

Пиролитические исследования аргиллитов карлинской свиты выявили преобладание  $S_2$  (0,40 мг/г) над  $S_1$  (0,08 мг/г); индекс нефтяной продуктивности PI изменяется от 0,15 до 0,21, составляя в среднем 0,17, среднее значение нефтегенерационного потенциала NI равно 250. Полученные результаты свидетельствуют о том, что генетический нефтяной потенциал пород карлинской свиты полностью не исчерпан. Однако положение свиты в кровельной части венда дает основание считать, что продуцируемые свитой УВ в основном мигрировали в перекрывающие ее палеозойские отложения.

Таким образом, в составе рифея на территории платформенного Башкортостана выявлено шесть НПТ: петнурская, минаевская свиты, саузовская, арланская, ашитская подсвиты калтасинской свиты нижнего рифея и кармалкинская подсвита приютовской свиты вместе с шиханской свитой верхнего рифея. Все толщи прошли стадию ГФН, но еще не полностью реализовали свой нефтегенерационный потенциал, наибольшая величина которого характерна для самой молодой, кармалкинско-шиханской, НПТ. Вендские НПТ (старопетровская и карлинская свиты) находятся на стадии ГФН и генетический нефтяной потенциал их также полностью не исчерпан.

Выявленные две ГПТ (кабаковская свита нижнего рифея и акбердинская толща ольховской свиты среднего рифея) характеризуются повышенным содержанием  $C_{орг.}$ , отсутствием битумоидов и газопроявлениями в вышележащих свитах. В качестве потенциальных ГПТ в наиболее погруженной зоне (на глубине 6...8 км) можно рассматривать все рифейские свиты, обладающие повышенным содержанием  $C_{орг.}$  (петнурская, минаевская, калтасинская).

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Егорова Н.П., Студенко Н.С. Перспективы нефтегазоносности рифейско-вендских отложений Башкирского Приуралья // Сб. науч. тр. / БашНИПИнефть. — 1991. — Вып. 83. — С. 31—38.
2. Иванова Т.В., Лозин Е.В., Андреев Ю.В. Палеогеографические особенности раннерифейского этапа восточной окраины Русской платформы // Сб. науч. тр. / БашНИПИнефть. — 1991. — Вып. 81. — С. 4—14.
3. Лопатин Н.В., Емец Т.П. Пиролитизация в нефтегазовой геохимии. — М.: Наука, 1987. — 144 с.
4. Масагутов Р.Х. Рифтогенез и перспективы нефтегазоносности рифея восточной окраины Восточно-Европейской платформы // Георесурсы. — 2000. — № 2 (3). — С. 9—12.

## ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

УДК 553.98.041(260)

### СЕЙСМОФАЦИИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ВЕРХНЕПАЛЕОГЕНОВЫХ И НЕОГЕН-ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РОССИЙСКОЙ ЧАСТИ ЧЕРНОГО МОРЯ

В. И. Головинский, Н. Ф. Кузнецова, О. А. Иванова, Е. М. Хахалев  
("Севморнефтегеофизика-Юг", НПП "Южморгеология")

Достиженные в последние десятилетия успехи сейсмофациального анализа стали возможными лишь потому, что при сейсморазведочных работах МОВ волновая картина прямо связана с условиями осадконакопления. При этом необходимо иметь в виду, что параметры отражающих поверхностей, как правило, отображают не свойства какого-нибудь одного слоя, а усредненные характеристики достаточно мощных пачек (исключение — резкий скачок упругости). Маломощные пласты не фиксируются на сейсмических разрезах.

Минимальная толщина слоя, проявляющегося на сейсмической записи отраженных волн, составляет от 1...2 м в низкоскоростных ( $V=2,5...3,0$  км/с) до 10...20 м в высокоскоростных ( $V=5,0...6,0$  км/с) средах при их изучении в низкочастотном (20...25 Гц) диапазоне [1].

Произведен сейсмофациальный анализ верхнекайнозойских осадочных систем северо-восточной части Черного моря. На сейсмических разрезах изучены геометрия и распространение речных и дельтовых отложений, бугристых клиноформ, черепицеобразных и косо-слоистых образований, сейсмических объектов, предположительно связанных с рифовыми структурами. Установлена их предполагаемая связь с распространением залежей нефти и газа.

Seismic facies analysis of Upper Cenozoic depositional systems in North-East Black Sea is produced. Geometry and distribution of fluvial and deltaic environments, hummocky clinofolds, shingled and oblique seismic reflection configurations, seismic objects, which are admittedly connected with reef structures are studied at seismic profiles. Their relationship to occurrence of oil and gas is proposed.

Акустическая контрастность отложений связана с тектоническим режимом, химизмом среды, длительностью их формирования [9]. Кроме того, установлено, что чем дальше от источника сноса формируется осадок, тем в целом выше его однородность [2, 3, 8]. Осадки, накапливающиеся вблизи источника сноса и меняющие свой состав даже при относительно незначительных его изменениях (изменении

положения базиса эрозии, состава источника сноса и пр.), образуют и при прочих равных условиях слои с различными скоростями и плотностями.

Связь сейсмofаций с определенными частями разреза верхнего — олигоцен-антропогенного — структурного этажа прослеживается далеко не всегда. Частая смена обстановок осадконакопления, очень характерная для кайнозоя Черноморской впадины, обусловила нередкое сходство фациальных особенностей различных по возрасту толщ. Тем не менее при анализе палеофациальных характеристик по материалам сейсморазведочных работ удается проследить преобладание одних сейсмofаций в более древних, других — в более молодых отложениях российской части акватории.

В целом сравнительно устойчивые условия седиментации для всего региона в майкопское время позднее сменяются достаточно пестрой картиной, детали которой прямо связаны с положением рассматриваемых отложений в той или иной части палеовпадины, на том или ином участке палеоструктуры, с относительными колебаниями уровня моря и высоты источника сноса. Так, если для майкопа (между отражающими поверхностями Ia и IIa) характерно отсутствие на значительной площади протяженных отражающих границ, и это не вызывающий сомнений результат условий его образования, то вышележащая толща, как правило, отличается хорошей сейсмостойкостью. Волновая характеристика майкопских глин позволяет выделить участки опесчанивания разреза майкопа, чаще всего связанные со сводами поднятий, отличающиеся хорошо расчлененным разрезом и нередко черепицеобразными и бугристыми клиноформами. Кроме того, для майкопа характерны конседиментационные выклинивания на бортах Анапского выступа и в сводах локальных антиклиналей Благовещенского вала, прямые клиноформы с конседиментационным выклиниванием, которые выделяются особенно четко в западной части акватории сразу за бровкой шельфа, а в восточной — мористее материкового склона. На склонах Анапского выступа, где запись верхней части майкопа становится хорошо разрешенной, нередко прослеживается сейсмическая косая слоистость (макростойкость), что, вероятнее всего, также свиде-

тельствует об обмелении моря и появлении прослоев песчаников и алевролитов.

Еще чаще конседиментационные выклинивания, дополняемые здесь конседиментационными базальными налеганиями, удается выделить на сейсмических разрезах шельфа в средне-верхнемиоценовых и плиоценовых образованиях. Сокращение толщины надмайкопских отложений в сводах антиклиналей может быть вызвано срезанием отдельных горизонтов в результате размыва или обусловлено первичным выклиниванием. Выклинивание с выпадением слоев снизу, начиная с наиболее древних, как это происходит в средне-верхнемиоценовых отложениях, позволяет сделать вывод о разрастании в это время области осадконакопления, т. е. о трансгрессии. Тот же анализ фаций показывает, что позднее, во второй половине верхнего миоцена, эти осадки подверглись предметическому размыву, наиболее выраженному в притаманской части акватории.

В толще средне-верхнемиоценовых отложений сейсмofациальный анализ позволяет выделить своеобразные осадочные образования, которые повышают перспективность этой части разреза. На сейсмических профилях притаманского шельфа между отражающими горизонтами вблизи кровли майкопа (Ia) и в кровле сармата (Is) отчетливо прослеживаются участки с хаотической и бугристой записью отражений (рис. 1), выделяющихся как своей интенсивностью, так и видимым периодом колебаний, образующие, вероятнее всего, песками авандельты.

В верхнемиоценовой части разреза выделяются сейсмofации, предположительно связанные с органическими образованиями. Изучение критериев выделения рифовых построек широким кругом специалистов привело их к выводу о том, что характеристика волнового поля в области развития рифов и сопутствующие им диагностические признаки, наблюдаемые на сейсмических разрезах и получаемые в результате преобразования сейсмической записи, сводятся к следующему:

тело рифа обрисовывается сейсмическими отражениями, выпуклыми в кровле и плоскими в подошве, а в самом рифе корреляция отражений представляется невозможной;

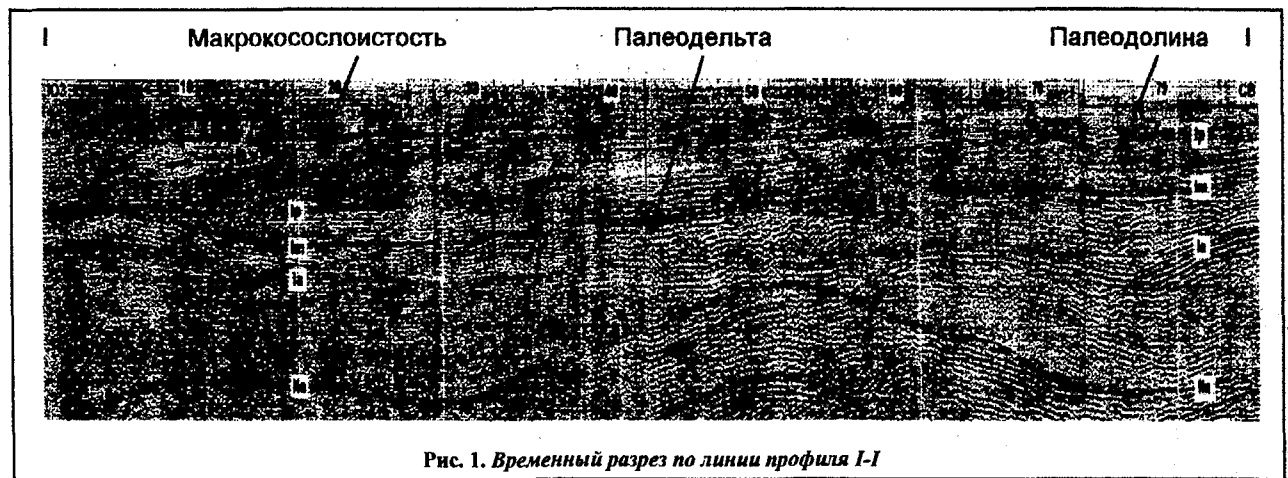


Рис. 1. Временный разрез по линии профиля I-I

временной интервал между отражениями от кровли и подошвы толщи рифогенных отложений в области рифа увеличивается;

отражения по контуру рифа принимают клиновидный или нерегулярный характер, наблюдаются дифрагированные волны от краев рифа;

над рифом прослеживаются структуры облекания, амплитуда которых вверх по разрезу уменьшается;

интенсивность надрифового отражения резко уменьшается;

в подрифовых отражениях появляются перерывы и смещения, связанные с седиментационными уступами на склонах рифа;

при высокоскоростном рифе отражения образуют форму горста;

в области рифа отмечаются понижение частоты записи и ослабление энергии сигнала на разрезах мгновенных амплитуд, изменение интервальной скорости в толще рифа;

на разрезах ПАК в толще рифа выделяется "мутная" неслоистая зона;

при изменении соотношения акустических жесткостей по латерали отмечается смена полярности отражения от кровли рифа [4].

Исходя из этих критериев, можно выделить как предполагаемое рифовое тело (рис. 2) поднятие, расположенное в 8...10 км к югу от устья Керченского пролива.

Не меньшее разнообразие сейсмофаций характерно и для верхней части послемайкопских отложений, представленной на рассматриваемой акватории мео-тис-плиоценом. Эти отложения обычно играют роль заполняющих слоев. Особенно характерны для этого сейсмокомплекса макрокосослоистость и русловые палеоврезы (см. рис. 1). На сейсмических разрезах, пересекающих центральную часть Таманского прогиба, между отражающими горизонтами  $I_p$ ,  $I_m$  закартирована эрозионная долина, в осевой части которой выделяется погребенное речное русло. В волновом поле оно прослеживается в виде прерывистых наклонных осей синфазности, которые срезают горизонтальные отражающие границы во вмещающих понтических отложениях и перекрываются пологими отражающими поверхностями в нижнеплиоценовых образованиях. Длина эрозионной палеодолины около

45 км, ширина — 7...8 км. Характер волнового поля свидетельствует о неоднородном составе отложений, заполняющих долину. В них зафиксированы многочисленные динамические аномалии, по-видимому, соответствующие линзам песчаников. Они приурочены в основном к бортам долины и представлены прерывистыми интенсивными отражениями, наклоненными под разными углами и осложненными дифрагированными волнами.

Вмещающие толщи и перекрывающие их образования отображаются параллельно-слоистыми низкоамплитудными отражениями, которые в данном случае, скорее всего, соответствуют мелководным глинистым отложениям.

В результате последующей трансгрессии в начале раннего плиоцена здесь начался новый цикл морского осадкообразования. Накопление осадков в расширяющемся морском бассейне проходило путем формирования трансгрессивных клиноформ на шельфе и прилегающих участках склона от палеопобережья на запад и юго-запад к центру впадины. Эти отложения распадаются на несколько пачек, которые перекрывают друг друга, последовательно смещаясь в сторону моря. В таких клиноформах также весьма вероятно развитие песчаных линз. Кроме того, каждая из этих пачек ограничена поверхностями палеосклонов с образованием стратиграфических и угловых несогласий.

При удалении от этих песчаных тел на разрезах фиксируются параллельные и параллельно-прерывистые отражения, полого наклоненные в сторону глубоководной впадины. Прекращение прослеживаемости на разрезах песчаных линз, очевидно, связано с переходом песчаных шельфовых отложений в алевроглинистые. Сверху на эти отложения с несогласием ложатся практически горизонтальные слои четвертичных образований, подошва которых обычно отбивается по хорошо разрешенной высокочастотной записи (отражающий горизонт В). В этих отложениях, которые выделяются достаточно уверенно лишь начиная с нижней части материкового склона и далее в пределах ложа Восточно-Черноморской впадины, наиболее четко проявляются фации заполняющих слоев, а ниже — клиноформы латеральной, в данном случае типично лавинной, седиментации.

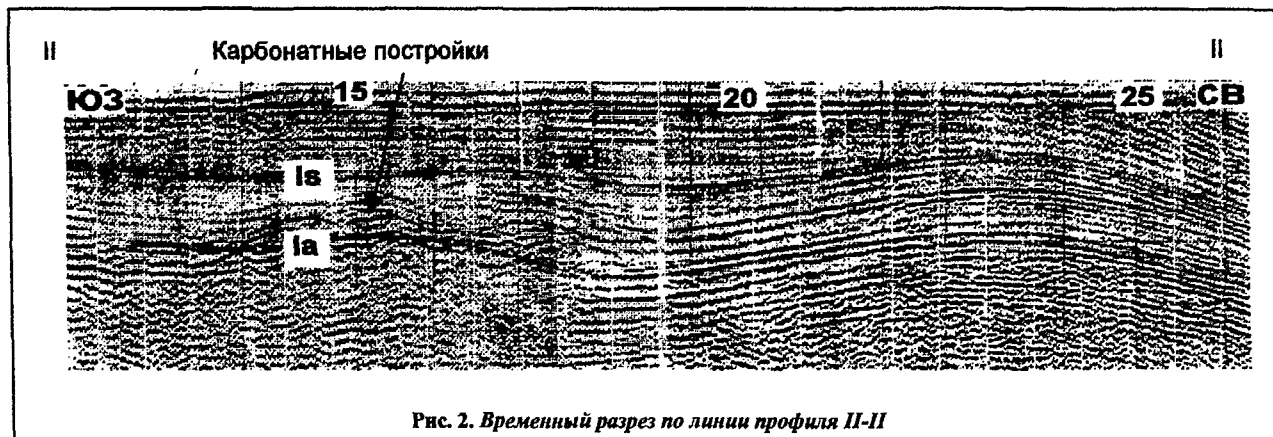


Рис. 2. Временный разрез по линии профиля II-II

Таким образом, сейсмофациальный анализ изучаемого разреза позволяет выделить в нем четыре сейсмостратиграфических комплекса:

- 1) майкопский — между отражающими горизонтами IIa и Ia;
- 2) среднемиоценово-сарматский — между отражающими горизонтами Ia и Is;
- 3) меотис-плиоценовый — между отражающими горизонтами Is и B;
- 4) четвертичный — выше отражающего горизонта B.

Все эти комплексы в пределах поднятий обычно ограничены поверхностями размыва, а меотис-плиоценовый — и поверхностями угловых несогласий, которые хорошо прослеживаются и внутри этого комплекса по резко несогласному трансгрессивному залеганию плиоцена (отражающий горизонт Ip) на всех более древних отложениях вплоть до верхнего мела.

**Перспективы нефтегазоносности**

В разрезе осадочных отложений Керченско-Таманского и соседнего Западно-Кубанского прогибов принято выделять пять основных нефтегазоносных комплексов: юрский, нижнемеловой, верхнемеловой, палеогеновый и неогеновый, в который обычно включают и нижнюю олигоценую часть майкопской серии. Верхний из этих комплексов — главный объект изучения, а нижние заслуживают внимания как возможно материнские. Изучение образцов нефти Анастасиевско-Троицкого месторождения показало, что большая часть нефти в залежах меотис-понтических отложений мигрировала в них из домеловых образований [6]. Широкое распространение и высокая продуктивность мезозойских отложений Предкавказья доказаны многолетней практикой. Нет никаких оснований для сомнения в тех же качествах мезозоя на изуча-

емой акватории. Возможность миграции нефти из материнских образований мезозоя в неогеновые отложения прикавказской части Восточно-Черноморской впадины обеспечивается широким развитием в этом регионе разрывных нарушений глубокого заложения. Эффективность создаваемых этими разрывами гидродинамических систем подтверждается многочисленными признаками скоплений углеводородов (УВ), неоднократно отмечавшимися здесь сейсморазведчиками, обнаружением предполагаемых залежей газогидратов.

Проведенный авторами сейсмофациальный анализ дает основания предполагать, что коллекторские свойства верхнепалеогеновых и неогеновых отложений изучаемой акватории не хуже, чем на месторождениях прилегающей суши. Надежность экранирующих пород должна оцениваться в соответствии с геологическим строением перспективных объектов (таблица).

**Перспективные сейсмофации региона**

**Майкопский сейсмокомплекс** выделяется между отражающими поверхностями IIa и Ia. Несмотря на относительно однородный состав майкопской серии, начиная именно с этой части разреза и выше на сейсмических профилях притаманской акватории прослеживается разрез осадочных отложений с более или менее разрешенной сейсмической записью и многочисленными отражающими границами. В качестве примера сейсмофаций майкопа, перспективных для поисков залежей УВ, необходимо отметить отрезки профилей с характерной динамикой волнового поля, низкочастотной записью и нередко черепицеобразными и бутристыми клиноформами, вероятно, связанными с развитием в разрезе прослоев алевролитов и песчаников. О появлении в разрезе майкопа коллекторов на склонах Анапского выступа может косвенно свидетельствовать сейсмическая косая слоистость.

**Перспективные и возможно перспективные локальные поднятия**

Номер на карте	Название	Глубина нижней замкнутой изогипсы, м	Размер, км	Площадь, км <sup>2</sup>	Амплитуда поднятия, м	Толщина в своде, км				Наклон крыльев, градусы	Глубина моря, м
						Pg <sup>1</sup> -Ng <sup>1</sup> mkp	Ng <sup>2</sup> -Ng <sup>3</sup> srm	Ng <sup>3</sup> meo- Ng <sup>3</sup> pnt	Ng <sup>3</sup> meo-Q		
1	Кроткова	1400	5,5×2,0	8	800	>2	0,5	0,15	—	25...35	10
2	Зеленского	850	10,5×1,2	10	230	>1,5	0,45	0,3	—	15...20	15
4	Вольского	550	10×3	22	550	<0,05	0,1	—	0,2	15...35	15
12	Маячное	550	13,5×3,0	30	420	2,5	0,2	0,2	—	10...20	30
11	Корабельное	940	5×3	12	140	<2,5	0,25	0,5	—	5...20	25
13	Лычагина	1200	7,5×3,5	20	300	—	~0,4	0,6	—	20...30	45
8	Рифовое	600	6,5×1,5	7,5	250	>1,4	0,35	0,06	0,25	20...30	2
16	Пионерское	845	17×5	63	800	0,2...1,0	0,1	0,02...0,4	—	10...30	35
9	Геленджикское	1600	6,7×1,6	7,5	130	~2,0	0,5	—	1,5	—	10
10	Витязевское-морское	1650	7×3	16	90	1,3	0,6	—	1,2	2...3	25
31	Смелое	3600	6,0×1,5	7	—	1,3	0,6	1,5	—	450	100
25	Свободное	3400	6,5×3,5	17	300	—	—	—	—	200	100

Примечание. Поднятия, кроме Смелого и Свободного, выделены по кровле майкопа (отражающий горизонт Ia).

**Среднемиоценово-сарматский сейсмокомплекс** выделяется между отражающими поверхностями Ia и Is. Для этих отложений особенно характерны участки с низкочастотной, динамически выраженной сейсмической записью, часто с черепицеобразными и бугристыми клиноформами, вероятно, также связанными с наличием в разрезе коллекторов.

Над погребенным северо-западным склоном Анапского выступа на глубине около 1,5 км от дна моря прослежено мощное (до 0,6 км) линзовидное тело средне-верхнемиоценовых отложений с описанным выше характером сейсмической записи, повидимому, образованное палеодельтой р. Кубани (см. рис. 1). В плане оно имеет почти изометричную форму и протягивается на 20 км в субширотном направлении (рис. 3). В этой линзе выделяются врезы палеодолин. Ширина палеодолины основного русла составляет 3,0...3,5 км при глубине вреза до 0,3 км. Палеодолины второстепенных ветвящихся русловых рукавов имеют ширину от 0,5 до 1,0 км при глубине вреза около 0,1 км.

Открытые еще И. М. Губкиным богатые шнурковые залежи нефти Дыш-Хадыженской группы, вытянутые вдоль южного борта Западно-Кубанского прогиба, позволяют оценивать перспективы описанных палеодолин (см. рис. 3) достаточно высоко.

Локальный участок площадью до 450 км<sup>2</sup>, очень сходный с описанным выше, выделяется также в глубоководных неогеновых, вероятнее всего, сарматских отложениях к западу от меридиана Анапы, приблизительно на широте 46°20'. Он предположительно связывается с глубоководными образованиями метатурбидитов или с турбидитным супраконусом. Динамический анализ волнового поля показывает, что как вмещающие толщи миоцена и майкопа,

так и перекрывающие отложения меотис-плиоцена представлены здесь глинистыми породами, а погребенные турбидиты сложены в основном песчаным материалом.

Представляют определенный интерес сейсмофации верхнемиоценовых отложений, связываемые с органогенными сооружениями (см. рис. 3).

Исходя из рассмотренных критериев, можно выделить как предполагаемый риф двугорбое поднятие, расположенное непосредственно к северу от рассмотренных выше предполагаемых турбидитных образований. Его приблизительные размеры 12×15 км, толщина — до 0,3 км. Значительно меньшая по размерам (10×2 км при толщине около 20 м) карбонатная линза может быть предположительно выделена в своде Малого поднятия на северном склоне Анапского выступа.

**Меотис-плиоценовый сейсмокомплекс** выделяется между отражающими поверхностями Is и V. Эти отложения обычно играют роль заполняющих слоев между выступами более древних образований. Формирование этих заполняющих слоев можно связывать с процессами латеральной седиментации или бокового заполнения (см. рис. 3), которые в данном случае могут свидетельствовать [5] об относительно интенсивном поступлении осадочного материала в условиях медленного прогибания бассейна при неизменном уровне моря. В этих отложениях хоть и реже, чем в более древних, выделяются зоны конседиментационного выклинивания, обращающие на себя внимание в основном на склонах Анапского выступа.

Для этого комплекса особенно характерна макрокосослоистость. Здесь прослеживаются многочисленные русловые палеоврезы (см. рис. 1).

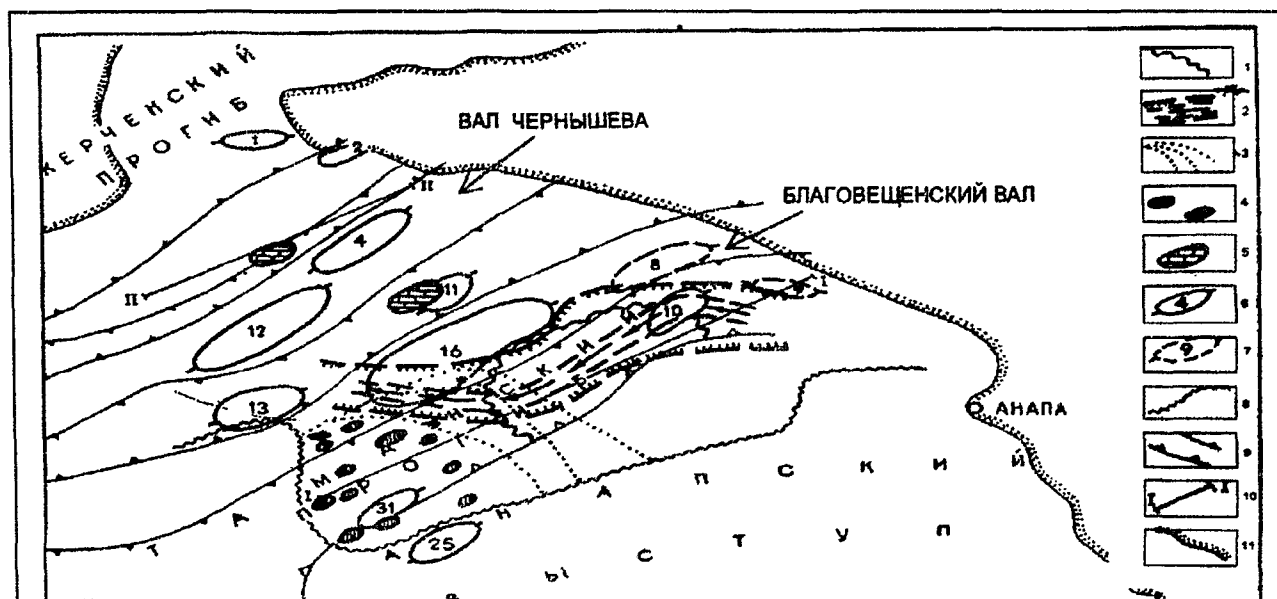


Рис. 3. Палеофациальная схема притаманского шельфа:

1 — палеодельта; 2 — верхнемиоценовая палеодолина и палеорусло; 3 — кромки плиоценовых палеошельфов; 4 — песчаные линзы (фации бокового заполнения); 5 — мшанковые рифы; 6 — перспективные локальные поднятия; 7 — антиклинали с невыясненными перспективами; 8 — граница области размыва средне-верхнемиоценовых отложений; 9 — границы основных тектонических элементов; 10 — линии профилей; 11 — береговая линия

**Перспективные сейсмофации локальных антиклиналей.** Сейсморазведочные работы последних десятилетий позволили с большей или меньшей степенью приближения выделить в разрезах локальных структур основные перспективные осадочные комплексы, оценить емкостные качества изученных поднятий. Сейсмофации локальных антиклиналей региона связаны, прежде всего, со временем их образования и расположением в тех или иных частях Туапсинского, Керченского и Таманского прогибов, Анапского выступа и мегавала Шатского.

Перспективными локальными объектами можно считать практически все брахиантиклинали изученных валов на южном борту Керченского прогиба. Их ядра сложены мощной толщей майкопа, предположительно способной даже и без отсутствующих в ряде случаев перекрывающих глинистых образований обеспечить сохранность залежей УВ. Характерные динамика волнового поля, сейсмическая косая слоистость и бугристо-черепицеобразные клиноформы, которые типичны для этой части разрезов складок, дают основания предполагать здесь существование в майкопских глинах прослоев песчаников и алевролитов. Пористость и проницаемость этих пород по материалам месторождений прилегающей суши позволяют считать их вполне удовлетворительными резервуарами для образования залежей нефти и газа.

Особого внимания заслуживают поднятия Благовещенского вала, разделяющего Керченский и Таманский прогибы, и более северного вала Вольско-го. В их ядрах кроме песчаников могут получить развитие и глинистые коллекторы, подобные изученным в последние годы в Восточном Предкавказье. Здесь в нижнемайкопских отложениях открыты месторождения нефти, приуроченные к разуплотненным трещиноватым, листоватым, тонкоплитчатым аргиллитоподобным глинам с глубинами залегания от 0,5 до 5,0 км. Как можно видеть на примере Журавского месторождения Предкавказья, наиболее благоприятные условия для образования трещинных коллекторов в глинистых отложениях, по-видимому, существуют в зонах сочленения положительных и отрицательных структур второго и третьего порядка, где благодаря разнонаправленности движений блоков создаются максимальные тектонические напряжения [4].

Достаточно высоко должны оцениваться перспективы локальных поднятий на северном склоне Анапского выступа. Здесь в средне-верхнемиоценовых отложениях выделена мощная линза терригенных образований палеодельты р. Кубани.

В пока еще слабо изученном районе развития покровной складчатости северного борта Туапсинского прогиба, примерно в 30 км к юго-востоку от Геленджика, в зоне материкового подножия на глубине около 500 м от дна моря в сводах двух антиклинальных складок сейсморазведочными работами был установлен газожидкостный контакт.

**Неантиклинальные ловушки.** Перспективы поисков залежей УВ в зонах тектонического экранирования коллекторов разрывными нарушениями, их литологического выклинивания, фациального замещения и стратиграфического перекрытия уже ни у кого не вызывают сомнений. В нефтегазоносных бассейнах (НГБ) США в весьма высокой степени разведанности 34 % общих запасов УВ расположены в нетрадиционных неантиклинальных залежах. Удельный вес добычи из природных резервуаров этого типа превышает 40 %, достигая в некоторых НГБ 70...80 % [4]. Поиски таких ловушек на юге России особенно актуальны и потому, что запасы нефти в хорошо изученных месторождениях здесь уже очень невелики.

Несмотря на вполне очевидную необходимость разведки неантиклинальных залежей в районах с развитой добычей УВ, нацеленные на это геологоразведочные работы пока сдерживаются из-за низкой эффективности поисков сложнопостроенных залежей. Но даже в этих условиях добыча УВ из таких ловушек на месторождениях юга России неуклонно растет. Существенного ускорения поисков нетрадиционных залежей УВ достичь невозможно без использования методов сейсмofациального анализа, которые уже показали свою эффективность на российской акватории Черного моря и, в частности, в рассматриваемом регионе. В прилегающем к нему Западно-Кубанском прогибе более 30 % таких ловушек открыто в майкопских и более молодых неогеновых отложениях.

В притаманской части шельфа Черного моря сейсмofациальный анализ позволяет выделить, по существу, все основные виды неантиклинальных ловушек, распространенных здесь как на крыльях локальных поднятий, так и на склонах структур второго порядка.

Перспективы поисков литологически экранированных залежей УВ в майкопских отложениях особенно высоки на крыльях практически всех конседиментационных брахиантиклиналей Керченско-Таманского прогиба. На антиклиналях Благовещенского вала они дополняются ловушками тектонического экранирования, а на локальных поднятиях и гемантиклиналях Анапского выступа — и стратиграфически экранированными залежами под поверхностями несогласия в основаниях среднего миоцена (Ia), плиоцена (Ip) и четвертичных отложений (B), а также стратиграфически экранированными ловушками на участках подошвенного налегания средне-верхнемиоценовых отложений на склонах этого выступа и во врезях русел палеорек. Но особого внимания заслуживают комбинированные литологически экранированные и стратегические ловушки в погреберенных руслах палеодельты р. Кубани.

Скромнее возможности поисков залежей УВ в природных резервуарах, связанных с органогенными образованиями в миоцен-плиоценовых отложениях (см. выше).

## Сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности

Имеющиеся материалы позволяют дать сравнительную оценку перспектив нефтегазоносности структур второго порядка и локальных поднятий на основе следующих критериев:

- 1) региональной нефтегазоносности;
- 2) истории геологического развития;
- 3) структурных условий;
- 4) литологической характеристики;
- 5) размеров локальных поднятий;
- 6) прямых признаков нефтегазоносности;
- 7) доступности ловушек на современном уровне развития техники геолого-разведочных работ.

По региональной нефтегазоносности верхнепалеогеновых и неогеновых отложений район работ можно разделить на четыре главные части, соответствующие структурам второго порядка: Керченско-Таманский и Туапсинский прогибы, Анапский выступ и мегавал Шатского. Региональная нефтегазоносность Керченско-Таманского прогиба доказана эксплуатацией месторождений на прилегающей суше. О перспективности Туапсинского прогиба пока можно судить лишь по установленным сейсмо-разведчиками предполагаемым прямым признакам нефтегазоносности, главным образом по аномалиям типа залежь (АТЗ). Кайнозойский этап истории геологического развития обоих прогибов в значительной мере сходен. Различия здесь касаются, прежде всего, склонов и окончания Анапского выступа и мегавала Шатского. Они позволяют считать погружение Анапского выступа более перспективным. Анапский выступ и Керченско-Таманский прогиб более перспективны, чем Туапсинский прогиб и мегавал Шатского по типам и возрасту складчатости. Если по аналогии с прилегающей сушей вполне можно рассчитывать на образование залежей УВ в майкопских и более древних брахиантиклинальных ловушках Керченско-Таманского прогиба и Анапского выступа, то возможность заполнения УВ покровных неоген-четвертичных складок Туапсинского прогиба вызывает большие сомнения. Анализ сейсмофаций показывает, что ловушки УВ в локальных поднятиях Анапского выступа и Керченско-Таманского прогиба более перспективны и по своей литологической характеристике. Вероятно, сходны перспективы терригенных коллекторов палеорусел в майкопских и среднемиоценовых отложениях Керченско-Таманского прогиба и в Туапсинском прогибе, где от меридиана Адлера до меридиана Анапы вдоль покровных складок Туапсинского прогиба на протяжении более 200 км прослеживается погребенный врез в майкопе шириной 5...10 км. Глубина вреза составляет 0,3...0,5 км.

По своим размерам наиболее крупные брахиантиклинали Керченско-Таманского прогиба не отличаются от отдельных выделенных локальных поднятий Туапсинского прогиба. Но на Рифовом поднятии Керченско-Таманского прогиба бурением установлены прямые признаки нефтегазоносности. Ло-

вушки УВ в Керченско-Таманском прогибе на современном уровне развития техники геолого-разведочных работ несравненно более доступны, чем предполагаемые залежи в тех же отложениях Туапсинского прогиба, так как они располагаются в основном в мелководной (до 30...40 м) части шельфа и только некоторые из них в верхней части материкового склона — на глубинах в первые сотни метров. Подавляющая часть локальных поднятий Туапсинского прогиба пока встречена лишь в зоне материкового подножия на глубине более 1000 м.

Таким образом, по всем перечисленным критериям локальные поднятия Керченско-Таманского прогиба (см. таблицу) представляются более перспективными, чем аналогичные структуры Туапсинского прогиба. Более перспективны и описанные выше неантиклинальные ловушки в кайнозое Керченско-Таманского прогиба.

Среди локальных поднятий Керченско-Таманского прогиба представляют интерес относительно крупные поднятия Благовещенского вала и расположенного севернее вала Чернышева (см. рис. 3). В 1985 г. на ближайшем к берегу Рифовом поднятии Благовещенского вала площадью 7,5 км<sup>2</sup> была пройдена скважина глубиной 2000 м. На глубине около 600 м скважина вошла в майкопские отложения и прошла по ним до забоя. В сармате на глубине 310...347 м и в скважине были отмечены проявления нефти, в майкопе — газопоявления. Прогнозные ресурсы нефти на этом месторождении оценивают в 1,3...2,8 млн т, газа — в 0,8...1,3 млрд м<sup>3</sup>.

В 20 км к запад-юго-западу от этого месторождения расположена значительно более крупная (около 75 км<sup>2</sup>) брахиантиклиналь Пионерская, амплитуда которой по замкнутой изогипсе кровли майкопа —845 м более чем в 3 раза превышает амплитуду Рифовой структуры. Свод Пионерской структуры с бугристо-черепицеобразными клиноформами в майкопских отложениях разбит сбросом, по которому на глубину более 4 км по подошве майкопа опущено южное крыло. Снижает перспективы этого поднятия практически почти полный размыв майкопских и более молодых отложений в его поднятом блоке. Но в опущенном южном блоке этого поднятия толщина майкопа достигает 3...4 км, и он перекрыт километровой пачкой более молодых образований. Глубина моря над сводом поднятия не превышает 30...40 м.

Более перспективным представляется поднятие Маячное на вале Чернышева площадью более 30 км и амплитудой 420 м по замкнутой изогипсе кровли майкопа —550 м. Толщина майкопа с теми же бугристо-черепицеобразными клиноформами в своде поднятия составляет около 2...3 км, и он перекрыт почти полукилометровой пачкой миоцен-плиоцена. По кровле майкопа — это коробчатая антиклиналь с широким уплощенным сводом. Наклон крыльев складки не превышает 10...20°. Глубина моря над сводом поднятия около 30 м.

Среди локальных поднятий Анапского выступа наибольший интерес представляют расположенные на север-северо-западном склоне выступа Витязевское-морское и Геленджикское.

Витязевское-морское расположено в 6 км к юго-востоку от Рифового. Его площадь 16 км<sup>2</sup>, амплитуда по изогипсе кровли майкопа –1650 м составляет 90 м, углы наклона крыльев не превышают 2...3°. Но по подошве майкопа на глубине более 2 км под этой очень пологой складкой оконтуривается асимметричная антиклиналь с более крутым (до 15...20°) север-северо-западным крылом и амплитудой поднятия по изогипсе –3000 м не менее 900 м. Южное редуцированное крыло складки шириной около 1,5 км опирается на север-северо-западное крыло другой нижней складки, выделяющейся по более древним отложениям. Ось этой нижней расположена в 2,5 км к юг-юго-востоку от оси Витязевской-морской. Эта нижняя складка, выделение которой по имеющимся материалам нельзя считать бесспорным, так же как и Витязевская, опирается на склон еще более древней и более южной широкой антиклинали сводовой части Анапского выступа. В результате нижняя складка и Витязевская-морская образуют две чешуи, покрывающие нижнюю часть склона присводовой антиклинали Анапского выступа. Северо-западные крылья всех этих складок обрезаются сбросом, отделяющим их от Рифового поднятия. По этому сбросу Рифовое поднятие поднято примерно на 0,5 км. Толщина майкопа в своде Витязевского поднятия около 2 км, толщина среднемиоцен-сарматских отложений более 0,5 км. Они перекрыты меотис-четвертичными образованиями толщиной около 1,2 км. Глубина моря над сводом поднятия около 25 м.

Несколько меньше по размерам Геленджикское поднятие, расположенное в 2 км от берега моря, в 8 км северо-восточнее Витязевского-морского. Его площадь 7,5 км<sup>2</sup>, амплитуда по изогипсе –1600 м кровли майкопа около 130 м. Глубина моря над сводом поднятия около 10 м.

О перспективах нефтегазоносности остальных поднятий Керченско-Таманского прогиба и Анапского выступа можно судить по сейсмофациальной характеристике участков, на которых они расположены, и слагающих их комплексов, а также по основным особенностям строения этих складок (см. таблицу).

Сравнительная характеристика основных возможно нефтегазоносных локальных объектов прикавказской части района (Туапсинского прогиба и др.) требует проведения специального комплекса исследований. Оценка таких объектов по степени их перспективности должна выполняться с помощью сопоставления пространственного положения выделенных АТЗ (аномалий типа залежь) и ловушек углеводородов с учетом таких параметров этих объектов, как их интенсивность, размер и генезис ловушки, вероятный гидродинамический режим и пр. Выбор критериев и оценку их информативности проводят на специальных полигонах [7].

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Авербух А. Г. *Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке*. — М.: Недра, 1982.
2. Авербух А. Г., Клигер И. А. *Фациальная обусловленность акустических свойств терригенных пород*. (Обзор). — М.: ВНИИОЭНГ, 1983. — Вып. 7.
3. Гринсмит Дж. *Петрология осадочных пород*. — М.: Мир, 1981.
4. *Методика поисков залежей нефти и газа в ловушках сложноэкранированного типа*. — М.: ВНИИОЭНГ, 1992.
5. Митчем Р. М. мл. и Вейл П. Р. *Методика стратиграфической интерпретации сейсмических данных // Сейсмическая стратиграфия*. — М.: Мир, 1982. — С. 243—258.
6. Попович С. В. *Геологические предпосылки нефтегазоносности северо-восточной части Черного моря // Геология нефти и газа*. — 2000. — № 6. — С. 14—20.
7. Шлезингер А. Е. *Региональная сейсмостратиграфия*. — М.: Научный мир, 1998.
8. Селли Р. К. *Введение в седиментологию*. — М.: Мир, 1982.
9. Фролов В. Т. *Литоология*. — М.: Изд-во Московского университета, 1982.