам. Зафиксировано, что в «устье» подводного каньона Конго на глубине 4700—4900 м имеется мощный конус выноса рыхлых осадков площадью в несколько десятков тысяч квадратных километров. Эти вторично отложенные осадки на материковом склоне и материковом подножье имеют локальное распространение; такое переотложение в условиях больших глубин, безусловно, снижает их нефтеобразующий потенциал. Что же касается собственно абиссальных, первично образовавшихся отложений, то вряд ли существует генетическая связь нефтегазообразования с абиссальными осадками океанов. Сильно замедленный темп осадконакопления при значительной измененности (окисленности) захороняемого органического вещества, литологический состав абиссаль-

ных осадков — все это снижает до нуля шансы на образование и накопление промышленных запасов нефти и газа в разрезе этих осадков. Очевидно, что в этом смысле следует ориентироваться на нормальные мелководные осадки шельфа и верхней части склона, погружившиеся благодаря тектоническому опусканию на современные отметки подножий склона и смежных абиссальных глубин. То обстоятельство, что еще нигде [7] в пределах ложа океана не обнаружено каких-либо признаков коры материкового типа, а сам процесс «океанизации» материковой коры убедительно отвергается, заставляет придерживаться мнения об устойчивости распределения океанических впадин в геологическом времени и тем самым о весьма небольших шансах поисков участков океанического ложа с мощным развитием осадочных отложений.

Однако в континентальных и краевых морях наличие на абиссальных глубинах участков дна с мощным разрезом осадочных отложений следует считать доказанным. Примером может служить площадь поднятий в центральной части Мексиканского залива, где на глубине 3572 м буровой скважиной с отметкой забоя на 144 м ниже поверхности дна был вскрыт насыщенный нефтью кепрок соляного купола. Осадки над кепроком представлены пелагическими глинами и известковыми илами возрастом не старше миоцена [8].

Судя по спорово-пыльцевому комплексу кепрока, вероятный возраст найденной соли — среднеюрский, т. е. тот же, что и основных отложений соли в районе Мексиканского залива. Некоторые авторы видят значение этого открытия в том, что нефть может улавливаться в осадочных породах на дне глубокого моря; это стимулирует поиски нефти на континентальных поднятиях и на склоне между ложем глубокого моря и соседним континентальным шельфом. Однако аккумуляция нефти в залежи могла предшествовать значительному опусканию (на современные отметки) вмещающих пород. Что же касается континентального склона, то площадь его акватории значительно превосходит по величине площадь акватории мирового шельфа — 27,8 млн. км<sup>2</sup> (по подсчетам Л. Г. Уикса).

О перспективности поисковых работ на континентальном склоне трудно пока составить определенное мнение. На континентальном склоне к востоку от Багамских островов были обнаружены бурением («Гломар Челенджер») отложения верхней юры всего на несколько сотен метров ниже поверхности дна, т. е. здесь наблюдается весьма сокращенная мощность разреза осадочных отложений, что не может считаться благоприятным для нефтегазоносности.

М. К. Калинко [6] предложил выделять в зоне материкового (континентального) склона две подзоны: платформенного и геосинклинального склона; он положительно оценивает перспективы континентального склона и, в частности, считает, что «во многих случаях континентальный склон может представить идеальную ловушку для углеводородов, мигрирующих из осадков погружающейся смежной части морского дна».

Важнейшее значение для обоснованной оценки перспектив акваторий континентального склона имеет выяснение истории геологического развития континентальных склонов и шельфов на разных этапах геологической истории и специфических черт тектоники склонов.

Основным препятствием на пути широкого развертывания поисков и производственного бурения на акваториях материкового склона и подножья сейчас и, вероятно, на продолжительное время в будущем будут оставаться большие глубины.

Итак, на суше перспективны для поисков нефти и газа территории (впадины, осадочные бассейны) с накоплением мощных толщ осадочных неметаморфизованных отложений в процессе их господствующего погружения. Практически такое прогибание не является непрерывным. Оно сопровождается инверсиями и периодами отрицательной седиментации, но в целом доминирует процесс осадконакопления. За рубежом и у нас такие области мощного осадконакопления принято называть осадочными бассейнами — нефтегазонасными в случае наличия промышленных запасов нефти и газа и перспективными, если таковые ожидаются. Аналогичные осадочные бассейны распространены и на акваториях внутренних и краевых морей и океанических шельфов.

Важнейшее значение для оценки перспектив и ориентации геологоразведочных работ на акваториях имеет максимально быстрое и достоверное выявление осадочных бассейнов и их геотектонических типов.

Известному геологу-нефтянику Л. Г. Уиксу принадлежит глобальная сводка по оценке запасов нефти и газа на морских акваториях. Он вполне обоснованно показывает, что любая стоящая оценка потенциальных запасов углеводородов на морских акваториях должна учитывать два основных фактора: площади и объемное распространение осадочных пород под поверхностью дна моря и перспективность осадков в нефтегазонасном отношении, т. е. объектами поисков должны быть достаточно большие по площади и мощные по разрезу осадочные бассейны на акваториях шельфов и смежной части континентального склона. Л. Г. Уикс подсчитал, что акватория мирового океанического шельфа (включая шельф краевых морей) и смежной части континентального склона (до глубины 305 м) имеет площадь 27 354 600 км<sup>2</sup> с подразделением по перспективности этой площади на классы (А, Б, В и Г). Класс Г (42% всей площади акватории) является бесперспективным ввиду отсутствия достаточного покрова осадочных отложений. Общая площадь классов А, Б и В, представляющих собой акватории осадочных бассейнов с ощутимой мощностью осадочных отложений, составляет 15 967 960 км<sup>2</sup> или 57% всей площади акваторий шельфов и дифференцируется по перспективности и пространственной и генетической связи с нефтегазонасными и перспективными бассейнами на суше.

Класс А является продолжением весьма продуктивной площади с подобным же геологическим строением (486,5·10<sup>3</sup> км<sup>2</sup>; 1,8%).

**Класс Б** содержит месторождения средней мощности, или представляет собой продолжение площади с такими месторождениями, или имеет подобное же благоприятное геологическое строение ( $4288,3 \times 10^3$  км<sup>2</sup>; 15,3%). **Класс В** охватывает месторождения бедные или неэкономичные; некоторые участки относятся к классам А и Б ( $11193,1 \cdot 10^3$  км<sup>2</sup>; 40,2%).

В основе классификации Л. Г. Уикса лежит, как он сам считает, геологическое понимание факторов, контролирующих распространение нефти. По его мнению, наиболее перспективны в осадочных бассейнах на акваториях молодые отложения — третичного или третично-мезозойского возраста.

М. К. Калинин [5], используя принципы геотектонического районирования территорий на суше, предложил вполне приемлемую схему районирования дна акваторий в зоне шельфа: подзоны шельфа складчатых поясов, древних платформ и молодых платформ. В подзоны шельфа складчатых поясов включаются предгорные или передовые прогибы и межгорные впадины. Заслуживает внимания и предложение М. К. Калинин о подразделении впадин на шельфах на внутриплатформенные и краеплатформенные.

По степени перспективности нефтегазонасности, разведанности и изученности этот же автор предложил выделить следующие типы акваторий: с установленной нефтегазонасностью, высокоперспективные, перспективные, малоперспективные, неперспективные; неизученные. Удачно выделение трех подтипов в категории высокоперспективных акваторий (см. с. 150). Необходимо в дальнейшем эту чисто качественную дифференциацию заменить количественной оценкой прогнозных запасов.

Высказывается мнение, что некоторые из выявленных закономерностей в распределении нефти и газа являются специфичными только для акваторий. Однако закономерности только тогда достоверны, когда они установлены статистически на достаточно большом фактическом материале. По признанию самого М. К. Калинин [5], в настоящее время поиски и разведка нефти и газа производятся в пределах акваторий шельфов, геоструктурное строение и условия нефтегазонакопления которых мало отличаются от сухопутных, а степень разведанности акваторий сейчас можно сравнить с достигнутой на суше в 20-е годы. На 1969 г. во всем мире на суше открыто, вероятно, до 20 000 месторождений нефти и газа; все они привязаны стратиграфически к разрезу, к геологической и тектонической карте, а существующее знание закономерностей распределения месторождений обеспечивает открытие новых месторождений лишь с коэффициентом «удачи» до 40, редко до 60%. Это говорит о том, что при невысоком уровне нашего знания закономерностей размещения месторождений на суше еще рано говорить о специфических закономерностях для акваторий, на которых к концу 1968 г. было открыто всего 464 месторождения нефти и газа [6]. Будем пока осторожнее подходить к интерпретации условий образования и накопления нефти и газа на акваториях (шельфах внутренних и краевых морей,

а также океанов), с позиции тех закономерностей, которые нам уже известны в осадочных бассейнах на суше.

Однако можно согласиться с М. К. Калинин, что условия образования и сохранения залежей в разрезе осадочных пород под акваториями в общем более благоприятны, чем на аналогичных глубинах на суше. Дело в том, что для шельфов характерно более устойчивое погружение структур, что, конечно, благоприятствует сохранению залежей нефти и газа в случае их образования на ранних этапах литогенеза.

Важнейшими условиями правильного прогнозирования перспектив нефтегазоносности акваторий являются достоверное геотектоническое районирование и количественная оценка плотности запасов, обеспечивающие рациональный выбор очередности объектов.

### О ПРИНЦИПАЛЬНЫХ ТРЕБОВАНИЯХ К МЕТОДИКЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА АКВАТОРИЯХ

На этапе региональных и детальных поисковых работ на нефть и газ на акваториях шельфов внутренних и краевых морей и океанов (до изобаты 305 м) геофизическим методам принадлежит еще большая роль, чем на суше. Например, на сейсморазведку затрачивается 95% всех средств, отпускаемых на геолого-геофизические работы. В принципе возможно применение и прямых поисковых геохимических методов, своего рода подводной нефтегазосъемки, выявляющей аномалии в насыщении углеводородами придонной воды и верхнего слоя донных осадков. Промысловые геолого-геофизические исследования в поисковых и разведочных скважинах на море и на суше аналогичны.

В мелководных зонах шельфа перспективно применение аэрометодов.

Р. М. Деменецкая сформулировала основные задачи региональных геофизических работ, в частности на акваториях арктических и северо-восточных шельфовых морей СССР.

1. Изучение структуры физических полей в зоне перехода от континента к океану.

2. Исследование общего тектонического строения акваторий арктических и северо-восточных шельфовых морей СССР и их тектоническое районирование.

3. Выявление площадей, перспективных на нефть и газ, и прослеживание подводных продолжений нефтеносных структур суши.

По нашему мнению, именно на этом этапе должно быть выявлено и предварительно охарактеризовано геотектоническое строение осадочных бассейнов, достаточно больших по площади ( $n \cdot 10^3 \div n \times 10^4$  км<sup>2</sup>) и с мощными разрезами неметаморфизованных осадочных отложений. Выявленные таким образом осадочные бассейны будут удовлетворять требованию «целостности системы», что дает возможность по завершении региональных геолого-геофизических работ

и опорного бурения применить объемно-статистический метод количественного подсчета прогнозных запасов.

Не следует исключать полностью перспективность в нефтегазональном отношении и тех участков ложа акваторий, которые хотя и имеют пониженную мощность осадочного чехла, но располагаются смежно и между погребенными осадочными бассейнами.

Судя по статистическим глобальным данным Л. Г. Уикса, на долю несомненно перспективных бассейнов (классы А и Б) приходится 17% всей площади мировых акваторий шельфа (до изобаты 305 м). Они могут быть изолированы от бассейнов на суше или являться их продолжением в сторону моря.

Составлена карта, на которой показаны контуры 182 нефтегазональных и перспективных седиментационных бассейнов мира [1]. В первых 95 бассейнах происходит нефтегазодобыча, во вторых 98 бассейнах ведутся поисково-разведочные работы. Интересно отметить, что 45 нефтегазональных и 21 перспективный бассейн включают континентальные и краевые моря или примыкающие акватории океанического шельфа.

Итак, на первом этапе поисковых работ на акватории должны быть выявлены и околтурены осадочные бассейны, выявлены мощности, возраст осадочных отложений и геотектонический тип бассейна. Если на суше при определении очередности проведения детальных поисковых работ в новом бассейне имели решающее значение поверхностные нефтепроявления, то для акваторий этот критерий отпадает.

Как известно, на следующем этапе поисковых работ в пределах околтуренных бассейнов определяются зоны возможного нефтегазонакопления, выявляются и подготавливаются локальные структуры и площади и бурятся поисковые скважины. До начала этого этапа рационально (на акваториях еще в большей степени, чем на суше) пробурить опорные морские скважины для выявления строения, стратиграфии и состава разреза осадочных отложений, их геолого-геохимического и гидрогеологического изучения, прогнозной оценки перспектив нефтегазональности, а также для получения геофизических параметров разреза и привязки последующих детальных геофизических работ. Опыт опорного бурения на суше дал хорошие результаты.

Во всех случаях опорное бурение должно предшествовать детальным поисковым работам для выявления возможных зон нефтегазонакопления.

Бурить опорные скважины на акваториях предлагают также Т. Ф. Гэскелл и Б. Купер [3], которые, обобщая зарубежный опыт, пишут: «Многие нефтяники считают, что лучше всего начинать разведку нового района с проходки разведочной скважины, за которой должно последовать геофизическое изучение».

И. П. Еловацкий в своем обзоре «Освоение морских месторождений в США» [4] пишет: «Для определения геологического строения того или иного участка и получения общих сведений о продуктив-

ности его отдельных частей был применен метод «бросовых скважин» глубиной до 4000 м. В этих скважинах производились отбор керн и геофизические исследования; по мнению экономистов, бурение таких недорогих оценочных скважин снижает стоимость поисковых работ на  $\frac{2}{3}$ ». Судя по целевому назначению, такие «бросовые скважины» аналогичны нашим параметрическим и отчасти опорным скважинам.

Бурение опорной скважины на акватории выявленного осадочного бассейна, несомненно, значительно повысит эффективность последующего этапа детальных поисковых работ. После открытия месторождения (обычно это верхняя залежь в разрезе) оконтуривающее и разведочное бурение, поисковое бурение на более глубокие залежи, проведение промыслово-геологических исследований и опробование скважин в методическом отношении будут аналогичны проводимым на суше.

Известно, что далеко не каждая благоприятная структура в контуре нефтегазоносного бассейна является продуктивной. Продуктивные структуры группируются в зоне нефтегазонакопления. Результаты региональных геолого-геофизических исследований совместно с данными опорного бурения по стратиграфическому положению и глубине залегания возможных материнских толщ и палеонтологическими построениями помогут выявить расположение возможных зон нефтегазонакопления.

Уже на современном этапе геологоразведочные работы на нефть и газ на акваториях производятся от тропиков до Арктики. Однако если на суше физико-географические условия оказывают заметное влияние на интенсивность проведения этих работ, то при работах на акваториях аналогичные факторы (ледовая обстановка, глубина воды, удаленность от берега) могут в ряде случаев иметь уже решающее значение. Поэтому прогнозирование при оценке и выделении морских объектов под поисково-разведочное бурение должно быть особенно достоверным, что требует, как уже отмечалось выше, дальнейшего развития научной базы ведения геологоразведочных работ с учетом специфики их проведения на акваториях.

В СССР, кроме Каспия, на котором уже давно производится добыча нефти и газа, перспективными в первую очередь являются акватории шельфа Черного, Балтийского, Охотского, Карского и Баренцева морей.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Брод И. О. Нефтегазоносные бассейны земного шара. М., «Недра», 1965. 538 с.
2. Нефтегазоносные осадочные бассейны. — В кн.: Горючие ископаемые. Междунари. геол. конгресс. М., «Наука», 1972, с. 14—24. Авт.: Вассович Н. Б., Геодекан А. А., Зорькин А. М. и др.
3. Гэскелл Т. Ф., Купер Б. Есть ли нефть в Северном море? М., «Мир», 1968. 186 с.

4. Е л о в а ц к и й И. П. Освоение морских месторождений в США. М., 1968. 22 с. (Всесоюз. науч.-исслед. ин-т экономики минер. сырья и геол.-развед. работ).
5. К а л и н к о М. К. Нефтегазоносность акваторий мира. М., «Недра», 1969. 221 с.
6. К а л и н к о М. К. Новые данные о нефтегазоносности мира. — «Геология нефти и газа», 1973, № 7, с. 74—77.
7. Л е о н т ь е в О. К. Дно океана. М., «Мысль», 1968. 306 с.
8. B u r k C. A. and oth. Deep see drilling into Challenger Knoll, Central Gulf of Mexico. — Bull. AAPG, v. 53, № 7, 1969, p. 1338—1347.
9. L a m b e r t D. E. Where oil stands in energy's future. — «World Oil», 1962, № 7, p. 15—26.
10. W e e k s L. G. World offshore petroleum resources. — Bull. AAPG. № 10, 1965, p. 1680—1693.



ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ  
МИРОВОГО ОКЕАНА И МОРЕЙ СССРНЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ РЕСУРСЫ МИРОВОГО ОКЕАНА  
И ИХ ОСВОЕНИЕ НА 1972 г.

## Земная кора, ее типы и строение

При обычных геологических и геофизических исследованиях нам удается проникнуть в глубь Земли максимум на несколько десятков километров. Глубины до 10 км мы вскрываем сверхглубоким бурением, на глубину до 25 км проникаем при геологических исследованиях складчатых областей, разрез глубиной до 80 км познается с помощью геофизических методов. И лишь с помощью специальных геолого-геофизических исследований, в частности глубокофокусных землетрясений, мы проникаем в глубь Земли на несколько сотен километров. Порой нам кажется, что это чудовищно глубоко, что нам доступны чуть ли не полностью все недра Земли. А между тем это всего лишь ее тонкая оболочка. В самом деле, что значат эти десятки и даже сотни километров по сравнению с радиусом Земли, достигающим, как известно, 6371 км.

Самую верхнюю оболочку Земли именуют земной корой. Условно ее ограничивают снизу повсеместно четко выделяющимся сейсмическим горизонтом, или поверхностью Мохоровичича, с граничной скоростью распространения продольных сейсмических волн около 8 км/сек.

Установлено, что земная кора далеко не однородна как по мощности, так и по составу и строению [4, 5, 6, 7, 8, 9, 13, 14, 20, 23]. На континентах она имеет мощность от 30 до 80 км и более и состоит из трех геофизических слоев (сверху вниз): осадочного слоя, охватывающего рыхлые и уплотненные, но не метаморфизованные породы, образующие осадочный чехол Земли, мощностью до 15 км со скоростью прохождения сейсмических волн 1,6—5,5 км/сек; гранитного слоя, сопоставляемого с консолидированной массой пород интенсивно складчатого метаморфического кристаллического фундамента осадочного чехла Земли мощностью до 30 км со скоростью прохождения сейсмических волн 5,5—6,5 км/сек; базальтового слоя, сложенного очень плотными и тяжелыми магматическими породами типа базальтов и габбро мощностью до 30 км со скоростью прохождения сейсмических волн 6,2—7,8 км/сек.

Ниже этих слоев залегает представленная очень плотными и тяжелыми магматическими породами типа перидотитов верхняя мантия

со скоростью прохождения сейсмических волн 7,7—8,5 км/сек и более. Описанный тип земной коры именуется континентальным.

В океанах строение земной коры иное. Здесь нет гранитного слоя и земная кора состоит из верхнего осадочного слоя рыхлых или слабо литифицированных пород мощностью до 1 км со скоростью прохождения сейсмических волн 1,6—1,7 км/сек и нижнего базальтового слоя мощностью 5—15 км со скоростью прохождения сейсмических волн 6,2—7,8 км/сек. Этот тип земной коры называется океаническим.

Некоторые исследователи в разрезе земной коры океанов выделяют между осадочным и базальтовым слоями промежуточный второй слой мощностью 0,5—1 км со скоростью прохождения сейсмических волн 4,5—5,5 км/сек. Предполагается, что он сложен уплотненными осадочными породами или эффузивами типа андезитов и базальтов и по физическим свойствам и положению в разрезе, возможно, соответствует нижней части осадочного слоя континентальной земной коры.

Возникает вопрос: почему в океанах нет гранитного слоя? Одни исследователи [4, 5, 20] считают, что в результате глубоких погружений континентов произошла, как говорят, базификация этого слоя, т. е. он расплавился в базальтовом слое. Другие исследователи [14, 16, 28, 35] утверждают, что в океанах гранитного слоя и не было, что океаны произошли из-за раскола и раздвигания земной коры и выхода на поверхность дна океана вещества мантии, образовавшего базальтовый слой, на котором непосредственно отлагались рыхлые осадки или изливались эффузивы, потом закрываемые рыхлыми осадками.

Кроме указанных двух основных типов земной коры выделяются еще два промежуточных типа: субконтинентальный и субокеанический, оба двухслойного строения, как и океанический тип, но обладающие большей мощностью, главным образом за счет увеличения верхнего осадочного слоя с повышенной плотностью. Эти типы земной коры характерны для пограничных зон шельфов континентов и океана, а также для островных дуг, океанических островов и глубоководных впадин внутри континентальных и краевых морей. Отмечаются и такие случаи, когда среди океанической коры выявляется участок континентальной и наоборот, среди континентальной коры — участок океанической.

В первом случае считают, что произошло обрушение в океан части континента. Такой участок континентальной коры среди обширного поля океанической называют микроконтинентом.

Во втором случае подразумевают наличие остатка (реликта) области с океанической корой, не успевшей еще целиком преобразоваться в область с континентальной, или считают, что участок с океанической корой является новообразованием из-за разрыва и раздвига континентальной коры. Такие явления отмечаются во внутренних и окраинных морях и в пограничных зонах континентов и океанов.

Необходимо упомянуть точку зрения [2, 3], согласно которой не существует различно выраженных типов земной коры, присущих континентам, океанам и другим определенным морфологическим элементам Земли; есть одна земная кора с меняющимися во времени и пространстве состоянием и строением ее вещества под воздействием явлений и процессов, происходящих в глубоких зонах в ходе естественного развития.

Действительно, взять хотя бы стратиграфическую привязку трех слоев земной коры континентального типа. Она, конечно, неточна и условна. Под гранитным слоем понимается не собственно гранит, а чрезвычайно разнообразный комплекс пород, из которых многие вещественно не имеют ничего общего с гранитом; однако вместе взятые они оказываются по физическим свойствам близкими к гранитам. То же относится и к базальтовому слою. Изменения в составе и строении отдельных слоев и всей земной коры в целом — лишь временные явления в ходе эволюции Земли. Тем не менее в каждый отдельный момент истории Земли состав, мощность и строение разных участков земной коры различны.

### **Континенты и океаны, их главные физико-географические и геологические черты, морфоструктурные и генетические связи**

Как ни различны взгляды на структуру, состав, строение и общее развитие земной коры, все соглашаются с существованием в данный момент двух основных типов коры — континентальной и океанической. Отсюда логически напрашивается вывод о том, что континенты и океаны не просто главные морфологические элементы Земли, а ее основные геотектонические элементы. При этом, исходя из преимущественного развития океанического или континентального типа земной коры, к континентам следует относить не только сушу материков, но и их подводные продолжения — шельфы и континентальные склоны, а также акватории внутренних и окраинных морей (несмотря на наличие в них глубоководных котловин с корой океанического или промежуточного типа), а к океанам — акватории собственно океанов.

Следует заметить, что сторонниками новой глобальной тектоники в качестве главных геотектонических элементов земной коры выделяются не континенты и океаны, а мобильные литосферные плиты. Но об этом позже. Кратко осветим основные морфоструктурные элементы континентов и океанов и их геологическую природу и связи.

Общая площадь суши достигает примерно 150 млн. км<sup>2</sup>, или около 30% всей поверхности Земли (510 млн. км<sup>2</sup>) [1]. Суша каждого континента имеет свое подводное продолжение [1, 11, 18, 22, 23, 25, 27, 26]. В подводной части континентов выделяют непосредственно примыкающую к суше и полого опускающуюся в сторону моря или океана подводную равнину, именуемую континентальным

шельфом, и обрамляющий ее более круто погружающийся в глубь моря или океана континентальный склон, основание которого часто окаймляется крутостенным глубоким трогом, рвом или желобом, за которым простираются глубоководные области моря или океана. В других случаях континентальный склон переходит в более полого наклоненное континентальное или материковое подножие, постепенно переходящее в глубоководную часть моря или океана.

Поверхность шельфа обычно ровная, очень полого (в среднем под углом в несколько десятых минуты) простирающаяся в глубь моря или океана на расстояние от нескольких десятков до нескольких сотен километров (иногда более чем на тысячу), погружаясь на глубину 200—300 м и более. Выровненная поверхность шельфа, тянущаяся под водой, как правило, до глубины 200—300 м, обусловлена распространением на эту глубину абразионной волновой деятельности морей и океанов. В случае стационарного положения или погружения суши шельф расширяется за счет ее размыва, а его внешний край оказывается погруженным больше чем на 200—300 м. В случае поднятия суши непосредственно примыкающая к ней зона шельфа превращается в прибрежную равнину, шельф становится более узким и приподнятым, пока абразионная волновая деятельность моря или океана не заставит его вновь погрузиться на глубину 200—300 м и не сделает его более широким за счет размыва суши.

В геологическом отношении континентальный шельф представляет собой естественное продолжение суши. Современная площадь Мирового шельфа достигает около 28 млн. км<sup>2</sup> или 18,7% площади Мировой суши (148 млн. км<sup>2</sup>) и 7,9% площади акватории Мирового океана (361 млн. км<sup>2</sup>).

Континентальный склон в геологическом отношении представляет собой срез вертикального разреза шельфа, образовавшийся благодаря ступенчатому обрушению шельфа по разломам и последующим процессам размыва и отложения на нем рыхлых морских осадков.

Поверхность континентального склона наклонена в глубь моря или океана под углом от 2—6 до 20—25°, а иногда и больше. Часто она осложнена различного рода неровностями, созданными оползнями и боковой эрозией морских течений. Распространяясь в пределах глубин от 200—300 до 2500—3000 м, континентальный склон достигает в ширину от нескольких единиц до многих десятков, а иногда и нескольких сотен километров. Его площадь определяется разными исследователями в пределах 35—55 млн. км<sup>2</sup>, что соответствует 23—37% площади Мировой суши или 10—15% площади Мирового океана.

Континентальный склон, обрамляя все континенты земного шара, маркирует собой переход от континентальной к океанической коре Земли.

По-видимому, уместно отметить, что площадь суши в СССР равна 22,36 млн. км<sup>2</sup>, или 15% площади суши на земном шаре. Площадь

шельфов СССР равна около 6 млн. км<sup>2</sup>, или 21,8% площади Мирового шельфа. Площадь континентального склона СССР определяется в 2 млн. км<sup>2</sup>, что соответствует примерно 4% площади Мирового континентального склона.

Очень часто континентальный склон вдоль своего основания обрамляется крутостенным глубоким трогом, рвом или желобом, за которым расстилается ложе океана или дно глубоководной части прилегающих к континентам морей. Имеет место и другой характер сочленения континента и океана. Иногда нижнюю часть континентального склона и примыкающую к нему зону ложа океана или глубоководной котловины моря перекрывает насыпное образование, выделяемое под названием континентального или материкового подножия. Его поверхность наклонена в сторону океана значительно положе континентального склона от нескольких десятых до нескольких единиц градусов.

Материковое подножие сложено осадками, сползшими с континентального склона или принесенными сюда мутьевыми потоками. Мощность отложений достигает от нескольких сотен метров до 1—2 км. Ширина материкового подножия весьма различна: от нескольких единиц до многих десятков километров, распространяясь в пределах глубин 3000—5000 м.

Мировое материковое подножие достигает около 19 млн. км<sup>2</sup> (около 13% площади Мировой суши или около 5% площади Мирового океана).

Если считать, что шельфы и континентальные склоны принадлежат вместе с сушей к континентам, то площадь Мирового континента определяется примерно в 222 млн. км<sup>2</sup>, или 43,5% площади земного шара (510 млн. км<sup>2</sup>). В таком случае площадь собственно Мирового океана (в геологическом смысле) будет равна 288 млн. км<sup>2</sup> или 56,5% площади земного шара.

Ложе океанов морфологически чрезвычайно многообразно. Мы здесь отметим лишь его главнейшие черты. Во всех океанах земного шара выделяются так называемые срединно-океанические хребты. В одних океанах они занимают действительно центральное положение, в других смещены в ту или иную сторону. Это огромнейшие, высотой в несколько тысяч метров, резко расчлененные хребты. Их ширина достигает нескольких сотен, длина — нескольких тысяч километров. Характерным для них является наличие протягивающегося вдоль всего хребта посредине рва-рифта глубиной несколько километров.

Кроме того, срединно-океанические хребты пересекаются массой более мелких поперечных рифтов. Это одна из наиболее тектонически активных областей океанов.

Другими столь же тектонически активными структурными элементами океанов являются пограничные с континентами и островными дугами глубочайшие крутостенные желоба, протягивающиеся часто на расстояние нескольких тысяч километров и пересекающие дно в различных направлениях. На всей остальной территории

океанов, тектонически относительно спокойных, располагаются всевозможные впадины и поднятия с массой одиночных и располагающихся группами вулканических гор. Впрочем, и все другие ранее отмеченные морфоструктуры океанов сложены магматическими образованиями верхней мантии и базальтового слоя. Поверх их часто залегает ранее уже нами упоминавшийся второй геофизический слой мощностью несколько сотен, реже 1—2 тыс. м, отождествляемый с уплотненными вулканогенными и осадочными образованиями, выше которого залегает рыхлый осадочный слой, состоящий из неконсолидированных или очень слабо консолидированных глубоководных океанических осадков мощностью от нескольких десятков до нескольких сотен метров, редко до 1—2 км. Как уже отмечалось, в земной коре океанов отсутствует гранитный слой.

### Представления о природе и связях континентов и океанов

Морфологические и геотектонические связи континентов с континентальной корой и океанов с океанической корой исключительно сложны. Согласно классической геотектонике моря и океаны — это опустившиеся континенты или их части. В свое время эти депрессии заполняются осадками, в результате процессов складчатости и вздымания образуются новые континенты. Что же касается вопросов, каким образом опустившийся континент приобретает океаническую кору и как образуется континентальная кора у нового континента, то сторонники классической геотектоники отвечают на него следующим образом [4, 5, 20]. Погрузившийся континент проплавляется мантийными магматическими массами. Происходит базификация континентальной коры с исчезновением гранитного слоя. Возможно, в это время из части осадочного слоя образуется так называемый второй слой. Кора становится океанической.

По мере погружения, особенно в местах образования и развития геосинклиналей, происходит накопление огромных осадочных и вулканогенных образований, которые, претерпев метаморфизм, складчатость и вздымание, возрождают континент с континентальной корой.

Иначе представляются природа и генетические связи океанов и континентов с позиций новой глобальной тектоники — тектоники мобильных литосферных плит [16, 28, 29, 34, 35, 36, 37, 41]. Согласно этой гипотезе литосфера Земли в глобальном плане подразделяется на несколько блоков-плит, движущихся относительно друг друга.

В одних случаях эти литосферные плиты представлены целиком обширными участками того или другого океана, как это имеет место в Тихом океане, где выделяется Тихоокеанская плита, расположенная к западу от срединно-океанического хребта, и Восточно-Тихоокеанская плита, расположенная к востоку от срединно-океанического хребта с корой океанического типа. Но в большинстве случаев

литосферные плиты состоят из целых континентов и обрамляющих их участков океанов. На такой плите, фигурально выражаясь, континенты являются как бы пассажирами. Края таких плит могут совпадать с краями континента данной плиты, как, например, восточный край Евро-Азиатской плиты, совпадающий с восточным краем Евро-Азиатского континента, или западные края Северо- и Южноамериканской литосферных плит, совпадающие с западными краями соответствующих континентов. В других случаях края плит могут находиться в океанах.

В процессе своего относительного движения литосферные плиты могут претерпевать, кроме поступательных также вращательные движения, сталкиваться и поддвигаться одна под другую или разъединяться. В последних случаях происходит сокращение или увеличение плит.

Плиты как раз и зарождаются в ранее обрисованных зонах срединно-океанических хребтов. На границах плит происходит поднятие к поверхности ложа океанов мантийных магматических масс, заполняющих пространство раздвига плит в разные стороны. Плиты движутся в противоположные стороны и сталкиваются с другими плитами, надвигаясь на них или поддвигаясь под них. В результате могут столкнуться континенты двух плит, что произошло, как предполагают, в Средиземноморье, или же океанический край одной плиты поддвинется под край континента другой плиты, как, например, в Притихоокеанье Северной и Южной Америки; другой вариант — подвиг океанического края плиты под выдвинутые в океан островные дуги континентов (предположительно Притихоокеанье Евро-Азии).

Возникают пояса и ареалы глубочайших погружений земной коры с накоплением огромных масс осадочных и вулканогенных пород. В одних случаях это будут геосинклинальные прогибы с последующей инверсией и складкообразованием, в других — прогибы без складкообразования.

Все это зависит от взаимодействия и внутреннего развития литосферных плит.

На первый взгляд эти представления во многом кажутся весьма искусственными, но нельзя отказать глобальной тектонике в смелом, новом и порой очень удачном подходе к объяснению целого ряда явлений и процессов, происходящих на поверхности и в недрах Земли. Так, с позиции тектоники мобильных литосферных плит получают убедительное объяснение наблюдающиеся пространственные перемещения материков и океанов и их различных участков. Эти перемещения очень значительны и достигают нескольких сантиметров в год.

Конкретнее представляются природа преобразования одного типа земной коры в другой, причинность и приуроченность возникновения и размещения на Земле платформ и геосинклиналей. Более убедительным оказывается объяснение наличия участков океанической коры среди областей с корой континентального типа, в частности

существования глубоководных впадин внутренних и окраинных морей с корой океанического типа. Более правдоподобной выглядит трактовка генезиса и сугубо зонального, аллохтонного залегания и распространения в горноскладчатых системах Земли столь загадочных офиолитовых образований и т. д.

Даже такая основа основ классической геотектоники, как учение о геосинклиналях, ныне становится все ближе и ближе к новой глобальной тектонике. Мы имеем в виду широко развиваемый ныне взгляд на мио- и эвгеосинклинали как на образования в зоне сочленения континентов и океанов, а также на современные вулканические островные дуги и сопутствующие им приокеанские глубоководные желоба как на современные геосинклинали [22, 23, 25, 28].

Ныне очень трудно мириться со старым представлением о геосинклиналях как о корытообразных прогибах, в частности с утверждением, что Средиземноморский альпийский складчатый пояс является внутриконтинентальным образованием. Откуда же тогда взялись в Средиземном море участки с океанической корой, как объяснить наличие здесь в складчатых сооружениях эвгеосинклинальных зон, всеми связываемых с палеоокеанами, а в горных сооружениях офиолитов и глубоководных океанических осадков? И недаром один из лучших знатоков геологии Средиземноморья М. Г. Руттен [19] счел пужным недавно сказать: «В настоящее время мы находимся не в очень удобном положении, поскольку, разрушив старое, не создали ничего нового. Теоретическая основа классической картины Альп оказалась неверной во всех ее основных положениях, однако никакой общепринятой теорией, способной заменить эту картину, мы не располагаем».

#### **Некоторые теоретические предпосылки к определению перспектив нефтегазоносности акваторий морей и океанов**

Нефть и газ образуются и скапливаются в залежи в осадочных седиментационных бассейнах. Поскольку в собственно океанах осадков отлагается мало, а обогащенность их органическим веществом незначительна, перспективы нефтегазоносности океанов с точки зрения теории органического происхождения нефти и газа весьма ограничены. Но известно, что газ (метан) может быть и неорганического (мантийного) происхождения, поэтому океанические породы, слагающие рыхлый осадочный и даже базальтовый слои, могут оказываться метаноносными.

Учитывая неглубокое залегание верхней мантии, наличие разломов и, конечно, разнообразных структурных и неструктурных ловушек для газа, а также огромную территорию океанов, можно предположить, что океаны являются перспективными на неорганический мантийный метан.

Под водами морей и океанов огромные площади занимают материковые подножия — 19 млн. км<sup>2</sup>. Это насыпные осадочные образования.

Залегая в зоне сочленения континентального склона и ложа океана, часто перекрывая глубокие краевые океанические прогибы и желоба, осадочные породы материковых подножий имеют подчас огромную мощность, достигающую нескольких километров. Недаром зоны развития материковых подножий и краевых океанических желобов и прогибов многими исследователями рассматриваются как области заложения и развития геосинклиналей. Зоны эти являются тектонически весьма активными. К ним приурочены глубокие разломы и проявления тепловой и других видов энергий недр мантии. Все это позволяет предполагать, что материковые подножия являются перспективными в нефтеносном и особенно в газоносном отношении. В последнем случае имеются в виду углеводород органического происхождения и метан неорганического происхождения. Несмотря на глубокое подводное залегание материкового подножия и самого ложа океанов, рекогносцировочный поиск нефти и газа возможен уже сейчас.

Поскольку шельфы и континентальные склоны являются непосредственным подводным продолжением суши, их нефтегазоносность должна быть аналогичной нефтегазоносности суши. В то же время различие геофизических условий обуславливает некоторые отличия и в этом отношении.

У географов и геоморфологов существует понятие о Великой мировой равнине как глобальной геоморфологической структуре поверхности Земли [17]. Она распространена по всем континентам и занимает огромнейшие пространства на суше и под водами морей и океанов. Гипсометрическое положение ее поверхности на Земле определяется пределами  $\pm 200$  м абсолютной высоты. Здесь преобладают процессы и явления аккумуляции; эрозия имеет резко подчиненное значение.

Геологами-нефтяниками было подмечено, что именно на территории Великой мировой равнины добывается подавляющая часть нефти и газа. Здесь располагаются все основные природные резервуары. Это не означает, что нефть и газ образовывались только на этой территории. Возможно, что еще большие запасы создавались в ныне приподнятых горных складчатых областях, в прошлом представлявших собой глубокие геосинклинальные прогибы, откуда нефть и газ еще до складко- и горообразования мигрировали в прилегающие районы Великой равнины, тогда как в геосинклинальных областях залежи во время и после горообразования в большинстве своем были разрушены.

Вместе с тем, конечно, и сама Великая равнина является местом развития унаследованных от мезозоя и палеозоя крупнейших осадочных нефтегазоносных бассейнов, таких как Западно-Сибирский, Прикаспийский, Североморский, Карибский, Мексиканского и Персидского заливов и др.

Значительная часть Великой мировой равнины располагается на шельфах. Уже одно это говорит об исключительно высоких перспективах их нефтегазоносности. Если же учесть, что недра шельфов являются более погруженными, имеют большие пластовые давления и температуры, лучше изолированы от поверхностных агентов разрушения углеводородов, чем недра суши, то станет совершенно ясным, что шельфы должны быть относительно более богаты нефтью и газом. Мировая практика разведки шельфов подтверждает это. Вспоминается крылатая фраза У. Пратта [17]: «Поиски нефти на суше, в каком бы районе земного шара они ни производились, неизбежно приводят к морскому побережью». Сейчас эту фразу нужно было бы дополнить: «...а затем неизбежно ведут дальше — в море».

#### Количественная оценка перспектив нефтегазоносности Мирового океана

Многие геологи пытались и пытаются дать количественную оценку потенциальных запасов нефти и газа Мирового океана и его различных частей.

Одним из первых стал производить подсчеты Л. Г. Уикс [21, 42, 43]. На Мировом нефтяном конгрессе в Москве в 1971 г. он привел следующие данные [21].

Общая площадь Мирового шельфа до глубины 300 м равна 26 000 тыс. км<sup>2</sup> (100%).

Площадь вне осадочных бассейнов достигает 11 000 тыс. км<sup>2</sup> (42,3%), площадь под осадочными бассейнами 15 000 тыс. км<sup>2</sup> (57,7%).

Площади под бассейнами, где поиски нефти и газа нерентабельны, равняются 9990 тыс. км<sup>2</sup> (38,4%), а площади, где поиски рентабельны, — 5010 тыс. км<sup>2</sup> (19,3%), из которых высокоперспективные площади достигают 1050 тыс. км<sup>2</sup> (20,6%) и просто перспективные — 3960 тыс. км<sup>2</sup> (79,4%).

#### Освоение нефтяных и газовых ресурсов Мирового океана на 1972 г.

Впервые добыча морской нефти из специально пробуренных скважин была осуществлена в 1888 г. в Японии. Следующей страной, вышедшей в 1900-х годах за нефтью в море, были США (Калифорния). Затем добыча морской нефти началась в Аргентине (1907 г.), Тринидаде (1908 г.), Канаде (1913 г.), Венесуэле (1914 г.), СССР (1925 г.) и т. д.

Вначале поиски и добыча морской нефти велись с насыпных островов, дамб и свай в заливах, лагунах, бухтах и на мелководье вблизи морских берегов. Со временем буровые вышки уходили все дальше от берега и все глубже в море. Поисковыми работами сейчас охвачены целиком или почти целиком Персидский залив, Северное море, Каспийское море, Мексиканский залив, Карибское море и многие обширные площади других морей и океанов мира. Поисково-

разведочное бурение ныне ведется на глубинах до 400—460 м с плавающих установок, эксплуатационное бурение — до 180 м со стационарных установок. Удаленность от берега достигает 130 км, глубина бурения — 4000 м.

Добыча нефти в море к 1972 г. осуществлялась в 29 странах. Общая добыча достигла, как уже упоминалось, 456,8 млн. т или 18,7% мировой добычи (около 20% добычи на суше). Добыча газа достигала 6% мировой добычи. К 1972 г. в эксплуатации находились 389 нефтяных месторождений. В 1971 г. насчитывалось 17 511 продуктивных скважин.

На первом месте по добыче морской нефти в 1971 г. была Венесуэла. Здесь эксплуатировалось 9 морских месторождений с фондом эксплуатационных скважин 6637. Добыча составляла 146,1 млн. т. Всего добыто за 1917—1971 гг. 2681 млн. т.

На втором месте находились США. Здесь эксплуатировалось 281 месторождение. Главными морскими нефтеносными районами являлись Мексиканский, Калифорнийский заливы и Тихоокеанское побережье, зал. Кука на Аляске. Добыча нефти в 1971 г. составляла 88,2 млн. т. Всего добыто к 1972 г. 1082,5 млн. т.

Третье место занимала Саудовская Аравия. В эксплуатации здесь находилось 6 месторождений с действующим фондом скважин 142. В 1971 г. было добыто 67 млн. т, всего с 1951 по 1972 г. — 406,4 млн. т.

На четвертом месте находится Иран. В 1971 г. здесь имелось 5 морских нефтяных месторождений с 79 эксплуатационными скважинами. В 1971 г. было извлечено 31 млн. т. Всего добыто к 1972 г. 519 млн. т.

На пятом месте — нейтральная зона в Персидском заливе. В 1971 г. здесь было всего лишь 2 нефтяных месторождения с 98 эксплуатационными скважинами. В 1971 г. было добыто 19,5 млн. т.

СССР по добыче морской нефти стоит на девятом месте. В 1971 г. получено 11,6 млн. т или 2,5% мировой добычи в море.

## ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АКВАТОРИЙ МОРЕЙ СССР \*

Акватории морей СССР по своему географическому положению распадаются на три группы: северную (Балтийское, Баренцево, Карское, Восточно-Сибирское и Чукотское моря), восточную (Берингово, Охотское и Японское моря, Восточно-Камчатский и Восточно-Курильский шельфы) и южную (Каспийское, Черное, Азовское и Аральское \*\* моря) [10, 11, 12, 15].

### Южная группа морей

Каспийское море приурочено к центральной, наиболее погруженной части обширного Каспийского ареала прогибания земной коры, состоящего из трех обширных впадин: Южно-Каспийской, Среднекаспийской и Северо-Каспийской.

Южно-Каспийская впадина охватывает акваторию Южного Каспия и прилегающие районы Азербайджана, Грузии и Туркмении. Диапазон нефтегазоносности здесь достигает 1000 м. Продуктивная толща включает отложения мезозоя и кайнозоя, в том числе четвертичные образования. Прибрежные участки суши Южного Каспия (Апшерон, Кобыстан, Небит-Даг, Челекен и т. д.) относятся к числу богатейших нефтегазоносных земель. Акваториальная, наиболее погруженная часть впадины сложена мезокайнозойскими образованиями преимущественно терригенного состава, среди которых имеются хорошие коллекторы и покрышки. Структурные условия впадины весьма благоприятны для аккумуляции больших запасов углеводородов. Наиболее перспективными и доступными для разведки бурением являются плиоценовые отложения.

Среднекаспийская впадина включает в себя акваторию Среднего Каспия и обрамляющие ее земли Предкавказья и п-ова Мангышлак. Главными ее структурными элементами являются Терско-Каспийский краевой прогиб и примыкающая к нему с северо-востока часть эпигерцинской платформы. В пределах Терско-Каспийского краевого прогиба нефтеносны отложения мела, палеогена и неогена. В прогибе развиты структуры переходного типа (от геосинклинальных к платформенным). Большое значение могут иметь зоны стратиграфического и литологического выклинивания. На эпигерцинской платформе регионально нефтеносны отложения юры и мела. Перспективными являются пермотриасовые образования. Меньшее значение имеют залежи в палеогене. Зонами нефтегазонакопления служат платформенные структуры второго порядка — своды, валы и тектонические ступени.

\* По материалам доклада ВНИГРИ, ВНИИМоргео и НИИГА, сделанного Б. Ф. Дьяковым в Геленджике в 1971 г.

\*\* Акватория Аральского моря представляется малоперспективной и поэтому здесь не затрагивается.

Большой интерес представляют морские структуры Среднекаспийской впадины, в частности в Прикумско-Кизлярском, Карабогаз-Среднекаспийском и Мангышлакском районах. Тектонические, литолого-фациальные и гидрогеологические условия в пределах акваториальной части впадины обещают быть лучшими, чем на суше.

Северо-Каспийская впадина охватывает акваторию северной части Каспийского моря и прилегающую сушу между Волгой и хр. Мугоджары. Впадина расположена в пределах юго-восточной части Русской платформы и выполнена палеозойскими, мезозойскими и кайнозойскими отложениями.

Среди верхнепермских и мезокайнозойских отложений широко распространены соляные купола. В акваториальной части впадины выделяются три района; северный характеризуется развитием солянокупольных структур, средний приурочен к зоне прибортовых брахиантиклиналей с погребенными соляными ядрами, южный совпадает с Северо-Каспийским краевым поднятием докембрийского фундамента платформы.

Продуктивность солянокупольных структур суши Северо-Каспийской впадины возрастает по направлению к Каспийскому морю. Это дает основание считать подобные структуры акватории Северного Каспия весьма перспективными для поисков нефтяных месторождений. Здесь уже выявлено 15 соляных куполов (предполагаемое количество 40—50). Большой интерес представляют также поднятия подсолевого палеозойского ложа, залегающего на глубинах 5000—6000 м.

Расположенный южнее прибортовой район связан с зоной брахиантиклиналей, которая окаймляет с севера Южно-Эмбинское и Северо-Каспийское краевые поднятия Русской платформы. В пределах акватории здесь выявлено три локальных поднятия, а общее их количество, видимо, достигает пятнадцати. Перспективные горизонты связываются с мезозойскими (среднеюрскими и триасовыми) отложениями, а также с отложениями верхнего и среднего палеозоя. Южный район акватории Северного Каспия совпадает с Северо-Каспийским поднятием, входящим в пояс южных краевых поднятий докембрийской платформы.

Здесь перспективны как средне- и верхнепалеозойские, так и мезозойские отложения.

Площадь акватории Каспийского моря до изобаты 200 м достигает около 250 000 км<sup>2</sup>; перспективная площадь определяется в 189 000 км<sup>2</sup>.

Черное и Азовское моря вместе с разделяющим их Крымским полуостровом охватывают обширную территорию юга СССР. Геологически она четко подразделяется на три простирающиеся в субширотном направлении параллельно друг другу геотектонические зоны: северную, выраженную южным краем Русской платформы, среднюю, представляющую собой западную часть эпигерцинской (Скифской) платформы, и южную — зону альпийской складчатости.

Основные перспективы шельфовой зоны Черного моря связаны с Каркинитско-Сивашским прогибом, расположенным в зоне сочленения Русской и Скифской платформ. Прогиб выполнен мощной (5—7 км) толщей меловых, палеогеновых и нижнемiocеновых отложений. Наиболее погруженная часть его расположена в море западнее Тарханкутского п-ова, где выявлено большое количество локальных поднятий, в том числе Голицинское, на котором ведется поисково-разведочное глубокое бурение.

На ряде структур на суше получены притоки газа, конденсата и легкой нефти. Находящийся к северо-западу от Каркинитско-Сивашского прогиба Преддобруджинский прогиб значительно менее перспективен. Здесь в палеозойских, юрских и меловых отложениях намечен ряд структурных элементов второго порядка (Татарбунарский выступ, Крыловская депрессия), к которым приурочен ряд локальных структур. В восточной части Черного моря к зоне сочленения Скифской платформы с областью альпийской складчатости приурочен Керченско-Тиманский прогиб. Здесь в мощных молассовых отложениях неогена, залегающих на глинисто-известковистых образованиях мела — палеогена, выявлены многочисленные проявления углеводородов.

Остальные перспективные зоны Черного моря связаны со структурами альпийской складчатой области (Колхидская впадина, Новороссийско-Лазаревский синклиниорий, сооружения горного Крыма), но все они, по-видимому, невелики по значению.

Основные перспективы акватории Азовского моря принадлежат Среднеазовскому поднятию и Индоло-Кубанскому прогибу. Среднеазовское поднятие представляет собой обширную платформенную структуру, сложенную меловыми и палеоген-неогеновыми отложениями, в которых найдены (в районах Предкавказья и Крыма) газоконденсатные и газовые залежи. В Индоло-Кубанском прогибе перспективен весь мощный (до 10 км) разрез мезозоя и кайнозоя.

По данным бурения в Краснодарском крае высоко оцениваются перспективы дат-палеоценовых, эоценовых и особенно майкопских отложений; перспективны также отложения неогена. Помимо антиклинальных структур залежи нефти и газа могут быть приурочены к зонам выклинивания песчаных коллекторов.

Площадь северной части Черного моря до изобаты 200 м достигает 90 000 км<sup>2</sup>, перспективная площадь 42 500 км<sup>2</sup>. Площадь Азовского моря 40 000 км<sup>2</sup>, перспективная площадь 28 500 км<sup>2</sup>.

### Северная группа морей

Балтийское море занимает наиболее погруженную часть Балтийской синеклизы. Разрез осадочного выполнения синеклизы представлен отложениями от венда до четвертичных включительно мощностью до 3500 м. Синеклиза осложнена структурами второго и третьего порядков, многие из которых располагаются в прибрежных

частях суши и погружаются в море (Курская, Гданьская, Рижская впадины, Лиепайско-Кулдигский и Калининградский валы). К ним приурочены многочисленные локальные структуры в виде брахиантиклинальных поднятий, осложненных разрывами. Большинство структур отчетливо выражено в нижнепалеозойских породах и затухает вверх по разрезу.

Промышленно нефтеносные горизонты приурочены к толщам среднего и верхнего кембрия и ордовика; в силуре известны обильные нефтепроявления; в девоне имеется перспективный горизонт, весьма ограниченный по площади.

Геологические материалы позволяют связывать перспективы нефтегазосности со значительной частью площади советского сектора Балтийского моря. На акватории моря и на суше в Прибалтике распространены одни и те же перспективные горизонты, причем мощность, глубина залегания и количество локальных поднятий с приближением к морю возрастают, а размеры и амплитуда увеличиваются. Поэтому вполне реально обнаружение на акватории крупных нефтяных месторождений.

Площадь акватории Балтийского моря в пределах советского сектора достигает около 120 000 км<sup>2</sup>, перспективная площадь 48 000 км<sup>2</sup>.

**Баренцево море** — единственное из всех арктических морей, на протяжении большей части года свободное от ледяного покрова; в частности, в его юго-восточной части всю зиму сохраняются Чешская, Печорская и Западно-Новоземельская полыньи. Северная часть шельфа этого моря относится к Баренцевоморской плите Баренцево-Карской платформы, а юго-восточная — к Печорской плите Русской платформы. Плиты обрамлены разновозрастными складчатыми системами, отдельные части которых наблюдаются на материке и островах.

Осадочный чехол Баренцевоморской плиты сложен терригенными и карбонатными отложениями среднего и верхнего палеозоя общей мощностью до 3 км и мезокайнозойскими терригенными и вулканогенными породами мощностью 2—4 км. Погруженная под уровень моря часть Печорской плиты имеет чехол палеозойских отложений от 5—6 км в прибрежных районах до 7—8 км в удалении от берега; выше залегают мезокайнозойские отложения мощностью до 2 км.

Недра Печорской плиты представляют собой продолжение нефтегазосных земель Тимано-Печорской провинции. Основные структуры суши (Денисовский прогиб, Колвинский мегавал и т. д.) отчетливо прослеживаются в пределах акватории.

В северной части Баренцева моря, в области развития мощных осадочных формаций, также имеются благоприятные литолого-фациальные и тектонические условия для образования и аккумуляции углеводородов. На Шпицбергене в отложениях нижнего и среднего триаса, верхней юры, нижнего мела и палеогена известны многочисленные нефте- и газопроявления.

**Карское море** большую часть года покрыто льдом. Южная часть шельфа Карского моря относится к Западно-Сибирской эпигерцинской плите, а северная — к Карской плите Баренцево-Карской эпикаледонской платформы. Осадочный чехол Западно-Сибирской плиты образован карбонатными и терригенными отложениями палеозоя и терригенными формациями мезозоя. Общая мощность чехла 10—12 км.

В структуре шельфа установлено подводное продолжение структур Ямало-Гыданской и Южно-Ямальской нефтегазоносных областей. Основные перспективы связываются с юрской, валанжинской, баррем-аптской и альб-сеноманской толщами, которые являются продуктивными в прилежащих к побережью месторождениях Западной Сибири (Новопортовском, Среднеямальском, Мессояхском и т. д.).

Продуктивные горизонты на шельфе залегают на глубине 1—2 км в районах поднятий и 3—5 км в прогибах.

Наиболее перспективными в шельфовой части Южно-Ямальской области являются Шараповская седловина, Пахтусовский структурный нос и Гурминский мегавал, а в Ямало-Гыданской области — Ямальский и Гыданский мегавалы и поднятия Свердрупского и Западно-Карского мегапрогибов.

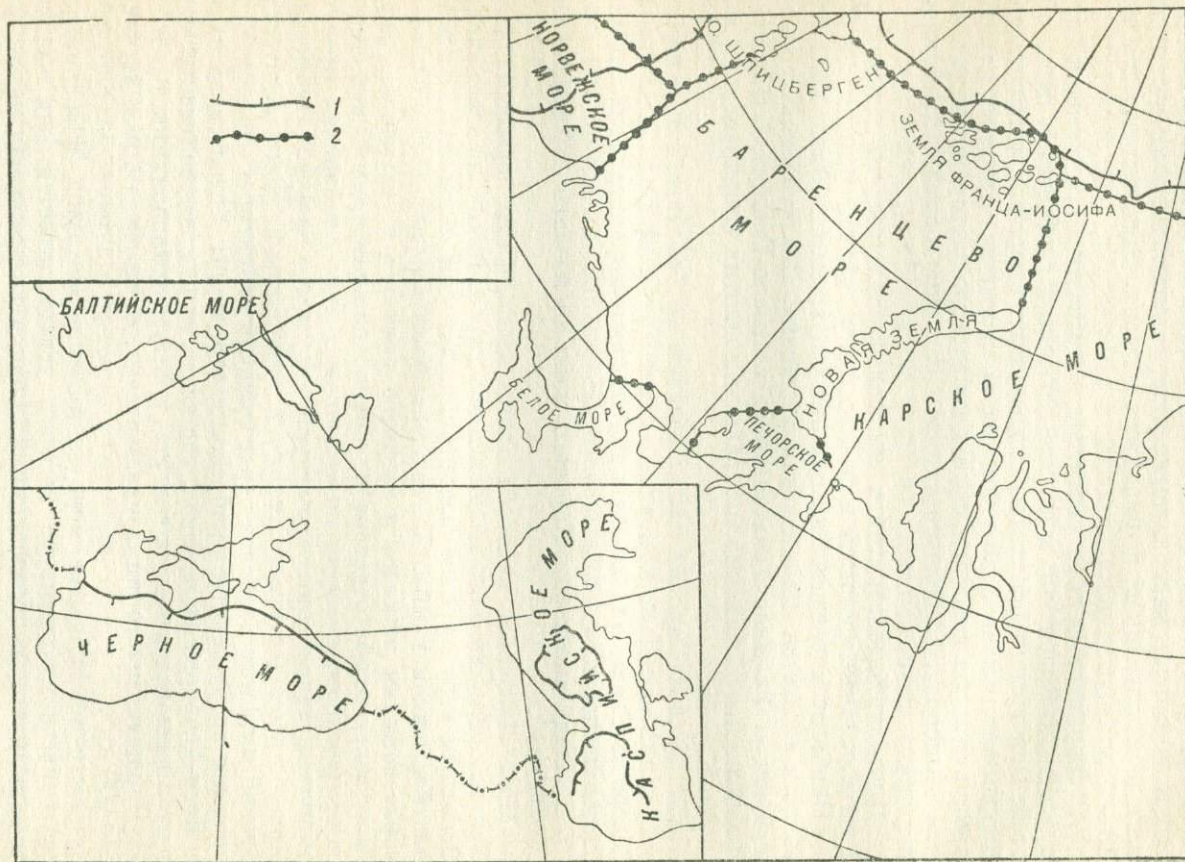
В пределах Карской плиты развиты карбонатные и терригенные отложения среднего и верхнего палеозоя и триаса. На островах Северной Земли для отложений палеозоя характерна повышенная битуминозность.

Площадь акватории Карского моря до изобаты 200 м достигает 950 000 км<sup>2</sup>.

**Море Лаптевых** является одним из наиболее ледовитых морей Арктики. Данные о его геологическом строении крайне ограничены. Основным структурным элементом акватории является Лаптевская платформенная глыба. Ее чехол сложен терригенно-карбонатными образованиями нижнего и среднего палеозоя и, возможно, рифея, Лаптевская глыба отделена от Сибирской платформы Южно-Лаптевским прогибом, который по аналогии с Лено-Анабарским прогибом выполнен терригенными толщами верхнего палеозоя и мезозоя. Мощность их достигает нескольких километров. Южно-Лаптевский прогиб является наиболее перспективной структурой шельфа. В его пределы погружаются прибрежные структуры Хатангского залива и Лено-Анабарского прогиба, где известен ряд перспективных горизонтов палеозоя и триаса с нефте- и битумопроявлениями.

Площадь акватории моря Лаптевых до изобаты 200 м достигает 375 000 км<sup>2</sup>.

**Восточно-Сибирское море** занимает территорию, в современной тектонической структуре которой устанавливается ряд крупных разновозрастных образований. Южная и юго-западная части акватории моря заняты Новосибирско-Чукотской системой мезозойд. Северная часть акватории, возможно, относится, к древней Гиперборейской платформе. Значительные центральные районы акватории



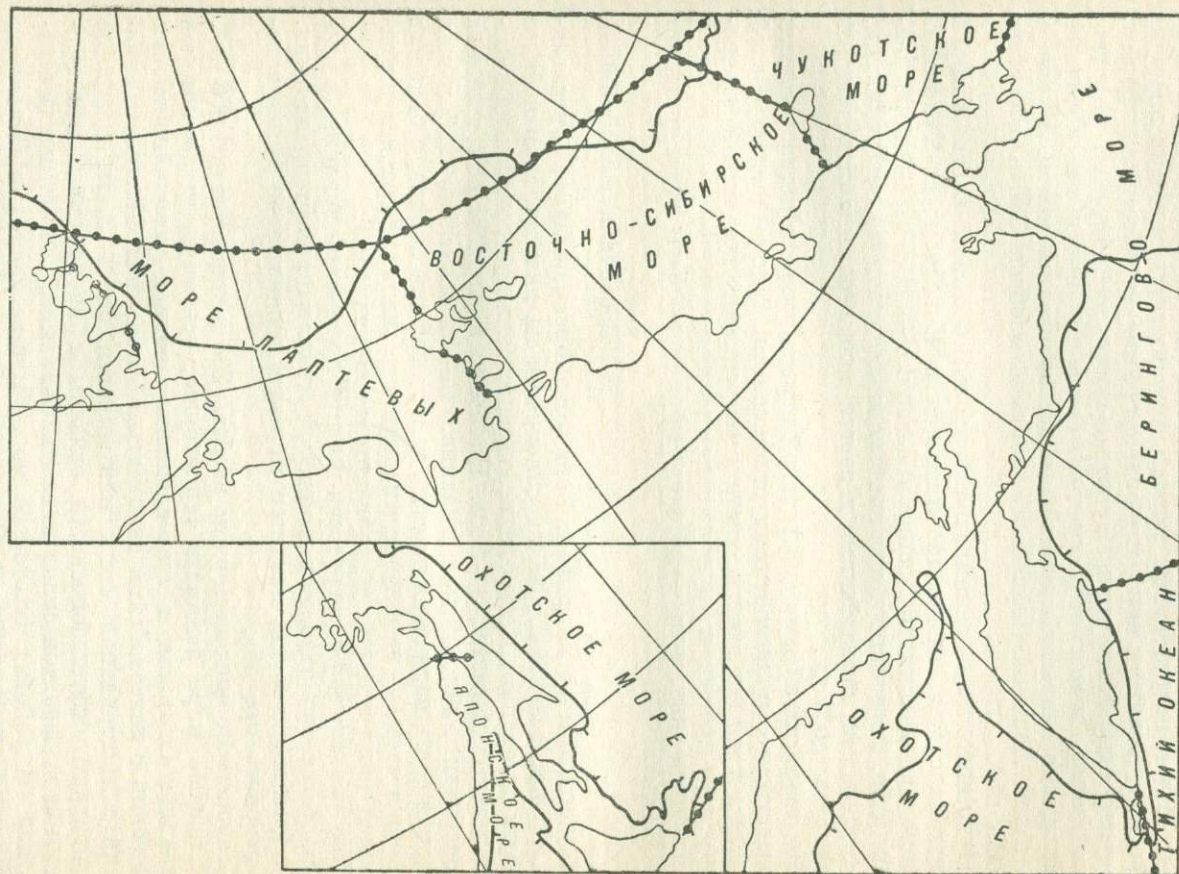


Рис. 1. Схематическая карта границ континентального склона (1) и границ окраинных морей СССР (2).

заняты Новосибирской впадиной и Чукотско-Восточно-Сибирским прогибом, выполненными мощными верхнемеловыми и кайнозойскими отложениями.

Перспективы нефтегазоносности связываются с комплексом верхнемеловых и палеогеновых пород, выполняющих молодые впадины и прогибы, а также с породами палеозоя Гиперборейской платформы. Следует отметить, что Чукотско-Восточно-Сибирский прогиб, по-видимому, имеет структурные связи с прогибами Северной Аляски, где открыты крупнейшие месторождения нефти. Площадь акватории Восточно-Сибирского моря до изобаты 200 м достигает 900 000 км<sup>2</sup>.

**Чукотское море** занимает территорию, южная часть которой в тектоническом отношении относится к Новосибирско-Чукотской системе складчатых мезозойских, а северная — к Южно-Гиперборейской глыбе. Осадочный чехол глыбы сложен верхнепротерозойскими, палеозойскими, мезозойскими и неоген-палеогеновыми отложениями мощностью до 8 км.

По аналогии с Северной Аляской перспективы нефтегазоносности связываются с палеозойскими отложениями Южно-Гиперборейской глыбы, а также с мезозойскими отложениями Чукотско-Восточно-Сибирского прогиба и других впадин глыбы.

Площадь акватории Чукотского моря до изобаты 200 м достигает 355 000 км<sup>2</sup>.

### Восточная группа морей

**Берингово море** покрывает Берингоморскую плиту, образованную чехлом мезокайнозойских отложений на палеозойском и более древнем основании. Мощность осадочного чехла в прогибах на окраинах плиты достигает 3—4 км. Наиболее перспективной является Анадырская кайнозойская впадина. Ее относительно небольшая западная часть находится на суше у Анадырского залива, а большая восточная часть — на шельфе Анадырского залива. Бурением в прибрежной части впадины установлены газопроявления.

Под уровень моря погружена и часть Хатырской впадины, в неоген-палеогеновых отложениях которой отмечаются нефтепроявления. Перспективным также является морское продолжение Ильпинско-Литкенского прогиба.

Площадь Берингова моря до изобаты 200 м достигает 400 000 км<sup>2</sup>.

**Охотское море** занимает территорию, основную часть которой составляет Охотская плита, сложенная чехлом мезокайнозойских отложений с палеозойским складчатым основанием. Мощность отложений в центральной части плиты достигает 2—3 км. Основные перспективы нефтегазоносности связаны с периферическими прогибами перед фронтом складчатых зон Сахалина, Камчатки и Северо-Востока. В районах Охотского моря, примыкающих к Сахалину, развит глубокий (мощность мезокайнозойских отложений 6—8 км) прогиб, морфологически совпадающий с впадиной Дерюгина. На Сахалинском борту этого прогиба расположены главные продук-

тивные нефтегазоносные площади острова. На акватории выявлен ряд локальных структур, более перспективных по сравнению с сушей.

Меньший, но похожий по строению прогиб прилегает к побережью Западной Камчатки, совмещаясь с впадиной Тинро. Перспективность этого прогиба подтверждается многочисленными нефтепроявлениями, выявленными бурением. Прогиб в северной части Охотского моря изучен слабо, но по предварительным данным он выполнен толщей мезокайнозойских осадков (6—8 км). К крайним частям этого прогиба, выходящим на сушу в районе Магадана, приурочены проявления метана.

**Японское море** (Татарский пролив) в пределах советской части шельфа покрывает прогиб, выполненный мезокайнозойскими осадками мощностью более 6 км. На Сахалинском и материковом бортах прогиба имеются многочисленные проявления (а на Сахалине и залежи) нефти и газа. Прогиб признается перспективным, особенно в присахалинской части.

Площадь акватории Охотского моря до изобаты 200 м и Татарского пролива достигает 670 000 км<sup>2</sup>, перспективная площадь — 310 000 км<sup>2</sup>.

К восточным акваториям СССР должен быть отнесен и Восточно-Камчатский шельф (перспективная площадь 10 000 км<sup>2</sup>).

#### ОБЩИЕ ВЫВОДЫ

Общая площадь акваторий всех морей СССР до изобаты 200 м достигает около 6 000 000 км<sup>2</sup>, перспективная площадь составляет 4 500 000 км<sup>2</sup> (рис. 1).

Около 45% запасов ресурсов нефти и газа сосредоточено в прибрежных зонах морей с глубинами до 50 м, 25% — в зонах с глубинами 50—100 м и 30% — в зонах с глубинами 100—200 м.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Атлас Мира. Изд. 2-е. М., ГУГК, 1967, 64 с.
2. Афанасьев Г. Д. К проблеме гранита. — «Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1953, № 1, с. 63—80.
3. Афанасьев Г. Д. Магматизм и глубинное строение земной коры. — В кн.: Магматические формации. М., «Мир», 1964, с. 5—17.
4. Белоусов В. В. О геологическом строении и развитии океанических впадин. — «Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1955, № 3, с. 3—17.
5. Белоусов В. В. Земная кора и верхняя мантия материков. М., «Наука», 1966. 123 с.
6. Беляевский Н. А., Борисов А. А., Вольвовский И. С. Глубинное строение территории СССР. — «Сов. геология», 1967, № 11, с. 56—84.
7. Беляевский Н. А. Симпозиум по мировой системе рифтов. — «Геотектоника», 1968, № 4, с. 140—144.
8. Беляевский Н. А. Связь геологических структур с глубинным строением земной коры (по сейсмическим данным). — «Бюл. Моск. о-ва испыт. природы. Отд. геол.», 1969, т. 44, вып. 2, с. 24—43.
9. Деменицкая Р. М. Кора и мантия Земли. М., «Недра», 1967. 280 с.
10. Перспективы нефтегазоносности шельфов морей СССР. — В кн.: Геол. и техн. аспекты разведки на нефть и газ в условиях континент.

- шельфов. М., ИЛ, 1971, с. 106—125. Авт.: Еременко Н. А., Алиханов Э. Н., Ахмедов А. М. и др.
11. Калинин М. К. Нефтегазоносность акваторий мира. М., «Недра», 1969. 223 с.
12. Карта перспектив нефтегазоносности СССР. М., «Недра», 1970. 159 с.
13. Косминская И. П. Строение земной коры по сейсмическим данным. — «Бюл. Моск. о-ва испыт. природы. Отд. геол.», 1959, т. 33, вып. 4, с. 25—38.
14. Кропоткин П. Н. Современные геофизические данные о строении Земли и проблема происхождения базальтовой и гранитной магмы. — «Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1953, № 1, с. 38—63.
15. Тектоника и нефтегазоносность окраинных морей СССР. М., «Недра», 1970. 302 с. Авт.: Кузнецов Ю. А., Левин Л. Э., Маловицкий Я. П. и др.
16. Пейве А. В. Океаническая кора геологического прошлого. — «Геотектоника», 1969, № 4, с. 5—23.
17. Прайт У. Нефть на континентальных шельфах. — В кн.: География нефти. М., ИЛ, 1954, с. 249—253.
18. Пущаровский Ю. М. Введение к тектонике Тихоокеанского сегмента Земли. М., «Наука», 1972. 222 с.
19. Руттен М. Г. Геология Западной Европы. М., «Мир», 1972. 429 с.
20. Тихомиров В. В. К вопросу о развитии земной коры и природе гранита. — «Изв. АН СССР. Сер. геол.», 1958, № 8, с. 3—15.
21. Уикс Л. Г. Геологическое строение и ресурсы нефти и газа акваторий морей и океанов. — В кн.: Геол. и техн. аспекты разведки на нефть и газ в условиях континент. шельфов. М., ИЛ, 1971, с. 58—79.
22. Уманцев Г. Б. Геоморфология и тектоника дна Тихого океана. М., «Наука», 1972. 394 с.
23. Хаин В. Е. Региональная геотектоника. М., «Недра», 1971. 548 с.
24. Хаин В. Е., Левин Л. Э., Тулиани Л. И. Объем осадочной толщи и прогнозные запасы углеводородов в системе впадины Мирового океана. — «Докл. АН СССР», 1974, т. 200, вып. 5, с. 1201—1202.
25. Хесс Г. Г. Островные дуги, аномалии силы тяжести и интрузии серпентинита (к проблеме офиолитов). — «Труды XVII Межд. геол. конгресса», 1937, с. 279—300.
26. Шепард Ф., Дилл Р. Подводные морские каньоны. Л., Гидрометеониздат, 1972. 343 с.
27. Экспресс-информация Министерства геологии СССР. Новости зарубежной литературы. Сер. геол. Методы поисков и разведки месторождений нефти и газа, 1971, № 1, с. 1—84.
28. Dewey J., Bird J. Mountain zones and a new global tectonics. — J. of Geophys. Res., 1970, vol. 75, № 14, p. 2625—2647.
29. Dietz R. S., Holden I. C. Miogeoclines in space and time. — J. Geol., 1974, vol. 74, № 5, p. 566—583.
30. Emery K. O. Continental rises and potential. — J. Oil and Gas, 1969, vol. 67, № 19, p. 231—240.
31. Hinde P. North Sea exploration. — Gas J., 1967, № 5, p. 335—338.
32. International petroleum encyclopedia. — Petroleum Publishing Co. Tulsa, Oklahoma, 1971. 315 p.
33. International petroleum encyclopedia, — Petroleum Publishing Co. Tulsa, Oklahoma, 1972. 448 p.
34. Le Pichon X., Dennis S. Marginal offsets, fracture zones and the early opening of the South Atlantic. — J. Geophys. Res., 1971, vol. 72, № 26, p. 628—629.
35. Le Pichon X., Menard H. W. Sea floor spreading and continental drift. — J. Geophys. Res., 1968, vol. 73, № 12, p. 3661—3697.
36. Menard H. W., Atwater T. A. Changes in direction of sea floor spreading. — Nature, 1968, vol. 219, p. 463—467.

37. Morgan J. Rises, trenches, great faults and crystal brocks. — J. Geophys. Res., 1968, vol. 73, № 4, p. 1959—1982.
38. Kinney G. T. The environmental craze: will it strangle energy? — Oil and Gas J., 1971, vol. 69, № 11, p. 23—28.
39. Gardner E. J. Huge offshore growth set for 1970's. — Oil and Gas J., 1970, vol. 68, № 11, p. 123—129.
40. What industry is doing to solve deep water production problems. — World Oil, 1968, vol. 167, № 1, p. 96—104.
41. Pitman W. C., Herron E., Heirtzler I. Magnetic anomalies in the Pacific and sea floor spreading. — J. Geophys. Res., 1968, vol. 73, № 6, p. 2069—2075.
42. Weeks L. G. Offshore petroleum development and resources. — J. Petrol. Technol., 1969, vol. 21, p. 377—385.
43. Weeks L. G. Finding oil in the sea. — Offshore, 1970, vol. 20, № 6, p. 37—48.
44. Technical breakthroughs displayed in offshore drilling. — World Oil, 1968, vol. 167, № 1, p. 90—95.
45. Sander N. J. What's ahead for the international offshore? — World Oil, 1970, vol. 171, № 1, p. 83—88.

МОРСКИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА  
ОСНОВНЫХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ  
ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН

Среди многих актуальных вопросов нефтяной геологии важнейшим является удовлетворение быстрорастущего мирового спроса на углеводороды (жидкое и газообразное топливо), который за последние 20 лет увеличился в капиталистических странах почти вчетверо. По данным некоторых исследователей, рост потребления нефти и газа в мире возрастет к 1985 г. в 2 раза, а к 2000 г. — в 4 раза, что и явилось одной из причин резкой активизации широких поисков нефти и газа.

Стремительный рост добычи нефти и газа сопровождался значительным расширением разведочных работ в различных частях света и широким выходом поисков в шельфовые зоны. На середину 1973 г. в океанах, морях, заливах и бухтах более чем 110 стран ведется разведка или добыча нефти и газа. В 29 государствах добывают или скоро начнут добывать нефть и газ со дна моря; более 46 государств ведут поисково-разведочное бурение; геолого-геофизические работы на шельфе осуществляют 82 страны.

На долю морских месторождений приходится почти 21%. Кроме того, на частично морские месторождения падает 2,5 млрд. т мировых запасов нефти.

Запасы газа морских месторождений достигают не менее 6820 млрд. м<sup>3</sup>, т. е. около 20% мировых запасов (33,06 трлн. м<sup>3</sup>). Запасы природного газа, связанные с месторождениями шельфовых зон, составляют в Океании 40%, в Европе 24%, в Северной Америке 11%, в Южной Америке 9% и в Азии 14%.

К рассматриваемому времени самыми «горячими» точками поисково-разведочных работ на акваториях земного шара остаются Северное море, Юго-Восточная Азия, Персидский залив, арктические районы Канады и западное побережье Африки.

Несмотря на то что в печати имеется весьма мало сведений о морских месторождениях нефти и газа, можно считать, что на середину 1973 г. количество морских месторождений в мире превышает 500, а общее количество месторождений нефти и газа на земном шаре составляет около 20 000. Из приведенных цифр видно, что морские нефтяные и газовые месторождения составляют лишь 2,5% общего количества открытых месторождений в мире и дают 20% общемировой добычи нефти (1,37 млн. т/сутки).

Ежегодно на акваториях мира бурится до 10 тыс. скважин и открываются десятки новых месторождений. Мировая морская площадь (до глубины 305 м) равна 27,754 млн. км<sup>2</sup>, т. е.  $\frac{1}{3}$  площади суши. 57% морской площади падает на перспективные осадочные бассейны. На высокоперспективные районы шельфовых зон приходится 17% общей площади Мирового шельфа.

Общеизвестно, что основные запасы и добычу нефти и газа дают самые крупные месторождения. В мире насчитывается 166 нефтяных и 40 газовых месторождений, относимых по размерам запасов к «гигантам» и крупнейшим. В них сосредоточено 76% мировых ресурсов нефти и более 50% газа. Подавляющее количество морских «гигантов», содержащих нефть, сосредоточено в странах Ближнего и Среднего Востока, а содержащих газ — в Европе. Однако открытия последнего десятилетия в Северном море начинают несколько менять установившуюся географию размещения крупнейших скоплений нефти.

В странах Ближнего и Среднего Востока к морским «гигантам» и крупнейшим месторождениям нефти относятся Хафджи-Сафания (5,2 млрд. т \*), Манифа (960 млн. т), Абу-Сафа (343 млн. т) в Саудовской Аравии; Сассан (около 500 млн. т), Дариус (30 млн. т) в Иране; Ид-эль-Шарги (350 млн. т), Мейдан-Мазан (187 млн. т) в Катаре; Фатех (159 млн. т) в Дубае; Ум-Шейф (около 380 млн. т), Закум (более 165 млн. т) в Абу-Даби.

Месторождения «гиганты» и крупнейшие имеются и на африканском континенте: Эль-Морган (более 609 млн. т), Амаль (более 400 млн. т) в Египте; Мерен (126 млн. т), Окан (80 млн. т) в Нигерии; Кабинда «Б» (193 млн. т) в Анголе.

Крупнейшие месторождения и «гиганты» известны и в других местах: Бей Марчанд, Тимбальер Бей, Кайлоу Айленд (685 млн. т), Уэст Дельта Блок 73 (около 110 млн. т), Санта-Инес (135—405 млн. т) в США; Аренк (159 млн. т) в Мексике; Лама (501 млн. т), Ламар (272 млн. т) в Венесуэле; Ампса Саут Уэст (318 млн. т), Сирри (250 млн. т) на Северном Борнео; Кингфиш (108,5 млн. т), Халибут (95,4 млн. т), Барракута (79,5 млн. т) в Австралии.

Наконец, совершенно новый регион — Северное море. Открытые здесь в последние годы месторождения нефти с полным основанием могут быть отнесены к категории «гигантов»: Экофиск (более 580 млн. т) в Норвегии; Фортис (1 млрд. т), Брент (300 млн. т), Берил (более 300 млн. т), Корморант (135 млн. т) в Великобритании.

«Гигантов» и крупнейших газовых месторождений в шельфовых зонах выявлено всего около 10. Основное количество газовых «гигантов» сосредоточено в Северном море у берегов Англии: Лемен-Бенк (340 млрд. м<sup>3</sup>), Фригг (300 млрд. м<sup>3</sup>), Индифатигабл (226 млрд. м<sup>3</sup>), Викинг (140—850 млрд. м<sup>3</sup>), Хеймдал (100 млрд. м<sup>3</sup>). К крупнейшим морским может быть отнесено и открытое в 1969 г.

\* Запасы некоторых месторождений, очевидно, преуменьшены, так как в настоящее время еще происходит их доразведка.

газоконденсатное месторождение Баркан в Саудовской Аравии (99 млрд. м<sup>3</sup>).

Скопления нефти и газа имеются и в месторождениях, отнесенных к категории частично морских, в том числе такие «гиганты», как нефтяное месторождение Прадхо-Бей на Аляске, Боливар в Венесуэле, газовое месторождение в провинции Гронинген в Нидерландах и др.

Акватории, где ведутся поисково-разведочные и эксплуатационные работы на нефть и газ, имеют различное тектоническое строение: эпикаледонский бассейн Северного моря; склон древней платформы во впадинах Гвинейского залива; Месопотамский передовой прогиб в Персидском заливе; области каледонской и мезозойской складчатости в бассейнах Индонезии, Южно-Китайского, Яванского и Андоманского морей и Мексиканской впадины; грабеновые впадины эпипалеозойской платформы в бассейне Бассового пролива; палеозойская область в арктических провинциях Аляски и Канады.

Кроме перечисленных выше основных регионов, поисково-разведочные работы ведутся в акватории Средиземного моря, на шельфах Японии и Атлантического океана, у берегов Южной Америки (вплоть до Огненной Земли), на о-вах Тонго (Тихий океан), близ берегов Австралии и Новой Гвинеи и в ряде других областей мирового шельфа.

### Средний и Ближний Восток

Рассматриваемый регион охватывает ряд основных нефтегазодобывающих стран мира: Иран, Ирак, Саудовскую Аравию, Катар, Кувейт, Бахрейн, Оман, а также Дубай, Объединенные Арабские Эмираты (Шарджа, Аджман, Ум-эль-Койвайн и др.). Морские месторождения нефти выявлены (к 1973 г.) в Иране, Саудовской Аравии, Катаре, Абу-Даби и в Нейтральной зоне Суэцкого канала. Эти месторождения расположены в акватории Персидского залива. Исключение составляет открытое недавно крупнейшее газоконденсатное месторождение мира — Баркан (Юба) на северо-востоке Красного моря.

Первое место по размерам разведанных запасов принадлежит странам Ближнего и Среднего Востока, где сосредоточено более 65% мировых запасов нефти и 25% запасов газа. В общемировой добыче эти страны занимают также одно из первых мест — 30%. Запасы морских месторождений составляют более 20% суммы их общих запасов нефти.

Поисково-разведочные работы на нефть и газ в акватории Персидского залива были начаты в начале 50-х годов нашего столетия и уже в 1951 г. открыто первое крупнейшее морское месторождение нефти — Хафджи-Сафания. К концу 1973 г. в акватории насчитывалось 42 морских месторождения нефти и газа и 6 частично морских, открытых преимущественно в 70-х годах. Значительное количество месторождений относится к разряду крупнейших и крупных.

Характерной чертой строения территории стран Ближнего и Сред-

него Востока является наличие трех крупных геотектонических элементов: альпийской геосинклинальной области, Аравийско-Сирийской платформы и предгорного Месопотамского прогиба, центральную часть которого занимает акватория Персидского залива. Территория акватории имеет сложное строение. Она захватывает геосинклинальный склон Месопотамского прогиба и внешний (платформенный) борт Аравийской платформы. Территория акватории поделена между странами, имеющими выход к заливу. Граница проходит близ осевой линии залива, отделяя восточную половину, принадлежащую Ирану. Площадь залива вытянута с северо-запада на юго-восток на расстояние более 900 км и составляет около 240 тыс. км<sup>2</sup>. Для залива характерны сравнительно небольшие глубины от 10 до 70 м, редко до 100 м. В акватории развиты соляные купола, особенно в южной половине. Общее количество куполов достигает 200.

Морские нефтяные месторождения Персидского залива расположены как на геосинклинальном склоне передового прогиба, так и на внешнем борту платформы. Впадина Персидского залива выполнена мощным комплексом (до 15 000 м) отложений от кембрия до четвертичных включительно. Продуктивные толщи развиты от юры до плиоцена. В Иране, например, пористость их весьма незначительна, однако это обстоятельство не мешает иметь весьма высокие дебиты большинству нефтяных и газовых скважин на месторождениях. Максимальной продуктивностью отличаются скважины, вскрывшие известняки свит Асмари и Бангестан: в первой дебит достигал 12 000 т/сутки, во второй — 1900.

Подавляющее число морских месторождений нефти в Персидском заливе размещено в иранской части акватории — 13 нефтяных и 1 газоконденсатное. Среди них выделяются по размерам запасов крупнейшие — Сассан, Дариус, Бахреган (173 млн. т) и, очевидно, Лулу-Эсфандиар. Последнее, возможно, войдет в число «гигантов»: некоторые исследователи полагают, что его начальные запасы составят не менее 5 млрд. т. Интересно тектоническое положение месторождения. Оно расположено у наиболее прогнутой осевой зоны Персидского залива, в области перехода складчатого борта Месопотамского прогиба к глубоко погруженному склону Аравийской платформы с мощным чехлом палеозойских и мезозойских отложений.

Основным нефтегазоносным комплексом Ирана являются широко развитые карбонатные толщи юрско-мелового и третичного возрастов — свиты Араб, Хами, Бангестан и Асмари. Газ имеется почти во всех нефтяных месторождениях. В пределах северо-востока залива нефтегазоносны трещиноватые известняки олигоцен-миоценового и неокомского возраста — свиты Асмари и Хами. Последние перекрываются пачкой гипсов и соленосных отложений фарса. Мощность свиты Асмари колеблется от 200 до 600 м. Карбонаты Асмари отличаются высокой нефтегазоносностью, что связано с их большой тектонической трещиноватостью, позволившей выделить известняки Асмари в особый «иранский» тип коллекторов. Проница-

емость известняков достигает на некоторых нефтяных месторождениях нескольких дарси. Однако сами известняки отличаются малой пористостью (не более 10%) и низкой проницаемостью.

Морские месторождения нефти северо-восточного участка акватории приурочены к крупным протяженным антиклинальным складкам, расположенным в зонах развития разломов. Залежи связаны с карбонатными отложениями третичного возраста (олигоцен-миоцен, свита Асмари), раннего мела и поздней юры (свиты Хами и Араб). Для нефтяных залежей характерно относительно глубокое залегание — более 2000 м (месторождение Хендиджан — 3400, Науруц — 3500 и Бахреган — 4000 м). Лишь на месторождении Дорра залежи неглубокие — 1770 м.

Многие месторождения многопластовые, имеют высокие этажи нефтегазоносности (свыше 300 м в Дариусе) и преимущественно сводовые залежи (на суше этажи нефтеносности подчас достигают 1200 и даже 2000 м — Гяч-Саран, Альборц, Ага-Джари и др.). Ряд месторождений имеет газовые шапки (Дариус, Бахреган) и весьма высокие дебиты скважин. Например, крупнейшее месторождение северо-восточного участка акватории Дариус имеет скважину-открывательницу, пробуренную в центре структуры с одним из самых высоких дебитов.

Иной характер носят морские месторождения юго-восточного участка иранской части залива. На 1/1 1974 г. известно 5 крупных морских месторождений: Сирри, Мейдан-Мазан, Рахш, Ум-Шейф и Сассан. В настоящее время месторождение Сассан — самое крупное из известных в складчатой зоне Месопотамского прогиба с начальными запасами в 500 млн. т. Общим для месторождений является приуроченность к крупным, пологим и спокойным антиклинальным складкам. На этом участке акватории широко распространены типичные солянокупольные структуры, с которыми и связан ряд морских месторождений нефти. Региональные нефтегазоносные горизонты приурочены преимущественно к карбонатам юрско-меловой свиты Араб, залегающей в интервалах 2000—3300 м. Карбонаты представлены доломитизированными известняками. Нефти месторождений высококачественные, с плотностью в среднем 0,837—0,855 г/см<sup>3</sup>. Наиболее характерным месторождением, приуроченным к структуре, связанной с глубоко погребенным соляным куполом, является месторождение Майдан-Мазан с запасами нефти 140 млн. т. Территориально месторождение относится к княжеству Катар.

Государством, в территориальных водах которого выявлено (1/1 1973 г.) 8 морских и 3 частично морских месторождения нефти, является Саудовская Аравия. Наиболее крупные морские и частично морские месторождения: Хафджи-Сафания, Манифа, Абу-Сафа, Хурсания (340—1035 млн. т), Катиф (500 млн. т), Берри (192—938 млн. т), Баркан (99 млрд. м<sup>3</sup>) и др. Первое является крупнейшим в мире.

Морские месторождения связаны с глубоко погруженным фундаментом восточной краевой части Аравийской платформы (за исклю-

чением месторождения Баркан). В нефтегазоносной провинции Аравийской платформы выделяется ряд крупных геотектонических структур, имеющих продолжение в акватории Персидского залива: Басра-Кувейтская впадина, сводовое поднятие Хаза и впадина Руб-эль-Хали. Крупные структурные элементы осложнены протяженными валлообразными структурами платформенного типа. В восточной части Аравийского полуострова широко развиты разломы различной протяженности и амплитуды. Ряд разломов продолжается в акватории. Основными продуктивными нефтегазоносными отложениями являются карбонатные свиты Араб позднеюрского возраста, а в более южных участках акватории и свиты мелового возраста — Ратави и Зубаир.

Верхнеюрская карбонатная свита трещиноватых известняков Араб продуктивна почти на всех морских месторождениях Саудовской Аравии. Лишь на месторождении Хафджи-Сафания гигантские запасы нефти размещены в нижнем и среднем мелу — свитах Бахрейн и Зубаир. Крупные скопления нефти месторождения Зулуф также размещаются в толщах нижнего мела.

Свита Араб подразделяется на 4 пачки: А, Б, В и Г. Мощность пачек меняется в широких пределах: от единиц до 200 м. Продуктивные пачки разделены горизонтами глин и ангидритов. На морских месторождениях широко распространены все четыре продуктивные пачки (Катиф, Хурсания, Берри, Манифа и др.). Нефтеносные толщи перекрываются ангидритовой толщей Хит, юрско-мелового возраста, служащего весьма надежной покрывкой на большинстве месторождений. Месторождения приурочены к антиклинальным и куполовидным (Хурсания) складкам платформенного типа, различным по своим размерам: от весьма крупных структур месторождений Хафджи-Сафания и Манифа до относительно небольшой куполовидной антиклинали берегового месторождения Хурсания. Месторождения многопластовые, залежи массивные, сводовые, характеризующиеся газовым режимом. Эффективные мощности на ряде месторождений весьма значительны (Хафджи-Сафания — 290 м). Глубины залегания продуктивных горизонтов от 1500 (Хафджи-Сафания, Катиф) до более чем 2500 м (Манифа, Марджан-Ферейдун и др.). Нефти повсеместно высокосернистые плотностью 0,830—0,892 г/см<sup>3</sup>.

Первое место среди морских «гигантов», как уже упоминалось, принадлежит Хафджи-Сафании. Северная половина месторождения (Хафджи) расположена на акватории нейтральной зоны Кувейта (на борту Басра-Кувейтской впадины). По своему строению оно типично для западной половины акватории Персидского залива. Месторождение приурочено к протяженной антиклинальной складке размером 62,5 × 14 км с углами падения крыльев около 30°. Основные продуктивные горизонты приурочены к песчаникам свит Зубаир и Бахрейн, обладающих высокой пористостью (26%) и проницаемостью (600 мдарси). Месторождение многопластовое, характеризуется неглубоким залеганием (иногда с газовыми шапками), 1500—

2000 м, сравнительно высоким газовым фактором (до 40 м<sup>3</sup>/т) и массивными сводовыми залежами в структурных выступах. Средние дебиты скважин на месторождении составляют более 1600 т/сутки. Дебиты отдельных скважин (начальные) достигали 3000 т/сутки.

Вторым крупнейшим (частично морским) месторождением Саудовской Аравии является Хурсания, расположенное в зоне относительно приподнятой части кристаллического фундамента на погребенном сводовом поднятии Хаза, простирающемся под воды Персидского залива. Оно приурочено к куполовидной структуре с крутыми крыльями. Запасы месторождения по последним данным [4] составляют более 1033 млн. т и размещены в карбонатных пачках А, Б, В и Г свиты Араб. Для нефтяных скоплений характерны относительно неглубокое залегание (2100—2310 м) и массивные сводовые залежи.

Одной из последних крупных находок в Саудовской Аравии является выявленное в конце 1969 г. в северной части акватории грабена Красного моря, в водах зал. Акаба, газоконденсатное месторождение Баркан (Юба). Месторождение приурочено к антиклинальной складке. Продуктивные отложения связаны с четырьмя пачками песчаников миоценового возраста, залегающими на глубине около 200 м. На месторождении имеется около 1,16 млн. м<sup>3</sup> конденсата.

Севернее Саудовской Аравии размещается небольшое княжество Кувейт, обладающее огромными запасами нефти (10,5 млрд. т). Добыча в 1970 г. составила 152 000 млн. т. На территории этого небольшого государства размещено несколько крупнейших месторождений, среди них такой «гигант», как Большой Бурган, расположенный на суше.

На акватории Кувейта известны только два морских нефтяных месторождения: Эль-Хоут и Хафджи-Сафания, которым Кувейт владеет совместно с Саудовской Аравией. Месторождение Эль-Хоут, открытое в 1963 г., расположено в водах нейтральной зоны Кувейта близ осевой линии Персидского залива (на платформенном склоне Аравийской платформы), в области Басра-Кувейтской впадины. Месторождение приурочено к платформенному типу структуры — антиклинальной складке.

В северо-западном участке акватории залива отсутствуют отложения верхней юры (свита Араб) и продуктивные отложения приурочены к нижнемеловым (неоком), преимущественно терригенным и карбонатным толщам (свита Ратави). Залежи нефти размещены на глубине от 1500 до 2900 м. С более глубоко залегающими (3300 м) карбонатными толщами юрского возраста связаны залежи газа. Нефти на месторождении легкие, плотностью до 0,885 г/см<sup>3</sup>. Содержание серы иногда превышает 3%.

В пределах юго-западного и южного побережья Аравийского полуострова размещен ряд небольших шейхств и княжеств, имеющих выход в акваторию Персидского залива. Этим странам принадлежат 8 крупных морских месторождений нефти на юге залива. Интенсивные поисково-разведочные работы стали здесь проводиться начиная

с 50-х годов. Промышленная нефтеносность акватории была установлена в 1960 г., с момента открытия крупного месторождения Ид-эль-Шарги. В 1958 г. было открыто еще одно крупное морское месторождение — Ум-Шейф.

В геотектоническом отношении рассматриваемая часть акватории охватывает восточное окончание крупной синеклизы Руб-эль-Хали, ограниченной на северо-западе Катарским сводом, а на юго-востоке складками хр. Оман. Для синеклизы характерны крупные пологие антиклинальные складки платформенного типа с углами падения на крыльях менее  $5^\circ$ , группирующиеся в протяженные валообразные поднятия. В акватории развиты соляные купола, большинство которых относится к категории глубокопогруженных. Ряд нефтеносных структур осложнен соляными куполами: Ид-эль-Шарги, Ум-Шейф и др. Морские месторождения приурочены к крупным антиклинальным, реже куполовидным структурам. По размерам запасов они относятся к очень крупным. Крупнейшие скопления нефти сосредоточены в верхнеюрских и нижнемеловых отложениях (свиты Араб-Дарб и Тамама). Основные продуктивные горизонты представлены карбонатами — известняками и доломитами, залегающими в интервалах глубин от 1400 (Ид-эль-Шарги) до 3385 м (Мурбаррац). Месторождения многопластовые, мощность продуктивных горизонтов в отдельных месторождениях достигает более 100 м (Ид-эль-Шарги) — 300 м, Мейдан-Мазан — 145 м).

Некоторые месторождения имеют газовые шапки (Ум-Шейф, Мурбаррац). На Мурбарраце в нижнемеловых отложениях свиты Тамама были получены притоки (достаточно значительные, до 267 т/сутки) газоконденсата. Плотность нефти на месторождениях колеблется от 0,822 до 0,871 г/см<sup>3</sup>. Нефти сернистые, содержание серы достигает почти 3% (Ид-эль-Шарги).

## Африка

Африка — третий по величине территории континент земного шара, обладающий огромной протяженностью шельфовой зоны, в настоящее время являющийся наименее изученным. Морские месторождения нефти на континенте впервые были открыты на территории современного Египта — Белаим-Марин (1961 г.). К началу 1973 г. на шельфе Африки было известно более 50 морских месторождений нефти, 3 газовых и 1 газоконденсатное. Среди морских месторождений 6 попадают по размеру запасов в число крупнейших: Эль-Морган, Амаль, Белаим-Марин, Эмерод-Марин, Мерен, Кабинда «В». Начальные извлекаемые запасы континента (включая и шельфовые зоны) составляют около 11 млрд. т нефти, 9395,2 млрд. м<sup>3</sup> газа и более 11 млрд. т конденсата. На долю морских месторождений приходится сравнительно небольшой процент от суммы запасов как нефти, так и газа.

Известные морские месторождения нефти и газа Африки размещены в 26 различных по размерам и тектоническому строению

нефтегазоносных бассейнах. На шельфах большинства стран континента ведутся интенсивные поисково-разведочные и эксплуатационные работы на нефть и газ. В ряде государств они дали положительные результаты, хотя промышленная добыча в шельфовых зонах многих стран еще не начата. Основное количество выявленных морских месторождений нефти и газа на шельфах континента приурочено: к Гвинейскому бассейну, бассейну грабена Суэцкого залива, к Габонской, Кванзинской впадинам и другим нефтегазоносным бассейнам, связанных с более мелкими впадинами. Кроме того, в последнее время была установлена нефтегазоносность мезозойских отложений Морондавской впадины (о-в Мадагаскар), имеющей, очевидно, западное продолжение на шельфе Индийского океана.

В современном структурном плане территория континента представляет собой докембрийскую платформу с примыкающими к ней на севере герцинской и альпийской складчатыми областями. На юге континента платформа ограничена субширотной областью Капской системы позднегерцинских складчатых сооружений. Западный склон платформы ступенчато опускается под уровень Атлантического океана и осложнен многочисленными впадинами, крупнейшей из которых является впадина Гвинейского залива (1000 × 500 км). Впадина представляет собой крупную тектоническую депрессию, большая часть которой расположена в акватории Гвинейского залива. Эта огромная депрессия осложнена рядом более мелких (полузамкнутых) впадин — Камоэ (Берег Слоновой Кости), Нигерийской (Гана, Того, Дагомея, Нигерия), Дуами (Камерун), Огава (Габон), Конго (Народная Республика Конго, Заир) и Кванза (Ангола). Восточный склон платформы в свою очередь также осложнен рядом впадин, открывающихся в сторону Индийского океана и имеющих, очевидно, продолжение в его водах. На востоке, пересекая материк с юга на север и через рифтовые впадины озер Ньяса, Танганьика, Киву, Альберта и др. уходя за пределы континента, проходит зона Великих Восточно-Африканских разломов (рифтов). Эта зона продолжается дальше в Азию, в область Мертвого моря, долину р. Иордан и Левантийского глыбового пояса.

Впадины выполнены карбонатно-терригенными мезокайнозойскими отложениями мощностью от 4000 до 10 000 м. В разрезе большинства впадин выделяется регионально соленосная толща нижнего мела (апт). Продуктивными толщами являются морские песчаные и карбонатные отложения мела — апт-сеноман и палеоген-миоцен, суммарная мощность которых составляет около 3000 м. Мощность отдельных продуктивных горизонтов достигает нескольких десятков метров. Глубина их залегания колеблется от 1540 (Эль-Морган) до 4000 м (Окан). Месторождения многопластовые. Основное количество нефтяных месторождений связано со сравнительно небольшими антиклинальными, реже брахиантиклинальными и куполовидными складками, возможно обусловленными проявлением соляной тектоники либо движениями блоков фундамента. Залежи сводовые, пластовые, часто осложнены сбросами. Повсе-

местно на морских промыслах нефть высокого качества, бессернистая, плотностью от 0,760 до 0,880 г/см<sup>3</sup>.

В Нигерийской впадине, в акваториальной части, принадлежащей Нигерии, к началу 1972 г. было размещено более 40 месторождений нефти и одно газовое. По добыче нефти Нигерия занимает в Африке второе после Ливии место. В настоящее время основная добыча во впадине связана с морскими площадями, обеспечивающими 27,4% добычи. Первые морские месторождения в Нигерийской впадине были открыты в 1963 г. (Кулома и Окан), а промышленная добыча началась с 1964 г. (Окан). Для морских месторождений характерно то, что они открыты в большинстве случаев первой скважиной. Основные продуктивные горизонты связаны с верхнемеловыми, палеогеновыми и миоценовыми отложениями. Структуры, к которым приурочены месторождения, небольшие и сильно нарушены сбросами. Месторождения многопластовые (до 30 горизонтов), иногда с газовыми шапками. Глубина залегающих залежей нефти в ряде случаев достигает 4000 м (Тубу).

Для отдельных морских скважин характерен высокий начальный дебит (до 450 т/сутки). Совсем недавно (1972 г.) в акваториальной части государства Нигерия были открыты нефтяные месторождения Мидлтон, Аньяла, Иним и др., на которых суточные дебиты отдельных скважин достигали 2,5 тыс. т/сутки [6]. Нефти преимущественно легкие, низкосернистые. Самыми крупными морскими месторождениями являются Окан и Мерен.

Для страны в целом характерен высокий процент успешного разведочного и эксплуатационного бурения (соответственно составляет 57 и 85%). За 1966—1970 гг. пробурено 296 поисково-разведочных скважин, из которых 196 оказались продуктивными.

Южнее Нигерийской депрессии расположен ряд сравнительно небольших впадин, открывающихся в сторону Атлантического океана. В шельфовых зонах некоторых впадин открыты морские месторождения нефти; наиболее крупной является впадина Огове (Габонская) размером 500 × 200 км, занимающая второе место на континенте по добыче и запасам нефти (после Нигерийской). На шельфе этой впадины расположено 10 месторождений нефти, некоторые из них частично морские. Морские месторождения дают более половины добычи нефти (Ангуил-океан, Порт Жентиль-океан, Юго-Западный Ангуил, Тарпил, Ченгу-океан, Бмгорно и др.). Первое месторождение было открыто в 1961 г. (Ангуил-океан).

Впадина Огове представляет собой моноклиналь, приуроченную к краевой части платформы и широко нарушенную ступенчатыми сбросами. Продуктивные отложения связаны с терригенными мезокайнозойскими отложениями — верхнемеловыми (верхний сенон) и палеоген-неогеновыми (палеоген, нижний эоцен, нижний миоцен), залегающими на сравнительно средних глубинах до 2000, иногда более 2500 м. Значительное количество нефтегазоносных структур осложнено соляной тектоникой (соляные купола, диапировые поднятия, протяженные соляные тела и т. д.). Месторождения много-

пластовые. Залежи обычно пластовые сводовые, реже тектонически экранированные. Нефти средние и тяжелые (плотность 0,86—0,90 г/см<sup>3</sup>) с содержанием серы 0,4—0,8%.

Крупные нефтяные месторождения имеются и в нефтегазоносной впадине Конго, открывающейся в сторону Атлантического океана. Впадина занимает значительную часть шельфа зал. Кабинда. Размер ее равен 200 × 50—80 км. Большая часть впадины покрыта водами океана. Нефтегазоносными являются надсолевые и подсолевые терригенные отложения мела и неогена (миоцен). Месторождения связаны с антиклинальными структурами (Кабинда «В»). Глубина залегания отдельных скоплений нефти имеет диапазон от 1000 до 3050 м (Кабинда «В»). Многопластовые месторождения содержат нефти от легких парафинистых до тяжелых. Самыми крупными морскими месторождениями являются Кабинда «В» (193 млн. т) и Эмерод (70 млн. т).

Еще одним нефтегазоносным регионом Африканского континента, где имеется значительное количество морских месторождений, является бассейн, связанный с грабеном Суэцкого залива. Последний продолжает огромный грабен Красного моря, входящий в свою очередь в Восточно-Африканскую систему разломов, пересекающую восточную часть Африки. Возникновение разломов относится к концу раннетретичного времени.

Впадина Суэцкого залива представляет собой акваториальную часть узкого (50 км) ступенчатого грабена длиной 350 км, расположенного между Нубийским и Аравийским кристаллическими массивами. Мощность осадочного комплекса (мезо-кайнозой), развитого в акватории, превышает 2000 м. Поисковые работы в акватории Суэцкого залива были начаты в 1961 г. с проведения сейсморазведки. В том же году было открыто первое морское месторождение (Белаим-Марин).

В настоящее время в водах Суэцкого залива известно 7 морских и несколько частично морских месторождений нефти. Среди морских месторождений выделяются размерами начальных запасов Эль-Морган (разрабатывается с 1967 г. и дает основную добычу по стране), Амаль, Белаим-Марин. Месторождения нефти связаны с локальными платформенными поднятиями горст-антиклинального типа (антиклинали, купола), обусловленными погребенными выступами докембрийского фундамента. Продуктивными толщами являются грубозернистые песчаники, реже кавернозные карбонаты неогенового (миоцен) и позднемелового возраста (сеноман). Эффективные мощности продуктивных горизонтов — от первых десятков («23 июля») до более чем 200 м (Эль-Морган). Залежи нефти преимущественно пластовые сводовые или тектонически экранированные с глубиной залегания от нескольких сотен (Жемса — более 200 м) до 3000 м (Белаим-Марин). Начальные суточные дебиты нефти отдельных скважин составляют 1000 т/сутки. Плотность нефти морских месторождений от 0,820 (Жемса) до 0,920 г/см<sup>3</sup> (Белаим-Марин).

Несмотря на оккупацию Израилем значительного количества месторождений нефти Египта, в том числе и морских, где сосредоточена основная добыча нефти и газа, в последние годы добыча не только не уменьшилась по стране, но и значительно возросла за счет вновь открытых морских месторождений как на суше, так и в акватории Суэцкого залива и на шельфах Красного и Средиземного морей. Следует отметить, что значительные месторождения газа были открыты в устье Нила и на шельфе Средиземного моря (Абу-Кир, Абу-Мади и др.).

Помимо описанных выше нефтегазоносных регионов, известных уже более десятка лет, в шельфовых областях Африканского континента в последние годы имел место ряд находок. Перечислим важнейшие из них.

1. Открытие нефти на акватории Юго-Западного Марокко, где в одной из двух поисковых скважин на глубине 2105—2135 м был получен приток нефти. Размер открытия пока неясен, но, очевидно, оно имеет промышленное значение.

2. Открытие газа на шельфе Красного моря у берегов Эфиопии. Скважина, пробуренная на глубине 3230 м (на глубине моря в 70 м), дала выброс газа. Однако значение открытия требует уточнения.

3. Открытие газоконденсатного и газового месторождения промышленного значения на континентальном шельфе у южных берегов ЮАР (бухта Плетенберг). Месторождение было открыто первой поисковой морской скважиной в Южной Африке на глубине 2287,5 м (при глубине воды 118 м). Дебит составил 708 000 м<sup>3</sup>/сутки и 40,5 т/сутки конденсата из двух продуктивных зон. В этом же районе на шельфе было пробурено еще десять глубоких поисковых скважин, причем в двух отмечены нефтепроявления и непромышленные притоки нефти.

4. Открытия месторождений нефти на акватории у берегов Западной Африки, особенно на континентальном шельфе Гвинейского залива. В последние годы было открыто морское месторождение в Дагомее. В печати нет сообщения о геологическом строении и размере открытого месторождения. Появились отрывочные сведения и об открытии нефтяного месторождения у берегов Камеруна, недалеко от о. Фернандо-По. Открыты морские месторождения у берегов Мавритании, Конго и других стран.

5. Открытие в конце 1971 г. месторождения нефти у берегов Туниса — Аштарк. Месторождение расположено в 80 км к юго-востоку от г. Сфакс. Глубина воды 70 м, глубина залегания нефтеносного горизонта 2850 м, мощность продуктивной толщи 75 м. Плотность нефти 0,876 г/см<sup>3</sup>.

6. Получение (1971—1972 гг.) значительных притоков нефти из двух скважин, пробуренных в акватории зал. Габес (Средиземное море) у берегов Туниса и Ливии.

7. Открытие первого морского месторождения нефти (1970—1971 гг.), очевидно, промышленного значения, в республике Заир. Продуктивны верхнемеловые отложения. Приток нефти был получен с глубины 3600 м.

Государства северной Европы, границы которых омываются Северным морем, вышли на мировую арену как нефтегазодобывающие морские страны немногим более 10 лет тому назад. До 60-х годов потенциальные возможности Северного моря в отношении нефтегазоносности расценивались относительно невысоко.

Площадь Североморского бассейна, являющегося окраинным морем Атлантического океана, составляет около 570 тыс. км<sup>2</sup>. К 1974 г. на акватории выявлено 45 месторождений нефти и газа, из них 24 нефтяных, 16 газовых, 3 нефтегазовых и 2 газоконденсатных (Код, Хеймдал). Размер запасов ряда месторождений нефти и газа еще не установлен, на большинстве из них добыча пока не ведется. Из выявленного количества месторождений в категорию крупных и очень крупных могут быть отнесены 15 нефтяных и 11 газовых. На середину 1973 г. крупнейшими из выявленных месторождений нефти считаются Экофикс (580 млн. т), Фортис (1 млрд. т), Торфелд (200—250 млн. т), Джозефин (34—50 млн. т), Монтроз, Арджил, Пайпер, месторождения «золотого блока» [Брент, Корморант, Хэлибет (Тистл)], ожидается «большая нефть» в нидерландских и других водах.

Среди газовых важнейшими открытиями явились месторождения Лемен-Бенк (339,6 млрд. м<sup>3</sup>), Индифатигабл (226 млрд. м<sup>3</sup>), Викинг (140—850 млрд. м<sup>3</sup>), Уэст Соул (200 млрд. м<sup>3</sup>), Хьюет (120 млрд. м<sup>3</sup>) и Фригг (300 млрд. м<sup>3</sup>).

Суммарные потенциальные извлекаемые запасы Североморского нефтегазоносного бассейна на конец 1973 г. оцениваются: нефти более 2 млрд. т, газа 1,5 трлн. м<sup>3</sup>.

Территория Северного моря является центральной частью сложно построенного седиментационного бассейна эпикаледонской платформы, имеющей гетерогенное (каледонское и докембрийское) основание. В бассейне развит осадочный разрез от девонских до кайнозойских отложений включительно общей мощностью 7—12 км. Сейсморазведкой установлено присутствие в центральной части моря вытянутого с севера на юг обширного третичного бассейна с мощностью отложений более 4 км.

Для осадочного комплекса Североморского бассейна характерен широкий диапазон нефтегазоносности отложений от нижней перми (Ротлигендес) до третичных включительно. Промышленная нефтегазоносность связана с более узким стратиграфическим интервалом.

На сегодняшний день Северное море является единственным морским бассейном мира, где основные скопления газообразных углеводородов обнаружены в самых молодых отложениях палеозойского возраста (цехштейновый ярус верхней перми). Отличительной чертой скопления нефти Североморского бассейна является их размещение преимущественно в отложениях мезо-кайнозоя. Нижним отделом, где сконцентрированы значительные скопления нефти промышленного значения, являются нижнемеловые толщи. Основные

крупные залежи нефти локализируются в верхнем отделе мела (датский ярус) и в отложениях третичного возраста (нижний отдел). Крупнейшие залежи газа сосредоточены в отложениях ротлигендеса и в нижнетретичных отложениях. Наиболее крупные залежи нефти и газа залегают в интервале глубины от 600 до 4270 м.

Особенностью нефтяных и газовых месторождений бассейна Северного моря является их приуроченность к поднятиям антиклинального типа, реже брахиантиклинального. Иногда встречаются структуры двухкупольные, со сложным строением, часто нарушаемым сбросами, соляной тектоникой, в ряде случаев в значительной степени определяющей скопления углеводородов. Ряд складок имеет боковое строение и контролируется поднятиями фундамента. Структуры характеризуются относительно крупными размерами (30 × 15, 16 × 8, 19 × 5, 24 × 5 км и т. д.) и небольшими амплитудами. Исключение составляют месторождения Лемен-Бенк и Корморант с амплитудами соответственно 232 и 457,5 м. Крупнейшее месторождение Северного моря — Экофиск — имеет амплитуду 183 м.

Основное количество морских месторождений нефти и газа — двух- и однопластовые. Для них характерны большие мощности продуктивных зон и горизонтов. Эффективные мощности в среднем составляют более 100 м. Залежи пластовые сводовые, реже тектонически экранированные. Нефть повсеместно на морских месторождениях высокого качества, низкосернистая, небольшой плотности. Газ морских месторождений Северного моря характеризуется исключительным постоянством по всему бассейну и имеет следующий состав, %: метан 94—95,5; высшие углеводороды 3,63—5,28; углекислый газ 0,03—0,5; азот 1,26—2,3; гелий 0,02—0,03; сероводород 0,5. На юго-восточном участке Североморской нефтегазоносной впадины, в скважинах, вскрывших продуктивные горизонты на глубинах от 3000 до 4000 м, получен газ, преобладающим компонентом которого является азот. Содержание последнего в отложениях ротлигендеса колеблется от 45 до 60%, в толщах цехштейна оно возрастает до 96%. Помимо азота в составе газа имеются примеси, имеющие, очевидно, глубинный характер — аргон, гелий и реже пары металлической ртути. Наиболее крупные скопления газа связаны с особенно нарушенными участками.

### Арктические области Канады и прилегающие территории

Площадь континентального шельфа Канады занимает 4 млн. км<sup>2</sup>. Потенциальные запасы нефти акваторий континентального шельфа Атлантического, Ледовитого и Тихого океанов у берегов Канады с глубиной дна 2000 м составляют более 7,6 млрд. т, газа — около 9600 млрд. м<sup>3</sup>. Средняя глубина воды в пределах шельфа Канады превышает 130 м, что больше средней глубины мирового шельфа. На площади арктических областей Канады бурению разведочных скважин предшествовали многолетние сейсмические, магнитометри-

ческие и гравиметрические исследования (с 1959 г.). До середины 1969 г. на шельфе Канады было пробурено 13 поисковых скважин, давших отрицательные результаты. Толчком для активизации поисково-разведочных работ на нефть и газ в арктических районах способствовало открытие на северном склоне Аляски нефтяного «гиганта» Прадхо-Бей. В 1971 г. в скважине близ о-ва Сейбл из 17 продуктивных горизонтов был получен приток газа и конденсата. Об интересе к шельфовым зонам Канады свидетельствуют следующие цифры: в Восточной Канаде 1246,5 млрд. м<sup>2</sup> морской площади сдано в концессию 76 компаниям.

Основная территория полярной Канады, Гренландии и о-ва Баффинова Земля представляет собой докембрийский Канадский щит, южный и юго-западный склоны которого образуют древнюю Северо-Американскую платформу. Часть территории арктических островов (Банкс, Виктория, Принца Уэльского, вплоть до западной оконечности о-ва Баффинова Земля) является чехлом древней платформы.

На северо-западе выделяется область эпипалеозойской платформы, где на островах Макензи-Кинг, Принс Патрик, Аксель Хейберг, Элмир развит мощный осадочный чехол. На островах выделяются области палеозойской складчатости (выходы палеозойского складчатого основания). Значительный интерес в отношении нефтегазоносности представляет впадина зал. Св. Лаврентия, прилегающая к восточным областям полярной Канады. Внутренняя впадина каледонид Северных Аппалачей охватывает акваторию залива и выполнена отложениями карбонового возраста, залегающими на складчатом докембрийском фундаменте. Мощность осадочного чехла колеблется от 2000 до 7200 м.

В канадской части Атлантики на основе комплексных исследований (океанических, литофациальных, фаунистических) получены новые данные о геологическом строении этого района. Выявлено, что здесь на палеозойском фундаменте залегают отложения верхней и нижней юры. Ряд несогласий и развитая солянокупольная тектоника характерны для пермских соленосных бассейнов Европы, что позволяет высоко оценить перспективы нефтегазоносности Канадской Атлантики. В арктической части Канады установлено, что к востоку от о. Баффинова Земля погружение фундамента изменяется от 1,8 до 16 км. В среднем фундамент на большей части района погружен на 7—10 км, мощность осадочного чехла составляет 6—9 км. Осадочный чехол представлен терригенными образованиями преимущественно мезо-кайнозойского возраста.

Предполагается наличие многочисленных хороших песчаных коллекторов и глинистых толщ. Намечен ряд грабенообразных впадин и крупное погребенное поднятие. Небольшие глубины моря и относительно несложные ледовые условия выдвигают этот район в качестве будущего крупного центра морских поисково-разведочных работ на нефть и газ.

С начала 50-х годов на акватории шельфа Атлантического побережья Канады, прилегающего к зал. Св. Лаврентия близ побе-

режья полуостровов Новая Шотландия, Лабрадор и островов Ньюфаундленд, Антикости, Сейбл, на м. Гаспе и т. д., ведутся усиленные геолого-геофизические исследования на нефть и газ. Здесь в прилегающих к шельфу территориях нефтегазопроявления встречены в ордовикских, девонских, каменноугольных, верхнемезозойских и третичных отложениях. Промышленные притоки нефти получены из нижнекаменноугольных отложений.

На начало 1973 г. на акватории Атлантики пробурено 65 поисково-разведочных скважин, из них 14 на западном побережье Гудзонова залива и 50 на акватории восточного побережья. Геофизические и поисковые работы в Гудзоновом заливе выявили ряд благоприятных для дальнейшей разведки антиклинальных структур. Последние отличаются крупными размерами (64 × 24 км), большими амплитудами (300 м) и пологими крыльями. Бурятся разведочные скважины на о. Сейбл и у восточного побережья о. Принца Эдуарда. На последнем в двух скважинах были получены притоки нефти (1644 т/сутки) и газа (2 млн. м<sup>3</sup>/сутки) из нескольких песчаных горизонтов верхнего мела и палеогена. Предполагаемые запасы составляют не менее 4 млн. т нефти и 4,2 трлн. м<sup>3</sup> газа. Значительные запасы газа были установлены в 1970 г. на о. Сейбл — более 85 млрд. м<sup>3</sup>. Разведочные скважины бурятся на о. Брион.

Начались поисково-разведочные работы на тихоокеанском побережье Канады, где в районе островов Королевы Шарлотты было пробурено 8 разведочных скважин. В некоторых скважинах установлены небольшие нефтегазопроявления в песчаных горизонтах. Возможно, что эти открытия будут иметь промышленное значение. Небольшая нефтяная залежь была выявлена в бассейне Тофино, после бурения 6 разведочных скважин.

Увенчались значительными успехами поисково-разведочные работы в арктическом регионе. Одно из первых открытий было сделано на п-ове Тактояктук, на структуре Аткинсон-Пойнт (дельта Маккензи). Месторождение расположено на побережье моря Бофорта. Как предполагают специалисты, это открытие является одним из наиболее удачных результатов поисково-разведочных работ на нефть и газ в западном полушарии после открытия крупнейшего нефтяного месторождения Прадхо-Бей на Аляске. Нефть, полученная скважиной-открывательницей Н-25 с глубины 1812 м дебитом до 500 т/сутки, имеет высокое качество, среднюю плотность и чрезвычайно низкое содержание серы. Продуктивные толщи — высокопористые и проницаемые отложения раннемелового возраста, аналогичные одной из основных продуктивных толщ, выявленной в свите Купарук (юра — мел), на месторождении Прадхо-Бей.

Открыты газовые месторождения на островах Мелвилл и Элсмир, газоконденсатное и газовое месторождения на о. Кинг-Кристиан, как предполагают, крупные. В северо-западной части острова продуктивны пески на глубине около 2000 м. Устойчивый фонтанный дебит составлял 350 тыс. м<sup>3</sup>/сутки. Газ содержит много конденсата. Структура с пологим наклоном крыльев размером 16 × 12 км,

залежь сводового типа. Северо-западное продолжение структуры размещено в шельфовой зоне.

Самые северные скважины в арктическом районе были заложены в 1970 г. на о. Маккензи-Кинг (скважина Кейп-Норем А-80), к северу от о. Мелвилл, на о. Эллеф-Рингнес и, по-видимому, на западном побережье о. Аксель-Хейберг и о. Элсмир. Скважина на о. Эллеф-Рингнес вскрыла разрез на глубине 3337 м, не дав промышленных притоков нефти.

Суммируя результаты поисково-разведочных работ в арктических районах Канады на середину 1973 г., основными достижениями можно считать обнаружение более 200 перспективных структур и открытие 19 месторождений нефти и газа. Из них наиболее существенные: газовое месторождение Дрейк-Пойнт (1969 г.), газоконденсатное Кинг-Кристиан (1970 г.), нефтяное Аткинсон-Пойнт (1970 г.), газовые Кристофер-Бей (1971 г.), Хекла (1972 г.), нефтегазовое месторождение Раммюлес на о. Элсмир и газовое на о. Тор. В скважине Тор Н-28 (юг о. Тор) к юго-востоку от скважины-открывательницы Р-38 получен газ без нефти. Скважина расположена в своде структуры. Амплитуда структуры 300 м, мощность продуктивного горизонта 100 м на глубине 1186—1300 м. Структура простирается в шельфовую зону.

Газовое месторождение Хекла, расположенное в западной части о. Сабин, имеет значительные размеры. Скважина-открывательница расположена в 56 км западнее газового месторождения Дрейк-Пойнт. Газовая залежь вскрыта на глубине 946 м. Она приурочена к юрским песчаным отложениям свиты Дрейк-Пойнт и имеет сложное строение. Размеры структуры 24—28 × 11—15 км, причем участок протяженностью 18 км находится в море. Запасы газа, по-видимому, составляют 140 млрд. м<sup>3</sup>. Продуктивные горизонты обладают высокой пористостью и проницаемостью. Опробование триасовых толщ месторождения Дрейк-Пойнт (свита Бьерн) не дало положительных результатов.

Для большинства открытых нефтяных месторождений характерны многопластовость (до 17 горизонтов) и связь с глубоко залегающими меловыми отложениями (1700—3900 м). Газовые месторождения в основном однопластовые. Содержание метана в газе составляет 96%.

Начиная с конца 60-х годов на акватории мелководного континентального шельфа Гренландии ведется систематическое геофизическое съемки. Одной из таких разведочных площадей является южная часть площади Девисова пролива (между крайней южной оконечностью Гренландии и о. Диско), вторая охватывает акваторию западного побережья Гренландии. Перспективной считается площадь меловых и третичных осадков на юго-западном берегу острова между 69-й и 72-й параллелями; здесь имеются брекчированные песчаники, пропитанные битумом (район Пуйорток на северной стороне Нигссуака). Эта территория входит в Западно-Гренландский бассейн, выполненный толщей морских и континентальных осадков от нижнего мела до плиоцена включительно мощностью 2211 м.

В их составе имеются битуминозные породы. Предполагается существование стратиграфических, литологических и тектонически экранированных залежей нефти и газа. О возможном наличии залежей углеводородов свидетельствует широкое развитие здесь действующих грязевых вулканов.

К началу 1970 г. на шельфе Гренландии, вдоль всего западного побережья, была проведена аэромагнитная и сейсмическая съемка, главным образом к северу от Полярного круга. Геологические исследования, проведенные в 1969 и 1970 гг., установили, что на северном побережье расположен крупный, открывающийся на север, осадочный бассейн, выполненный отложениями возраста от кембрия до триаса мощностью в несколько тысяч метров. По геологическому строению этот бассейн весьма схож с Канадским архипелагом, в частности с о. Элсмир, где недавно было выявлено газоконденсатное месторождение.

Из арктической Канады в Северную Гренландию протягиваются основные геотектонические зоны, из которых наиболее важной представляется Франклинская миогеосинклиналь. Важным результатом исследования является установление зоны силурийских рифов на границе стабильного шельфа и Гренландского складчатого пояса, погружающегося в восточном направлении. Общие геологические предпосылки указывают на высокую перспективность Северной Гренландии на нефть и газ.

#### Аляска

В последние годы значительно возрос интерес к арктическим районам в связи с открытием крупных газовых месторождений в северных районах СССР и очень крупного нефтяного месторождения Прадхо-Бей, обнаруженного в середине 1968 г. на северном склоне Аляски. По значению эти находки могут быть сравнимы с такими крупнейшими «производителями» нефти, как месторождения Ближнего и Среднего Востока — Гхавар, Киркук, Агаджари и др.

Территория Аляски подразделяется на три геологические провинции: южную (мезо-кайнозойскую), включающую заливы Бристольский, Кука, Аляски и бассейн Копер-Ривер; центральную (палеозойско-мезозойскую) с осадочными бассейнами Бетел, Коюкук, Селавик, Танана и Юкона; северную, представляющую собой один общий обширный мезозойско-палеозойский осадочный бассейн, включающий площади к северу от хр. Брукса и прибрежную часть Северного Ледовитого океана.

К 1973 г. наибольшее количество месторождений нефти и газа на Аляске выявлено в бассейне зал. Кука, имеющего грабенное строение. Однако запасы большинства этих месторождений весьма скромные. Здесь имеется 4 нефтяных и 4 газовых морских месторождения. Кроме того, 5 газовых месторождений расположены частично в акватории залива. К частично морским принадлежит и «гигант» арктического склона — Прадхо-Бей. Добыча нефти ведется на месторождениях Гранит-Пойнт, Мак-Артур-Ривер, Мидл-

Граунд-Шол и Трейдинг-Бей. Добыча на многих месторождениях не производится, так как в сложных условиях Арктики разработка их нерентабельна. В середине сентября 1971 г. в результате дополнительной разведки морское месторождение Мак-Артур-Ривер стало ведущим на Аляске, оставив позади наибольшее материковое месторождение Саунсон-Ривер.

Южная часть залива еще не изучена. Практически около 75% благоприятных в геологическом отношении земель бассейна не разведаны. Запасы зал. Кука считают равным 200 млн. т нефти и 140 млрд. м<sup>3</sup> газа. Условия поисково-разведочных работ в заливе являются одними из самых тяжелых в мире, что связано не только с арктическим климатом и ледовой обстановкой, но и с океаническими приливами высотой более 10 м и сильными течениями.

Для советских исследователей особый интерес представляет опыт морского бурения в зал. Кука, где метеорологические условия сходны с условиями арктического шельфа СССР. Нефтегазоносный бассейн зал. Кука выполнен третичными и мезозойскими отложениями, в которых отмечены многочисленные нефтегазопроявления. Основная добыча нефти и газа ведется из песчаных и гравелитовых толщ зоны Хемлок и из континентальной свиты Кенай, залегающих на глубинах от 1500 до 4700 м. Месторождения приурочены к небольшим локальным поднятиям, осложненным разрывами. Залежи преимущественно сводовые и тектонически экранированные.

Месторождение Прадхо-Бей приурочено к крупной (64 × 32 км) структуре, простирающейся на значительное расстояние в море. На месторождении вскрыт следующий разрез: кровля третично-меловых отложений (на глубине 701,5 м), юрско-триасовых (2478,1 м) и пермо-пенсильванского известняка (2681,3 м). На месторождении выявлены три стратиграфически экранированные залежи. Нижняя, самая глубокая, обнаружена в известняках свиты Лисберн миссисипского возраста. Нефтяная залежь имеет мощный продуктивный пласт и газовую шапку. Проницаемость известняков Лисберн не превышает 8 мдарси. Средняя залежь, к которой приурочены основные запасы месторождения, выделена в группу Прадхо-Бей триасового возраста. Максимальные скопления нефти отмечены в песчаниках свиты Садлрочит. Нефтяная залежь занимает 85% площади месторождения. Верхняя залежь связана с песчаниками юрского (?) возраста, выделенными в группу Купарук-Ривер.

Признаки нефти отмечаются в интервале от 1468,5 до 3155,5 м. Пористость продуктивных горизонтов колеблется от 20 до 27% (в среднем 23,7%). Плотность нефти 0,876 г/см<sup>3</sup>. Извлекаемые запасы месторождения оцениваются в 1,5—4 млрд. т. Запасы арктического склона составляют в целом, по-видимому, до 10 млрд. т.

В пределах Северного арктического склона на площади Уэст-Сак-Ривер открыто нефтяное месторождение. Залежи нефти выявлены в коллекторах верхнего и нижнего мела. Из пласта Купарук-Ривер (C<sub>1</sub>) получена фонтанная нефть с дебитом до 184 т/сутки. Залежь в C<sub>2</sub> обнаружена на глубине 105 м. Плотность нефти 0,945 г/см<sup>3</sup>.

Месторождение расположено вблизи месторождения Прадхо-Бей.

Другие участки шельфа Аляски также представляют большой интерес. Одним из таких районов является шельф зал. Аляска, геологические запасы нефти которого оцениваются в 5,5 млрд. т. В этом районе была проведена геофизическая разведка и ведутся поисково-разведочные работы. Продолжают привлекать внимание разведчиков-промышленников шельф Бристольского залива, широкое и неглубокое Берингово море на западе Аляски, рукав Берингова моря — Нортон Саунд и район Чукотского моря к северу от Берингова пролива. Первоочередным объектом исследований является шельф Бофортова моря — северный склон. В настоящее время одним из «горячих» на западном побережье Тихого океана считается район Пьюдент Саунд. В 1972 г. здесь на шельфе было пробурено 2 поисковые скважины. Предполагается бурение еще 6 разведочных скважин.

### Юго-Восточная Азия

В последнее десятилетие в регионе Юго-Восточной Азии в значительном объеме развернулись поисково-разведочные работы на нефть и газ на шельфах Яванского моря, в акватории Западного Ириана, Малаккском и Макасарском проливах и Южно-Китайском море. Исследования увенчались открытием нефти. Некоторые месторождения, по-видимому, крупные, с запасами малосернистой нефти. В настоящее время в этом регионе известно более 20 морских месторождений нефти и газа и одно газоконденсатное — Сантон, открытое в 1971 г. в Макасарском проливе. Значительное количество открытий приходится на период 1970—1973 гг. Запасы ряда месторождений еще не выяснены.

Индонезийский регион находится в сложной тектонической обстановке — на стыке альпийской складчатости Евразии с тихоокеанской складчатостью Восточной Азии. В тектоническом плане здесь выделяются области современных геосинклиналей, Малаккско-Калимантанское мезозойское складчатое сооружение и области предчетвертичной складчатости. Мощность осадочного комплекса изменяется от 3000 до 12 000 м. Основными нефтеносными толщами являются песчаники, реже известняки миоцена — плиоцена.

Месторождения приурочены к брахиантиклинальным складкам, часто осложненным тектоническими нарушениями (сбросами). Месторождения многопластовые, залежи сводовые и тектонически экранированные. Продуктивные горизонты залегают на относительно небольших глубинах от сотен до 2500 м. Нефти большинства месторождений малосернистые. Плотность их варьируется в широких пределах. Примером многопластового месторождения является Цинта, имеющее 11 продуктивных горизонтов: 9 нефтяных (с дебитом 480 т/сутки) и 2 газовых (с дебитом 320 тыс. м<sup>3</sup>/сутки). Месторождение разрабатывается с 1971 г.

Основной объем поисково-разведочных работ в настоящее время приходится на Яванское море и Макасарский пролив. На сегодня

в Яванском море выявлено свыше 10 месторождений: Синта, Ардьюна, Китти, Гита и Зельда. Извлекаемые запасы каждого не превышают 20 млн. т. Крупное месторождение Аттака с запасами 42 млн. т было открыто в 1970 г. в Макасарском проливе. На месторождении насчитывается 20 продуктивных горизонтов, залегающих на глубине 912—2438 м с суммарными дебитами нефти до 1500 т/сутки и газа до 736 тыс. м<sup>3</sup>/сутки. Плотность нефти 0,83 г/см<sup>3</sup>, содержание серы менее 0,1%. Годом позже в том же проливе было открыто газонефтяное месторождение Сантон, размер запасов которого уточняется. При испытании было получено 129 т/сутки нефти и конденсата и 1019 тыс. м<sup>3</sup>/сутки газа.

В Южно-Китайском море (Бруней) выявлено 6 морских месторождений нефти: Ампа, Ампа-Саут-Уэст, Барам, Западный Лутонг, Ферлей, Чемпион, Серия. Самым крупным является Ампа-Саут-Уэст с запасами более 300 млн. т. Месторождение приурочено к антиклинальной структуре. Продуктивны песчаники мелового возраста, залегающие на глубине 2500 м. Сейчас в этом районе в широком масштабе ведутся сейсморазведочные работы.

На Малазийском шельфе Южно-Китайского моря в 1971—1972 гг. были выявлены 4 месторождения нефти, из них Бакау и Барониа разрабатываются соответственно с конца 1971 и начала 1972 г. У северо-восточного побережья Калимантана (Борнео) имеются два небольших морских месторождения нефти Банью и Таракан, открытых еще в 1923 и 1906 г. Более крупное Таракан дает в год до 150 тыс. т. Залежи приурочены к отложениям плиоцен-плейстоценового возраста.

Разворачиваются геолого-геофизические работы на шельфе, прилегающем к Таиланду. Здесь проведена аэромагнитная съемка Сиамского залива. С 1970 г. начались детальные сейсмические работы. Программа поисковых работ рассчитана на 8—12 лет. Пробуренные на шельфе 6 разведочных скважин оказались результативными, активизировались работы на шельфе Южной Кореи: закончена предварительная сейсморазведка у западного и южного берегов страны. Бурение предполагалось начать в 1972 г. По данным геологов, акватории Желтого и Восточно-Китайского морей весьма перспективны на нефть и газ.

Большое внимание уделяется поисково-разведочным работам на шельфе Филиппин к западу от о. Палаван в южной части моря Сулу. Предполагается, что здесь имеется мощный комплекс осадочных пород. У северных берегов острова к 1973 г. были пробурены скважины, в которых отмечены непромышленные нефтепроявления, главным образом в миоцен-плиоценовых отложениях.

### Средиземное море

Газовые месторождения (более 10) в отдельных районах Средиземного моря (Адриатика) известны сравнительно давно. Они характеризуются небольшими запасами, размещенными в верхней и средней части плиоцена. Отдельные газопроявления были встречены

в четвертичных толщах. Глубина залегания продуктивных горизонтов колеблется от 2000 до 2400 м. Наиболее глубокие горизонты отличаются аномально высокими давлениями. Месторождения многопластовые.

В настоящее время в различных пунктах Средиземного моря (между островами Мальта и Сицилия, у берегов Греции, Туниса, Испании) проводятся в широком масштабе сейсмические и поисково-разведочные работы. Наиболее крупными достижениями начала 70-х годов можно считать открытие нефтяных месторождений у берегов Испании — Ампосто-Марино и Туниса — Аштарт. Кроме того, две скважины в заливе Габес (шельф Ливии) дали значительные притоки нефти. Возможно, что это два новых нефтяных месторождения. В 1971—1972 гг. были открыты еще три небольших газовых месторождения в Адриатике и несколько небольших газовых месторождений в Ионическом море.

Значительный интерес может представить газовое месторождение Луна. Это первое серьезное открытие в Ионическом море. Предполагают, что запасы газа месторождения превышают 15 млрд. м<sup>3</sup>. Глубина моря 70 м.

Испанское месторождение Ампосто-Марино, по существу, является первой «большой нефтью» в Средиземном море. Дебиты скважин составляли 500, 800 и 1712 т/сутки нефти. Третья скважина на месторождении оказалась самой высокодебитной в Европе. Продуктивные толщи неокомского и миоценового возраста слагаются трещиноватыми доломитами и песчано-глинистыми отложениями. Глубина их залегания 1900—2525 м. Из более верхних горизонтов миоценового возраста были получены значительные притоки газа. Нефть невысокого качества, содержит много серы (5—6%). Площадь нефтегазоносности 90 км<sup>2</sup>, амплитуда структуры 60 м.

В 40 км к югу от Ампосто-Марино на шельфе было пробурено несколько скважин. В конце 1971 г. в одной из поисковых скважин (Костелон С-1) с глубины 3000 м был получен приток нефти дебитом 230 т/сутки из доломитов раннемелового возраста и приток газа из продуктивных толщ раннего миоцена.

Ведутся поисково-разведочные работы и к юго-западу от о. Мальта. Здесь пробурены 4 поисковые скважины. Предполагается, что нефтегазоносными будут карбонаты триаса, юры и мела, а также песчаники и известняки третичного возраста. Мощность разреза 3050 м, глубина воды 18,3—610 м.

Пока не дали ожидаемых результатов поисково-разведочные работы на шельфе Греции (Эгейское море). В скважине Кавала № 1, пробуренной в 8—9 км западнее о. Тасос, при глубине моря 54 м был получен в 1971—1972 гг. приток газа дебитом 566 тыс. м<sup>3</sup>/сутки и 3,2 т/сутки конденсата. Продуктивны три горизонта песчаников миоцена, залегающие на глубине 1890—2227 м. Ожидаются более крупные притоки из двух нижних горизонтов.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бакиров А. А., Варенцов М. И., Бакиров Э. А. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М., «Недра», 1971. 541 с.
2. Калинин М. К. Нефтегазоносность акваторий мира. М., «Недра», 1969. 222 с.
3. Клычева Н. Ю. Геологическое строение и нефтегазоносность Аляски. М., 1971. 40 с. (Всесоюз. науч.-исслед. ин-т экономики и минер. сырья).
4. Halbaury M. T., Megerhoff A. A. Giant oil and gas fields. — Mem. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1970, № 14, 83 p.
5. Dunn W. W., Eha S., Hukkila H. H. North Sea is a tough theater for the oilhungry industry to explore. — Oil and Gas J., 1973, vol. 71, № 2, p. 122—128.
6. Belot R. E., Bebensee L. W. Drilling «moment of truth» is near for Northwest Passage. — Oil and Gas J., 1972, vol. 70, № 50, p. 122—138.
7. World oil reserves. — Offshore, 1973, vol. 6, № 3, p. 25.

## ГЕОЛОГО-ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ АКВАТОРИЙ ШЕЛЬФОВ

Опыт нефтегазопоисковых работ на суше показывает, что первый этап разведки нефтегазоносных провинций и областей должен включать в себя комплекс геолого-геоморфологических исследований, которые призваны опережать сейсморазведочные и буровые работы. В сочетании с анализом материалов региональной геофизики на акватории и данных о геологическом строении и развитии прилегающей суши геолого-геоморфологические исследования предшествуют проведению значительно более дорогостоящих и трудоемких работ. Прежде всего они должны быть направлены на прогноз пликативных и разрывных структур и создание предварительных тектонических схем и карт.

Только с помощью этого комплекса исследований при нефтегазопоисковых работах могут быть получены данные, без которых невозможен точный и научно обоснованный прогноз и оценка перспектив нефтегазности шельфов. К таким данным относятся материалы по неотектоническим движениям, новейшей (а для многих акваторий — всей) истории шельфов, активности пликативных и разрывных дислокаций в платформенный (в том числе новейший) этап развития шельфов.

В комплекс геолого-геоморфологических исследований входят: а) геологосъемочные работы, направленные на непосредственное выделение структурных форм в верхней части осадочного чехла; б) изучение новейших (неоген-антропогенных) и современных осадков, позволяющее оценить их движения и выявить структуры чехла унаследованного характера; в) структурно-геоморфологические исследования (СГИ) или морфоструктурный анализ подводного рельефа, используемый (в определенных условиях) при решении всех перечисленных задач. Две последние составляющие комплекса помогают оценивать перспективы нефтегазности.

Особо следует отметить экономичность геолого-геоморфологических (и особенно структурно-геоморфологических) исследований. Однако эффективность этих работ зависит от уровня разработки и применения методов, их комплексирования с анализом данных региональных геофизических и геологических исследований, а также от реального учета границ их применения.

В основу морских геологосъемочных исследований положен опыт работ на суше [5, 18]. Вопросы применения комплекса геолого-геофизических методов при геологическом картировании шельфов рассматривались многими авторами [6, 7, 11, 16, 17, 24, 26, 30, 32, 33]. Разработку методики морской средне- и крупномасштабной съемки в СССР начали производить Лаборатория аэрометодов объединения «Аэрогеология» (ЛАЭМ), ВНИИМоргео, ВИТР, Институт геологии и физики минералов (ИГФМ) АН УССР, трест Азморнефтеразведка. В настоящее время, когда разномасштабная геологическая съемка проводится на многих акваториях с применением обширного арсенала современных технических средств и методов, создан ряд новых организаций, занятых разработкой методики и проведением морских геологосъемочных работ (ВНИИМоргео, «Севморгео», «Южморгео», Институт морской геологии АН СССР и др.).

Слабая геологическая изученность шельфа определяет необходимость постановки съемочных работ «от известного», т. е. последовательного смещения картирования от изученных площадей и разрезов к менее изученным, что чаще всего соответствует перемещению исследований от побережья в море. Наименьший съемочный масштаб выбирается в соответствии с масштабами съемки на прилегающей суше [18] и с учетом размеров искомых структур и региональных поисковых критериев.

Геологосъемочные работы на шельфах идут по следующим направлениям: сбор вещественного материала для лабораторных исследований разными механическими средствами со дна, мелким зондированием и бурением из толщи консолидированных отложений; получение изображений дна методами аэрофотосъемки, фотосъемки из космоса, подводной фото-, кино- и телесъемки с помощью подводного телевидения, акустической площадной съемки (сканирования); использование систем жизнеобеспечения человека под водой при помощи маршрутных наблюдений в акваланге, стационарных исследований дна с применением гидростатов и подводных домов; исследования с помощью подводных судов, движущихся аппаратов и телеуправляемых автоматов. Параллельно с собственно геологосъемочными работами проводятся геофизические исследования, материалы которых широко используются при составлении геологических карт (акустические методы с надводных и подводных судов, сейсморазведка с плавсредств, магниторазведка с самолетов и судов, грави- и электроразведка с судов), а также прямые методы поисков залежей нефти и газа (радиометрические, геохимические, геотермические и др.).

Большая часть шельфовых зон приурочена к областям неотектонических погружений, обычно унаследованных от доновейших дви-

\* Раздел написан совместно с Б. Г. Федоровым.

жений отрицательного знака. Это определяет широкое распространение в их пределах покрова рыхлых слабодислоцированных отложений, маскирующих строение подстилающих пород. Шельфы можно назвать «дважды закрытыми» районами — в геологическом и географическом отношениях. Абразионные участки, свободные или почти свободные от покрова новейших отложений, занимают по разным оценкам не свыше 30% площади шельфов [32]. В связи с этим особое значение при геологической съемке имеют бурение и геофизические исследования.

По информативности все перечисленные выше методы Б. Г. Федоров разделяет (с условной оценкой в баллах) на прямые геологические (36—57) геофизические методы выделения тел и прослеживания границ (29—49) и получение изображений дна (20—31).

Прямые методы всестороннего изучения вещества геологических тел, их внутренней структуры, генезиса и возраста базируются на технических средствах, обеспечивающих отбор проб и керна. Обе группы косвенных методов направлены прежде всего на прослеживание геологических границ (геофизические методы — преимущественно в разрезе, методы изображения дна — только в плане), выделение структурных форм и отдельных геологических тел по площади.

В зависимости от преобладания абразионных или аккумулятивных процессов, от глубины моря и других факторов геологическая съемка включает в себя разнообразные комплексы методов. На абразионных участках Ф. Шепардом в результате драгирования закартированы многочисленные соляные купола в штате Техас, в ядрах которых оказались обнаженными миоценовые отложения, перекрытые на прилегающей суше более поздними осадками мощностью до 3300 м [6].

Основу комплекса методов съемки прибрежных зон (бенчей), разрабатываемого В. В. Шарковым [30], составляет аэрофотосъемка вместе с маршрутными геологическими исследованиями на побережье, осмотром дна с поверхности воды, сбора проб дночерпателями и грунтовыми трубками, визуальными геологическими наблюдениями и отбором проб со дна в акваланге, эхолотированием, геоакустикой, мелким бурением (в небольшом объеме), а в последнее время и с подводным телевидением. Использование этого комплекса позволило впервые в СССР построить детальные геологические карты, на которых отчетливо читаются локальные структуры [30].

В Англии, США и Франции широко используется для съемки шельфов (особенно за пределами возможности аэрофотосъемки) комплекс методов, основу которого составляет гидролокация с боковым обзором [17]. Акустические устройства типа гидролокатора со сканирующей системой работают на глубинах до 200 м и размещаются на буксируемой подводной установке вместе с фотокамерой. В этот комплекс входят также отбор проб дночерпателем и грунтовыми трубками, фотосъемка дна и наблюдения с помощью подводного телевизора. Густота сети опробования — 0,6 точек на квадратную

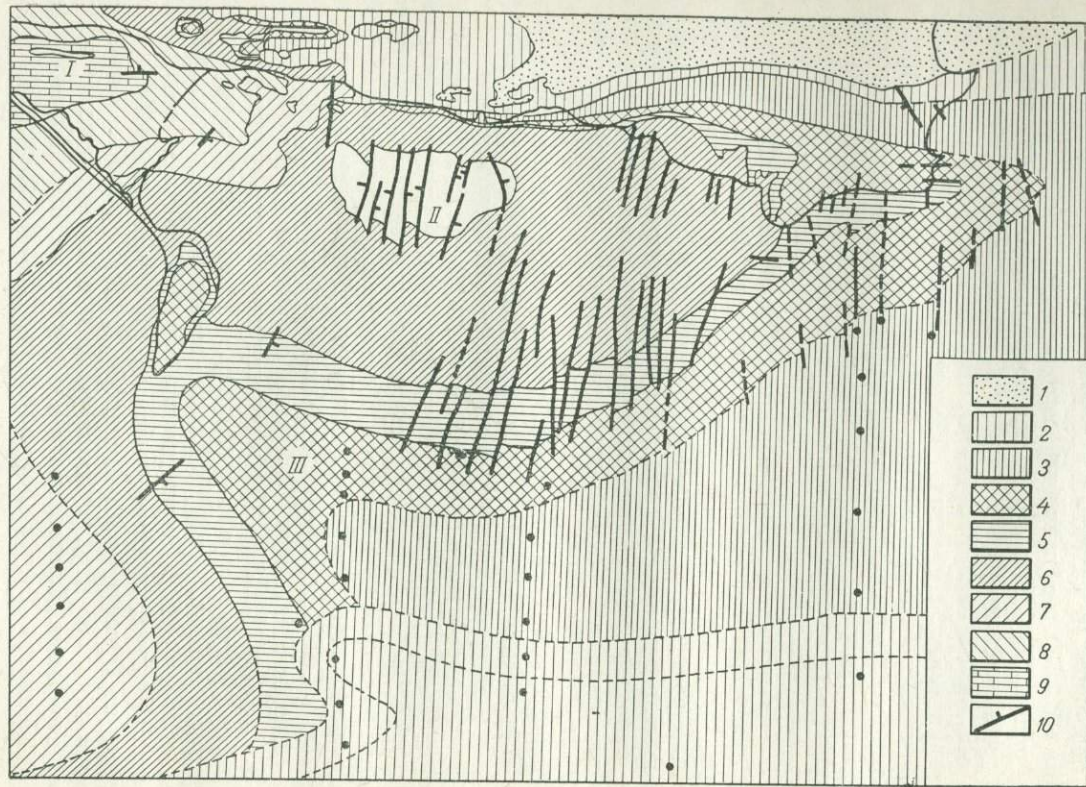


Рис. 2. Геологическая карта района 18 × 26 миль, расположенного восточнее берега Дорсета. По Б. Мак-Картни [17].

Черные точки — станции отбора проб грунта, штриховая линия — примерные границы залегания различных отложений.

Отложения: 1 — третичные, 2 — верхний мел, 3 — нижний мел, 4 — пурбекский ярус, 5 — порландский ярус, 6 — кимериджская глина, 7 — коралловые слои, 8 — оксфордская глина, 9 — средняя юра, 10 — сбросы.

Структуры: I — Веймутская антиклиналь; II — Пурбекская антиклиналь; III — Шамблская синклинали.

милю. В результате составляется геологическая карта, построенная по литолого-стратиграфическому принципу (рис. 2).

Геологическая съемка на аккумулятивной акватории Каспия (банка Жданова), проведенная трестом Азморнефтегазразведка, включала в себя узкий комплекс методов, состоящий из мелкого (средняя глубина скважин 65 м) бурения с плотностью сети 2,5—5 скважин на 1 км<sup>2</sup> и сейсморазведки. В результате работ ВИТР с геолокатором ЗГЛ-2 была выяснена возможность разредить сеть буровых скважин не менее чем на 25% за счет применения геолокации [7]. Такое разрежение сети скважин широко используется за рубежом, где основу картирования составляет геолокация, реже сейсмо- и магниторазведка [4, 33]. Основу комплекса методов, использованного ВИТР, составляет геолокация с отбором проб и мелким картировочным бурением (с судна, понтона и со льда). В результате этих исследований, в частности, составлены карты антропогенных отложений Рижского залива, Центральной Балтики, участков шельфов Черного, Азовского морей и т. д.

Так как на закрытых акваториях методы получения поверхностных изображений и отбор проб со дна механическими устройствами неэффективны, а сейсморазведка, имея существенные преимущества в глубинности, не может конкурировать с геолокацией в детализации разреза и экономичности, необходимой основой методического комплекса съемки аккумулятивных участков является сочетание мелкого бурения и геолокации.

Б. Г. Федоров предлагает разделить морские геологосъемочные работы на пять этапов.

1. Проектирование и подготовка полевых работ. Решаются вопросы организации, выбираются плавсредства, комплексы методов, намечаются опорные (эталонные) участки работ и ориентировочная сеть профилей, собираются материалы и составляется карта изученности. Последняя содержит сведения о наличии, особенностях и масштабах геологических карт побережья, навигационных, батиметрических, грунтовых и других карт поверхностного обследования дна, геофизических карт или разрезов, аэрофотоматериалов и космических снимков. Гидрографические организации выдают сведения о ледовых, волновых и других гидрометеорологических условиях.

2. Полевые работы. Они начинаются с маршрутного и десантного обследования берегов (островов) и проложения рекогносцировочных профилей на акватории с применением методов, позволяющих получать экспресс-информацию о строении и составе верхней части осадочного чехла (геолокация, отбор грунтовых проб). Съемка начинается с абразионных участков, где геофизические данные могут контролироваться прямыми методами и возможно использование методов геохронологии и литостратиграфии. Завершается этап выдачей полевой документации с картой фактического материала.

3. Камеральная обработка полевых материалов. Смысл этой работы заключается в разработке предварительной рабочей легенды геологической карты. Карта для абразионных участков строится

по литолого-стратиграфическому принципу с выделением свит и комплексов. Для «закрытых» районов рабочей основой может служить петрофизическая карта — карта реальных тел, различающихся по физическим свойствам и имеющих четкие физические границы в разрезе (на эхограммах и сейсмограммах). Строится серия специализированных карт: грунтовая, структурные, изопахит и др. В результате их анализа планируется сеть буровых работ.

4. Буровые работы и увязка разрезов. Бурение производится с таким расчетом, чтобы мелкими картировочными скважинами был охарактеризован разрез рыхлых осадков и подстилающих их литофицированных отложений до максимально возможной стратиграфической глубины. Каждая положительная структура должна быть обследована несколькими скважинами. Все скважины связываются линиями геолокационных или других геофизических профилей.

5. Камеральные работы. Вслед за изучением вещественного состава, внутренней структуры, генезиса и возраста пород по керну скважин разрабатывается стратиграфическая схема, производится увязка стратиграфических границ с литологическими и петрофизическими на рабочей карте, строится геологическая карта и на ее основе тектоническая карта (схема) изученной акватории.

Различие условий работ в прибрежной зоне и удаленных от берега частях шельфа сказывается на выборе плавсредств, комплекса съемочных методов, способов геодезического обеспечения и на календарных сроках полевых исследований. При выполнении трех первых этапов целесообразна организация двух съемочных партий: прибрежно-морской (на малых судах) и морской (на судне с неограниченной автономностью).

Прибрежно-морская партия состоит из геологосъемочного, геофизического и топографо-геодезического отрядов; самостоятельным подразделением является отряд аэрофотосъемки. Помимо общих технических средств съемки партия оснащена бортовыми и наземными средствами топографической привязки (секстаны, теодолиты и т. п.) и аквалангами. В составе партии предусматривается группа специально подготовленных геологов-аквалангистов (не менее двух человек) и штатный инструктор по водолажным работам.

Морская партия подводных работ обычно не проводит. Ей придается навигационно-гидрографический отряд с радионавигационными средствами на судне и радиостанциями на берегу. Для точной привязки станций наблюдений и профилей возможно определение положения судна с помощью засечки с самолета. Районы действия партий должны перекрываться для надежной увязки разрезов и геологических границ. Буровая партия (4 и 5 этапы) состоит из бурового, геофизического, геодезического отрядов и одного геолога.

#### **МЕТОДИКА АНАЛИЗА НОВЕЙШИХ И СОВРЕМЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**

Изучение рыхлых отложений прежде всего предусматривает сбор «каменного» материала, который осуществляется при помощи грунтовых трубок (поршневых, гидростатических, прямоточных), дно-

черпателей разного «калибра» (от малого шлюпочного до тяжелого «Океан-50») и бурения. Наиболее эффективны, особенно для песчаных грунтов, вибропоршневые трубки, конструкции которых разработаны в Институте океанологии АН СССР, Институте геологии и разработки горючих ископаемых (ИГиРГИ) и Всесоюзном научно-исследовательском институте рыбного хозяйства и океанографии (ВНИИРО) [6]. Следует учесть опыт детальных буровых работ (до глубин 130 м), проводимых на северо-западе Каспия со специального судна водоизмещением 100 т, оборудованного станками УКБ-100 и ЗИВ-150 [26].

### Изучение новейших отложений

Определение направленности и интенсивности неотектонических движений, а также прогноз активных или образованных в новейшее время структур могут осуществляться прежде всего в результате анализа фаций и мощностей континентальных и морских отложений с составлением карт фаций и изопахит, выявления деформаций маркирующих горизонтов в разрезе новейших отложений и изучения погребенного доантропогенного рельефа [22]. Все это требует детальной и хорошо обоснованной стратиграфии разреза новейших отложений и прослеживания маркирующих горизонтов, т. е. значительного объема мелкого бурения и применения геоакустики. Их возможности ограничены сложным эрозийным характером погребенного миоцен-плиоценового ( $N_1^3 - N_2^2$ ) рельефа (что затрудняет или исключает использование метода мощностей), трудностями оценки деформаций маркирующих горизонтов, которые по величине могут быть соизмеримы с неровностями нетектонического характера, и аномальными значениями мощностей на участках интенсивной аккумуляции (подводные дельты, конуса выноса и др.). Применение указанных методов в комплексе с разносторонними исследованиями разреза новейших отложений акватории и прилегающей суши необходимы не только для выявления неотектонических движений и структур, но и для познания новейшей истории шельфов, возраста и генезиса подводного рельефа.

### Анализ современных донных осадков

Мощности, гранулометрический и минералогический состав донных осадков несут в себе информацию о голоценовых и современных тектонических движениях, в ряде случаев (при интенсивных аккумулятивно-абразионных процессах) даже не выраженных в подводном рельефе шельфов. При значительной активности структур в столь короткий диапазон геологического времени существует реальная возможность их выделения в результате анализа этих параметров.

Например, на Баренцовом море установлено [12], что мощности верхнего слоя осадков на участках новейших поднятий не превышают 20 см, а в зонах опускания колонки нигде не выходят из толщи современных осадков. Анализ распределения фракции песка (1,0—

0,1 мм) в осадке показал, что повышенное содержание этой фракции приурочено к поднятиям и почти не зависит от глубины моря. На склонах поднятий содержание песка резко снижается, появляются осадки, почти полностью лишенные песчаной фракции.

В. Г. Рихтер [24] предлагает оценивать тектонические движения на Каспийском море путем изучения распределения коэффициента глинистости. Для его вычисления строится кумулятивная кривая (на горизонтальной оси — размер фракций в логарифмическом масштабе). Определяется площадь, очерченная кумулятивной кривой, в долях от общей площади графика (ось абсцисс  $\times$  ось ординат). Затем строится график зависимости коэффициента глинистости от глубины накопления осадков, определяются отклонения фактических точек от осредненной кривой. Значения и знак этих отклонений, нанесенных на карту, указывают на относительную интенсивность и направленность современных движений.

Изучение минералогического состава осадков для оценки направленности этих движений [24] показало, что содержание тяжелых минералов увеличивается в сводовых частях поднятий и уменьшается в зонах опускания независимо от глубины накопления осадков и их типов.

Более детальное изучение гранулометрического состава донных осадков (19-фракционный стандартный ситовой анализ) с этими же целями было проведено на Рижском заливе и в Татарском проливе [25]. Оказалось, что наиболее чутко реагируют на тектонические движения такие гранулометрические параметры, как наличие в осадках наиболее крупнозернистых фракций и показатель гетерогенности гранулометрического состава по данным количественного пересчета ситовых анализов.

Интерпретация результатов анализа гранулометрического состава донных осадков должна проводиться с учетом гидродинамических условий их формирования, выносов реками аллювиального материала, который на глубинах до 20—30 м может быть не переработан в результате волновой деятельности моря, и различного генезиса осадков и особенностей подстилающих отложений.

#### КАРТОГРАФИЧЕСКАЯ ОСНОВА ГЕОЛОГО-ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ШЕЛЬФОВ

Основными источниками информации о рельефе морского дна являются эхограммы и морские навигационные карты. Проекция, содержание, масштабы, разграфка, номенклатура и другие особенности морских карт определяются нуждами судовождения [23]. Навигационные карты в зависимости от их задач и масштабов делятся на генеральные (1 : 500 000—1 : 5 000 000), путевые (1 : 100 000—1 : 500 000), частные (1 : 25 000—1 : 75 000) и планы (1 : 5000—1 : 25 000). Каждой карте присваивается собственный, адмиральский, номер. Нарезаются карты таким образом, чтобы на

ее лист попал целостный в географическом и навигационном отношении район.

Сведения о наличии, масштабе и разграфке карт содержатся в специальных каталогах карт и книг, составленных на определенные районы. Навигационные карты строятся в равноугольной цилиндрической проекции Меркатора. В содержание карт входит характеристика береговой линии, глубин, навигационных опасностей, грунтов, топографии побережий, навигационных ориентиров, населенных пунктов и портов.

Рельеф морского дна изображается в основном в дискретной форме отметками (цифрами) глубин с точностью: на глубинах 0—5 м — до 1 дм, 5—20 м — до четного дециметра с округлением в сторону уменьшения, более 20 м — до 1 м (десятые доли метра в диапазоне 0,1—0,5 м отбрасываются, а в диапазоне 0,6—0,9 м округляются до целого метра в сторону увеличения глубин). Изобаты на морских картах проводятся с большим сечением так, что их совокупность отражает лишь самые общие черты подводного рельефа. Сечение изобат зависит от глубины и крутизны подводных склонов. На относительно пологих и крутых склонах изобаты проводятся соответственно через 2 и 5 м (на глубинах 0—10 м), 5 и 10—30 м (10—50 м), 10 и 50 м (50—100 м), 20 и 50 м (100—200 м), 50 и 100 м (200—500 м), 100 и 200 м (500—1000 м), 200 и 500 м (1000—2000 м), 500—1000 м (2000—4000 м). При изображении рельефа дна в дискретной форме прежде всего отбираются малые и характерные глубины, а остальные отметки расставляются в шахматном порядке через равные интервалы в соответствии с систематичностью промера и масштабом карты.

Существуют различные подходы к полному изображению рельефа дна в наиболее привычной для геологов форме — в виде изобат. Предлагалось проведение изобат путем линейной интерполяции с привлечением дополнительных (гидрологических, геоморфологических) данных. Однако методика учета этих сведений при рисовке изобат конкретно не разработана. Другим подходом является проведение изобат в результате линейной интерполяции отметок с корреляцией записей на лентах эхолота, проведенных при параллельных галсах [10, 28]. Наиболее доступный способ построения батиметрической карты заключается в линейной интерполяции отметок и согласовании рисовки проводимых изолиний с редкими изобатами на морских картах (построенных на значительно большем по объему и детальном материале). Изобаты следует проводить с малым сечением (величина которого определяется фактическим материалом) на морских картах самых крупных масштабов с учетом последующего двух- и пятикратного уменьшения исходной основы до требуемого масштаба. При уменьшении неизбежна разрядка изобат и (или) увеличение их сечения. Таким образом могут быть составлены батиметрические карты, обычно не крупнее масштаба 1 : 500 000.

Более детальное изучение рельефа требует проведения специального эхолотирования с выбором галсов, пересекающих наиболее

важные в геологическом отношении районы (обычно вкрест и вдоль простирания изобат). Методика эхометрической съемки и обработки полученных эхограмм при морских геологических исследованиях освещена достаточно широко [10, 27, 28].

Из многих видов лотов и эхолотов наиболее эффективными являются эхолоты-самописцы с непрерывной регистрацией глубин (НЭЛ, ПЭЛ и др.).

#### ЗАДАЧИ СТРУКТУРНО-ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ НА ШЕЛЬФАХ

В настоящее время структурно-геоморфологическими исследованиями (СГИ) охвачены практически все нефтегазоносные бассейны страны (на суше), создан обширный методический арсенал, приобретен значительный опыт в его применении, доказана его эффективность для многих территорий [1, 3, 6, 8, 19, 22, 23, 26]. Методика СГИ применительно к шельфам до сих пор не разработана в полном объеме. Вместе с тем субъективные и объективные обстоятельства позволяют рассматривать СГИ как одно из важнейших (на данном этапе) направлений изучения тектонического строения шельфов. К первым относятся доступность и обилие материалов о рельефе морского дна, полученных в результате гидрографических исследований; высокая точность определения глубин (ошибки не более 0,3%), во много раз превышающая точность высотной привязки топоосновы, составленной по материалам аэрофотосъемки; экономичность. Из обстоятельств объективного характера следует отметить, что в отличие от суши в пределах шельфов тектонически обусловленные формы рельефа слабо затушевываются агентами денудации, а современное осадконакопление не компенсирует тектонические опускания и не приводит к нивелировке рельефа (за исключением приустьевых и некоторых абразионных участков). Все это способствует четкому проявлению тектонических движений и структур в рельефе дна.

СГИ проводятся на акваториях Каспийского, Балтийского, Черного, Баренцева, Карского и других морей. Их следует считать обязательной составляющей комплексов нефтегазопромысловых работ на шельфе. По данным НИЛзарубежгеологии [6] геофизические и буровые работы, проводимые без предварительных СГИ, оказываются в морских условиях дороже на 60—70%.

СГИ нефтегазоносных областей направлены на решение ряда задач, постановка которых диктуется нуждами нефтяной геологии. Возможности решения каждой из них определяются особенностями и свойствами основного геоморфологического объекта — современного рельефа и рельефообразующих отложений (генезис и возраст), неотектонических движений (знак, интенсивность, дифференцированность), экзогенных рельефообразующих факторов (продолжительность и интенсивность денудационно-аккумулятивных процессов, их направленность на выравнивание или расчленение рельефа и др.),

искомых объектов — пликативных и разрывных структур (новейшая активность). Немаловажную роль при этом играют и такие субъективные факторы, как гидрографическая и геолого-геоморфологическая изученность акваторий.

Если учесть различные границы применения и наборы методических приемов, то основные задачи СГИ можно представить в виде следующего перечня: а) оценка неотектонических движений; б) обнаружение и оконтуривание пликативных структур; в) трассирование разрывных нарушений.

### Оценка неотектонических движений

Изучение современного рельефа с целью оценки новейших движений и выявления пликативных структур идет по двум принципиально отличным друг от друга направлениям. Первое из них заключается в различных попытках исключить рельефообразующий эффект экзогенных (в основном эрозионных) процессов и реконструировать тектонически обусловленные формы рельефа. При этом необходимо: а) исключать из анализа точки (участки), гипсометрическое положение которых определено за счет не только тектонических движений, но и экзогенных процессов; б) учитывать неровности, связанные с особенностями данной территории или самого процесса рельефообразования («первичный» уклон поверхности выравнивания и региональные тектонические уклоны); в) проводить анализ на разновозрастных геоморфологических уровнях (поверхностях выравнивания).

В условиях шельфов этот путь представляется наиболее приемлемым, потому что рельеф акваторий в основном представлен абразионно-аккумулятивными поверхностями, относительное батиметрическое положение большинства точек в пределах которых в значительной степени обусловлено тектоническими движениями, а воздействие экзогенных процессов узко локализовано вдоль определенных зон (подводные долины) или в виде ареалов (прочие формы субаэрального и субаквального рельефа). По отношению к подводному рельефу (в отличие от рельефа суши) вполне правомочно применение методов разделения поверхности на разночастотные составляющие и вычитание тренда, что дает возможность «освободиться» от региональных уклонов (наиболее значительных на абразионных террасах) и выявить на их фоне тектонически обусловленные положительные и отрицательные формы рельефа.

Если на суше выделение и датировка разновозрастных поверхностей выравнивания связаны со значительными трудностями, то на шельфах некоторые из этих трудностей отпадают, так как многие подводные поверхности совсем или почти не подвергались последующему расчленению и в связи с этим не меняли свои плановые очертания. Кроме того, датировка поверхностей (по крайней мере, расположенных выше глубин 100—130 м) облегчается известными закономерностями (применительно к окраинным морям) изменения уровня Мирового океана в послеледниковую трансгрессию.

Второе направление СГИ включает в себя, наоборот, изучение форм и элементов морфоскульптуры, основанное на представлении о том, что, хотя их создание обусловлено экзогенными процессами, интенсивность и особенности последних контролируются тектоническими движениями. При этом оценка движений осуществляется как в результате комплексного качественного изучения всей совокупности морфологических признаков проявления поднятий и опусканий в рельефе (морфографический анализ), так и в результате изучения отдельных количественных характеристик морфоскульптурных форм и их элементов (морфометрический анализ). Эти СГИ проводятся в пределах прибрежных зон.

### Выявление пликативных структур

Возможности СГИ при решении этой задачи определяются прежде всего неотектонической активностью структурных форм. При этом применяется тот же методический аппарат, который используется для оценки неотектонических движений. В результате морфоструктурного анализа дается количественная оценка новейших движений (например, при определении деформаций поверхностей выравнивания) или оконтуриваются морфоструктуры, совокупность которых (морфоструктурный план) качественно характеризует неотектонические движения акватории.

Хотя морфоструктуры большинством геоморфологов считаются основными объектами СГИ, до сих пор общепринятого определения этого понятия не выработано. Систематизация современных представлений о морфоструктурах [8] привела к обнаружению значительных и принципиальных расхождений. Чаще всего под морфоструктурами понимаются геологические структуры, выраженные в современном рельефе, или «комплексные орографические и тектонические образования» [8, 19].

В соответствии с другой точкой зрения [22] морфоструктуры отождествляются с неотектоническими структурами. Представители первого направления сформулировали следующие возражения против такого толкования понятия «морфоструктура»: а) развитие морфоструктур в ряде районов связывается с более ранними движениями, чем неотектонические; б) в современном рельефе не всегда выражены новейшие структурные формы; в) морфоструктура в отличие от новейшей структуры есть результат взаимодействия эндогенных и экзогенных процессов, а не только следствие одних тектонических движений [8, 19]. Два последних возражения следует адресовать также и исследователям, считающим, что морфоструктура рельефа отражает геологическую структуру любого возраста. В этом отношении второе представление о морфоструктурах можно считать составной частью первого.

Отождествление понятий «морфоструктура» и «геологическая структура, выраженная в рельефе», подразумевает наличие прямой связи между формой залегания слоев (структурой) и частью подводной поверхности, которая оконтуривается в качестве морфострук-

туры. Как показывает опыт СГИ на суше и шельфах, такую связь во многих случаях установить не удается, т. е. на месте форм (или совокупности форм) рельефа, в тектонической предопределенности которых сомневаться не приходится (морфоструктуры), в осадочном чехле не обнаруживается строго соответствующих им в плане геологических структур. Отнесение морфоструктур к обращенным, инверсионным, полупрямым и полуобращенным без четко определенных критериев выделения данных типов вряд ли может привести к объективной оценке пространственной и генетической связи между морфоструктурами и геологическими структурами и не ликвидирует условности и трудности выделения морфоструктур как комплексных геолого-геоморфологических образований.

Прямая связь морфоструктурных и структурных форм может быть только при двух вариантах: а) когда движения, создавшие современную морфоструктуру, унаследованы от более древних движений, сформировавших геологическую структуру в чехле; б) когда рельефообразующие автономные движения одновременно с созданием морфоструктуры образовали новую форму в залегании слоев во всем разрезе осадочного чехла (сквозные структуры) или в его верхней части (наложенные структуры). В первом варианте мы имеем дело с неотектонической активностью (приростом амплитуд) сквозных структур доновейшего заложения, вследствие которой они проявляются геоморфологически. Во втором варианте автономные новейшие движения приводят к образованию чаще всего наложенных форм в верхней части разреза (в частности, в новейшем структурном этаже) и соответствующих им морфоструктур в рельефе. Пространственной связи между последними и геологическими структурами в более нижних горизонтах осадочного чехла не будет.

Рассмотрение каждого уверенно выделяемого по геоморфологическим данным контура-морфоструктуры в качестве геоморфологического отражения искомой структуры с точки зрения прогноза нефтегазоносных зон и ловушек для многих районов неоправдано или сопряжено со значительным риском. Под морфоструктурой на шельфе следует понимать часть поверхности дна, форму или совокупность форм подводного рельефа, а в прибрежной зоне — территориальный комплекс морфоскульптурных образований. Абсолютные и относительные глубины, особенности и сочетание морфоскульптурных форм разного генезиса в пределах прибрежной зоны отражают относительную направленность и интенсивность тектонических движений.

Таким образом, морфоструктура рассматривается как конкретное проявление в подводном рельефе не геологических структур, а тектонических движений определенного временного диапазона (с момента образования данной поверхности выравнивания). В этом смысле морфоструктурное образование можно сравнить с деформацией любой структурной поверхности в осадочном чехле, которая отражает суммарный эффект всех следующих после ее образования движений, а не форму залегания ниже расположенных слоев.

Являются ли эти движения унаследованными (новейшая активность ранее заложенных структур) или автономными по отношению к предыдущим и могут ли они в соответствии со своей интенсивностью и прочими условиями привести к образованию принципиально новой структурной формы во всей толще осадочного чехла? Или их структурообразующий эффект ограничился лишь некоторыми преобразованиями доновейшего структурного плана? Все эти вопросы имеют первостепенное прикладное значение, но их решение требует обязательного привлечения всех имеющихся геолого-геофизических материалов как по акватории, так и по прилегающей суше.

Комплексное изучение структурно-геоморфологических и геолого-геофизических материалов должно быть направлено на анализ структурных и морфоструктурных соотношений, который является основой правильного прогноза пликативных структур методами СГИ [26]. Выявление этих соотношений проводится путем сопоставления структур, выделенных геологической съемкой, сейсморазведкой и бурением, и аномалий геофизических полей и морфоструктур на площади и (или) всех этих элементов на профилях. Закономерности этих соотношений экстраполируются с прилегающей суши на море, с профилей на пересеченную ими акваторию. Наличие связей между структурами, аномалиями  $\Delta g$  и  $\Delta T$  и морфоструктурами определяет возможную эффективность СГИ при обнаружении пликативных структур.

Кроме того, следует учитывать связь между активностью структур и особенностями региональных движений в неотектонический этап. Если региональные неотектонические движения на современном шельфе наследуют от доновейших общую тенденцию к опусканию, то в их пределах следует ожидать такой же унаследованный характер неотектонического развития структур. В качестве частной закономерности по отношению к северу Западной Сибири, омываемому Карским морем, можно привести увеличение прироста амплитуд структур за послемеловое (в основном, новейшее) время с увеличением мощностей кайнозойских отложений (начиная с 500 м) и всей осадочной толщи (начиная с 3700 м). Так как по направлению к акватории фиксируется возрастание мощностей, можно ожидать увеличения активности структур и в конечном счете эффективности СГИ в пределах южной половины Карского моря.

#### Выявление дизъюнктивных дислокаций

Эффективность СГИ при решении этой задачи определяется рядом обстоятельств.

1. Развитие крупных дизъюнктивных нарушений, не подчиненных разнопорядковым структурам чехла, идет более унаследованно, чем развитие пликативных форм. Многие из них проникают от фундамента до верхних горизонтов чехла и земной поверхности вне зависимости от перестроек структурных планов и часто без существенных смещений их крыльев. В новейший тектонический этап развитие этих нарушений активизировалось.

2. Разрывная тектоника является одной из двух форм проявления рельефообразующих движений. В этом смысле неотектонический этап ничем не отличается от предшествующих. В современном рельефе шельфов наряду с четким проявлением новейших движений, образовавших площадные морфоструктуры, широко развиты линейные морфоструктуры (линеаменты), отражающие дизъюнктивные нарушения. К числу последних относятся сбросы, по которым проходят границы современной суши и моря (например, разломы, ограничивающие с севера Кольский полуостров, с востока о. Новая Земля и др.), а также внешняя граница шельфов.

3. В связи с ослаблением горного давления вверх по разрезу осадочной толщи в приповерхностной зоне, исчисляемой сотнями метров, по системам микротрещин развиваются макротрещины с большим раскрытием стенок, что способствует выраженности на земной поверхности мелких трещинно-разрывных дислокаций и зон повышенной трещиноватости.

4. Значительную роль в проявлении разрывных нарушений в рельефе играет эрозионная деятельность речных потоков в регрессивные этапы развития шельфов. Результатами этой деятельности явились подводные долины — наиболее распространенные на шельфах формы субаэрального происхождения.

Разрывные нарушения выражаются в разнообразных рисунках изобат, чаще всего в их взаимной параллельности на подводных склонах и уступах, а также в закономерных и резких изменениях простираний, характерных, в частности, для сдвигов, в прерывистом расположении в единой узкой зоне отдельных отрезков изобат, ориентированных в соответствии с простираниями этой зоны. Выявление линеаментов может осуществляться в результате детального анализа эхограмм и батиметрических карт и (на акваториях со сложным рельефом) составления карт избранных простираний и карт расчлененности (или уклонов) подводного рельефа.

Операции по составлению карт избранных простираний включают в себя [20] выделение на батиметрической карте прямолинейных отрезков изобат, составление на исследуемую акваторию сводной розы-диаграммы простираний этих отрезков и (для наиболее четко выраженных максимумов на сводной розе путем последовательного выбора из исходной карты отрезков изобат) составление набора карт избранных простираний. Их интерпретация сводится к выделению зон повышенной концентрации одинаково ориентированных отрезков изобат. Эти зоны можно рассматривать как возможное проявление разрывных нарушений в подводном рельефе (линеаментов). Отрезки, расположенные за пределами выделенных зон, условно считаются случайными, и так как их тектоническая предопределенность вызывает сомнение, то они отбраковываются.

Наибольшей эффективности в выделении разрывных нарушений осадочного чехла можно достичь в результате комплексирования СГИ и анализа геолого-геофизических материалов, которое проводится по двум направлениям. Изучая элементы разломной тектоники

«снизу вверх», можно определить геоморфологическое проявление разломов, выраженных в геофизических полях. Если выделенный в гравимагнитных полях разлом так или иначе выражен в подводном рельефе, то можно считать, что он сечет всю толщу осадочного чехла. Второе направление заключается в проведении независимых анализов геофизических полей и геологических материалов, выделения разрывных нарушений в подводном рельефе, сведении всех признаков выделенных дизъюнктивных структур на карту фактического материала и их плановом сопоставлении.

Большое значение СГИ в комплексном изучении разрывной тектоники определяется тем, что они направлены на обнаружение дизъюнктивных нарушений, проявляющихся в осадочном чехле и активных в платформенный (в том числе новейший) этап развития акваторий шельфов, т. е. именно тех структур, которые во многом определили пути миграции углеводородов и формирование и разрушение их скоплений.

## КОМПЛЕКС СТРУКТУРНО-ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА АКВАТОРИЯХ ШЕЛЬФОВ

### Общее геоморфологическое изучение шельфов

СГИ проводятся на основе изучения генезиса и возраста рельефа шельфов. По современным представлениям [16, 32] шельфовые зоны являются непосредственными продолжениями материковых равнин, в настоящее время залитых морем. Поверхность шельфов террасирована, хорошо выровнена абразионно-аккумулятивными процессами и осложнена морфоскульптурными формами субаэрального и субаквального происхождения.

Основными рельефообразующими факторами на шельфах являются региональные неотектонические движения отрицательного знака, на фоне которых происходили неоднократные и высокоамплитудные эвстатические перемещения уровня Мирового океана [29]. По разным оценкам в антропогене уровень моря колебался от +200 до -300 м (относительно его современного положения). Большое значение в формировании рельефа шельфов и особенно прибрежных зон имела послеледниковая трансгрессия, когда уровень моря повысился от -120 м (~ 20 000 лет назад) до 0 (~ 6000 лет назад) [9, 15, 16, 29, 32].

В условиях трансгрессий преобладали процессы выравнивания рельефа прибрежных равнин, которые наиболее интенсивно проявлялись после погружения их поверхности под уровень моря в результате абразионно-аккумулятивной деятельности волн в зоне волнового воздействия. Замедление повышения уровня моря (или его относительная стабилизация) приводило к появлению террас, первичное гипсометрическое (батиметрическое) положение которых строго определялось положением главного базиса эрозии в период их формирования. В этапы быстрого повышения уровня моря

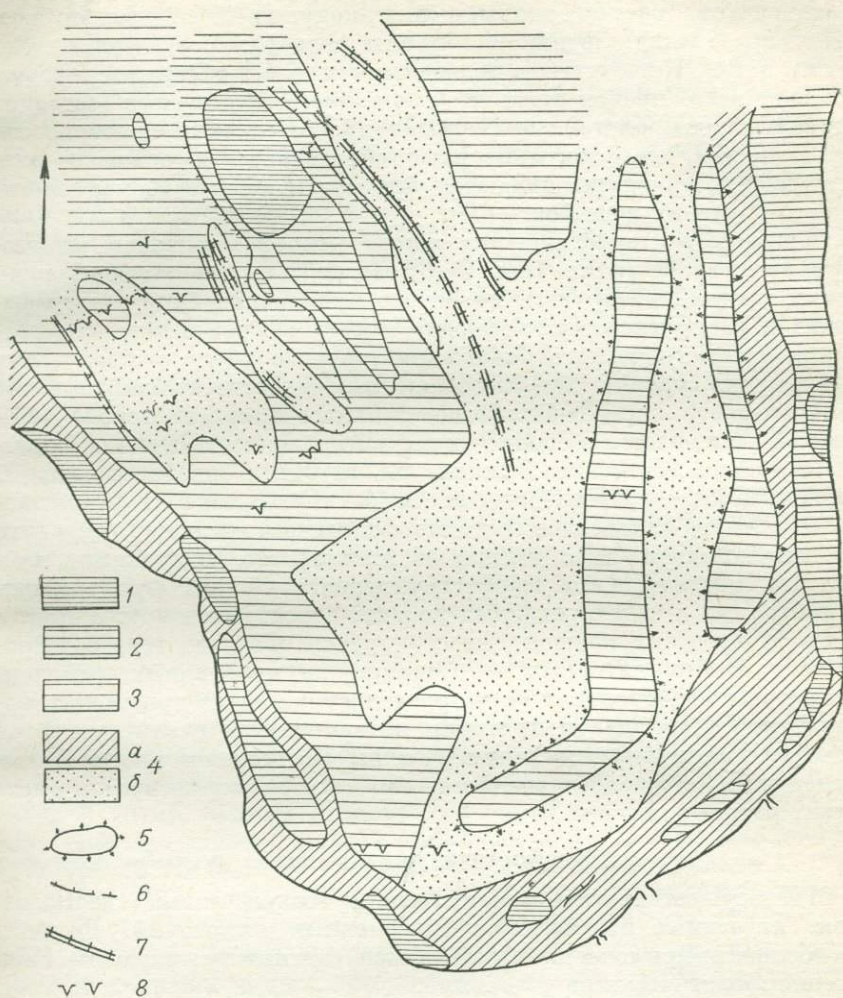


Рис. 3. Геоморфологическая карта Рижского залива. Составил Б. Г. Федоров по данным геолокации с использованием материалов В. Г. Ульста, Т. И. Горшковой и Л. Э. Берзинь, 1969 г.

Денудационные поверхности выравнивания с субэаральными формами рельефа, преобразованные абразионными процессами: 1 — доплейстоценовые, 2 — позднеплейстоценовые; аккумулятивные поверхности выравнивания: 3 — позднеплейстоценово-древнеголоценовая озерно-ледниковая; 4 — голоценовые (а — подводный береговой склон, б — морская равнина неволновой аккумуляции). Формы рельефа: 5 — пологие валобразные гряды, 6 — затопленные береговые уступы, 7 — борта погребенных долин, 8 — мелкие долины и эрозионные ложбины.

абразионно-аккумулятивные процессы не успевали полностью выровнять погружающуюся поверхность и уничтожить субаэральные формы рельефа (речные долины, дельты, конусы выноса, древние береговые образования, ледниковые формы рельефа: трогги, морены, озы и камы и др.). Кроме того, в подводных условиях образуются формы субаквального происхождения (промоины, абразионные останцы, оползни, гряды, биогенные формы и др.). Подводные поверхности выравнивания, морфоскульптурные образования и основные элементы морфоструктуры являются предметом общего геоморфологического изучения шельфов.

Общая характеристика подводного рельефа показана на геоморфологической карте (рис. 3). Возраст морских геоморфологических уровней датируется на основе применения биостратиграфических и радиоуглеродного методов, а также в результате сопоставления батиметрического положения террас с ходом эвстатических перемещений уровня Мирового океана. Существует также метод тектонического определения относительного возраста террас [24], который заключается в оценке их деформированности путем вычисления среднеквадратичного отклонения глубин в пределах каждой террасы. Контуры прослеженных (на батиметрической карте и эхограммах) террас наносятся на геоморфологическую карту, даже если отсутствуют какие-либо данные об их возрасте. Выделенные в результате последующего морфоструктурного анализа деформации датированных и недатированных уровней сопоставимы друг с другом только в пределах каждой данной террасы. Генезис террас (абразионных, аккумулятивных, абразионно-аккумулятивных, откопанных и др.) в значительной мере определяет комплекс приемов морфоструктурного анализа и критерии интерпретации различных форм рельефа. Различными линиями границ, значковыми масштабными и внемасштабными обозначениями отражаются морфоскульптурные формы разного генезиса.

### Морфоструктурный анализ рельефа шельфов

СГИ осуществляются в комплексе с геологическим картированием, изучением новейших и современных отложений. Границы и особенности применения определяются многими неотектоническими и геоморфологическими условиями.

Наиболее простым случаем является выделение разнопорядковых тектонически обусловленных форм рельефа в районах прямого и явного геоморфологического отражения тектонических движений и структур. К таковым, например, относится акватория Южного Каспия [26, 31], где активные антиклиналы выражены в виде положительных форм рельефа и банок, которые часто осложнены подводными грядами и останцами, сложными коренными породами, а синклиналиям соответствуют отрицательные формы с аккумулятивным выровненным рельефом.

В районах с незначительными относительными превышениями, расположенными на фоне общего регионального уклона подводной

поверхности, проводится разложение рельефа дна на разночастотные составляющие — определение и вычитание этого уклона (тренда) из наблюдаемых глубин. В результате получаются положительные и отрицательные аномалии, которые в случае их тектонической предопределенности оконтуриваются в качестве морфоструктур соответствующего знака. В зонах прогибаний с интенсивным развитием аккумулятивных процессов при выделении морфоструктур используются косвенные геоморфологические признаки: изменение углов наклона поверхности, деформация края шельфа, изменение простираций уклонов поверхности и т. п. [26].

Одним из основных приемов СГИ следует считать анализ деформаций погруженных террас. Он сводится к отбраковке точек или участков в пределах данного уровня, батиметрическое положение которых определялось не только тектоническими движениями (подводные долины и другие морфоскульптурные формы субаэрального и субаквального происхождения), вычитанию из его поверхности общего уклона и составлению карты деформаций.

Значительный эффект может дать применение при СГИ различных преобразований батиметрических карт, заимствованных из методов исследований геофизических полей [2, 20]. Эти преобразования могут быть направлены на разложение и выделение из батиметрической карты разночастотных и разноориентированных составляющих подводной поверхности, а также на определение градиентов (первой производной) в площадном распределении глубин. Полученные в результате различных приемов преобразования (графических, графо-аналитических, оптических, приемов математического анализа и математической статистики [3]) «вторичные» построения не содержат в себе принципиально новой (по сравнению с батиметрической картой) информации. На «вторичных» картах подчеркиваются (усиливаются) одни, нужные в данный момент, элементы (которые на исходной карте выражены слабо или затупеванно) за счет исключения (или ослабления) других (часто не менее важных для морфоструктурного анализа, но специально исключаемых в данном случае) элементов. При этом, естественно, необходимо четко представить себе геолого-геоморфологический смысл каждого преобразования.

Разложение батиметрической основы на разночастотные составляющие направлено на вычитание региональных уклонов (тренда), выявление на их фоне локальных форм поверхности и, наоборот, на своеобразную генерализацию подводного рельефа за счет частичного или полного исключения мелких форм нетектонического происхождения (например, на акваториях с ледниковыми формами рельефа). Выделение разноориентированных составляющих, в частности в результате привлечения к анализу рельефа метода направленного суммирования с одновременной частотной фильтрацией [1], может способствовать выделению разрывных нарушений, выраженных в виде слабо проявляющихся на батиметрической карте уступов. Эта же цель преследуется при оценке градиентов (уклонов, расчлененности) подводной поверхности.

Результативным документом СГИ является морфоструктурная карта, на которой должны быть показаны контуры разнопорядковых морфоструктур (линии границ), их знак (цвет), соотношение с известными структурами осадочного чехла или аномалиями геофизических полей (штриховка, крап), а также зоны или линии предполагаемых или установленных (т. е. выраженных в геофизических полях, материалах сейсморазведки и бурения) разломов и различных нарушений.

### СТРУКТУРНО-ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН

Выделение прибрежных зон в качестве самостоятельного и специального объекта геолого-геоморфологических исследований вызвано важным объективным обстоятельством: в развитии рельефа и формировании донных осадков этих зон основным экзогенным процессом является деятельность волн. В пределах более глубоководных акваторий волновое воздействие на рельеф и осадки практически отсутствует, а рельефообразующий эффект прочих экзогенных процессов в значительной мере ослаблен.

Специфика этого объекта исследований определяется также следующими субъективными причинами: а) структуры прибрежной зоны являются первоочередными (с точки зрения организации буровых работ) объектами разведки и эксплуатации месторождений нефти и газа; б) проведение геофизических исследований часто затрудняется недоступностью этой зоны для многих видов морского и сухопутного транспорта и неудовлетворительными сейсмогеологическими условиями; в) прибрежные зоны отличаются широкими возможностями экстраполяции геолого-геофизических материалов с прилегающей суши, применения аэрофотосъемки и прямых методов изучения современных, новейших и коренных отложений и использования значительных по объему материалов по гидро- и литодинамическим процессам.

### Основные закономерности развития прибрежных зон

Прибрежные зоны и области расположены в непосредственной близости от линии уреза воды [9, 15]. Их подводная часть включает в себя береговой склон и мелководную акваторию (с банками и островами), в пределах которых развитие форм рельефа и распределение осадков контролируется волновыми движениями в течение голоценового времени. Нижняя граница прибрежной зоны очерчивается максимальными глубинами, на которых проявляется волновое воздействие. По разным оценкам мощность зоны волнового воздействия составляет от  $\frac{1}{2}$  до  $\frac{1}{3}$  длины волны. На внутренних морях она редко превышает 25 м, а на окраинных достигает 50 м. Надводная часть прибрежных зон включает в себя абразионные и аккумулятивные формы рельефа голоценового возраста. Формирование современных прибрежных зон окраинных морей происходило на протяжении

последних 5—6 тыс. лет, когда уровень Мирового океана был относительно стабильным, перемещаясь по отношению к современному урезу воды на  $\pm 4-6$  м. Современные прибрежные зоны могут быть унаследованными и новообразованными. Плановое положение первых совпадает с положением прибрежных зон, сформированных в доголоценовое время. Они включают в себя соответствующие по возрасту морские террасы, расположенные над современным урезом воды.

Основными факторами развития прибрежных зон являются эвстатические колебания уровня Мирового океана и дифференцированные тектонические движения. Хотя большинство исследователей [15, 30] оба эти фактора не разделяют, а рассматривают их суммарный эффект (на так называемых «подымающихся» и «опускающихся» берегах), следует иметь в виду, что в условиях платформенных равнин, где скорости дифференцированных движений во много раз меньше скоростей перемещения уровня моря, поперечный профиль, конфигурация и положение в плане прибрежных зон наиболее существенно меняются в связи с трансгрессиями и регрессиями бассейна. Характер указанных изменений один для всех участков прибрежных зон; несмотря на это, зоны отличаются друг от друга по интенсивности и характеру (абразия или аккумуляция) экзогенных процессов. Эти различия связаны главным образом с дифференцированными тектоническими движениями [30].

Аккумулятивно-абразионные процессы при разном знаке перемещений уровня моря и дифференцированно развивающихся блоков земной коры имеют ряд особенностей. Роль береговой абразии и аккумуляции материала, транспортируемого течениями вдоль берега, в развитии прибрежных зон увеличивается с поднятием уровня моря и уменьшается при его стабилизации (окраинное море). В условиях регрессии бассейна (Каспийское море) наиболее распространены донная абразия, поперечное перемещение материала и формирование соответствующих аккумулятивных форм. Процессы аккумуляции в этапы трансгрессий больше характерны для зон опусканий, а во время регрессий бассейнов широко развиваются на участках, испытывающих движение положительного знака. Интенсивность абразионных процессов обратно пропорциональна направлению тектонических движений в трансгрессивные и регрессивные стадии развития бассейнов.

### Морфоструктурный анализ прибрежных зон

СГИ прибрежных зон включают в себя анализ морфографических признаков положительных и отрицательных морфоструктур [13, 15, 21, 24, 30] и инструментальные приемы оценки современных и древних тектонических движений [24, 26].

На аккумулятивных берегах наиболее надежным признаком знака движения является относительное гипсометрическое положение береговых валов. Уменьшение абсолютной высоты валов в сторону от моря свидетельствует о тектоническом опускании. Обратное соотно-

шение в высотах валов отражает движение положительного знака. При относительно стабильном положении уровня моря в первом случае каждый последующий вал формируется в условиях более высокого положения уреза воды на данном участке (в связи с движениями отрицательного знака); во втором случае в связи с подъемом территории каждый последующий вал расположен гипсометрически ниже предыдущего.

В районах, испытывающих отрицательные движения, в связи с относительным подъемом уреза воды на фоне стабильного положения уровня моря интенсифицируются абразионные процессы, которые приводят к размыву созданных в условиях послеледниковой трансгрессии аккумулятивных образований: валов, пересыпей, кос. На Каспийском море установлена и экспериментально подтверждена [21] приуроченность аккумулятивных форм типа баров и аккумулятивных выступов берега к положительным морфоструктурам. Они образовались в результате поперечного перемещения материала и интенсивной его аккумуляции на поднимающихся участках в условиях снижения уровня моря. Еще одним морфографическим признаком положительных морфоструктур на аккумулятивных берегах является прогрессивное обсыхание дна лагун в открытых морях.

На абразионных берегах признаками тектонических поднятий в условиях трансгрессий и стабилизации уровня моря являются наличие четко выраженных узких надводных абразионных террас, поднятые над урезом воды бенчи и волноприбойные ниши, а также отмирающие клифы. На отрицательных морфоструктурах отмечаются погружение на большую глубину оснований береговых обрывов (клифов) и активная локальная абразия берегов с развитием высоких разрывных нарушений за счет сильной компрессии воздуха в трещинах при ударе волн о клифы образуются волноприбойные ниши, увеличивается изрезанность береговой линии.

При СГИ в прибрежных зонах большое значение имеет анализ конфигурации берега. По отношению к морфоструктурам, новейшим или неотектонически активным структурам берега можно подразделить на секущие (мористые, береговые крылья и периклинали, присводовые части структур); согласные (расположенные на мористой, береговой периклиналих или в присводовых частях структур); сбросовые или флексурные; нейтральные.

Разделение берегов на секущие и согласные должно проводиться по отношению к наиболее выраженным в структуре и рельефе продольным зонам. При этом разделении необходимо учитывать соразмерность участков прибрежных зон и структурных образований. В качестве общей закономерности можно говорить о приуроченности к положительным морфоструктурам мысов с отмершими (или отмирающими) клифами (на окраинных морях) или с аккумулятивным рельефом прибрежной зоны (Каспийское море), а к отрицательным — вогнутых участков береговой линии.

В качестве одного из инструментальных методов оценки современных тектонических движений используется анализ данных футшточных наблюдений, при которых определяется средняя величина скорости перемещения уровня моря и отклонение от этой величины, характеризующее направленность и знак движений за очень узкий временной диапазон для редких точек — уровневых постов. Этот метод, как и метод повторного высокоточного нивелирования [24], малоэффективен при СГИ.

Значительно больший эффект следует ожидать от продольной нивелировки надводных морских террас. При этом нивелирные ходы проводят по тыловому шву (что наиболее целесообразно, но часто затруднено наличием делювиальных шлейфов) по бровке или произвольно по площадке данной террасы. В двух последних случаях необходимо измерять кратчайшее расстояние от точки стояния до тылового шва изучаемой террасы, чтобы затем определить средний уклон ее поверхности и ввести на него соответствующие поправки. Значение высоты террасы с внесенными поправками за ее первичный уклон характеризует ее деформацию. Чем древнее (выше) морская терраса, тем лучше выражены деформации, созданные тектоническими движениями. По отношению к подводным террасам целесообразно применять продольное эхолотирование.

#### УЧЕТ НЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАЗМЕЩЕНИЯ И ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Проблема определения роли неотектонических движений в размещении и формировании залежей нефти и газа была поставлена в ходе геолого-геоморфологических исследований нефтегазоносных областей в самые последние годы [14]. Правомерность ее постановки основывается на последних данных о молодом возрасте ряда залежей не только газа, но и нефти как в мезокайнозойских отложениях на эшигерцинских плитах, в предгорных впадинах и прогибах, так и в палеозойских отложениях на древних платформах, на некоторых современных представлениях о механизме миграции углеводородов и образовании их скоплений, а также на наличии эмпирических связей между неотектоническими и морфоструктурными характеристиками и показателями нефтегазоносности.

Закономерности связи между неотектоническими характеристиками и показателями нефтегазоносности можно сформулировать в общем виде (принимая структурные, литологические, гидрогеологические и геохимические условия за равные и в одинаковой мере благоприятные для образования и сохранения залежей) следующим образом.

1. Перспективными в отношении нефтегазоносности являются любые по времени заложения положительные структурные формы. Из них наиболее перспективны структуры активные и образованные в новейший тектонический этап.

2. Прирост амплитуд структур за последние (кайнозойский, неотектонический) этапы их развития во многом определяет вероятность

обнаружения в них залежей, состав последних и стратиграфический диапазон нефтегазоносности. С увеличением активности возрастает как вероятность продуктивности структурных ловушек, так и стратиграфический этаж нефтегазоносности. В нефтегазоносных областях наиболее активные структуры перспективны в отношении газа, наименее активные и неактивные — в отношении нефти.

3. С увеличением активности структурных ловушек и амплитуд новейших поднятий увеличивается вероятность обнаружения нефтей с большей плотностью, повышенным содержанием смол, асфальтенов и, вероятно, серы.

4. Наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности являются ловушки, расположенные на участках, испытавших в новейший этап поднятие (без существенных изменений морфологии структур), наименее перспективными — структуры, гипсометрическое положение которых за это время изменилось в обратном направлении.

5. Унаследованное развитие антиклинальных структур до новейшего заложения и общие поднятия играют положительную роль в отношении концентрации углеводородов только при определенном диапазоне амплитуд этих движений, определяемом глубиной залегания продуктивных горизонтов и литологическими условиями. За верхним пределом данного диапазона эти факторы играют отрицательную роль, так как приводят к разрушению залежей.

6. В нефтегазоносных провинциях (районах, областях) газовые залежи тяготеют больше к зонам новейших (или молодых) поднятий, нефтяные, наоборот, — к зонам погружений.

7. Газонефтяные месторождения по неотектоническим условиям их формирования и размещения близки к газовым (а не нефтяным) месторождениям.

8. Активные в новейший этап зоны разрывных нарушений наибольшее влияние оказывают на размещение газовых залежей: отрицательное в случаях их повышенной активности и реже положительное, когда они слабоактивны и не проникают до земной поверхности. Структуры, приуроченные в пространстве к активным разрывным зонам, отличаются наибольшими запасами углеводородов и более широким диапазоном нефтегазоносности. Вместе с тем значительное количество продуктивных структур пространственно и генетически не связано с разрывными зонами.

9. Благоприятными в отношении нефтегазоносности являются зоны повышенных горизонтальных градиентов новейших движений.

Перечисленные закономерности, установленные в результате геолого-геоморфологических исследований на суше, имеют непосредственное отношение и к морским месторождениям, многие из которых (приуроченные к глубинам меньше 130 м) еще 20 тыс. лет назад не были залиты морскими водами. Эвстатические изменения уровня Мирового океана, изучаемые путем фиксации и датировки надводных и подводных морских террас и соответствующих новейших отложений, оказывают существенное влияние на термобарические и соот-

ветственно гидродинамические условия в осадочном чехле на шельфах и прилегающей суше. Например, понижение уровня моря относительно Западно-Сибирской плиты на 500 м в миоцен-плиоценовую (ямальскую) регрессию привело к снижению пластового давления (по разным оценкам от 20—40 до 80—100 кгс/см<sup>2</sup>) и, как следствие, к интенсивному выделению газа из подземных вод в свободную фазу, усилению подвижности и разгрузки этих вод и их потенциальной возможности приносить в ловушки новые порции углеводородов. По некоторым расчетам снижение уровня Мирового океана на 200—500 м может привести к выделению до 0,2—0,5 м<sup>3</sup> газа из каждого кубического метра подземных вод.

Анализ неотектонических условий размещения и формирования залежей углеводородов должен базироваться на результатах полного комплекса геолого-геоморфологических исследований и прямых методов поисков нефти и газа в совокупности с оценкой других критериев нефтегазоносности. Этот анализ сводится к выявлению связей между неотектоническими и морфоструктурными характеристиками (приросты амплитуд структур, абсолютные амплитуды и горизонтальные градиенты амплитуд новейших движений, расчлененность рельефа, знак морфоструктур, показатели активности экзогенных процессов в их пределах, разрывных нарушений и т. д.) и показателями нефтегазоносности (запасы, стратиграфический этаж нефтегазоносности, фазовый и химический состав углеводородов и т. д.) и использованию этих связей при комплексной оценке перспектив. Следует стремиться к сопоставлению тех и других параметров при равных или близких прочих условиях (например, изучать распределение залежей относительно неотектонических характеристик в одних и тех же продуктивных горизонтах, учитывая изменение в мощностях и качестве вышележащей крышки) и избегать фетишизации неотектонического фактора, понимая, что его роль может в зависимости от условий изменяться от ведущей (среди всех факторов) до нулевой. Оптимальные значения неотектонических и морфоструктурных показателей для положительной оценки перспектив каждой акватории будут индивидуальными. Они могут определяться пока только эмпирически, путем изучения распределения залежей, нефтегазопроявлений и непродуктивных структур относительно этих показателей.

Большое значение для акваторий шельфа имеет комплексирование геолого-геоморфологических исследований с прямыми методами поисков нефти и газа. При этом следует иметь в виду, что геотермические, газовые, микробиологические и другие аномалии позволяют выявлять больше зоны и участки интенсивной вертикальной миграции углеводородов, чем зоны их концентрации в осадочном чехле. Наиболее яркое проявление залежей нефти и газа в различных аномалиях на подводной поверхности следует ожидать на неотектонически активных структурах, а также на слабоактивных или неактивных, но осложненных поднимающимися в новейшее время блоками, или на структурах, расположенных в зонах максимальных градиентов новейших движений.

Залежи, отраженные в газобиохимических и других аномалиях, могут быть различными по продуктивности, что зависит от баланса углеводородов в ловушке. Интенсивные аномалии, вызванные миграцией углеводородов, не задерживающихся в коллекторах, могут соответствовать также пустым ловушкам. На меньшую эффективность прямых методов следует рассчитывать применительно к залежам в неактивных структурах и структурах, расположенных в зонах новейших опусканий и малых градиентов. Прямые поиски нефти и газа в значительной степени осложняются неотектоническими движениями на шельфах.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абельский А. М., Ласточкин А. Н. Выявление и анализ волнообразных деформаций на основе метода направленного суммирования с одновременной частотной фильтрацией. — Учен. зап. научн.-исслед. ин-та геол. Арктики. Регион. геология, 1964, вып. 4, с. 43—57.
2. Андреев Б. А., Клушин И. Г. Геологическое истолкование гравитационных аномалий. Л., Гостоптехиздат, 1962. 495 с.
3. Берлянт А. М., Перминова В. Н. Разложение поверхностей на составляющие как метод структурно-геоморфологического анализа. — «Геоморфология», 1971, № 3, с. 78—86.
4. Брувер Л. Е. Дж. Северное море. Материалы 20-го Междунар. геогр. конгресса. М., «Наука», 1966, с. 117—123.
5. Бурдэ А. И. Принципы и методика определения рационального комплекса исследований. Л., «Недра», 1972. 257 с.
6. Вопросы методики проведения структурно-геоморфологических исследований в нефтегазоносных бассейнах зарубежных стран. М., НИЛзарубежгеология, 1970. 91 с. Авт.: Ю. М. Клейнер, Л. П. Кондакова, Ю. Л. Кузнецов и др.
7. Геоакустические методы и аппаратура. — «Методика и техника разведки», 1970, сб. 70. (Всесоюз. науч.-исслед. ин-т методики и техники разведки).
8. Горелов С. К. Морфоструктурный анализ нефтегазоносных территорий. М., «Наука», 1972. 216 с.
9. Зенкович В. П. Основы учения о развитии морских берегов. М., 1962. 711 с.
10. Канаев В. Ф., Удинцев Г. В. Изучение подводного рельефа в океанографических экспедициях. — «Труды ИО АН СССР», т. 44, № 3, 1960, с. 132—147.
11. К геологии акватории Азовского моря. Под ред. Е. Ф. Шнюкова. Киев, «Наукова думка», 1968. 283 с.
12. Кленова М. В. Происхождение рельефа дна Баренцева моря. — «Вопросы географии», 1961, сб. 52, с. 165—176.
13. Козловский Д. А. О геоморфологических признаках современных вертикальных движений на морских берегах. — «Изв. Всесоюз. геогр. о-ва», 1968, т. 100, вып. 4, с. 58—72.
14. Ласточкин А. Н. Неотектонические движения и размещение залежей нефти и газа. Л., «Недра», 1974. 68 с.
15. Леонтьев О. К. Основы геоморфологии морских берегов. М., Изд-во Моск. ун-та, 1961. 418 с.
16. Леонтьев О. К. Краткий курс морской геологии. М., Изд-во Моск. ун-та, 1963. 464 с.
17. Мак-Картти Б. Подводная акустика в океанографии. — В кн.: Подводная геоакустика. М., «Мир», 1970, с. 252—273.
18. Методические указания по проведению отдельных этапов геолого-разведочных работ (общие положения). Твердые полезные ископаемые. М., Госгеолтехиздат, 1961. 73 с.

19. Мещеряков Ю. А. Структурная геоморфология равнинных стран. М., «Наука», 1965. 390 с.
20. Морфоструктурные методы изучения тектоники закрытых платформенных нефтегазоносных областей. Л., «Недра», 1968. 123 с. Авт.: И. Г. Гольбрайх, В. В. Забалуев, А. Н. Ласточкин и др.
21. Никифоров Л. Г. Геоморфологические критерии поиска погребенных структур на морских побережьях. — «Изв. АН СССР. Сер. геогр.», 1969, № 3, с. 80—89.
22. Николаев Н. И. Неотектоника и ее выражение в структуре и рельефе территории СССР. М., Госгеолтехиздат, 1962. 392 с.
23. Павлова А. В. Морские навигационные карты. Л., Изд-во Ленингр. ун-та, 1961. 262 с.
24. Рихтер В. Г. Методы изучения новейшей и современной тектоники шельфовых зон морей и океанов. М., «Недра», 1965. 230 с.
25. Рожков Г. Ф., Голоудин Р. И. Некоторые гранулометрические параметры современных осадков как индикаторы тектонических движений в бассейнах седиментации. — «Геология и геофизика», 1972, № 4, с. 64—75.
26. Структурно-геоморфологические исследования при изучении нефтегазоносных бассейнов. Под ред. Ю. Я. Кузнецова и К. А. Ушко. Л., «Недра», 1967. 240 с.
27. Удинцев Г. Б. К методике эхометрической съемки при морских геологических исследованиях. — «Труды Ин-та океанологии АН СССР», 1951, т. 5, с. 17—34.
28. Удинцев Г. Б. О дешифровании эхограмм. — «Труды Ин-та океанологии АН СССР», 1956, т. 19, с. 73—78.
29. Цейнер Ф. Плейстоцен. М., ИЛ, 1963. 502 с.
30. Шарков В. В. Геология подводного склона западного берега Каспийского моря. М.—Л., «Наука», 1964. 430 с.
31. Шарков В. В. Изучение морфоструктурных особенностей шельфа. — В кн.: Применение геоморфол. методов в структурно-геол. исследованиях. М., «Недра», 1970, с. 159—166.
32. Шепард Ф. Л. Морская геология, Л., «Недра», 1969. 461 с.
33. Емery L. O. Geology of the continental margin off Eastern United States. — Submarine geology and geophysics. Colston papers, № 17. London, 1965, p. 38—51.

## ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ ПОИСКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МОРСКОГО ДНА

Широкий выход в акватории с целью поисков промышленных скоплений углеводородов будет достаточно эффективным только при комплексном подходе к решению этой проблемы. Наряду с различными модификациями геофизических, геологических и гидрогеологических исследований необходимым элементом комплекса нефтепоисковых работ являются геохимические методы.

Метод газогеохимической съемки для поисков залежей нефти и газа был разработан в 1929 г. В. А. Соколовым. Газовая съемка в первые десятилетия получила наиболее широкое распространение и известность и послужила основой для других геохимических методов.

Сущность геохимических методов заключается в том, что всякая углеводородная залежь проявляется на поверхности в результате диффузии или эффузии углеводородов сквозь покрывающие отложения. По аналитически определяемому количеству газов, десорбированных из поверхностных или неглубоко залегающих пород, можно судить о наличии скоплений углеводородов на глубине. Миграция углеводородов, а также их спутников в покрывающие и поверхностные отложения может сопровождаться другими геохимическими явлениями: изменением содержания битумоидов, почвенной микрофлоры, солевого состава вод, минеральной части пород и т. д. На этой основе в 30—40-х годах были предложены методы микробиологический (Г. М. Могилевский), люминесцентно-битумный (В. Н. Флоровская), гидрохимический (В. А. Сулин и другие), почвенный (В. А. Ковда), окислительно-восстановительного потенциала (В. Э. Левенсон), геохимических поисков [23].

Процесс массопереноса углеводородов из залежей определяется следующими основными факторами: градиентами давления, концентрации и температуры, а также разностью плотности углеводородов и воды.

Наличие нефтяного или газового скопления в недрах обеспечивает постоянный подток легких углеводородов в вышележащие слои, в том числе и в перекрывающие их донные осадки. Источником легких газообразных углеводородов может быть сама залежь или жидкая фаза (нефть, вода), из которой в процессе восходящей миграции происходит выделение газов. В результате в осадках над залежью

возможно возникновение геохимических аномалий. Эти аномалии могут проявляться в изменении содержания и состава газов, растворенных и сорбированных в осадке, битумоидов, водорастворимых органических соединений, микроэлементов, бактериальной среды и т. д.

### ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОХИМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ

Интенсивность миграции углеводородов к поверхности зависит от состава залежи, ее высоты, пластового давления на водо-нефтяном контакте, мощности и литологического состава покрывающих отложений, наличия в них тектонических нарушений и микротрещиноватости. Контрастность аномалий на поверхности определяется как интенсивностью миграции, так и глубиной залежи.

В первую очередь подвергаются рассеянию легкие газообразные углеводороды. Аномально высокое пластовое давление (АВПД) на водо-нефтяном контакте, а также избыточное в сводах высоких газовых залежей является, пожалуй, наиболее мощным рычагом, усиливающим процессы рассеяния [1].

Дислоцированность, раздробленность отложений, диапиризм и грязевой вулканизм, сейсмическая активность и неравномерные тектонические напряжения стимулируют восходящую миграцию флюидов от залежи [11, 24, 27, 52]. В миграционный поток вовлекаются не только газообразные, но и жидкие углеводороды, а также тяжелые нефти и воды, нередко изливающиеся на поверхность. Многочисленные высачивания нефти известны в Азербайджане, на Сахалине, в Калифорнии и других тектонически активных районах, включая акватории. Однако высачивания жидкой нефти и свободные газовые струи являются частным случаем более общего явления — образования ореолов рассеяния углеводородов над залежью. Поэтому степень тектонической активизации регионов определяет эффективность геохимических работ. Так, например, по результатам газовой съемки на 1957 г. число правильных прогнозов составляло для Северного Сахалина примерно 100%, для Азербайджана 82%, для Северного Кавказа 77%, для районов Поволжья 44% [45]. Естественно ожидать, что наибольшая эффективность морских геохимических работ будет также получена в акваториях тектонически активных районов: Южно-Каспийской впадины, Черного моря, морей Дальнего Востока. Вместе с тем можно предполагать, что геохимические поиски в акваториях в целом окажутся более эффективными, чем на суше.

На суше преобладающий режим инфильтрации поверхностных вод способствует разубоживанию глубинных эманаций, смещению и ослаблению геохимических аномалий. В донных осадках морей и океанов в процессе накопления и уплотнения отложений происходит постепенное отжатие иловых вод, обеспечивающее восходящее движение растворов из более глубоких слоев к поверхности дна. Присутствие разлагающейся органики определяет, как правило, восстановительный

характер среды. Таким образом, существует природный механизм, который транспортирует углеводородные и другие компоненты из более глубоких горизонтов к поверхности дна и предохраняет их от окисления. Геохимические аномалии, возникающие в осадках, могут захватывать и придонные воды, где можно обнаружить повышенные концентрации растворенных газов, других органических соединений, микроэлементов и т. д.

Если на суше большинство неглубоких залежей уже открыто, то в акваториях «верхний продуктивный этаж» фактически еще не тронут. Под морским дном можно обнаружить в первую очередь неглубокие залежи с отчетливыми геохимическими аномалиями в донных осадках и с лучшей сохранностью по сравнению с неглубокими залежами суши.

### ОСОБЕННОСТИ ПРОЯВЛЕНИЯ ГЕОХИМИЧЕСКИХ АНОМАЛИЙ В МОРСКИХ БАССЕЙНАХ

Гидрологическая и геохимическая обстановка в современных морских бассейнах и донных отложениях создает определенные помехи, маскирующие геохимические аномалии. Волнение на поверхности моря и глубоководные течения приводят к постоянному перемешиванию водной толщи, нередко затрагивая придонные воды и верхние слои осадков, вызывая смещение и разбавление аномальных концентраций. Животный и растительный мир морей и океанов в процессе жизнедеятельности и посмертного разложения обогащает водную толщу и осадок различными органическими соединениями, создавая геохимический фон, мешающий выявлению аномалий. Технические загрязнения (в первую очередь нефтепродуктами) вблизи промышленных объектов и оживленных морских путей могут разноситься волнением, оседать на дно и создавать ложные аномалии. Колебания глубины бассейна, температуры, солёности вод, сезонные изменения продуктивности организмов могут существенно влиять на растворимость и содержание газообразных углеводородов, менять фоновые значения геохимических показателей.

Почти все группы химических соединений — газообразные, жидкие и твердые углеводороды, фенолы, кислородсодержащие органические вещества и т. д., а также микроэлементы, которые могут указывать на поступление флюидов с глубины, в том или ином количестве образуются и накапливаются в осадках вследствие процессов, протекающих в самом бассейне. Соединения, поступающие с глубины, постепенно «усваиваются» бассейном, приходят в равновесие с его геохимической средой, влияют на развитие органического мира и формирование осадков. Задача поисковых геохимических исследований в акваториях сводится к выявлению в осадках и водах концентраций химических соединений и элементов, обусловленных подтоком флюидов с глубины, в частности из залежей углеводородов, на фоне содержания подобных же соединений, связанных с режимом самого бассейна. Наряду с прямыми показателями поступления угле-

водородов могут использоваться многочисленные косвенные геохимические указания, свидетельствующие о воздействии глубинных флюидов на геохимическую и биологическую среду бассейна.

Химические соединения и микроэлементы, поступающие в связи с подводной разгрузкой из нефтегазоносных отложений или по более глубоким сквозным разломам, могут по-разному влиять на развитие морских организмов. Одни из них, такие как углекислый газ, углеводороды метанового ряда и их производные, способствуют развитию фитопланктона и микроорганизмов. Другие вещества, например циклические углеводороды, фенолы, сероводород, соединения ртути, меди, мышьяка, могут являться ядами для многих организмов, угнетающе действовать на их развитие [44]. Многие элементы могут избирательно накапливаться в биомассе или скелетных частях и раковинах организмов [2] и также способствовать или препятствовать их развитию. Таким образом, органическое вещество уже изначально, до выпадения в осадок, может нести отпечаток того или иного воздействия глубинных флюидов и эманаций, поступающих со дна бассейна.

Органическое вещество в водах обычно присутствует как истинный или коллоидный раствор, а также во взвешенном состоянии. Основную часть его составляет автохтонное, собственное органическое вещество бассейнов; доля аллохтонного вещества, принесенного реками, составляет лишь 1—3% для внутренних бассейнов.

В состав углеродистого вещества осадков, обычно определяемого по содержанию органического углерода в породе, помимо продуктов биогенной органики бассейна могут входить:

1) терригенные углеродистые минералы различного генезиса, поступающие совместно с обломочным материалом из областей сноса (углистые частицы, частицы графита, керитов и т. п.);

2) остаточные дериваты нефтей, поступавшие из природных источников или в результате технических загрязнений в бассейн седиментогенеза и захороненные в осадках вследствие сорбции и утяжеления при окислении (различные нефтяные битумы и продукты их окисления, включая гумусоподобные вещества);

3) эпигенетичные битуминозные компоненты в рассеянной или концентрированной форме, накопленные в осадках вследствие разгрузки углеводородов из залежей, находящихся под дном акваторий (углеводороды, другие нефтяные битумы и продукты их изменения).

Доля компонентов каждой группы в смешанном углеродистом веществе осадка может варьировать в широких пределах в зависимости от характера бассейна, места и условий седиментогенеза. Обычно преобладает биогенная органика.

Многолетние и всесторонние исследования органического вещества из осадков современных водоемов позволяют составить представление о его химическом составе и закономерностях изменения в различной геохимической обстановке. Основное внимание в этих работах уделялось выделению и изучению углеводородных компонентов, представляющих наибольший интерес и для геохимических

поисков. Исследования [3, 4, 7, 16, 17, 36, 55] показали наличие жидких и твердых углеводородов в осадках на ранних стадиях диагенеза. При этом по углероду  $^{14}\text{C}$  [36] впервые определен возраст выделенных углеводородов.

Содержание жидких и твердых углеводородов в современных осадках, главным образом с 15—30 атомами углерода в молекуле, обычно составляет тысячные, реже сотые доли процента от массы осадка. Применение специальной методики позволяет устанавливать и более легкие углеводороды — с 9 атомами углерода в молекуле [14].

Из газообразных углеводородов в донных осадках почти повсеместно присутствует метан. Его образование, как и выделение углекислого газа, связано с жизнедеятельностью микроорганизмов, разлагающих органическое вещество. Состав иловых газов во многом зависит от притока кислорода. На мелководье, где лучше условия аэрации, преобладает образование углекислого газа; при ограниченном доступе воздуха и застойном режиме вод процесс смещается в сторону образования метана. При постоянстве прочих условий содержание метана (а также углекислого газа) в осадке в общем пропорционально концентрации органического вещества (рис. 4). Повышенные содержания метана могут быть вызваны подтоком его из нижележащих отложений или широким развитием в осадке метанообразующих бактерий. Обычно содержание метана в морских илах и водах составляет  $n \cdot 10^{-2}$ — $n \cdot 10^{-3}$  мл/л; только в отдельных случаях, например в глубоководных осадках бассейна Санта-Барбара у Южной Калифорнии, его концентрация достигает сотен миллилитров на литр [49].

Сведения о наличии тяжелых газообразных углеводородов в современных осадках довольно противоречивы. Как правило, попытки обнаружить свободные газообразные углеводороды тяжелее метана непосредственно после отбора осадка заканчивались безуспешно. Однако по мере повышения чувствительности аппаратуры начали появляться конкретные указания на наличие тяжелых углеводородов в современных осадках и морских водах [12, 49, 50].

Изучению возможностей образования углеводородов тяжелее метана в современных осадках посвящены работы В. В. Вебера, его сотрудников и последователей [8, 9, 26]. По данным авторов этих исследований, исходные пробы грунтов, отобранных в различных бассейнах с разной соленостью, количеством и составом органики, не содержали тяжелых гомологов метана. Накопление углеводородов от  $\text{C}_2$  до  $\text{C}_7$  в количестве до 0,18% на газовую смесь наблюдалось только в некоторых пробах при хранении образцов сроком от нескольких месяцев до 9 лет. В. Г. Малышек, П. А. Шойхет и др. [26], проводившие подобные опыты, отмечают, что накопление тяжелых гомологов метана наблюдается только при активном течении микробных процессов в закупоренных банках, сопровождающемся увеличением числа клеток бактерий. Интенсивное течение этих процессов наблюдалось только в отдельных пробах, отобранных из водоемов разной солености (включая пресноводные), с различным

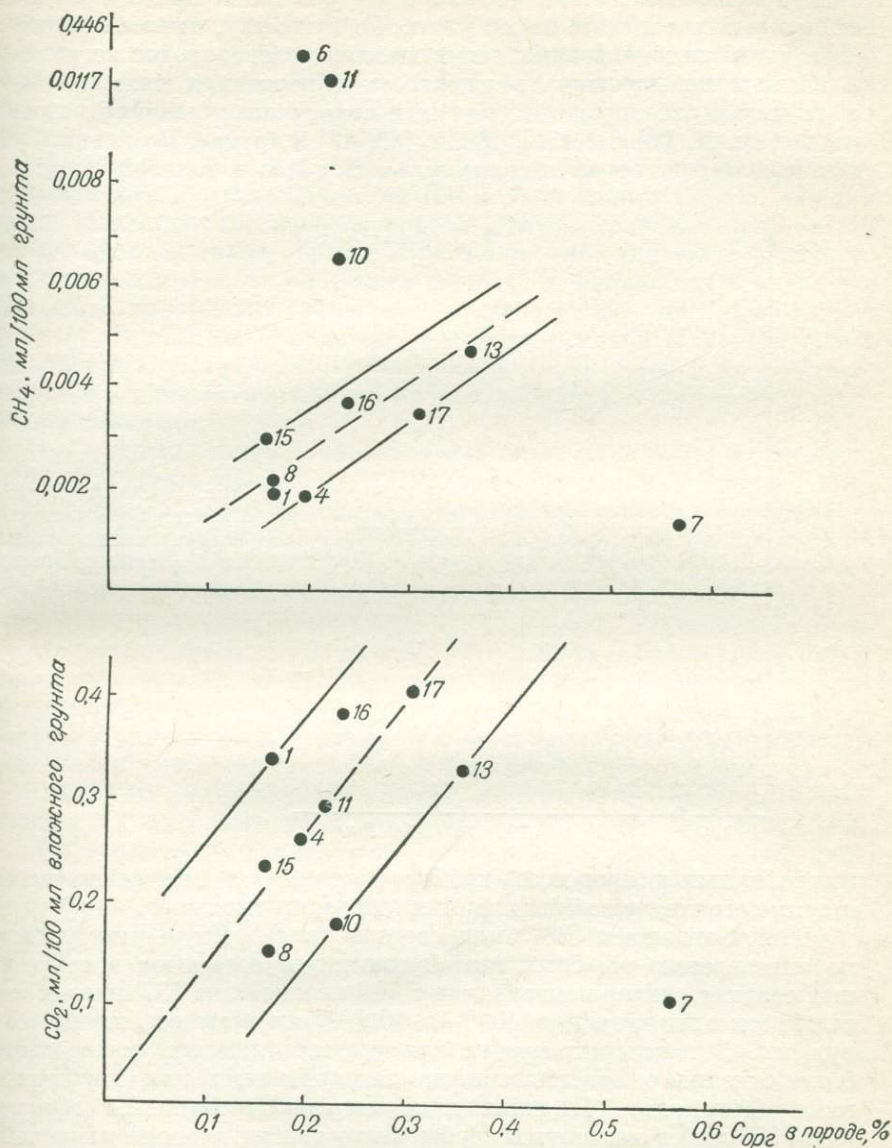


Рис. 4. Зависимость содержания метана и углекислого газа от концентрации органического углерода в донных осадках Каспийского моря. Из состава органического вещества исключены гуминовые кислоты.

Цифры на графике — номера точек отбора проб.

содержанием  $C_{орг}$  (от 0,5 до 12%) и различной метаморфизацией органического вещества, так как наряду с современными осадками отбирались и образцы из скважин. По существу, выявить причины и реальный источник накопления высших углеводородов не удалось.

Опыты по изучению возможности образования тяжелых газообразных углеводородов в почвах и современных осадках водоемов проводили Л. Горвиц [51], Девис [46, 47] и другие. По данным этих исследователей, доля тяжелых углеводородов в газовой смеси при

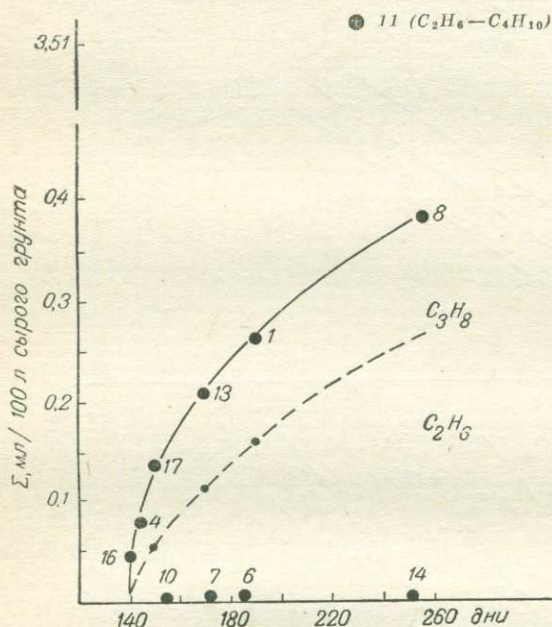


Рис. 5. Сумма  $\Sigma$  тяжелых газообразных углеводородов при хранении проб донных осадков Каспийского моря.

микробильных процессах крайне невелика, а отношение метана к сумме его гомологов выражается сотнями и тысячами.

В. А. Соколовым [38] были сведены вместе результаты анализов по определению тяжелых газообразных углеводородов в современных осадках. Автор показал, что в 700 анализах из 737 при чувствительности аппаратуры  $n \cdot 10^{-3} - n \cdot 10^{-5} \%$  эти газы вообще не обнаружены. В некоторых пробах присутствие тяжелых углеводородов было связано с поверхностными загрязнениями или глубинными газопровывлениями. И лишь при длительном хранении образцов (0,5—9,5 лет) в некоторых пробах было констатировано накопление тяжелых углеводородов. На основании этих данных В. А. Соколов заключает, что если в природе образование тяжелых гомологов метана и имеет место, то их концентрация не превышает  $10^{-3} - 10^{-4} \%$ .

При проведении геохимических исследований на одном из участков восточного побережья Каспийского моря у п-ова Тюб-Караган

нам также пришлось столкнуться с фактом накопления тяжелых гомологов метана при хранении образцов. После исключения воздуха основными компонентами газа являлись азот (78—98%) и углекислый газ (0,3—14,25%). Количество метана в газе составляло 0,006—0,18% и лишь в одной пробе 7,25%. Тяжелые гомологи метана ( $C_2 - C_4$ ) в количестве 0,002—0,054% были обнаружены в 10 из 14 изученных проб, в остальных 4 пробах эти газы отсутствовали.

Оказалось, что в 8 пробах содержание тяжелых углеводородов, рассчитанное в миллиметрах на 100 литров сырого грунта, закономерно нарастало по мере увеличения сроков хранения проб от 140 до 260 дней. В одном образце содержание тяжелых газов оказалось на порядок выше. В остальных пробах, хранившихся столько же времени, накопления тяжелых углеводородов не происходило (рис. 5). В пробах, хранившихся меньше времени (140—150 дней), из тяжелых углеводородов обнаружен только этан; с увеличением времени хранения появляется пропан, содержание которого закономерно нарастает.

Не удалось обнаружить никакой связи процессов накопления тяжелых углеводородов ни с составом осадков, ни с содержанием в них органического углерода. Накопление тяжелых газов имело место в песчаных и илистых грунтах с одним и тем же интервалом содержаний  $C_{орг}$  (0,1—0,7%). Отношение метана к сумме тяжелых гомологов постепенно снижалось со временем от 80—26 в пробах, проанализированных раньше, до 3—5 в пробах, изученных в конце срока, как в опытах В. В. Вебера [8] с разложением морской растительности (рис. 6). В наших опытах, однако, величина этого отношения при одних и тех же сроках примерно вдвое ниже, т. е. доля тяжелых углеводородов выше, несмотря на крайне незначительное содержание органики [до 0,1%]. Не исключено поэтому, что накопление тяжелых углеводородов в наших опытах обусловлено не образованием их при разложении органики, а замедленной десорбцией.

По характеру геохимической активности, воздействию на минеральную среду и микрофлору биогенные компоненты во многом сходны с эпигенетическими нафтидами. Кроме того, различные компоненты биогенной органики сами по себе являются наиболее благоприятной субстанцией для накопления миграционных углеводородов. Органическое вещество обеспечивает восстановительную обстановку в осадке, увеличивает сорбционную емкость пород, а жидкие углеводороды способны непосредственно растворять в себе продукты газообразных эманаций. Но в то же время возможно и обратное — вынос жидких углеводородов газами ( $CH_4$ ,  $CO_2$ ). Все это способствует накоплению эпигенетических углеводородов непосредственно в составе биогенных веществ или в тесной ассоциации с ними. Аккумулирующая способность органики в отношении миграционных углеводородов так же естественна, как и в отношении некоторых микроэлементов, генетически с ней не связанных, но накапливающихся в породах именно благодаря ее присутствию (Cu, U, Hg, Ge и др.).

Судить об эпигенетичном или сингенетичном характере тех или иных компонентов, входящих в состав органического вещества осадков, по отдельным образцам бывает довольно сложно, тем более что в осадке могут быть захоронены и нефтепродукты, загрязнявшие

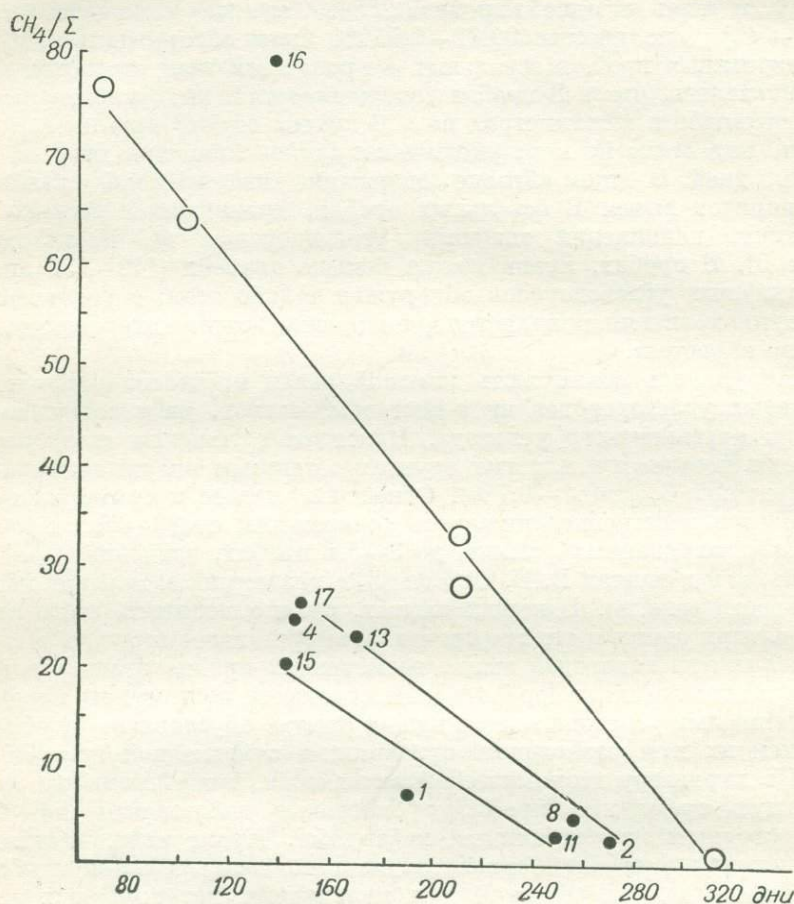


Рис. 6. Изменение отношения метана к сумме  $\Sigma$  тяжелых углеводородов в зависимости от сроков хранения образцов. Кружки — опыты В. В. Вебера с разложением морской травы [8], закрашенные точки с цифрами — донные осадки Каспийского моря.

водоем. Систематическое опробование отложений, картирование различных геохимических показателей, проверка корреляций между различными компонентами значительно облегчают выявление эпигенетических примесей.

Предпринимались попытки оценить сингенетичность углеводородов по соотношению парафинов с четным и нечетным числом атомов углерода в молекуле [14]. В современных осадках преобладают

парафины с нечетным числом атомов, тогда как в нефтях их количество примерно равно содержанию парафинов с четным числом атомов. Разработана аппаратура для определения абсолютного возраста углерода метана по содержанию изотопа  $^{14}\text{C}$  [37], что позволяет отличать газы современного происхождения от глубинных. Возможно, будут выявлены и другие «маркеры» миграционных компонентов — изотопы, индивидуальные соединения или их производные.

Таким образом, наличие углеводородных залежей под дном акваторий, сопровождаемых поверхностными высачиваниями и эманациями, может непрерывно влиять на продукты органического мира бассейнов как в период их развития, так и в процессе преобразования в осадках [30, 33, 41, 54]. Это отражается на развитии микроорганизмов, использующих углеводороды в качестве продуктов питания, на изменении концентрации и состава различных соединений, содержащихся в осадках или растворенных в иловых и придонных водах. Наряду с органическими соединениями в сферу влияния аномалии могут вовлекаться и минеральные компоненты: изменяются окислительно-восстановительный потенциал среды, соотношения форм серы и железа, переходят в раствор или выпадают из него отдельные микроэлементы, происходят процессы аутигенного минералообразования.

#### ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОТБОРА ПРОБ

Отбор проб воды и грунта для геохимических исследований возможен с различных плавсредств, допускающих работу с тяжелыми приборами (катеров, рыбацких сейнеров, барж, специально оборудованных судов), а также со льда (на водоемах, замерзающих в зимнее время). Суда должны быть оснащены приспособлениями для спуска и подъема пробоотборников и приборами для точной ориентации в море. Место спуска приборов, упаковки и хранения проб должно быть по возможности удалено от источников загрязнения нефтепродуктами и парами горючего — выхлопных труб, двигателя, баков с горючим. Спуск приборов должен производиться в чистую воду, не загрязненную пленками горючего.

На замерзающих водоемах отбор проб можно проводить со льда через лунки и проруби. На незаснеженных участках льда возможны наблюдения за распределением пузырей газа, вмержших в лед, непосредственный отбор газа и изучение его состава; такие работы производились в Канаде. Ледовые работы следует проводить из оборудованных обогреваемых возков, снабженных лебедкой, перемещаемых с помощью легкого автомобиля. Несмотря на трудности, геохимическая съемка со льда имеет ряд преимуществ: обеспечивается более точная привязка пунктов отбора, уменьшаются помехи, связанные со штормами, почти устраняется опасность загрязнения проб нефтепродуктами на поверхности. Гидрологический режим водоема в зимнее время наиболее стабилен, в период оледенения может происходить накопление углеводородов в водной среде.

Способ отбора проб и их состав (газы, воды, грунты) зависят от вида геохимической съемки, возможностей аппаратуры и характера дна. Изучение геохимических показателей в поверхностном слое вод при значительной глубине моря, по-видимому, неприемлемо для поисковых работ, поскольку процессы диффузии, усиливаемые волнением и течениями, приводят к рассеянию донных высачиваний (аномалии, возникающие в придонном слое не проецируются на поверхность моря). Д. Франк, В. Секкет и др. [50] на основании проведенных методических работ пришли к выводу, что высачивания углеводородов со дна могут быть обнаружены путем картирования концентраций тяжелых углеводородов в придонных водах.

Геохимическая съемка по придонным видам является единственно приемлемой для районов со скальным грунтом или дном, покрытым крупнообломочным и галечным материалом. За рубежом разработаны методы, позволяющие проводить непрерывный газовый каротаж придонных вод.

Х. Дешлеп, Дж. Бредли и Ф. Мур (США) разработали метод газовой съемки для обнаружения выходов метана на дне прибрежных участков морей, океанов и неглубоких водоемов [13, 48]. Съемка производится с катера, при движении которого непрерывно отбирается и дегазируется вода. Определение метана производится инфракрасным анализатором. Этот метод рекомендуется применять в сочетании с сейсморазведкой. Метод позволяет производить дегазацию с относительно высокими скоростями (до 840 л/ч) в неглубоких (около 3 м) водоемах. Д. Р. Шинк, Н. Л. Гуинассо и др. [56] на основании расчетов и экспериментов приходят к заключению, что зоны обогащения тяжелыми углеводородами, высачивающимися из залежей со дна акваторий, могут составлять сотни метров, однако вследствие процессов рассеяния их обнаружение надежно лишь у поверхности дна. Кроме того, авторы отмечают, что придонные воды наименее загрязнены промышленными отходами и продуктами разложения планктона, влияющими на содержание углеводородов в воде. Предложенная ими система позволяет производить непрерывный отбор придонной воды с глубины до 150 м от поверхности при скорости 11 км/ч.

Отбор воды осуществляется с помощью погруженного в воду многоступенчатого центробежного насоса, смонтированного на конце 185-метрового шланга, по которому вода поступает на судно непосредственно в газоанализирующее устройство. Аппаратура, установленная на конце буксируемого шланга, позволяет непрерывно регистрировать температуру, соленость воды и расстояние от поверхности дна, а дополнительные эхолоты — следить за изменением глубин по ходу судна. Положение насоса и кабеля относительно поверхности дна регулируется лебедкой. Дегазация придонной воды на поверхности производится с помощью разделителя, позволяющего извлекать более 95% растворенных газообразных углеводородов.

Общее содержание углеводородов измеряется непрерывно, опре-

деление тяжелых углеводородов ( $C_2 - C_4$ ) производится через каждые 6 мин с помощью газовой хроматографии. Вода проходит через экстрактор со скоростью 1,5 л/мин, т. е. анализ дает среднее содержание углеводородов в 9 л придонной воды, отобранной с расстояния 1,1 км. Аномалия по метану фиксируется через 6 мин после ее прохождения, аномальное содержание изобутана фиксируется с запозданием на 15—20 мин, т. е. примерно в двух морских милях от источника. Сами аномалии обычно прослеживаются на протяжении 5 мин (1 км) или более. Несложные расчеты позволяют восстановить истинное расположение аномалий относительно рельефа дна. Система работает автоматически и почти не требует вмешательства оператора [56].

Описание такой же системы приводится и в другой работе [53]. Отбор придонных вод возможен с помощью различных батометров, позволяющих фиксировать глубину отбора от поверхности дна и производить герметизацию пробы на глубине. Для отбора проб донных илов успешно применяются трубки-грунтоносы. Для отбора сыпучих песков, ракуши и галечников трубки обычно непригодны; их заменяют ковшовыми дночерпателями различных систем. Особые требования предъявляют к приборам, предназначенным для отбора проб с целью изучения состава газов, сорбированных осадком и растворенных в иловых водах.

Герметизация образцов на палубе не исключает произвольных потерь в процессе подъема образцов со дна, сопровождающегося снижением давления и дегазацией вод и осадков. Эти потери особенно ощутимы при значительной глубине моря (от десятков метров).

Для одновременного и полного отбора донных грунтов, придонных и иловых вод вместе с содержащимися в них газами во ВНИГРИ разработана конструкция универсального пробоотборника, представляющего собой мощный ковш двухсекторного дночерпателя с установленной над ним воронкой и вертикальным цилиндром для отбора иловых и придонных вод и улавливания свободно выделяющихся газов. Автоматически действующие клапаны, установленные на нижнем и верхнем конце стеклянного цилиндра, обеспечивают свободную промывку всей системы при спуске, улавливание газов и вод, выделяющихся при захвате грунта на дне и подъеме прибора, и полную герметизацию пробы воды и газа в цилиндре в момент достижения поверхности. После подъема на палубу цилиндр с водой и газом, присоединенный к прибору с помощью резиновых патрубков, дополнительно герметизируется, снимается и заменяется новым. Грунт и иловые воды, захваченные плотно закрытым ковшом дночерпателя, также герметизируются в банки для извлечения дополнительных порций газа при вакуумировании и проведения других геохимических исследований. Пробоотборник позволяет отбирать пробу грунта с площади  $40 \times 40$  см<sup>2</sup> мощностью до 20 см и пробу воды с газом объемом 750 мл.

Герметизация донных илов на глубине предусмотрена в другом образце пробоотборника. Грунтоотборная трубка с закрытым

заостренным нижним концом и перфорацией в нижней части врезается в ил под действием инерции падения. В нижней части трубки помещены два поршня, соединенные тросом. При подъеме трубки сначала перемещается вверх верхний поршень, обеспечивая засасывание грунта через перфорацию. Когда трос, соединяющий оба поршня, натягивается, отсосанный грунт перемещается в верхнюю часть трубки и таким путем герметизируется, а трубка извлекается на поверхность. Этот способ удобен тем, что он позволяет избегать различных загрязнений, наиболее обильных в верхних слоях осадков.

При микробиологическом исследовании донных отложений и вод основным требованием является асептический отбор проб. Для взятия грунта можно использовать различные системы дночерпателей с открывающимся верхом, чтобы избежать соприкосновения отобранной пробы с металлическими частями дночерпателя. Это требование можно соблюсти и при отборе проб грунтовыми трубками — осадок для микробиологических исследований берется из центральной части колонки.

Сконструированы и описаны различные приборы для взятия проб воды на микробиологические исследования [32].

Работы по созданию различных приборов для геохимических исследований в морях и океанах проводятся в различных организациях в Советском Союзе и за рубежом, однако обычно эти сведения являются собственностью компаний и фирм и не публикуются [56].

Приборы, предназначенные для отбора проб на геохимические исследования, не должны сами служить источником загрязнений проб органическими соединениями, газами, микроэлементами. Для изготовления различных конструкций следует применять устойчивые к воздействию морской воды сплавы металлов, стекло или другие инертные материалы. Нужно избегать употребления смазочных масел, резины, нестойких пластмасс и т. д. Необходимо также систематически следить за чистотой приборов в процессе эксплуатации.

Большую роль для получения неискаженных данных при последующих анализах играет способ упаковки и хранения образцов. Наиболее пригодна для хранения осадков и вод тщательно вымытая, простерилизованная стеклянная посуда. Герметизация проб без доступа воздуха (под слоем воды или рассола) совершенно необходима для последующего изучения состава газов, определения форм серы и железа, а также летучих органических соединений в грунтах и водах. Доступ кислорода в пробы нарушает химическое равновесие, свойственное осадку, и может привести к побочным процессам, искажающим природные геохимические показатели. Герметизацию можно производить путем запаивания стеклянных ампул и завинчивания или закрутки банок жестяными крышками с прокладкой из резины и инертного материала (фольги, слюды). Для предотвращения бактериального разложения в пробы, предназначенные для изучения газов и органических веществ, рекомендуется добавлять

хлорид ртути [50] или проводить дегазацию сразу после отбора [12]; их следует хранить в темном прохладном месте, как и образцы для микробиологических исследований.

### ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ГЕОХИМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ ПРИ РАБОТЕ В АКВАТОРИЯХ

При геохимических поисках на нефть и газ в акваториях в принципе возможно применение тех же видов съемки, которые разработаны для суши: газовой, люминесцентно-битумной, гидрохимической, микробиологической, окислительно-восстановительного потенциала. Возможности и эффективность отдельных методов применительно к условиям морей и океанов еще не выявлены и, вероятно, будут неодинаковы для разных бассейнов. Оценку возможностей геохимических поисков следует начинать с использования комплекса методов, что поможет выделить сопряженные геохимические показатели, указывающие на присутствие залежей углеводородов, и отбраковать малоэффективные виды исследований.

Газовая съемка [23, 29, 39] по донным осадкам и придонным водам, вероятно, обладает наибольшей чувствительностью к высачиваниям углеводородов со дна. Газовые аномалии могут быть выделены по повышенному содержанию растворенных в воде и сорбированных осадком метана и его тяжелых гомологов ( $C_2 - C_4$ ). Анализ газов может производиться на различных газовых хроматографах, обладающих чувствительностью  $10^{-5} - 10^{-6}\%$ . Чтобы выделить фоновые и аномальные концентрации углеводородов, необходимо покрыть съемкой значительную площадь с плотностью точек опробования не менее 1—2 на  $1 \text{ км}^2$  [28]. Чувствительность прибора должна обеспечивать определение фоновых и аномальных концентраций. Источником аномалий могут быть не только высачивания, но и скопления органики на дне и в водах, активные микробиальные процессы, а также технические загрязнения. Поэтому результаты газовой съемки нужно сопоставлять с распределением органического вещества в осадках и водах, наличием течений, выносов из рек, проверять пробы на присутствие метанообразующих бактерий.

Помимо указанных факторов вариации в концентрации углеводородов могут быть вызваны различной глубиной, температурой и соленостью вод. Растворимость газов возрастает с глубиной; пресные и холодные воды содержат больше газов, чем теплые и минерализованные. Вариации в соотношении метана и углекислого газа могут зависеть от различной степени застойности вод и состава органики. На больших глубинах при достаточно низкой температуре воды газы могут находиться в форме кристаллогидратов и не переходить в раствор [22].

При высокой скорости выделения газов со дна (особенно на небольших глубинах) полного растворения газов не происходит. Газ может подниматься в виде пузырей и либо растворяться в верхних слоях воды, либо достигать ее поверхности. Такие «пузырящие»

газовые струи могут быть отобраны воронками или донным пробоборником рассмотренной конструкции.

В. А. Соколов [38] подчеркивает, что по мере повышения чувствительности газоанализирующей аппаратуры следует особо опасаться возможности загрязнения газов при отборе, хранении и анализе проб. Одним из наиболее распространенных источников загрязнений являются двигатели внутреннего сгорания, которые окружены облаком углеводородных газов. Источником загрязнений может быть горючее, расположенное в соседстве с образцами, пленки нефти на поверхности моря, с которых происходит испарение углеводородов.

Экспериментальные исследования по изучению распределения газообразных углеводородов в водах проводились, например, в Мексиканском заливе [50]. Содержание метана, этана и пропана в морской воде изменялось в пределах  $(6 \div 125) \cdot 10^{-5}$ ,  $(1,6 \div 37,3) \cdot 10^{-6}$  и  $(1,2 \div 38,6) \cdot 10^{-6}$  мл/л соответственно. В придонных водах на ряде станций резко возрастало содержание этана и пропана, а отношение метана к сумме тяжелых гомологов снижалось до 10—20, тогда как в верхних слоях оно составляло 50—80. Авторы полагают, что повышенное содержание этих газов в придонных водах обусловлено их миграцией из углеводородных залежей.

Изучение газообразных углеводородов проводилось также в донных осадках Каспийского и Черного морей [12]. Обнаружена широкая гамма предельных и непредельных углеводородов от  $C_1$  до  $C_6$ . Особенно обогащены тяжелыми углеводородами осадки Южно-Каспийской впадины. Отношение метана к сумме тяжелых гомологов в большинстве проб изменялось в пределах 1,6—22; при этом в более глубоких слоях осадков содержание этих газов нарастало. В осадках Черного моря отношение метана к его гомологам выражалось сотнями и тысячами. Наибольшие концентрации газов ( $C_1 - C_6$ ) установлены в осадках Каспийского моря над грязевым вулканом. Отмечается перспективность проведенных исследований для нефтепоисковых работ.

Люминесцентно-битумный метод съемки [24], разработанный В. Н. Флоровской совместно с В. Г. Мелковым в 1942—1944 гг., основывается на наличии ореолов рассеяния люминесцирующих углеводородных соединений в толще пород, покрывающих газовые и нефтяные залежи, включая и поверхностные отложения. Битуминозные компоненты извлекаются из пород путем экстракции органическими растворителями (хлороформом, спиртобензолом, петролейным эфиром).

Концентрацию выделенных веществ (битумоидов) и их состав оценивают по интенсивности и характеру свечения в ультрафиолетовых лучах (люминесценции). Применяют эталонный метод анализа, при котором содержание битумоида оценивается по интенсивности свечения экстракта в растворе путем сопоставления с эталонной коллекцией, и капиллярный, при котором капля растворителя с битумоидом наносится на капиллярную бумагу и по длине и цвету

люминесцирующего участка оценивается характер битумоида. Битумоиды, выделенные из современных осадков, могут включать как сингенетические компоненты, связанные с биогенной органикой или загрязнением, так и эпигенетические, обусловленные миграцией углеводородов из подстилающих отложений. Сингенетические битумоиды биогенной органики характеризуются более тусклым зеленовато-серым свечением; они составляют определенную долю в органическом веществе осадка.

Эпигенетические компоненты представлены главным образом жидкими и твердыми углеводородами и отличаются более ярким (голубым, желтым, оранжевым) свечением. Их примесь может обусловить повышенное содержание битумоидов в органическом веществе.

При экстракции сингенетические и эпигенетические компоненты выделяются совместно; возможны самые различные их соотношения в составе битумоидов. По данным В. Н. Флоровской [43], основанным на многих экспериментах и наблюдениях, образование эпигенетических битуминозных веществ связано с различного рода взаимодействиями мигрирующих от залежи углеводородов с органическими и минеральными компонентами пород.

Опыт совместного проведения газовых и люминесцентно-битумных съемок над месторождениями нефти и газа показывает, что газовые аномалии почти всегда сопровождаются битумными [5, 20, 28, 43]. Для исключения вариаций в содержании битумов, связанных с неравномерным распределением органического вещества, люминесцентный анализ следует сопровождать определением содержания органического углерода в осадках и относить содержание битумоидов не к породе, а к органическому веществу. Содержание  $C_{орг}$  в современных осадках определяется без разложения породы соляной кислотой и без сжигания по методу Кнопфа [34].

Коллекции эталонов для люминесцентного анализа необходимо изготавливать из битумоидов осадков района работ путем холодной экстракции больших проб и разбавления экстрактов в нужных концентрациях. Эталоны рекомендуется обновлять, а при изменении характера отложений составлять новые. Для более полного представления о составе битумоидов его можно изучать с помощью химических методов определения элементарного и группового состава [34], а также методом инфракрасной спектроскопии [15]. Метод люминесцентно-битумной съемки при правильной постановке может оказаться не менее чувствительным, чем газовая съемка. Благодаря своей простоте, экспрессности и возможности применения непосредственно на судне он, возможно, станет ведущим среди других поисковых методов.

Опытная люминесцентно-битумная съемка была предпринята в 1956 г. в Каспийском море Н. М. Вихренко [10]. Съемка производилась в районе Нефтяных Камней, у Челекена и на Северном Каспии. Во всех трех районах были выявлены битумные аномалии, в которых концентрации битумоидов в 2—15 раз превышали фоновые.

Люминесцентно-битумные исследования в комплексе с другими видами геохимической съемки производились нами у западного побережья п-ова Тюб-Караган. Выделенные участки с повышенным содержанием битумоидов (в 5—10 раз по сравнению с фоном) совпали, в общих чертах, с аномалиями, выделенными по содержанию метана и тяжелых углеводородов, углеводородов в составе иловых и придонных вод, некоторых микроэлементов. Участки аномалий размещаются на продолжении структуры, перспективной в отношении нефтеносности.

В процессе проведения комплексных геохимических исследований донных осадков Баренцева моря [19] также обнаружено хорошее соответствие показаний газовых и битумных анализов. В пробах донного грунта, отобранных из шельфового желоба, было отмечено наибольшее содержание углеводородов в битумоидах, имевших сходство с метаново-нафтеновой нефтью. В составе газов, выделенных из этих проб, установлено наибольшее содержание углеводородов, включая пропан. В грунтах, отобранных с шельфового плато и континентального склона, не обнаружено явных признаков эпигенетичности в составе битумоидов, а в газах из тяжелых углеводородов отмечен в незначительном количестве лишь этан, причем не во всех пробах.

Гидрохимическая съемка [23] по иловым и придонным водам также может быть привлечена в качестве поискового метода при работе в акваториях. Движение морских вод, растворение и диффузия, безусловно, нивелируют аномальные концентрации различных компонентов, представляющих поисковый интерес. Могут быть обнаружены только наиболее устойчивые аномалии, питаемые постоянным источником. Образование в морской воде различных гидрохимических аномалий возможно либо в результате растворения в ней продуктов эманаций, поступающих от залежи, либо вследствие химических изменений в солевом составе воды под влиянием этих эманаций, либо, наконец, путем непосредственной разгрузки в морской бассейн пластовых вод продуктивных горизонтов.

Соответственно различен может быть и характер аномалий, обусловленных накоплением в воде различных дериватов самой нефти или изменением ее солевого состава, сопутствующим разгрузке углеводородов или пластовых вод. Для нефтепоисковых целей наибольший интерес представляют битуминозные органические вещества, которые лучше всего выделять неполярным органическим растворителем, таким как петролейный эфир. В составе выделенной фракции можно определить содержание углеводородов, фенолов, жирных и нафтеновых кислот и других соединений. Углеводороды, представляющие наибольший интерес, можно исследовать далее методами газо-жидкостной хроматографии, инфракрасной спектроскопии и т. д.

При составлении гидрохимических карт следует оценивать общую концентрацию углеводородов в воде, их долю в составе экстракта, а также сопоставлять распределение углеводородов в водах с изменением содержания органического вещества и битумоидов в осад-

ках. В проведенных нами исследованиях аномалии, выделенные по содержанию углеводов в водах, были тесно сопряжены с аномалиями, полученными по битумоидам в осадках. К прямым показателям нефтеносности обычно относят бензол, нафтеновые кислоты, (точнее, нафтенаты), соли нафтеновых кислот, фенолы [6, 35], а также иод и аммоний [23].

Иод и аммоний не являются веществами исключительно нефтяного происхождения; в водах нефтеносных отложений имеет место лишь относительная концентрация этих компонентов. Поисковое значение могут иметь только аномальные содержания иода и аммония, подтверждающие другие геохимические показатели. Косвенными гидрохимическими признаками нефтеносности могут служить те растворенные в водах соли или ионы, которые обычно сопутствуют процессам преобразования нефтяных углеводов или характеризуют условия, благоприятные для их сохранности (гидросульфиды, сода, хлорид кальция, бром и др.). Показатели этой группы используются обычно лишь как вспомогательные для пластовых вод; в открытых бассейнах их значение, очевидно, будет еще ниже. Аномальность того или иного гидрохимического показателя можно выявить путем сопоставления иловых и придонных вод из разных точек отбора и сравнения состава донных вод со средним составом воды в бассейне.

В комплексе с гидрохимическими методами могут быть проведены различные виды исследований минеральной части осадков — аутигенных минералов [42] и рассеянных элементов [18], накапливающихся в связи с разгрузкой нефтяных углеводов или пластовых вод. В пластовых условиях вблизи залежей нередко накапливаются ванадий, хром, медь, выносятся марганец. По мере приближения к залежи возрастают отношения V/Ni, Cr/Ni, Cu/Ni часто наблюдается выпадение сульфидов железа и других металлов. В условиях, когда окислительно-восстановительный потенциал среды близок к пограничному и часто меняется в зависимости от различных условий, может наблюдаться совместное выделение таких несовместимых минералов, как пирит и сульфаты [25]. Аутигенное образование пирита и барита, наличие стяжений и конкреций целестина, барита, ангидрита отмечено в донных осадках в пределах целого ряда структур Апшеронского порога [25].

Поисковое значение на нефть могут иметь летучие элементы, в частности ртуть, повышенное содержание которой отмечено над месторождениями Саратовского Поволжья [41] и на раскрытых структурах Мангышлака [31] в связи с грязевыми вулканами и нефтяными битумами. Повышенные содержания ртути ( $n \cdot 10^{-4} \%$ ) обнаружены и в осадках Каспийского моря [40]. Однако эти данные несистематичны, поэтому вопрос требует дальнейшего специального изучения.

Микробиологические методы геохимической съемки [23, 29] базируются на существовании в природе бактерий, способных избирательно **И**ссимилировать индивидуальные углеводороды и вещество

нефти, а также участвовать в других геохимических процессах, сопутствующих преобразованию углеводов. Из известных микроорганизмов (около 150 тысяч) лишь около 100 видов могут использовать углеводороды в качестве источника питания.

Углеводороды с большей молекулярной массой легче окисляются микроорганизмами, нежели углеводороды с меньшей молекулярной массой, с прямой или более короткой цепочкой. Бактерии, принадлежащие к одному роду и виду, могут обладать избирательной способностью к окислению метана или его гомологов. Причиной такой специализации, по-видимому, является длительная адаптация к потреблению определенного углеводорода. Микроорганизмы способны не только окислять, но и продуцировать углеводороды (прежде всего метан) при разложении органического вещества.

Бактериальные культуры, выделенные в атмосфере чистых углеводородов, схематически могут быть разделены на четыре физиологические группы: 1) окисляющие только метан; 2) окисляющие метан и жидкие углеводороды; 3) окисляющие этан, пропан и все жидкие гомологи метанового ряда; 4) использующие метан и все более тяжелые гомологи метанового ряда до  $C_{10}$ .

Наиболее пригодны для поисковых целей бактерии, окисляющие метан, а также пропан и бутан. Исследованиями установлено, что в газоносных районах преобладают виды, использующие метан, тогда как на нефтяных месторождениях шире развиты окисляющие пропан и бутан. Качественный состав микрофлоры и ее концентрация во многом зависят от условий обитания: литологического состава грунтов, степени его аэрации, геохимической обстановки и состава присутствующих газов.

Бактериальное население обычно больше всего распространено в верхнем слое осадков; с глубиной количество микроорганизмов, как правило, снижается. Наибольшее количество микроорганизмов связано с илистыми частицами, поэтому в осадках содержание бактерий выше, чем в водах. В условиях затрудненного доступа кислорода лучше развиваются те углеводородокисляющие микроорганизмы, которые требуют для своей жизнедеятельности меньше кислорода. Например, для окисления одной молекулы пропана требуется в 3 раза больше кислорода, чем для окисления молекулы метана. Степень аэрации осадка зависит от его гранулометрического состава. Большую роль играет также глубина водоема, температура и соленость вод.

Микрофлора донных осадков представляет своего рода бактериальный фильтр, который частично (или полностью) может поглощать эманации газообразных углеводородов, а также вносить новые компоненты в состав растворенных газов и таким образом влиять на показания газовой и люминесцентно-битумной съемки.

Особенности применения микробиологических методов в условиях акваторий требуют еще специального изучения. Возможно, что не во всех случаях их использование окажется достаточно эффективным. Однако уже одно то, что деятельность микрофлоры влияет на

показания других геохимических методов (газовой, битумной, гидрoхимической съемки), определяет необходимость включения микробиологических исследований в комплекс геохимических поисковых работ. Микробиологический анализ проводится в лабораториях путем пробных посевов на элективных средах, специфичных для разных видов бактерий, с добавлением тех или иных углеводов в качестве источника углерода. После периода инкубации проводят анализ посевов.

Рассмотренные виды геохимических исследований могут быть дополнены изучением окислительно-восстановительного потенциала в осадках, определением соотношения форм серы и железа, радиометрической съемкой, изучением распределения и состава донной флоры и фауны.

Определение окислительно-восстановительного потенциала пород с помощью водородного электрода позволяет оценить степень окисленности или восстановленности среды под влиянием восстановления осадков микроорганизмами, использующими нефть в качестве продукта питания. Вместе с тем установлено, что сероводород является более сильным восстановителем, чем углеводороды нефти, и его присутствие в морских водах ограничивает возможности этого метода.

При изучении форм серы и железа в осадке используется та же способность нефтяного вещества обеспечивать восстановительную обстановку в осадке, способствовать переходу окисных форм железа в закисные. Однако ту же роль может играть и биогенная органика, поэтому речь идет лишь о дополнительном восстановлении среды на отдельных участках, не связанном с повышенным содержанием органики.

Радиометрические методы, основанные на частом совпадении отрицательных радиометрических аномалий с газонефтяными месторождениями, по существующим представлениям не относятся к числу прямых методов. Как показали исследования, проведенные во Всесоюзном научно-исследовательском институте ядерной геологии и геофизики [29], распределение естественного гамма-поля связано с неоднородным литологическим составом пород и повышенным содержанием радиоактивных элементов в глинистых отложениях на крыльях структур и в прогибах по сравнению с песчаными и карбонатными в сводах. Радиометрические методы могут быть использованы для картирования структур с унаследованным характером тектонических движений, в сводовых частях которых накапливаются более грубозернистые осадки.

Изучение распределения, состава и морфологии донной флоры и фауны может привести к выявлению различных неоднородностей, аномалий в развитии подводного животного и растительного мира, возникших под влиянием углеводородных эманаций. Из опыта проведения геоботанических наблюдений на суше известно, что на почвах, содержащих повышенное количество нефтяных битумов, нередко отмечается резкое увеличение зеленой массы растений,

гигантизм у одних форм и признаки угнетения у других, появление особых видов растений, способности к повторному цветению [23]. В морях, где углеводородные эманации и сопутствующая им геохимическая обстановка заражают не только осадок, но и придонные воды, изменения в характере бентосного органического мира могут проявляться еще нагляднее. Изучению подлежат количество организмов в единице грунта, видовой состав, размеры, толщина и форма раковин, различные морфологические аномалии и т. д.

### ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОХИМИЧЕСКИХ АНОМАЛИЙ В УСЛОВИЯХ АКВАТОРИЙ

Основная задача геохимических поисковых исследований состоит в том, чтобы отличать продуктивные структуры от непродуктивных и выбирать первоочередные объекты для глубокого разведочного бурения. На практике, однако, мы нередко сталкиваемся либо с недостаточно изученным, неясным геологическим строением участка акватории, либо с необходимостью (или возможностью) выявления залежей неструктурного типа, а также неизученных элементов геологического строения.

В таких условиях возникает необходимость проверки, подтверждения тех или иных аномалий различными независимыми методами, что может быть осуществлено только при комплексных геохимических исследованиях с учетом гидрологического режима и других особенностей бассейна.

Постановку геохимических исследований следует начинать с проведения опытных работ на участках акваторий с изученным геологическим строением и нефтеносностью, чтобы оценить эффективность различных видов съемки в условиях данного бассейна. По результатам геохимической съемки, проведенной на суше, следует уяснить характер аномалий, свойственных данной геологической обстановке.

В процессе проведения геохимической съемки распределение различных показателей изучается путем составления геохимических карт и профилей. Оценивается возможность влияния различных неоднородностей в водах и осадках на вариации геохимических показателей; при этом учитываются погрешности определений. Вариации, обусловленные неоднородностью литологического состава осадков, неравномерным распределением органического вещества, глубиной и температурой вод, а также другими факторами, связанными с особенностями бассейна, по возможности исключаются путем пересчета. По скорректированным данным выделяются участки повышенных и аномальных значений отдельных показателей. Производится сопоставление аномалий, выделенных с помощью различных исследований.

Оценивается возможность возникновения аномалий под воздействием внешних агентов — источников загрязнения, скоплений органики неоднородностей в областях сноса, застойных режимов во впадинах дна, отбора проб в неблагоприятных условиях и т. д.

Возможное влияние этих факторов рассматривается с учетом направлений течений, преобладающих ветров, удаленности от берега, конфигурации береговой линии и т. д. Обнаруженные таким образом ложные аномалии отбраковываются. Аномалии, не связанные с влиянием поверхностных факторов, сопоставляются с элементами глубинного геологического строения акватории. Рассматривается возможная связь аномалий со сводовыми или крыльевыми частями структур, с выявленными зонами трещиноватости и нарушений; при этом тоже учитывается возможность рассеивающего влияния течений, перетолжения материала волнением, подводными оползнями и т. д., а также ослабление, затенение аномалий прибрежными отложениями.

Наряду с аномалиями, связанными с залежами углеводородов, могут быть обнаружены признаки сквозной миграции флюидов по зонам нарушений из более глубоких горизонтов. Аномалии, связанные со сквозной миграцией, могут быть выражены повышенным содержанием компонентов, несвойственных нефтеносным отложениям: углекислого газа, водорода, гелия, окисных форм железа, различных микроэлементов и т. д. В осадках при повышении содержания ряда элементов и аутигенной минерализации возможны различные изменения в составе микрофлоры и других организмов, а также локальное повышение температуры и минерализации вод. Сквозные аномалии могут проявляться в форме отдельных высачиваний или протяженных зон разгрузки, в зависимости от источников и условий миграции флюидов локализоваться в местах истечения или стекать в погруженные участки дна, разноситься течениями.

Сквозная миграция флюидов может быть связана с грязевым вулканизмом, с фумарольной деятельностью лавовых вулканов, а также с иными источниками глубинного или внутриформационного характера, свойственными областям тектонической активизации. Подводные источники такого типа известны на Каспии, в морях Дальнего Востока, Индийском и Тихом океанах, в рифтовых впадинах Красного моря и Байкала и во многих других тектонически активных районах. Состав флюидов, а следовательно, и характер геохимических аномалий при сквозной миграции определяется источником, а также геохимией пород на путях восходящей вертикальной миграции. В том или ином количестве в их составе могут присутствовать и углеводороды.

Возможности методов геохимической съемки не исчерпываются оценкой перспектив нефтегазосности локальных структур. С помощью геохимических методов можно уточнять особенности геологического строения участков акваторий, выявлять активные зоны разломов и современной разгрузки глубинных флюидов, обнаруживать промышленные скопления рудных элементов.

Геологоразведочные и поисковые работы в акваториях требуют больших затрат, чем аналогичные исследования на суше. Комплексные геохимические съемочные работы благодаря полноте получаемой информации помогут в значительной мере окупить эти расходы.

и станут мощным и чувствительным инструментом изучения ресурсов и геологического строения морского дна. Попутно будет получена обширная научная информация о геохимии процессов образования различных полезных ископаемых в условиях морских бассейнов.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аникиев К. А. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. Л., «Недра», 1964. 152 с.
2. Батурич Г. Н. Уран в иловых растворах осадков Юго-Восточной Атлантики. — «Докл. АН СССР», 1971, т. 198, № 3, с. 1186—1188.
3. Бордовский О. К., Тах В. И. Углеводороды современных морских и океанских осадков. М., Изд-во Моск. ун-та, 1970, с. 5—7.
4. Бордовский О. К. Накопление и преобразование органического вещества в морских осадках. М., «Недра», 1964, 119 с.
5. Ботнева Т. А. Влияние газовой залежи на битуминозность покрывающих отложений. — В кн.: Геохим. методы поисков неф. и газовых м-ний. М., Изд-во АН СССР, 1959, с. 348—352.
6. Булычев М. М., Серебряков О. И. Нефтепоисковое значение фенолов пластовых вод Северо-Восточного Предкавказья. — «Нефтегаз. геология и геофизика», 1971, № 10, с. 23—26.
7. Вебер В. В. Фаии отложений, благоприятные для образования нефти. М., «Недра», 1966. 272 с.
8. Вебер В. В., Туркельтауб Н. М. Образование газообразных углеводородов в современных морских осадках. — В кн.: Вопросы седиментологии. М., Госгеолтехиздат, 1960, с. 9—16.
9. Вебер В. В., Туркельтауб Н. М. Газообразные углеводороды в современных осадках. — «Геология нефти», 1958, № 8, с. 39—44.
10. Вихренко Н. М. Изучение органического вещества современных морских осадков Каспийского моря люминесцентным методом. — В кн.: Геол. строение подводи. склона Каспийского моря. М., Изд-во АН СССР, 1962, с. 537—563.
11. Войтов Г. И., Осика Г. Д., Гречухина Т. Г. О некоторых геолого-геохимических последствиях Дагестанского землетрясения 14/V 1970 г. — «Докл. АН СССР», 1972, т. 202, № 3, с. 576—579.
12. Новые данные о составе газовой фазы донных отложений Каспийского моря. — «Нефтегаз. геология и геофизика», 1973, № 3, с. 43—46. Авт.: Геодакян А. А., Троцюк В. Я., Черткова Л. В. и др.
13. Геохимические методы разведки на нефть и газ и проблемы их практического применения (обзор зарубежной литературы). М., 1965. 82 с.
14. Исследование углеводородов донных отложений Каспийского моря. — «Геология нефти и газа», 1972, № 3, с. 52—57. Авт.: Гербер М. И., Орлова В. С., Багиров В. И. и др.
15. Глебовская Е. А. Применение инфракрасной спектрометрии в нефтяной геохимии. Л., «Недра», 1971. 135 с.
16. Горская А. И. Изучение органического вещества современных морских осадков. — В кн.: Накопление и преобразование орган. вещества в соврем. мор. осадках. М., Госгостехиздат, 1956, с. 168—208.
17. Горская А. И. Исследование органического вещества современных осадков. — В кн.: Соврем. аналоги нефтеносных фаций. М.—Л., Гостоптехиздат, 1950, с. 244—268.
18. Гуцало Л. К., Кривошея В. А. Нефтегазописковое значение стронция в подземных водах Днепровско-Донецкой впадины. — «Нефтегаз. геология и геофизика», 1966, № 3, с. 37—40.
19. Геохимическое исследование органического вещества осадков шельфа Баренцева моря. — «Геология нефти и газа», 1973, № 1, с. 33—40. Авт.: Данишевская А. И., Глебовская Е. А., Рогозина Е. А. и др.

20. Елизарова Е. Н. Люминесцентно-битуминологическая съемка. — В кн.: Геохим. методы поисков нефтяных и газовых м-ний. М., Изд-во АН СССР, 1959, с. 358—360.
21. Живые фабрики белка. — «Неделя», 1972, № 6 (622), с. 6.
22. Жищенко Б. П., Ефремова А. Г. Обнаружение кристаллогидратов газов в осадках современных акваторий. — «Докл. АН СССР», 1974, т. 214, № 5, с. 1179—1181.
23. Геохимические методы поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. М., Гостоптехиздат, 1954, 428 с.
24. Кравцов А. И., Войтов Г. Н., Фридман А. И. О содержании водорода в свободных струях в Хибинах. — «Докл. АН СССР», 1967, т. 177, № 5, с. 1190—1192.
25. Кругляков В. В. О возможной нефтеносности морских площадей Причелюкья. — «Нефтегаз. геология и геофизика», 1967, № 10, с. 28—31.
26. О биогенном образовании высших газообразных углеводородов в донных осадках. — Изв. АН Уз. ССР. Сер. геол.-географ. наук и нефти», 1962, № 1, с. 63—72. Авт.: Малышек В. Т., Шойхет П. А., Гасанов М. В. и др.
27. Нейман В. Б. Некоторые тектонические аспекты вертикальной миграции газообразных углеводородов на примере Предкавказья. — В кн.: Генезис нефти и газа. М., «Недра», 1967, с. 477—484.
28. Ниссан Р., Ван Эгельполь А., Годар К. М. Геохимическая поверхностная съемка в районе Колом-Бешар. — В кн.: Орган. геохимия, вып. 2. М., «Недра», 1970, с. 189—200.
29. Основы прямых геохимических методов поисков нефтяных и газовых месторождений. Под ред. проф. Ф. А. Алексеева. М., 1967. 526 с.
30. Нефтяные поля как экологическая ниша. — «Природа», 1971, № 11, с. 75—78. Авт.: Поликарпов Г. Г., Егоров В. Н., Иванов В. Н. и др.
31. Поярков В. Э. О некоторых общих закономерностях распространения ртути. — «Вестн. АН Каз. ССР», 1966, № 2, с. 13—14.
32. Родина А. Г. Методы водной микробиологии. М.—Л., «Наука», 1965. 347 с.
33. Родина А. Г. К вопросу о распределении микроорганизмов в грунтах водоемов. — «Докл. АН СССР», 1960, т. 133, № 6, с. 1444—1447.
34. Руководство по анализу битумов и рассеянного органического вещества горных пород. Л., «Недра», 1966. 302 с.
35. Сиван Н. Т., Негина С. В. О возможности использования фенолов в качестве гидрохимических показателей нефтеносности в условиях Крыма. — «Геол. и геохим. горючих ископ. Респ. межведом. сб.» (Киев), вып. 29, 1972, с. 25—27.
36. Смит П. В. Углеводороды в современных морских осадках. Л., Гостоптехиздат, 1956. 48 с.
37. Сойфер В. Н. Перспективы применения радиоуглеродного метода определения возраста в теории поисков нефтяных и газовых месторождений. — В кн.: Ядерн. геофизика. М., Атомиздат, 1972, с. 33—34.
38. Соколов В. А. Геохимия газов земной коры и атмосферы. М., «Недра», 1966. 290 с.
39. Соколов В. А. Миграция газа и нефти. М., Изд-во АН СССР, 1956. 340 с.
40. Султанов А. Д., Мазанов Д. Д., Сараджалинская Т. М. Ртуть в современных осадках Каспийского моря. — «Докл. АН Уз. ССР», 1972, т. 27, № 11—12, с. 51—55.
41. Тищенко В. А., Молчанова Л. П. О первых находках в шлихах киновари и других сульфидных минералов на территории Саратовского Поволжья. — «Докл. АН СССР», 1970, т. 192, № 4, с. 885—887.
42. Уклонский А. С. Месторождение Шорсу. Ташкент, Изд-во САО Геолкома, 1928. 24 с.
43. Флоровская В. Н. Люминесцентно-битуминологический метод поисков нефти. — В кн.: Геохим. методы поисков нефт. и газов. м-ний. М., Изд-во АН СССР, 1959, с. 338—347.
44. Шлегель Г. Общая микробиология. М., «Мир», 1972. 457 с.

45. Я с е н е в Б. П. Результаты и эффективность газовой съемки. — В кн.: Геохим. методы поисков нефт. и газов. м-ний. М., изд-во АН СССР, 1959, с. 79—95.

46. D a v i s J. B. Microbiology in petroleum exploration. — In: Unconventional methods in exploration for petroleum and natural gas. — Dallas, Texas, Southern Methodist Univ., p. 139—157, 1969.

47. D a v i s J. B., S q u i r e s R. M. Detection of microbiologically produced daseous hydrocarbons other than methane. — Science, vol. 119, No 3090, p. 381—382. 1954.

48. D u n l a p H. F., B r a d l e y J. S., M o o r e T. F. Marine deep detection — a new reconnaissance exploration method. — Geophysics, 25, p. 275—282, 1960.

49. E m e r y K. O., H o g g a n D. Gases in marine sediments. — Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., vol. 42, No 9, p. 2174—2188, 1958.

50. F r a n k D. J., S a c k e t t W., H a l l R., F r e d e r i c k s A. Methane, ethane and propane concentrations in Gulf of Mexico. — Bull. of Amer. Assoc. Petrol. Geol., vol. 54/10, p. 1933—1938, 1970.

51. H o r v i t z L. Vegetation and geochemical prospecting for petroleum. — Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., vol. 56/5, 1972, p. 925—940.

52. H o r v i t z L. Case histories show results of drilling geochemical prospects.— World Oil, explor., drill., prod., Nov., 1965, p. 161—165.

53. I n v e n t a n detector de menos. — Petrol Interamer, 29, № 9, 1971, p. 26—27.

54. O p p e n h e i m e r C. H. Bacterial activity in sediments of shallow marine bays. — Geoch. at Cosmoch. acta, vol. 19, № 4, 1960, p. 305—307.

55. O r r W. L., E m e r y K. O. Composition of organic matter in marine sediments. — Bull. Geol. Soc. America, vol. 67, p. 1247—1258, 1956.

56. S c h i n k D. R., G u i n a s s o N. L. Jr., S i g a l o v e J., C i m a E. Hydrocarbons under the sea — a new survey technique. — 3rd annu. Offshore technol. conf., Houston. Tex., 1971, Prepr. vol. 1. Dallas, Tex. p. 131—142, 1971.

## МЕТОДИКА И ТЕХНИКА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА НЕФТЬ И ГАЗ НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ

Геофизические исследования играют важнейшую роль в комплексе геологоразведочных работ на нефть и газ в условиях континентального шельфа, особенно на этапах регионального изучения глубинного геологического строения, поисков и детального изучения перспективных структур осадочного чехла.

Высокая автоматизация геофизических исследований, возможность осуществления непрерывных наблюдений на ходу судна при любых глубинах моря, большая производительность и экономичность работ наряду с высокой геологической эффективностью определяют первостепенное значение разведочной геофизики при поисках нефти и газа на акваториях мира.

В соответствии с общими представлениями о геологическом строении континентального шельфа можно считать, что основные методические принципы геофизических исследований, разработанные в процессе нефтепоисковых работ на континенте, сохраняют значение и для континентального шельфа. Вместе с тем ряд специфических особенностей геофизических измерений на акваториях меняет представления о точности, разрешающей способности, производительности и экономичности различных методов. Соответственно возникает необходимость внести изменения в схему рационального комплекса исследований, определить место и возможности каждого метода на различных этапах нефтегазопроисковых работ. Эффективность геофизических методов при работах на акватории определяется физическими основами применимости метода, уровнем разработки аппаратуры и методики проведения и интерпретации исследований, а также некоторыми общими организационно-техническими особенностями морских работ.

Имеющийся опыт геофизических исследований на акваториях позволяет сформулировать следующие общие требования к организации работ.

1. Наиболее предпочтительным является режим непрерывных измерений в процессе движения судна. Применение методики наблюдений при стоянке судна существенно снижает производительность и удорожает работы.

2. Ввиду очень высокой стоимости морского транспорта (до 50—70% от общей стоимости работ) необходимо комплексировать

возможно большее количество методов на борту одного судна. При комплексировании необходимо учитывать технологическую совместимость различных методов и определять комплекс по единому режиму наблюдений (комплекс наблюдений в движении, стояночный комплекс, комплекс автономных станций и т. д.) с учетом возможной скорости движений. При этом решающим условием применения метода является его геологическая эффективность для решения конкретных задач в данном регионе.

3. На организацию геофизических исследований на акваториях существенно влияет физико-географическая обстановка (метеорологические и ледовые условия, динамика и глубина моря, удаленность от берегов и портов укрытия и т. д.), что также должно учитываться при выборе комплекса исследований.

4. При проведении геофизических исследований, особенно в модификациях искусственных полей, необходимо учитывать их возможное влияние на окружающую среду и в особенности на ихтиофауну.

5. На всех этапах геофизических исследований в акваториях определение планового положения съемочных судов и самолетов должно выполняться, как правило, радиогеодезическими методами.

Ниже мы рассматриваем методику, технику и условия применения различных геофизических методов с учетом изложенных общих требований.

#### МОРСКАЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА

Сейсморазведка является основным методом морских геофизических исследований на нефть и газ. Высокая информативность метода в отношении рельефа границ раздела в осадочном чехле уже определила ведущее положение сейсморазведки в нефтяной геофизике, особенно на этапе поиска структур и подготовки к поисковому бурению. При работах на акваториях выявилось и другое достоинство метода, заключающееся в том, что сейсмические исследования сравнительно легко удовлетворяют одному из основных требований технологии морских работ — наблюдения в процессе движения судна. Поэтому на акваториях сейсморазведка оказалась высокопроизводительным и экономичным методом, значительно превзойдя по этим показателям гравиразведку и электроразведку.

Однако в 60-х годах морская сейсморазведка пережила очень серьезный кризис, связанный с необходимостью отказа от применения традиционных твердых взрывчатых веществ для возбуждения упругих колебаний из-за их поражающего воздействия на ихтиофауну. В последние годы этот кризис успешно преодолевается путем внедрения невзрывных источников возбуждения упругих колебаний и соответствующей реконструкции сейсмического тракта.

Отметим некоторые главные особенности морской сейсморазведки, связанные с условиями наблюдения в водной среде.

1. Высокая степень однородности акустических свойств водной среды, обеспечивающая стабильность первоначального упругого импульса, возбуждаемого определенным источником. Поэтому важное

для сейсморазведки постоянство условий возбуждения сигнала в водной среде хорошо выполняется.

2. Легкая проницаемость воды обуславливает широкие возможности использования различных приемных устройств с перемещением их по поверхности воды или на некоторой заданной глубине в придонной зоне, а также более сложных систем наблюдения.

3. Наличие жестких акустических границ — поверхности воды и дна моря — создает благоприятные условия для возникновения многочисленных кратных отражений. Особые свойства придонного слоя осадков также способствуют возникновению регулярных помех, т. е. реверберации.

Таким образом, хотя условия возбуждения и приема в водной среде в целом благоприятны, запись полезного сигнала сопровождается серией интенсивных регулярных помех. Кроме того, многочисленные помехи (шумы) связаны с условиями буксировки приемного устройства (шумы моря и судна, вибрационные и электрические шумы и т. д.). Если учесть, что мощность применяемых невзрывных источников ограничена, становится ясно, что улучшение соотношения полезный сигнал/помеха является важной и сложной проблемой морской сейсморазведки. Решение этой проблемы требует, по-видимому, усовершенствования основных узлов сейсморазведочной аппаратуры, т. е. «сейсмического тракта».

Сейсморазведочная аппаратура включает в себя источники возбуждения упругих колебаний, приемные и регистрирующие устройства. Рассмотрим характеристики этих устройств.

### **Источники упругих колебаний**

В последнее десятилетие в СССР и за рубежом интенсивно разрабатываются многочисленные конструкции «невзрывных» источников возбуждения сейсмических колебаний, которые могли бы удовлетворять требованиям технологичности метода, экономической эффективности, обеспечения безопасности персонала и безвредности для ихтиофауны. Наибольшее применение в практике получили три типа источников: пневматические, газозрывные и электроискровые.

**Пневматические источники** используют эффект быстрого истечения в воду воздуха, находящегося в рабочей камере, при открытии выходного отверстия. В СССР серийно выпускаются источники марок ПИ, ПИ-1, ПИ-1А, ПИ-1Б и т. д. [5]. Они имеют объем рабочих камер от 1 до 30 л, давление в камере от 100 до 250 кгс/см<sup>2</sup>, интервал времени между выхлопами 3—10 сек. Источник приводится в действие электрическим сигналом от регистрирующего устройства.

Наиболее перспективным способом возбуждения при сейсморазведке МОВ представляется группирование пневматических источников небольшой (до 5—7 л) емкости на различных базах и при разной глубине погружения, что дает возможность создавать оптимальные

для данного района условия возбуждения, эффективно избавляться от повторных ударов. Излучатели с большим объемом пневмокамер (30—50 л) характеризуются низкочастотным спектром упругих колебаний, большой мощностью и могут найти применение при сейсморазведке корреляционным методом преломленных волн (КМПВ).

Многочисленные пневматические устройства («воздушные пушки») разработаны и за рубежом. Отметим оригинальные конструкции «Флексичок» и «Сейсмовак». «Флексичок» (Франция) состоит из двух круглых металлических пластин, соединенных по краям прочным резиновым кольцом. Под действием давления сжатого воздуха пластины расходятся и фиксируются для выстрела. Затем компрессором создается разрежение и по сигналу регистратора пластины освобождаются. Под действием гидростатического давления пластины резко удаляются друг о друга, создавая четкий упругий импульс, максимум которого находится в области сейсмических частот. Группа из двух источников обеспечивает получение отражений от наиболее глубоких горизонтов.

«Сейсмовак» — моноимпульсный пневматический источник, работающий на принципе отдачи. Особенность его заключается в том, что поршень в конце хода фиксируется и повторные импульсы не возникают.

**Газовзрывные источники** используют эффект взрыва газовой смеси (кислород и пропан, кислород и пропан-бутан, кислород и водород) во взрывной камере. На этом принципе основаны источники «Диносейс» и «Аквапульс» (США) и установка УГД, разработанная в СССР Раменским отделением ВНИИГеофизики. Установка УГД использует в качестве взрывной смеси кислород и пропан-бутан, которые по напорным рукавам раздельно подаются к узлу смешения и далее во взрывную камеру. Установка имеет 2 взрывные камеры: малую (объем 5—100 л) и большую (объем 0,7 м<sup>3</sup>). Взрыв производится по команде оператора или по сигналу от регистратора. Интервалы между взрывами при использовании малой камеры — 5—60 сек, большой — 3,5—4,5 мин.

**Электроискровые источники** используют акустическую волну, возникающую при электрическом разряде в морской воде (электрогидравлический эффект). Они отличаются высокой скоростью разрядки и обычно применяются при непрерывном акустическом профилировании для изучения неглубоко залегающих отражающих границ.

В практике мировой морской сейсморазведки известны устройства, использующие эффект взрыва в перфорированной сфере («Флексотир», Франция), механические источники («Бумер», «Гидросейс», США), вибрационный источник («Вибросейс», США) и др.

Сравнительная характеристика невзрывных источников по технологическим и экономическим показателям, по производительности и долговечности, по безопасности для персонала судна и ихтиофауны и другим признакам приводит к выводу о преимуществе пневмати-

ческих излучателей перед другими системами. Эти источники обладают наибольшей гибкостью при создании управляемого спектра сигнала в сравнительно широком диапазоне частот. Их конструктивные особенности позволяют простыми средствами осуществлять группирование и управлять работой с борта судна. По мнению многих специалистов [19], пневматические источники должны занять ведущее положение в сейсморазведке на морях.

### Приемные устройства

Современное приемное устройство в морской сейсморазведке представляет собой сейсмический кабель с подключенными к нему группами сейсмоприемников пьезометрического типа, заключенный в пластмассовый шланг. Пьезоэлектрические приемники давления нашли широкое применение в морской сейсморазведке. Они отличаются высокой чувствительностью, малыми размерами, широкополосностью и низкой стоимостью. В современных пьезоприемниках обычно используется пьезокерамика титаната бария и цирконата титаната свинца.

Существуют пьезоприемники, работающие по принципу всестороннего сжатия пьезоэлемента или по принципу изгиба чувствительного элемента — металлической мембраны с приклеенной к ней пьезокерамической пластиной. Использование пьезоприемников, работающих на изгиб чувствительного элемента, обеспечивает существенное повышение чувствительности и помехоустойчивости, но для таких конструкций характерна зависимость от гидростатического давления, т. е. от глубины погружения приемника: по мере погружения чувствительность приемника падает. В лучших образцах пьезоприемников изгиба (МР-16, США) высокая чувствительность сохраняется в интервале глубин 0—100 м.

Пьезоприемники всестороннего давления выполняются в виде керамических цилиндров, герметично закрытых торцевыми крышками. Чувствительность их практически не зависит от глубины погружения, глубинность определяется прочностью керамики и герметичностью торцевых крышек и составляет 200—300 м. Большинство серийных советских пьезоприемников (ПКС-3, ПКС-4, ПСП-ТВ) принадлежат к цилиндрическому типу.

Опыт показывает, что значительную долю помех, регистрируемых приемными устройствами, составляют вибрационные шумы, подавление которых является весьма важной задачей. В последние годы в геленджикском отделении НИИМоргеофизики («Южморгео») успешно прошли испытания виброустойчивые пьезоприемники ПДС-21, обеспечивающие значительное (в 2—3 раза) подавление уровня шумов по сравнению с приемниками ПКС-4. Применение виброустойчивых сейсмоприемников позволит улучшить соотношение сигнал/помеха и выполнять работы при более высокой скорости движения судна, т. е. существенно повысить производительность.

Приемные устройства морской сейсморазведки (сейсмокосы, пьезокосы) можно подразделить на донные, поверхностные (плавающие)

и буксируемые на заданной глубине. Наибольшее применение находят буксируемые погруженные приемные устройства, позволяющие вести наблюдения при непрерывном движении судна и приемного устройства со скоростью от 3 до 10 узлов.

В СССР наиболее широко используется приемное устройство (пьезокоса) конструкции ВНИИГеофизики и геленджикского отделения НИИМоргеофизики, состоящее из секций длиной 50 или 100 м. В этом устройстве сейсмоприемники, соединительные провода, согласующие трансформаторы и грузонесущий трос заключены в поливинилхлоридный шланг, заполненный соляровым маслом. В каждой приборной секции расположено по 1—3 канала с 20 параллельно соединенными приемниками на канал на базе 28,5 м. Расстояние между центрами групп 33,3 или 50 м. Общая длина косы 1000—1500 м, в том числе 200—300 м составляют бесприборные секции. Секции соединяются между собой герметичными контактными муфтами [25].

Пьезокоса при работах МОВ буксируется на глубине 7—12 м с помощью обтекаемого груза массой около 30—50 кг, соединенного с буксирующим судном системой из буксирного троса и резинового амортизатора, что в целом образует механический фильтр для развязки приемного устройства от вибраций и рывков судна.

Широкое внедрение способа общей глубинной точки (ОГТ) в практику сейсморазведки требует применения длинных (до 2400—3000 м) приемных устройств. Эксплуатация таких устройств представляет значительные трудности, так как требует сохранности заданной глубины погружения косы по всей ее длине, поэтому возникла необходимость применения специальных стабилизирующих устройств. Весьма эффективной оказалась система CONDEP (США), использующая специальные гидродинамические заглубители-планеры, которые путем автоматического гидродинамического изменения угла атаки крыльев поддерживают заданную глубину погружения приемного устройства. Аналогичные системы разрабатываются и внедряются в СССР.

Упомянутые выше донные установки обеспечивают размещение сейсмоприемников на дне моря или на небольшом расстоянии над ним. Регистрация сейсмических волн производится при остановке приемного устройства. Такие установки характеризуются значительным снижением уровня шумов и исключают снос косы за счет боковых течений, обеспечивая минимальное отклонение устройства от расчетного положения. Применение их создает возможность работы на мелководье. Однако технология работ весьма сложна, производительность заметно снижается, а буксировка косы по дну в условиях сложного рельефа приводит к многочисленным повреждениям шланга.

### Регистрирующие устройства

На раннем этапе развития морской сейсморазведки, когда в качестве источника возбуждения применялись твердые взрывчатые вещества, методика и техника морских работ были близки к сухо-

путным. Соответственно и сейсмические станции, используемые в морской сейсморазведке, были аналогичны полевым сейсмостанциям. Однако особенности их конструкции учитывали требования автоматизации, определявшиеся непрерывностью морских наблюдений, а также некоторую специфичность волнового поля акваторий. Из сейсмических станций этого периода следует отметить морской вариант сейсморазведочного ряда «Поиск»—«Поиск-1—24—МОВ-ОВ (морская)», широко применявшийся и применяющийся в настоящее время в сейсморазведке.

Станция «Поиск-1—24-МОВ-ОВ» предназначена для проведения работ МОВ и КМПВ в морских условиях. Запись магнитная на регистраторе барабанного типа с возможностью дублирования на осциллографе. Воспроизведение осциллографического, блоки усилителей стандартные. Блоки фильтров имеют характеристики, рассчитанные на специфику помех в морской сейсморазведке. Для обеспечения бесперебойной работы на движущемся корабле станции придается блок автоматизации, позволяющий вести весь производственный цикл в режиме централизованного управления [36].

Отказ от взрывных источников и переход к источникам невзрывного типа со значительно меньшей энергоемкостью и смещением спектра упругих колебаний в сторону акустических частот привели к развитию морских сейсмоакустических (геоакустических) исследований по методике непрерывного профилирования способом вертикального времени. Регистраторы для этих исследований разрабатывались главным образом на базе устройств эхолотирования.

Однако усложнение задач морской сейсморазведки определило необходимость применения методики многократных перекрытий, обеспечивающей увеличение глубинности и позволяющей существенно улучшить соотношение сигнал/помеха и использовать кинематические особенности волн для подавления регулярных помех типа кратных волн.

Своего рода переходной моделью к системам, использующим возможности методики многократного перекрытия, явилась аппаратура многоканального непрерывного акустического профилирования, разработанная в Геленджикском отделении НИИМоргеофизики [10]. Аппаратура включает в себя пневматические излучатели, стандартное многоканальное приемное устройство, сейсмостанцию «Поиск», используемую для предварительного усиления и фильтрации сигнала, и многоканальный электроннолучевой регистратор, (индикатор интенсивности сигнала), на экране электроннолучевой трубки которого образуется яркое изображение многоканальной сейсмограммы, с помощью оптического устройства проецируемое на фотоноситель. При движении судна фотоноситель смещается вдоль профили, изображения сейсмограмм накладываются друг на друга с соответствующим смещением, в результате чего на фотослое происходит накопление (суммирование) сигналов. Поскольку без учета кинематических поправок накопление может осуществляться лишь в прямолинейной части годографа, длина его ограничивается

практически 100—200 м. Таким образом, рассмотренная система улучшает прослеживание полезного сигнала за счет статистического эффекта накопления, но для подавления регулярных помех она неэффективна.

Дальнейшие конструкторские разработки ведутся в направлении использования современных серийных сейсмических станций с магнитной аналоговой или цифровой регистрацией (типа СМП-24 или ССЦ) с накоплением сигнала и применением систем многократного перекрытия. При этом следует иметь в виду огромный объем информации, получаемый при применении метода ОГТ на море, высокую производительность морских работ и необходимость прямого ввода информации в ЭВМ для последующей обработки.

Наряду с рассмотренными судовыми сейсморазведочными системами представляют интерес автономные сейсмические станции буйкового типа, применяемые при исследованиях глубинными сейсмическими зондированиями (ГСЗ) и КМПВ.

В настоящее время нашли применение плавающие и донные автономные станции. Они включают в себя гидрофон (пьезоприемник с устройством предварительного усиления) и аппаратуру накопления или передачи информации. Радиобуй конструкции Института океанографии АН СССР снабжен антенной и заключает в себя электронную преобразующую схему, радиопередатчик и электропитание. Сигнал от гидрофона усиливается и преобразуется (модулируется) аппаратурой буя, а затем передается по радиоканалу на корабль, где он проходит обратное преобразование и записывается сейсмической аппаратурой. С целью экономии питания предусмотрено радиоуправление сеансами регистрации. Для облегчения поисков в ночное время буй снабжен проблесковым огнем. Питание буя обеспечивает работу в течение 24 ч, а при управлении сеансами — до 240 ч. Средняя дальность регистрации по радиоканалу 35 км. Максимальная дальность сейсмической регистрации при взрыве заряда 130 кг до 100 км.

Другая конструкция автономной станции предусматривает запись сигнала на магнитную пленку регистратора, помещенного в буй. Станция включает следующие узлы: гидрофон, усилитель, регистратор, кварцевые часы для отметок времени, помехогасящую подвеску, надводный буй со средствами обнаружения. Блок питания обеспечивает непрерывную работу станции в течение 3—4 суток.

Донные автономные станции обладают некоторыми преимуществами перед плавающими (подвешенными): более низкий уровень микросейсм и водных волн-помех, возможность регистрации поперечных волн. Однако конструкция станции и работа с ней существенно осложняются. Донные станции применяются для сейсмологического изучения глубинного строения Земли. В СССР такая станция разработана на кафедре физики Земли МГУ.

## Методика морских сейсмических исследований

В практике морских геофизических исследований на нефть и газ наибольшее применение находит МОВ. Высокая эффективность при изучении осадочного чехла и наиболее прогрессивная технология работ (непрерывная регистрация в движении с использованием одного судна, а также возможность применения сравнительно слабых источников упругих колебаний) явно определяют преимущества МОВ перед другими методами. Методика наблюдений МОВ эволюционирует главным образом в зависимости от типов источников возбуждения или, точнее говоря, параллельно с эволюцией источников.

Работы с применением твердых взрывчатых веществ проводились по широко распространенной на суше методике непрерывного профилирования с центральным размещением пункта взрыва и длиной приемной установки порядка 400 м. Эта методика хорошо зарекомендовала себя, во всяком случае при изучении верхнего структурного этажа осадочного чехла, но требует для устойчивого прослеживания отраженных волн на значительном расстоянии применения мощных источников упругой энергии. Переход же к использованию сравнительно маломощных невзрывных источников с высокочастотным спектром упругих колебаний и возможностью частого (через 3—20 сек) возбуждения упругих импульсов привел к использованию одноканальных систем наблюдения по способу вертикального времени — центрального луча (ЦЛ).

Способ ЦЛ обеспечивает прослеживание неглубоко залегающих границ, прост в получении и обработке данных, но не дает сведений о скоростной характеристике разреза и неэффективен для подавления кратных волн. Наконец, успехи в конструировании более мощных невзрывных источников и разработка методики группирования источников, применение цифровых методов регистрации и обработки сейсмических данных позволили внедрить сложные современные методы многократных перекрытий типа ОГТ. Морские исследования по методике ОГТ проводятся обычно с использованием фланговых систем наблюдений при длине приемного устройства от 800—1200 до 2400—3000 м. Кратность перекрытия определяется соотношением периодичности возбуждения импульсов, длины сейсмокося и скорости движения и доводится до 10—12, а с применением сверхдлинных кос и больше.

При исследованиях по методике ОГТ источник буксируется за судном на расстоянии до 100 м на глубине порядка 5 м. Расстояние между источником возбуждения и первым каналом приемного устройства 300—500 м.

Успешность применения методики ОГТ определяется в значительной степени методами обработки полученных материалов. Для цифровой обработки данных морской сейсморазведки и прежде всего материалов ОГТ в Геленджикском отделении НИИМоргеофизики создан аппаратурно-программный комплекс на базе ЭВМ

«Минск-32». Комплекс включает ЭВМ «Минск-32», процессор преобразования массивов (ППМ), устройство связи для ввода и вывода информации и набор программ для обработки данных. ППМ предназначен для ускорения выполнения ряда операций, часто употребляющихся при обработке сейсмических данных, в 20—80 раз. Устройство связи обеспечивает ввод информации, записанной в аналоговой и цифровой форме на магнитных носителях, и вывод результатов обработки на графопостроители рулонного и планшетного типа и на магнитный носитель сейсмостанций типа «Поиск-МОВ», СС-24—61 и т. д. в аналоговой форме [21].

Для цифровой обработки сейсмических данных рядом зарубежных фирм созданы специализированные обрабатывающие центры на базе ЭВМ. Ряд таких центров применяется в СССР.

Применение методики ОГТ с использованием мощных невзрывных источников и удлиненных приемных устройств с последующей обработкой материалов на ЭВМ позволяет уже в настоящее время довести глубинность сейсмических исследований до 4 км и более от дна моря (работы объединения Крымморгеология на Галицинской структуре в Черном море).

Среди методических проблем морской сейсморазведки важной является методика работ на мелководье (при глубине воды менее 7—10 м). Неблагоприятные условия возбуждения и приема колебаний, повышенный фон помех существенно затрудняют проведение работ. В настоящее время решение проблемы исследований на мелководье требует дальнейших опытно-методических изысканий. Перспективным представляется методика ОГТ с применением неподвижной донной косы и движущегося по профилю источника колебаний.

Исследования КМПВ на акваториях в комплексе нефтегазопыскных работ применялись в довольно ограниченном объеме. Причинами этого являются более сложные системы наблюдений и необходимость применения очень мощных источников упругих колебаний. Вместе с тем метод КМПВ весьма эффективен при решении ряда геологических задач, в частности при изучении рельефа поверхности фундамента, обладает значительной глубинностью и, несомненно, может дать ценную информацию. Мощные современные пневматические и газозрывные источники создают возможность прослеживания преломленных волн на значительное расстояние. На этой основе возникает возможность усовершенствования методики КМПВ и применения его в региональных исследованиях.

При сейсмических исследованиях КМПВ представляется рациональным использование в качестве приемно-регистрирующих устройств нескольких неподвижных автономных буйковых станций, передающих сигнал по радиоканалу на судно, несущее источник возбуждения типа мощной группы пневматических источников и регистратор сейсмических волн. Регулярное возбуждение упругих импульсов при движении судна по профилю по обе стороны от многоточечной приемной системы создает возможность регистрации преломленных волн по весьма плотной схеме, что позволило бы

детально изучить волновую картину преломленных волн и получить ценную количественную информацию о строении фундамента и осадочного чехла. С точки зрения производительности КМПВ не может конкурировать с МОВ, но выполнение его по редкой системе региональных профилей представляется необходимым.

При детальных исследованиях на сложнопостроенных структурах применяется методика регулируемого направленного приема (РНП). Исследования проводились с помощью донной косы по системе полуторакратного или двойного профилирования при расстоянии между пунктами возбуждения 200 или 400 м 17- или 33-канальной косой. Задачей исследований является прослеживание протяженных сейсмических горизонтов в сложных сейсмогеологических условиях и изучение возможностей РНП для прямых поисков нефти и газа [3, 34].

### ГЕОАКУСТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА НЕФТЬ И ГАЗ

За последние 20 лет геоакустические методы заняли в морских геологических исследованиях одно из ведущих мест. Они используются при структурно-геоморфологических исследованиях, структурно-геологическом картировании верхнего яруса, главным образом новейших структур, а также при изучении глубинной структуры земной коры с выделением и картированием на доступных глубинах структурных форм и их элементов, представляющих интерес при поисках месторождений. Каждое из указанных направлений использует свой комплекс методов и разновидностей акустической аппаратуры в соответствии с требованиями к получаемой информации.

К геоакустическим методам, используемым в этих направлениях, относятся: 1) эхолотирование; 2) гидролокация дна узким сканирующим лучом (локация бокового обзора, акустическая фотография дна); 3) звуковая геолокация (ЗГЛ)\*; 4) скважинные акустические методы, в первую очередь акустический каротаж (АК); 5) петрофизические лабораторные исследования осадков и пород акваторий (исследования акустических и плотностных свойств пород и т. п.); 6) вспомогательные акустические методы определения местоположения приборов и механизмов, например контроля за местоположением бурового судна относительно устья скважины и т. д.

Методы эхолотирования, гидролокации, геолокации, так же как и МОВ, основаны на общем принципе: измерении (автоматической регистрации) времени прихода импульсов упругих волн, отраженных от объектов исследования.

Наиболее широкое применение в обеспечении структурной и геологоструктурной съемки акваторий получили методы гидролокации сканирующим лучом и геолокации. Первый предназначен заменить

\* Встречающиеся в литературе термины «сеймопрофилирование», «сеймоакустическое профилирование» (САП) и т. п. представляются менее удачными, так как они не отражают особенностей методики (диапазон используемых частот, среда локации).

аэрофотосъемку, по крайней мере за пределами естественного освещения дна; второй, несколько уступая по глубинности другим геофизическим методам, находится вне конкуренций в отношении объемов получаемой информации при высокой производительности и малой стоимости работ. Применение высокочастотной звуковой геолокации при картировании шельфа полностью исключает постановку эхолотной съемки для геологических целей. Для детальных морфометрических построений при выявлении морфоструктур в настоящее время либо используют данные, полученные ранее гидрографическими службами, либо проводят геолокационные исследования.

При исследованиях методами звуковой геолокации используется обширная по многообразию группа аппаратуры, в частности невзрывные источники возбуждения импульсов упругих колебаний, широкий звуковой диапазон рабочих частот (от первых десятков герц до 15 кгц), непрерывная регистрация акустико-геологического разреза по профилю методом переменной плотности. Аппаратура, разработанная различными организациями, учреждениями и фирмами, насчитывает не один десяток моделей, различающихся по способу возбуждения упругих колебаний, конструктивным решениям, электрическим и акустическим параметрам, определяющим глубинность локации, разрешающую способность и, в конечном счете, назначение локоаторов.

Е. Ф. Дубровым предложено деление геолокоаторов на 4 класса в соответствии с обеспечиваемой глубинностью локации по осадкам и породам, без учета глубины воды [17]: I класс с глубинностью до 70 м, II до 200 м, III свыше 200 м. К нулевому классу сначала были отнесены локоаторы специального назначения с очень малой глубинностью (десятки сантиметров) и предельно высокой разрешающей способностью. К этому классу можно также отнести гидролокоаторы с узконаправленным сканирующим лучом. Для более конкретных целей нефтяной геологии целесообразно объединить геолокоаторы двух первых классов, с глубинностью до 200 м, а также эхолоты и гидролокоаторы со сканирующими системами, в группу аппаратуры, предназначенной для морфоструктурных исследований и структурно-геологического картирования новейшего структурного яруса. Только аппаратура III класса с глубинностью локации свыше 500—1000 м может использоваться для картирования нефтяных структур по продуктивным толщам.

Аппаратура звуковой геолокации состоит из следующих блоков: излучающих устройств и систем, обеспечивающих их работу; приемников упругих колебаний (электроакустических преобразователей); усилительных и фильтрующих устройств; регистраторов с системой синхронизации; источников питания. Назначением и классом геолокоаторов определяется выбор принципов действия, технических характеристик, конструктивных особенностей блоков.

Излучающие устройства служат для возбуждения в воде импульсов упругих колебаний звукового диапазона частот. По характеру

получаемых колебаний излучатели подразделяются на возбуждающие радиоимпульсы в виде отрезка синусоиды или затухающей синусоиды и возбуждающие импульсы ударного типа — «видеоимпульсы». Радиоимпульсы генерируются при использовании магнитострикционных и пьезокерамических излучателей в эхолотах, гидролокаторах и многих малоглубинных геолокаторах. В более мощных геолокаторах применяются излучатели ударного типа: электрогидравлические, индукционные, ударно-механические, плазменные (взрывающаяся проволочка), газозрывные (на основе детонации смеси пропан-бутан или кислород-водород, т. е. гремучий газ, получаемый электролизом воды на борту судна), пневматические и некоторые другие. Для повышения мощности излучения, придания импульсу нужной формы, спектрального состава и достижения некоторой направленности излучения нередко применяют группирование нескольких мощных широкополосных излучателей.

Приемными устройствами в аппаратуре ЗГЛ служат электроакустические преобразователи, реагирующие на изменение давления в среде: магнитострикционные (в эхолотах, гидролокаторах и многих малоглубинных геолокаторах) и пьезокерамические (в геолокаторах с широкополосными излучателями). Разнос приемников на расстояние создает направленную или частично направленную (в одной плоскости) систему.

Усилители ламповые и полупроводниковые применяются для усиления малых напряжений, снятых с пьезоприемника. На входе усилителя напряжения включаются фильтры верхних и нижних частот. Граничные частоты фильтров выбираются по любому принципу, например по октавному: 10; 20; 40; 80; 160; 320 гц и т. д. Геолокаторы с магнитострикционными приемниками имеют резонансные усилители.

В качестве регистраторов используются видеоизмененные фото-телеграфные аппараты. Излученные и отраженные сигналы записываются штрихами поперек движущейся бумажной ленты в выбранном временном масштабе. Кулачковое или иное устройство на барабане самописца обеспечивает управление временем излучения с таким расчетом, чтобы момент посылки сигнала совпадал с началом временной развертки (линией отсчета на регистрирующей ленте). Сигналы каждого цикла излучение-прием регистрируются на своем участке протягивающейся бумаги, образуя трассы штрихов. По прохождению нескольких (сколь угодно многих) циклов штрихи, соответствующие сигналам, отраженным от границ слоистых сред, практически сливаются в продольные линии, называемые осями синфазности. Таким образом на ленте электрочувствительной бумаги методом переменной плотности записывается временной разрез напластований горных пород — эхограмма или, по аналогии с сейсмо-геологическим, акустико-геологический разрез.

В некоторых моделях, например в регистраторе «Разрез» (ВНИИ-Моргео), регистрация ведется на фоточувствительный слой с электроннолучевых трубок. В ряде случаев параллельно с эхограммой

ведется запись на магнитную ленту, на регистратор амплитуд давления или на цифровую станцию с вводом данных в ЭВМ.

В СССР разработкой аппаратуры звуковой геолокации занимаются многие организации (ЛГИ, МГУ, ИГиРГИ, ВНИИМоргео, ВНИИ-Моргеофизика и др.). Среди них с 1957 г. ведущее положение занимает ВИТР, выпустивший промышленную серию геолокаторов ЗГЛ-2, ЗГЛ-3 и готовящий к серийному производству новые разработки. Геолокатор ЗГЛ-3 универсален. В нем предусмотрен двухканальный прием для записи на одну эхограмму глубинной части разреза (свыше 1000 м по породам) с использованием низких рабочих частот и детально разрешенной верхней части разреза на высоких звуковых частотах. Применяемый в ЗГЛ-3 электрогидравлический излучатель может быть заменен более мощным, например газозрывным или пневматическим.

Физические основы метода звуковой геолокации рассмотрены Е. Ф. Дубровым [17], где дана характеристика звукового поля для случаев плоской и сферической волны, рассмотрены зависимости результатов локации от мощности излучения, спектрального состава зондирующего импульса, направленного действия приемноизлучающих систем, кавитационных явлений и различного рода шумов. Здесь укажем лишь на основные природные факторы, влияющие на глубинность локации, детальность расчленения разреза и качество получаемой информации.

Каждая естественная среда, например вода, ил, песок, известняк и т. п., при распространении в ней звуковых колебаний характеризуется собственным значением волнового сопротивления  $\omega$ , которое определяется произведением плотности среды  $\rho$  на скорость распространения упругой волны  $v$ , т. е.  $\omega = \rho v$ . На границе сред с разным волновым сопротивлением происходит частичное отражение звуковой энергии и проникновение во вторую среду. Для случая нормального падения плоской волны на плоскую границу с учетом непрерывности изменения давления (и скорости частиц) коэффициент отражения  $K$  при переходе через границу между первой и второй средой может быть записан в виде

$$K = \frac{\omega_1 - \omega_2}{\omega_1 + \omega_2} = \frac{\rho_1 v_1 - \rho_2 v_2}{\rho_1 v_1 + \rho_2 v_2} = \frac{A_1}{A_0},$$

где  $\omega_1$  и  $\omega_2$  — волновые сопротивления первой и второй сред, равные соответственно  $\rho_1 v_1$  и  $\rho_2 v_2$ ;  $A_0$  — давление в падающей волне;  $A_1$  — давление в отраженной волне.

Коэффициент отражения по интенсивности или по плотности звуковой энергии выразится как квадрат коэффициента отражения по давлению (или по скорости частиц). На величину  $K$ , а следовательно, и на глубинность локации влияют угол наклона плоской границы по отношению к фронту падающей волны, наличие тонких слоев, соизмеримых с длиной волны, случаи постепенного перехода от относительно мягкой к жесткой среде.

Наибольшими волновыми сопротивлениями характеризуются кристаллические (метаморфические, изверженные, хемогенные) породы. Повышенными значениями  $K$  отличаются плотные породы осадочного чехла, например отложения палеозоя Русской плиты. Экспериментально установлены высокие значения  $K$  для грубообломочных отложений и крупнозернистых песков и низкие для пелитовых, мелкоалевритовых илов, мелко- и среднезернистых песков и глин. Эти данные подтверждаются практикой геолокации. Наиболее благоприятными по условиям проникновения энергии в породу являются рыхлые безвалунные отложения антропогена и слабосцементированные породы неогенового возраста.

При распространении упругой волны в однородной поглощающей среде происходит уменьшение амплитуды волны с расстоянием  $x$  по экспоненциальному закону  $\xi = \xi_0 e^{-\alpha x}$ . Амплитудный коэффициент поглощения  $\alpha$  показывает величину изменения амплитуды волны на пути, равном единице ее длины. Коэффициент  $\alpha$  является функцией частоты колебаний и имеет размерность в системе СГС ( $\text{м}^{-1}$ ). Для характеристики уменьшения амплитуды волны за счет поглощения на пути, равном длине волны  $\lambda$ , вводится понятие о декременте поглощения  $V = \alpha \lambda$  ( $\lambda = v/f$ , где  $f$  — частота колебаний, гц,  $v$  — скорость звука, м/сек). В реальных условиях величина коэффициента поглощения зависит от следующих главных факторов: степени однородности среды (пористость, зернистость, отсортированность материала), фазового состава (жидкость, газ) и физического состояния (температура, давление) заполнителя пор [6, 42].

Коэффициент поглощения  $\alpha$  для рыхлых отложений при измерениях на сейсмических частотах составляет  $10^{-2}$ — $3 \cdot 10^{-1} \text{ м}^{-1}$ , а для плотных осадочных пород, залегающих на глубинах свыше 500 м, колеблется в пределах от  $10^{-4}$  до  $5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^{-1}$ . Коэффициент  $\alpha$  уменьшается вниз по разрезу за счет возрастания горного давления, особенно резко на глубинах до 100 м, т. е. в зоне малых скоростей, где он имеет крайне изменчивую величину. Наибольшими значениями коэффициента поглощения характеризуются мелкозернистые пески, крупные алевриты, лёссы и плохо отсортированные отложения типа валунно-галечных супесей и суглинков [42].

Образования, насыщенные пузырьками газа (органогенные илы, грязевулканические брекчии, торфяники), имеют повышенные коэффициенты поглощения и отражения. Потери звуковой энергии в этом случае происходят вследствие рассеяния и непосредственного поглощения ее резонирующими газовыми пузырьками, а повышение коэффициента отражения на границе с такой средой — за счет падения значений волнового сопротивления (уменьшение скорости звука до первых сотен метров в секунду).

В звуковой геолокации снижение потерь на поглощение энергии средой достигается снижением рабочей частоты, что практически почти или совсем неосуществимо в резонансных малоуглубинных геолокаторах.

Методика производства морских геолокационных исследований для выполнения различных геологических задач разработана в ВИТР [17, 31]. При поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений акустические методы могут найти применение на всех стадиях работ и являются обязательными на первых двух стадиях: региональных исследований для предварительных поисков и при детальном поиске.

В комплексе геофизических работ, предваряющих геологосъемочные [26], применяются глубинные геолокаторы с целью изучения и съемки структур на глубине. В комплексе геологосъемочных работ могут использоваться малоглубинные геолокаторы с высокой разрешающей способностью и гидролокаторы обзора по площадям (со сканирующими системами). Обычно геолокаторы применяются для решения определенной задачи. Аппаратура ЗГЛ-3 может использоваться для одновременного решения задач первого и второго комплексов исследований.

Масштабы съемки шельфа соответствуют масштабам картирования суши. При заданной вероятности выявления  $P$  площадь  $S$  структур, предположительно единственных на акватории съемки, исчисляется по формуле  $S = -(1/k) \ln(1-P)$ , где  $k$  — плотность профилей. С вероятностью 0,9 при  $k = 0,12$  (масштаб 1 : 1 000 000 на стадии предварительной съемки) обнаруживаются структуры площадью 19,2 км<sup>2</sup>, т. е. все локальные структуры III порядка, а при  $k = 0,6$  (масштаб 1 : 200 000 на стадии детальной съемки) площадь структур, определенных с той же вероятностью, составит 3,84 км<sup>2</sup>, что дает возможность выявить большую часть мельчайших платформенных структур IV порядка.

Процесс интерпретации материала [8, 18] проводится в два этапа. На первом этапе первичная обработка эхограмм производится в период морских работ и завершается построением временных акустико-геологических разрезов и карты фактического материала. Второй этап — диагностика геологических объектов (дешифрирование) на основе анализа эхограмм с привлечением всех материалов съемки. Интерпретация осуществляется в камеральных условиях. Этап завершается построением структурно-геологических разрезов и серии карт: батиметрических, морфоструктурных, структурных, структурно-тектонических, изопахит либо карт схождения, геологических (литостратиграфических), петрофизических, геоморфологических, четвертичных отложений. Данные геолокации используются также при построении серии карт палеообстановок в качестве вспомогательного и дополняющего материала.

При первичной обработке эхограмм проводятся определение горизонтального и вертикального масштабов записи, выделение полезных сигналов из помех, определение элементов залегания, построение временных разрезов. При постоянной скорости протягивания ленты в самописце горизонтальный масштаб записи определяется отношением длины эхограммной ленты между двумя пунктами геодезических определений (оперативными отметками) к рас-

стоянию между этими пунктами на местности. Масштаб глубин задается автоматически по средней скорости звука в воде. Поправки на изменение скорости звука в воде за счет изменений температуры, солености и давления вводятся при необходимости по океанологическим таблицам. Определение вертикального масштаба по геологическим средам производится по данным сейсморазведки, акустического каротажа скважин, лабораторных изменений скорости звука в образцах донных отложений и в керне скважин, замеров скорости в осадках *in situ* с помощью специальных устройств.

Среди регулярных помех при звуковой геолокации наиболее частыми являются кратные отражения от дна (полнократные), от верхней и нижней границы какого-либо горизонта (неполнократные), а в мощных геолокаторах с некоторыми типами излучателей — наложенные отражения повторно возбужденных импульсов, а также импульсов, отраженных от поверхности воды; иногда все эти сигналы суммируются в импульс сложной формы с несколькими максимумами. Полнократные отражения обычно легко опознаются в записи. Они повторяют рельеф дна (или близкой к нему границы) на расстоянии, равном глубине воды с удвоением углов наклона, которые часто не согласуются с падением литологических границ.

Метод звуковой геолокации позволяет выделять и проследивать в разрезе следующие геологические объекты: литологические (литофизические) границы или поверхности напластования и их серии, соответствующие литолого-стратиграфическим комплексам; формы рельефа дна и их элементы; структурные формы, складчатые дислокации и разрывные нарушения. При выделении литолого-стратиграфических комплексов большое внимание уделяется рисунку записи, который, при прочих равных условиях обусловлен совокупностью кинематических и динамических характеристик отраженных сигналов. Динамические характеристики сигнала (частота колебаний, форма, амплитуда, длительность импульса) особенно чутко реагируют на изменения физических свойств и структуры исследуемой среды. Поэтому рисунок записи каждого литолого-стратиграфического комплекса индивидуален и легко сопоставим с записью того же комплекса по соседним профилям [17, 40].

Геологический контроль осуществлялся по данным грунтовой съемки проследиванием границ комплексов от их выходов на поверхность дна, а также сопоставлением эхограмм с береговыми разрезами и материалом прибрежных и морских скважин. Ленточные глины опознаются в записи малоглубинных геолокаторов повсеместно на акваториях Северо-Запада [23] по облегающей слоистости, несогласной с субгоризонтальной слоистостью вышележащих осадков, и характерной полосчатости. Для записи валунных суглинков характерны пропуски и вертикальные «теневые» клинья, что обусловлено дифракцией волн на валунах.

Геолокационная запись в отличие от эхограмм эхолота не только характеризует формы рельефа как сочетание площадок и склонов,

но позволяет судить о тектонической структуре рельефообразующих пород и в некоторой мере о составе объемных тел. Это обстоятельство в ряде случаев позволяет без дополнительных данных однозначно отличать в записи аккумулятивную форму от деструктивной (выработанной), флювиальную от абразионной, гравитационную от структурной (литоморфной), молодую от более древней. Такой характер информации обеспечивает выявление «комплексных геоморфолого-тектонических образований — морфоструктур» [27].

Диагностика структурных элементов и форм по записи не представляет серьезных затруднений, так как акустико-геологический разрез в первом приближении соответствует привычному графическому изображению геологического разреза в прямоугольной системе координат. На эхограммах малоглубинных геолокаторов часто можно видеть характер слоистости каждого литолого-стратиграфического комплекса, например параллельной облекающей слоистости в ленточных глинах (регистрируются не сезонные слойки, а многолетние ритмы мощностью 0,5—1 м), линзовидной слоистости, которая либо регистрируется в виде прерывающихся по простиранию поверхностей (линзы песчано-алевритового материала в илах), либо оконтуривается верхней и нижней поверхностями наслоения, сходящимися по краям линзы [40], крупной косої слоистости. Перерывы в осадконакоплении, угловые несогласия наиболее часто и четко регистрируются в новейших отложениях на мелководье аналогично их изображению на геологических разрезах. Также отчетливо регистрируются поверхности размыва по прилеганию к ним вышележащих стратиграфических комплексов [48, 40].

На эхограммах геолокаторов по одному профилю в зависимости от его протяженности могут быть зарегистрированы морфоструктуры и тектонические структуры любого порядка. В отличие от сейсмо-разведки геолокация дает возможность выявлять пологие складчатые структуры платформ с углами падения до долей градуса, но хуже локализует структуры с крутыми падениями крыльев. Пологие открытые, прямые и слабонаклонные складки регистрируются всеми типами геолокаторов. Глубинные геолокаторы позволяют выявлять и картировать не только новейшие, но и погребенные структуры, не выраженные в верхнем структурном ярусе.

Разрывные нарушения в акустико-геологической записи обнаруживаются по ряду прямых и косвенных признаков. На эхограммах глубинных геолокаторов обычно регистрируются признаки крупных зональных нарушений (разломов, зон дробления пород) в виде «немых» участков записи дифрагированных волн. В ряде случаев удается коррелировать отдельные горизонты, смещенные в разрезе по вертикали. Большое количество признаков и элементов разрывных дислокаций обнаруживается на эхограммах малоглубинных геолокаторов [8]. Разрывы без смещения типа открытых трещин обнаруживаются по записи сместителей в виде круто наклоненных поверхностей, резко несогласных с поверхностями напластования.

При записи ступенчатых сбросов малой амплитуды фиксируются как смещенные поверхности напластования, так и поверхности сместителей [17]. Часто регистрируются смещения литолого-стратиграфических комплексов по вертикали без записи плоскости сместителя.

Регистрируемые проявления грязевого вулканизма служат надежным признаком разрывных нарушений и прямым признаком нефтегазопроявлений. Зональное распределение этих признаков дает возможность закартировать поперечными профилями зоны разрывных нарушений. Очень многие разрывные нарушения находят отражение в линейных формах рельефа дна и погребенного рельефа коренных пород. Нередко регистрируются прямые положительные и отрицательные морфоструктуры, образованные в результате групповых сбросов.

Метод звуковой геолокации входит в число самых перспективных методов нефтяной геологии и геофизики акваторий. Имеются возможности значительно повысить эффективность всех геоакустических методов при поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений за счет усовершенствования аппаратуры и методики исследований. На очереди стоит решение следующих проблем.

1. Повышение глубинности геолокации до глубин, достижимых сейсморазведкой, главным образом применением новых мощных невзрывных источников звука, а также повышением чувствительности приемного тракта и накапливанием слабых сигналов на приеме. В настоящее время геолокация позволяет получать отражения от глубоких горизонтов в интервале времени до 3 сек и более.

2. Подавление кратных отражений и других регулярных помех (схлопываний, отражений от поверхности моря и т. п.). В настоящее время учет регулярных помех ведется в процессе обработки полученного материала, что не всегда приносит положительный результат. Работа над подавлением помех такого рода с помощью электронных устройств в геолокационной аппаратуре проводится многими организациями.

3. Определение физических свойств осадков и литологическая идентификация литолого-стратиграфических комплексов методом звуковой геолокации. Проблема требует решения ряда частных задач: а) разработки способов определения скорости звука в породах разреза по профилю; б) разработки способов индикации динамических характеристик отраженного сигнала (амплитуды, формы, длительности отраженного импульса, селекции частот) и некоторых других характеристик звукового поля; в) дальнейшего изучения физических свойств и их зависимостей от вещественного состава и внутренней структуры пород и осадков. Самостоятельной частью проблемы является задача прямых поисков нефтегазопроявлений на поверхности дна (регистрация выходов газа и газонасыщенных пород) и определения в разрезе нефтяных и газовых залежей по их физическим свойствам.

4. Внедрение скважинных геоакустических методов, прежде всего акустического каротажа, в морские исследования. При наличии морских скважин эта задача может решаться сегодня с помощью незначительной конструктивной доработки аппаратуры, разрабатываемой рядом организаций, например аппаратуры АСКУ ВИТР.

5. Внедрение голографии в геоакустические методы, что должно произвести техническую революцию в морской геологии.

6. Усовершенствование методики обработки собранной информации с применением ЭВМ на борту судна.

7. Разработка вспомогательной акустической аппаратуры, предназначенной для определения местоположения приборов и механизмов, контроля за положением бурового судна относительно устья скважины и т. п.

### Морская гравиметрия

Высокая эффективность гравиразведки при решении многочисленных геологических задач на суше пробудила большой интерес к морским гравиметрическим исследованиям. Однако измерение аномалий силы тяжести на море сталкивается с серьезными специфическими трудностями.

Сформулированное выше требование преимущественного измерения геофизических аномалий при движении судна для гравиметрии оказывается трудно реализуемым из-за влияния очень больших горизонтальных и вертикальных ускорений, значительно (на несколько порядков) превышающих значения искомым аномалий ускорения силы тяжести. Кроме того, условия экспедиционных работ в открытом море требуют определенной длительности рейсов (10—20 суток и более) без захода в порты, что создает трудности учета смещения нуля-пункта гравиметра.

Более простым является способ измерения силы тяжести с установкой гравиметра на дне моря. При этом уровень возмущающих ускорений резко снижается, что позволяет производить измерения приборами типа наземных гравиметров, заключенными в водонепроницаемый скафандр и снабженными устройствами для дистанционного управления и спуско-подъемных операций. К числу недостатков этого способа относятся необходимость стояночного режима работы судна, длительность спуско-подъемных операций и, как следствие, низкая производительность и высокая (в 4—5 раз больше, чем на суше) стоимость работ.

Таким образом, в настоящее время в морской гравиметрии определились два самостоятельных направления измерения силы тяжести: набортными гравиметрами при движении судна и донными и маятниковыми приборами при постановке судна на якорь или в дрейф.

Несмотря на значительные трудности измерения силы тяжести статическими гравиметрами при движении судна, набортная гравиметрия успешно развивается в СССР, США, ФРГ, Японии. К настоящему времени уже создан ряд набортных гравиметров, обеспечива-

ющих непрерывную регистрацию силы тяжести при движении судна с точностью  $\pm 1-4$  мгл, достаточной для решения региональных геологических задач.

Для уменьшения уровня помех, вызываемых возмущающими переменными ускорениями и наклонами, используются следующие способы.

1. Уменьшение величины помех путем помещения гравиметра в карданов подвес, на гиросtabilизированную платформу, в буксируемую заглубленную гондолу или демпфированное поплавковое устройство. Наиболее эффективным оказывается применение гиросtabilизированной платформы.

2. Исключение переменных помех, главным образом вертикальных ускорений, с помощью демпфирования упругой системы и способами частотной фильтрации. Поскольку возмущающие ускорения характеризуются более высокой частотой колебаний (период 6—10 сек на поверхности воды) по сравнению с изменениями ускорений силы тяжести, то, увеличивая затухание упругой системы и осредняя показания прибора в интервале времени, значительно большем периода высокочастотных помех, можно добиться резкого (на 1—3 порядка) уменьшения эффективной амплитуды высокочастотных возмущений без существенного искажения полезного низкочастотного сигнала.

3. Измерение величины возмущающих ускорений с помощью специальных приборов (акселерометров, наклономеров) с последующим введением необходимых поправок.

Отметим наиболее значительные систематические погрешности, обусловленные криволинейной траекторией движения судна и взаимной корреляцией возмущающих ускорений [30].

1. Центробежный эффект Этвеша, обусловленный изменением угловой скорости вращения судна вокруг земной оси. Величина его определяется по формуле

$$\Delta g = 7,5v \sin A \cos \varphi,$$

где  $v$  — скорость судна в узлах;  $A$  — азимут курса корабля;  $\varphi$  — географическая широта.

Поправка Этвеша достигает максимального значения в экваториальных широтах при движении корабля в широтном направлении. Заметим, что для надежного определения поправки Этвеша навигационные данные должны определяться с высокой точностью. Так, чтобы вычислить поправку с точностью до  $\pm 1$  мгл в средних широтах ( $\varphi = 60^\circ$ ), скорость судна должна быть определена с точностью до  $\pm 0,5$  км/ч.

2. Корреляционный эффект вертикальных и горизонтальных ускорений движения (кросс-каплинг-эффект). При измерении силы тяжести как полусуммы показаний двух гравиметров с зеркально симметричным расположением чувствительных систем этот эффект исключается.

3. Корреляционный эффект горизонтальных ускорений движения и остаточных углов наклона гиросtabilизированной платформы (эффект Гаррисона). У современных набортных гравиметров погрешность за эффект Гаррисона сравнительно невелика (1—2 мгл) и по мере усовершенствования гиросtabilизированных платформ может быть сведена к малым значениям.

4. Смещение нуля-пункта гравиметра в длительных (10—20 суток) рейсах может вносить существенные искажения в результаты измерения, особенно при нелинейном характере смещения. Поэтому к конструкциям набортных гравиметров предъявляются повышенные требования по величине и линейности смещения нуля-пункта.

Таким образом, оптимальные условия для набортных измерений силы тяжести обеспечиваются при установке гравиметра на гиросtabilизированной платформе, использовании двух сильно затухающих гравиметров (или двухсистемного гравиметра) с зеркально симметричным расположением чувствительных систем и возможно малым и линейным смещением нуля-пункта. С учетом этих требований и развивается современное конструирование набортных гравиметров.

Гиросtabilизированная гравиметрическая система конструкции ИФЗ АН СССР включает в себя гравиметр ГАЛ-М с фоторегистрацией и гиросtabilизированную платформу. Гравиметр имеет двойную кварцевую чувствительную систему на принципе крутильных весов, погруженную в демпфирующую полиметилсилоксановую жидкость. Система заключена в электрический термостат. Диапазон измерения без перестройки 3500—5000 мгл, с перестройкой более 5000 мгл. Постоянная времени гравиметра 3—5 мин. Регистрация показаний производится на фотопленку шириной 35 мм. Отсчетная точность прибора не более 0,5 мгл. Смещение нуля-пункта прибора линейно и невелико. Предельная мгновенная ошибка стабилизации гравиметра в плоскости истинного горизонта не превышает  $\pm 5'$ .

Питание прибора осуществляется от сети переменного тока 50 гц напряжением 220 или 127 в (потребляемая мощность 30 вт) или трехфазного переменного тока частотой 400 гц и напряжением 36 в. Масса системы 33 кг, размеры 350 × 335 × 540 мм.

Гравиметр, рассчитанный на работу в широком диапазоне возмущающих ускорений, углов наклона и вибраций, испытывался при ускорениях до 7,5 гал с периодом 5 сек, бортовой и килевой качке до  $12^\circ$ , вибрационной перегрузке до 0,5 g, температуре до  $40^\circ$  С и показал инструментальную среднеквадратичную ошибку до  $\pm 4$  мгл при работе относительно берегового гравиметрического пункта [1]. Как видно из приведенной характеристики, широкодиапазонный гиросtabilизированный гравиметр ИФЗ АН СССР может быть использован для региональных гравиметрических исследований в условиях Мирового океана.

Гиросtabilизированный набортно-гравиметрический комплекс, разработанный в отделе морской гравиметрии Геленджикского отделения НИИМоргеофизики под руководством Л. Д. Немцова, включает в себя два комплекта сильно затухающих набортных грави-

метров ГАР-ЖЗ с пультом управления и самопишущим электрическим регистратором и гиросtabilизированную платформу «Север» конструкции Тульского политехнического института. Кварцевая чувствительная система гравиметра выполнена по схеме астазированного маятника Голицина и помещена в вязкую демпфирующую кремнийорганическую жидкость.

Гравиметр снабжен принудительным электрическим термостатом и фотоэлектрическим индикатором положения маятника чувствительной системы. Дрейф нуля-пункта гравиметров составляет около 1 мгл/сутки. Постоянная времени системы гравиметра 6—10 мин. Общий коэффициент подавления случайных помех на частоте волнения моря 2000—6000. На выходе гравиметра установлен сглаживающий фильтр (электрический) с постоянной времени 5—10 сек.

Платформа «Север» представляет собой двухосную четырехгироскопную систему с силовой стабилизацией и жидкостной коррекцией, обеспечивающую сохранение истинной вертикали с точностью  $\pm 2-4'$  при волнении моря до 5 баллов. Комплекс обеспечивает определение аномалий силы тяжести с точностью  $\pm 3-4$  мгл при продолжительности рейсов между опорными пунктами до 15 суток и волнении моря до 4 баллов.

Среди зарубежных моделей отметим морские гравиметры «Аскания» GSS-3 (ФРГ) и Лакоста (США) [22]. Автоматизированный гравиметр GSS-3 в качестве чувствительного элемента имеет цилиндрическую металлическую пружину с грузом, выполненным в виде трубки. Компенсация силы тяжести осуществляется электромагнитным способом. Предусмотрены электромагнитное демпфирование и регулируемая фильтрация возмущающих ускорений. Гравиметр снабжен электрическим термостатом и электромагнитным термокомпенсатором. Регистрация показаний может осуществляться в цифровом виде на магнитной пленке или перфоленте и в аналоговом виде с помощью самописца.

Автоматизированный гравиметр Лакоста устроен по принципу маятника Голицина и имеет металлическую термостатированную упругую систему. Способ регистрации — фотоэлектрический. Гравиметр установлен на гиросtabilизированной платформе, снабженной горизонтальными акселерометрами для учета поправок за эффект взаимных связей.

В вычислительный блок поступают показания гравиметра и акселерометров, данные о скорости и курсе корабля и выдаются значения приращения силы тяжести, осредненные в определенном интервале и исправленные за влияния возмущающих ускорений и эффект Этвеша.

Оба эти гравиметра отличаются очень малым сползанием нуля-пункта (0,01—0,03 мгл/сутки). При умеренном волнении моря точность измерения достигает  $\pm 1-2$  мгл.

Отметим буксируемое устройство для гравиметрических измерений при движении, предложенное и опробованное Геленджикским

отделением НИИМоргеофизики совместно с ИФЗ АН СССР. Буксируемое устройство включает в себя гондолу с контейнером для аппаратуры и гидродинамический заглубитель, соединенные кабелем с судном-носителем [30].

При движении судна на ребрах заглубителя возникает сила гидродинамического сопротивления. Вертикальная составляющая этой силы обеспечивает устойчивое движение гондолы на заданной глубине, а горизонтальная компонента создает лобовое сопротивление, демпфирующее ускорение, вызываемое буксировкой. Эксперименты показывают, что интенсивность ускорений и наклонов в аппаратурном контейнере буксируемой гондолы на порядок с лишним ниже, чем на борту судна, что позволяет снизить уровень помех при гравиметрических наблюдениях.

Предполагается, что применение буксируемого устройства в сочетании с набортным гравиметром и малогабаритной гиросtabilизированной платформой может существенно повысить точность измерений. При производстве площадных гравиметрических исследований на континентальном шельфе широко применяются донные гравиметры. Большинство современных донных гравиметров разработано на базе аналогичных наземных приборов и отличается от них наличием дистанционного управления и телеметрического устройства. Измерения проводятся компенсационным методом, т. е. отклонение маятника от положения равновесия компенсируется дополнительной силой, которая и является мерой изменения силы тяжести.

В качестве силы, компенсирующей изменение силы тяжести, используются упругие силы пружин в микрометрических устройствах, приводимые в действие электромоторами (электромеханический метод), или электростатические силы (метод возвратного потенциала). Последний основан на изменении разности потенциалов между маятником чувствительной системы и металлической пластиной, фиксированной относительно корпуса. Регистрация изменения силы тяжести в донных гравиметрах обычно фотоэлектрическая.

В СССР на базе кварцевых астазированных гравиметров типа ГАК создан ряд моделей донных гравиметров: КДГ-II, КДГ-III, ГАК-7ДТ, КДГ-ЭМТ. В гравиметрах КДГ-II, КДГ-III приращение силы тяжести измеряется методом возвратного потенциала, а в гравиметрах ГАК-7ДТ и ГДК-ЭМТ — электромеханическим методом.

Гравиметры ГАК-7ДТ имеют кварцевую чувствительную систему, основанную на принципе вертикального сейсмографа Голицина. На рычаге маятника закреплено зеркало, являющееся элементом фотоэлектрического устройства. При отклонении маятника в цепи появляется фототок, фиксируемый гальванометром. Отклонение маятника компенсируется вращением микрометрического винта измерительной пружины, которое осуществляется электродвигателем через редуктор. С микрометрическим винтом жестко связан потенциометр, изменение сопротивления которого является мерой приращения силы тяжести. Потенциометр расположен на верхней панели гравиметра и соединен мостовой схемой с измерительным потенциомет-

ром и гальванометром, находящимися на пульте управления на борту корабля. На пульте же установлены гальванометр фотоэлектрической цепи и приборы управления электродвигателем, расположенным на верхней панели гравиметра.

Система гравиметра снабжена термокомпенсационным устройством и воздушным демпфером, герметизирована и помещена в сосуд Дьюара, укрепленный в теплозащищенном корпусе прибора.

Диапазон измерений без перестройки 100—120 мгл, с перестройкой 4000—5000 мгл. Продолжительность измерений на точке (без учета спуско-подъемных операций) 6—8 мин. При наблюдениях гравиметр в кардановом подвесе помещают в герметичный скафандр, закрепленный на треноге, устанавливаемой на дне моря. Гравиметры рассчитаны на глубины моря от 3 до 300 м. Точность измерений до 0,2 мгл. Масса системы (со скафандром) 120 кг. Гравиметры мало чувствительны к тряске, поэтому не боятся протаскивания по дну, что позволяет вести работу без постановки судна на якорь.

За рубежом в донном варианте используются гравиметры с металлической пружиной «Вестерн», «Северная Америка», Лакоста-Ромберга (США). Как и их наземные аналоги, они характеризуются очень малой величиной смещения нуля-пункта (0,01 мгл/сутки) и высокой точностью измерений (порядка  $\pm 0,05$  мгл).

Для измерения ускорения силы тяжести на стоянке судна при больших (более 100 м) глубинах моря Геленджикским отделением НИИМоргеофизики совместно с ВНИИ Геофизикой предложен способ гравиметрических измерений с помощью демпфированного поплавкового подвеса. Подвес представляет собой линейный вертикальный поплавок с подведенным к нему горизонтальным демпфером и контейнером с аппаратурой. Силы сопротивления, возникающие на демпфере при волнении моря, препятствуют вертикальным движениям контейнера и обеспечивают его относительную стабилизацию.

Проведенные эксперименты показали, что интенсивность возмущающих ускорений в контейнере демпфированного поплавка на полтора-два порядка ниже, чем на поверхности моря. Это создает возможность измерений силы тяжести при помощи донного гравиметра или морского маятникового прибора. Авторы конструкции предлагают использовать метод для опорных гравиметрических съемок повышенной точности в глубоководных участках акватории, где современные донные гравиметры не могут быть применены.

Рабочий цикл донных измерений силы тяжести включает в себя спуск и установку прибора на дно, нивелировку гравиметра (осуществляется автоматически в кардановом подвесе), компенсацию отклонений маятника и снятие показаний прибора, подъем гравиметра и установку на борту судна. После установки гравиметра на дно необходимо произвести измерение глубины с помощью лота, эхолота или глубиномера. Из-за разности температур в воде и на палубе судна температурный режим работы донных гравиметров неблагоприятен, особенно для нетермостатированных приборов.

Поэтому до начала работ и при переходах с пункта на пункт прибор рекомендуется погружать в резервуар с водой, а также защищать от вибраций палубы амортизирующими подкладками.

В настоящее время набортные гравиметры ввиду малой точности измерений используются главным образом для региональных профильных наблюдений или мелкомасштабных площадных съемок.

Региональные профили выполняются, как правило, с использованием 1—2 опорных пунктов (ОГП), создаваемых у берега, в портах стоянки судов или в пределах акваторий, если глубина моря позволяет осуществить долговременное закрепление пунктов вехами или буйами. Передача абсолютных значений силы тяжести на ОГП производится донными или наземными гравиметрами или маятниковыми приборами. Привязка показаний набортных гравиметров к опорной сети осуществляется путем прохождения судна через ОГП. Площадная съемка с набортными гравиметрами требует создания достаточно густой опорной сети. Контроль точности измерений на рядовых профилях достигается выполнением секущих (контрольных) маршрутов.

Набортные гравиметрические измерения выполняются при скорости судна до 10—11 узлов. При этом в зависимости от ориентировки профилей поправка Этвеша может достигать значительной величины, и ее учет требует точного определения координат и скорости движения судна с помощью радиогодезических методов.

Донные гравиметры обычно используются для выполнения детальных съемок масштаба 1 : 50 000 — 1 : 200 000 и создания сети ОГП. Методика донных съемок в основном аналогична методике съемок на суше.

Результаты гравиметрической съемки представляются в виде карт или графиков аномалий силы тяжести в редукциях Фая или Буге. Редукция Фая учитывает отклонение высоты точки измерения от уровня геоида. При набортных измерениях, когда гравиметр располагается вблизи уровня океана, величина поправки Фая обычно незначительна. При измерениях на дне моря или в подводной лодке поправка Фая вводится по обычной формуле, но с обратным знаком ( $\Delta g_1 = -0,3086 h$ , где  $h$  — глубина моря). Поправка Буге для донных измерений учитывает притяжение слоя воды. При плотности морской воды  $1,03 \text{ г/см}^3$  она выражается формулой  $\Delta g_2 = 0,086 h$ .

Кроме того, для морских измерений предлагается вводить гидро-топографическую поправку, учитывающую недостаток масс, создаваемый слоем морской воды, заключенным между поверхностью и дном океана (операция «засыпки») по формуле  $\Delta g = 0,0418 (\sigma_{\text{ср}}, \sigma_{\text{м}}) h$ , где  $\sigma_{\text{ср}}$  — средняя плотность верхней части земной коры, принимаемая 2,67 или 2,3  $\text{г/см}^3$ ;  $\sigma_{\text{м}}$  — плотность морской воды [41]. Тогда суммарная поправка Буге для донных измерений составит  $\Delta g_3 = 0,0418 (\sigma_{\text{ср}}, \sigma_{\text{м}}) h - 0,0226 h$ , а для набортных измерений (если считать  $h = 0$ ) будет численно равна гидро-топографической поправке. В условиях расчлененного рельефа дна моря рекомен-

дуются вводить поправку за рельеф, используя для этого данные эхолотного промера по профилю наблюдений.

При интерпретации морских гравиметрических измерений широко используются также изостатические редукции, вычисляемые по какой-либо из принятых изостатических схем. Результаты морских гравиметрических съемок, как правило, подвергаются геологической интерпретации с применением математического аппарата, но выбор методов математической обработки должен производиться с учетом точности и детальности исходных съемок. Подробнее этот вопрос рассмотрен в конце главы.

### Морская электроразведка

В комплексе морских геофизических работ на нефть и газ в СССР широкое применение находит электроразведка в модификациях постоянного тока и электромагнитного поля. Из модификаций электроразведки постоянным током в морских условиях применяются непрерывные дипольно-осевые зондирования (НДОЗ) и непрерывное электрическое профилирование.

Известно, что эти методы эффективны для выделения высокоомных тел (пластов) в разрезе осадочного чехла, изучения рельефа их поверхности, а в ряде случаев, при отсутствии мощных высокоомных экранов в покрывающей толще, и для прослеживания поверхности фундамента. Кроме того, данные исследований при благоприятных условиях позволяют оценить удельное электрическое сопротивление надпорной толщи, которое определенным образом связано с литолого-физической характеристикой среды.

НДОЗ проводятся по прямолинейным профилям с помощью донных установок — питающих диполей  $AB$  и приемных  $MN$ . Работы выполнялись с применением двух судов: приемного, устанавливаемого на якорь в центре зондирования, питающего, которое движется по профилю от конца профиля к приемному диполю и затем, удаляясь от  $MN$ , отрабатывает второе крыло двустороннего зондирования.

В питающей цепи применяется постоянный ток 150—200 а. Питающая цепь заземляется стальными электродами или специальными питающими электродами. Приемные линии заземляются специальными медно-сернокислотными неполяризуемыми электродами. Поскольку длина диполей должна отвечать условию  $AB \leq \leq 0,2R$ , где  $R$  — расстояние между центрами диполей, применяются многоэлектродные диполи, например  $AB = 100, 400$  и  $900$  м. При этом один из электродов подключен к цепи постоянно, а другие подключаются по мере изменения  $R$ .

Регистрация производится с помощью морской электроразведочной станции. Поскольку приемная установка работает в стояночном режиме, приемное судно целесообразно заменить автономной измерительной станцией. Разработка такой станции выполняется

в лаборатории электроразведки Геленджикского отделения НИИМоргеофизики. Аппаратура осуществляет длительную регистрацию разности потенциалов на приемных диполях непосредственно на дне моря и синхронную передачу регистрируемых данных на борт питающего судна. Контроль и управление станцией производятся по радиоканалу.

Непрерывное электрическое профилирование выполняется при движении судна по прямолинейным профилям со скоростью 10—12 км/ч с использованием донной дипольно-осевой установки. Возможно применение двух приемных линий *MN*. Регистрация осуществляется станцией ЭРСМ-57, включающей в себя генераторную установку и электроразведочный осциллограф со специально отбалансированными гальванометрами. В благоприятных условиях глубинность метода НДОЗ достигает 2—4 км, но во многих случаях в силу широкого развития высокоомных толщ в осадочном чехле (карбонатные, галогенные отложения) глубинность метода существенно снижается.

В настоящее время разработана методика интерпретации материалов морских исследований НП и НДОЗ с учетом эффекта водной толщи, составлен альбом теоретических кривых НДОЗ.

В последние годы электроразведчики проводят теоретические, конструкторские и методические разработки по применению на море методов электромагнитного (магнитотеллурического) поля, обладающих значительно большей глубинностью. Исследовались также возможности применения методов магнитотеллурического зондирования (МТЗ) и становления электромагнитного поля в ближней зоне источника [32].

НИИМоргеофизикой разработана автономная донная станция для работ методом МТЗ, обеспечивающая регистрацию двух составляющих электрического поля и трех составляющих магнитного поля с осциллографической записью показаний и программным управлением. Создание автономной станции МТЗ открывает возможность проведения корреляционных наблюдений МТЗ несколькими станциями с использованием одного судна-матки по сети пунктов.

Работами советских электрометристов устанавливается высокая эффективность метода зондирования становлением поля в ближней зоне для изучения глубины залегания фундамента и расчленения осадочного чехла на основные литолого-физические комплексы. Опытные работы показали перспективность методики непрерывных круговых зондирований (НКЗ). В процессе НКЗ с помощью петли из изолированного провода производится непрерывная регистрация э. д. с., возбуждаемой горизонтальным электрическим диполем, буксируемым по окружности измерительной петли, выложенной на дне моря. Производительность метода — до 20—40 км кругового профиля в сутки.

Опыты по НКЗ указывают на высокую эффективность методики при расчленении разреза осадочного чехла, в том числе и в его ниж-

ней части. Непрерывная система измерений создает возможность выделения горизонтальных неоднородностей в разрезе осадочного чехла.

### Изучение магнитного поля акватории

В общем комплексе геолого-геофизического изучения акватории с целью решения теоретических вопросов глобальной тектоники, выявления тектонического строения дна и поисков полезных ископаемых магниторазведка играет очень важную роль. Современные возможности магниторазведки позволяют с успехом комплексировать ее с другими геофизическими методами и применять на надводных судах и самолетах.

Успехи в разработке методики количественной интерпретации данных магнитных съемок позволяют производить аэромагнитную съемку акватории, особенно на этапе региональных исследований, использовать ее в качестве экспресс-метода выяснения особенностей тектонического строения региона, выявить основные структуры фундамента и мощность осадочного чехла. Все это дает возможность более целенаправленно планировать и проводить детальные виды геофизических исследований. В конечном итоге это даст возможность значительно сократить сроки и стоимость изучения акватории с целью поисков полезных ископаемых.

Несмотря на бурное развитие в последние годы аппаратуры и методики гидромагнитной съемки при исследовании шельфа — области, представляющей наибольший интерес при поисках нефти и газа, аэромагнитная съемка по-прежнему является ведущим методом, особенно на этапе региональных и среднемасштабных работ. Достаточно сказать, что производительность аэромагнитной съемки почти в 10 раз выше гидромагнитной, а стоимость в 5—6 раз ниже. Эти преимущества аэромагнитной съемки при исследованиях арктических и северо-восточных морей СССР имеют исключительное значение. При этом, как будет показано ниже, геологическая отдача аэромагнитной и гидромагнитной съемок аналогичных масштабов одинакова.

### Аппаратура

Магнитометры, применяемые при аэро- и гидромагнитных съемках, по способам измерения магнитного поля Земли, основанным на различных физических явлениях, могут быть разделены (по терминологии, предложенной В. В. Новышем, И. И. Беляевым и другими) на магнитостатические с чувствительными элементами в виде постоянного магнита, подвешенного на упругих нитях; протонные, основанные на использовании явления ядерной прецессии; квантовые, основанные на использовании явления прецессии атомов с применением оптической накачки; феррозондовые с датчиком, выполненным из магнитонасыщенных материалов. Все виды магнитометрической аппаратуры нашли применение как в аэромагнитной, так и в гидромагнитной съемке.

Наибольшее распространение при аэромагнитной съемке акватории в настоящее время получили феррозондовые магнитометры, применяемые одновременно с протонными. В последние годы все большее распространение при крупномасштабных съемках суши получают высокочастотные протонные (АМП-7) и квантовые (КАМ-28) магнитометры. Следует заметить, что особенности конструктивного решения этих магнитометров (выпускная гондола с датчиком, необходимость его термостатирования) не позволяют широко применять их на шельфе, особенно арктических и северо-восточных морей СССР.

При выполнении аэромагнитной съемки на борту самолета устанавливаются относительный феррозондовый магнитометр АММ-13 и абсолютный протонный магнитометр. АММ-13 — *T*-магнитометр высокой чувствительности и точности — основан на использовании второй гармоники, которая выделяется при помощи избирательного усилителя и синхронного детектора. Полезный сигнал на выходе преобразуется в ток управления сервомотором, приводящим в действие механизм компенсации аномального поля. Измерительный феррозонд монтируется на общей платформе с двумя ориентирующими феррозондами, помещаемыми в гондолу, которая крепится за задним обтекателем самолета. При съемках акватории по соображениям техники безопасности применяются только двухмоторные (ЛИ-2, ИЛ-14) или многомоторные (ИЛ-18, АН-12) самолеты.

Магнитометр может работать при цене деления магнитограммы 2 или 10 гамм/мм. В первом случае пределы автоматической записи 440, во втором 2200 гамм. В приборе предусмотрено автоматическое переключение диапазонов измерения. Скорость развертки ленты 1,6; 3,2 и 8 м/ч, смещение нуля при постоянной температуре 5 гамм/ч, температурный коэффициент 3 гамм/1°С. На ленте регистратора аэромагнитометра кроме напряженности магнитного поля записываются высота полета, определяемая радиовысотомером, марки времени, сигналы о прохождении ориентиров (обычно береговая линия, триангуляционные знаки и т. д.), а также другие оперативные отметки. Показания магнитометра АММ-13 приводятся к абсолютному уровню по показаниям протонного магнитометра.

Принцип действия протонного магнитометра заключается в получении сигнала свободной ядерной прецессии и измерении ее частоты. В качестве протонсодержащей жидкости используются вода, спирт, керосин, выбираемые в зависимости от рабочей температуры датчика и быстродействия приборов. Необходимость поляризации рабочей жидкости приводит к дискретности измерений.

Для морских протонных магнитометров, где не требуется особенного быстродействия, минимальное время измерения составляет 3—10 сек. При использовании протонного магнитометра в качестве аэромагнитометра это время явно велико. Поэтому протонным магнитометром, работающим совместно с феррозондовым, измерения ведутся сериями по 4—6 замеров через 3—5 мин. Чувствительность протонных магнитометров составляет 0,1—1,0 гамм, инструментальная погрешность в пределах единиц гамм.

Для гидромагнитных съемок на шельфе и в Мировом океане применяется следующая аппаратура:

1. Магнитометры, предназначенные для измерения модуля вектора напряженности геомагнитного поля (*T*-магнитометры).
2. Компонентные магнитометры (*D*-, *H*- и *Z*-магнитометры).
3. Магнитометры-градиентометры.
4. Магнитовариационные станции (*T*, *Z*, *H*, *D*-вариометры).

Для решения геологических задач в основном применяются *T*-магнитометры, главным образом протонные различных конструкций, а для учета вариаций геомагнитного поля Земли — магнитовариационные станции (*T*- и *Z*-вариометры).

В СССР в настоящее время наиболее широко используются протонные магнитометры МПМ-4. В последнее время в практику гидромагнитных съемок начинают внедряться протонный магнитометр АМП-3 и универсальный автоматический протонный магнитометр ПМ-6.

Магнитометр МПМ-4 выполнен в виде трех блоков: гондолы, электроблока и регистратора. Измерение выполняется на ходу судна, запись осуществляется в аналоговой форме в двух масштабах (2,5 и 10 гамм/мм) многоточечным мостом МС1-07. Имеется визуальная индикация и выход на перфоратор в двоичном коде. Диапазон измерений 25 000—70 000 гамм. Аппаратурная точность —  $\pm 1,5$  гаммы, полный цикл измерений 9 и 18 сек. Питание прибора осуществляется от сети переменного тока 127 в, 50 гц.

Для учета вариаций геомагнитного поля как при аэромагнитной, так и при гидромагнитной съемках применяются магнитовариационные станции (МВС). При выполнении аэромагнитной и гидромагнитной съемок в прибрежной зоне обычно применяются МВС с магнито-статическими вариометрами, регистрирующие *T*-, *Z*-, *H*-, *D*-составляющие геомагнитного поля. Наиболее широкое распространение получили МВС СМВ-2 (*T* или *Z*), АНИИ-56 и ИЗМИРАН (*Z*, *H*, *D*). На всех перечисленных МВС запись ведется на фотобумагу, развертка ленты производится с помощью пружинного механизма. МВС с магнито-статическими вариометрами требуют привязки к абсолютному уровню, для чего используются *Z*- и *D*-магнитометры.

По мере увеличения объемов гидромагнитных съемок и удаления площадей исследований от берегов возникает вопрос о необходимости регистрации вариаций геомагнитного поля непосредственно в районе съемок. За последние годы создано достаточное количество работающих макетов морских МВС, которые выполнены в трех вариантах: буйковом, плавающем и донном. Но они пока не нашли применения при аэромагнитной и гидромагнитной съемках акватории с геологическими целями.

За рубежом для гидромагнитной съемки (измерение *T*) в основном используются протонные магнитометры. Большое распространение получила идея создания универсальных магнитометров в блочном исполнении, применяемых как для гидромагнитной, так и для аэромагнитной съемок, например магнитометр РМ-4 (США).

Аппаратурная погрешность большинства зарубежных магнитометров около  $\pm 1$  гамма. Диапазон измерений от 25 000 до 100 000 гамм. Регистрация показаний прибора производится в аналоговой форме на магнитную ленту и в цифровой форме.

### Методика съемок

Методика аэромагнитной и гидромагнитной съемок акватории в основном определяется масштабом съемки, типом применяемой аппаратуры и способом и точностью плановой привязки маршрутов.

Практика магнитометрических исследований акватории показала, что для выяснения особенностей тектонического строения региона, определения региональных структур фундамента и мощности осадочного чехла наиболее целесообразно проводить аэромагнитную съемку в масштабе 1 : 500 000. Опытные работы, выполненные НИИГА в Печорском море, показали, что при решении перечисленных вопросов для регионов со среднеаномальными магнитными полями увеличение масштаба съемки до 1 : 200 000 не дает принципиально новых данных, в то же время более чем в 2 раза увеличивая объем работ. При количественной интерпретации материалов аэромагнитной съемки масштаба 1 : 500 000 в подобных условиях получают достаточно представительные данные для выполнения всех последующих статистических анализов.

Гидромагнитная съемка аналогичного масштаба, существенно не увеличивая точности измерения аномального поля, в большинстве случаев мало что добавляет к его детальности. Поэтому следует признать целесообразным во всех случаях для регионов со спокойным магнитным полем предпочтение отдавать аэромагнитной съемке. Гидромагнитная же съемка должна проводиться на этапе крупномасштабных исследований или в районах акватории, для которых наблюдаются резкопеременные магнитные аномалии большой ( $> 1000$  гамм) напряженности.

В практике нередко встречаются случаи, когда на акватории, где ранее выполнена аэромагнитная съемка среднего масштаба, ведутся комплексные исследования, включающие сейсмические и гидромагнитные наблюдения. Подобная комплексность кажущаяся, так как гидромагниторазведка не добавляет ничего существенного к нашим знаниям об аномальном магнитном поле, полученном по данным аэромагнитной съемки. В то же время на ее выполнение тратятся значительные средства.

Гидромагнитная съемка имеет явное преимущество, а иногда является единственно возможной в районах, недоступных для аэромагнитной съемки при комплексировании на одном судне-носителе магнитных, гравиметрических и сейсмических исследований. Явное преимущество гидромагнитная съемка имеет при проведении крупномасштабных (1 : 100 000, 1 : 50 000) комплексных исследований на выявленных структурах, а также при съемках в районах развития вулканических образований.

Аэромагнитные исследования акватории ведутся по сети профилей, соответствующей выбранному масштабу (масштаб примерно определяется расстоянием между соседними профилями). Профили задаются вкрест простирающихся ожидаемых структур. Для увязки и контроля точности измерения аномального магнитного поля задается сеть секущих профилей, образующая совместно с основными замкнутые полигоны. Высота полета съемочного самолета над морем обычно принимается равной 200—300 м. Как правило, проектом работ предусматривается некоторый объем на детализацию выявленных аномалий.

Вожделение самолета по маршруту при определении его местоположения радионавигационным способом (съемки масштабов 1 : 200 000—1 : 500 000) выполняется полуактивным способом — курс самолета корректируется в ходе полета по данным прокладки на планшете. В последние годы при выполнении съемок масштабов 1 : 200 000—1 : 500 000 в практику работ внедрен разработанный ВНИИ Геофизикой радиогодезический путепрокладчик РГП-2, позволяющий осуществлять активное вождение съемочного самолета. Как показал опыт работ «Севморгео», использование РГП-2 позволит выполнять над акваторией съемки масштаба до 1 : 50 000 с достаточно точным совпадением проектных и съемочных профилей.

Среднеквадратическая ошибка съемки определяется расхождением определенных аномальных значений на основных и секущих профилях, исправленных всеми необходимыми поправками. При одновременной работе феррозондового и протонного магнитометров по методике парных серий, предложенной А. М. Карасиком, при радиогодезической привязке маршрутов ошибка определения аномальных значений магнитного поля в среднеаномальных полях колеблется от  $\pm 10$  до  $+25-30$  гамм. Методика гидромагнитных съемок, если они не комплексированы с другими методами, аналогична аэромагнитным (построение сети маршрутов, выбор их направления, выбор секущих профилей, районов сгущения и т. д.). При комплексировании гидромагнитной съемки с набортными гравиметрическими измерениями методика комплексной съемки определяется методикой гравиметрической съемки. При комплексировании с сейсморазведкой методика гидромагнитной съемки в большинстве случаев определяется заданной сетью сейсмических профилей и возможностью технологического совмещения на одном судне сейсмических и гидромагнитных измерений.

#### **КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ И МЕТОДИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИСТОЛКОВАНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА**

При выполнении геолого-геофизических исследований континентального шельфа на нефть и газ принято выделять следующие этапы.

1. Региональные исследования.
2. Поисково-детальные исследования.
3. Поисковое бурение.
4. Разведка месторождений.

Этот цикл нефтегазопроисковых работ, разработанный по опыту исследований на суше, сохраняет значение и при поисках нефти и газа на континентальном шельфе. Однако круг задач, комплекс методов и методика комплексной интерпретации геофизических данных в условиях акваторий существенно меняются, особенно на этапе региональных исследований.

В полном объеме задачи этапа региональных геолого-геофизических исследований включают в себя тектоническое районирование, изучение рельефа поверхности фундамента и региональной структуры основных горизонтов осадочного чехла, региональное изучение разреза осадочного чехла, выявление типовых локальных структур и оценку перспектив нефтегазоносности по категориям D.

В условиях акваторий не всегда удается выполнить комплекс исследований, обеспечивающий полное решение всех перечисленных задач. Основное ограничение связано с отсутствием в настоящее время технических средств для бурения в акватории на удалении от берегов, особенно в условиях арктических морей. Кроме того, специфические трудности при выполнении геолого-геофизических исследований возникают в условиях дрейфующих и многолетних льдов Центральной и Восточной Арктики.

Для этих условий в «Севморгео» разработан и применяется аэрогеофизический комплекс региональных исследований, включающий аэромагниторазведку и авиадесантную гравиметрическую съемку в сочетании с редкой сетью сейсмических зондирований.

Результаты региональных исследований, выполненных на арктическом и северо-восточном шельфах СССР, показали, что геофизические поля периферии океанов имеют свои особенности, отличающие их от полей суши. Методика геологического истолкования результатов региональных съемок суши с целью тектонического районирования разработана достаточно хорошо. В некоторых случаях эта методика с успехом применяется для выяснения тектонического строения морских продолжений структур суши. Но для всего шельфа, тем более такого обширного, каким является Арктический и Северо-Восточный шельф СССР, ее применение ограничено в силу следующих причин.

1. Природа геофизических полей шельфа в настоящее время не совсем ясна. Несомненно только, что на характер их формирования оказывают влияние тектоно-физические процессы, формирующие морфоструктуры абиссальных впадин, континентального склона и глубоководных желобов. Причем эти процессы на периферии океанов атлантического и тихоокеанского типов носят принципиально различный характер.

2. Не всегда однозначно можно установить степень влияния неотектогенеза на формирование региональных и локальных структур

шельфа, а следовательно, и на наблюдаемые физические поля. Учитывая значительную подвижность земной коры периферии океанов в неотектонический этап развития, следует различить статическую и динамическую природу (составляющие) аномалий, причем степень их влияния на наблюдаемые физические поля для различных областей шельфа неодинакова.

3. Региональный характер геофизических исследований, отсутствие или ограниченное количество на акватории геологических реперов не дает возможности в полной мере применять строгие математические методы обработки данных, результаты которых позволили бы проводить обоснованную идентификацию геофизических полей, а следовательно, и аномалеобразующих объектов суши и удаленных областей акватории.

Можно привести и ряд других причин, но они в разной степени присущи различным областям шельфа и должны особо учитываться при интерпретации физических полей.

Успех геологического истолкования результатов региональных геофизических съемок акватории в значительной степени зависит от того, насколько возможно будет использовать дальние аналогии с сушей и с хорошо изученными акваториями. Применение же метода дальних аналогий требует определенного выбора и подготовки исходных данных. Исходными материалами здесь являются сводные карты магнитных и гравитационных аномалий суши и акватории.

Методика составления карт магнитных аномалий суши и акватории не имеет принципиального различия. В случае акватории слой воды может рассматриваться как изотропное немагнитное геологическое тело, практически не оказывающее искажающего влияния на наблюдаемые аномалии.

При составлении сводных гравиметрических карт суши и акватории необходимо предварительно решить некоторые теоретические и методические вопросы. Наиболее сложным является выбор способа редуцирования наблюдаемых значений силы тяжести. На современном уровне изученности земной коры и процессов ее развития, особенно в пределах акваторий, более целесообразно в каждом конкретном случае применять ту редукцию, которая дает наилучшие результаты для решения поставленных задач.

При определении перспектив нефтегазоносности акватории геологов в первую очередь интересует строение верхней части земной коры. В этом случае для выяснения особенностей тектонического строения верхней части земной коры периферии океанов по гравиметрическим данным применяемая редукция должна отвечать следующим требованиям:

— при введении различных поправок вносить наименьшие искажения в наблюдаемое поле;

— не иметь в своей основе гипотетической геологической модели строения земной коры;

— позволять с наименьшими ошибками выполнять частотный анализ исходного гравитационного поля с целью выделения частотного

спектра, обусловленного аномалеобразующими телами, являющимися объектом исследований.

Результаты теоретических расчетов и моделирования на ЭВМ, а также практика интерпретации региональных гравиметрических съемок акватории и прилегающей суши показали [11], что при геологическом истолковании аномалий силы тяжести с целью определения тектонического строения и перспектив нефтегазоносности шельфа сводные гравиметрические карты суши и акватории целесообразно строить в редукции Буге, вычисляемой на акватории с высотой пунктов наблюдения, равной нулю, и введением поправок за влияние рельефа твердой оболочки Земли. В этом случае аномалии силы тяжести суши и акватории близки по физическому смыслу и наименее искажены поправками, величины которых определены на основе различных гипотетических геологических моделей.

Геологической интерпретации геофизических полей, представленных на сводных картах, должен предшествовать их всесторонний математический анализ, включающий как неперменные элементы моделирование аномальных эффектов от различных аномалеобразующих объектов, статистическую обработку вычисленных параметров аномальных тел, а также анализ корреляционных связей между различными геофизическими параметрами. Учитывая точность исходного материала, можно сказать, что результаты последних двух видов анализа являются основными при определении геологической природы границ, выделяемых в разрезе земной коры по геофизическим данным.

Геологическое истолкование результатов региональных геофизических исследований с целью тектонического районирования и определения перспектив нефтегазоносности акватории целесообразно выполнять в три этапа.

Первый этап исследований заключается в количественной интерпретации магнитных и гравитационных аномалий, моделировании аномальных эффектов от тел различной формы, массовых расчетах глубины залегания и намагниченности магнитоактивных тел, опробовании эффективности различных способов комплексной интерпретации геофизических данных, их статистической обработки и оценки достоверности полученных данных. Результаты первого этапа исследований позволяют установить предполагаемую природу аномалеобразующих объектов, выделить границы разделов в земной коре, выявить структуры фундамента и границы осадочных бассейнов с мощным осадочным чехлом. На первом этапе исследований выявляется и используется для геологического истолкования как бы статическая природа аномальных физических полей акватории без учета их возможного изменения под влиянием неотектогенеза.

На втором этапе исследований необходимо выяснить динамику формирования аномальных полей и закономерности изменения их характера под влиянием неотектонических и современных движений земной коры. Для прогнозирования перспектив нефтегазоносности акватории выявление динамической природы геофизических полей

имеет исключительно важное значение, так как дает возможность выделить неотектонические или активизированные палеотектонические структуры, т. е. выявить особенности формирования структур осадочного чехла в неотектонический и современный этапы развития.

По результатам второго этапа исследований возможно также выделить мегаблоки земной коры шельфа, формирование которых завершилось в неотектонический этап, а в их пределах установить отдельные наиболее опущенные блоки, перекрытые мощным осадочным чехлом, и выявить особенности дизъюнктивной тектоники (зоны дробления, развития региональных глубинных разломов). Все это, в свою очередь, позволяет наметить преимущественные направления предполагаемой региональной миграции углеводородов и области возможного формирования современных крупных и крупнейших месторождений нефти и газа.

Третий этап исследований заключается в совместном рассмотрении результатов, полученных на первом и втором этапах, и материалов по геологическому строению и нефтегазоносности побережья и островов и имеет целью определение сравнительной перспективности отдельных областей шельфа на нефть и газ и выдачу рекомендаций на проведение более крупномасштабных геолого-геофизических съемок шельфа, островов и побережья материка.

Особенности применения предлагаемой методики геологического истолкования результатов региональных геофизических исследований рассмотрим на примере арктического шельфа СССР.

При интерпретации результатов региональных гравиметрических съемок, учитывая точность исходных материалов, целесообразно применять методы, основанные на частотном анализе исходного поля с последующим анализом возможных корреляционных связей между его составляющими и известными или предполагаемыми плотностными границами в разрезе земной коры. Анализ различных способов трансформации потенциальных полей применительно к рассматриваемому случаю показал, что наиболее целесообразно выделить высокочастотную составляющую аномального гравитационного поля методом пересчета его в верхнее полупространство с использованием ЭВМ.

При определении оптимальной высоты пересчета целесообразно исходить из предположения, что низкочастотные составляющие аномального гравитационного поля обусловлены особенностями глубинного строения земной коры и ее изостатического состояния. При выяснении тектонического строения верхней части земной коры именно они и подлежат исключению в первую очередь. Критерием (показателем) исключения низкочастотных составляющих гравитационного поля может служить отсутствие корреляционной зависимости напряженности остаточных аномалий силы тяжести от глубины моря (рельефа твердой оболочки Земли), т. е. степени изостатической уравновешенности отдельных блоков земной коры.

Глубина залегания изостатической поверхности или поверхности свободной мантии для периферии океанов в большинстве

случаев, как известно, не может быть определена с удовлетворительной точностью. Поэтому целесообразно исходное гравитационное поле пересчитать в верхнее полупространство на несколько уровней и для каждого уровня пересчета выполнить анализ корреляционной зависимости напряженности остаточных аномалий силы тяжести от глубины моря. Так, для Восточно-Арктического шельфа СССР исходное поле было пересчитано на высоту 20, 40, 100 км. При анализе было установлено, что корреляционная связь для высот пересчета 20 и 40 км отмечается уверенно, для 100 км она отсутствует. Следовательно, остаточные аномалии, полученные пересчетом исходного поля на высоту 100 км, свободны от влияния региональной составляющей и должны отражать особенности залегания плотностных границ (плотностных неоднородностей), расположенных в верхней части земной коры. Если этот вывод справедлив, то должна наблюдаться корреляционная зависимость между напряженностью остаточных аномалий и морфологией этих границ.

В разрезе верхней части земной коры восточно-арктического шельфа СССР отмечаются две плотностные границы, приуроченные к поверхности эпимезозойского и кристаллического фундаментов с избыточной плотностью, равной соответственно 0,07 и 0,25—0,30 г/см<sup>3</sup>. Эти плотностные границы совпадают с опорными отражающими сейсмическими границами  $\Phi_2$  и  $\Phi_1$ . Анализ, выполненный для них, показал, что корреляционная зависимость между напряженностью остаточных аномалий и глубиной залегания отражающей границы  $\Phi_2$  не устанавливается, для горизонта  $\Phi_1$  она описывается формулой регрессии с коэффициентом связи 0,032. Используя формулу регрессии в районах акватории, где другие геофизические методы не дают желаемых результатов, по данным гравиметрических исследований (как в случае Восточно-Арктического шельфа СССР) возможно определить глубину залегания кристаллического фундамента, мощность и основные региональные структуры осадочного чехла.

На этапе региональных исследований акватории аэромагнитная съемка выступает в качестве экспресс-метода, так как позволяет изучить регионы, охватывающие площадь в несколько тысяч квадратных километров. Опыт интерпретации подобных съемок показал, что при геологическом истолковании их материалов с целью выяснения глубинного строения земной коры шельфа и перспектив его нефтегазоносности наиболее целесообразно использовать методику, заключающуюся в массовых расчетах параметров магнитоактивных тел с последующим статистическим анализом полученных данных [7]. Массовые расчеты параметров магнитоактивных тел целесообразно выполнять методом касательных с коэффициентами В. К. Пятницкого и номографическим методом С. С. Иванова.

По результатам статистического анализа данных массовых определений глубин залегания верхних и нижних кромки и вычисленной намагниченности аномалеобразующих тел для единого в геотектоническом отношении района возможно построить сводные колонки

земной коры и соединяющие их геолого-геофизические разрезы. Подобная пространственная схема позволяет наглядно представить особенности строения земной коры и выделить надпорядковые и первого порядка структуры осадочного чехла. Для выделения структур более высоких порядков вкrest их простирания строится регулярная сеть профилей, на вертикальную плоскость которых проецируются результаты массовых определений параметров магнитоактивных тел. Затем по «облакам» преимущественного распределения кромок магнитоактивных тел проводятся границы раздела магнитных горизонтов. При наличии данных гравиметрических съемок границы раздела магнитоактивных горизонтов, к которым приурочены перепады плотностей, дополнительно определяются с использованием формул регрессии.

Контролем погрешности подобных построений могут быть результаты сейсмических работ. Как показал опыт исследований на арктическом шельфе Советского Союза, ошибка построения геолого-геофизических разрезов по данной методике по отношению к результатам сейсмических исследований не превышает 15—25%. Разрезы земной коры могут быть также использованы для построения схем изогипс по поверхности магнитоактивных горизонтов.

При построении схем изогипс по поверхности магнитоактивных горизонтов наиболее сложно правильно определить принадлежность кромок данного магнитного тела определенному горизонту. Если горизонты располагаются относительно близко друг к другу (не более 1,5 величины ошибки определения параметров магнитоактивного тела), то кромки тел, принадлежащих разным горизонтам, могут быть отнесены к одному горизонту. Чтобы исключить в какой-то мере подобные ошибки, «облако» преимущественного распределения вычисленных кромок магнитоактивных тел следует ограничить полосой, ширина которой равна удвоенной ошибке определения глубин этих кромок. Осреднение «облака» можно выполнить графическим способом или методом наименьших квадратов, если имеется достаточно определений. Все точки, лежащие за пределами выделенной полосы, при построении изогипс не учитываются. Предлагаемая методика значительно повышает достоверность построения схем изогипс по поверхности магнитоактивных горизонтов, а следовательно, и достоверность тектонических построений.

При определении перспектив осадочного чехла на нефть и газ выявление особенностей дизъюнктивной тектоники имеет исключительное значение. В большинстве случаев дизъюнктивная тектоника на акватории определяется по данным качественной интерпретации магнитных и гравитационных карт. Использование результатов массовых расчетов параметров магнитоактивных тел позволяет получить пространственную картину распределения разломов зон дробления, ограничивающих мегаблоки земной коры. С этой целью строятся схемы распределения вычисленной намагниченности и осей магнитных аномалий и схемы глубин залегания и вычисленной намагниченности аномалеобразующих тел. Эти схемы позволяют

проследить глубинные разломы по площади и на глубину и определить возможный генезис вулканогенных образований, контролирующих эти разломы.

Описанная методика количественной интерпретации данных магнитных съемок позволяет выделить не только региональные границы раздела в земной коре, но и отдельные горизонты, имеющие локальное развитие. Так, например, на восточно-арктическом шельфе СССР во впадинах и прогибах был выделен горизонт, отнесенный (по геологическим данным, полученным на островах) к нижнемеловой молассе. Были также определены мощность, предполагаемый вещественный состав и области развития вулканогенных образований, отнесенных к порфировой формации верхнего мела.

Таким образом, данные комплексной количественной интерпретации материалов региональных геофизических исследований акватории на первом этапе позволили определить основные структуры фундамента, мощность и структуры осадочного чехла. Получена как бы статическая картина распределения в земной коре опорных горизонтов, сформировавшихся в результате ее развития в фанерозое. Но для правильного проектирования дальнейших нефтегазопоисковых работ на шельфе этого недостаточно.

Для периферии океанов характерны интенсивные неотектонические движения блоков земной коры, что во многом определяет пути миграции и закономерности формирования современных месторождений нефти и газа на акватории. Поэтому желательно знать распределение областей, где формируются неотектонические структуры или наблюдается активизация палеотектонических структур и происходит омоложение или разрушение нефтяных и газовых месторождений.

На суше для выяснения влияния неотектогенеза на формирование структур обычно применяются инструментальные методы или используются результаты геоморфологического анализа. Инструментальные методы на акватории неприменимы, геоморфологический анализ же возможен только для хорошо изученных акваторий, на которые имеются детальные крупномасштабные батиметрические карты.

На этапе региональных исследований наиболее подробно изучены магнитные и гравитационные поля. Поэтому для установления степени подвижности земной коры и выявления неотектонических активизированных структур желательно воспользоваться именно этими потенциальными полями совместно с каким-либо индикатором неотектонических движений земной коры.

Аномальное магнитное поле на большей части шельфа обычно отражает особенности вулканогенной деятельности более раннего периода. Более целесообразно для этих целей использовать гравитационное поле, высокочастотные составляющие которого в значительной степени обусловлены влиянием локальных неотектонических или активизированных палеотектонических структур, а низкочастотные — степенью изостатической уравновешенности литосферы.

Теоретические расчеты и моделирование позволили установить, что неотектонические или активизированные палеотектонические структуры на шельфе, имеющие несколько контактных поверхностей, независимо от своего изостатического равновесия и выраженности в рельефе дна всегда найдут отражение в гравитационном поле; при этом знак аномалии определяет направление смещения блока земной коры, формирующего структуру в осадочном чехле. Например, для Восточно-Арктического шельфа СССР материалы геолого-геофизических исследований дают основание ожидать развития структур, выраженных контактными поверхностями регионального развития (поверхности складчатого и кристаллического фундаментов). Последние, как известно, могут быть описаны круговой гармонической функцией с периодом, величина которого для восточно-арктического шельфа СССР изменяется от первых десятков до первых сотен километров. В этом случае аномалии силы тяжести, обусловленные подобными границами раздела, будут представлены аналогичной гармонической функцией с той же частотой и фазой, и подъемам границ будут отвечать максимумы, а прогибам — минимумы силы тяжести.

Необходимо найти индикатор, который мог бы указывать на формирование подобных поднятий или опусканий под влиянием неотектонических или современных движений земной коры. В качестве подобного индикатора было предложено использовать выявленную корреляционную связь между остаточными гравитационными аномалиями силы тяжести, характером донных осадков или их плотностью и активизированными структурами. Для этой цели строятся карты сопоставления остаточных аномалий силы тяжести и распределения типов донных отложений или их плотности. В результате анализа этих карт выделяются области развития неотектонических или активизированных палеотектонических структур, где за счет региональной миграции углеводородов возможно формирование современных месторождений нефти и газа.

Таким образом, в результате выполненных на I и II этапах исследований выявляется общая структура осадочного чехла и выделяются осадочные бассейны с наиболее мощным осадочным чехлом. В пределах выделенных осадочных бассейнов определяются области развития неотектонических структур или отдельные структуры II и III порядков, для которых определена степень их мобильности на современном этапе развития.

На III этапе исследований, исходя из данных о перспективах нефтегазоносности материка и островов, а также степени доступности для изучения с помощью современных технических средств, для дальнейших геолого-геофизических исследований выбираются наиболее перспективные области и структуры.

Изложенная выше методика интерпретации региональных геофизических данных разработана для малоизученных и труднодоступных регионов типа Восточной Арктики, где сплошной ледовый покров препятствует применению морской сейсморазведки.

Однозначность и точность интерпретации аномалий гравимагнитных полей существенно повышаются при наличии хотя бы небольшого количества опорных данных, характеризующих строение фундамента и основных структурных комплексов осадочного чехла. Они позволяют непосредственно оценить природу отдельных аномальных зон, их связь с особенностями строения верхней части земной коры, выявить статистические соотношения между геофизическими аномалиями и основными параметрами разреза земной коры, представляющими интерес с точки зрения нефтегазоносности (глубиной залегания фундамента, мощностью основных комплексов чехла и т. д.).

На основе выявленных статистических связей с учетом представлений о геофизическом и тектоническом районировании можно дать количественную характеристику основных тектонических элементов, определить главные закономерности формирования осадочного чехла и тем самым создать основу для оценки перспектив нефтегазоносности.

Для условий акваторий, свободных от сплошного льда, в настоящее время выработан региональный комплекс исследований, выполняемый в процессе движения геофизического судна. Он включает в себя сейсморазведку МОВ или сейсмоакустику, набортную гравиметрию и гидромагниторазведку. Применение этого комплекса позволяет по данным гравиразведки и магниторазведки определить в первом приближении основные черты строения фундамента и охарактеризовать по сейсмическим данным региональную структуру осадочного чехла. Однако следует признать, что для полного решения задач регионального этапа рассматриваемый комплекс недостаточен.

Применяемые методы не обеспечивают надежного количественного изучения рельефа поверхности фундамента, а также в силу недостаточной глубинности современной сейсморазведки не позволяют изучать строение осадочного чехла на полную его мощность. Поэтому возникает необходимость усовершенствования комплекса региональных исследований за счет модернизации применяемых методов (увеличение глубинности и разрешающей способности сейсморазведки МОВ, повышение точности набортной гравиметрии) и включения в комплекс дополнительных методов: сейсморазведки КМПВ, электроразведки зондированием становлением поля (ЗСП) и магнитотеллурическим зондированием (МТЗ).

В ближайшей перспективе должна быть поставлена задача создания на малоизученных акваториях сети опорных геофизических профилей, увязанных с региональными профилями и опорными скважинами на континенте и островах. По этим профилям необходимо осуществить комплекс исследований, обеспечивающий изучение строения фундамента и осадочного чехла на полную мощность (сейсморазведка МОВ — ОГТ, КМПВ, электроразведка ЗСП в ближней зоне, гидромагниторазведка, набортная и донная гравиразведка). Здесь же целесообразно провести комплекс донных геологических измерений, эхолотирование и т. д.

На этапе поиска и детального изучения локальных структур в качестве основного метода явно выдвигается сейсморазведка МОВ как метод высокопроизводительный и обладающий высокой разрешающей способностью для количественного изучения структуры осадочного чехла. Однако перед сейсморазведкой стоит сложная задача повышения глубинности исследований. Опыт работ на Черном море показал, что применение мощных пневматических источников и систем многократного перекрытия обеспечивает существенное (сыше 4 км) увеличение глубинности и улучшения прослеживаемости горизонтов. В ряде случаев, при изучении пологих малоамплитудных структур в неблагоприятных сейсмогеологических условиях, применение методики ОГТ необходимо уже на поисковом этапе.

Высокая производительность и маневренность сейсморазведки создают благоприятные условия для осуществления систематического поиска структур с выявлением всех наиболее крупных локальных поднятий в осадочном чехле еще до начала работ детальной стадии. Такая последовательность позволит повысить эффективность геологоразведочных работ за счет детального изучения и последующего поискового бурения наиболее крупных и перспективных структур.

В ряде районов (Сахалинский шельф, Черное море) устанавливаются определенные возможности донной гравиметрии при поиске локальных структур. С точки зрения производительности и однозначности результатов донная гравиразведка не может конкурировать с морской сейсморазведкой, но в районах со сложными сейсмогеологическими условиями, в частности на мелководье, где сейсморазведка сталкивается со значительными трудностями, донная гравиразведка повышенной точности может выступать как поисковый метод.

В условиях благоприятного геоэлектрического разреза и небольшой глубины залегания опорных горизонтов поиск крупных структур может успешно осуществляться электроразведкой с непрерывным дипольно-осевым зондированием (НДОЗ). Детальные исследования с целью подготовки структур проводятся сейсморазведкой МОВ. Следует подчеркнуть, что основным условием повышения эффективности морских исследований на нефть и газ является высококачественная подготовка площадей под дорогостоящее морское бурение.

В связи с этим возникает ряд методических рекомендаций.

1. Осуществлять подготовку площадей по наиболее совершенной методике и по наиболее плотной сети наблюдений, учитывая, что высокая производительность морской сейсморазведки позволяет сгущать сеть профилей без больших дополнительных затрат.

2. При изучении сложностроенных структур, осложненных тектоническими нарушениями, диапиризмом и т. д., применять комплекс исследований. В частности, в таких условиях эффективной может оказаться высокоточная гравиметрия. Известны примеры успешного комплексирования сейсморазведки и электроразведки НДОЗ при изучении зоны тектонического нарушения, где

в условиях отсутствия опорных сейсмических горизонтов соотношение блоков определяется по характеру изменения кажущегося сопротивления [24]. По данным А. А. Дзабаева [16], высокоточная аэромагниторазведка на Среднем Каспии уверенно картирует разломы в осадочном чехле, в условиях, когда отдельные толщи осадочного чехла обладают повышенной магнитной восприимчивостью. Комплекс методов в каждом регионе определяется в соответствии с конкретными геологическими условиями.

3. Шире производить опытно-методические исследования по «прямым» поискам нефти и газа геофизическими методами. На суше эти методы (сейсморазведка, гравиразведка, электроразведка) определенным образом себя зарекомендовали. Можно утверждать, что условия для «прямых» поисков на море более благоприятны, поскольку водная среда, в которой производятся наблюдения, существенно однородна, а неоднородности придонных слоев могут быть изучены геоакустикой. Следовательно, помехи, связанные с поверхностными неоднородностями, будут сказываться в меньшей степени.

Опыт выделения залежей нефти и газа по данным РНП на Каспийском море уже имеется [34]. Водо-нефтяной контакт в описанном случае отличается от геологических границ горизонтальным залеганием, меньшим коэффициентом отражения и зеркальностью отражения волн на фоне рассеивающих геологических границ.

4. Систематически проводить повторную интерпретацию сейсмических материалов на площадях, введенных в бурение, по мере поступления дополнительных данных вертикального сейсмического профилирования (ВСП), сейсмического и акустического каротажа, что позволяет уточнять структурный план, выделять тонкие детали строения структур и т. д.

Высокая производительность и большие объемы морских геофизических исследований делают особо актуальной проблему автоматизации сбора, хранения и обработки полученных материалов на основе применения ЭВМ.

Для регистрации и сбора данных в единой стандартной системе разработана судовая система «Град», позволяющая в процессе работ синхронно регистрировать в цифровой форме данные сейсморазведки, гравиметрии, магниторазведки, радиогеодезии, батиметрии, а также курс, скорость судна, время и т. д. (всего 64 датчика). Система обеспечивает хранение информации в компактном виде, быстрый поиск и ввод в ЭВМ с помощью стандартных вводных устройств. Для контроля за работой аппаратуры и получения экспресс-информации предусмотрена выдача результатов в аналоговой форме на электрохимической бумаге — сейсмических данных в виде временного разреза, гравимагнитных и других данных в виде графиков [21].

Геофизические суда новой серии будут снабжены специализированным вычислительным центром на базе ЭВМ «Минск-32». Таким образом, первичная обработка материалов будет производиться непосредственно в рейсе.

1. Аппаратурные и опытно-методические работы по морской гравиметрии. Под ред. Е. И. Попова. М., «Наука», 1973, 131 с.
2. Ахмедов Г. А. Опытнo-методические геофизические исследования на Каспийском море. — «Мор. геология и геофизика», 1970, вып. 1, с. 141—146.
3. Ахмедов Г. А., Бабаев Д. Х., Гонбаров Ю. Г. Применение метода РНП для прослеживания протяженных сейсмических границ на Каспийском море. — «Докл. АН Аз. ССР», 1970, т. 26, вып. 5, с. 48—50.
4. Технические средства вычислительного комплекса для цифровой обработки данных морской сейсморазведки на базе ЭВМ «Минск-32». — «Экспресс-инф. Мор. геол. и геоф.», 1973, № 1, с. 17—22. Авт.: Бакаев В. М., Гумман М. Б., Коган Л. И. и др. (Всесоюз. науч.-исслед. ин-т экономики минер. сырья).
5. Пневматические излучатели для сейсморазведочных работ на акваториях. — В кн.: Докл. VII Всесоюз. науч.-техн. геофиз. конф. Львов, 1972, с. 22. (Всесоюз. геологич. фонд СССР Министерства геологии СССР). Авт.: Балашканд И. И., Ловля С. А., Цен О. Д. и др.
6. Булатова Ж. М., Волкова Е. А., Дубров Е. Ф. Акустический каротаж. Л., «Недра», 1970. 264 с.
7. Опыт использования магнитных данных при изучении глубинного строения шельфовых акваторий. — «Учен. зап. Научн.-исслед. ин-та геол. Арктики. Регион. геол.», 1969, вып. 15, с. 5—15. Авт.: Волк В. Э., Гапоненко Г. И., Иванов С. И. и др.
8. Волкова Е. А., Федоров Б. Г., Юнов А. Ю. Обнаружение разрывных нарушений методом звуковой геолокации. — «Методика и техника разведки», 1970, № 70, с. 37—39.
9. Методика и техника комплексных морских геофизических исследований. — В кн.: Докл. VII Всесоюз. науч.-техн. геофиз. конф. Львов, 1972, с. 7. (Всесоюз. геологический фонд Министерства геологии СССР). Авт.: Гагельганц А. А., Маловицкий Я. П., Глумов М. В. и др.
10. Разработка аппаратуры и методики морских сейсмических исследований во ВНИИМОРГЕО. — «Мор. геология и геофизика», 1971, вып. 11 с. 120—125. Авт.: Гагельганц А. А., Грибанов А. М., Мистрюков Ю. М. и др.
11. Гапоненко Г. И. Об особенностях тектонического районирования акватории по гравитационному полю. — В кн.: Принципы и методы тектон. районирования, тектон. терминология. Новосибирск, 1968, с. 37—45. (Сибирское отделение АН СССР).
12. Гапоненко Г. И. Определение глубинного строения земной коры и мощности койлогенного чехла Восточно-Сибирско-Аляскинского шельфа по результатам гравиметрических исследований. — «Геофиз. методы разведки в Арктике», 1973, вып. 8, с. 3—17. (Науч.-исслед. ин-т геологии Арктики).
13. Гайнанов А. Г., Ушаков С. Д. Интерпретация аномалий силы тяжести на море. Экспресс-инф. Мор. геол. и геоф., 1973, № 1, с. 1—17. (Всесоюз. науч.-исслед. ин-т экономики минер. сырья).
14. Геофизическая разведка на Каспийском море. Под ред. Г. А. Ахмедова. Л., «Недра», 1966, 118 с.
15. Динамические характеристики сейсмических волн в реальных средах. М., Изд. АН СССР, 1962. 260 с. Авт.: Берзон И. С., Епинатьева А. М., Парийская Г. Н. и др.
16. Дзабаев А. А. Основы поисков и изучения нефтегазоносности структур аэромагнитным методом. Ашхабад, «Статистика», 1969, 270 с.
17. Дубров Е. Ф. Звуковая геолокация. Л., «Недра», 1967. 109 с.
18. Иванов Ю. А., Федоров Б. Г. Звуковая геолокация при исследовании рудных залежей и рудовмещающих структур. — «Методика и техника разведки», 1970, № 70, с. 43—46.
19. Источники возбуждения сейсмических волн при морской сейсморазведке за рубежом. Обзор зарубеж. лит. Сер. нефт. геол. М., 1973, 56 с. (Всесоюз. науч.-исслед. ин-т организации и экономики нефт. и газов. пром-сти).

20. Коган Л. И., Мистрюков Ю. М. Методика и техника морской сейсморазведки в СССР. — «Мор. геология и геофизика», 1970, вып. 1, с. 49—55.

21. Коган Л. И. Автоматизированная система переработки и хранения морской геофизической информации для ОАСУ «Моргео». — В кн.: Докл. VII Всесоюз. науч.-техн. геофиз. конф. Львов, 1972, с. 18—19. (Всесоюз. геологич. фонд СССР Министерства геологии СССР).

22. Ланге В. Морская гравиметрия. М., «Недра», 1965. 93 с.

23. Линьков А. Г., Федоров Б. Г. Применение метода звуковой геолокации для исследования озер Северо-Запада. — В кн. История озер Северо-Запада, Л., 1967, с. 371—378. (Географ. о-во СССР).

24. Маловицкий Я. П., Кондрашева Н. В., Луцук Е. М. Методика комплексного анализа морских сейсмо- и электрометрических данных. — «Нефтегаз. геология и геофизика», 1969, № 3, с. 31—34.

25. Приемные устройства и некоторые виды помех в морской сейсморазведке. Обзор. Сер. мор. геол. и геоф. М., 1973. 64 с. (Всесоюз. науч.-исслед. ин-т экономики минер. сырья).

26. Методические указания по проведению геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ. М., 1963. 22 с. (Госгеолком СССР).

27. Мещеряков Ю. А. Структурная геоморфология равнинных стран. М., «Наука», 1965. 390 с.

28. Мионов В. С. Курс гравиразведки. Л., «Недра», 1972. 511 с.

29. Мистрюков Ю. М. Непрерывное акустическое профилирование в морской сейсморазведке. — В кн.: Докл. VII Всесоюз. науч.-техн. геофиз. конф. Львов, 1972, с. 12—30. (Всесоюз. геологич. фонд Мин-ва геологии СССР).

30. Немцов Л. Д., Мараев Л. С. Аппаратурно-методические проблемы морской гравиметрии. — «Мор. геология и геофизика», 1970, вып. 1, с. 56—65.

31. Поисково-разведочные работы методом звуковой геолокации. Метод. руковод. по использованию аппаратуры типа ЗГЛ-1 и ЗГЛ-2. Л., 1969. 68 с. Авт.: Дубров Е. Ф., Иванов Ю. А., Киселев В. Н. и др.

32. Полонский Ю. М. Разработка морской магнитовариационной станции для исследований методом МТЗ. — «Мор. геология и геофизика», 1971, вып. 2, с. 152—157.

33. Решение совещания по классификации платформенных структур. Л., 1963. 16 с. (Госгеолком СССР).

34. Выделение залежек нефти методом РНП при автоматической (цифровой и аналоговой) обработке на примере структуры Южная. — В кн.: Докл. VII Всесоюз. науч.-техн. геофиз. конф. Львов, 1972, с. 20—21. (Всесоюз. геол. фонд Мин-ва геологии СССР).

35. Справочник геофизика. Т. 3. Электроразведка. М., «Недра», 1962. 590 с.

36. Справочник геофизика. Т. 4. Сейсморазведка. М., «Недра», 1964. 624 с.

37. Справочник геофизика. Т. 5. Гравиразведка. М., «Недра», 1967. 511 с.

38. Техническая инструкция по гравиметрической разведке (проект). М., 1971. 26 с. (Всесоюз. науч.-исслед. ин-т геофиз. методов разведки).

39. Ушаков С. А., Иванов С. С. Изостатическое редуцирование и некоторые вопросы методики интерпретации гравитационных аномалий в переходных зонах. — «Мор. геол. и геоф.», 1970, вып. 1, с. 187—192.

40. Федоров Б. Г. Четвертичная геология и геоморфология дна оз. Б. Имадра по данным звуковой геологии. — В кн.: История озер Северо-Запада. Л., 1967, с. 329—341. (Геогр. о-во СССР).

41. Федынский В. В. Разведочная геофизика. М., «Недра», 1964. 671 с.

42. Шамуэй Дж. Исследование скорости и поглощения звука в морских отложениях с помощью резонансного метода. — В кн.: Сб. переводов. Сер. геофиз., вып. 18. М., 1962, с. 5—25. (Всесоюз. науч.-исслед. ин-т экономики минер. сырья).

## СОСТОЯНИЕ И ОПЫТ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА АКВАТОРИЯХ МИРА

Практика освоения месторождений нефти и газа на акваториях мира показывает, что эти работы требуют использования специфичной методики и технического оснащения. Комплекс работ включает в себя организацию гидрометеорологической службы для систематического изучения акваторий, проведение топосъемок морского дна с повышенной детализацией, изучение инженерной геологии дна моря, проведение геофизических исследований акваторий, осуществление глубокого бурения в море для поисков и оценки нефтяных и газовых месторождений; создание комплекса сооружений, обеспечивающих на современном уровне рациональную разработку открытых месторождений и, наконец, транспортировку нефти и газа к источникам потребления.

Технические решения, связанные с освоением месторождений нефти и газа на акваториях, существенным образом отличаются друг от друга, так как зависят от ряда условий (глубины воды, характеристики дна, ледовой и гидрометеорологической обстановки, отдаленности от берега и т. п.). За более чем 50 лет выработан ряд методов проведения подобных работ.

При глубинах воды до 8 м применяется засыпка территорий, окантовка участков моря дамбами с откачкой воды из котлованов. Освоение месторождений, примыкающих к суше, осуществляется бурением наклонных скважин с берега. Работы на глубине до 30—35 м производятся с помощью железобетонных и металлических дамб-эстакад и площадок для размещения бурового и эксплуатационного оборудования. При глубине до 60 м находят применение нестационарные буровые платформы для проходки одиночных скважин или куста наклонных скважин с размещением устьевого эксплуатационного оборудования на специальном эксплуатационном основании или на дне моря. При глубине до 120 м строятся отдельные стационарные острова и бурятся кусты наклонных скважин. При глубине свыше 150 м применяются буровые суда или погруженные платформы с якорной или динамической стабилизацией на месте бурения и размещением эксплуатационного оборудования скважин на дне моря.

В Советском Союзе в настоящее время для поисков, разведки и разработки морских месторождений используются в основном стационарные крупноблочные металлические основания и эстакады.

За рубежом широко применяется островной способ освоения морских месторождений, при котором сооружаются искусственные земляные острова с каменной окантовкой. Конструктивным разнообразием отличаются металлические острова, сооружаемые из крупных блоков, и нестационарные буровые платформы, применяемые для бурения одиночных и кустовых скважин глубиной до 7 тыс. м. Платформы с опорой на дно, как уже отмечалось, рассчитаны для бурения скважин при глубине до 60 м. С полупогруженных платформ с якорной стабилизацией можно успешно бурить при глубине 150—200 м. При глубине свыше 200 м преимущественно используются буровые суда и полупогружные платформы с динамической стабилизацией на месте бурения. Применяется комбинация стационарного основания и бурильного судна, называемого тендерным.

В последние годы в отечественной практике также получил развитие метод бурения с плавучих установок самоподъемного типа (ПБУ). На Каспийском море работают такие установки, как «Ашперон» для структурного бурения скважин глубиной 1800 м при глубинах моря 15 м; «Хазар» для проходки глубоких поисково-разведочных скважин до 6 тыс. м при глубинах моря до 60 м; сдана в промышленную эксплуатацию ПБУ для скважин до 3 тыс. м при глубине воды до 20 м. Кроме того, ведутся разработки ПБУ для скважин до 6 тыс. м при глубинах моря до 70 м. До 1980 г. намечено построить 10 подобных установок [13].

В настоящее время большие и ответственные задачи поставлены перед геологической службой нашей страны XXIV съездом КПСС, в директивах которого по пятилетнему плану развития народного хозяйства СССР на 1971—1975 гг. указывается на необходимость развернуть поисково-разведочные работы в прибрежных шельфовых зонах морей и океанов с целью выявления перспективных подводных месторождений нефти и газа.

#### ОСОБЕННОСТИ И МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ

Для правильного проектирования и строительства на морских акваториях разнообразных гидротехнических сооружений (индивидуальных морских оснований для скважин, нестационарных оснований для различных буровых установок, металлических эстакад, парков товарных резервуаров, нефтесборных пунктов, электролиний и трубопроводов, намывных оснований, дамб и т. д.) и целого ряда объектов должны быть проведены различные исследования окружающей обстановки, дополненные изысканиями преимущественно инженерно-геологического характера, перед проведением которых необходимо определить координаты проектируемых объектов.

## Определение координат объектов при морской разведке и бурении на нефть и газ

За последние годы морские поисково-разведочные работы продвинулись в глубь акваторий. В связи с этим получили дальнейшее развитие системы определения местоположения поисковых и разведочных скважин [3, 21].

При определении местоположения объектов различают абсолютную и относительную точность. Под абсолютной точностью определения понимают привязку объектов поисков и разведки к большим регионам, а под относительной точностью — привязку их к элементам рельефа морского дна. Для более точной привязки к элементам дна устанавливаются акустические маяки.

При разработке нефтяных ресурсов морей различаются две категории топографической привязки объектов: для геофизической съемки и для определения местоположения разведочных и эксплуатационных скважин. Точность привязки объектов должна повышаться по мере перехода от поисковых работ к заключительным стадиям разработки нефтяных месторождений.

Привязка на шельфе точки бурения поисковой или разведочной скважины должна коррелироваться с результатами предшествовавших геофизических работ. При транспортировке буровой установки соблюдается та же точность, что и при производстве детальных геофизических работ. Еще более определенная корреляция и повторным контролем местоположения точки бурения достигаются путем выполнения дополнительных геофизических профилей, проложенных через буровую в начале бурения. В случае применения бурового судна после его установки над намеченной точкой принимаются меры для удержания буровой установки в зафиксированном положении. Приспособления, предназначенные для этого, называются системами динамической стабилизации.

Последующие оконтуривающие и эксплуатационные скважины должны располагаться на определенных расстояниях, точность их привязки при помощи подводных акустических систем достигает 10 м.

В процессе бурения иногда возникает необходимость отсоединения колонны бурильных труб и затем повторного попадания в устье скважины. Чтобы попасть в ранее пробуренную скважину, долото должно опуститься в устьевую воронку или конус диаметром до 5 м, смонтированные на направляющей колонке. Такая операция была осуществлена в 1970 г. с корабля «Гломар Челенджер» при глубине моря 3 тыс. м. Акустический датчик был прикреплен вблизи опускаемого долота, а отражатель на воронке на дне моря. Попадание долота в воронку может быть достигнуто передвижением как бурового судна, так и нижней части бурильной колонны при помощи небольшого водяного реактивного двигателя, смонтированного над долотом.

До недавнего времени определение координат точек заложения морских скважин проводилось с помощью радиогеодезических

систем. Погрешность определения координат при этом на небольших удалениях от базовых станций может составлять несколько десятков сантиметров; на больших удалениях или при неблагоприятных условиях точность методов снижается. Поэтому весьма своевременным оказалось создание системы привязки объектов при помощи искусственных спутников Земли, не требующей установки береговых станций и работающей на любом удалении от берега с точностью, которая удовлетворяет большинству задач разведки и разработки морских месторождений нефти и газа. Точки бурения, по М. Б. Добрину [3], определяются с погрешностью 15 м.

### **Инженерно-геологические вопросы, решаемые при поисках, разведке и добыче нефти и газа на акваториях**

В настоящее время масштаб работ на акваториях мира и размер морских технических сооружений неуклонно увеличиваются, оборудование усложняется. Высокая стоимость технических сооружений требует принятия всех необходимых мер для их защиты.

Основным подготовительным этапом любых работ, связанных с поиском, разведкой и добычей нефти и газа в море, являются исследования геологического строения и механических свойств морского дна. Необходимость в этом обуславливается возрастающим числом причин возможных аварий морских сооружений. Конструкции, устанавливаемые в море, подвергаются значительно большему нагрузкам, чем на суше, главным образом из-за гидродинамических воздействий. В связи с этим объем инженерно-геологических исследований на месте морских сооружений должен быть не меньше, чем на суше, несмотря на трудности, связанные с этими работами. Упомянутые исследования в общих чертах сводятся к следующему [16]:

1) метеорологические и океанографические изыскания для определения устойчивости барж, необходимой длины ног, конструкции платформы, графика работы вертолетов и т. д.;

2) батиметрическая съемка для определения глубины воды и диапазона уровней приливов и отливов на месте расположения буровой;

3) сейсморазведка МОВ высокой разрешающей способности для установления характера изменений залегания пластов под дном моря;

4) мелкое колонковое бурение для определения глубины просадки ног самоподнимающихся платформ и глубины прокладки трубопроводов;

5) глубокое колонковое бурение для определения глубины установки свай и задавливания направления;

6) сонарная съемка (звуковая гидролокация) с боковой разверткой для исследования песчаных волн, рельефа дна и мест скопления валунных глин и тиллей, образовавшихся в результате ускоренного осадконакопления в подводных долинах при наличии на пути потока тающего ледника какого-либо препятствия;

7) магнитометрическая съемка для поисков рудных тел.

Результаты этих исследований должны сопоставляться друг с другом. При всех перечисленных работах необходимо точно определять местоположения профилей, что обеспечит надлежащую корреляцию между съемками.

Основные требования к морским исследованиям, предшествующим установке мобильных буровых барж и неподвижных оснований, а также прокладке трубопроводов, сформулированы инженерами компании «Бритиш петролеум» и доложены на VIII мировом нефтяном конгрессе в Москве в 1971 г. [16].

Коротко требования к исследованиям сводятся к следующему.

**Стационарные основания.** Исследования глубоководных грунтов, дополненные сейсморазведкой МОВ, необходимы для определения возможности забивки свай имеющимися средствами, вероятной глубины забивки, сцепления или трения. После проведения исследований экономический анализ должен показать, какое количество свай и на какую глубину необходимо забивать, а также определить целесообразность применения той или иной конструкции свай в зависимости от типа грунтов.

**Самоподнимающиеся на домкратах основания.** До установки самоподнимающегося основания рекомендуется выполнить профильную съемку и провести исследования грунтов для определения возможной просадки ног. На основании изучения грунтов может быть рассчитан вероятный предел просадки ног. Для этого обычно бурится одна или несколько глубоких колонковых скважин (например, 30 м в непластичных валунных глинах, 60 м в алевролитах и песках). Данные бурения в дальнейшем могут использоваться также при определении глубины забивки свай для неподвижных оснований, если таковые потребуются.

**Полупогружные установки на дне.** Установки на понтонах, имеющих большую площадь поверхности, редко вызывают необходимость изучения грунтов. Однако если морское дно сложено тонкозернистыми песками или алевролитами, сильные течения могут быть причиной вымывания грунта. При некоторых критических условиях, например при шторме в районе расположения сооружения, может иметь место взмучивание морского дна, сложенного гранулярными породами. В этих случаях иногда возникают различные давления, вызывающие ниже морского дна направленный вверх гидростатический градиент давления с последовательным уменьшением подъемной силы, что наряду с высокой волновой нагрузкой на сооружение может вызвать перенапряжение морского дна.

**Плавучая полупогружная установка.** Основная проблема грунтов, связанная с полупогружными плавучими буровыми установками, заключается в их анкеровке, особенно в районах с плоским дном, где обнажаются крепкие коренные породы, или в районах развития алевроитов, илов и торфа.

На практике не принято рассчитывать факторы, удерживающие якорь, по результатам исследования грунтов. Наилучшим методом

для определения характера зацепления якоря считается метод проб, заключающийся в оттаскивании двухтонного якоря вспомогательным судном и замере зацепа динамометром или же путем расчета исходя из мощности, развиваемой винтом судна. С помощью пересчетного коэффициента могут быть определены усилия, удерживающие крупные якоря.

### Техника отбора керна и лабораторные анализы

В настоящее время за рубежом имеется несколько типов буровых установок для отбора кернов с глубины до 100 м ниже морского дна на глубинах моря до 130 м. Некоторые из них обслуживаются водолазами, другие же управляются дистанционно с судна, с которым они связаны специальной системой. Судно переоснащается или специально строится для исследований в море и для выполнения батиметрических и профильных съемок, а также для колонкового бурения на дне моря. На судне имеется лаборатория, в которой выполняется непосредственно в море большинство анализов грунтов. Эти анализы включают испытание на неограниченное сжатие и сдвиг, содержание влаги, твердость. Производится анализ размера частиц. Испытания, требующие более сложного оборудования, обычно выполняются в лаборатории на берегу.

Определение прочности грунтов по керну дает возможность на месте решить вопрос пригодности участка для самоподнимающейся установки. Для извлечения керна обычно применяется роторный способ бурения. Образцы отбираются через бурильные трубы с помощью грунтоноса или (в случае твердых пород) с помощью колонковой трубы на канате. Для отбора образцов в невязких породах применяются тюльпанообразные захваты и ложечные грунтоносы.

Отбор образцов через колонну бурильных труб обычно не требует особых предосторожностей в связи с приливно-отливными колебаниями. Буровой раствор, используемый для предотвращения обвалов несцементированных осадков в колонковой скважине и выноса шлама, в связи с невозможностью обеспечения циркуляции теряется безвозвратно на морском дне.

### Оборудование для испытания на месте строительства

Оборудование, предназначенное для испытания грунтов и мягких горных пород в их естественном ненарушенном состоянии, разделяется на два обширных класса [16]: а) забойные инструменты для механических опробований пород ниже бурового долота; б) внутрискважинные инструменты для определения физических или химических реакций грунтов вдоль стенок скважин.

В заключение этого раздела необходимо подчеркнуть, что соответствующие исследования на месте строительства тех или иных технических сооружений в зависимости от степени изученности должны выполняться достаточно квалифицированно на каждой

новой точке. До принятия обоснованного технического решения результаты этих исследований должны рассматриваться исходя из особенностей геологического строения и возможных осложнений.

### ЭТАПЫ И СТАДИИ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Деление геологоразведочного процесса на этапы и стадии имеет целью установление наиболее рациональной последовательности выполнения различных видов работ и общих принципов оценки их результатов на единой методической основе для повышения эффективности поисков и разведки.

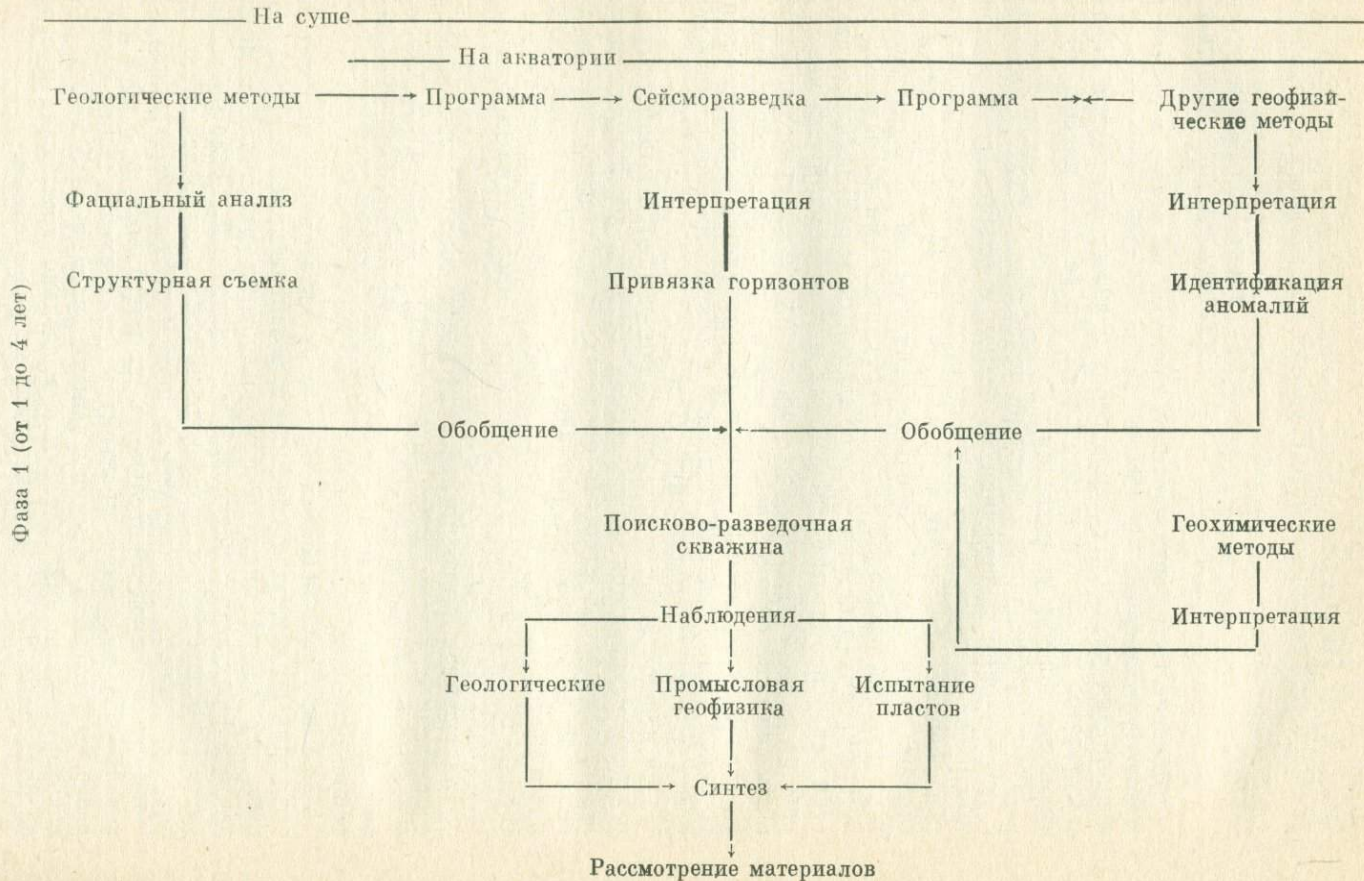
Геологоразведочные работы на нефть и газ в СССР в соответствии с действующим положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ подразделяются на два этапа: поисковый и разведочный. Поисковый этап по своим задачам разделяется на три стадии: региональные геолого-геофизические работы, выявление и подготовка площадей геолого-геофизическими методами к поисковому бурению и поиски месторождений (залежей) нефти и газа. Этот этап завершается открытием новых месторождений или новых залежей на ранее открытых месторождениях и предварительной геолого-экономической оценкой запасов нефти или газа по категориям  $C_2$  и  $C_1$ . Разведочный этап на стадии не разделяется и завершается подготовкой месторождений (залежей) к разработке с подсчетом запасов нефти и газа по категориям В и  $C_1$ .

На каждом этапе и каждой стадии решаются конкретные задачи и предусматривается определенная степень детальности изучения нефтегазоносности недр. В пределах одной территории возможно совмещение во времени различных стадий. Требования к изученности месторождений и условия отнесения запасов к отдельным категориям хорошо известны и изложены в инструкции по применению классификации запасов [6].

Изложенная выше последовательность геологоразведочных работ составлена с учетом работ и на акваториях, но здесь требования к отдельным этапам и стадиям в смысле их информативности должны быть более жесткими из-за гораздо более высокой стоимости морских работ.

Анализ опыта освоения отдельных акваторий и морских месторождений по капиталистическим и развивающимся странам показывает, что общий цикл геологоразведочных работ также включает два основных этапа: поисковый и разведочный. Геологоразведочные работы в этих странах проводятся на основе долгосрочной комплексной программы, охватывающей перечисленные выше этапы работ. Планируемая продолжительность их колеблется от 3 до 8 и более лет. В США, например, практикуется составление общей программы разведки (освоения) с минимальными сроками до 5 лет. В Канаде некоторые компании составляют раздельно трехлетние программы на поисковые работы и пятилетние на разведочные.

Программа поисково-разведочных работ в Персидском заливе и окружающих районах суши



Составление программ специальных исследований

Открытие месторождения или получение обнадеживающих признаков

Прекращение работ при неблагоприятных выводах

Детализационная сейсморазведка

Интерпретация

Оконтуривание

Наблюдения

Геологические

Каротаж

Испытания пластов

Составление программ специальных исследований

Месторождение промышленного масштаба

Месторождение непромышленного масштаба (прекращение работ)

Доразведка

Разработка

Фаза 2 (от 4 до 8 лет)

Возможная потребность в повторении цикла

На примере Великобритании видно, что государственные лицензии на проведение поисков и разведки или поисков, разведки и добычи выдаются в первую очередь компаниям, которые намечают сразу приступить к поисково-разведочному бурению и располагают достаточными средствами для реализации своих программ.

Используемая на практике программа поисково-разведочных работ в Персидском заливе и окружающих его районах суши представлена на схеме.

Интересной особенностью программы специальных исследований после открытия месторождений или получения обнадеживающих признаков нефтегазоносности в поисковых скважинах является проведение детализационной сейсморазведки для уточнения строения структуры. Только после этого производится оконтуривание с целью оценки промышленного значения месторождения. В случае необходимости последний цикл может повторяться. После оценки промышленного значения месторождения может также проводиться доразведка.

Применение детализационной сейсморазведки после открытия месторождения характерно и для других акваторий (Северное море). Это позволяет существенно снизить расход скважин для оконтуривания открытых месторождений. Необходимо этот вид исследований узаконить и в нашей практике ведения поисково-разведочных работ.

Ниже приводятся два других примера планирования работ по освоению месторождений в зарубежных странах, т. е. от открытия до ввода в эксплуатацию [17].

В первом примере (табл. 1) рассматривается общий случай планирования работ по освоению месторождений в любом районе акваторий зарубежных стран. Вся программа составлена на 5 лет. После открытия месторождения производится бурение четырех разведочных скважин с целью оконтуривания и установления промышленного значения, после чего принимается предварительное решение об освоении месторождения. Проведение этих работ планируется на один год. Для окончательного решения об освоении месторождения может производиться доразведка и обязательно пробная эксплуатация. Одновременно проводятся исследования морского дна с целью сооружения платформ, добычных установок и систем транспорта нефти и газа. Эти работы планируются на период около 2,5 лет.

Вопрос о пробной эксплуатации также заслуживает пристального внимания и незамедлительного повсеместного внедрения в практику наших работ.

После окончательного решения об освоении месторождения производится сооружение закрепленных платформ и добычных установок и систем транспорта нефти и газа. Эти работы планируются на период 1,5 года. К концу этого периода начинается эксплуатационное бурение, а в целом через 4,5 года с момента открытия месторождение вводится в эксплуатацию.

Работы по освоению морских месторождений занимают, естественно, значительно больше времени, чем работы по освоению объек-

Общий случай планирования работ по годам  
при освоении месторождения (с момента открытия)

Виды работ	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5
Бурение четырех разведочных скважин										
Продолжение буровых работ										
Пробная добыча										
Исследование и сооружение закрепленных платформ и добычных установок										
Исследования и сооружение систем транспорта нефти и газа										
Эксплуатационное бурение										
Предварительное решение об освоении месторождения		+								
Окончательное решение об освоении месторождения					+					
Ввод в эксплуатацию									+	

Таблица 2

Планирование работ по годам при освоении месторождения  
в Мексиканском заливе (с момента открытия)

Виды работ	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5
Бурение трех разведочных скважин (3 месяца)							
Исследования и сооружение одной закрепленной платформы на 20 скважин (13 месяцев)							
Бурение 20 эксплуатационных скважин (21 месяц)							
Установка добычных установок и присоединение системы нефтепровода (1 месяц)							
Решение об освоении месторождения		+					
Ввод в эксплуатацию							+

тов, расположенных на суше. Между открытием морского месторождения и моментом его пуска в эксплуатацию проходит в среднем от 3 до 5 лет. В табл. 2 приведен пример освоения месторождения в Мексиканском заливе, где между открытием и пуском в эксплуатацию проходит около 3 лет, а решение об освоении месторождения принимается в конце первого года после открытия месторождения.

Большая продолжительность периода освоения объясняется необходимостью хорошо знать все о месторождении, прежде чем вкладывать в дело крупные суммы, и большими сроками сооружения буровых и эксплуатационных платформ.

Сроки ввода в разработку газовых месторождений в значительной степени определяются возможностью сбыта. Так, в Великобритании до 1967 г. добычи природного газа практически не было. Первое крупное газовое месторождение Уэст-Соул было открыто в октябре 1965 г. в 70 км от побережья, а в марте 1967 г. вступил в эксплуатацию подводный газопровод диаметром 406 мм. Подача газа по газопроводу составляет примерно 1,5 млрд. м<sup>3</sup> в год при ориентировочных извлекаемых запасах газа 5—7 млрд. м<sup>3</sup> [11].

### МЕТОДИКА ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

Для поисков и разведки морских месторождений нефти и газа в основном принято использовать стационарные основания, эстакады с приэстакадными площадками и плавучие основания.

Особенность поискового и разведочного бурения со стационарных оснований заключается в том, что бурению скважины должно предшествовать возведение искусственного острова (основания), стоимость которого иногда превышает стоимость проходки самой скважины. Обычно эти основания связаны с морским дном. В случае отрицательных результатов испытания пластов они не могут быть повторно использованы на других точках и с течением времени приходят в негодность. В связи с этим в морских условиях особое значение приобретает возможность бурения наклонных скважин. При достаточной глубине залегания продуктивных пластов с одного основания можно последовательно пробурить несколько скважин в различных направлениях.

С целью удешевления поисковых работ местоположение морского основания нужно выбирать особенно тщательно, чтобы свести к минимуму количество морских оснований. При поисках нефтяных и газовых месторождений основание должно быть возведено в наиболее благоприятной для открытия месторождения сводовой или осевой части поднятия, а при поисках других типов залежей — в ее центральной части, чтобы кроме вертикальной скважины, которая должна осветить нефтегазоносность сводовой части структуры, с того же основания могли быть пробурены наклонные скважины как на одно, так и на другое крыло структуры.

В том случае, если скважина оказалась за контуром нефтегазоносности, пользуясь направленным бурением, можно задать новый ствол или с того же основания пробурить новую скважину с таким расчетом, чтобы отклонить забой скважин на значительное расстояние и в более благоприятных структурных условиях для открытия залежи вскрыть пласты. В отдельных случаях, когда структура расположена вблизи берега, а предполагаемые продуктивные пласты залегают на больших глубинах, процесс бурения будет длительным.

При этом целесообразно бурение скважины производить с эстакады или намывной дамбы, соединяющей буровую с берегом.

Местоположение проектной поисковой скважины на поверхности дна моря до начала возведения искусственного основания должно быть предварительно обосновано. С этой целью производится обследование, необходимое для прочной связи основания с дном моря и во избежание последующих осложнений в процессе бурения [10].

Практика работ на акваториях крупных нефтедобывающих стран мира показала, что с целью увеличения эффективности поисково-разведочных работ, ускорения окончания бурения скважин и удешевления их стоимости необходимо бурение производить с плавучих платформ.

В зарубежной практике скважины, пробуренные с передвижных установок, используются обычно только в целях информации, как рекогносцировочные. В задачу входит выявление стратиграфического разреза, тектонической структуры и продуктивных отложений. С помощью таких установок компания, получившая лицензию на разработку участка, выявляет перспективные месторождения. Если обнаруживается присутствие нефти и газа в скважине, то в течение некоторого времени должна испытываться продуктивность залежей.

Даже в случае положительного результата испытаний считается нецелесообразным вводить такую скважину в эксплуатацию и вести трубопроводы к ближайшему действующему сборному пункту. Поэтому скважину ликвидируют или консервируют вплоть до сооружения стационарного основания под куст наклонных скважин.

Такой метод получил название «бурение и ликвидация» (*D* и *A*) [5].

Экономические исследования метода *D* и *A* показали, что он заслуживает пристального внимания, особенно в случаях значительной глубины скважин и на относительно большой глубине моря. Выяснилось также, что защищенная от разрушения морем поисковая скважина может стоить в два-три раза дороже, чем пробуренная и ликвидированная скважина *D* и *A*, не говоря уже о стоимости второго бурения скважин с неподвижного морского основания.

Экономические расчеты сделаны на примере Мексиканского залива, где бурение отличается относительно низкой стоимостью. В отдельных районах экономичность метода *D* и *A* будет более значительной.

Изобретение техники кессона позволяет заполнить разрыв между скважинами *D* и *A* и скважиной, оборудованной для эксплуатации. Устройство кессона позволяет обеспечить временную консервацию продуктивной скважины для возможного возвращения к ней при осуществлении проекта разработки месторождения. В этом случае устье скважины устраивается близко от морского дна, но с таким расчетом, чтобы можно было его продолжить на поверхность воды. Стоимость устройства кессона с передвижных бурильных морских установок небольшая, порядка 50 000 дол. Но нужно помнить, что таким образом сохраненную поисковую скважину неудобно заново соединять со сборной установкой.

Первоначальная оценка запасов выявленного месторождения (залежи) в зарубежной практике производится по результатам геолого-геофизических работ и по первой успешной поисковой скважине, давшей промышленный приток [20]. Вслед за этим дальнейшее направление работ может быть разным.

В частности, в условиях, когда геолого-геофизических данных и данных по скважине-первооткрывательнице недостаточно для принятия решения о судьбе месторождения, что является характерным для слабоизученных и экономически не освоенных районов акваторий, на выявленном месторождении производится бурение сравнительно небольшого числа разведочных скважин. Эти скважины бурят обычно на периферии от скважины, открывшей месторождение, с целью выяснения строения и положения структуры по продуктивному горизонту; размеров месторождения или залежи по границе контактов нефть — газ — вода; строения продуктивного горизонта и промысловых параметров залежи; геолого-технических и экономических условий эксплуатации месторождения. Совокупность данных по перечисленным вопросам позволяет дать промышленную оценку месторождения и определить систему его разработки.

Рассмотрим несколько примеров, иллюстрирующих практику оценки запасов на морских месторождениях с целью принятия решения об их освоении.

### Северное море

В британском секторе Северного моря в первые же годы его освоения открыто несколько газовых месторождений: Уэст-Соул, Леман, Индефатигабл, Хьюетт, Раф и Викинг. По первым четырем из названных месторождений суммарные запасы оцениваются в 1113 млрд. м<sup>3</sup> с вероятным извлечением 75% от указанной величины [18]. На всех площадях, за исключением Уэст-Соул, проводилось оконтуривающее бурение. Месторождение Уэст-Соул введено в эксплуатацию без оконтуривающего бурения, в этом отношении его разработка является уникальной в рассматриваемом районе. Скважина-первооткрывательница имела потенциальный суточный дебит безводного газа 28 млн. м<sup>3</sup> [19].

Общая схема разведки месторождений, где проводилось бурение оконтуривающих скважин, была следующей [18]. Структура по данным сейсмических исследований МОВ представляет собой антиклиналь. Скважина-первооткрывательница располагалась на сейсмическом профиле в зоне предполагаемого свода структуры. Поскольку успех последующей разведки по оценке месторождения зависел от точности интерпретации сейсмических наблюдений, в этой скважине произвели сейсмокартаж во всех пластах, залегающих выше продуктивной зоны. Полученные значения скоростей, а также отметка кровли продуктивного горизонта по скважине послужили основой для пересоставления структурной карты, точность которой после этого возросла.

В скважине-открывательнице получили информацию о мощности и пористости продуктивных песчаников Ротлигендес (красный лежень), насыщенности их газом и водой, пластовом давлении и температуре. Исследования на приток позволили установить производительность скважины и общую проницаемость коллектора. Все эти показатели были необходимы для определения возможных запасов.

После обработки полученной информации на крыле антиклинали заложили оконтуривающую скважину для прослеживания продуктивного горизонта, проверки точности заново составленной структурной карты и определения газо-водяного контакта. Оконтуривающая скважина не вскрыла границу раздела газ — вода, но с ее помощью удалось расширить пределы разведанной газоносной зоны, пересмотреть структурную карту и уточнить ожидаемые размеры месторождения.

С целью установления границы раздела газ — вода была пробурена вторая оконтуривающая скважина на противоположном крыле антиклинальной складки. Скважина выполнила поставленную задачу. Положение поверхности раздела газ — вода на сейсмической карте определило границы залежи, после чего стало возможным подсчитать запасы на основе информации, полученной в результате бурения трех скважин.

Обратимся к более конкретным примерам из этой группы месторождений, характеризующим различные условия, в силу которых потребовалось бурить оконтуривающие скважины [19].

Месторождение Леман открыто в апреле 1966 г. первой скважиной. Его запасы оцениваются не менее чем в 308 млрд. м<sup>3</sup>. Пробная эксплуатация первой успешной скважины вместе с сейсмическими данными о структуре быстро подтвердили важное значение открытия. К концу 1966 г. на северо-западной части площади были пробурены 4 оконтуривающие скважины. Они позволили уточнить структуру месторождения и выявить неоднородное строение пласта-коллектора, что впоследствии подтвердилось эксплуатационным бурением. На участке, принадлежащем другой группе компании, также была пробурена скважина-открывательница с хорошим потенциальным дебитом, а вслед за ней 3 оконтуривающие продуктивные скважины. В обоих случаях необходимость разведочного (оконтуривающего) бурения обусловлена главным образом недостаточной достоверностью представлений о структурном плане продуктивного горизонта, так как кровлю его невозможно было закартировать непосредственно сейсморазведкой. Самый глубокий опорный горизонт соответствует здесь кровле вышележащего известняка Цехштейн. Для точной интерпретации структуры по продуктивному горизонту наряду с уточнением структуры по опорному сейсмическому горизонту требуется карта изопахит, которая может быть получена лишь по данным бурения.

На площади Индефатигабл располагается второе по величине промышленное газовое месторождение в Северном море. Его доказанные запасы оцениваются в 112 млрд. м<sup>3</sup> (без учета некоторых

неразбуренных поднятий). На этой площади лишь третья по счету скважина с дебитом 700 тыс. м<sup>3</sup>/сутки завершена как промышленная газовая летом 1966 г. Оконтуривание месторождения производилось одновременно с аналогичными работами на месторождении Леман. Интересно заметить, что, несмотря на большое количество пробуренных скважин, ни одна из них не классифицируется как эксплуатационная.

Месторождение Хьюетт открыто осенью 1966 г. первой поисковой скважиной. Здесь в отличие от предыдущих примеров применялось близкое оконтуривание. Вторая и третья скважины закончены как газовые, о четвертой ничего не говорится, а пятая и шестая выявили дополнительную небольшую структуру севернее основного поднятия.

Месторождение Раф является самым незначительным по своему промышленному значению в британских водах Северного моря. Оно открыто в мае 1968 г. первой поисковой скважиной. Оконтуривающая скважина попала в продуктивную зону. Оконтуривание вызвано тем, что пласт-коллектор значительно видоизменяется по литологическому составу и мощности, а также осложнен сбросом.

Месторождение Викинг открыто в 1965 г. второй по счету скважиной. Для изучения строения и распространения коллектора проводилось оконтуривающее бурение. Первая скважина бурилась на расстоянии 1 км от скважины-открывательницы; пробуренная вблизи сброса, она оказалась сухой. В последующей скважине, расположенной севернее, был вскрыт мощный пористый газоносный песчаник Ротлигендес. Запасы газа вполне достаточны для обоснования отдельного подводного газопровода.

Фирмы, производящие бурение поисковых и разведочных скважин для оценки месторождений, уделяют очень большое внимание получению информации по трем группам параметров, характеризующих возможный или доказанный продуктивный горизонт [8].

К первой группе относятся данные о свойствах пород. Во вторую группу входят сведения, относящиеся к параметрам пласта, типу и режиму залежи. Наконец, в третью группу входят эксплуатационные параметры (продуктивность скважины, скорость падения пластового давления, динамическое забойное давление и т. д.). По каждой скважине намечается получение лишь дополнительной информации. При этом обращается внимание на экономическую целесообразность ее извлечения.

На основе промышленной оценки месторождения решается вопрос о практической целесообразности его разработки.

### Мексиканский залив

В Мексиканском заливе к настоящему времени только на поиски нефти израсходовано около 10 млрд. дол. Для обеспечения экономической эффективности очень важно по возможности точно прогнозировать финансовые результаты разработки месторождений. Для изу-

чения и оценки приобретаемых морских участков и последующих поисково-разведочных работ обычно проводится комплексный инженерный анализ. Считается, что большинство проблем можно разрешить в общем плане до того, как компания затратит значительные средства на приобретение участка. После его приобретения и открытия месторождения до изготовления и монтажа буровой и эксплуатационной платформ также производится инженерное обоснование.

Комплексное изучение проблемы изготовления и монтажа платформы включает в себя пять пунктов: 1) геологические параметры; 2) основные пластовые данные; 3) проект разработки; 4) время выполнения работ; 5) анализ прибыльности операций.

Ниже на примере одного из участков в Мексиканском заливе показано практическое осуществление программы освоения месторождения [9].

Участок находится на акватории, где при современном уровне техники можно установить эксплуатационную платформу. Для упрощения не рассматриваются такие факторы, оказывающие влияние на конструирование платформ в глубоких водах, как неблагоприятные метеорологические условия, возможность оползней, подвижки льда и т. п.

С самоподъемной буровой установки пробурена первая поисковая скважина, оказавшаяся сухой. Вторая скважина № 2 вскрыла продуктивные горизонты. После открытия месторождения основное значение приобретает вопрос о буровой и эксплуатационной платформах. Компания стремится пробурить минимальное число разведочных скважин, но, естественно, не желает устанавливать эксплуатационную платформу на участке, где не будет получена прибыль. Поэтому одновременно с бурением третьей скважины тщательно изучались геологические данные (размер участка, мощность коллектора, его качества, сбросы и т. п.), а также другие факторы. Анализ геологии на этой стадии базируется в основном на данных сейсморазведки. В описываемом случае считалось, что геологический анализ упрощался наличием сброса, оказавшего влияние на формирование ловушки нефти и газа.

Для уточнения прогноза производилась серия кратковременных испытаний на приток из продуктивных отложений в третьей скважине для получения информации о непрерывности и протяженности пласта, коллекторских свойствах породы и пластовых флюидов. Подобные сведения необходимы для определения количества эксплуатационных скважин, составления проекта разработки и выбора размера платформы. Бурение третьей скважины подтвердило открытие месторождения. После этого производилась оценка режима работы пласта. Геологические особенности пласта, данные исследований на приток в сравнении с соседними месторождениями показали, что открытое месторождение, вероятно, имеет водонапорный режим.

На рассмотренном этапе требуется тесное сотрудничество между геологами и инженерами, так как большая часть информации имеет геологический характер.

Первый этап исследований при выборе платформы заключался в оценке извлекаемых запасов. Структурные карты и карты изопачит с границами пласта позволили определить минимальные запасы газа, а также соотношения газ — вода, газ — нефть и т. д. Кроме того, для определения извлекаемых запасов использовались результаты интерпретации каротажных диаграмм, данные анализов кернов и результаты испытаний скважин на продуктивность, а также оценка параметров пласта, к которым относятся пористость, водонасыщенность, давление и температура на забое, объемный коэффициент нефти и газа в пластовых условиях, свойства пластовых флюидов, проницаемость.

Поскольку на этом этапе участок еще не был полностью оценен, рассчитывались минимальные, максимальные и вероятные запасы, что позволило иметь широкий диапазон оценки залежи. Различные оценки величины запасов на участке позволяют инженеру и геологу составить представление о перспективности месторождения.

На экономической стадии оценки считается необходимым рассмотреть возможные финансовые затраты при различных величинах запасов. Размер залежи определяет размер платформы. Однако если размер и геометрия залежи очень неопределенны, то бурят подтверждающую скважину для уточнения границ месторождения и величины его запасов, но при этом имеется в виду, что бурение каждой дополнительной скважины обходится в 0,5—1 млн. дол.

#### ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Поскольку поисково-разведочные работы на нефть и газ на акваториях являются более дорогостоящими, чем на суше, необходимо особое внимание обращать на их геолого-экономические показатели. Ниже остановимся на некоторых из них [15, 17].

К числу основных геолого-экономических предпосылок, определяющих, по мнению зарубежных специалистов, интерес к морской разведке, относятся следующие.

1. Преимущественная приуроченность нефтяных и газовых месторождений к мезокайнозойским отложениям прибрежных осадочных бассейнов, наиболее перспективные зоны которых погружены в море. По данным мировой статистики эти отложения в условиях суши известны как высокопродуктивные, наиболее насыщенные на единицу объема породы. Они содержат наибольшее число залежей и являются сравнительно хорошо изученными.

2. Сравнительно низкая стоимость и высокое качество сейсморазведочных работ, что обеспечивает хорошую достоверность подготовки структур и большую успешность поискового бурения на акваториях.

3. Относительно небольшие глубины залегания продуктивных горизонтов и максимальная механическая скорость проходки в молодых отложениях континентального шельфа.

Стоимость открытия месторождения на акваториях составляет от 10 до 30% суммы эксплуатационных расходов в зависимости от конкретных условий. Считается, что наиболее правильно будет определить долю затрат на геофизические работы в 20—30%, а на буровые — в 70—80%.

Стоимость 1 км морского профилирования при проведении геофизических работ в 3—5 раз меньше, чем на суше, а производительность работ в 10—20 раз выше, поэтому в море задается большое количество профилей, что и обеспечивает высокую достоверность подготовки структур и большую успешность поискового бурения. Разительным примером может служить Нигерия, которая становится одной из активных морских нефтедобывающих стран. Здесь эффективность поискового бурения на море по числу продуктивных скважин в 1968—1969 гг. составляла 85%, т. е. из 20 скважин 17 были первооткрывательницами. В качестве другого примера можно привести Северное море, где в английском секторе 18 из 20 месторождений были открыты первыми скважинами.

В настоящее время большая часть поисково-разведочных скважин проводится с подвижных оснований. Для предпринимателя себестоимость разведочной скважины складывается из постоянных и суточных затрат, а также стоимости 1 м проходки.

Постоянные затраты складываются из следующих сумм.

1. Затраты на маневры судов (на подвод их к месту работ и отвод), которые распределяются на все время проведения разведочных работ и зависят от пройденного расстояния. Эти затраты весьма значительны. Так, буксировка одной самоподнимающейся платформы на расстояние в 16 тыс. км стоит примерно 1500 тыс. дол., а переход одного самоходного судна на то же расстояние обходится в 400 тыс. дол. При проведении геологоразведочных работ с бурением 6 скважин приблизительные расходы на маневры платформы и судна будут соответственно составлять (из расчета на одну скважину) 250 и 67 тыс. дол.

2. Затраты на рекогносцировку и подготовку к бурению — приблизительно 50 тыс. дол.

3. Затраты на оборудование устья скважины и установку кондуктора — более 60 тыс. дол.

Суточные затраты на разведочное бурение (аренда буровой установки, электроэнергия, тампонажные работы, опробование, насосы, геологический контроль, контроль бурового раствора, аренда оборудования, транспорт, технический надзор, база на суше, радио, техническая помощь и общие расходы) колеблются в пределах 16—33 тыс. дол. Аренда буровой установки (или плата подрядчику) составляет приблизительно 50% суточных затрат. Себестоимость 1 м проходки скважин колеблется от 70 до 120 дол.

Анализируя имеющиеся данные, можно сделать вывод, что стоимость буровых работ в среднем в 3 раза выше, чем на суше. Однако при работах в море невозможно точно определить стоимость проводки одной скважины; считается, что целесообразнее оценивать всю

программу проведения буровых работ в целом. Ее выполнение может занять 1 или 2 года. Для выполнения одногодичной программы общая стоимость буровых работ составит 6—10 млн. дол. (для Мексиканского залива — 6 млн. дол.).

Экономическая оценка работ, осуществляемых в море, чаще всего дается во времени, а не по пройденным скважинам. В связи с этим важно знать продолжительность работ на каждой скважине, чтобы определить прогнозную стоимость скважины.

Суточная проходка при бурении поисково-разведочных и эксплуатационных скважин на морском месторождении без учета исследований, оборудования приборами и выброса, которые могут значительно увеличить продолжительность бурения и, следовательно, его себестоимость, в основном колеблется в зависимости от состояния моря. Для поисково-разведочных скважин в случае спокойного моря средняя суточная проходка на глубине 2000 м составляет 90 м, а на глубине 4000 м — 45 м. В случае штормового моря она снижается до 45 м на глубинах 2000 м и до 25 м на глубине 4000 м. Для эксплуатационных скважин в случае спокойного моря средняя суточная проходка на глубине 2000 м составляет 120 м, на глубине 4000 м — 65 м. Для штормового моря эти цифры соответственно составляют 55 и 30 м.

Океанографические условия по-разному влияют на способы бурения. Особенное значение приобретает правильный выбор типа основания для бурового оборудования. После доставки оборудования на место коэффициент использования подвижного основания будет равен 95—99%, а плавучего основания 75—95%. Неправильный выбор основания для бурового оборудования, не приспособленного для конкретных условий, может увеличить стоимость одной скважины на 15—25% и даже привести к прекращению ее проходки.

## ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

### Каспийское море

Разработка морских месторождений в настоящее время выделилась в особую отрасль нефтепромыслового дела. Этому способствовало решение ряда научных и практических проблем, связанных с изысканием наиболее эффективных путей использования огромных природных богатств, залегающих под дном моря. В нашей стране уже накоплен определенный опыт, позволяющий непрерывно совершенствовать технику и технологию эксплуатации морских месторождений [1, 2, 12].

В основу составления плана разработки кладутся данные геолого-разведочных работ. Опираясь на эти данные, определяют геометрию пластов, энергетическое состояние залежей, свойства коллекторов и пластовых жидкостей и другие параметры, необходимые для гидродинамических расчетов. Проект разработки морских нефтяных месторождений требует комплексного решения ряда вопросов с при-

влечением материалов не только нефтепромысловой геологии, но и других отраслей науки — гидродинамики, экономики и т. д. На базе гидродинамических расчетов устанавливаются варианты разработки месторождения, размещаются эксплуатационные и нагнетательные скважины, определяются технические показатели разработки по каждому из вариантов и т. д.

Этими расчетами определяются целесообразность искусственного воздействия на залежи, а также те меры, которые в конкретных условиях каждого месторождения дадут наибольший эффект. Решающее значение при выборе наиболее экономичного варианта принадлежит экономическим расчетам, которые включают в себя определение объема потребных капитальных вложений, форм и организации промыслового хозяйства, трудоемкости разработки и эксплуатационных затрат.

На основе всестороннего исследования геологических, технологических и экономических показателей выбирается такой оптимальный вариант разработки месторождения, при котором с наименьшими затратами в кратчайшие сроки обеспечивается наибольшее извлечение запасов. При выборе наилучших вариантов разработки месторождений, расположенных на морских площадях, необходимо учитывать ряд дополнительных факторов, связанных со специфическими особенностями морской добычи. В частности, темпы разработки залежей нефти и газа на море должны быть тесно увязаны со сроками службы морских гидротехнических сооружений. Ограничение сроков разработки может иметь место и на месторождениях с достаточно высокими запасами.

Основной особенностью организации работ на море является необходимость создания искусственной рабочей площадки, предназначенной для размещения технологического оборудования и инструмента. Создание искусственной площадки является трудоемким процессом, требующим значительных капиталовложений и выполнения сложных работ. При этом необходимо учитывать гидрометеорологические и инженерно-технические условия района строительства, а также требования по защите сооружений от агрессивного воздействия морской воды.

Особое внимание при проектировании морского нефтепромыслового сооружения должно быть обращено на гидрометеорологический режим акваторий, чтобы обеспечить устойчивость и безотказность работы во время сильных штормов.

Вопросы, связанные с сооружением искусственной площадки, необходимо также увязывать с геологическими и географическими особенностями месторождения (расстояние от берега, глубина залегания продуктивных горизонтов, количество объектов, подлежащих разбурированию, и т. д.). Эти условия определяют тип сооружений, метод разработки, способы бурения скважин, организацию добычи и транспорта нефти.

Разработка морских месторождений может быть осуществлена следующими путями: 1) бурением наклонных скважин с берега;

2) осушением дна моря засыпкой или постройкой заградительной дамбы с последующей откачкой воды; 3) строительством индивидуальных оснований, на которых возводятся единичные скважины или кусты скважин; 4) проводкой скважин с передвижных судов или затопленных барж; 5) строительством эстакад; 6) возведением намывных дамб и островов; 7) строительством подземных тоннелей и шахт; 8) комбинированным методом — строительством эстакад и индивидуальных оснований.

Преимуществом метода бурения наклонных скважин на берегу является то, что он исключает сооружение специального основания на море, упрощает эксплуатацию в специфических условиях моря и значительно удешевляет разработку месторождения. Однако ограниченность отклонения не позволяет проводить наклонные скважины к объектам, удаленным от берега на значительные расстояния.

В начальный период освоения морских месторождений применялись основания свайной конструкции. Их существенным недостатком являлась необходимость вести все работы на море, поэтому темпы строительства всецело зависели от гидрометеорологических условий. Кроме того, конструкция опор свайного основания не позволяла, как было сказано выше, вести строительство при глубинах моря более 6—8 м, тогда как развитие морской добычи шло в направлении акваторий со значительно большими глубинами.

В дальнейшем стали применяться индивидуальные основания крупноблочной конструкции. Отдельные крупные блоки изготовлялись на береговых базах, а монтировались в море. Для снижения затрат крупноблочные основания конструируются с таким расчетом, чтобы с них можно было пробурить несколько наклонных скважин. При этом предусматривается возможность расширения основания для бурения дополнительных скважин. Благодаря этому на таких основаниях может быть сосредоточен целый куст скважин.

При разработке крупных месторождений в открытом море наиболее целесообразным оказалось применение так называемого эстакадного метода. Сущность его заключается в том, что на разведанном участке по заранее составленному плану возводится гидротехническое мостовое сооружение, вдоль которого на специальных площадях размещаются все объекты морского нефтепромысла. С площадок производится бурение скважин и последующая их эксплуатация.

При эстакадном методе разработки месторождения комплексно решаются вопросы, связанные с бурением скважин, добычей, хранением и транспортом нефти, а также снабжением промысла энергией, водой, глинистым раствором, материалами и т. д. При разработке месторождений, значительно удаленных от берега, на эстакадных площадках кроме промысловых объектов строятся жилые поселки и культурно-бытовые объекты. Все детали и конструкции эстакадных сооружений изготовляются на береговых базах и заводах, а затем доставляются в море для монтажа. Эстакадный метод разработки нашел широкое применение на месторождениях Гюр-

гяны-море, банка Дарвина, Нефтяные Камни, Песчаный-море и др. при глубинах воды от 3 до 35 м. К настоящему времени общая протяженность всех морских эстакад составляет более 300 км.

На некоторых месторождениях в зависимости от конкретных условий применялась комбинация нескольких методов. Так, например, разработка площади Песчаный-море осуществлялось путем сооружения береговой намывной дамбы и автономной эстакады, соединенных друг с другом. Бурение на площади Карадаг-море осуществлялось с намывной дамбы-острова и индивидуальных металлических оснований.

В основе разработки морских месторождений лежит кустовое наклонное бурение, обеспечивающее значительное снижение стоимости гидротехнических сооружений в расчете на одну скважину. В настоящее время на многопластовых месторождениях Каспия с одной площадки на различные объекты бурятся 25 скважин с большими отклонениями от вертикали. Например, в скв. 782 на месторождении Нефтяные Камни при глубине 3132 м максимальное отклонение от вертикали составляет 2235 м, а отклонение от 1000 до 2000 м является обычным.

Большой интерес представляет сравнительная экономическая эффективность добычи нефти на суше и на море. Для оценки экономической эффективности добычи нефти, как известно, в нашей стране пользуются преимущественно следующими показателями: 1) удельными капитальными вложениями на 1 т прироста запасов нефти; 2) удельными капитальными вложениями на 1 т добычи нефти по новым скважинам. Однако в условиях Азербайджанской ССР для ориентировочных расчетов практически возможным является сопоставление среднего дебита на 1 скв.-месяц, отработанный по новым скважинам, и средней стоимости бурения эксплуатационных скважин на суше и на море, включая стоимость морских сооружений.

Повышенные капитальные затраты на бурение эксплуатационных скважин в море по сравнению с сушей компенсируются более высоким средним дебитом нефти на 1 скв.-месяц, отработанный по новым скважинам. Такая сравнительная характеристика позволяет подчеркнуть, что основа эффективной добычи нефти в море — это разработка высокодебитных залежей. При составлении планов разработки этот вопрос не должен оставаться без учета.

Преобладание в морской нефтедобыче наиболее дешевого фонтанного способа обеспечивает высокие технико-экономические показатели добычи нефти в море в целом.

Как показывает практика разработки морских нефтяных и газовых месторождений Азербайджана, капитальные вложения в морскую добычу нефти быстро окупаются. Себестоимость 1 т морской нефти, а также вложения на приращение 1 т запасов нефти в море находятся в пределах средних для СССР чисел.

Интересно отметить, что по расчетам АН Азербайджанской ССР сумма накоплений, получаемых от реализации нефтепродуктов,

произведенных из 1 т нефти месторождения Нефтяные Камни, составляет 320 руб. 26 коп.

Таким образом, при вводе в эксплуатацию высокодебитных морских нефтяных месторождений с устойчивым фонтанным режимом и значительными запасами нефти и газа даже при повышении сравнительных капитальных затрат на бурение в море в перспективе может стоять вопрос об окупаемости дополнительных затрат.

Такие расчеты должны базироваться на проектах разработки, а также генеральных схемах устройства морских месторождений, составленных на их основе, т. е. известных этапах проектирования.

### Акватории зарубежных стран

Эффективность эксплуатации морских месторождений зависит от характеристики месторождения (глубины и продуктивности скважин), глубины моря, расстояния от берега, морских условий, высоты волн, скорости течений, температуры, близости других месторождений. Эксплуатационное бурение, как правило, осуществляется с неподвижных платформ, тип и размеры которых зависят от нескольких переменных. На выбор типа платформы оказывают влияние размер волн, глубина моря, расстояние от берега и ряд других факторов.

На каждом морском участке возникают свои специфические проблемы, которые рассматриваются до выбора типа и размеров платформы. При глубине моря более 15 м лучше использовать автономные буровые и эксплуатационные или тендерные платформы (бурение на тендерных платформах производится с помощью вспомогательного судна-тендера). Решение о выборе тендерной или автономной платформы зависит от числа буримых скважин, требуемого объема складских помещений для обеспечения буровых работ и времени, которое пройдет до начала эксплуатационного бурения. Для каждой платформы и буровой проводится финансовый анализ [9]. Определению числа скважин помогает оценка текущей стоимости доходов в сравнении с объемом запасов. При оценке учитывают глубину и стоимость скважин и величину запасов.

Продуктивность скважин (или допустимая норма отбора) является наиболее важным фактором, определяющим число скважин, необходимых для разработки месторождения. Решение этого вопроса производится на основе данных испытаний скважин и сравнения с соседними промыслами, если таковые имеются, но при этом учитываются поправки на возможные простои, осложнения в скважинах, метеорологические условия и т. п.

Для нефтяных пластов исследования предполагаемых дебитов и стоимости скважин позволяют определить сетку расстановки скважин, обеспечивающую получение максимальной прибыли. Когда определены оптимальные запасы на одну законченную скважину и общие извлекаемые запасы, то можно рассчитать общее требуемое число нефтяных скважин. Подобная же работа проводится и для

газовых месторождений, однако на решение вопроса о числе скважин большое влияние оказывают требования договора с потребителем.

Наряду с определением числа нефтяных и газовых скважин и составлением геологических карт продуктивных зон изучают возможные места расположения эксплуатационных скважин. Далее производится оценка местоположения платформы. При этом учитываются все факторы, рассмотренные при анализе проекта разработки. Для успешно реализованных проектов всегда характерно тщательное планирование операций, в том числе и прогноз стоимости морских работ с учетом ветров, волн, погоды.

На стадии общей оценки и анализа прибыльности все рассмотренные факторы приводятся к общей основе, на основании чего принимается решение о целесообразности или нецелесообразности строительства платформы. По окончании оценки проекта перед инженерным персоналом ставятся задачи подведения итогов и составления детального отчета, чтобы информировать руководство фирмы об экономических возможностях участка и о степени риска при его разработке.

В заключение кратко остановимся на оборудовании устья эксплуатационных скважин. В технике эксплуатации морских скважин практикуются два метода оборудования устья скважин: под водой и над водой. Метод оборудования устья над водой на платформе подобен тому, который применяется на суше. Что касается скважин с подводным устьем, то этот метод практикуется также в двух вариантах: непосредственно на дне или на придонной опорной площадке.

Считается, что система подводного оборудования становится экономически рентабельной в тех случаях, когда стационарные эксплуатационные платформы не могут быть использованы в условиях большой глубины моря, сильного волнения, движения льдов, опасности для навигации, слабого опорного грунта, значительной отдаленности от береговых станций.

Кустовое расположение устьевого оборудования скважин на придонной опорной площадке позволяет осуществлять бурение с плавучего судна или буровой платформы, смонтированной на опорах, высота которых регулируется гидравлическими домкратами.

### **Рентабельность разработки морских месторождений на акваториях зарубежных стран**

С увеличением глубины воды стоимость добычи нефти и газа сильно возрастает. Кроме затрат на технику в условиях капиталистических стран на рентабельность разработки морского месторождения и месторождения на суше огромное влияние оказывает налоговая система. Поскольку вложения в морские разработки значительно выше, чем на суше, считается, что чистая прибыль (за вычетом налогов) должна превышать их. Учитывая влияние налоговой системы, можно сказать, что современная экономическая система капиталистических

стран приводит к «снятию сливок» с месторождений, так как извлекается только часть обнаруженных запасов.

На суше бурение скважин и эксплуатационные работы могут быть распределены на довольно большое число лет и объем добычи может регулироваться в зависимости от конъюнктуры рынка. В море же удлинение срока отработки значительно удорожает работы. Более того, снижение добычи на месторождении заставляет использовать сверхмощные установки, что значительно увеличивает цену добытой тонны нефти. Это, в свою очередь, приводит к более быстрому отказу от разработки морского месторождения.

В США считается [4], например, что участок площадью 16 га с извлекаемыми запасами 398 тыс. т нефти или 1 млрд. м<sup>3</sup> газа является прибыльным, если он расположен недалеко от берега, и совершенно неприбыльным при удалении от берега на 55 км и далее и глубине моря от 23 м. На современном уровне развития техники участок, расположенный в Мексиканском заливе, считается прибыльным только в том случае, если запасы нефти в нем оцениваются в 680—1350 тыс. т, а газа — в 1,4—2,8 млрд. м<sup>3</sup>.

В условиях больших глубин (60—90 м) рентабельным считается месторождение с извлекаемыми запасами нефти не менее 4 млн. т. Такое месторождение относится к числу крупных и дает, по подсчетам американских специалистов, 15% прибыли на вложенный капитал. Из 46 нефтяных месторождений, открытых на морских площадях у побережья штата Луизиана, 26 имеют примерно 180 млн. т нефти, т. е. в среднем по 7 млн. т на каждое. Только каждое четвертое из этих 46 месторождений имеет запасы свыше 4 млн. т. Если процент крупных месторождений принять равным 25, то из 16 глубоких поисковых скважин лишь одна приводит к открытию нового крупного месторождения, способного оправдать расходы и принести прибыль.

В Северном море с 1964 по 1969 г. было затрачено 900 млн. дол. на 350 скважин, из которых 200 оказались непродуктивными (в 1969 г. количество результативных скважин составило всего 16%). Эти затраты позволили обнаружить 6 промышленных газовых месторождений: Уэст-Соул, Индефатигабл, Леман, Викинг, Хьюит и Додди, извлекаемые запасы которых составляют около 1000 млрд. м<sup>3</sup>. Потенциальная добыча в 35—45 млрд. м<sup>3</sup> в год будет достигнута приблизительно через 5 лет. При цене на газ 0,01 дол./м<sup>3</sup> (с учетом 10% прибыли) затраты будут полностью покрыты [17].

Считается, что для получения удовлетворительной прибыли необходимы, как правило, следующие условия: очень большие запасы, высокодебитные скважины, разумные условия лицензий и наличие у нефтедобывающей фирмы возможности обеспечить короткий период ввода в эксплуатацию (время между вложением капитала и началом добычи в запланированных масштабах).

Чтобы было экономически выгодно разрабатывать месторождение в районах с глубиной вод свыше 300 м, оно должно обладать извлекаемыми запасами высококачественной нефти не менее 22 млн. т.

Интересно отметить, что из 47 эксплуатируемых морских месторождений, открытых за пределами США после второй мировой войны, только 11 имели извлекаемые запасы свыше 22 млн. т.

Вероятно, необходимый суточный дебит скважин должен в среднем быть выше 45 т. Дебиты скважин на 47 нефтяных месторождениях в среднем составляли 45 т на скважину, а на 11 самых крупных месторождениях средние суточные дебиты скважин достигали 127 т [14].

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алиханов Э. Н. Нефтяные и газовые месторождения Каспийского моря. Баку, Аз. гос. изд-во, 1964. 383 с.
2. Бабазаде Б. К., Самедов Ф. Н., Юсуфзаде Х. В. Особенности разработки морских нефтяных месторождений и конечная нефтеотдача залежей на опыте разработки месторождения Нефтяные Камни. — В кн.: Опыт разработки нефт. и газов. м-ний. М., Гостехиздат, 1963; с. 75—86.
3. Добрин М. В. Навигация с помощью искусственных спутников Земли и определение координат объектов при морской разведке и бурении на нефть и газ. — В кн.: Докл. VIII Мирового нефт. конгресса. М., 1971. 25 с.
4. Еловацкий Н. П. Освоение морских месторождений нефти в США. Обзор. Сер. Экономика минер. сырья и геологоразвед. работ. 1969, № 20, с. 22. (Всесоюз. науч.-исслед. ин-т экономики минер. сырья и геол.-развед. работ).
5. Нефтяная и газовая промышленность стран и территорий Азии и Дальнего Востока. М., 1966. 213 с. (Всесоюз. науч.-исслед. ин-т организации и экономики нефт. и газов. пром-сти). Авт.: Н. С. Ерофеев, К. А. Аникиев, Ю. П. Желтов и др.
6. Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям нефти и горючих газов. М., «Недра», 1972. 63 с.
7. Кавех Х., Саях Е. Г. Геологические и геофизические методы, применяемые компанией «Иран пан американ» при поисках и разведке нефти и газа в районе Персидского залива. — В кн.: Докл. VIII Мирового нефт. конгресса. М., 1971, с. 27.
8. Керр Г. Методика составления программы заканчивания скважин. — «Инженер-нефтяник», 1966, № 2, с. 14—24.
9. Колвер Д. Д. Прогнозирование стоимости добычи на морских платформах. — «Инженер-нефтяник», 1972, № 5, с. 33—36.
10. Мелик-Пашаев В. С. Методика разведки нефтяных месторождений. М., «Недра», 1968. 182 с.
11. Мухин В. В., Енгальчев Э. А., Клычева Н. Ю. Об опыте разведки и подготовки к разработке газовых месторождений в зарубежных странах. — «Труды Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-та», 1971, вып. 51, с. 139—152.
12. Освоение морских нефтяных месторождений. М., Гостехиздат, 1960. 321 с.
13. Самарский В. Нефть из моря. — «Журн. НТО СССР», 1971, № 9, с. 14.
14. Смит Ф. Э. Технические и экономические факторы, влияющие на добычу нефти и газа в глубоководных районах с неблагоприятными условиями окружающей среды. — В кн.: Докл. VIII Мирового нефт. конгресса. М., 1971, с. 22.
15. Уикс Л. Г. Запасы и разработка морских нефтяных месторождений. — «Нефте- и газодобывающ. пром-сть», 1969, № 40, с. 1—10.
16. Инженерно-геологические аспекты разведки и добычи углеводородов в море. — В кн.: Докл. VIII Мирового нефт. конгресса. М., 1971, с. 27.

17. Экономические проблемы разведки и разработки морских месторождений нефти и газа в капиталистических и развивающихся странах. — «Экономика минер. сырья и геол.-развед. работ», 1972, № 4, с. 42. (Всесоюз. науч.-исслед. ин-т экономики минер. сырья и геол.-развед. работ).

18. H i n d e P. North Sea exploration. — «Gas J.», 1967, 330, № 5409, pp. 335—338, 341.

19. K o k k e D. E., H i n d P. (Great Britain). The development of natural gas discoveries from the U. K. Sector of the Southern North Sea basin, 11-th International gas conference, Moscow, 1970. 20 p.

20. M e y e r G. A. Erdgas-Vorratsberechnungen. Ein Wort zur Klarung und ein Vorschlag zur Koordinierung. — «Erdol und Kohle», 22, № 3, 1969, S. 129—132.

21. S l u i t e r P. G. Position fixing in deepwater exploration. — «World Petrol», 1971, 42, № 5, pp. 174, 177—178, 180, 182.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие . . . . .	3
 <b>Глава I</b>	
<b>Принципы оценки перспектив нефтегазоносности акваторий и задачи геологоразведочных работ на них . . . . .</b>	<b>6</b>
Принципы оценки перспектив нефтегазоносности акваторий	8
О принципиальных требованиях к методике геологоразведочных работ на акваториях . . . . .	14
Список литературы . . . . .	16
 <b>Глава II</b>	
<b>Перспективы нефтегазоносности Мирового океана и морей СССР . . . . .</b>	<b>18</b>
Нефтяные и газовые ресурсы Мирового океана и их освоение на 1972 г. . . . .	—
Земная кора, ее типы и строение . . . . .	—
Континенты и океаны, их главные физико-географические и геологические черты, морфоструктурные и генетические связи . . . . .	20
Представления о природе и связях континентов и океанов . . . . .	23
Некоторые теоретические предпосылки к определению перспектив нефтегазоносности акваторий морей и океанов . . . . .	25
Количественная оценка перспектив нефтегазоносности Мирового океана . . . . .	26
Освоение нефтяных и газовых ресурсов Мирового океана на 1972 г. . . . .	28
Основные черты геологии и перспективы нефтегазоносности акваторий морей СССР . . . . .	29
Список литературы . . . . .	37
 <b>Глава III</b>	
<b>Морские месторождения нефти и газа основных нефтегазодобывающих зарубежных стран . . . . .</b>	<b>40</b>
Средний и Ближний Восток . . . . .	42
Африка . . . . .	47
Северное море . . . . .	52
	189

Арктические области Канады и прилегающие территории	53
Аляска	57
Юго-Восточная Азия	59
Средиземное море	60
Список литературы	62
<b>Глава IV</b>	
<b>Геолого-геоморфологические методы изучения тектонического строения и развития нефтегазоносных акваторий шельфов</b>	63
Методика и организация морской геологической съемки	64
Методика анализа новейших и современных отложений	68
Картографическая основа геолого-геоморфологических исследований шельфов	70
Задачи структурно-геоморфологических исследований и пути их решения на шельфах	72
Комплекс структурно-геоморфологических исследований на акваториях шельфов	78
Структурно-геоморфологические исследования прибрежных зон	82
Учет неотектонических условий размещения и формирования залежей нефти и газа	85
Список литературы	88
<b>Глава V</b>	
<b>Применение геохимических методов при поиске нефтяных и газовых месторождений морского дна</b>	90
Влияние геологических факторов на эффективность геохимической съемки	91
Особенности проявления геохимических аномалий в морских бассейнах	92
Технические средства отбора проб	99
Особенности применения различных видов геохимической съемки при работе в акваториях	103
Особенности интерпретации геохимических аномалий в условиях акваторий	110
Список литературы	112
<b>Глава VI</b>	
<b>Методика и техника геофизических исследований на нефть и газ на континентальном шельфе</b>	115
Морская сейсморазведка	116
Геоакустические исследования на нефть и газ	125
Морская гравиметрия	134
Морская электроразведка	141
Изучение магнитного поля акватории	143
Комплекс геофизических методов и методика геологического истолкования геофизических данных при определении перспектив нефтегазоносности континентального шельфа	147
Список литературы	159

## Глава VII

<b>Состояние и опыт промышленного освоения нефтяных и газовых месторождений на акваториях мира . . . . .</b>	<b>161</b>
Особенности и методы проведения подготовительных работ для строительства гидротехнических сооружений . . . . .	162
Определение координат объектов при морской разведке и бурении на нефть и газ . . . . .	163
Инженерно-геологические вопросы, решаемые при поисках, разведке и добыче нефти и газа на акваториях . . . . .	164
Этапы и стадии освоения месторождений нефти и газа . . . . .	167
Методика поисково-разведочного бурения . . . . .	172
Геолого-экономические показатели поисково-разведочных работ . . . . .	178
Особенности разработки морских месторождений . . . . .	180
Рентабельность разработки морских месторождений на акваториях зарубежных стран . . . . .	185
<b>Список литературы . . . . .</b>	<b>187</b>

**ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ  
МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

Редактор издательства **Б. П. Пустынцев**  
Переплет художника **Я. В. Таубвурцеля**  
Техн. редактор **Н. П. Старостина**  
Корректор **В. М. Беляева**

---

Сдано в набор 14/XI 1974 г. Подписано в печать 5/II 1975 г. М-31364.  
Формат 60 × 90<sup>1/16</sup>. Бумага тип. № 2. Печ. л. 12. Уч.-изд. л. 13,79.  
Тираж 1100 экз. Заказ № 1377/1021. Цена 1 р. 61 к.

---

Издательство «Недра». Ленинградское отделение.  
193171, Ленинград, С-171, ул. Фарфоровская, 12.  
Ленинградская типография № 6 Союзполиграфпрома при Государственном  
комитете Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии  
и книжной торговли.  
196006, Ленинград, Московский пр., 91.

2401

р. 51к.

Б. В. А. Р. А.