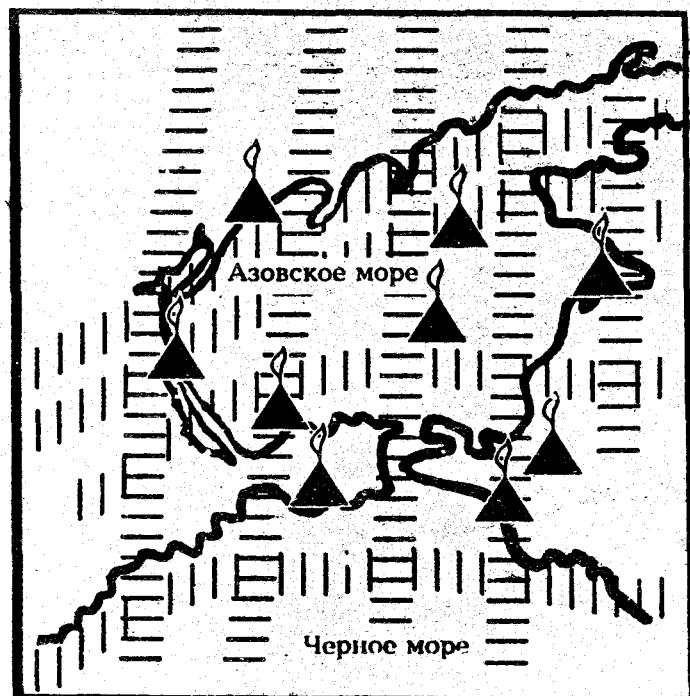


# НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ АКВАТОРИЙ ЧЕРНОГО И АЗОВСКОГО МОРЕЙ



ГОСНЕФТЕГАЗПРОМ УКРАИНЫ  
ГОСКОМГЕОЛОГИЯ УКРАИНЫ  
НАЦИОНАЛЬНАЯ АКАДЕМИЯ НАУК УКРАИНЫ  
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ НАУК

**НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ АКВАТОРИИ  
АЗОВСКОГО МОРЯ**

Том 1 серии: **НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ АКВАТОРИЙ  
ЧЕРНОГО И АЗОВСКОГО МОРЕЙ**

КИЕВ-УНГИ 1995

УДК 551.24:553.98.041/477/

Серия "Нефтегазоносный потенциал акваторий Черного и Азовского морей". Том. I:

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ АКВАТОРИИ АЗОВСКОГО МОРЯ /Колл. авторов: Довжок Е.М., Бялюк Б.О., Ключко В.П. и др.; Отв. ред. Довжок Е.М., Бялюк Б.О., Ключко В.П. Госнефтегазпром Украины. Госкомгеология Украины. НАН Украины, Институт геологических наук.- Киев: Украинский нефтегазовый институт, 1995. 166 с.

В книге приведены результаты геолого-геофизических работ, научных и тематических исследований, данных глубокого бурения по геологии и нефтегазоносности акватории Азовского моря с позиций разломно-блоковой тектоники. Даны оценка и рекомендации дальнейших геологоразведочных работ, для чего выделены первоочередные /по степени перспективности/ зоны, районы, участки, площади в акватории Азовского моря /экономической зоны Украины/.

Для геологов, геофизиков, нефтяников, экономистов, инвесторов и других специалистов.

Ил.33. Табл.7. Библиогр.:20 назв.

Ответственный редактор серии Е.М.Довжок

Ответственные редакторы тома I  
Е.М.ДОВЖОК, Б.О.БЯЛЮК, В.П.КЛЮЧКО

УТВЕРЖДЕНО К ПЕЧАТИ  
КОЛЛЕГИЕЙ ГОСНЕФТЕГАЗПРОМА УКРАИНЫ

С Е.М.Довжок, Б.О.Бялюк, В.П.Ключко,  
И.И.Чебаненко, П.Ф. Шпак  
Н.К.Ильницкий, В.А.Краюшкин,  
П.Н.Мельничук, Б.С.Кривченков,  
А.И.Самсонов, В.С.Токовенко,  
С.П.Пустовойт, Г.К.Бондарчук  
Г.Л.Трофименко

ГОСНЕФТЕГАЗПРОМ УКРАИНЫ  
ГОСКОМГЕОЛОГИЯ УКРАИНЫ  
НАЦИОНАЛЬНАЯ АКАДЕМИЯ НАУК УКРАИНЫ  
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ НАУК

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ АКВАТОРИИ  
АЗОВСКОГО МОРЯ

Том I серии: НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ  
АКВАТОРИЙ ЧЕРНОГО И АЗОВ-  
СКОГО МОРЕЙ

КИЕВ - УНГИ 1995

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ АКВАТОРИИ АЗОВСКОГО МОРЯ /Колл. авторов: Довжок Е.М., Бялюк Б.О., Клочко В.П. и др.; Отв. ред. Довжок Е.М., Бялюк Б.О., Клочко В.П. Госнефтегазпром Украины. Госкомгеология Украины. НАН Украины, Институт геологических наук.- Киев: Украинский нефтегазовый институт, 1995. 166 с.

В книге приведены результаты геолого-геофизических работ, научных и тематических исследований, данных глубокого бурения по геологии и нефтегазоносности акватории Азовского моря с позиций разломно-блоковой тектоники. Даны оценка и рекомендации дальнейших геологоразведочных работ, для чего выделены первоочередные /по степени перспективности/ зоны, районы, участки, площади в акватории Азовского моря /экономической зоны Украины/.

Для геологов, геофизиков, нефтяников, экономистов, инвесторов и других специалистов.

Ил.33. Табл.7. Библиогр.:20 назв.

Ответственный редактор серии Е.М.Довжок

Ответственные редакторы тома I  
Е.М.ДОВЖОК, Б.О.БЯЛЮК, В.П.КЛОЧКО

УТВЕРЖДЕНО К ПЕЧАТИ  
КОЛЛЕГИЕЙ ГОСНЕФТЕГАЗПРОМА УКРАИНЫ

С Е.М.Довжок, Б.О.Бялюк, В.П.Клочко,  
И.И.Чебаненко, П.Ф. Шпак  
Н.К.Ильницкий, В.А.Краюшкин,  
П.Н.Мельничук, Б.С.Кривченков,  
А.И.Самсонов, В.С.Токовенко,  
С.П.Пустовойт, Г.К.Бондарчук  
Г.Л.Трофименко

## ВВЕДЕНИЕ

Дальнейшее развитие нефтяной и газовой промышленности Украины приобрело важнейшее значение в развитии народного хозяйства и отстаивании независимости республики. Возникла необходимость геолого-экономической оценки ресурсов углеводородов /УВ/ территории Украины в целом и отдельных регионов в частности. Особого внимания заслуживает Азово-Черноморский регион в пределах экономической зоны Украины. В общем балансе прогнозных ресурсов всей Украины на этот регион приходится 48% этих ресурсов, а эффективность в последние пять лет здесь была в три раза выше чем в Украине. Доля северо-западного шельфа Черного моря составляет 29% прогнозных ресурсов Азово-Черноморского региона, акватории Азовского моря - 13% и континентального склона - 58%. Если последний район на данном этапе оценивается, к сожалению, чисто символически /несмотря на то, что он имеет уже практическое значение в других странах/, а глубины моря и скважин в Азовском море предпочтительнее северо-западного шельфа Черного моря, то интерес к изучению промышленной нефтегазоносности Азовского моря не случаен. Поэтому оценка его нефтегазового потенциала, независимо от начала разворота поисково-разведочных работ, приобретает практическое значение. Чем больше будет получено различных оценок по этой территории, тем, в конечном счете, будет дана более объективная оценка состояния перспектив нефтегазоносности акватории Азовского моря. Одну из таких оценок дают авторы настоящей работы, внесшие свой значительный вклад в теоретическое обоснование и практическое решение проблемы нефтегазоносности акваторий, шельфа и континентального склона морей Украины.

Региональные геофизические работы в Азовском море начались в 1950г. В 60<sup>х</sup> годах площадь акватории была покрыта аэромагнитной и гравиметрической съемками, сетью электроразведочных профилей и исследованиями методом отраженных волн /МОВ/ и корреляционного метода преломленных волн /КМПВ/. Морские геофизические работы возобновились с 1973 г. С 1974 г. получила распространение детальная сейсморазведка МОВ-МОГТ /метод общей глубинной точки/ и комплексирование ее с другими видами геофизических исследований.

В 1975г. начато глубокое бурение в акватории Азовского моря на Электроразведочной площади /скв.№1/. Первый промышленный газ

в акватории получен в 1976г. в скважине Северо-Керченская-1.

На северо-западном шельфе Черного моря глубокое бурение было начато в 1971г. на Голицинской площади и первый промышленный приток газа был получен в 1975г. в скважине №7 той же площади из палеоцена.

По данным С.П.Пустовойта и др./1990/ за 1974-1989гг. в акватории Азовского моря было отработано 37,5 тыс.км погонных сейсмопрофилей /в том числе 26 тыс.-детальных/. Плотность сети 4км/км<sup>2</sup> характерна лишь для северо-запада акватории Азовского моря. В южной части акватории и по мелководью плотность 0-1 км/км<sup>2</sup>. В центральной части она равна 1-2 км/км<sup>2</sup>, лишь на локальных участках до 2-3 км/км<sup>2</sup>. Учитывая к тому же применяемую аппаратуру, оснащенность партий и другие технические и технологические трудности, можно однозначно прийти к выводу о слабой изученности глубинного строения акватории Азовского моря. Методами отраженных волн и общей глубинной точки удовлетворительно изучена толща платформенного чехла, мощностью 500-2500м, только на Азовском валу и Северо-Азовском прогибе. Южнее, в Индоло-Кубанском прогибе, устойчивые отражения получены только в толще неогена и кровле майкопа /спорадически - более древние/.

Если учесть, что в пределах Азовского моря выявлено 120 структур /возможно больше/, из которых только на 28 проводилось бурение либо они так и остались в фонде подготовленных к глубокому бурению структур, станет очевидной слабая степень изученности территории акватории Азовского моря. Если суммировать данные по различным авторам, годам, методам подготовки, то количество выявленных структур будет значительно больше /150 - 200/, что увеличивает нефтегазовый потенциал Азовского моря. Характерно, что коэффициент удачи здесь составляет 0,5/1/ <sup>X</sup>. Несмотря на раздел акватории на экономические зоны Украины и России, в первой фонд структур более значительный, что следует учитывать при разработке направлений геологоразведочных работ в Украине и Азово-Черноморском регионе. Необходим разворот сейсмических исследований региональных и детальных /с применением зарубежных технологий и аппаратуры/, что позволит выявить особенности глу-

<sup>X</sup> В действительности может быть и выше. По данным В.А.Гордиевича и др./1984/ и ВНИПИшельфа/1988/ на Азовском море получены следующие результаты: 2 месторождения находятся в разработке/Стрелковое и Бейсугское /, открыты Северо-Керченское, Прибрежное, Морское-1, Октябрьское месторождения, получены газовые фонтаны на 5 площадях /Обручевской, Небольшой, Сигнальной, Западно-Бейсугской и Неизвестной/.

бинного строения акватории, пересмотреть фонд структур, выделить первоочередные участки для постановки глубокого бурения, выдачи лицензий и др.

Наша задача заключалась в оценке нефтегазоносности, нефтегазового потенциала по всему накопленному, в том числе и авторами, геолого-геофизическому материалу, данным глубокого бурения, представлений на структуру и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона и других территорий с позиций разломно-блоковой тектоники, где основным критерием нефтегазоносности является структурно-тектонический. Наши усилия заключались в выделении районов, зон, площадей и участков для первоочередной концентрации геологоразведочных работ в акватории Азовского моря.

С этой целью нами привлечены многочисленные опубликованные и рукописные работы различных авторов /в том числе и наши/ по геологическому строению и нефтегазоносности акватории Азовского моря /1-20/, а также Байдова Ф.К., Гаркаленко И.А./1986/, Богайца А.Т., Полухтовича Б.М. и др./1980/, Бондаренко В.Г. и др./1989/, /1991/, Бондарчука Г.К. /1992,1993/, Бобылева В.В. и др./1979/, Васильева В.Г., Жабрева И.И. /1975/, Гордиевича В.А. и др./1984/, Дьяконова А.И. и др. /1977/, Лобачева А.В./1967/, Лобофеева В.Н./1974/, Маловицкого Я.П. /1969/, Парыляка А.И., Копача И.П., Клочко В.П. и др./1978/, Павлюка М.И., Богайца А.Т./1978/, Плахотного Л.Г., Палинского Р.В., Герасимова М.Е. и др./1981/, Потапова И.И., Щербакова В.П./1988/, Пустовойта С.П. и др./1990/, Рогозы О.И., Чаицкого В.П. и др./1988/, Рогозы О.И., Шиманского А.А. /1977/, Самсонова В.И./1990/, Самсонова А.И., Краснощека А.Я., Клочко В.П. и др. /1977/, Соллогуба В.В. /1986/, Соллогуба В.В., Чекунова А.В., Пустыльников М.Р. и др./1987/, авторов "Тектоники Украины"/1988/, Федорова Д.Л. и др. /1965/, Чекунова А.В. /1972/, Щербакова В.В. и др. /1983/, Шиманского А.А., Рогозы О.И. и др. /1986/, Шипилова А.Л. /1990/, Трофименко Г.Л. /1992/, Баркова Ф.П., Головачева Э.М., Щербакова В.В./1991/ и др.

Мы рассматривали все работы независимо от взглядов их авторов на происхождение нефти, тектонику, историю развития и т.д., подчинив все главному- определению первоочередного района/районов/, зон, участков, площадей, на изучение перспектив промышленной нефтегазоносности которых следовало бы привлечь внимание не только государственного, но и частного /нашего и иностранного/ капитала для увеличения прироста запасов УВ Украины.

Настоящей работой мы дали положительный ответ на вопрос га-

жениями. Глубинное строение характеризуемой территории изучено недостаточно. Южно-Украинская моноклираль ограничивается с юга зоной разновозрастных прогибов, среди которых достоверно выделяются Крыловский и Северо-Азовский.

Чингульская седловина /ЧС/ разделяет Северо-Азовский и Каркинитско-Северо-Крымский прогибы и осложнена серией разнонаправленных нарушений.

Северо-Азовский прогиб /САП/ представляет собой шовную депрессионную структуру типа однобортного грабена, наложенную на южный край ВЕП и северный край молодой Скифской платформы /плиты/. Мощности осадочного чехла изменяются от 500-1000м на северном борту, до 2000-2500м в южной части. Главную роль в строении прогиба играют меловые-эоценовые отложения. Триас-юрские отложения залегают в наиболее прогнутых участках прогиба. Верхнемиоценовые-антропогеновые осадки участия в строении собственно прогиба не принимают. Прогиб осложнен многочисленными продольными и поперечными разломами. Наиболее глубокая часть прогиба приурочена к Главному Азовскому разлому.

Азовский вал /АВ/ протягивается в субширотном направлении через всю центральную часть Азовского моря и представляет собой пологое поднятие фундамента Скифской платформы, образованное песчано-глинистыми отложениями, предположительно пермо-триасового или триас-юрского возраста, и погруженное на глубину от 500 до 1000м, а на южном склоне - до 3000м. В своде вала, непосредственно на дислоцированных триас-юрских отложениях с резким структурным и стратиграфическим несогласием, залегают слабо покоробленные отложения майкопской серии /олигоцен-нижний миоцен/, а отложения мела и палеоген-эоцена прослеживаются спорадически. По неогену выражен флексурным перегибом. Меловые и палеоцен-эоценовые отложения появляются на крыльях и периклиналях этого поднятия.

Индоло-Кубанский прогиб /ИКБ/, западная часть которого находится в Украине, сформировался в майкопское время на различных структурах Скифской плиты и восточного погружения мегантиклинория Горного Крыма. Прогиб, в виде синклинальной зоны, занимает промежуточное положение между Азовским валом и Керченским антиклинорным поднятием. Это молодая олигоцен-неогеновая структура. Ось прогиба проходит несколько севернее Керченского и Таманского полуостровов. Глубина залегания складчатого основания здесь оценивается 8-9 км, а мощность майкопских осадков достигает 5 км. В нижней части осадочного заполнения синклина-

льной зоны залегают слабо дислоцированные мелэоценовые отложения, несогласно перекрытые майкопскими образованиями. Майкопские, верхнемиоценовые-антропогеновые отложения, участвующие в строении впадины Азовского моря, повторяют ту же синклинальную форму, что и майкопская серия. Отложения мел-миоцена на северном крыле Индоло-Кубанского прогиба /Тимашевская ступень/ без заметных осложнений погружаются на юг.

На Керченском п-ве отложения майкопа и неоген-четвертичные в складках осложнены диапирами и грязевыми вулканами.

К югу от Азовского моря располагается весьма перспективный на нефть и газ Керченско-Таманский шельф Черного моря, из крупных тектонических элементов которого является Керченско-Таманский межпериклинальный прогиб. Он выполнен толщей осадочных пород мощностью до 10-12 км. Наиболее значительную часть разреза занимают осадки майкопа и неогена. По данным бурения на прилегающей суше и морской сейсморазведке, ниже можно ожидать присутствия эоцен-палеоценовых и меловых отложений. Олигоцен-миоцен-плиоценовая толща смята в складки, которые группируются в протяженные зоны антиклинальных структур типа валов северо-восточного простирания.

#### 1.2. Основные комплексы пород фундамента и осадочного чехла акватории Азовского моря

Сведения по данному разделу отражены не только в нижеприведенном тексте, но и в многочисленных рисунках /Рис.1.2.1-1.2.13/.

Под понятием фундамент мы понимаем любые консолидированные /дислоцированные, метаморфизованные, интродуцированные/ образования, сформировавшиеся в результате доальпийских геосинклинальных циклов развития, и перекрытые осадочным чехлом.

Термины "кристаллический цоколь /субстрат/", "складчатое основание", "складчатые толщи" и т.д., отражают лишь различные степени преобразованности структурных этажей.

К фундаменту в рассматриваемом регионе отнесены:

- в пределах ВЕП - дорифейский кристаллический субстрат;
- в составе Скифской плиты - байкальские, палеозойские и триасовые образования.

В триасовый комплекс фундамента включены вулканогенно-терригенные толщи триаса Западного Передкавказья и Азовского моря, таврическая серия Крыма и северо-западного шельфа Черного моря/?/.

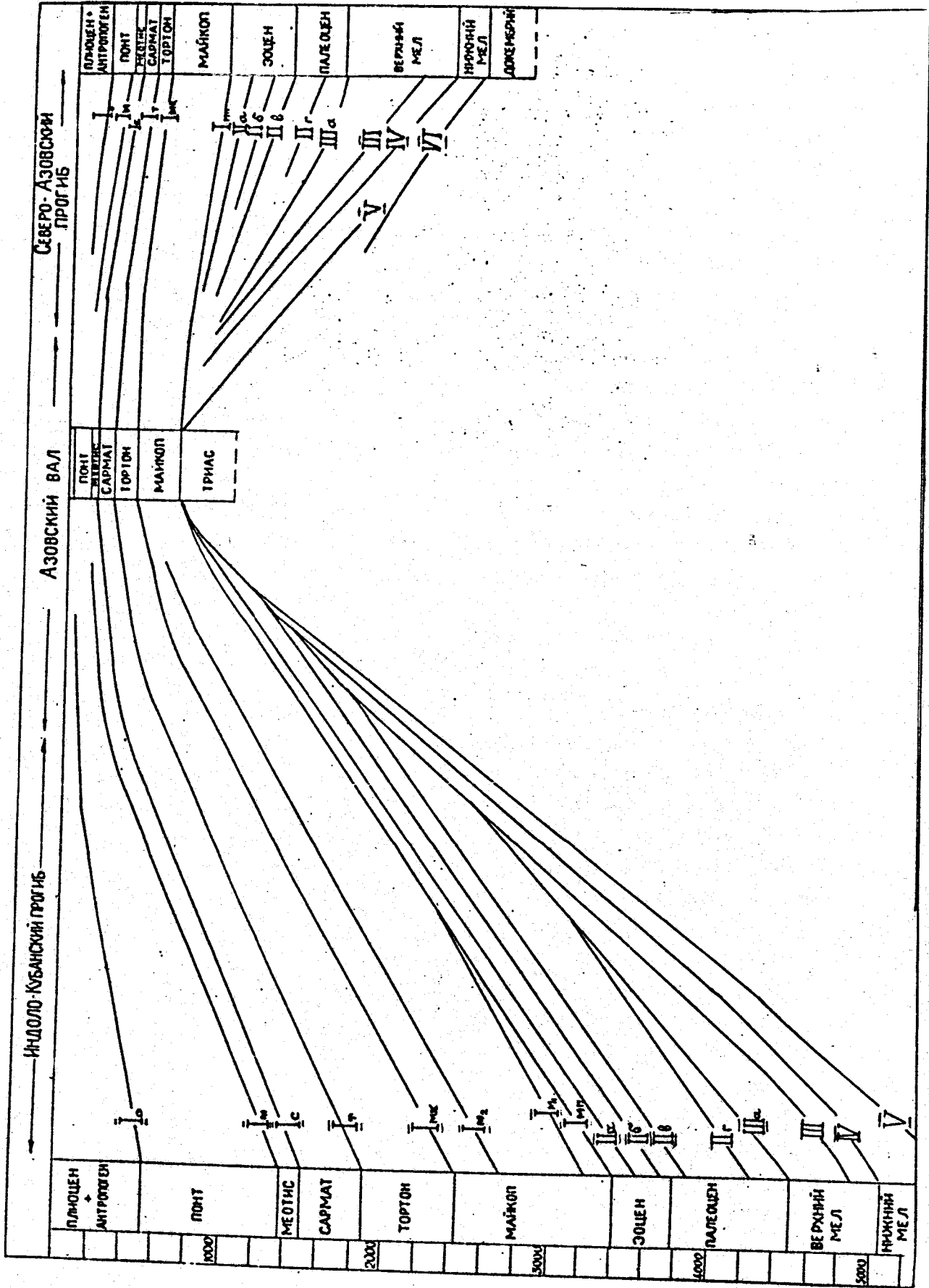


Рис. 1.2.1.

Система Неогеновая	Миоценовая	Одесско-Новороссийский	Одесский	Средний	Сарматский	Ярус Погарьский	Опоясывающий	158 - 288	Литологическая характеристика	Индекс продуктивно-горизонта	Наименование месторождений и структур			
			Торковский									Средний	Средний	Средний
			Молоцкий											
		Торковский	Верхний	Средний	Средний	Средний	Средний	Средний						
		Торковский	Средний						Средний	Средний	Средний	Средний	Средний	Средний
		Система Неогеновая	Миоценовая	Торковский	Верхний	Средний	Средний	Средний	Средний	Литологическая характеристика	Индекс продуктивно-горизонта	Наименование месторождений и структур		
					Средний								Средний	Средний
Система Неогеновая	Миоценовая	Торковский	Верхний	Средний	Средний	Средний	Средний	Литологическая характеристика	Индекс продуктивно-горизонта	Наименование месторождений и структур				
			Средний								Средний	Средний	Средний	Средний
Система Неогеновая	Миоценовая	Торковский	Верхний	Средний	Средний	Средний	Средний	Литологическая характеристика	Индекс продуктивно-горизонта	Наименование месторождений и структур				
			Средний								Средний	Средний	Средний	Средний
Система Неогеновая	Миоценовая	Торковский	Верхний	Средний	Средний	Средний	Средний	Литологическая характеристика	Индекс продуктивно-горизонта	Наименование месторождений и структур				
			Средний								Средний	Средний	Средний	Средний
Система Неогеновая	Миоценовая	Торковский	Верхний	Средний	Средний	Средний	Средний	Литологическая характеристика	Индекс продуктивно-горизонта	Наименование месторождений и структур				
			Средний								Средний	Средний	Средний	Средний

Рис. 1.2.2. \*

Палеолит	Эоценовий	Майкопская	II	120-150		Мергели светло-серые, почти белые, местами с прослоями песчаников	ММ-1, Д, Ш, П, У	Димонийское, Фонтановское, Ловоратское				
										Средний	0-945	Зеленовское, Овесское, Незвестное
Палеолит	Эоценовий	Майкопская	II	0-425		Мергели светлосерые, плотные с прослоями известняков, иногда переходящих в песчаники	P-I	Каневское, Снявское				
										Нижний	0-349	Снявское
										Верхний	0-153	Овесское
Палеолит	Эоценовий	Майкопская	III	0-210		Известняки светло-серые, организованные, в нижней части глинистые	P-II	Голыцминское, Шмигто, Шторное, Яхонгельское, Овесское, Язобское				
										Средний		
										Нижний		

Рис. 1.2.2. / продолжение /

Мезозойская	Бердичевский	Семанская	147-591		Известняки серые, в основном темно-серые, местами с прослоями мергелей, встречается замещение на турфриты	СН	Октябрьское				
									Средний	0-730	Серебрянское
									Верхний	0-311	Серебрянское
									Средний	102-468	Шмигто
									Нижний	0-465	Северное, Шмигто, Фланговое, Архангельское

Рис. 1.2.2./продолжение,



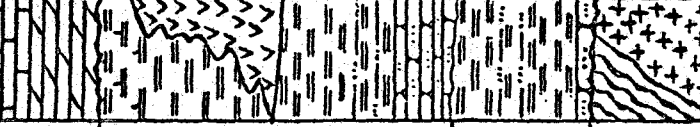
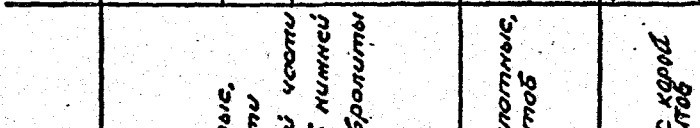
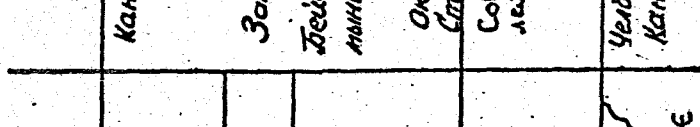
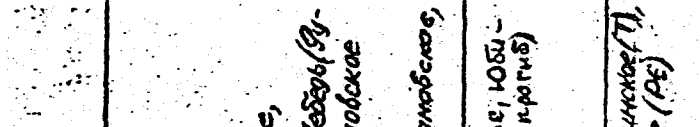
30 м Южная часть	Львовский	Верхний	IV	70-1200		Аргиллиты, темные-серые, плотные, в верхней части карбонатные, в средней части - туффы, туфриты, в нижней части песчаники, алевролиты	Калевское, Азовское Западно-Октябрьское, Белусское, Азовское, Лебедь (Зу- мина), Челябинское, Крымское Октябрьское, Матвеевское, Староименское Советское, Левинское, Юби- лейное (вост. - Кран. крат.)	Калевское, Азовское Западно-Октябрьское, Белусское, Азовское, Лебедь (Зу- мина), Челябинское, Крымское Октябрьское, Матвеевское, Староименское Советское, Левинское, Юби- лейное (вост. - Кран. крат.)	ПЗ ПЗ ПЗ	Челябинское (П), Староименское (П), Калевское (П), Азовское (РЗ)		Аргиллиты, черные, плотные, с прослоями алевролитов	ПЗ ПЗ ПЗ	Челябинское (П), Староименское (П), Калевское (П), Азовское (РЗ)		Аргиллиты, темные-серые, плотные, в верхней части карбонатные, в средней части - туффы, туфриты, в нижней части песчаники, алевролиты	Калевское, Азовское Западно-Октябрьское, Белусское, Азовское, Лебедь (Зу- мина), Челябинское, Крымское Октябрьское, Матвеевское, Староименское Советское, Левинское, Юби- лейное (вост. - Кран. крат.)	Калевское, Азовское Западно-Октябрьское, Белусское, Азовское, Лебедь (Зу- мина), Челябинское, Крымское Октябрьское, Матвеевское, Староименское Советское, Левинское, Юби- лейное (вост. - Кран. крат.)	ПЗ ПЗ ПЗ	Челябинское (П), Староименское (П), Калевское (П), Азовское (РЗ)		Аргиллиты, темные-серые, плотные, в верхней части карбонатные, в средней части - туффы, туфриты, в нижней части песчаники, алевролиты	Калевское, Азовское Западно-Октябрьское, Белусское, Азовское, Лебедь (Зу- мина), Челябинское, Крымское Октябрьское, Матвеевское, Староименское Советское, Левинское, Юби- лейное (вост. - Кран. крат.)	Калевское, Азовское Западно-Октябрьское, Белусское, Азовское, Лебедь (Зу- мина), Челябинское, Крымское Октябрьское, Матвеевское, Староименское Советское, Левинское, Юби- лейное (вост. - Кран. крат.)	ПЗ ПЗ ПЗ	Челябинское (П), Староименское (П), Калевское (П), Азовское (РЗ)

Рис. 1.2.2. / продолжение /

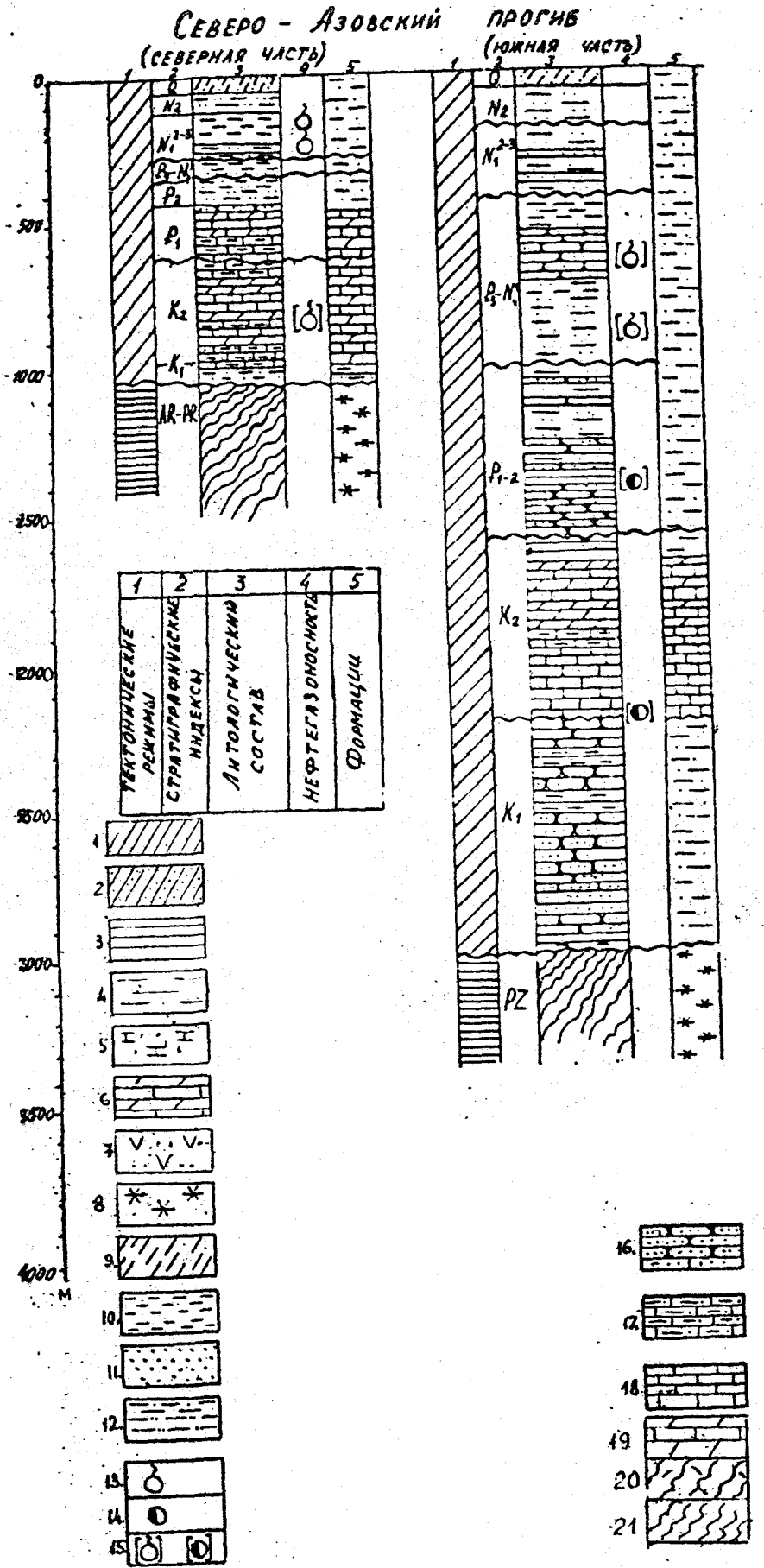
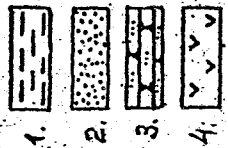
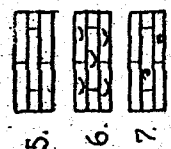
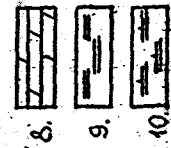
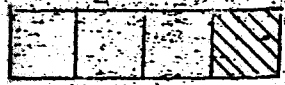


Рис. 1.2.3.

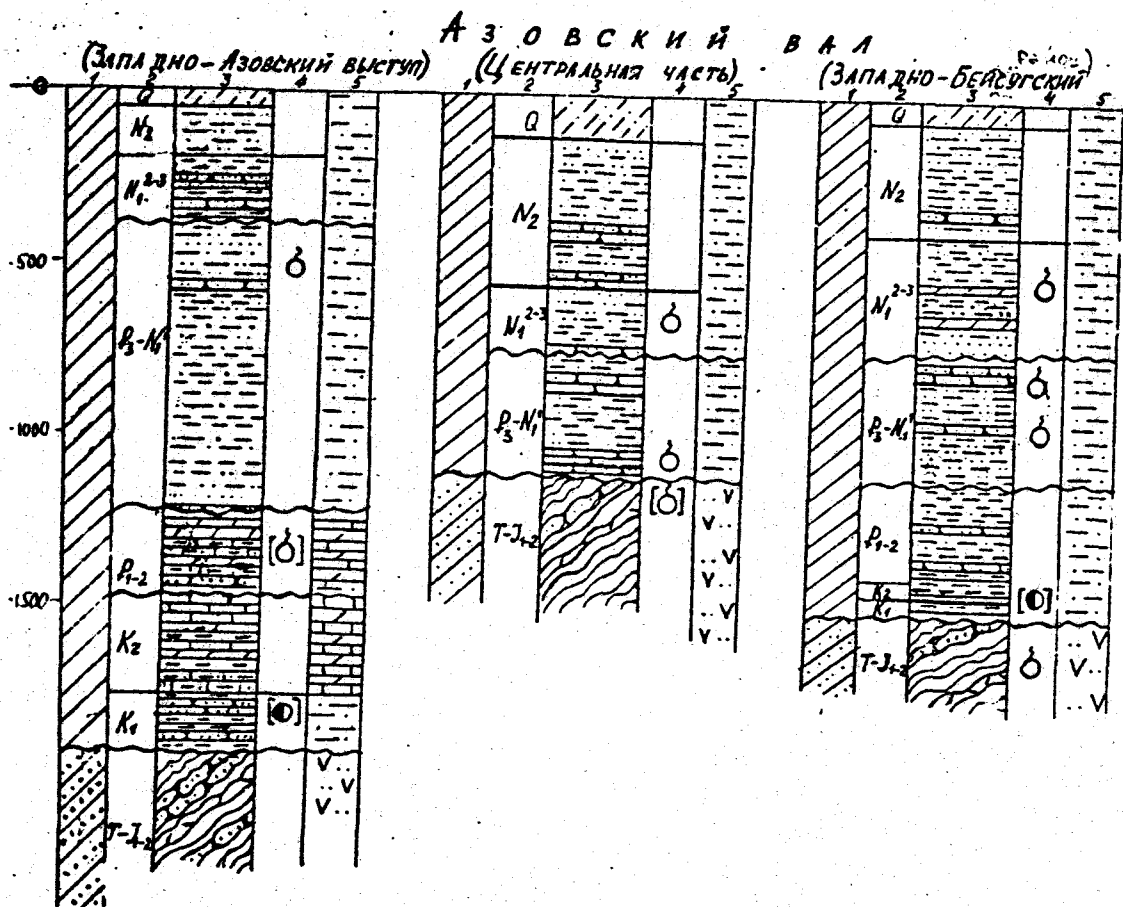


Рис. I.2.3. / продолжение /

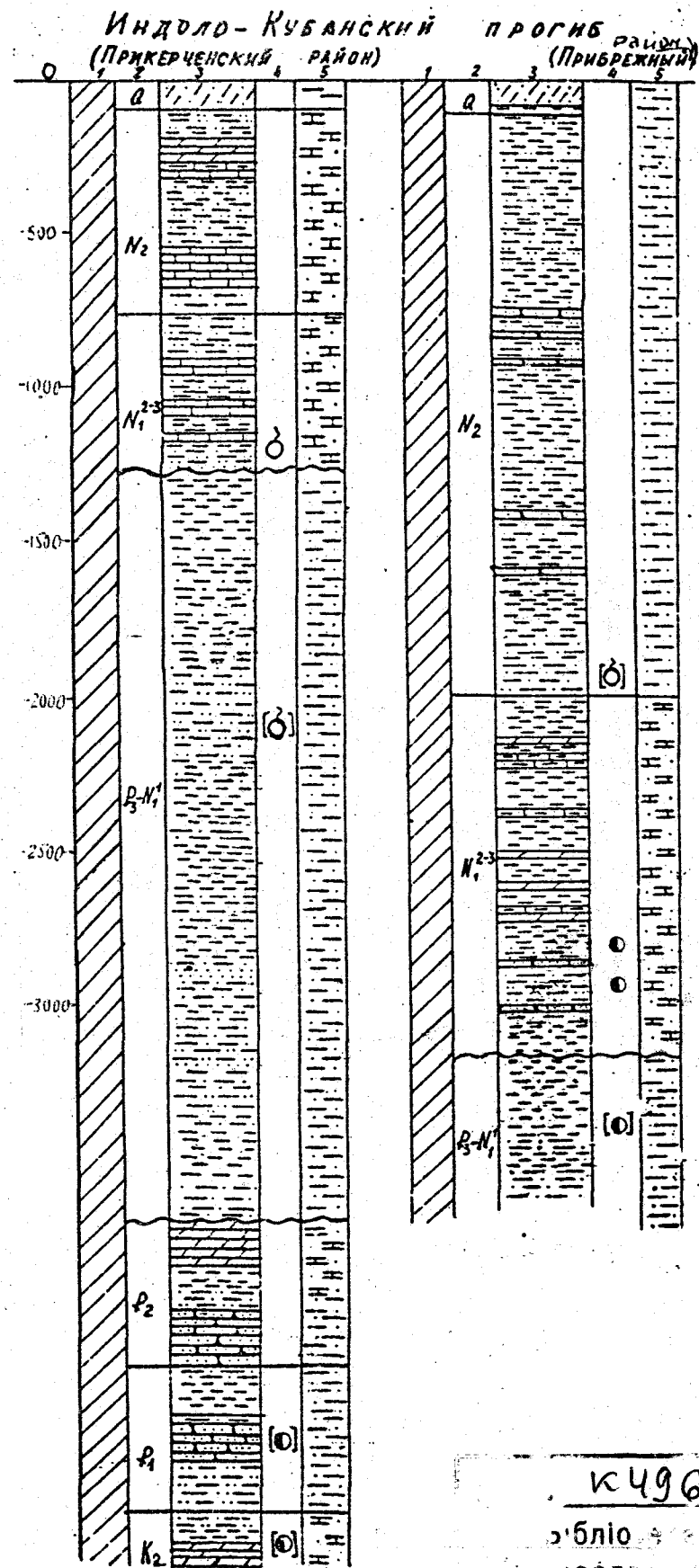


Рис. I.2.3. / продолжение /

к 49662  
 б-бл  
 геолог  
 НАН УКР

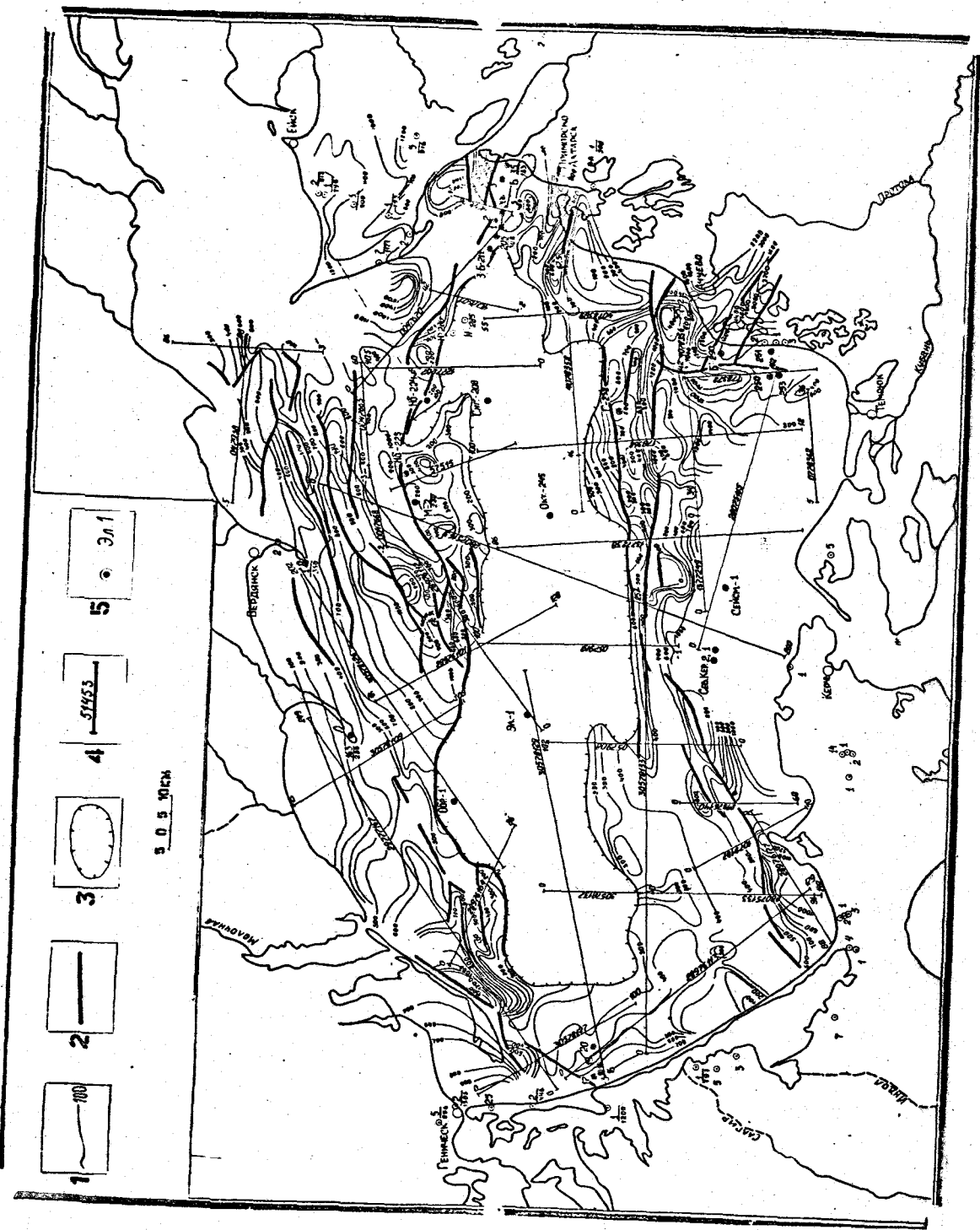


Рис. I.2.4.

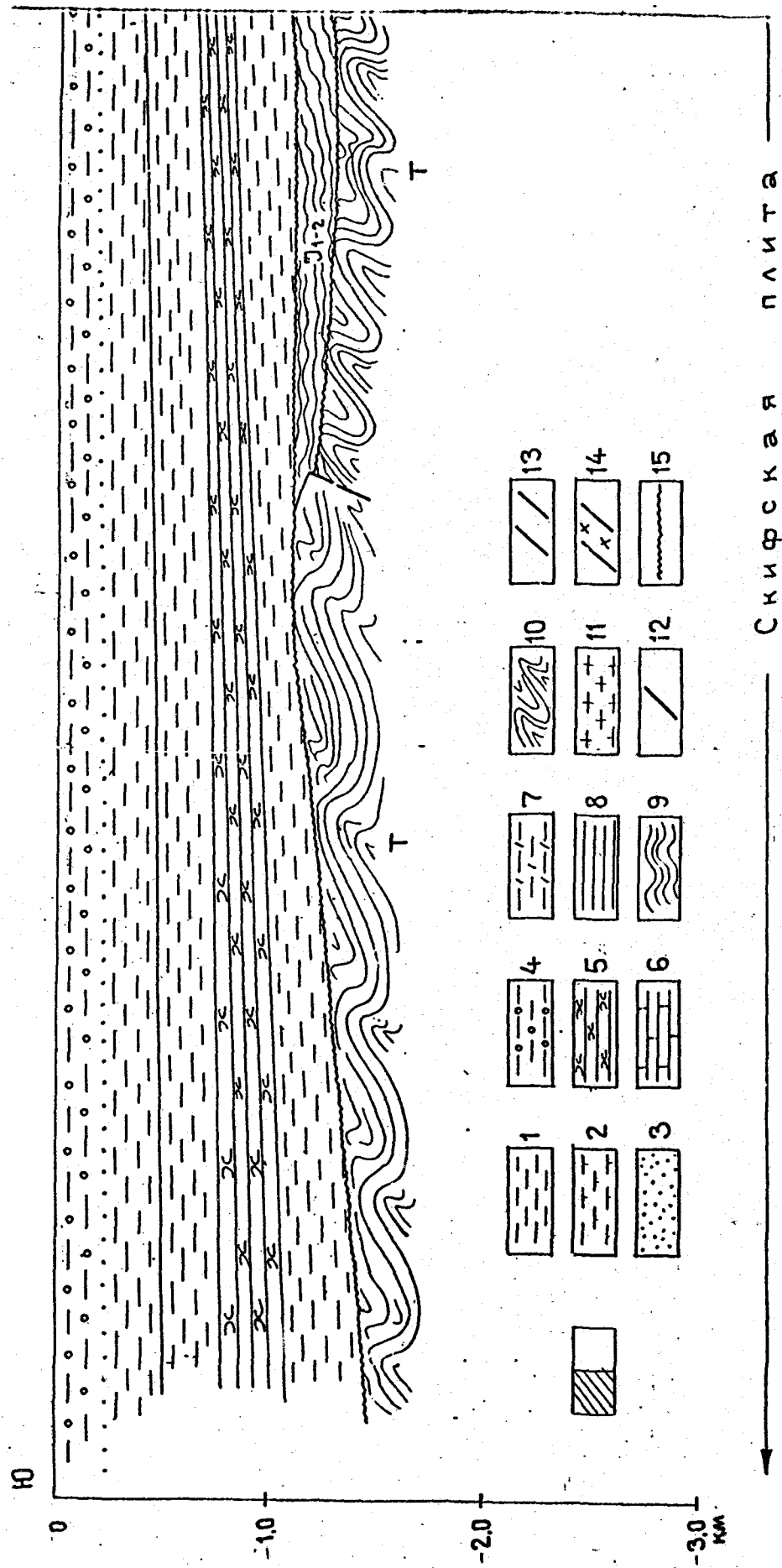


Рис. I.2.5.

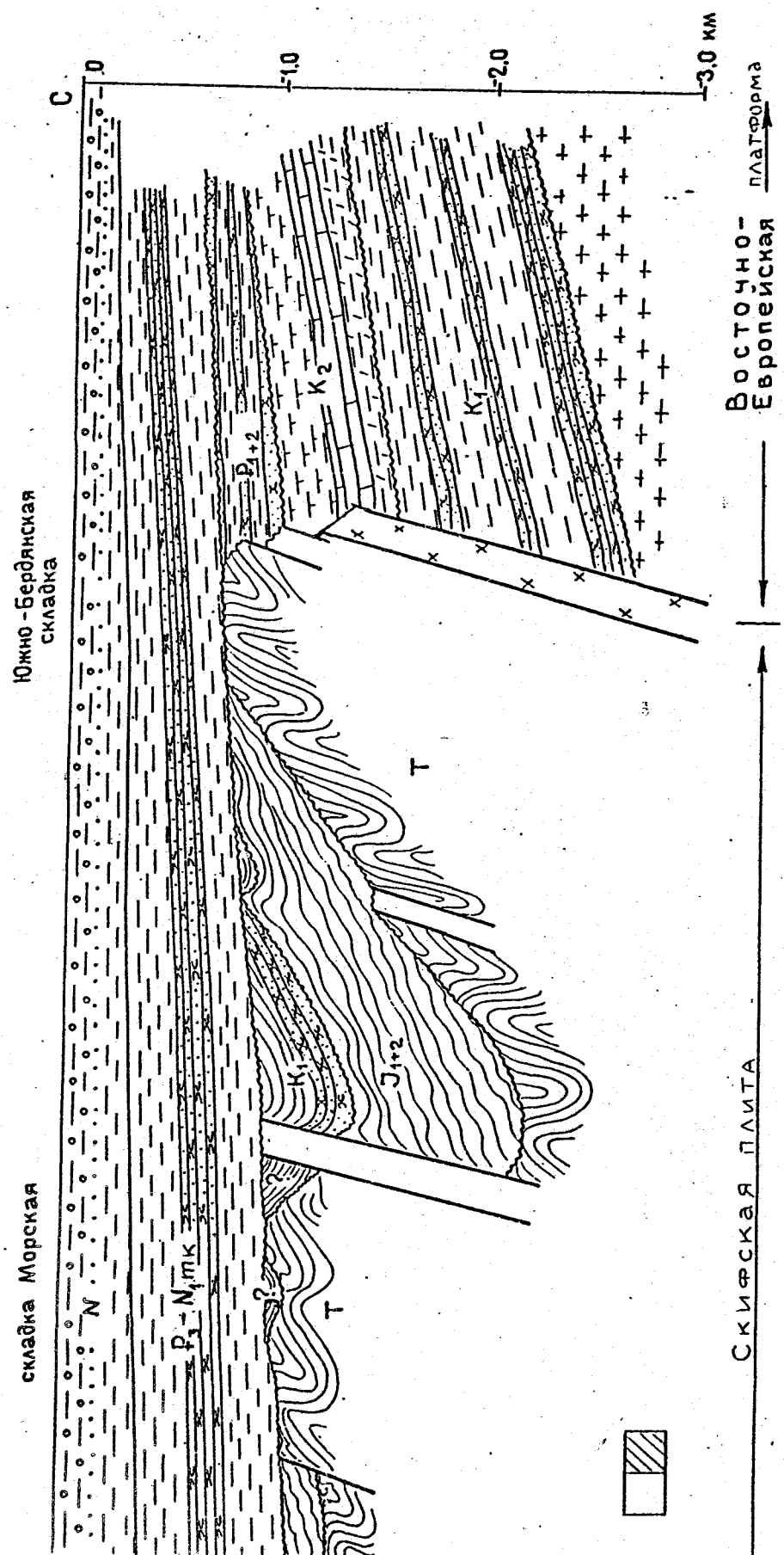


Рис. 1.2.5. / продолжение /

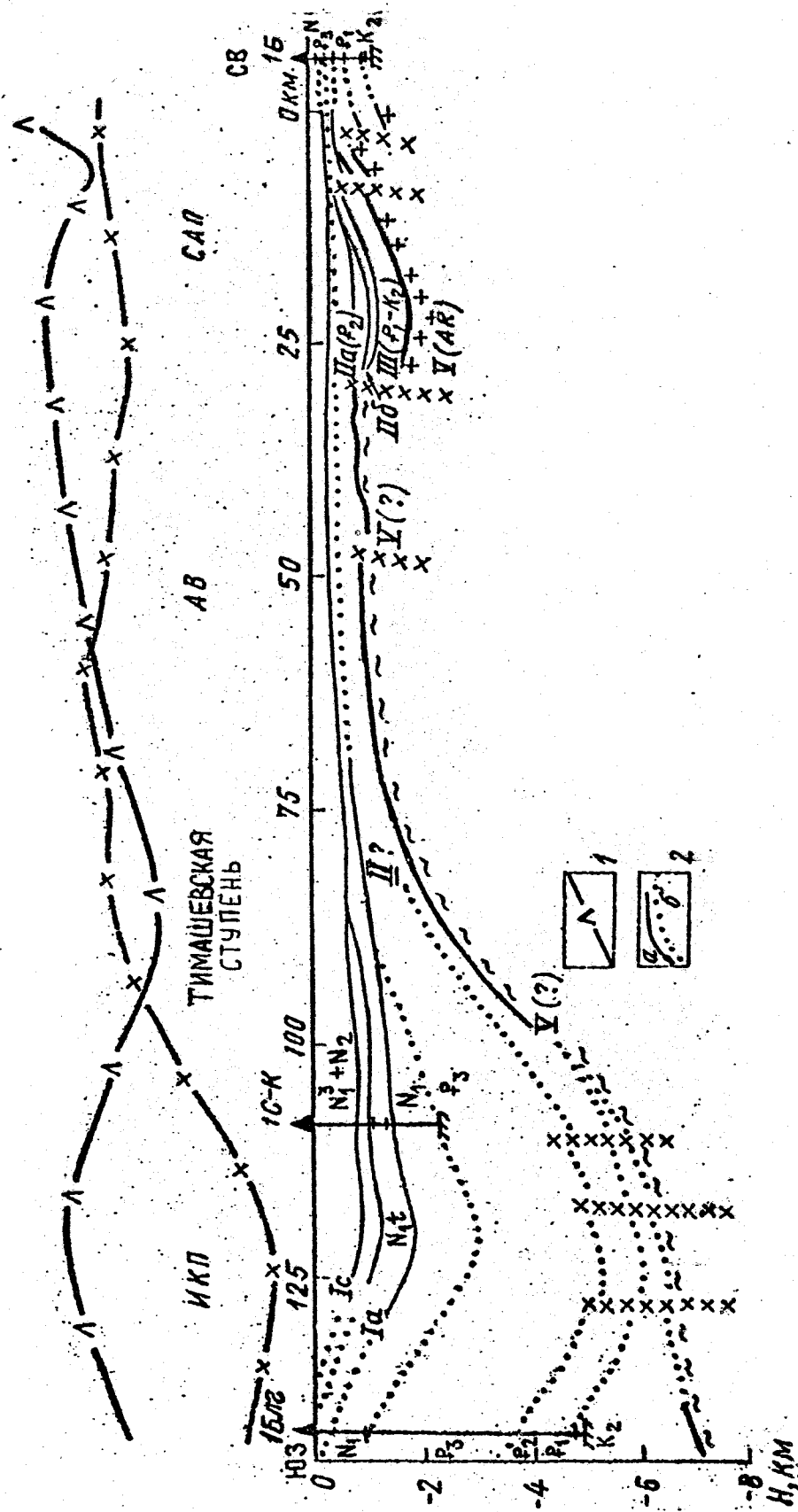


Рис. 1.2.6.

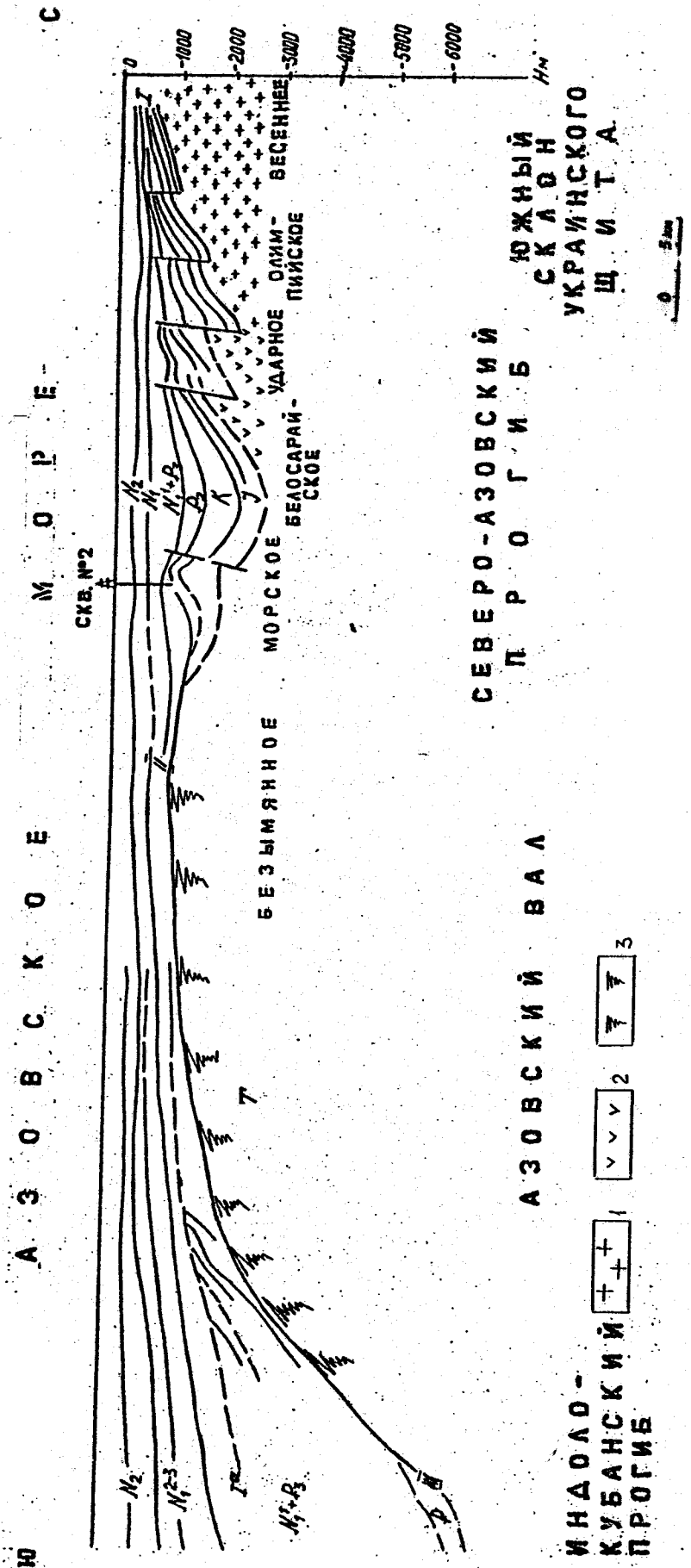


Рис. 1.2.7.

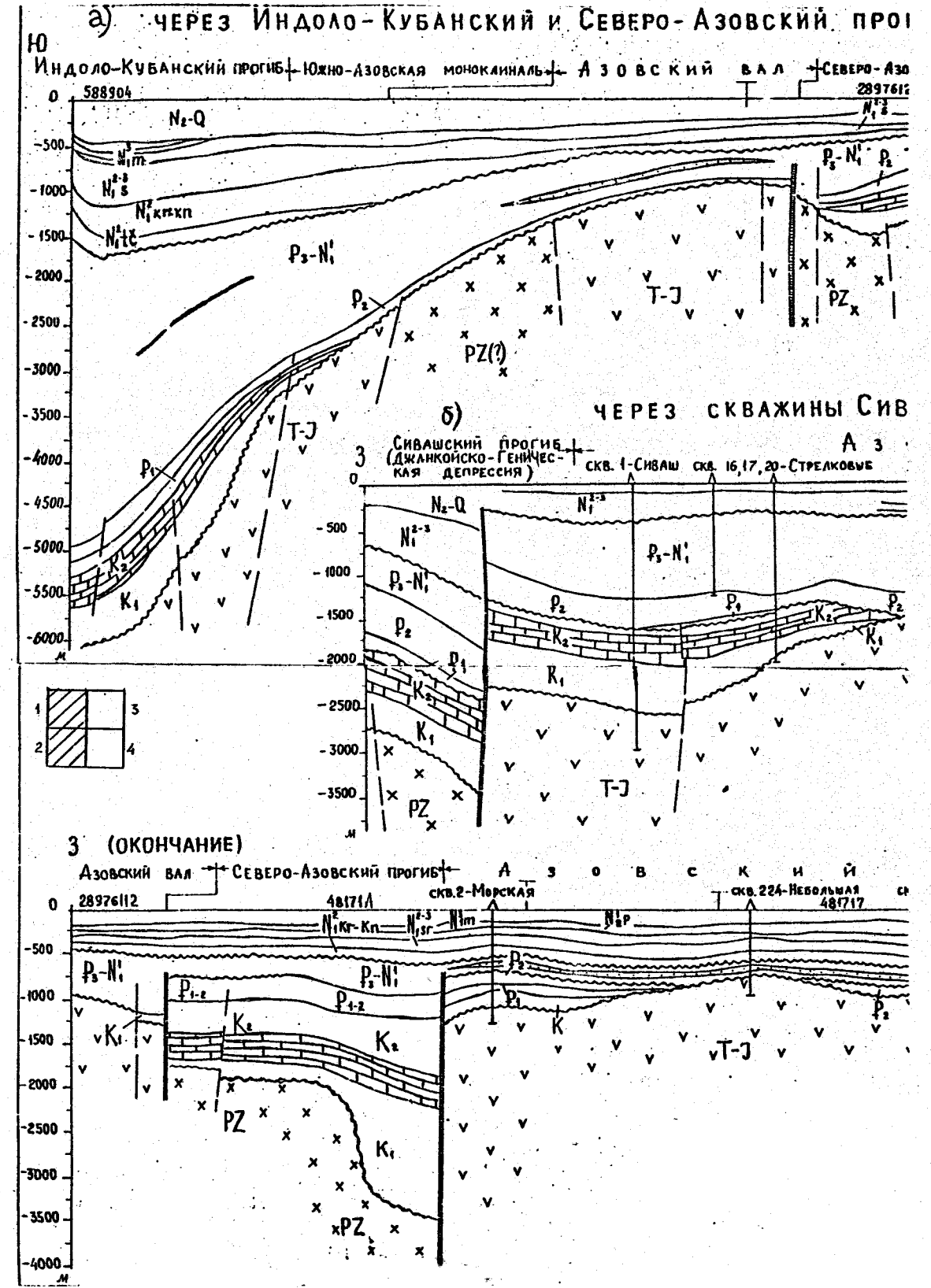


Рис. 1.2.8.

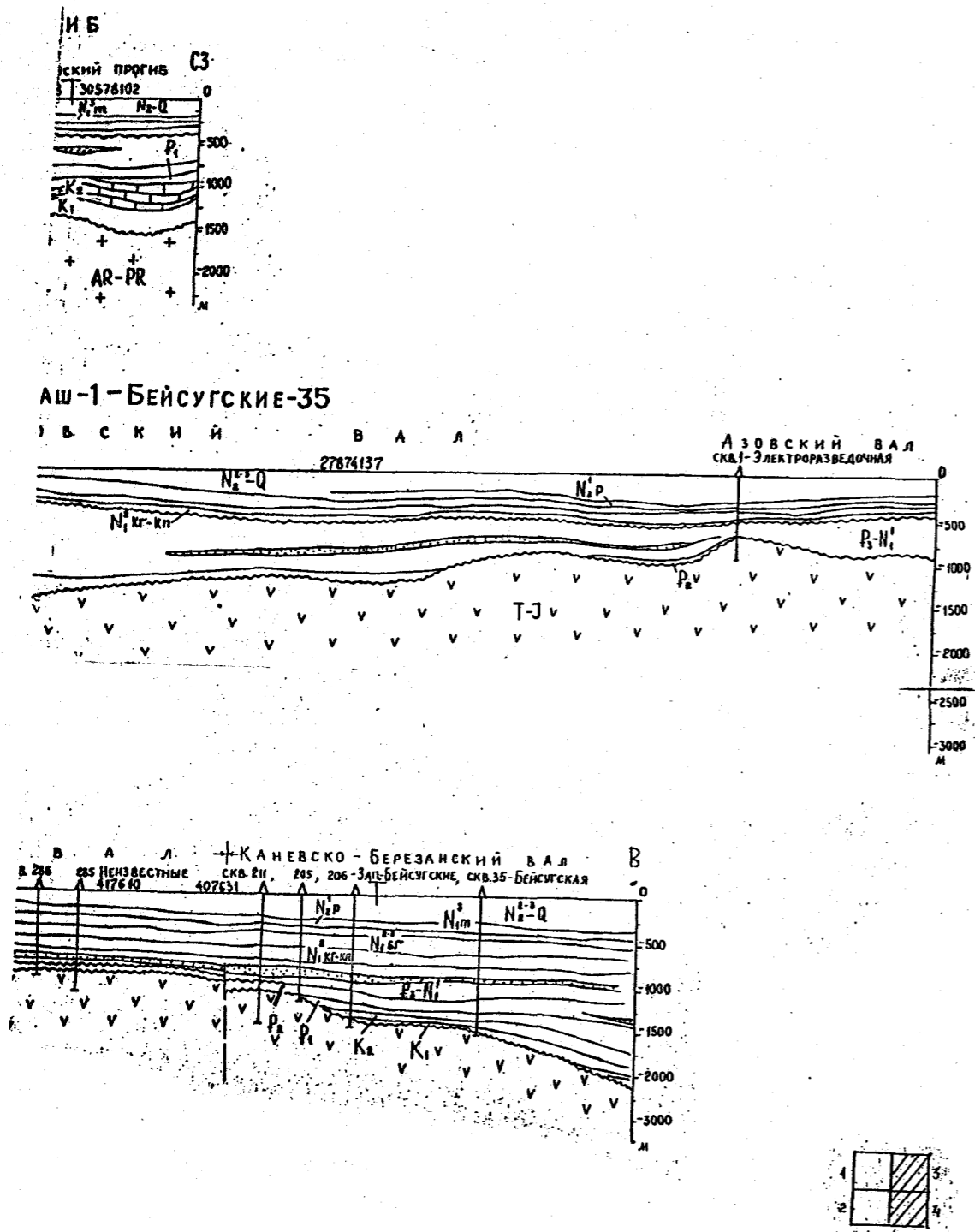


Рис. 1.2.8. / продолжение/

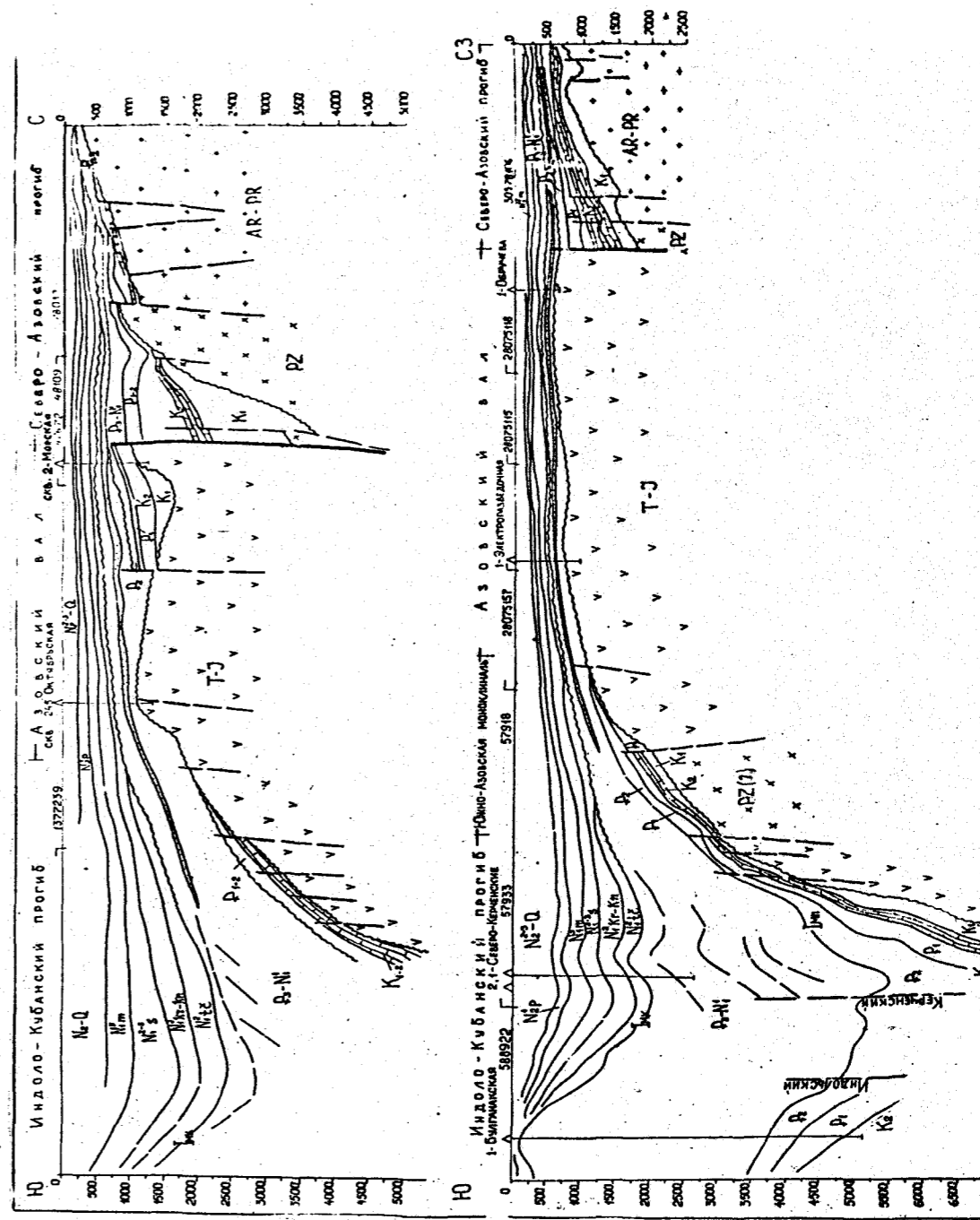


Рис. 1.2.9.

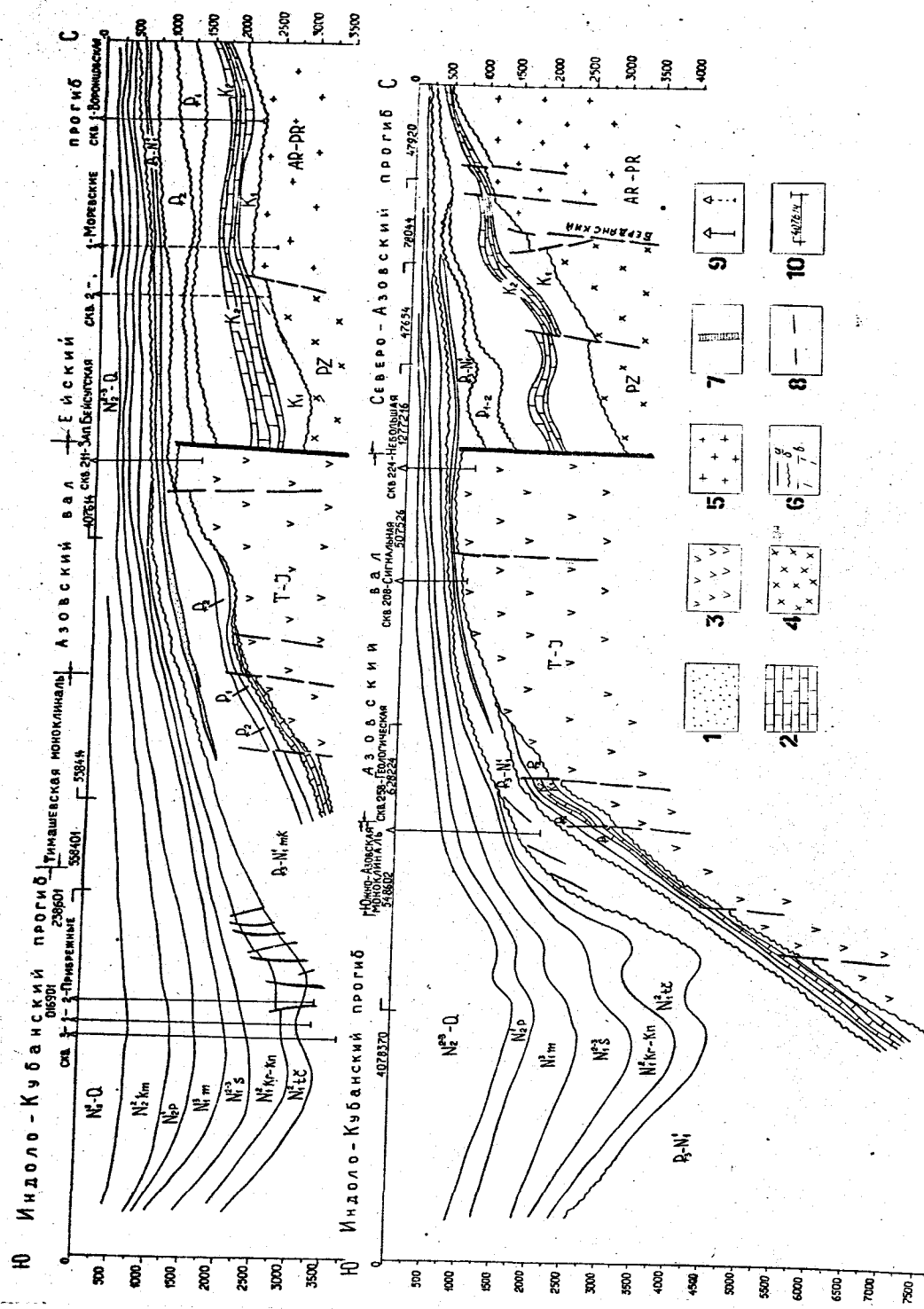


Рис. 1.2.10.

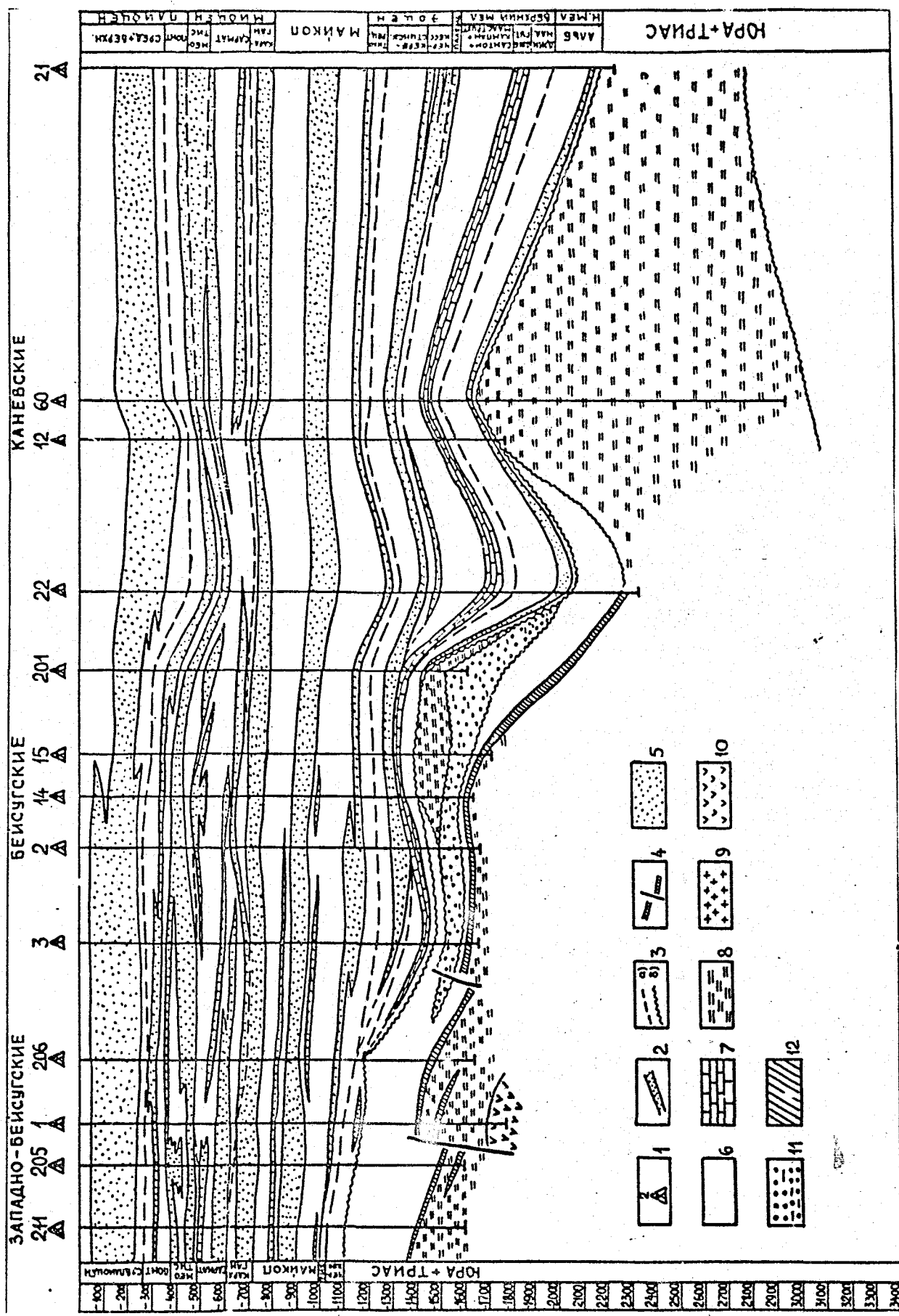


Рис. 1.2.11.

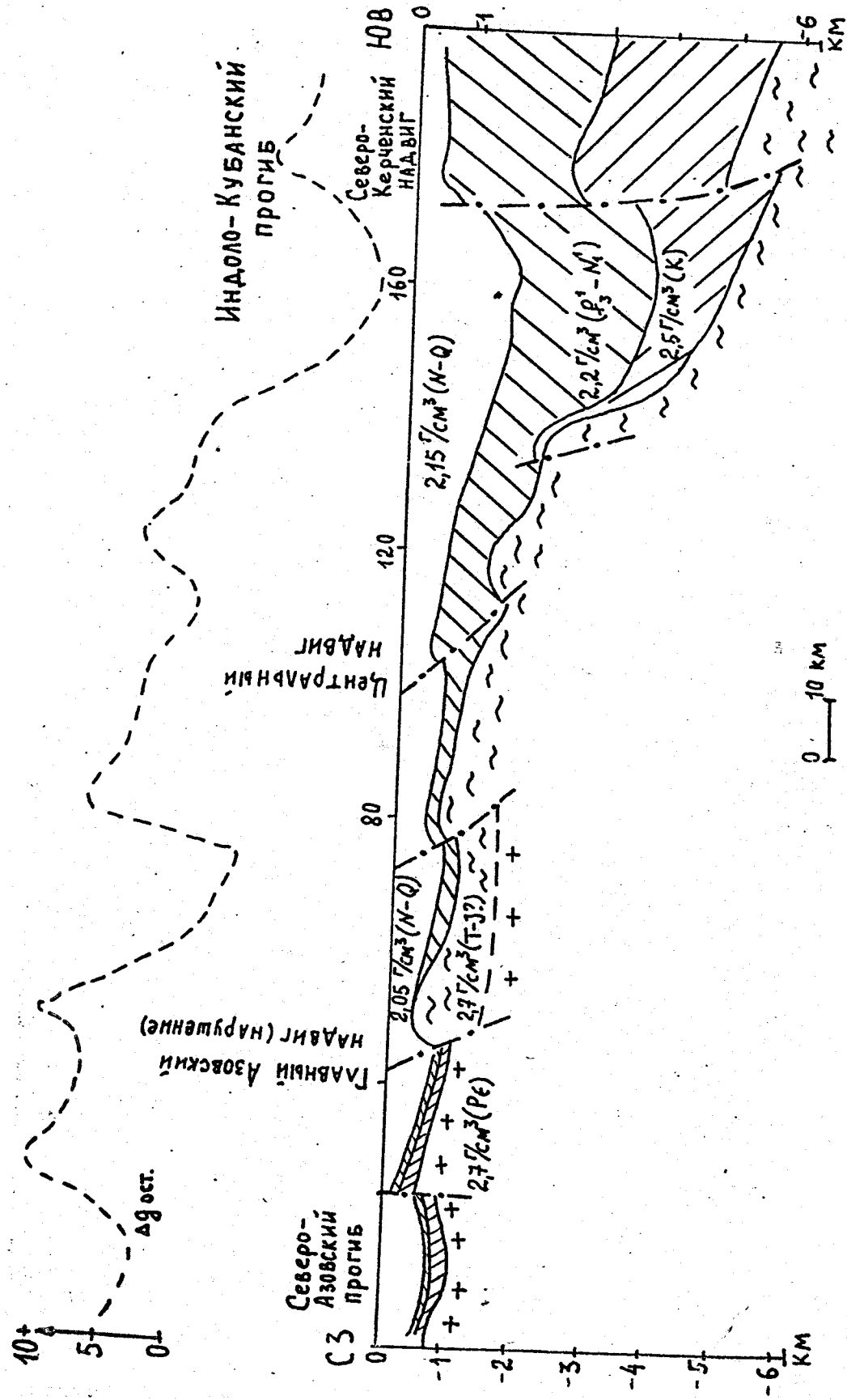


Рис. 1.2.12.

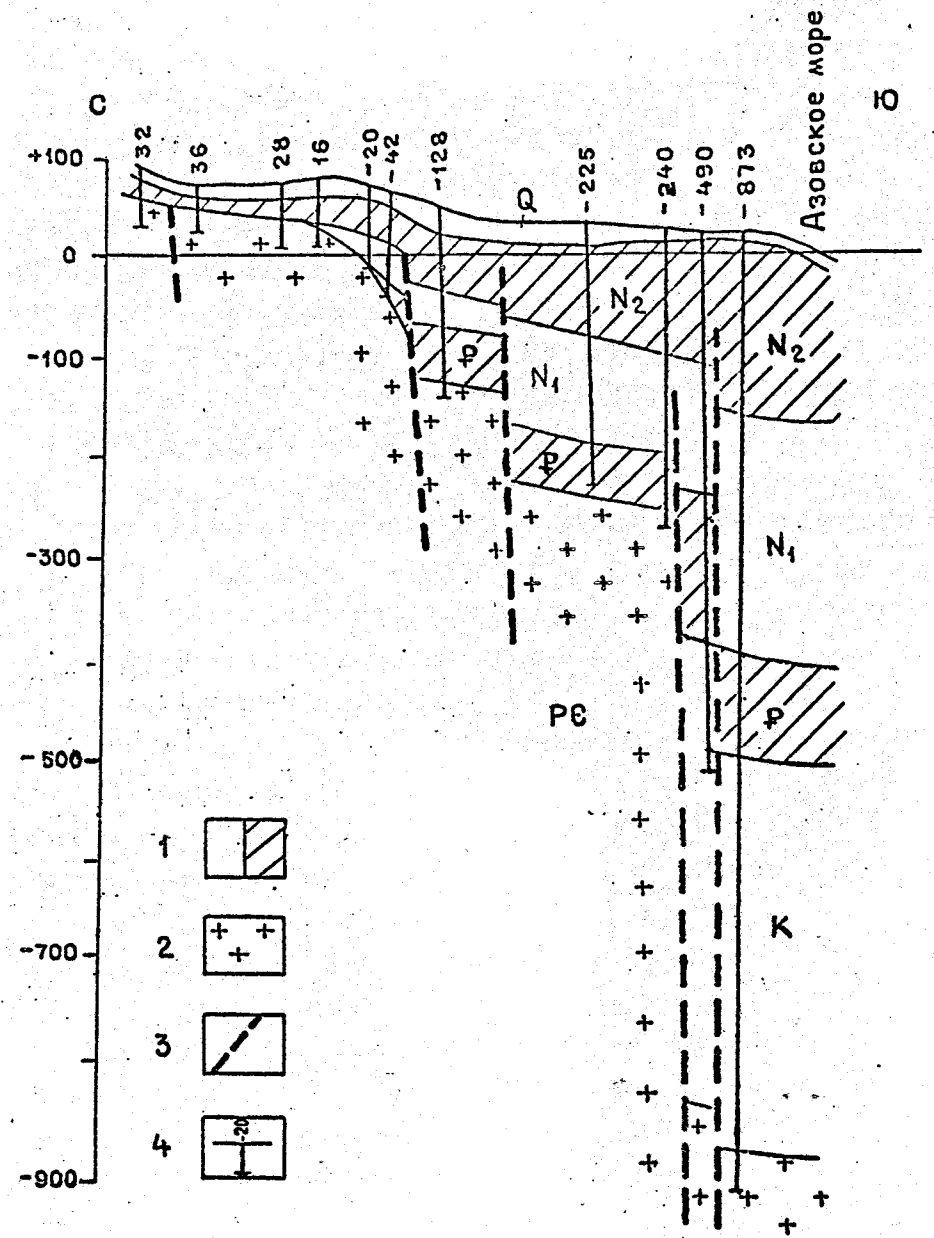


Рис. 1.2.13.



Рис.1.2.1. Схема стратиграфической приуроченности сейсмических горизонтов на Азовском море.

Рис.1.2.2. Сводный средне-нормальный геологический разрез Азово-Черноморского бассейна. По материалам "Черноморнефтегаза", "Крымгеологии", Роскомнедра и др./1995/(4 листа):

1-глины; 2-пески; 3-песчаники, 4-туфы, туффиты; 5-известняки; 6-известняки-ракушечники; 7-известняки органогенно-детритусовые; 8-мергели; 9-аргиллиты; 10-аргиллиты карбонатные.

Рис.1.2.3. Литолого-формационные колонки в районах с различным проявлением основных этапов формирования осадочного чехла акватории Азовского моря (по Боркову Ф.П., Головачеву Э.М./1991/(3 листа): Структурно-формационный состав чехла. Тектонические режимы: 1-ортоплатформенный, 2-катаплатформенный, 3-геосинклинальный; формации: 4-терригенная, 5-терригенно-карбонатная, 6-карбонатная, 7-терригенно-вулканогенно-карбонатная, 8-метаморфические формации (фации) кристаллического фундамента; литологический состав: 9-рыхлые, песчано-илистые нелигифицированные осадки, 10-глины (преимущественно), 11-пески и алевриты (преимущественно), 12-переслаивание песков и глин; нефтегазоносность: 13-залежи газа, 14-нефтегазовые, газонефтяные и газоконденсатные залежи, 15-прогнозируемые залежи; литологический состав: 16-алевролиты и песчаники, 17-переслаивание песков, глин, известняков, 18-известняки (преимущественно), 19-глинисто-мергельно-известняковое переслаивание, 20-отложения переходного комплекса /песчаники, аргиллиты, сланцы, туфопесчаники, прослой кварц-порфиров и др./, 21-отложения докембрийского и палеозойского фундамента /кристаллические и метаморфические сланцы, известняки, граниты, гнейсы и др./.

Рис.1.2.4. Карта равных мощностей меловых отложений /Азовское море/. М 1 : 500 000.1991г. И.Г.Сюткина.

1-изопахиты /в м/; 2-тектонические нарушения; 3-зоны отсутствия или минимальной мощности отложений; 4-основные профили МОГТ; 5-поисковые скважины.

Рис.1.2.5. Геологический профиль через Азовский вал по А.А.Шиманскому, О.И.Рогозе /1977/(2 листа):

1-глины; 2-глины известковистые; 3-пески; 4-гравелиты, суглинки; 5-песчаники; 6-известняки; 7-мергели; 8-аргиллиты; 9-аргиллиты и глинистые сланцы; 10-образования триаса; 11-кристаллические породы фундамента /граниты, гнейсы, кристаллические сланцы/; 12-локальные разломы; 13-системы локальных разломов; 14-глубинные разломы; 15-несогласия.

Рис.1.2.6. Сейсмогеологический разрез по линии Булганакская-Бердянск по М.Е.Герасимову и др./1978/:

1-график Та; 2-геологические границы: а - достоверные, б - предполагаемые. САП - Северо-Азовский прогиб. Скважины на площадях: Блг - Булганакской, С-К - Северо-Керченской, Б - Бердянской.

Рис.1.2.7. Субмеридиональный профиль через поднятие Морское-1 по данным "Черноморнефтегаза", ВНИИШельфа и др.:

1-докембрийский фундамент; 2-палеозойский фундамент; 3-переходный пермотриасовый комплекс.

Рис.1.2.8. Разрезы через Индоло-Кубанский и Северо-Азовский прогибы /а/ и Сиваш-Бейсугское поднятие /б/ по данным "Черноморнефтегаза", ВНИИШельф, "Одессморгеология", "Союзморгео" и др.

Рис.1.2.9. Разрезы через Индоло-Кубанский прогиб, Азовский вал, Северо-Азовский прогиб по линии скважин: а/ Октябрьская №245, Морская №2; б/ Булганакская №1, Северо-Керченские №2,1, Электроразведочная №1, Обручева №1, ВНИИШельф, "Союзморгео", Госкомгеология Украины и др.

Рис.1.2.10. Сейсмогеологические разрезы через Индоло-Кубанский прогиб, Азовский вал, Ейский прогиб по линии скважин: а/ Прибрежные №3,1,2, Западно-Бейсугская №24, Морские №2,1, Воронцовская №1; б/ Геологическая №258, Сигнальная №208, Небольшая №224. М-б: вертикальный 1 : 25 000, горизонтальный 1 : 250 000. Ф.П.Борков, Э.М.Головачев, К.В.Чикунова, В.В.Щербаков:

1-песчано-алевролитовая пачка; 2-известняки, мергели; 3-"переходный комплекс"-триасово-юрские терригенно-вулканогенно-карбонатные отложения; 4-комплексы палеозоя; 5-кристаллические и метаморфизованные породы докембрия; 6-стратиграфические границы /сейсмические отражающие горизонты/: а/ согласные, б/ несогласные, в/ отложения клиноформ - "косая слоистость"; 7-Главное Азовское нарушение; 8-зона разломов /трещиноватости/; 9-скважины /либо проекции скважин/; 10-а/ интерпретированные данные сейсмических профилей, б/ место излома линии разреза.

Рис.1.2.11. Схематический геологический разрез по линии скважин: Западно-Бейсугские №211, 205, 1, 206, 3; Бейсугские №2, 14, 15, 201; Каневские №22, 12, 60, 21.ВНИИШельф, "Союзморгео" и др.:

1-скважины; 2-пески, алевролиты; 3-границы: а/согласные, б/ несогласные; 4 - тектонические нарушения; 5-песчаники, алевролиты; 6-глины; 7-известняки; 8-аргиллиты; 9-граниты; 10-туфы; 11-сланцы, порфиры, кварциты; 12-плотные породы.

Рис.1.2.12. Плотностная модель и ее геологическая интерпретация по профилю 1-1 через Азовское море по В.И.Самсонову /1990/(Расположение профиля см.рис. 1.3.4).

Рис. 1.2.13. Характер южного погружения Приазовского блока УЩ по Г.В. Жукову, М.М. Жукову /1975/:

1-стратиграфические комплексы осадочного чехла; 2-фундамент; 3-разрывные нарушения; 4-буровые скважины и глубины их забоев.

Докембрийский кристаллический фундамент северной части исследуемой территории представлен геосинклинальными образованиями архей-протерозойского возраста. Складчато-блоковая структура фундамента субмеридионального простирания, осложнена серией глубинных разломов.

Фундамент Скифской плиты, развитый южнее, сложен в Азово-Черноморском регионе образованиями байкальского, герцинского и раннекиммерийского складчатых комплексов.

Байкальский комплекс развит на северо-западном шельфе Черного моря и в Крыму, где представлен зеленокаменной и гранитоидной формациями /Богаетц А.Т. и др. /1986/. Он вскрыт и в Западном Предкавказье, где представлен метаморфическими породами стадии зеленых сланцев и редко кристаллическими сланцами, образовавшимися по первично-осадочным породам и эффузивам.

Герцинский комплекс фундамента сложен средне-верхнепалеозойскими терригенными толщами с интенсивной дислоцированностью и метаморфизмом. Вскрыт в Предкавказье и Равнинном Крыму. В Крыму - это различные сланцы, окремненные известняки, пласты диабазов, кварцевые порфиры. В Западном Предкавказье - это углесто-серцит-глинистые сланцы, метаморфизованные песчаники. Специфическими отложениями здесь являются глубообломочные, нередко красочные разности /Расшеватская площадь/. Их считают позднегерцинскими /пермскими/ орогенными образованиями.

Интрузивные породы широко распространены в Западном Предкавказье и представлены гранитоидами /зоны субширотного простирания /10/.

Таким образом, герцинский комплекс представлен аспидной, флишоидной, молассоидной и карбонатной формациями с незначительным магматизмом. Структуры герцинид субширотного простирания, унаследованного от древнего простирания байкалид, образуют ряд антиклинорных зон.

Породы складчатого фундамента характеризуются в исследуемом регионе по ряду авторов /10/ высокой степенью метаморфизма и высокими плотностями /2,6-2,9 г/см<sup>3</sup>/, сильной дислоцированностью и раздробленностью /в зонах нарушений/.

В акватории Азовского моря палеозойские образования не встречены. В Западном Предкавказье они встречены на северо-за-

паде в пределах Копеевского синклиналия. Эти отложения вскрыты на Ясеновской, Новоминской, Ленинградской, Песчанокопской площадях. На Ясеновской площади встречена толща конгломератов и песчаников, мощностью более 260 м. Породы плотные, дислоцированные /углы 20-30°/.

Восточнее, на Минской, Ленинградской и др. площадях, разрез состоит из чередования песчаников, глин, конгломератов, с подчиненными прослоями известняков и изверженных пород. Породы плотные, интенсивно дислоцированные. Возраст известняков, по микрофауне, на Песчанокопской структуре - каменноугольный.

В Бейсугской зоне поднятий встречена терригенно-вулканическая формация /конечная стадия варисского орогенеза/.

Верхний палеозой представлен терригенными, углистыми и карбонатными породами и сланцами нижнего и среднего карбона. На отдельных участках имеются орогенные молассы перми и массивы байкальской консолидации. На поверхности этот комплекс пород выходит лишь на севере в открытом Донбассе.

По данным А.Т. Богайца и др. /1986/ герцинский комплекс встречен на Новоалексеевской и Генической площадях. Так в Генической (КУМ) развиты значительно дислоцированные /30-60°/ песчано-глинистые и глубообломочные породы, измененные глубинным эпигенезом.

Ранее /10/ для районов акватории Азовского моря, Крыма и Западного Предкавказья мы описали нижнемезозойский комплекс фундамента. Он включает триасовые и, частично нижеюрские отложения Крыма, Азовского моря и Западного Предкавказья. Встречен, в основном, средний и верхний триас. Органогенные известняки, вскрыты на площади Великой (верхняя пермь-нижний триас (?)). Выше к нижнему триасу относят также аргиллиты с пластами алевролитов, песчаников и тонкими прослойками карбонатов вверху. Общая мощность до 1200 м.

В Западном Предкавказье и Азовском море нами /10/ образования триаса-юры (нижней и средней (?)) отнесены к складчатому фундаменту. Представлены они аргиллитами, рассланцованными их разностями, с небольшим количеством окварцованных алевролитов и песчаников. Слои наклонены, вплоть до вертикального положения. Вскрытая мощность 2300 м.

По А.Т. Богайцу и др. /1986/ в киммерийском структурно-формационном комплексе на северо-востоке Крыма, Присивашья и в северной полосе Азовского моря во вскрытой части разреза выделены образования флишоидно-терригенной формации позднетриас-раннеюрского возраста и песчано-глинистой молассовой формации

средней юры. Они слабо изменены вторичными процессами. На Стрелковой площади с ними связана андезитовая формация /местами габбро-диорит-гранодиоритовая/. В северной подосе углы падения незначительны, южнее  $10\pm 15 - 70^\circ$ .

Рассмотренные доальпийский структурно-формационные комплексы составляют доплитную часть осадочного чехла Южно-Сарматской краевой системы /Павлюк М.И., Богаец О.Т./1978/ вдоль южного края ВЕП.

В Азовском море киммерийский складчатый комплекс образует узкие синклинали и антиклинальные зоны северо-западного и субширотного простирания.

Область Крымско-Кавказского альпийского орогена включает мегаантиклинории Горного Крыма, Северо-Западного Кавказа и их погружений /Индоло-Кубанский прогиб в Азовском море, по А.Т.Богайцу и др./1986/.

Складчатые комплексы фундамента перекрываются платформенным чехлом от мела и моложе. Возможна верхняя юра. Мощность чехла 600-5000 м.

В составе альпийского структурно-формационного комплекса выделяются следующие структурные этажи, охарактеризованные различными формациями пород: нижнемеловой - базальной прибрежно-континентальной и трансгрессивно-терригенной формацией; верхнемеловой - эоценовой - карбонатной; олигоцен-нижнемиоценовой - терригенно-глинистой майкопской; среднемиоценовой-антропогеновой - пестрой терригенно-карбонатной. В альпийском комплексе находит свое отражение Каркинитско-Северо-Крымский прогиб, который Чингульской седловиной отделен от Северо-Азовского прогиба.

Необходимо более детально осветить вопрос триасовых образований и отложений от юры до антропогена включительно.

Нижний триас, за исключением карбонатных разрезов южных частей Крыма и Западного Предкавказья отнесен к фундаменту по-скольку:

- он характеризуется высокой степенью дислоцированности /углы падения слоев  $15-85^\circ$ , обычно  $40-50^\circ$ , т.е. такие же как и у палеозойских образований/. Эпигенетически изменены больше, чем отложения чехла.

- по степени дислоцированности и литологическому составу раннемезозойские отложения не отличаются от терригенных среднепалеозойских пород. Эти комплексы не разделяются и по физическим свойствам /скорости, плотности, проводимости/.

- для Каневско-Березанского вала установлен факт инверсии.

- под Каневско-Березанским валом земная кора утолщена, что связывается с существованием "корней гор".

В среднем триасе Западного Предкавказья выделяют:

- нижнюю /вулканогенно-осадочную/ и верхнюю /песчано-гравелитовую/ толщи.

Нижняя - переслаивание аргиллитов, арксовых алевролитов, песчаников, гравелитов и две пачки кварцевых порфиритов /до 100 м каждая/. Степень дислоцированности высокая /углы  $40-50^\circ$ /. Вскрыта она на Староминской, Крыловской площадях. На них во вскрытой верхней толще встречены песчаники, алевролиты, конгломераты, конглобрекции и аргиллиты. В Крыму средний триас описан на Татьяновской площади /аргиллиты, переслаивающиеся с песчаниками и алевролитами/. К среднему триасу относят доломиты и известняки на Евпаторийской площади /суша/.

Верхний триас Западного Предкавказья представлен:

- вулканогенно-осадочной толщей /Челбасская, Крыловская пл./, которая сложена аргиллитами с редкими прослоями алевролитов и песчаников. Вулканогенные образования /до 250 м на Крыловской и до 1000 м в скв. Медведовская - 2/ представлены кварцевыми порфиритами и их туфами.

- аргиллитовой толщей /Бейсугская, Каневская, Челбасская/, мощностью 850 м, изредка встречаются песчаники и алевролиты. Углы наклона слоев  $15-90^\circ$ . В приразломных зонах развивается сланцеватость.

Наиболее молодые образования - дислоцированные аргиллиты с редкими прослоями песчаников и алевролитов /Бейсугская пл./, мощностью 400 м - условно датируются верхним триасом-нижней и средней юрой.

В пределах Азовского вала и северной части Западного Предкавказья на площадях Крыловская, Тимашевская, Электроразведочная и др. вскрыты триасовые образования, представленные переслаиванием дислоцированных темносерых глинистых сланцев, алевролитов и песчаников, углисто-карбонатно-серицитовых сланцев и вулканогенно-осадочных пород /А.И.Дьяконов и др. /1977//. По тем же авторам в Западном Предкавказье триасовые образования представлены толщей (более 600 м) темносерых до черных, дислоцированных алевролитистых аргиллитов с редкими прослоями песчаников и алевролитов, толщиной 15-25 см. Аргиллиты уплотнены, рассланцованы, перемежаты и интенсивно дислоцированы с углами падения до  $50-75^\circ$ . Песчаники окварцованы. В ряде разрезов известны плотные кристаллические известняки, в больших количествах эффузивы в виде кварцевых порфиров и порфиритов. На Крыловской и Челбасской площа-

дах-эффузивы сильно изменены, карбонатизированы и серицитизированы. Мощность отдельных эффузивных прослоев 20 и более метров. Для северных разрезов Западного Предкавказья /Староминская, Куцевская и др. площади/ эффузивы имеют кислый и средний состав, южнее - основной.

Относительно дислоцированные, слабоизмельченные образования триаса /осадочно-эффузивные/ выполняют небольшие широтные обратноступенчатые грабены /напр. Скадовский/.

Триас-юрские отложения распространены в Западном Предкавказье и встречены на Азовском море на Западно-Бейсугской, Небольшой, Морской, Электроразведочной /нет коллекторов/, Стрелковой /нет коллекторов/ структурах.

На Электроразведочной площади триас представлен плотными, углисто-глинистыми сланцами с прослоями окварцованных песчаников и карбонатных сланцев. Они интенсивно дислоцированы и не содержат поровых коллекторов.

На Западно-Бейсугской - вскрыты аргиллиты с прослоями и пачками песчаников и алевролитов. Обломочные породы преобладают в нижней части разреза. Здесь встречена микрофауна верхнего триаса. А верхняя часть толщи возможно юрская. Отложения триаса изменены на стадии катагенеза и дислоцированы под углом 20-60°.

Таврическая серия представлена флишоидным чередованием аргиллитов, плотных кварцевых алевролитов и песчаников. Породы сильно дислоцированы и затронуты процессами вторичных изменений. Возраст ее верхний триас - нижняя (средняя) юра. Отложения триаса - нижней юры или пермо-триаса есть у Геническа, на Октябрьской площади Равнинного Крыма, где они представлены чередованием аргиллитов и алевролитов. Отмечены гравелиты, конгломераты.

В Крыму в триас-юрское время активно проявилась магматическая деятельность, главным образом, эффузивная /андезитовые кварцевые порфириты и их туфы, кварцевые диабазы, габбро-диабазы /площадь Стрелковая/.

В Западном Предкавказье юрские отложения представлены многосотметровой толщей аргиллитов, алевролитов с редкими конкрециями сидеритов. Аргиллиты часто рассланцованы, перемяты, с зеркалами скольжения. Участками сланцы углистые /Бейсугская площадь, интервал 1378-1550 м/. Возраст пород - лейас.

Среднеюрские образования представлены вулканогенно-осадочными образованиями: аргиллитами, алевролитами, песчаниками, вулканогенными комплексами, в виде излившихся и пирокластических пород, измененных кварцевых и плагиоклазовых порфиров, и порфиритов кислого и среднего составов. Для северных разрезов характерны

каолинизированные туфопесчаники и туфы. Прослой эффузивов - 20-30м. В аргиллитах-обуглившийся детрит и сантиметровые прослой углей. Вулканогенно-осадочную толщу подстилают аргиллиты и аргиллитизированные глины, обогащенные алевритовым материалом. Характерны прослой алевролитов и известняков. Общая толщина более пятисот метров.

Верхнеюрские отложения представлены толщей субконтинентальных отложений: чередование глин, песчаников и алевролитов с редкими прослоями эффузивных тел кислого состава. Развиты пирокласты, углистое вещество. Туфы и туфопесчаники каолинизированы. Максимальные мощности могут возрастать до 2000 и более метров.

На отдельных площадях юрские отложения представлены: На Стрелковой - изверженными породами кислого и среднего состава /возраст по радиохронному методу/; на Сигнальном - изверженными породами кислого и среднего состава; на Морском - красноцветными глинами и прослоями песчаников, мощностью 50 м. Ниже - сероцветными песчаниками, чередующимися с алевролитами, туффитами, мергелями, аргиллитами. Вскрытая мощность 200м. Породы слабодислоцированы, изменены на стадии катагенеза; на Небольшом - пачкой красноцветных глин с прослоями песчаников. Ниже - песчаники, алевролиты, туффиты, мергели, аргиллиты. Породы слабодислоцированы, изменены на стадии катагенеза.

Формирование платформенного чехла в акваториальной части Азовского моря, за исключением некоторых участков ВЕП, началось в раннем мелу.

К началу мелового периода большую часть современной акватории Азовского моря занимала суша, которая распространялась на центральную и северную ее части и составляла единое целое с палеосушей Приазовского кристаллического массива. Юго-западная и юго-восточная части акватории находились в условиях мелководного бассейна. На Арабатской стрелке разрез меловых отложений начинается песками и алевролитами апта, продолжается породами альба, которые согласно сменяются карбонатной толщей верхнего мела. С апта морской бассейн проникает в зону Северо-Азовского прогиба и к концу альба достигает юга ВЕП. В центральной части современной акватории Азовского моря обособляется остров.

Нижнемеловые отложения входят в состав платформенного альпийского структурно-тектонического комплекса /мел-кайнозой/. Они залегают на триас-юрском и палеозойском складчатом основании Скифской плиты и на архейско-протерозойском фундаменте Восточно-Европейской платформы.

В альпийской складчатой зоне комплексы от неогена до нижнего

мела дислоцированы. Нижнемеловой, верхнемеловой-эоценовый, олигоцен-нижнемиоценовый /майкопский/ и неоген-антропогенный этажи входят в состав комплекса.

На восточном побережье Азовского моря альпийский цикл представлен следующими формациями: глинисто-терригенной /неоком-апт/, глинистой /альб/, которая на Морском и Бейсугском поднятиях переходит в глинисто-терригенную.

Нижний мел в Западном Предкавказье начинается базальной толщей - пестроцветной толщей континентальных и прибрежно-морских конгломератов, гравелитов, песчаников, песков, глин, органогенных известняков, мощностью 60-120 м. Неоком вдоль южного склона Украинского щита представлен элювиально-делювиальной формацией - краснобурыми породами каолинового состава, разной сортированности - от чистых вторичных каолинов до гравелитистых каолиновых песков и гравелитов с обломками и гальками кристаллических пород. Отмечается вторичное ожелезнение. Суммарная толщина неокома здесь 160 м. Элювиально-делювиальная формация переходят в аллювиальные, озерно-болотные и прибрежно-морские формации. Образования аптского яруса слагают базальную толщу осадочного чехла. Она представлена континентальными и мелководными морскими отложениями. Альбский ярус представлен кремнисто-известковистыми глинами, алевролитами, реже песчаниками, туфитами, известняками, мергелями, мощностью до 2000 м. В нашем районе альбские отложения развиты в мелководных фациях, где широко представлены опоки, спонголиты, кремнистые песчаники, опоквидные глины, небольшой мощности.

В акватории Азовского моря нижний мел пройден скважинами Стрелковая - 20, Морская - 2, Западно-Бейсугская - 1, 2. Он отсутствует в скважинах Электроразведочная, Небольшая, Сигнальная, Западно-Бейсугская - 211. По сейсморазведке нижний мел отсутствует на западе и на локальных участках /палеоподнятиях/ востока Азовского вала. Мощность нижнего мела в Северо-Азовском прогибе 200 м, в Индоло-Кубанском - 300-1500 м. Так, в скважине Стрелковая - 20 нижний мел представлен альбом и аптом. В базальной части возможен и неоком. Нижний мел - в основном аргиллиты. В основании толщи песчаники с прослоями туфопесчаников. Мощность пачки 15 м; в скв. Морская-2 нижний мел представлен альбом. Вверху - аргиллиты, внизу, в середине - чередование кремнистых пород и разнозернистых песчаников с кремнистым цементом. Мощность песчаных пачек несколько десятков метров; на Западно-Бейсугском поднятии нижний мел представлен альбскими отложениями; на Бейсугском месторождении в верхах нижнего мела - аргиллиты, ниже чере-

дование кремнистых пород и разнозернистых песчаников с кремнистым цементом. Мощность песчаных пачек - несколько десятков метров; на северном побережье Азовского моря верхи нижнего мела представлены, аргиллитами, в нижней и средней частях - чередованием кремнистых пород и разнозернистых песчаников с кремнистым цементом. Мощность песчаных пачек - несколько десятков метров; на западе и востоке акватории нижний мел обладает удовлетворительными коллекторскими свойствами. В Индоло-Кубанском прогибе - это глинистые складки с прослоями алевролитов и мелкозернистых песчаников.

Верхнемеловые отложения - это морские эпиконтинентальные, морские карбонатные, преимущественно мергели /70%/, известняки, органогенно-детритусовые и мелоподобные породы и карбонатные песчаники. Присутствуют обломочные фации. Для сенона характерно наличие локальных прослоев туфового материала, тонких прослоев глин, желвачнокремнистых стяжений. В маастрихте отмечена регрессия, сопровождавшаяся складкообразованием.

На Азовском море и в Западном Предкавказье верхний мел представлен карбонатной толщей эпиконтинентального шельфового мелководья /максимальные мощности до 1000 м/. На Азовском валу мощность верхнего мела сокращается до 0. Верхний мел отсутствует также в северной и западной части Северо-Азовского прогиба. На Стрелковом месторождении толща верхнего мела представлена сантонским, кампанским, маастрихтским ярусами. Сложена глинистыми пелитоморфными известняками и мергелями. Внизу - песчаные известняки и песчаники с карбонатным цементом. Они плотные.

На Морском месторождении сеноман представлен пачкой песчаников с кремнистым цементом. Остальная часть верхнего мела сложена мергелями и известняками. Коллекторские свойства удовлетворительные. Нет глинистых прослоев - экранов для УВ.

Палеоген распространен в Северо-Азовском и Индоло-Кубанском прогибах и отсутствует на значительной части Азовского вала и Тимашевской ступени.

На Стрелковом месторождении палеоген представлен /на море/ верхним палеоценом и всеми отделами эоцена. Верхний палеоцен - это органогенно-обломочные известняки, плитные, мощностью 20 м. Эоценовая толща сложена глинами, мергелями с прослоями нуммулитовых известняков среднего эоцена.

На Морском месторождении встречена лишь маломощная пачка глин верхнего эоцена.

На Бейсугском месторождении палеоцен представлен пачкой с прослоями глин, мощностью 50 м. Эоцен сложен толщей глин с

пачкой песчаников в нижней части /черкесская счита/.

Для акватории Азовского моря характерны терригенные литофаии палеоцена и эоцена. Обломочные породы встречены в восточной части Азовского вала, на северо-западе и юго-востоке акватории.

Палеоценовые отложения тесно связаны с позднемиоценовыми литологическим сходством и распространением по площади. Представлены карбонатно-глинисто-песчаными отложениями. Присутствуют органогенные известняки, реже карбонатные песчаники, мергели. Мощность до 300 м. Максимальные мощности в Азово-Черноморском бассейне могут достигать 700 м.

В Азовском море значительные мощности установлены на южном крае Тимашевской ступени /юг Азовского вала, северный борт Индоло-Кубанского прогиба/ и на северо-востоке Керченского п-ва.

Эоценовые отложения развиты в Северном Причерноморье. В Равнинном Крыму нижний подотдел - это глины и мергели /100 м/. Средний - мелководные известняки и мергели /135 м/. Верхний - мелоподобные известняки, мергели, глины /150 м/. В Северном Причерноморье верхний эоцен представлен карбонатно-кремнистыми породами /147 м/.

Эоценовые отложения вскрыты всеми скважинами, пробуренными в акватории Азовского моря. В раннеэоценовую эпоху морской бассейн расширяется. Большие глубины в южной части Тимашевской ступени. Нижнеэоценовые породы /глинистая формация/ представлены переслаиванием карбонатных глин и алевролитов /до 270 м/.

Средний эоцен представлен глинисто-карбонатной формацией известняками и мергелями /до 135 м/.

Верхний эоцен представлен карбонатно-глинистой формацией /карбонатными глинами и мергелями с незначительными прослоями известняков в нижней части/. Мощность до 850 м.

Установлен постэоценовый размыв, который мог быть и в результате эрозии приподнятых участков дна моря.

На Морском и Бейсугском поднятиях выделена только одна формация эоцена - терригенно-глинистая.

Олигоцен-нижний миоцен /майкоп/ представлен глинами с прослоями и пачками песчаников, песков, алевролитов. Обломочные породы-коллектора. На Морской, Западно-Бейсугской, Небольшой, Сигнальной площадях - они газоносные толщи. Мощности 150-500 м на Азовском валу и Северо-Азовском прогибе. На юг, в Индоло-Кубанском прогибе, мощность 3000-4000 м. На прилегающей к Керченскому п-ву акватории Азовского моря песчаники появляются в основании разреза и в верхней части среднего майкопа. Послед-

ние образуют толщу "косой слоистости" /шириной 15-20 км и 200 км по простиранию/, интерпретируемой, как дельтовые образования, внутриформационное выклинивание пластов, вызванное их опусканием в период седиментации, как прибрежные заливы и протягивающиеся полосой в южной части акватории от Предкавказья до Арабатской стрелки. К этой формации относятся песчаники и алевролиты, вскрытые скважинами на северо-западе Керченского полуострова и юге Арабатской стрелки, на Южно-Сивашской, Белокаменной, Андреевской площадях. С олигоцена происходит глубокая перестройка структурного плана. Скифская плита погружается под воды, которые проникают и в пределы ВЕП.

В это время закладывается Черноморская впадина, медленно воздымается складчатое сооружение Крыма, образуется глубокий Индоло-Кубанский прогиб. Характерно полное отсутствие карбонатной составляющей, преобладают глинистые минералы. Встречаются "рыбные" пачки /остатки рыб/. Бассейн ориентирован субширотно. Песчаная составляющая убывает с севера на юг. Из обломочной фракции велика роль алевролитовой составляющей. Основная масса песчано-алевролитовых пород сосредоточена в среднемайкопской толще /максимальная вскрытая мощность 3569 м на Западном Предкавказье встречена на пл. Кореньковская/ и может достигать 5500 м.

Неоген-антропогенный этаж отделяется от подстилающего региональным размывом и на отдельных участках со значительным угловым несогласием. Для него характерны слабая дислоцированность, субширотное простирание складок, сложный литофациальный состав /фация косослоистых и клиноформных образований, залегающих в основании трансгрессивной верхнемиоценовой толщи/.

Мощность неогена на Азовском валу 400-750 м, в Индоло-Кубанском прогибе до 1400 м. Представлен глинами с подчиненными прослоями известняков-ракушечников, песков, алевролитов. Песчаники распространены в юго-восточной части Азовского моря. В тороне, сармате и меотисе алевролиты и песчаники достигают 100 м и более.

В осевой части Индоло-Кубанского прогиба, где сохранились нижнемиоценовые глинистые отложения, сходные с майкопскими, развиты глины тарханского горизонта среднего миоцена. Чокракские глины с тонкими прослоями известняков, мощностью до 100 м, развиты на востоке Керченского полуострова. 200 метровая толща глинисто-мергелистых пород караганского горизонта развиты там же. Конкский горизонт глин и известняков включает прослой песчаников и песков. Чокракский, караганский и конкский горизонты

относятся к среднему миоцену. Среднемиоценово-плиоценовая формация представлена пестроцветно-карбонатно-глинистой толщей.

Миоцен завершается сарматским и меотическим ярусами. Первый представлен глинистыми и органогенными известняками, реже мергелями /редки прослойки песков и песчаников/. Мощность более 200м /максимально - 850м/. Сарматские отложения вскрыты всеми морскими скважинами. Наиболее глубоководная часть бассейна находилась в западной части Западно-Кубанского прогиба.

Нижнесарматские отложения представлены глинами с прослоями алеврито-песчаного материала /до 500 м/. Среднесарматские отложения представлены глинами с прослоями известняка /до 100 м/. Верхнесарматские - представлены глинами с тонкими прослойками песков. Мощность до 250м.

Миоценовые отложения претерпели складчатость в предмеотическое время. В синклиналиях меотис залегает согласно на верхнем сармате. Это в основном континентальные и прибрежно-морские /дельтовые/ фации. Контуры меотического бассейна достигли максимума трансгрессии и совпали с контурами сарматского. Это в основном глины, реже алевриты, пески, известняки /мощностью до 120 м/. Для юго-западной части Азовского моря наряду с песчано-глинистыми породами, характерны биогенные /рифовые/ известняки /биостромы/. В ядрах антиклиналий образуются биогермы. Без перерыва на меотисе в Индоло-Кубанском прогибе залегают нижнеплиоценовые (понтический век) мелководные песчано-глинистые разности на востоке и известняки ракушечники на западе /мощностью до 80 м/.

Отложения морского среднего и верхнего плиоцена /киммерийский и куяльницкий ярусы / сложены карбонатными глинами с прослоями песчаников /280 м/.

Плейстоценовые и четвертичные отложения - глинистые с прослоями детритуса /более 100 м/.

### 1.3. Структурно-тектонические особенности региона

#### 1.3.1. Тектоническое районирование

В основу структурно-тектонического районирования Азово-Черноморского региона положены принципы, применяющиеся при районировании нефтегазоносных бассейнов /провинций/ (Рис.1.3.1-1.3.8). Крупнейшие структурные элементы выделены в соответствии с возрастом завершающей главной фазы складчатости, которая фиксируется по максимальной деформированности горных пород, слагающих фундамент. По этому принципу в пределах исследуемой территории выделяются: Восточно-Европейская платформа /ВЕП/, завершающая

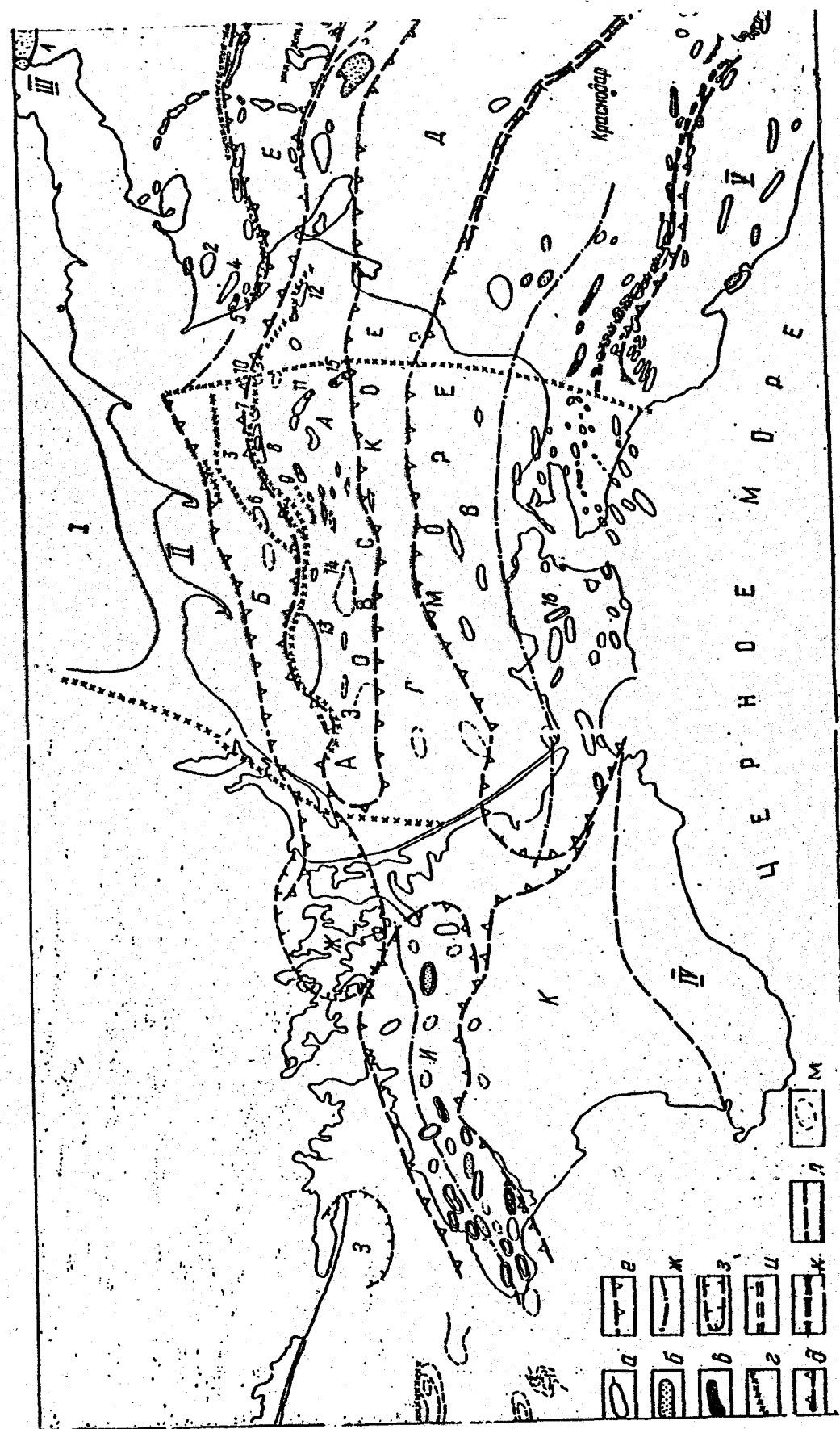


Рис. 1.3.1.

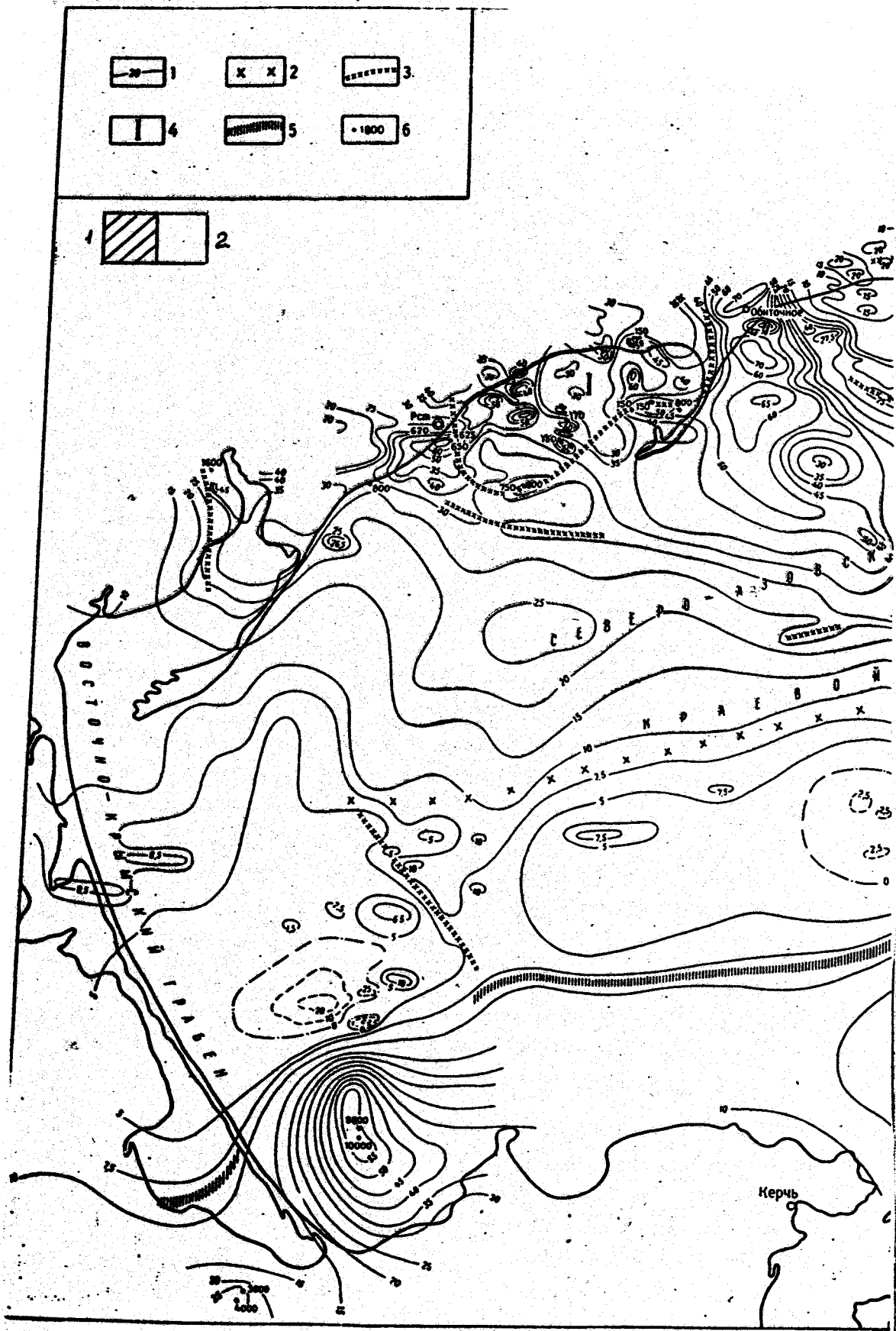


Рис. 1.3.2.

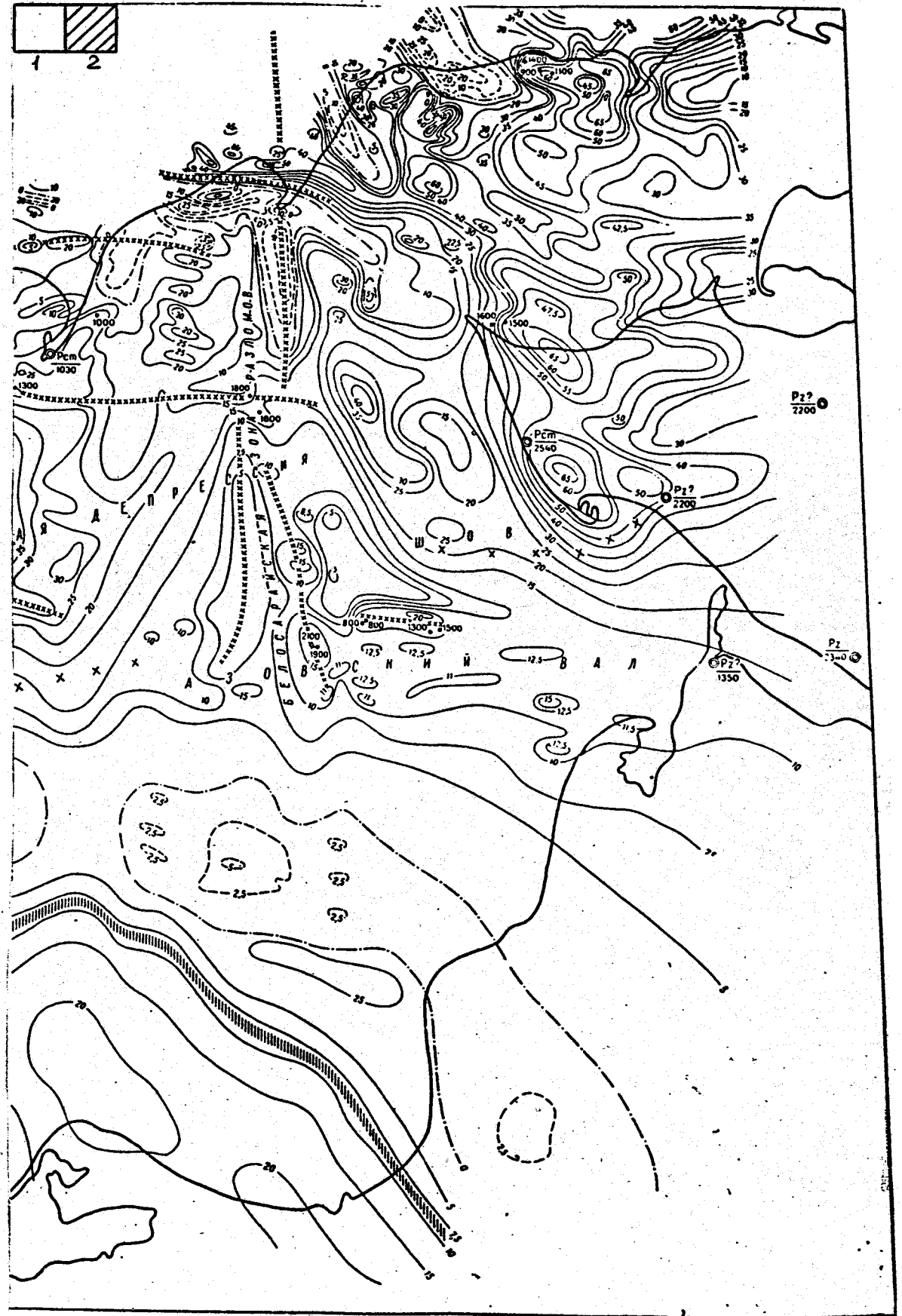


Рис. 1.3.2. / продолжение /



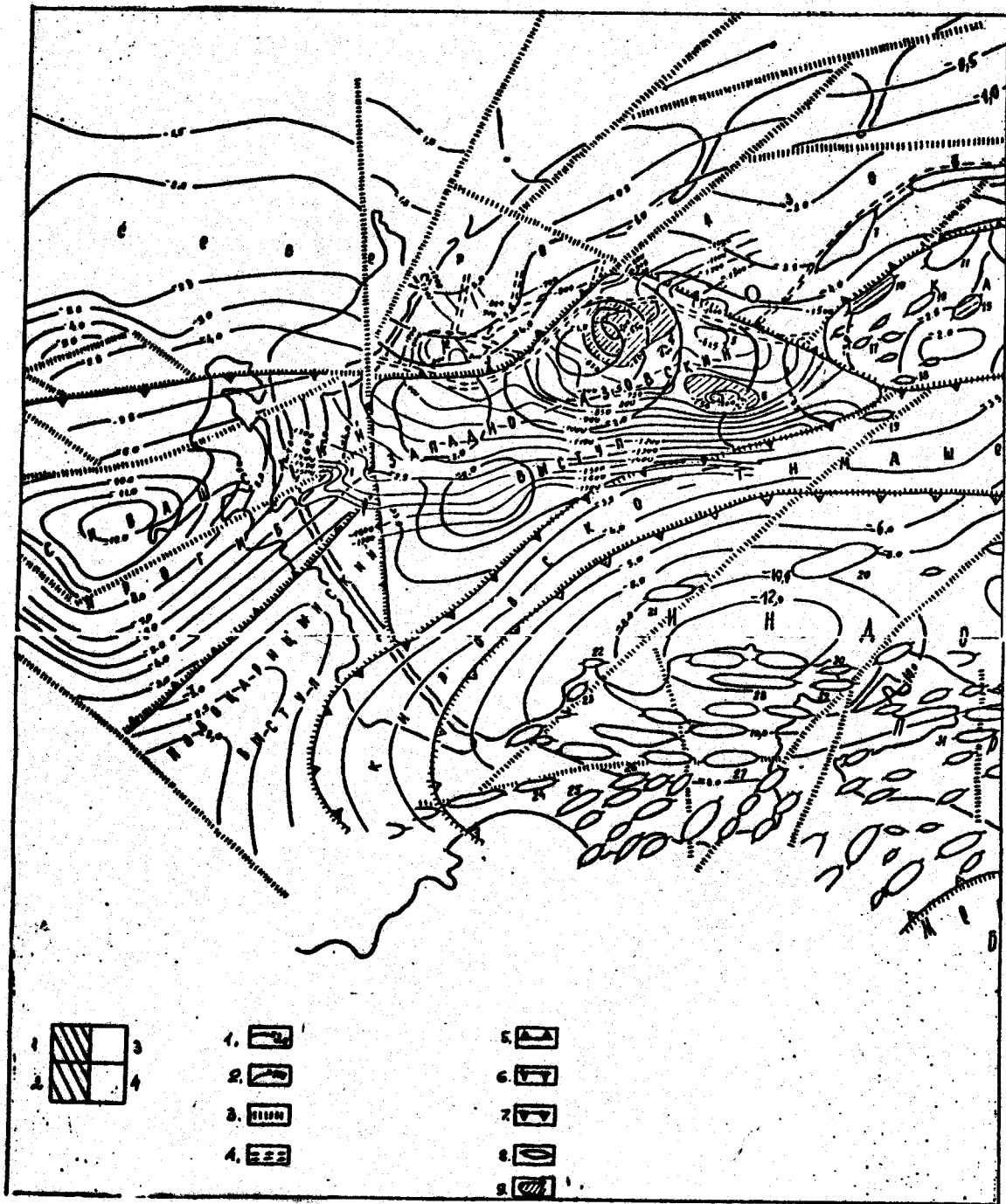


Рис. 1.3.3.

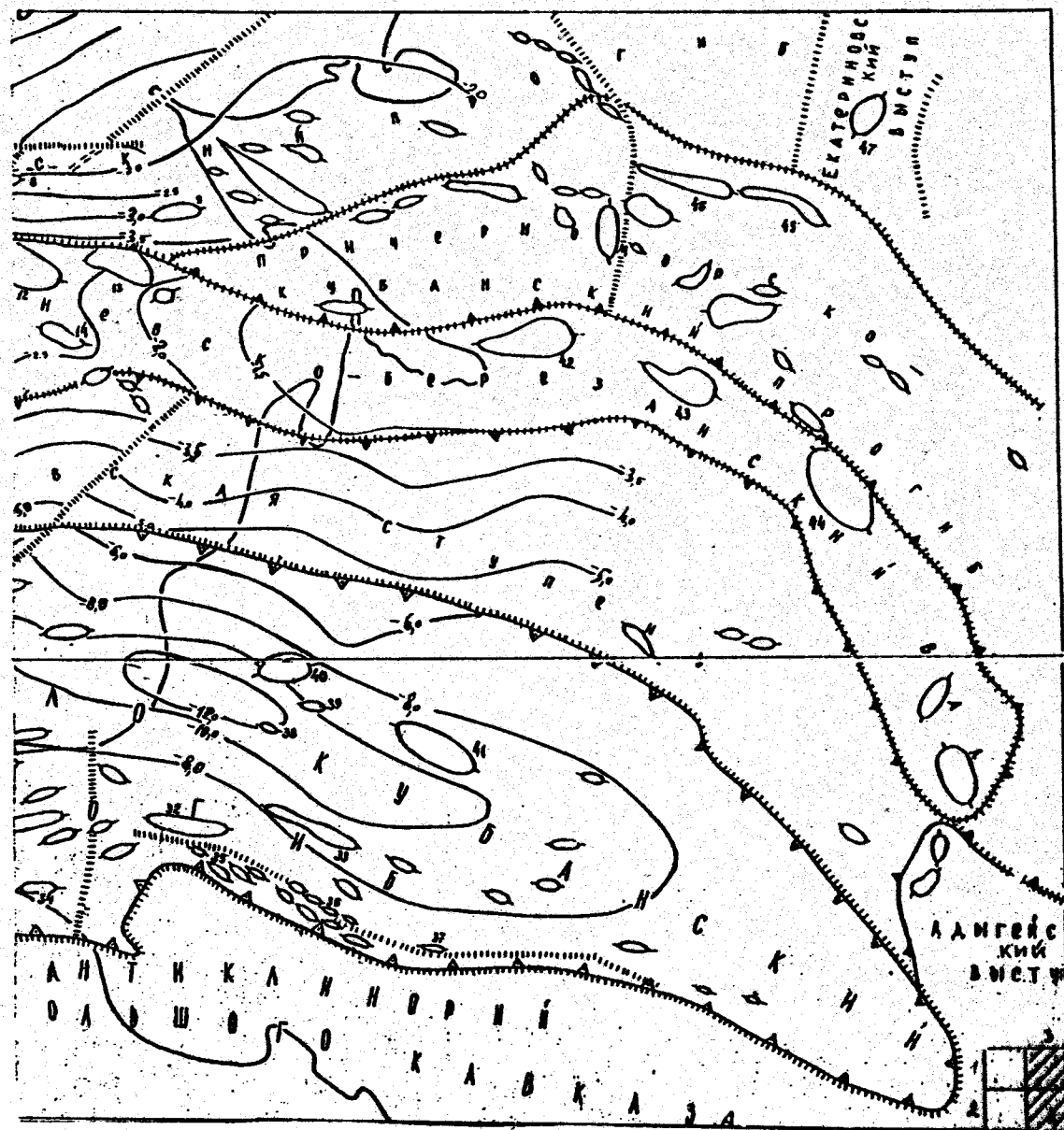


Рис. 1.3.3./ продолжение /

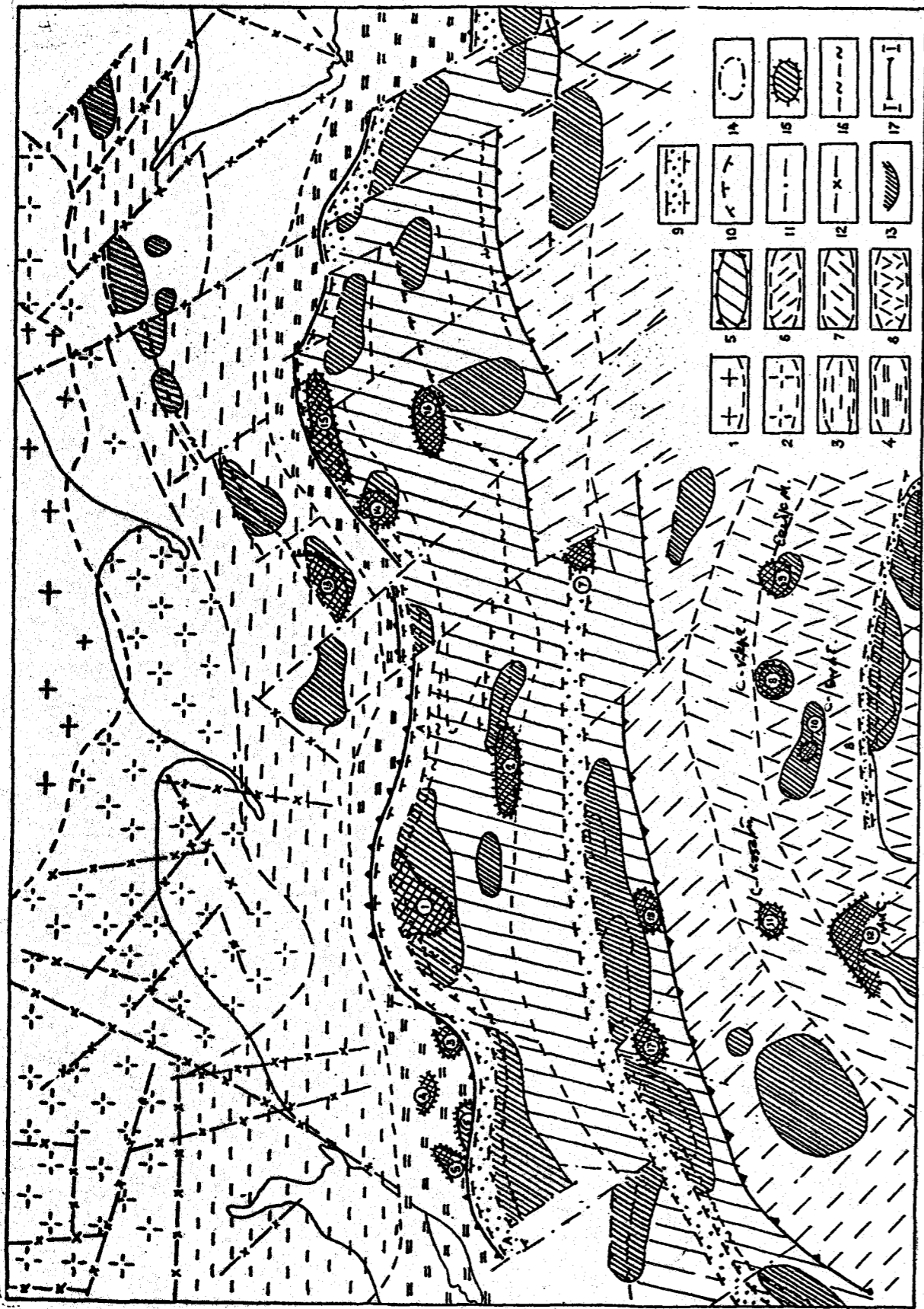


Рис. 1.3.4.

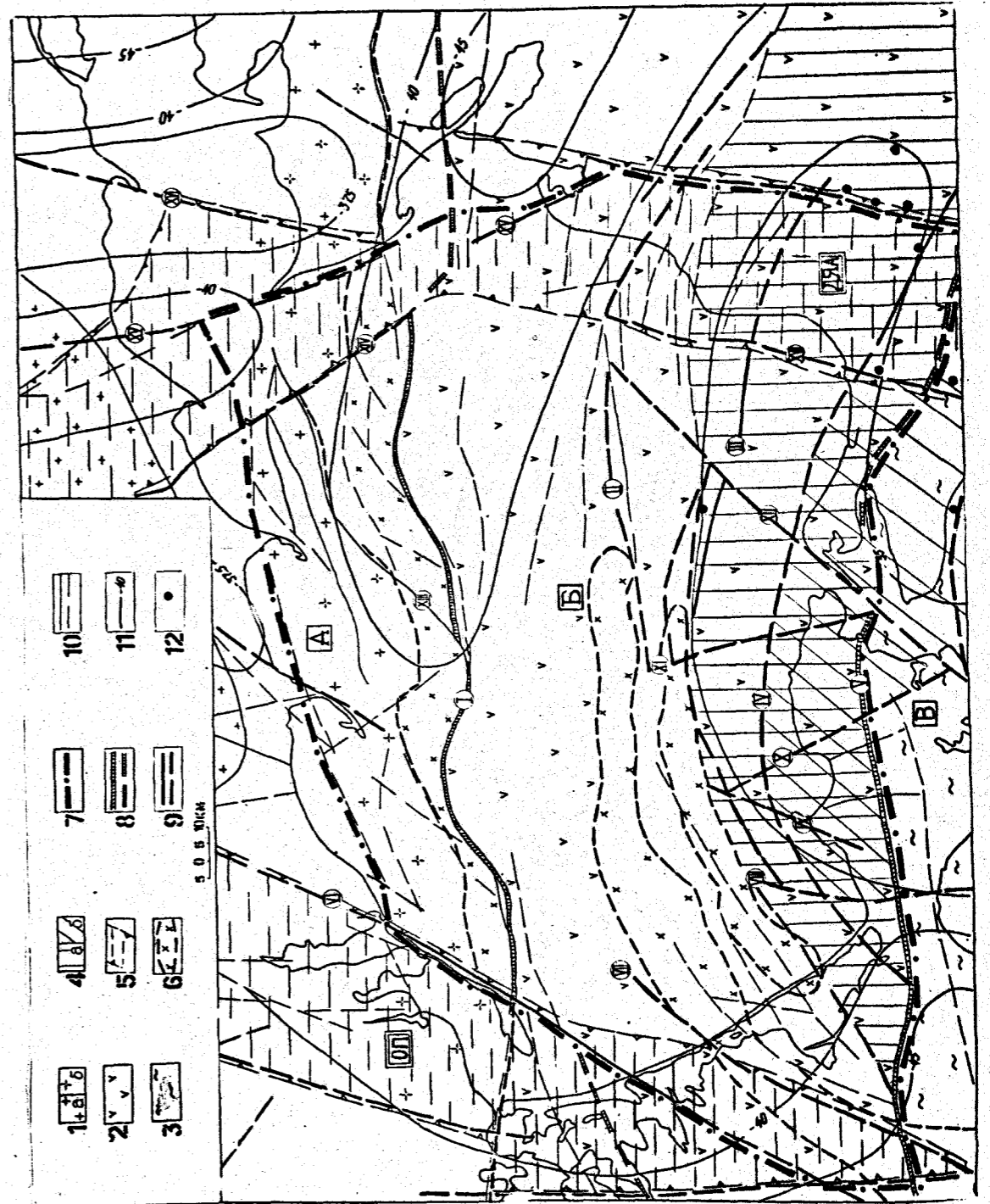


Рис. 1.3.5.

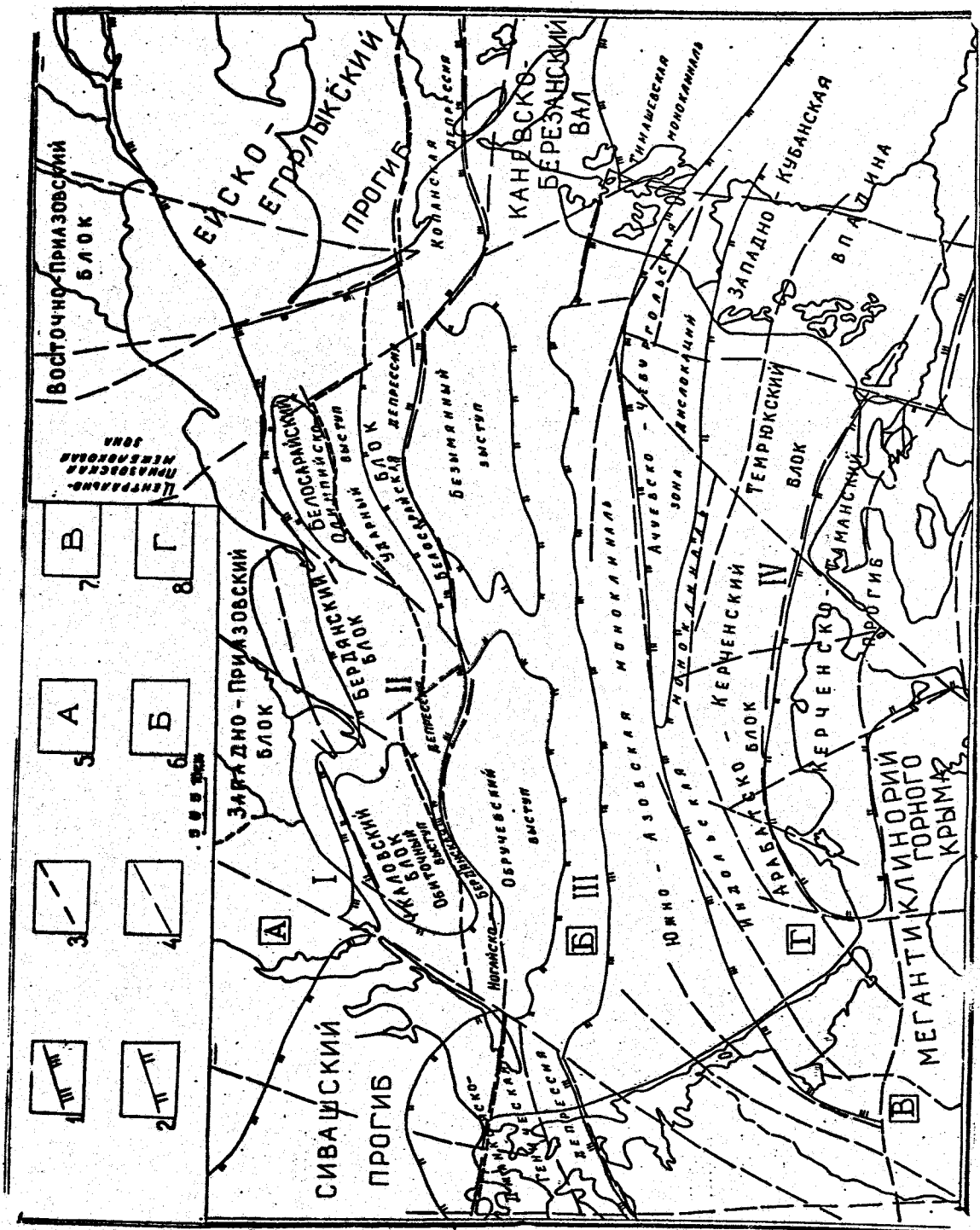


Рис. 1.3.6.

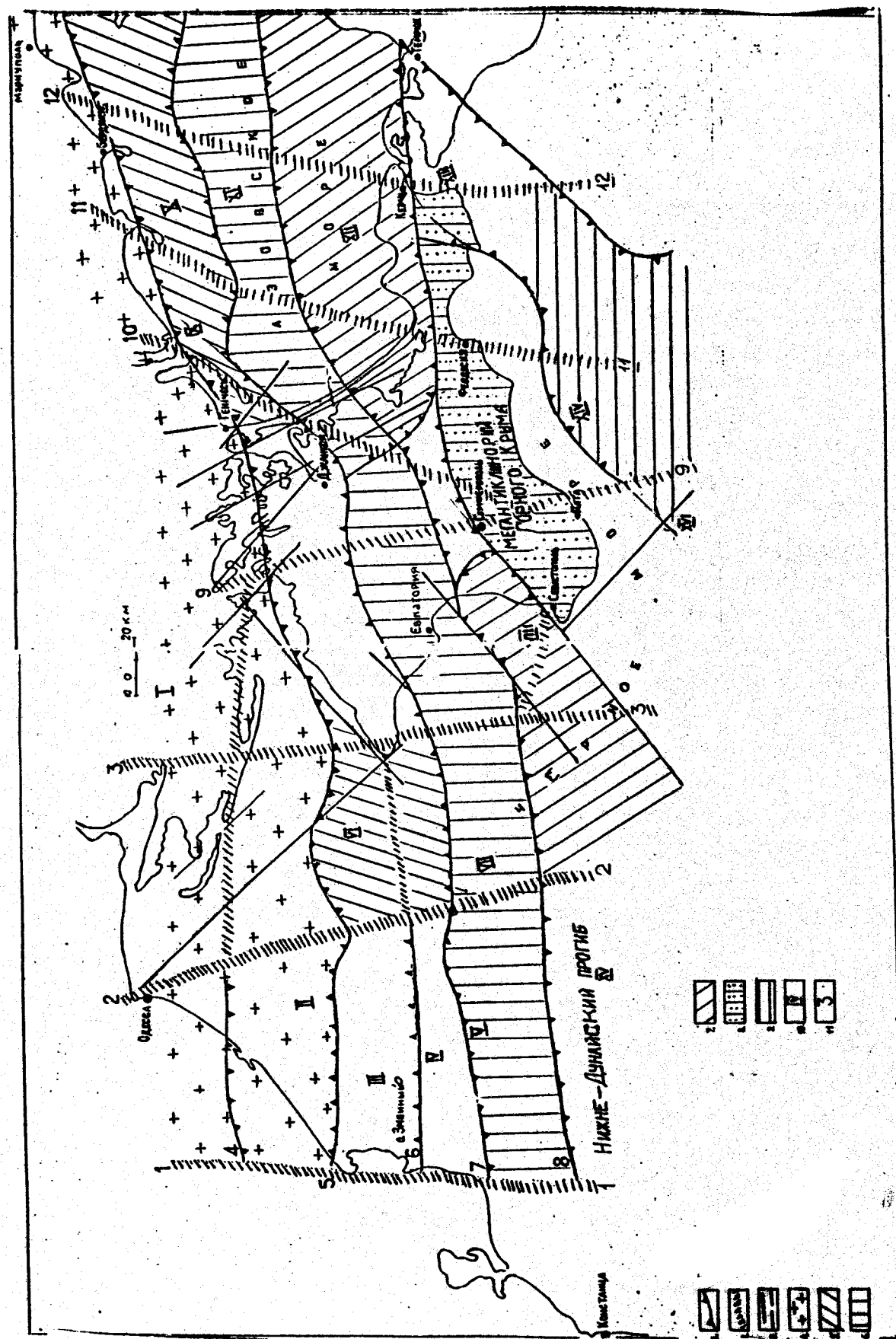


Рис. 1.3.7.

Рис. I.3.1. Обзорная карта акватории Азовского моря и смежных районов по Усу Е.М., Бахтину М.И., Наугольному И.К., Шпакову Э.П. /1975/: а - структуры: выявленные геофизическими методами; б - газовые месторождения; в - нефтяные месторождения; г - основные дизъюнктивные нарушения; д - контуры валов и поднятий; е - прогибы альпийской складчатой области; ж - осевая линия прогиба; з - контуры впадин; и - Ахтырская шовная зона; к - Новотитаровский глубинный разлом; л - границы зон; м - прочие структуры. I - Украинский кристаллический щит (УЩ); II - южный склон Украинского кристаллического щита; III - Ростовский выступ (УЩ); IV - мегаантиклинорий Горного Крыма; V - мегантиклинорий Большого Кавказа. А - Азовский вал (АВ); Б - Северо-Азовский прогиб (САП); В - Индоло-Кубанский прогиб (ИКП); Г - Южно-Азовская ступень; Д - Тимашевская ступень; впадины: Е - Копанская, Ж - Сивашская, З - Каркинитская, И - Северо-Крымский прогиб; К - Центрально-Крымская зона поднятий. Поднятия: 1 - Синявское, 2 - Кухаревское, 3 - Белосарайское, 4 - Моревское, 5 - Камышеватское, 6 - Южно-Бердянское, 7 - Небольшое, 8 - Морское-1, 9 - Морское-2, 10 - Приразломное, 11 - Сигнальное, 12 - Западно-Бейсугское, 13 - Обручевское, 14 - Электроразведочное, 15 - Железнинское, 16 - Горностаевское.

Рис. I.3.2. Карта аномального магнитного поля изодинамы Та. Азовский участок. Составили А.В.Тесленко, В.В.Нечаев /1964/ (2 листа): 1 - изодинамы Та (десятки гамм); 2 - зона сочленения (краевой шов) Русской и Скифской платформ; 3 - зоны разломов, предполагаемые по геофизическим данным; 4 - Обиточный горст; 5 - северная граница геосинклинали Северо-Западного Кавказа; 6 - расчетная глубина до верхней кромки возмущающего тела.

Рис. I.3.3. Структурно-тектоническая схема Азовского моря. Составили А.И.Самсонов, А.Я.Краснощек, В.П.Клочко и др. /1974/ (на 2 листах): 1 - изогипсы поверхности фундамента по геолого-геофизическим данным; 2 - изогипсы по кровле отложений верхнего мела; 3 - тектонические нарушения по данным гравиметрии и, частично, сейсморазведки; 4 - тектонические нарушения по данным сейсморазведки; 5 - контуры положительных тектонических структур; 6 - контуры отрицательных тектонических структур; 7 - граница Индоло-Кубанского прогиба; 8 - локальные поднятия в осадочной толще; 9 - первоочередные объекты.

СПИСОК СТРУКТУР В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ: 1 - Стрелковое (месторождение); 2 - Восточно-Бирючья-1; 3 - Восточно-Бирючья-2; 4 - Обручева; 5 - Морская-3; 6 - Электроразведочная; 7 - Бердянская; 8 - Белосарайская; 9 - Западно-Камышевская; 10 - Морская-2;

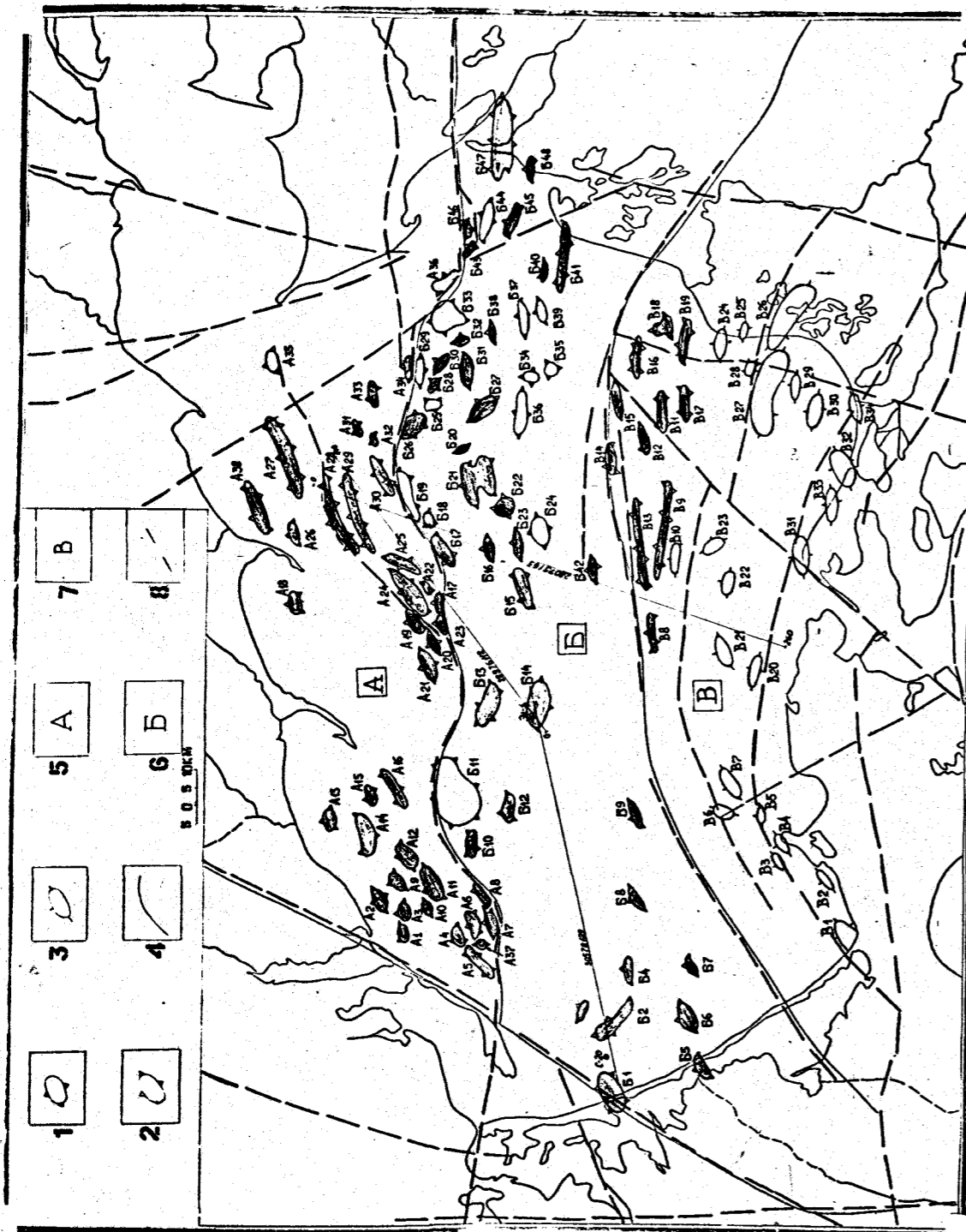


Рис. I.3.8.

II - Морское-1; 12 - Небольшое; 13 - Приразломная; 14 - Безымянная-1; 15 - Безымянная-2; 16 - Безымянная-3; 17 - Безымянная-4  
 18 - Безымянная-5; 19 - Безымянная-6; 20 - Северо-Керченское;  
 21 - Северо-Казантипская; 22 - Мысовое; 23 - Белокаменское;  
 24 - Владиславовское; 25 - Мошкаревское; 26 - Куйбышевское;  
 27 - Приозерное; 28 - Малобабчикское; 29 - Глазовское; 30 - Борзовское; 31 - Старотитаровское; 32 - Курчайское; 33 - Анастасьевско-Троицкое; 34 - Благовещенское; 35 - Адагумское; 36 - Крымское; 37 - Ахтырско-Бугундырское; 38 - Славянское; 39 - Фрунзенское; 40 - Гривненское; 41 - Красноармейское; 42 - Каневское; 43 - Челбасское; 44 - Березанское; 45 - Ленинградское; 46 - Староминское; 47 - Куцевское.

Рис. I.3.4. Тектоническая схема акватории Азовского моря. М 1:500 000. В.И.Самсонов /1990/:

Восточно-Европейская платформа: I - Приазовский выступ УЩ, 2 - южный склон УЩ, 3 - зона перикратонных депрессий по поверхности дорифейского фундамента (Северо-Азовский прогиб), 4 - краевая грабенообразная зона в пределах Северо-Азовского прогиба; Скифская платформа: 5 - Азовская зона надвиговых дислокаций (Азовский вал); Индоло-Кубанский прогиб: 6 - внешняя зона, 7 - Тимашевская ступень, 8 - внутренняя зона; 9 - крупнейшие надвиги Азовской акватории: А - Главный Азовский, Б - Центральный, В - Северо-Керченский; 10 - надвиги сравнительно небольшой протяженности по простиранию; II - разрывные тектонические нарушения (чаще типа сдвигов); 12 - разрывные тектонические нарушения в фундаменте Восточно-Европейской платформы; 13 - поднятия в фундаменте и в нижней части разреза осадочного чехла по данным гравиметрической съемки; 14 - то же (своды поднятий); 15 - поднятия по данным сейсморазведки: 1 - Обручева, 2 - Электроразведочное, 3 - Восточно-Бирючье, 4 - Северо-Бирючье, 5 - Западно-Бирючье, 6 - Южно-Бирючье, 7 - Южное, 8 - Северо-Керченское, 9 - Сейсморазведочное, 10 - Северо-Булганакское, II - Северо-Казантипское, 12 - Мысовое, 13 - Бердянское, 14 - Морское-2, 15 - Морское-1, 16 - Безымянное, 17 - Бортовое-1, 18 - Бортовое-2; 16 - оси антиклинальных перегибов в фундаменте и в нижней части разреза осадочного чехла; 17 - расчетный профиль.

Рис. I.3.5. Карта-схема глубинного строения и разломов Азовоморского региона. М 1:500 000. 1991г. Ф.П.Борков, Э.М.Головачев:  
 I - Восточно-Европейская платформа /а - выход архейско-протерозойского фундамента на поверхность - Приазовский кристаллический массив; б - фундамент, перекрытый мезозойско-кайнозойским чехлом /А/; 2 - Скифская молодая платформа /плита//Б/; 3 - Аль-

пийская геосинклинальная система - мегантиклинорий Горного Крыма и Большого Кавказа /В/; 4 - Предкавказская система краевых прогибов /а - Индоло-Кубанский краевой прогиб; б - Керченско-Таманский межпериклиальный прогиб/; 5 - раннепротерозойские протсгеосинклинальные системы /ОП - Орехово-Павлоградская; ДЯА - Доброполье-Ясенско-Анапская/; 6 - блоки фундамента с байкальско-герцинскими складчатыми комплексами пород; 7 - границы Азовоморского мегаблока. Разрывные нарушения: 8 - краевые швы; 9 - региональные разломы; 10 - локальные разломы, а также зоны трещиноватости /сплошные линии - достоверно установленные, пунктирные - неуверенные и предполагаемые разломы/; II - изогипсы поверхности Мохоровичича /км/; 12 - эпицентры землетрясений. Разломы /римские цифры в кружках/:

I - Главное Азовское нарушение; II - Новотитаровский; III - Южно-Азовский; IV - Индольский; V - Парпачско-Таманский /Северо-Крымский/; VI - Новоцарицынско-Мелитопольский; VII - Западно-Приазовский; VIII - Феодосийский; IX - Казантипский; X - Горностаевский; XI - Керченский; XII - Пограничный; XIII - Бердянский; XIV - Ясенский; XV - Кальмиус-Ахтарско-Славянский; XVI - Новоазовский; XVII - Джигинский.

Рис. I.3.6. Карта-схема тектонического районирования Азовоморского региона. М 1: 500 000. 1991г. Ф.П.Борков, Э.М.Головачев.  
 I - границы тектонических элементов 2-го порядка /I-Приазовский массив; II - Северо-Азовский прогиб; III - Азовский вал; IV - Индоло-Кубанский прогиб/; 2 - границы элементов 3-го порядка; 3 - границы депрессий в Северо-Азовском прогибе; 4 - зоны разломов; фрагменты крупнейших надпорядковых тектонических элементов /буквы в квадратах/; 5 - Восточно-Европейская платформа; 6 - Скифская плита; 7 - Альпийская геосинклинальная система; 8 - Предкавказская система краевых прогибов.

Рис. I.3.7. Карта структурно-тектонического районирования акваторий Черного и Азовского морей с позиций теории геосинклиналей и разломно-блоковой тектоники. Составили В.П.Клочко, П.Н.Мельничук, И.И.Чебаненко, В.С.Токовенко и др./1995/:

I - региональные разломы, которые разграничивают главные структурно-тектонические элементы; 2 - древние региональные разломы; 3 - более молодые региональные разломы; 4 - южный склон Восточно-Европейской платформы; 5 - Краевой (Предкрымский) начальный геосинклинальный прогиб; 6 - первый Крымский интрагеоантиклинорий; 7 - внутренний Крымский интрагеосинклинорий; 8 - второй Крымский интрагеоантиклинорий; 9 - Крымская эвгеосинклинальная зона; 10 - структурно-тектонические элементы; II - разломы.

Структурно-тектонические элементы: I - южный склон Восточно-Европейской платформы (Южно-Украинская моноклинал - КУМ); II - Крыловский прогиб; III - Килийско-Змеиное поднятие; IV - вал Губкина; V - Краевая ступень; VI - Каркинитский прогиб; VII - Каламитское поднятие; VIII - Альминская депрессия; IX - Чингульская седловина; X - Северо-Азовский прогиб - САП; XI - Центрально-Азовское поднятие; XII - Южно-Азовский прогиб; XIII - Керченско-Таманский межпереклиальный прогиб; XIV - Южный прикрымский шельф и континентальный склон с впадиной Сорокина; XV - Нижне-Дунайский прогиб; XVI - Черноморская котловина.

Разломы: I - Арцызский; 2 - Одесский; 3 - Херсонский; 4 - Тендровский; 5 - Голицынско-Азовский; 6 - Сулинско-Тарханкутский; 7 - Губкинско-Донузлавский; 8 - Северо-Эвксинский; 9 - Красноперекопско-Симферопольский; 10 - Царицынско-Мелитопольский; II - Корсакско-Феодосийский; 12 - Чкаловско-Керченский.

Рис. I.3.8. Карта локальных поднятий Азовоморского региона.

М 1:500 000. 1991г. Ф.П.Борков, Э.М.Головачев, В.В.Щербаков.

Локальные поднятия по выраженности антиклинального перегиба в интервалах платформенного чехла: I - сквозные; 2 - погребенные; 3 - навешенные /бескорневые/; 4 - границы основных тектонических элементов; 5 - Северо-Азовский прогиб; 6 - Азовский вал; 7 - Индоло-Кубанский прогиб; 8 - тектонические нарушения.

Локальные поднятия Северо-Азовского прогиба:

A1. Молочное, A2. Степановское /л-д/<sup>х</sup>, A3. Фрунзенское, A4. Федотова, A5. Западно-Бирючье /л-с/, A6. Северо-Бирючье /л-с/, A7. Южно-Бирючье /л-д/. A8. Восточно-Бирючье /д-с/, A9. Александровское, A10. Малое, A11. Обиточное-I /л-с/, A12. Обиточное-2 /л-с/, A13. Приморское /л-д/, A14. Центральное /л-д/, A15. Северное /л-д/, A16. Кефаль, A17. Якорное, A18. Низовое, A19. Блоковое-I /л-д/, A20. Блоковое-2 /л-д/, A21. Блоковое-3 /л-д/, A22. Барьерное-2 /л-д/, A23. Геофизическое, A24. Южно-Бердянское /л-д/, A25. Барьерное-I /л-д/, A26. Весеннее, A27. Олимпийское, /д-с/, A28. Ударное /л-д/, A29. Белосарайское /л-д/, A30. Матросское /д-с/, A31. Восточно-Матросское, A32. Южно-Матросское, A33. Надежда, A34. Надежда-2, A35. Молодежное, A36. Северо-Азовское /л-д/, A37. Канаф, A38. Орбитальное.

<sup>х</sup> Примечание: после названия в скобках отмечены локальные поднятия, на площади которых прогнозируются ловушки неантиклинального типа с экранами: л-литологического, л-д-литолого-дизъюнктивного, л-с-литолого-стратиграфического, д-с-дизъюнктивно-стратиграфического, л-и-литолого-инъективного.

Локальные поднятия Азовского вала: B1. Стрелковое, B2. Восточно-Стрелковое, B3. Домеловое, B4. Аномальное, B5. Усть-Салгирское, B6. Восточно-Усть-Салгирское, B7. Моноклиальное, B8. Бортовое-I, B9. Бортовое-2, B10. Западно-Обручевское, B11. Обручева /л-д/, B12. Южно-Обручевское, B13. Восточно-Обручевское, B14. Электроразведочное, B15. Центральное, B16. Центральное-I, B17. Морское, B18. Морское-I /л-д/, B19. Морское-2 /л-с/, B20. Безымянное-I, B21. Безымянное-2 /л/, B22. Безымянное-3, B23. Безымянное-4, B24. Октябрьское /л/, B25. Февральское, B26. Небольшое, B27. Сигнальное, B28. Краснодарское, B29. Приразломное, B30. Серебрянское, B31. Звездное, B32. Промежуточное, B33. Неизвестное, B34. Северо-Железинское, B35. Железинское, B36. Западно-Железинское, B37. Восточно-Железинское, B38. Донное, B39. Краевое, B40. Лиманное, B41. Восточно-Прибортовое, B42. Южное., B43. Майское, B44. Западно-Бейсугское /л/, B45. Южно-Бейсугское /л/, B46. Северо-Бейсугское, B47. Бейсугское, B48. Северо-Ахтарское.

Локальные поднятия Индоло-Кубанского прогиба: B1. Сольпромское, B2. Китеньское /л-и/, B3. Мысовое-I /л-и/, B4. Мысовое /л-и/, B5. Мысовое-2 /л-и/, B6. Северо-Казантипское /л-и/, B7. Восточно-Казантипское /л-и/, B8. Штурманское /л-д/, B9. Капитанское /л-д/, B10. Солнечное /л/, B11. Траверсное /л-д/, B12. Изломное /л-д/, B13. Теоретическое /л-д/, B14. Западно-Прибортовое, B15. Научное /д-с/, B16. Предполагаемое /л-д/, B17. Сладковское /л-д/, B18. Северо-Ачуевское /л-д/, B19. Южно-Ачуевское /л-д/ B20. Северо-Булганакское /л-и/, B21. Северо-Керченское /л-и/, B22. Сейсморазведочное /л-и/, B23. Комсомольское /л/, B24. Береговое, B25. Южно-Береговое, B26. Прибрежное-Суша, B27. Прибрежное-Море, B28. Прибрежное-2, B29. Апрельское, B30. Геленджикское /л/, B31. Мыса каменного, B32. Тиздорское, B33. Северное пекло, B34. Голубицкое.

складчатость которой произошла в дорифейское время, молодая Скифская плита /СП/, с завершающей складчатостью в киммерийское время, а также альпийские горные сооружения Крыма и Кавказа с окружающими их прогибами. Другой принцип районирования, также использованный нами, состоит в учете структурного положения осадочного чехла и его мощности, что позволяет выделять положительные и отрицательные структурные элементы. Границы их проведены нами по разломам.

Принципиальное отличие структурных элементов ВЕП и СП состоит в разном стратиграфическом объеме осадочного чехла и возрасте фундамента. В состав чехла ВЕП входят верхнепротерозойские и фанерозойские отложения. Осадочный комплекс СП состоит

из мезозой-кайнозойских пород, за исключением триас-нижнеюрских образований.

В осадочном комплексе ВЕП выделены следующие структурные комплексы: байкальский /верхний протерозой/, каледонский /кембрий-нижний девон/, герцинский /средний девон-нижний триас/, киммерийский /средний триас-средняя юра/, и альпийский /верхняя юра-антропоген/.

Осадочный чехол СП сложен альпийским комплексом.

В структуре осадочного чехла акватории Азовского моря в пределах ВЕП выделяются с севера на юг: Южно-Украинская моноклиналь (ЮМ), Чингульская седловина и Северо-Азовский прогиб (САП); на территории СП различают: Азовский вал /Центрально-Азовское или Средне-Азовское поднятие/ (АВ) и Индоло-Кубанский прогиб /с Тимашевской ступенью/(ИКП). Южнее СП выделяются: мегантиклинорий Горного Крыма, Керченско-Таманский межпериклиналиный прогиб, мегантиклинорий северо-западного Кавказа и впадина Сорокина.

Следует отметить, что границы структурных элементов по различным структурным этажам, часто не совпадают друг с другом и в ряде случаев разными авторами толкуются по-разному. Как уже отмечалось, границы структурных элементов проведены нами главным образом по разломам. Поэтому при составлении карты /см.рис.1.3.7./ большое внимание уделялось разломной тектонике /20/.

Многочисленными геологическими тектоническими и геофизическими исследованиями Азово-Черноморского региона глубоким бурением установлена блоковая структура региона, обусловленная развитием субмеридиональных, субширотных и диагональных разрывных нарушений. Размеры тектонических блоков соизмеримы, в основном, с размерами складчатых структур. Блоковая структура региона прослеживается в большом временном диапазоне, определяет общий облик структурно-фациальной зональности мезозойско-кайнозойских отложений и закономерности формирования складчатых структур, оказывая контролирующее влияние на процессы латеральной и вертикальной миграции углеводородов и формирования их промышленных скоплений.

Основное внимание нами уделялось разломно-блоковой тектонике региона /20/.

Широкое развитие разрывных деформаций способствовало образованию зон новейшей трещиноватости, которые могут служить благоприятными коллекторами порово-трещинного типа в литолого-стратиграфических комплексах чехла и фундамента.

Наряду с увеличением ассигнований на разворот геолого-разведочных работ на юге Украины /в акватории, шельфе, глубоководной впадине/ требуется прежде всего провести анализ всего накопленного геолого-геофизического материала. Необходимы разработки новых направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ, обоснования новых объектов по площади и вертикальному разрезу чехла и фундамента. С этой точки зрения важное значение приобретают исследования по тектонике Азово-Черноморского региона с целью использования их в решении проблемы нефтегазоносности.

При изучении тектоники Северного Причерноморья недостаточно внимания уделяется новейшим теоретическим разработкам общей геотектоники из области учения о разломно-блоковой структуре земной коры и ведущей роли ее в динамике глыбовых /блоковых/ движений. Еще слабо разработаны вопросы движения отдельных блоков кристаллического фундамента и их влияния на формирование складчатых структур в формациях осадочного чехла. Выделение блоков и межблоковых разломных зон является, согласно нашим представлениям, первоочередной задачей поисков нефти и газа в этом районе.

В пределах изучаемого региона с севера на юг различают: Восточно-Европейскую древнюю платформу /ВЕП/, молодую Скифскую плиту /СП/\* и область Крымско-Кавказского альпийского орогена и прогиба, связанных с альпийским орогенезом /см.рис.1.3.7./.

Строение фундамента исследуемого района очень сложно в связи с наличием многоярусной складчатости в самом фундаменте и образованием многочисленных разрывных дислокаций на активизированных участках в зонах глубинных разломов. Фундамент Южно-Украинской моноклинали Восточно-Европейской платформы сложен дорифейскими формациями, выраженными гранитоидами, кристаллическими сланцами, гнейсами, а южнее фундамент представлен магматическими и метаморфическими формациями /байкалид/, палеозойскими геосинклинальными формациями /герцинид/. Комплекс триас-юрских образований мы относим к верхнему структурному ярусу фундамента. Платформенный чехол представлен различными осадочными формациями кайнозоя, мела и верхней юры.

\* Прим. Основание ее сложено варисско-киммерийским комплексом /В.И.Самсонов/ 1990 (Рис.1.3.4.), включая элементы значительной переработки байкалид, и перекрытых чехлом мела-антропогена. Поверхность домеловых пород установлена на глубинах 0,5-10,0км,

В складчатом основании Азовского моря выделяются субширотные и субмеридиональные разломы. В отложениях платформенного чехла прослежены субширотные разломы: Бердянский, Главное Азовское нарушение, Новотитаровский и др. По ним происходит заложение и развитие структур на киммерийском и альпийском этапах тектогенеза.

По складчатому основанию геофизическими методами выделены субмеридиональные и северо-восточные разломы: Новоцарицынско-Мелитопольский, Корсакско-Феодосийский, Чкаловско-Керченский и др. Эта система более древних (глубинных) разломов определяет положение структур в протерозое и палеозое. Влияние они оказывают и в мезозое.

На смещение блоков и субширотных разломов сказывается действие субмеридиональных разломов в Азовском море: Новоцарицынско-Мелитопольского, Чкаловско-Керченского, Бердянского, Славянско-Ахтырского /В.Г.Бондаренко и др./1989/.

Региональные субширотные разломы определяют структуру платформенного чехла, являясь естественными границами тектонических элементов I<sup>го</sup> и 2<sup>го</sup> порядков. Субширотное простирание имеют шовные зоны разломов, ограничивающие с севера и юга Скифскую плиту и альпийскую складчатую зону. На Азовском море они разграничивают Северо-Азовский прогиб, Индоло-Кубанский прогиб, Азовский вал, Ачуевско-Кировское поднятие, Тимашевскую ступень.

Для шельфа Азовского моря характерна дугообразная форма зон, сформировавшаяся в результате подвижек по двум системам разломов: субширотного и северо-восточного простираний. Из нескольких дуг состоит Главный Азовский разлом. Большой дугой рисуется Новотитаровский и Бердянский разломы. Плоскости разломов наклонены на юг под крутыми углами. Амплитуды перемещения блоков от нескольких сотен до 3-5 км. Северо-восточные разломы выявлены на юго-востоке Северо-Азовского прогиба. Новоцарицынско-Мелитопольский разлом - древний линейament. Амплитуды разломов в пределах Скифской плиты достигают максимальных значений по поверхности складчатого основания и в нижнем мелу и затухают в майкопе и неогене. Такая же особенность и пликтивных дислокаций. Это свидетельствует об ослаблении тектонической деятельности в регионе в мел-кайнозойское - время.

В зоне альпийской складчатости зоны наибольшей активности тектогенеза происходили в плиоцене.

В Азово-Черноморском регионе отмечена особенность в гравитационном плане. Она связана с изменением преимущественно субмеридиональной ориентировки аномалий силы тяжести - на севере

на субширотную к югу /7, В.И.Самсонов и др./1990/ ; аналогично поведение аномалий магнитного поля /А.В.Тесленко, В.В.Нечаев /1964/(см.рис.1.3.2-1.3.4; 1.3.6).

К югу от линии смены простираний изоаномалий выделяется субширотная зона отрицательных аномалий, выражающая зону перикратонных депрессий дорифейского фундамента ВЕП, которая вуализует, например, в Азовском море субмеридиональные элементы гравитационного поля. По мнению В.И.Самсонова /1990/, палеотектоническая основа Придобруджского, Крыловского, Каркинитского, Северо-Крымского, Северо-Азовского прогибов одна. Она связана с перикратонными рифтогенными деформациями древней платформы с последующей дифференциацией, обусловившей разновозрастность. Этот рифтогенный прогиб узкий /25-35 км/, глубокий /до 6-8 км/, протяженный грабенообразный элемент. Границы /по В.И.Самсонову, 1990/ между ВЕП и Скифской плитой поэтому нет вообще.

Ряд исследователей /Чебаненко И.И., Довгаль Ю.М., Токовенко В.С., Ключко В.П. и др./1988/ по новому интерпретировали тектоническое строение региона с позиций теории геосинклиналей и разломно-блоковой тектоники. По авторам - это современная Азово-Черноморская геосинклиналиная система (см.рис.1.3.7.).

Выделенные на карте структурно-тектонического районирования акватории Азовского моря элементы связаны со структурно-формационными зонами Азово-Черноморской геосинклиналиной системы.

С севера на юг в миеосинклиналиной части Азово-Черноморской геосинклиналиной системы выделяются: краевой прогиб /вдоль южного края ВЕП/, интрагеоантиклиналиная и интрагеосинклиналиная субширотные зоны. Мегаантиклиналиорий Горного Крыма выполняет роль центрального геоантиклиналиного поднятия, разделяющего внешнюю /северную/, миеосинклиналиную часть, от внутренней /южной/, эвгеосинклиналиной, с глубоководной Черноморской котловиной.

В краевом Предкрымском начальном геосинклиналином прогибе размещен Северо-Азовский прогиб и Чингульская седловина. Южно-Украинская моноклинали - платформенная структура. I<sup>я</sup> Крымский интрагеоантиклиналиорий сложен Центральным Азовским поднятием. Южно-Азовский прогиб /Индоло-Кубанский - западная часть/ отвечает внутреннему Крымскому интрагеосинклиналирию. Мегаантиклиналиорий Горного Крыма образует II<sup>я</sup> - Крымский интрагеосинклиналиорий.

Рассматриваемая территория в альпийском тектоорогеническом плане представляет собой серию субпараллельных поднятий и прогибов, набор, последовательность и скорость накопления формаций альпийского структурного этажа которых отвечают миеосинкли-



нальным комплексам. Альпийский этап сложен вулканогенно-осадочными отложениями от альба до антропогена включительно. Они разделены преолигоценным и раннеэоценовым несогласиями на 3 комплекса, отвечающим трем стадиям геосинклинального развития. Для нижнего яруса характерны сложные пликвативные дислокации, среднего - более простые формы, верхнего - отмечено лишь коробление.

Акватория Азовского моря рассматривается как остаточная впадина мелового - раннеэоценового седиментационного бассейна Северного Причерноморья, преобразованного среднеэоценовой складчатостью и горообразованием на односторонний прогиб, открытый на юг в сторону Черноморской котловины.

Характерной особенностью исследуемой территории является разломно-блоковая структура гетерогенного и гетерохронного фундамента, нашедшая отражение и в строении альпийского структурного этажа.

Сейсморазведочные работы, осуществленные в акватории Азовского моря, нуждаются в переинтерпретации, но главное, в постановке новых исследований. Сложность геологического строения в исследуемом районе не дает однозначной интерпретации сейсмических горизонтов на значительных расстояниях. Границы носят скользкий характер и при бурении всегда отмечаются расхождения.

Большую сложность для понимания строения чехла и фундамента представляет прослеживание отражающих горизонтов в Азово-Черноморском регионе (см. рис. 1.2.1.). Так, для северо-западного шельфа Черного моря /Б.Д.Безверхов /1988/ У1 горизонт сопоставим с отложениями средней юры и палеозоя, У - с поверхностью домеловых отложений, Ш<sup>Г</sup> - с кровлей нижнего мела /?/, Ш - с кровлей маастрихта верхнего мела, Ш<sup>а</sup> - с кровлей нижнего палеоэоцена. В Азовском море У1 горизонт сопоставим с подошвой мела, кровлей домеловых образований /юрско-триасовых, палеозойских, докембрийских/, У - с подошвой нижнего мела, кровлей юры, Ю - с кровлей нижнего мела /по отдельным авторам и с подошвой мела/, Ю<sup>а</sup> - с кровлей нижнего мела; Ш - с кровлей верхнемеловых отложений/ и с кровлей палеоэоцена/, Ш<sup>а</sup> - с кровлей /или подошвой/ нижнего палеоэоцена, П<sup>а</sup> - с горизонтом в кровле верхнего эоцена, I<sup>а</sup> - с кровлей майкопских отложений, I<sup>м</sup> - с подошвой меотических отложений, I<sup>с</sup> - с сарматскими, I<sup>р</sup> - с понтическими, I - с караган-чокракскими, I<sup>МК</sup> - майкопскими.

Есть и другие интерпретации привязки отражающих горизонтов, что создает дополнительные трудности в чтении материалов сейсморазведки.

По М.Р.Пустыльникову, О.И.Рогозе, А.А.Шиманскому,

В.В.Щербакову /1987/ стратификация отражающих горизонтов по Азовскому морю и близлежащей суше Западного Предкавказья выглядит следующим образом: I - понт, I<sup>м</sup> - меотис, I<sup>с</sup> - сармат, I - тортон, I<sup>МК</sup> - кровля майкопа, I<sup>мп</sup> - подошва майкопа, П<sup>а</sup> - кровля эоцена, Ш<sup>а</sup> - кровля верхнего мела, Ю - кровля нижнего мела, У - поверхность юрско-триасового комплекса и горизонты внутри этого комплекса, У1<sup>а</sup> - поверхность палеозойского складчатого основания, У1 - поверхность дорифейского фундамента.

### 1.3.2. Характеристика структурно-тектонических элементов

Общие сведения /1.1/ и основные комплексы фундамента и осадочного чехла акватории Азовского моря /1.2/ позволяют нам перейти к детальной характеристике строения структурно-тектонических элементов территории исследуемого района (см. рис. 1.2.1.-1.2.13; 1.3.1.-1.3.8).

Южно-Украинская моноклинал ВЕП (КУМ). На фоне моноклиналиного погружения фундамента на юге фиксируется зона депрессий, разделенных поднятиями и выступами. Здесь преобладают меловые, палеогеновые и неогеновые отложения, залегающие на докембрийском кристаллическом фундаменте. На востоке исследуемой территории расположен Ростовский выступ \* Украинского щита /УЩ/. Выступ глубоко размыт и перекрыт маломощными мезозойско-кайнозойскими отложениями. Наиболее высокое положение выступа расположено в 5 км юго-восточнее г.Азова /здесь расположено Азовское месторождение газа/. В центральной части выделено поле архейских гнейсов и гранитов, окруженное обширной зоной распространения метаморфических сланцев архея-нижнего протерозоя. По породам фундамента установлена кора выветривания, мощностью до 120 м, оказавшаяся продуктивной на газ.

Если в своде кристаллические породы фундамента локально перекрыты отложениями нижнего и среднего эоцена, то на юг разрез чехла пополняется палеоэоценом и мелом. Нижнемеловые породы залегают на фундаменте. Наиболее древние осадочные отложения альбаптские /они газonosны//10/. Апт - это чередование разнозернистых, плохоотсортированных, рыхлых песчаников и алевролитов с прослоями опесчаненных глин. Окатанность кварца - слабая. Отмечается обогащение каолином и обуглившимися растительными остатками. Мощность до 500 м. Альб-морские осадки /глины/ до 200 м

\*Это погребенная часть юго-восточного окончания УЩ. По кровле турон-коньяка амплитуда выступа 400-450 м, а по подошве хадумского горизонта 40-50 м.

с базальными песчаниками. Верхний мел - терригенно-карбонатной /до 300 м/. Палеоцен-известковистые песчаники, алевролиты и глины с прослоями известняков в нижней части. Майкоп-глины с пластами песчаников и алевролитов в среднем майкопе. Миоцен, плиоцен и антропоген-песчано-глинистые отложения /иногда прослой известняков-ракушечников/.

В пределах территории, с севера примыкающей к Азовскому морю, на дорифейских гнейсах, гранитах, мигматитах фундамента залегают менее 1000 м осадочных пород. Линия крутого погружения поверхности докембрийского фундамента проводится по южным концам интенсивных долготных магнитных аномалий, характерных образований УЩ (см. рис. I.3.2.).

Юго-западным продолжением Приазовского выступа УЩ и Чингульской седловины Южно-Украинская моноклинал ВЕП делится на западную и восточную части. Самые древние отложения чехла на востоке триас, юра и мел, а на западе рифей и палеозой.

Самая южная полоса моноклинали местами осложнена субширотными нарушениями, обуславливающими ступенчатое /иногда обратноступенчатое/ погружение фундамента и наращивание нижней части чехла. В ортоплатформенном чехле эти нарушения проявляются флексурами.

Восточная часть Южно-Украинской моноклинали имеет сокращенный разрез мезозоя и кайнозоя. Начинается красноцветами пермо (?) - триаса /скв. Геническая 5, Новоалексеевская-6 и др./. Породы сильно дислоцированы /углы 40-45°/ с зеркалами скольжения и зонами дробления. Отложения выполняют узкие субширотные грабенообразные прогибы, формирование которых связано с развитием зоны сочленения разновозрастных платформ. На отдельных участках локально развиты образования, связанные киммерийским этапом развития района /средняя юра залегает горизонтально и перекрыта трансгрессивно нижним мелом/. Вскрытая мощность пермо (?) - триаса 100-200 м. Альпийский комплекс увеличивается с севера на юг.

Чингульская седловина расположена в северо-западной части Азовского моря восточнее п-ва Бирючий. Это клин к югу, где мощность альпийского структурно-формационного комплекса до 1700 - 1800 м. Седловина осложнена нарушениями и приразломными складками, отчетливее выраженными в нижних этажах комплекса.

В Чингульской седловине выявлены Западно-, Восточно-, Северо-, Южно-Бирючий, Обиточные 1,2, Центральная, Фрунзенская, Кефаль и др. структуры. Это изометричные, эллипсовидные складки, разорванные разломами разных направлений. Наиболее контрастны

они в нижнем мелу, слабее в эоцене и нивелируются в майкопе. На сводах отдельных структур выклиниваются отложения эоцена верхнего и верхов нижнего мела /Западно-Бирючья/.

Северо-Азовский прогиб представляет собой погруженную шовную депрессионную структуру типа однобортного грабена, наложенную на южный край древней Восточно-Европейской платформы и северный край молодой Скифской платформы /плиты// 20/. Поверхность фундамента, сложенного на севере докембрием, а южнее палеозоем (?) и триас-юрскими образованиями, отмечается на глубине до 3 км /на юге/. Главную роль в строении прогиба играют меловые - эоценовые отложения, мощность которых по направлению к северному и южному крыльям прогиба резко сокращается. Верхнемиоценовые-антропогеновые осадки участия в строении собственно прогиба не принимают. Прогиб осложнен многочисленными продольными и поперечными разломами. В основании его предполагается наличие перекошенных блоков /обратноступенчатое строение, наличие взбросов, надвигов и др./, погружающихся в южном направлении. Помимо разломов, внутреннее строение Северо-Азовского прогиба осложняют многочисленные брахиантиклинальные структуры, которые в майкопской серии выражены достаточно слабо, а в мел-эоценовых - резко. На юг он граничит с Азовским валом по Главному Азовскому нарушению, амплитудой до 2000 м. На западе прогиб смыкается с восточной центриклиналью Каркинитского /Сивашского/ прогиба, на востоке продолжается в виде Ейского прогиба, с расширением до 60 км.

В западной части Северо-Азовского прогиба между косами Бирючая и Обиточная расположен приподнятый участок фундамента /0,5-1,0 км/ - Чингульская седловина. Восточное окончание прогиба различное. Одни считают, что прогиб сливается с Копанской синклиналью. Другие северную границу проводят севернее Ейского п-ва, сочленяя его по разломам с Иркиевской синклиналью.

Северо-Азовский прогиб /В.Г.Бондаренко и др./1989/ выполнен отложениями юры /У1 отражающий горизонт/, нижнего и среднего мела /IV, III, III<sup>a</sup>/, эоцена /II<sup>a</sup>, II<sup>b</sup>/, майкопа /I<sup>МК</sup>/ и неоген-антропогена. Южный борт короткий, частично отсутствует. Прогиб - крупная ступень. В юго-восточной части прогиба по поверхности складчатого основания и в нижних горизонтах чехла выявлена система разломов северо-восточного простирания. Ограниченные этими разломами блоки наклонены на юг, северные их края приподняты на 400 - 1000 м /обратноступенчатое строение/ по Я.П.Маловицкому, 1969/.

В приразломных зонах прогиба акватории Азовского моря,

отложения мел-эоцена изогнуты и образуют типичные приразломные антиклинальные складки с короткими северными и широкими, выположенными южными крыльями. Структуры многосводовые /Белосарайская, Ударная, Олимпийская/. В юго-западной части прогиба выявлены структуры - изометричные, рассеченные разломами северо-восточного простирания и широтного /Блоковая, Южно-Бердянская, Геофизическая/. На сводах локальных поднятий здесь по сейсморазведке имеет место выклинивание нижних горизонтов в отложениях верхнего мела и эоцена /Ударная/, а на Олимпийской выпадает вся толща эоцена и майкопа. На своде Южно-Бердянской структуры выклинивается IV горизонт и отложения майкопа залегают на дислоцированных породах юры. Структуры в прогибе четко выражены по дорифейскому фундаменту и низам осадочного чехла /мел-эоцен/.

По В.И.Самсонову /1990/ Северо-Азовский прогиб представляет наложенную структуру на область перикратонных депрессий по поверхности дорифейского фундамента, переходящую на юге в узкую и глубинную грабенообразную зону.

Южная граница распространения пород докембрийского кристаллического фундамента по О.И.Рогозе и А.А.Шиманскому /1977/ проходит в 20-25 км южнее Бердянской косы, где происходит смена сейсмогеологической обстановки. Кристаллический дорифейский фундамент и меловые отложения резко обрываются в зоне расположенных ступенями нарушений /Главный Азовский разлом/. Южнее разлома прослеживается акустический "фундамент", характеризующийся резко воздымающейся поверхностью, значительной дислоцированностью, сильно раздробленными и перемятыми породами.

Азовский вал (Центрально-Азовское или Среднеазовское поднятие) протягивается в субширотном направлении через всю центральную часть Азовского моря и представляет собой пологое поднятие фундамента Скифской плиты, образованное песчано-глинистыми и рассланцованными глинистыми отложениями, предположительно пермо-триасового или триас-юрского возраста, и погруженное на глубину от 500 до 1000 м, а на южном склоне - до 3000 м. В своде вала непосредственно на дислоцированных триас-юрских отложениях с резким структурным и стратиграфическим несогласием залегают слабо покоробленные отложения майкопской серии /олигоцен-нижний миоцен/, а отложения мела и палеоген-эоцена прослеживаются спорадически. Вдоль приосевой части вала меловые, палеоценовые и эоценовые отложения практически отсутствуют. Апикальная часть вала отмечена в центральной части.

Азовский вал в западной части является морским продолжением

Каламитско-Центрально-Крымского поднятия, а в восточной - это морское продолжение Каневско-Березанского вала /Западного Предкавказья/ /10/. В палеоген-неогене - это флексурный изгиб. По верхнему эоцену - это широкая /25 км/ структурная терраса. Залегание триаса на Электроразведочной структуре 670 м, Южно-Бердянской и Белосарайской структурах 800 м. На валу выделены три субширотных зоны антиклинальных складок: северная /Белосарайская, Южно-Бердянская, Обручева, Бирючья-1,2/, средняя /Морская, Морская-1, Электроразведочная, Бейсугская/ и южная /Безымянная/ (см.рис.1.3.4).

По В.И.Самсонову /1990/ Азовский вал - это область сближенных надвиговых дислокаций, состоящий из отдельных протяженных зон, контролируемых сдвигами. Локальные структуры выражены в отложениях нижней части мезозоя. К югу через систему субширотных нарушений вал переходит в Южно-Азовскую /Тимашевскую/ ступень, которая является северным крылом Индоло-Кубанского прогиба - олигоцен-неогеновой структуры, наложенной своей приосевой зоной на южный край Скифской плиты. Граница между валом и Индоло-Кубанским прогибом проходит по Новотитаровскому разлому, поскольку южнее увеличивается горизонт наклона мел-эоценовых отложений и мощность майкопа /В.Г.Бондаренко и др. /1989/.

Мы уже упоминали о сложности привязки отражающих горизонтов сейсморазведки. Так, О.И.Рогоза и А.А.Шиманский /1977/ отнесли III горизонт, который ранее считался кровлей верхнего мела, к кровле другого, достаточно дислоцированного и сложно построенного комплекса, резко отличающегося от вышележащих отложений. Он совпадает с поверхностью консолидированного комплекса, нередко считающегося фундаментом Скифской плиты. Он назван "акустическим фундаментом". Ниже этого горизонта на Азовском валу залегает комплекс пород, с резкими наклонными и вертикальными акустическими контактами. В пределах вала акустический "фундамент" повсеместно контролирует поверхность триаса. Следовательно, сейсмогоризонт, совпадающий с поверхностью геологического условного фундамента на Морской, Безымянной, Южно-Бердянской структурах привязывается по скв. Электроразведочной-1 к кровле триаса, встреченного на Бейсугской, Каневской и др. площадях.

По III сейсмогоризонту к северу от Азовского вала на глубине 2 км фиксируется поверхность докембрия /углы падения 1-1,5°/. На нем залегает толща мощностью 1400-1500 м /пластовая скорость равна 3300 м/с/, которая стратифицируется как мел-палеоген. Она несогласно перекрывается майкопом, имеющим региональный мезоклинальный характер залегания /средняя скорость 2000 м/с/.

Мел и палеоген здесь залегают моноклинально с падением на юг, но более наклонены чем майкопские отложения.

Южнее Азовского вала О.И.Рогоза, А.А.Шиманский /1977/ отличают субширотные разрывные нарушения, секущие "акустический фундамент" и образующие мелкоблоковую структуру триаса.

Все нарушения в зоне Главного Азовского разлома - сбросы, у которых южные блоки надвинуты на северные, а плоскости нарушений наклонены на юг.

Северный опущенный блок Главного Азовского разлома выражен не прогибом или грабеном, как это предполагалось ранее /Северо-Азовский прогиб, Северо-Азовский грабен и т.д./, а ПОЛОГОЙ МОНОКЛИНАЛЬЮ, лишенной крупных пликтивных дислокаций. В пределах северной части Азовского вала, примыкающей к Главному Азовскому разлому, поверхность "фундамента" резко дислоцирована крупными поднятиями и впадинами. Четко выделяются две субширотные депрессионные зоны:

- северная, между Южно-Бердянским и Белосарайским поднятиями с одной стороны и группой Морских структур с другой, а также

- южная (между зоной Морских структур и Безымянным поднятием). Осадки (мела и палеоген-эоцена) на валу залегают на триасе и несогласно перекрываются майкопом, представляя нижний структурный этаж. Этот этаж в пределах вала развит не повсеместно и сохранился во впадинах.

Северная депрессионная зона субширотного простираения западнее группы Морских складок замыкается. Она является частью более крупной приразломной структуры и на востоке соединяется с Копанской синклиналью /с средне- и южноурскими отложениями/

На Азовском валу развиты складки облекания. Своды их размыты и лишены юры и мела. На размытой поверхности дислоцированного триаса, а местами осадочной юры и мела, залегают осадки майкопа, которые совместно с неогеном и антропогеном образуют верхний структурный этаж чехла.

Южнее разломной зоны амплитуды поднятий и депрессий уменьшаются, триас плавно погружается на юг.

Центральная и приразломная части Азовского вала с поднятиями и депрессиями - отдельный тектонический блок. На западе он ограничен Феодосийско-Корсакской и на востоке Керченско-Славянской зонами глубинных разломов.

Вал отчетливо выражен в отложениях мела и палеоцена /В.Г. Бондаренко и др./1980/. В майкопе он рисуется в виде ступени и нивелируется осадками неогена. Глубина залегания складчатого

основания на западном своде вала 500-800 м, в восточной части 800-1200 м. На большей части вала на складчатом основании залегают майкоп. На северо-востоке на Морском блоке в разрезе присутствуют отложения нижнего и верхнего мела и эоцена. В отложениях чехла выявлено 30 поднятий, изометричных малоамплитудных антиклиналий /крупные: Обручева, Безымянная, Центральная, Электроразведочная/. В Морском блоке закартированы складки приразломные, линейные с несколькими сводами и короткими северными крыльями: Морская, Морское-1, Небольшое. Северное крыло Азовского вала образует Главный Азовский глубинный разлом, амплитудой 800-1000 до 2000 м. Плоский широкий свод вала /шириной от 10 до 20 км/ в западной половине наиболее приподнят /кровля мела лежит на глубинах от 0,5 до 1 км/. Локальные поднятия здесь положе, по отношению к общей поверхности свода и малоамплитудные. Среди них обширными размерами по площади выделяется Обручевское поднятие. Остальные локальные поднятия этой части вала значительно меньше по площади. На поднятии Электроразведочном под отложениями майкопской серии на глубине 670 метров вскрыта толща аргиллитов и алевролитов, по определениям абсолютного возраста отнесенная к триасу-юре (?) /8/. Отложения мела и палеоцена-эоцена отсутствуют. Те же отложения выпадают из разреза наиболее приподнятой части свода Обручевского поднятия. Азовский вал - погребенное поднятие, четко отраженное в рельефе основы, но в майкопе и палеогене не проявленное. На крыльях и периклиналях вала появляются неантиклинальные ловушки.

Южнее косы Бирючьей по кровле мела отчетливо вырисовывается западная периклиналиль Азовского вала. На юго-западе к ней примыкает в виде небольшой ступени локальное поднятие Стрелковое. На нем значительно мощнее, чем в пределах Азовского вала, развита майкопская серия, а отложения мела также достигают более чем километровой мощности.

Строение центральной части Азовского вала значительно сложнее западной его половины. Свод вала осложнен здесь продольным прогибом довольно сложных очертаний, распадающимся на несколько "кулис". К северу от него вдоль Главного Азовского разлома тянется цепь локальных складок вала - Якорная, Морская-2, месторождение Морское-1, месторождение Небольшое, Приразломная структура, амплитуда которых достигает 200-300 м.

Южнее лежит менее приподнятая часть вала, на которой отчетливо выделяются многочисленные локальные поднятия, носящие одинаковые названия - Безымянные - 2,3,4 и т.д. Лишь наиболее

восточное из них называется Сигнальным/здесь получен фонтан газа/. В центральной части вала установлено увеличение мощности верхнего мела в прогнутых участках вала по сравнению с локальными поднятиями, а также обнаружено ниже высокоомного верхнемелового геоэлектрического горизонта чередование еще по крайней мере двух низкоомных и двух высокоомных горизонтов, что говорит о наличии здесь достаточно мощно развитых меловых осадочных толщ. Опытными-методическими сейсмическими работами в районе локального поднятия Сигнальное и западнее, зафиксированы зоны выклинивания эоценовых отложений, заключенных между отражающими горизонтами II и III. Участок вала от Приразломной до Бейсугской брахиантиклинали вновь построен более просто. Здесь вал суживается и по его оси намечается цепочка пологих малоамплитудных поднятий. В своде Бейсугской и на Электроразведочной складках зафиксировано бурением отсутствие мела и палеоцена /эоцен небольшой мощности сохранился/ и триасовый фундамент встречен на 1550 м.

Работами 60-х годов установлено и подтверждено последними сейсмическими исследованиями ОГТ, что Азовский вал, хорошо вырисовывающийся по кровле мела, по кровле майкопских отложений совершенно сглажен, представляя собой полого погружающуюся к югу моноклинали.

Южное крыло вала по кровле мела на всем его протяжении от западной периклинали у косы Бирючей до Бейсугского локального поднятия выражено относительно крутой моноклиной, у которой кровля мела погружается от глубины 1,5 км у южной бровки свода вала до глубин 4 км и более, на расстоянии 15-20 км. Эта моноклинали /Тимашевская ступень/ представляет собой одновременно и северное крыло Индоло-Кубанского прогиба, который с севера, северо-востока и востока ограничивается сложной структурой Азовского и Каневско-Березанского валов. Это моноклинали шириной до 40 км. Переход к Индоло-Кубанскому прогибу происходит по резкой флекуре, которой в фундаменте соответствует разлом /или крутой уступ/. В пределах ступени описаны Центральная, Азовская и др. складки по палеогену. Здесь ожидается и развитие ловушек неантиклинального типа /зоны выклинивания, стратиграфического срезания и др./.

Индоло-Кубанский прогиб /Южно-Азовский прогиб/ - занимает южную часть акватории между Азовским валом и альпийской складчатой областью. Его западная центриклинали расположена в юго-восточной части Равнинного Крыма, южный борт - на севере Керченского и Таманского п-вов /мегаантиклинории Горного Крыма и

Северо-Западного Кавказа/. Восточным продолжением его на суше является Западно-Кубанский прогиб / В.Г.Бондаренко и др./1989/.

Ось прогиба по отложениям майкопа проходит в нескольких км севернее Керченского и Таманского п-вов, по неогену она смещается на север /ось проходит в 12 км к северу от Таманского п-ва/. Мощность майкопа 3,0-5,0 км, а более молодых отложений до 2000-3500 м. Подошва платформенного чехла отмечается на 8-9 км. Южный борт крутой, северный-пологий. В восточной части выявлена зона поднятий и система субширотных разломов, названная Ачуевско-Кировской. В этой зоне выявлены небольшие поднятия /Геологические I-5/. На южном борту выявлена система антиклинальных складок и разломов субширотного простирания. Складки высокоамплитудные, приразломные, часто диапировые и криптодиапировые, сквозные и реже безкорневые /Каменская, Мысовая на Керченском п-ве/. Субширотная зональность основных структурно-тектонических элементов совпадает с Кавказско-Крымским направлением. Последнему подчинено простирание разломов. На Керченском п-ве погружение меловых и палеоцен-эоценовых осадков происходит в юго-восточном направлении, максимальные глубины находятся на Керченско-Таманском шельфе Черного моря.

В центральной, приосевой части прогиба в отложениях неогена и по кровле майкопа выявлено ряд антиклинальных структур, изометричных, с секущими разломами и глинистыми диапирами в ядре /на некоторых вместо диапиров предполагаются залежи УВ/: Северо-Керченская, Сейморазведочная, Северо-Булганакская, Восточно - и Северо-Казантипская и др., с амплитудами до 100 м по кровле майкопа.

Крупное сложнопостроенное поднятие Прибрежное /месторождение УВ/ выявлено на юго-востоке прогиба. Оно состоит из нескольких куполов и разбито субширотными разломами.

Южнее Новотитаровского разлома в майкопе выявлена зона внутриформационного выклинивания горизонтов/"косая слоистость"/, интерпретируемая как шельф майкопа с палеодельтами и палеодолинами.

Южная часть Азовского моря лежит в пределах Индоло-Кубанского /Южно-Азовского/ прогиба, хорошо изученного на суше. Наиболее прогнутая часть в пределах акватории протягивается в широтном направлении вдоль северных берегов Керченского и Таманского полуостровов. Кровля майкопа здесь погружается до глубин несколько более 1 км у мыса Казантип, до 3-3,5 км вблизи Темрюка. Сейсмическими работами МОВ здесь были получены отражения лишь от горизонта I /вблизи кровли майкопа/. В ядрах антикли-

нальных складок Керченского и Таманского полуостровов часто выходят на поверхность породы майкопа, а скважины на некоторых антиклиналях /Булганакская-1 на одноименной антиклинали западнее Керчи, Таманская-5/, вскрыли на глубинах около 4 км кровлю мела. Таким образом, здесь отчетливо намечается южное крыло Индоло-Кубанского неоген-антропогенного прогиба. Некоторые крупные антиклинали этой зоны - Тиздарская, Кучугурская, Булганакская - продолжают в пределы акватории.

Однако южная часть Азовского моря изучена крайне недостаточно. Имея в виду, что продуктивные горизонты нефтяных месторождений Западно-Кубанского прогиба связаны с миоценом, целесообразно провести соответствующие работы и в пределах морской части прогиба.

Индоло-Кубанский прогиб - это молодая олигоцен-неогеновая структура, в нижней части осадочного заполнения которой, залегают слабо дислоцированные мел-эоценовые отложения, несогласно перекрытые майкопскими образованиями. Мощности и тех и других увеличиваются в южном направлении. Надмайкопские верхнемиоценовые - антропогенные отложения, участвующие в строении впадины Азовского моря, повторяют ту же синклиналию форму, что и майкопская серия. Отложения мела-миоцена на северном крыле Индоло-Кубанского прогиба без заметных осложнений погружаются на юг, а в центре и на крыле в них выявлены многочисленные брахи- и куполовидные складки /Северо- и Восточно-Казантипские, Северо-Керченская, Северо-Булганакская, Фрунзенская и др./ с диапирами и грязевыми вулканами /южнее/.

В основании прогиб на севере перекрывает Скифскую плиту, приосевой частью и южным крылом на востоке - мел-эоценовые флишевые прогибы северного крыла мегантиклинория Северо-Западного Кавказа, а на западе - центриклинали этих прогибов и структуры мегантиклинория Горного Крыма. В пределах внешней зоны отложения олигоцен-плиоцена не дислоцированы, во внутренней - смяты в брахи-антиклинальные складки, осложненные глиняным диапиризмом и грязевым вулканизмом.

По В.И.Самсонову /1990/ Индоло-Кубанский прогиб имеет грабенообразный цоколь. Он не может быть краевым или передовым, потому, что не сопряжен с горноскладчатым сооружением. В его пределах установлен Северо-Керченский надвиг.

Керченско-Таманский межпериклиналиный прогиб разделяет периклиналильные участки горных сооружений Крыма и Кавказа и четко проявляется в майкопских, миоценовых, плиоценовых и четвертичных отложениях, которые по данным сейсморазведки, смяты в серию складок северо-восточного простирания.

## 2. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ АКВАТОРИИ АЗОВСКОГО МОРЯ

### 2.1. Нефтегеологическое районирование и характеристика нефтегазоносных и перспективных комплексов пород.

В основу нефтегеологического районирования Азово-Черноморского региона заложена современная структура земной коры, особенности размещения залежей нефти и газа и факторы, обуславливающие эти особенности /18-20/. Исходя из этого принципа обычно и выделяются нефтегазоносные провинции, области, районы и зоны (Рис.2.1.1.-2.1.3; 1.3.7).

Описываемый регион входит в состав Причерноморско-Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции/Причерноморско-Крымской газонефтеносной области (I), Азовско-Ейской газоносной (II) и Индоло-Кубанской нефтегазоносной (III) областей/(рис.2.1.1.-2.1.10). В составе каждой области выделяются нефтегазоносные и перспективные районы, которые в свою очередь делятся на зоны /20/.

Т а в р и й с к и й /В/ \* газоносный район Причерноморско-Крымской газонефтеносной области охватывает южную полосу центральной части Южно-Украинской моноклинали. Степень его изученности невысокая и доказана промышленная газоносность только неогеновых отложений /Приазовское месторождение/. Отмечались нефтегазопроявления при проходке палеогеновых, меловых, пермско-триасовых отложений, с которыми связываются перспективы поисков залежей газа. Нефтегазовые скопления могут быть приурочены к малоамплитудным складкам, к различным литолого-стратиграфическим и другим ловушкам, выделенным и прогнозируемым в меловой и палеогеновой частях разреза, а также в докембрийских образованиях коры выветривания и зон тектонитов фундамента.

А з о в с к о - Е й с к а я газоносная область /II/. Ее западная часть подразделяется на Центрально-Азовский газоносный /Д/ и Северо-Азовский перспективный /Е/ районы. Общей характерной особенностью их является сильно сокращенный разрез осадочного чехла, мощность которого не превышает 2-3 км.

В Ц е н т р а л ь н о - А з о в с к о м районе /Д/ открыто 6 \*\* газовых месторождений - Стрелковое /в разработке/, Морское-1, Сигнальное, Западно-Бейсугское, Бейсугское /в разработке/, Октябрьское, где главную роль среди продуктивных толщ \*см. Карту нефтегазогеологического районирования площади Азовского и северо-западной части Черного моря с прилегающей сушей /20/(Рис.2.1.1). \*\* Фонтаны газа получены на Небольшой, Неизвестной и Обручевской структурах.

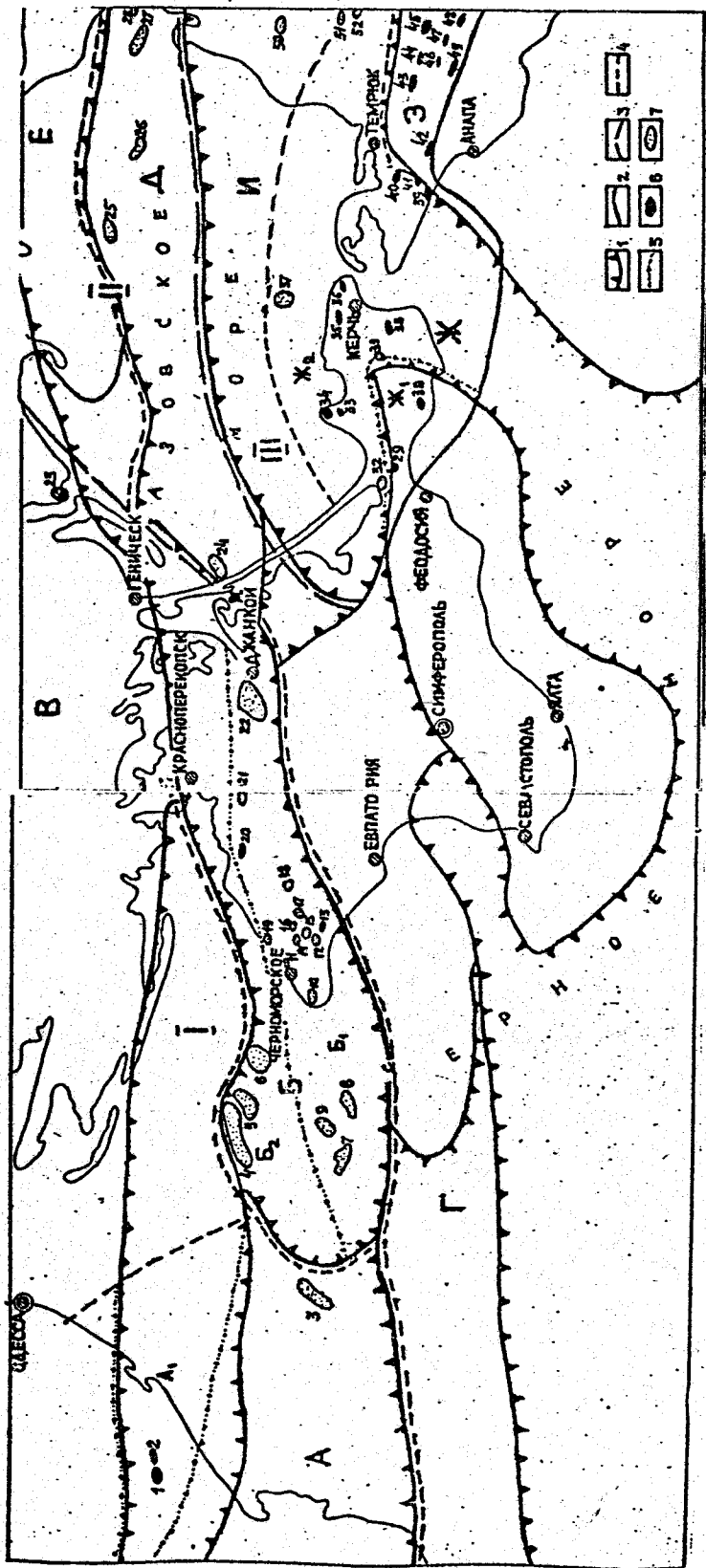


Рис. 2.1.1.

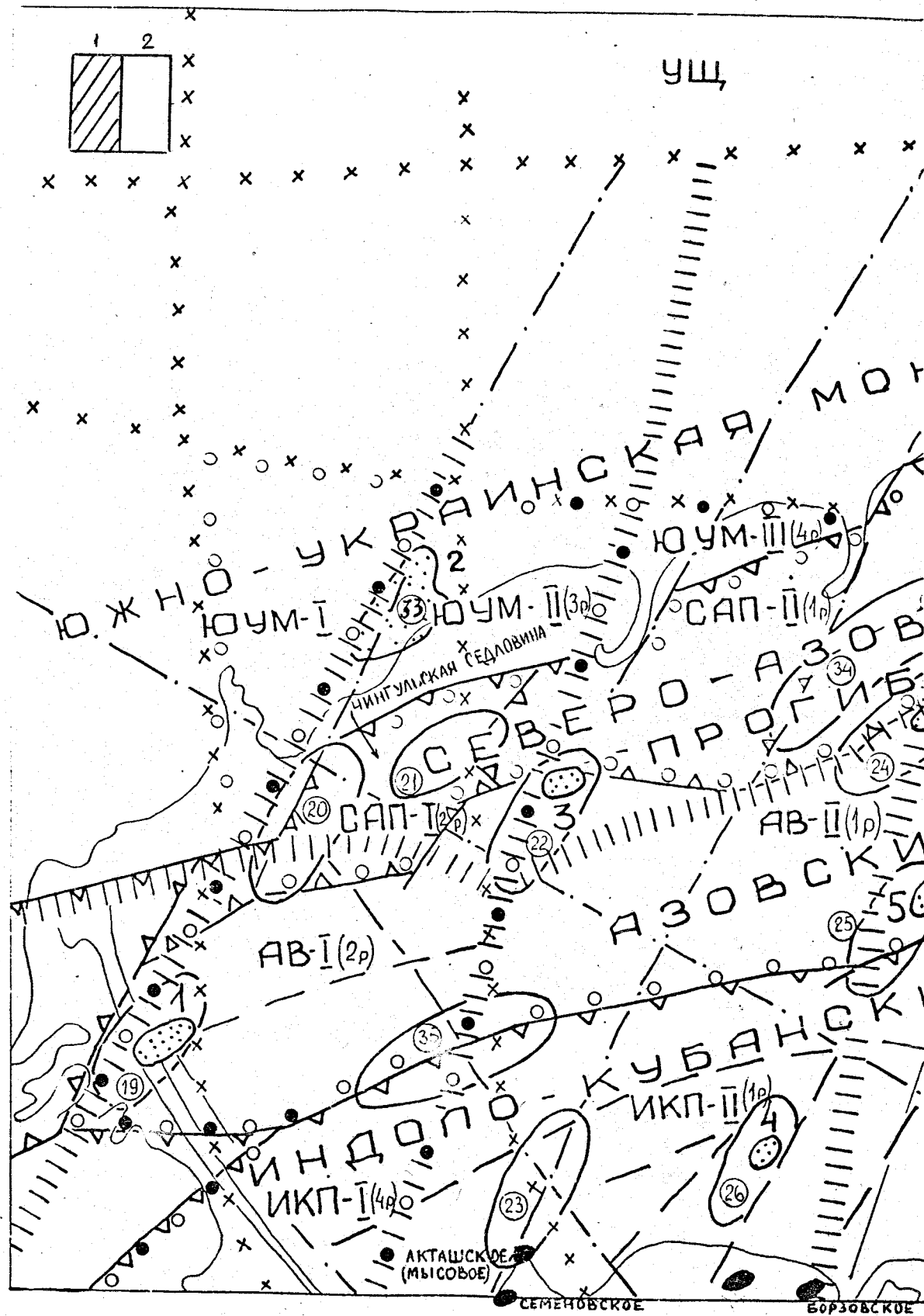
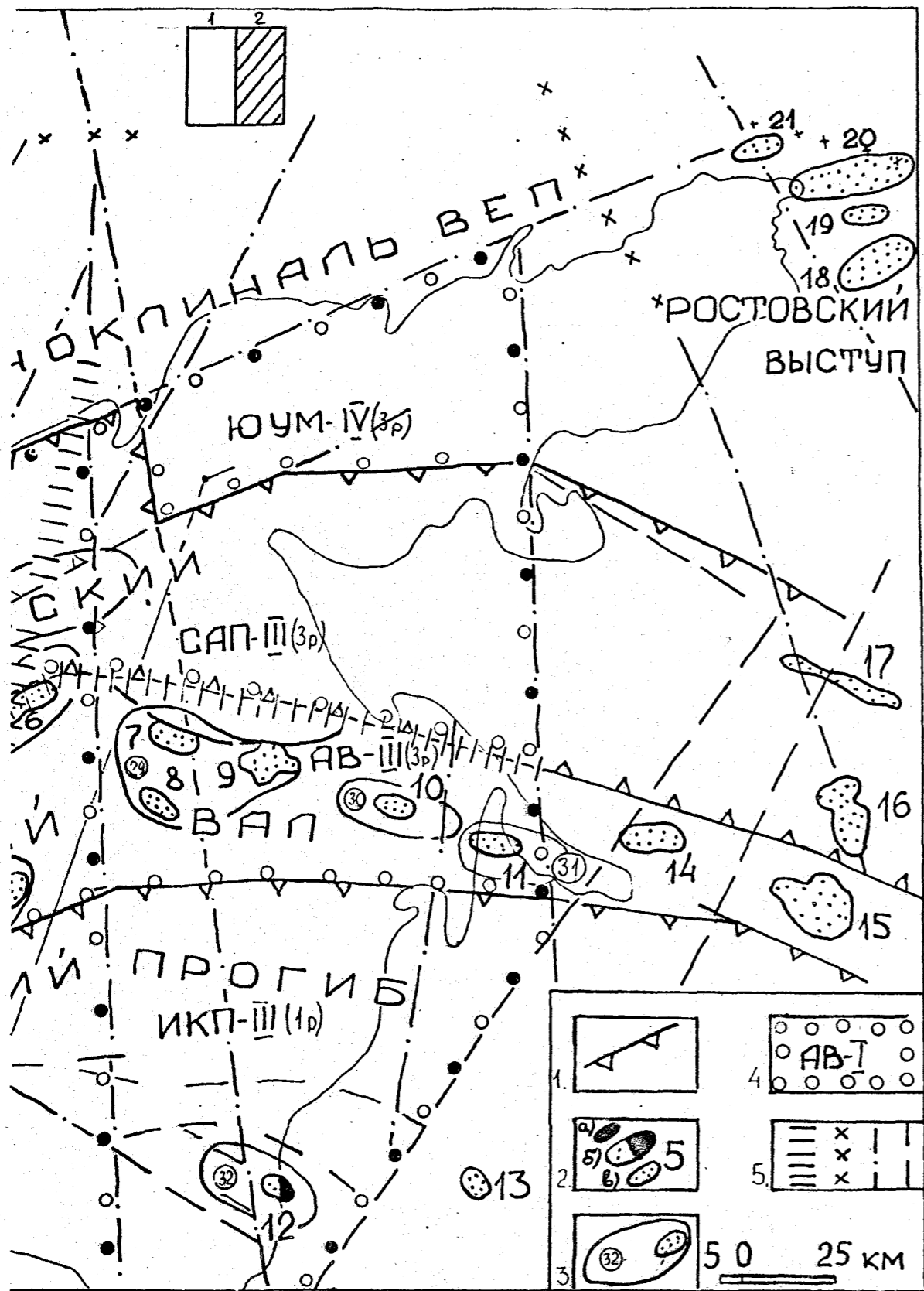
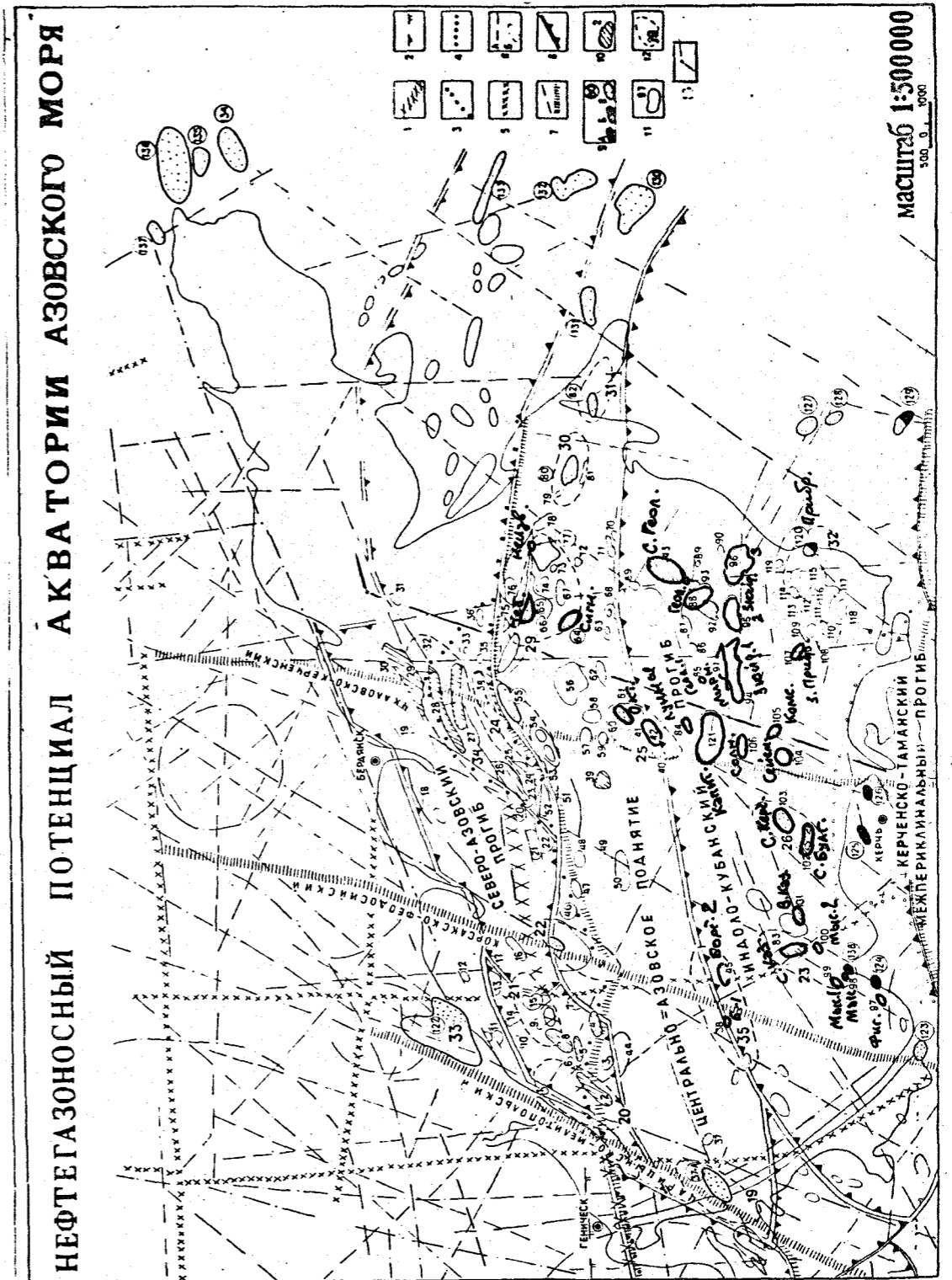


Рис. 2.1.2.



6. 1 рифт 7. 2 р. 8. 3 р. 9. 4 р. 10.

Рис. 2.1.2. / продолжение /



НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ АКВАТОРИИ АЗОВСКОГО МОРЯ

масштаб 1:500 000

Рис. 2.1.3.



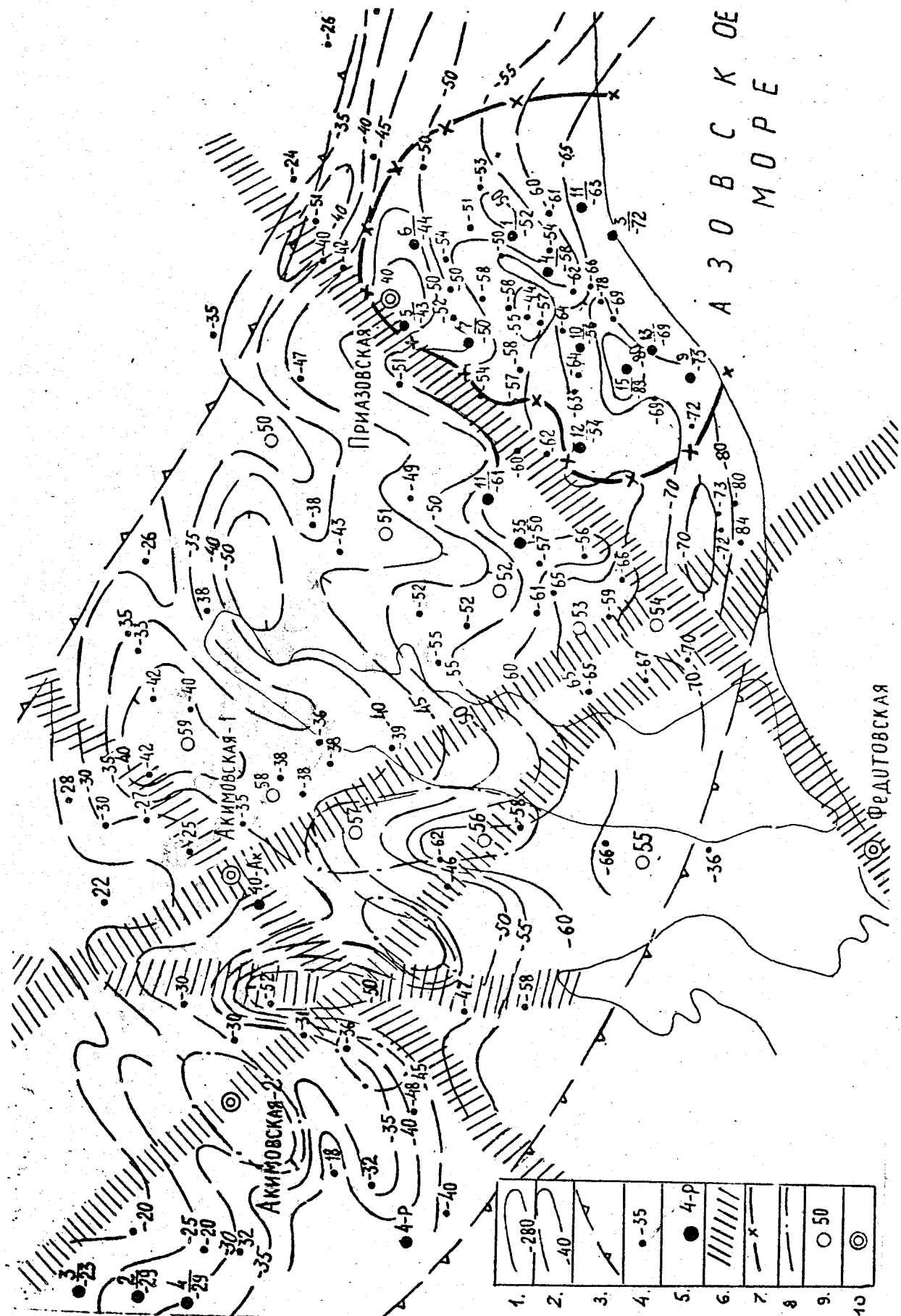


Рис. 2.1.4.

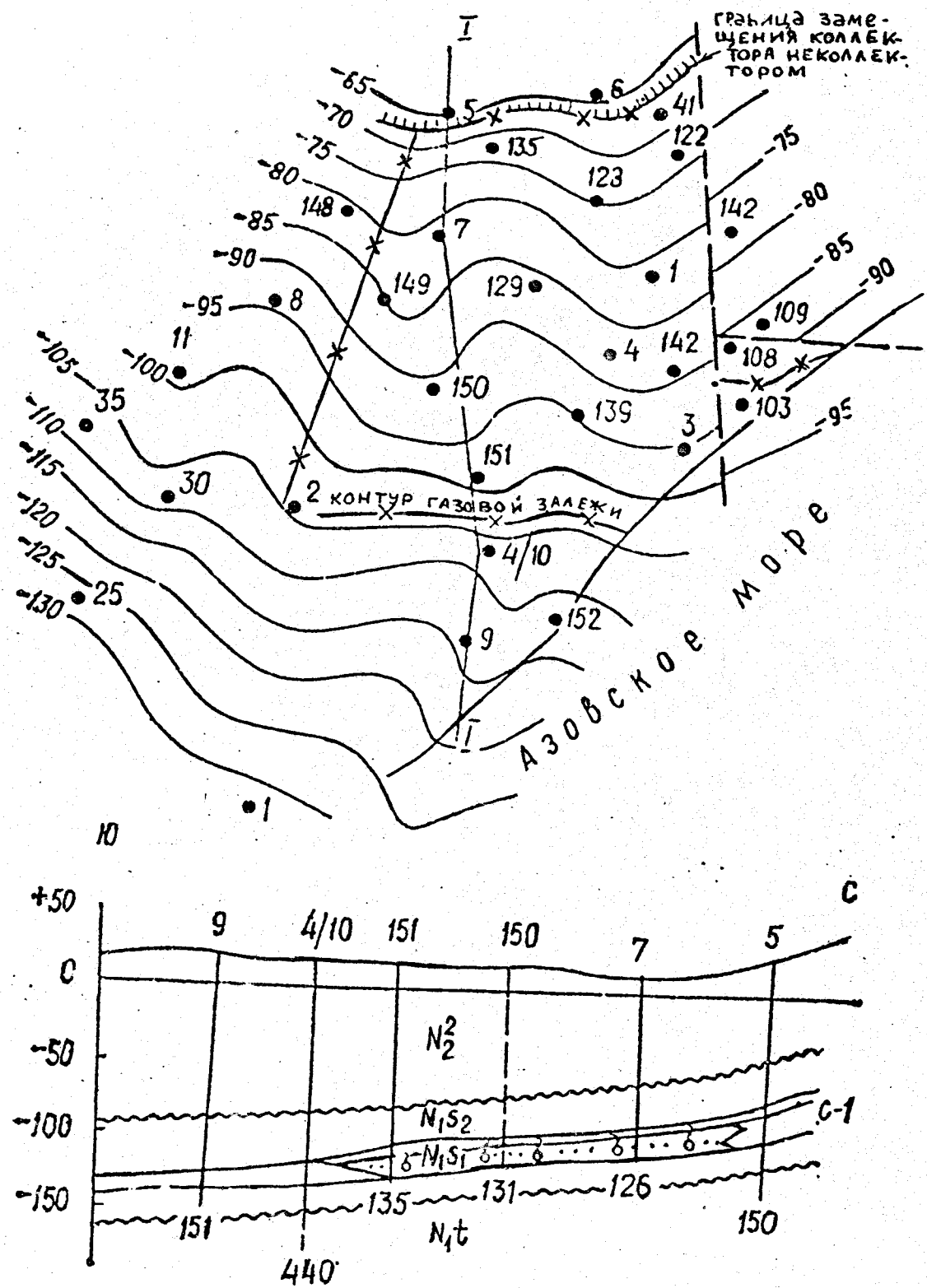


Рис. 2.1.5.

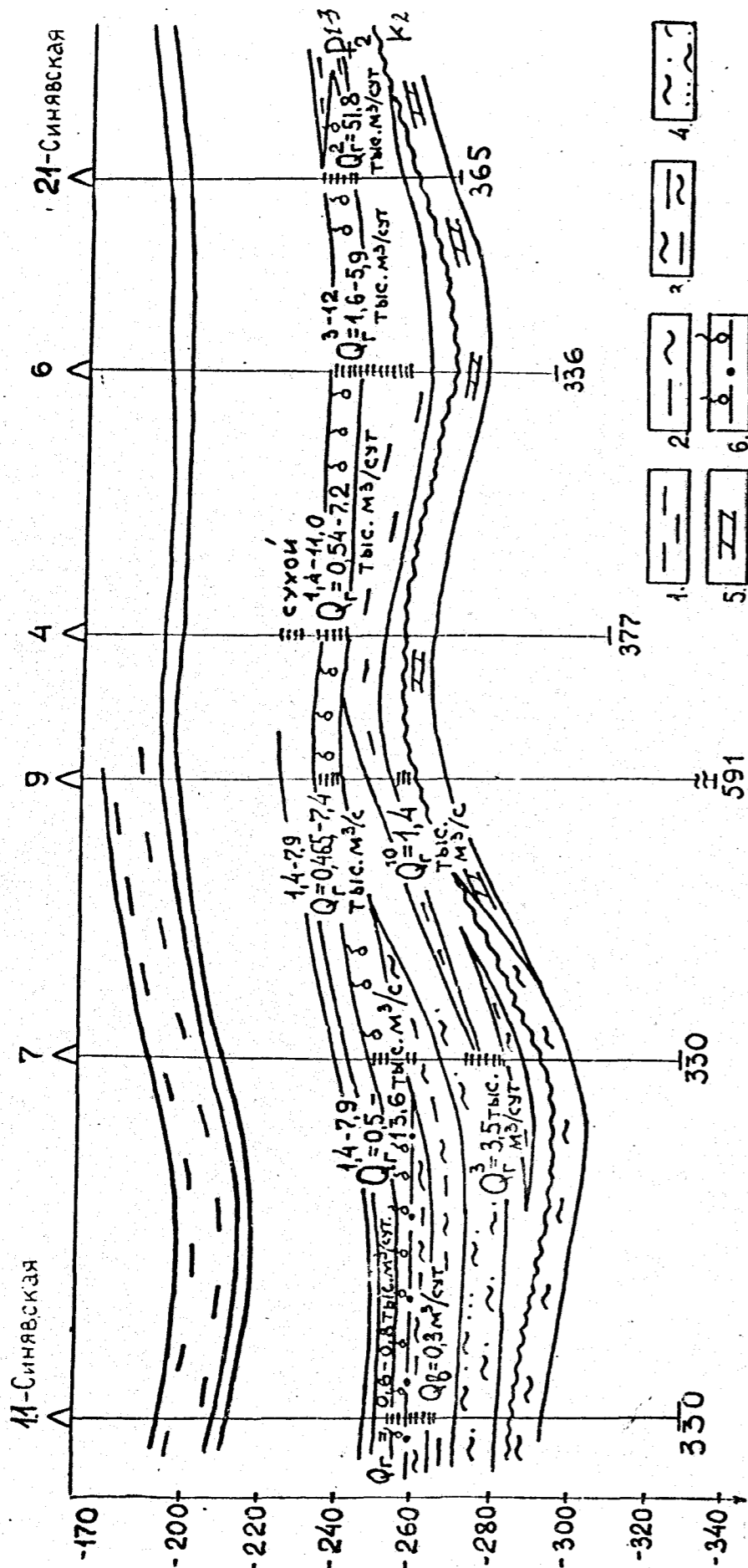


Рис. 2.1.6.

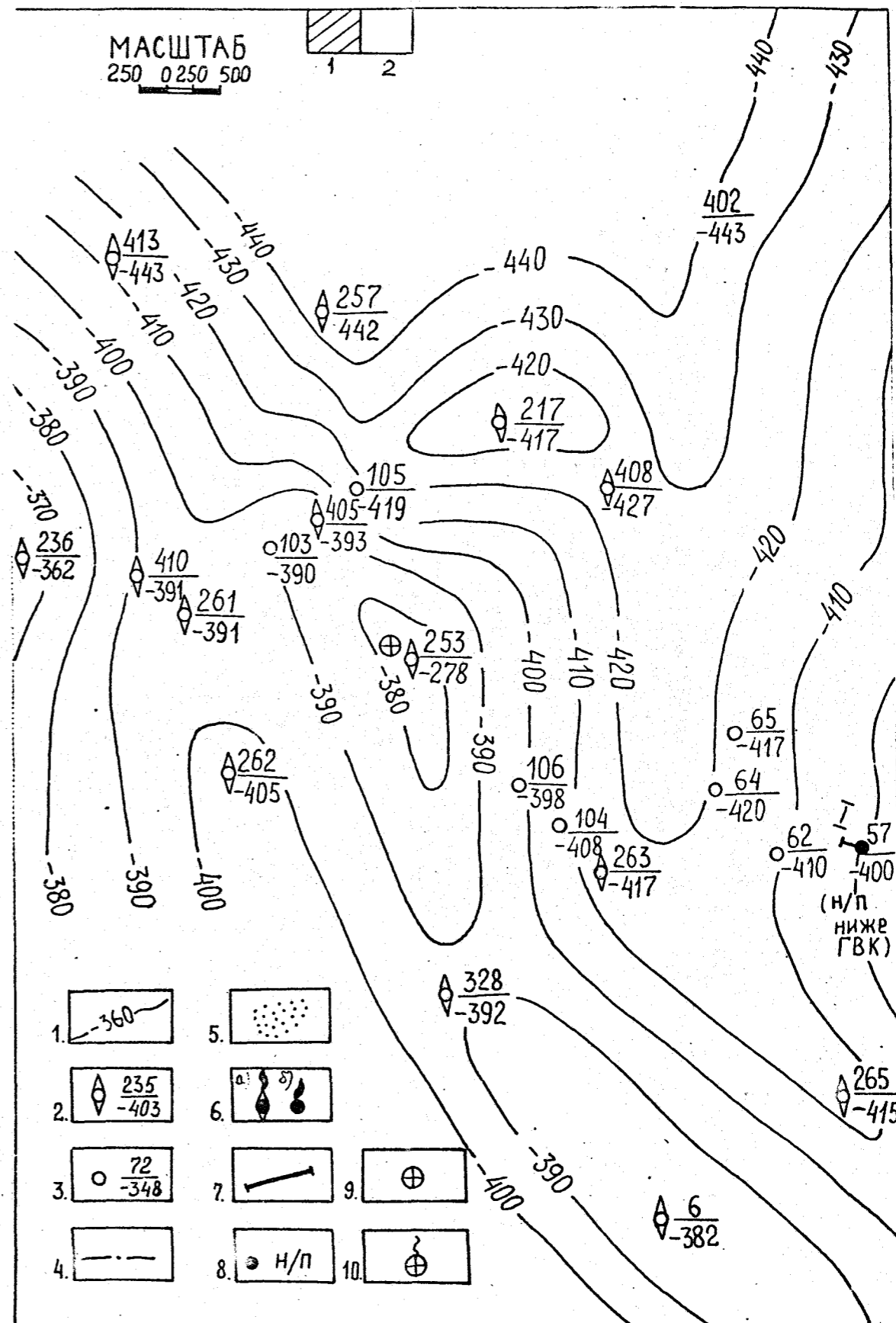


Рис. 2.1.7.

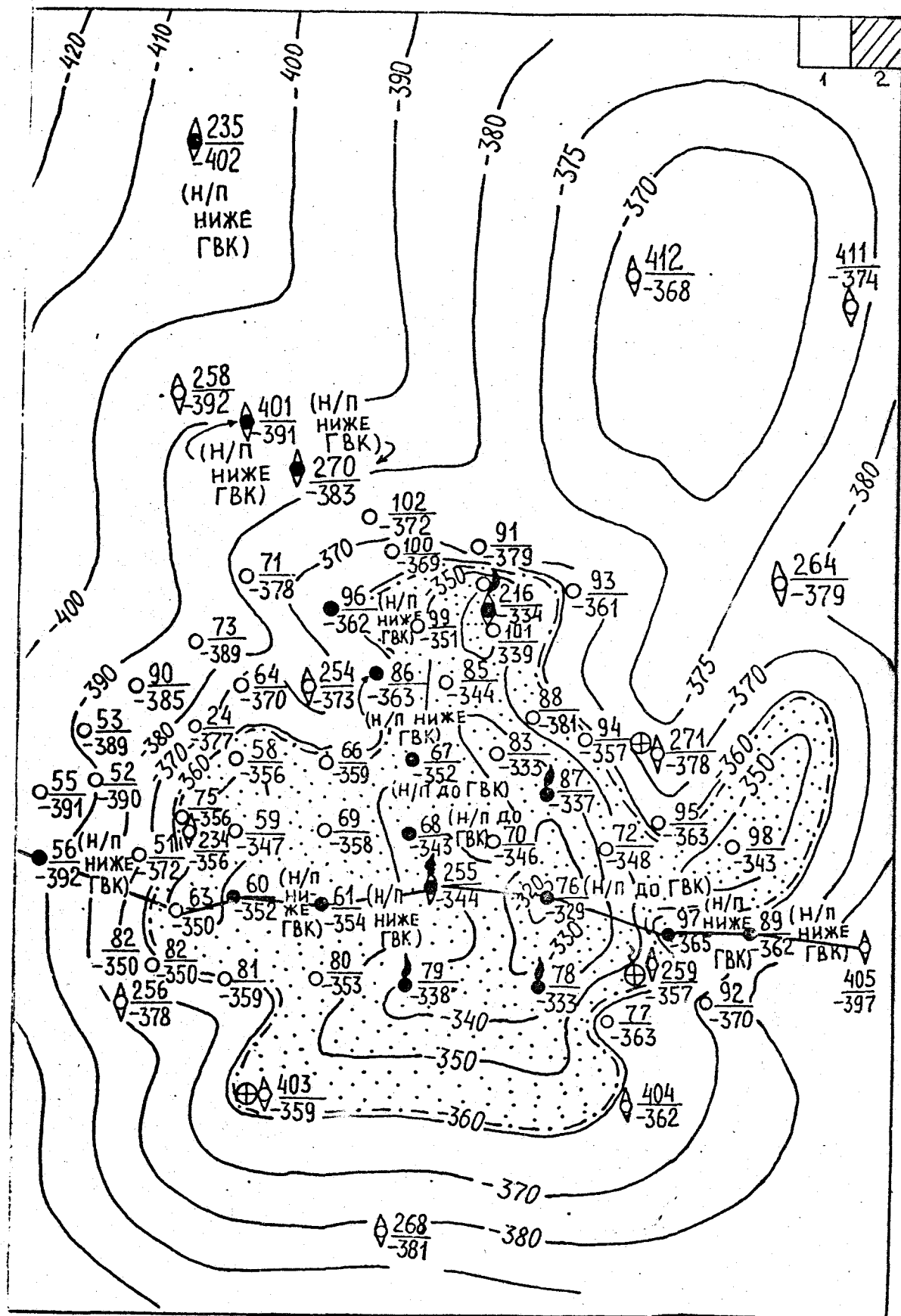


Рис. 2.1.7. / продолжение /

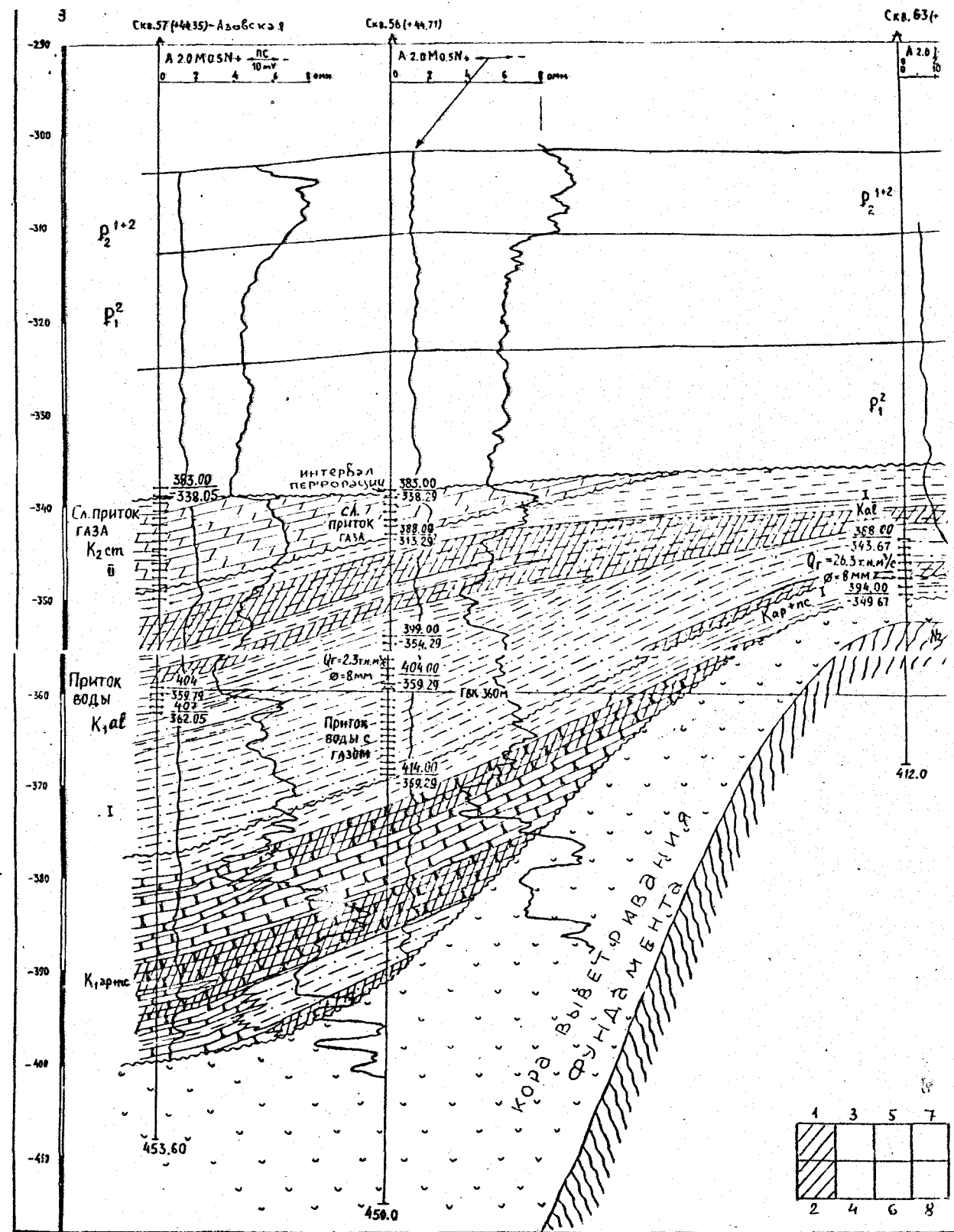


Рис. 2.1.8.

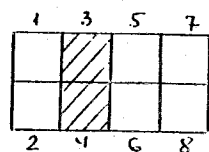
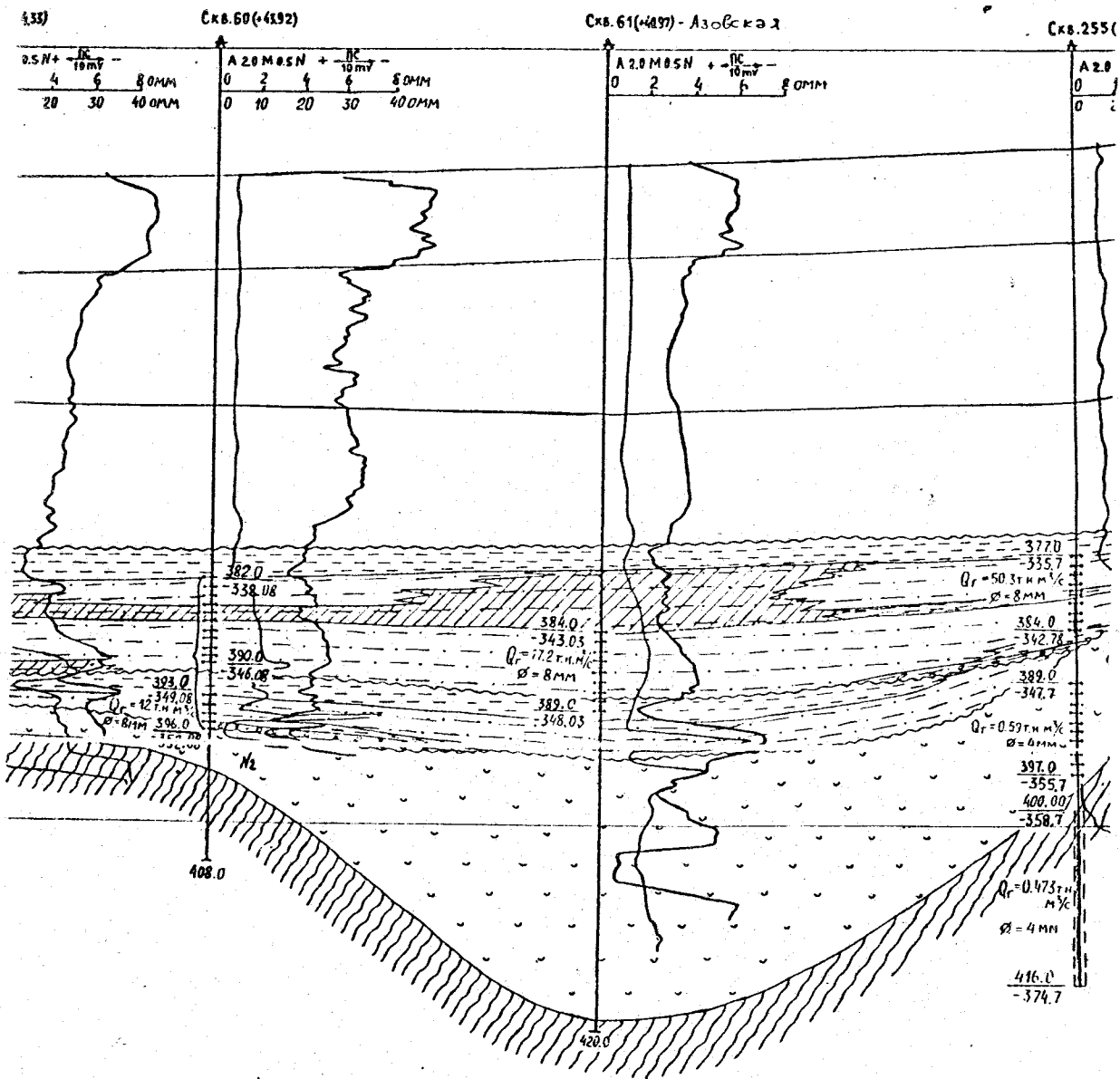


Рис. 2.1.8. / продолжение /

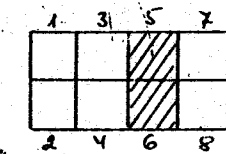
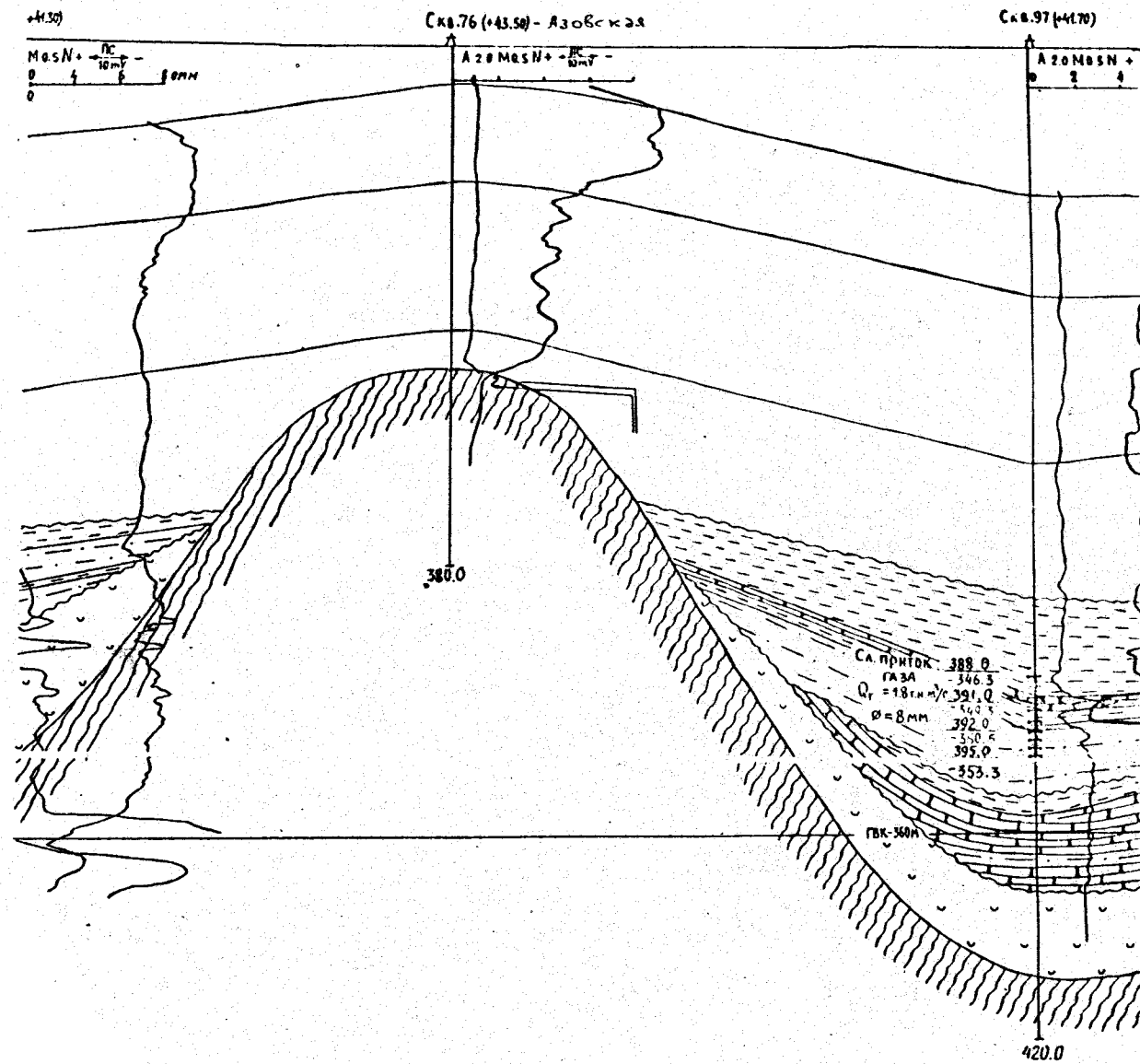


Рис. 2.1.8. / продолжение /

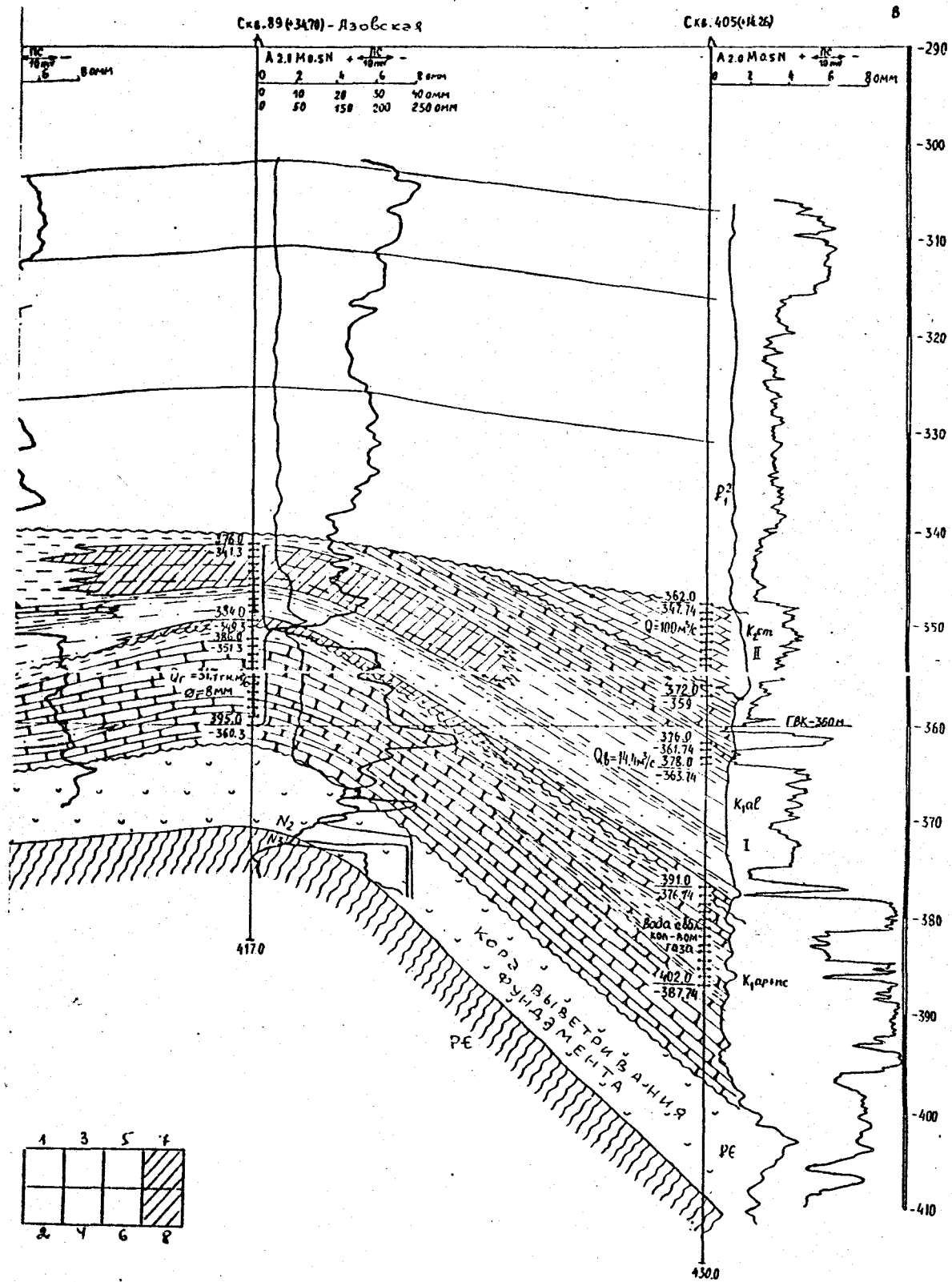


Рис. 2.1.8./продолжение/

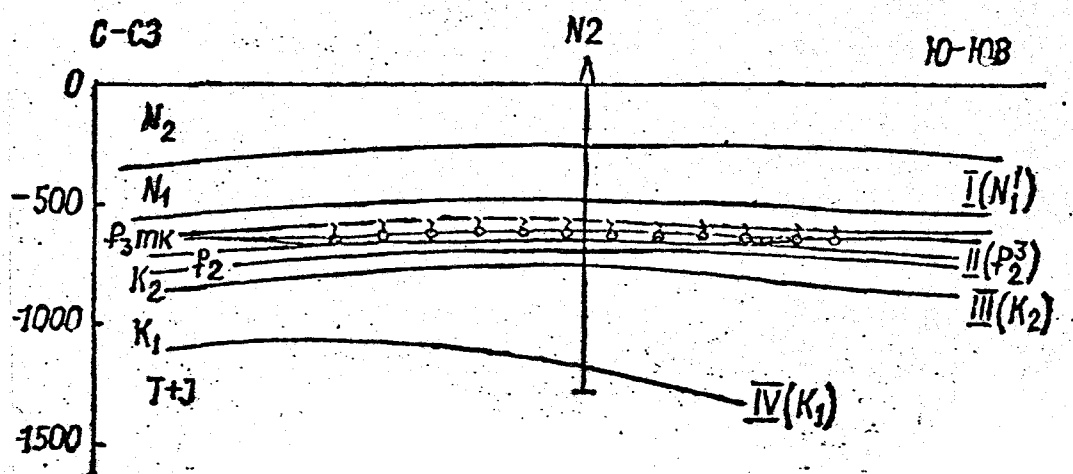
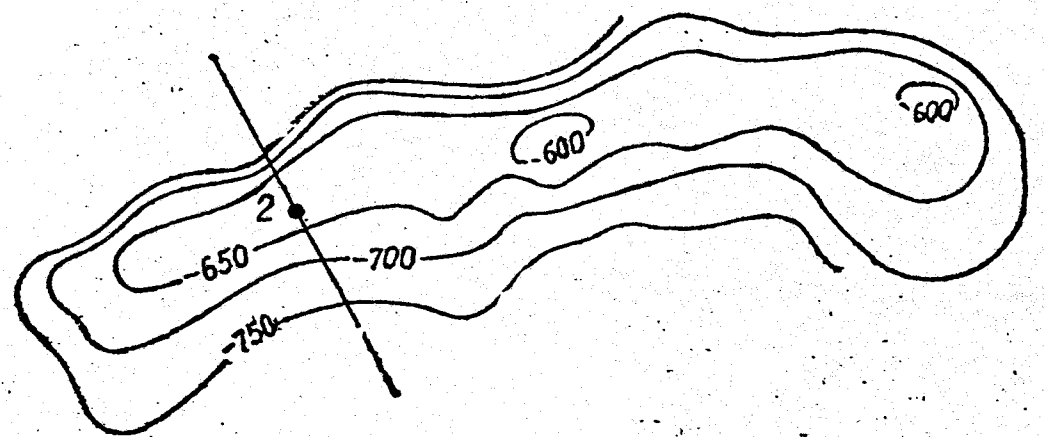
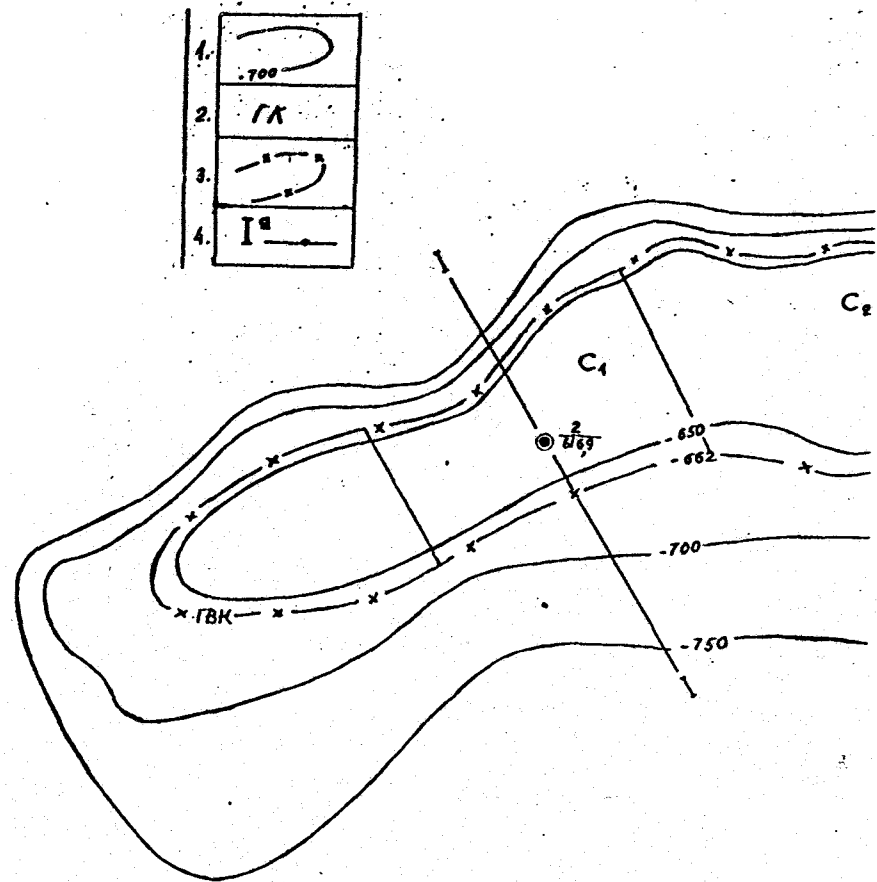


Рис. 2.1.9.



ГЕОЛОГИЧЕСК

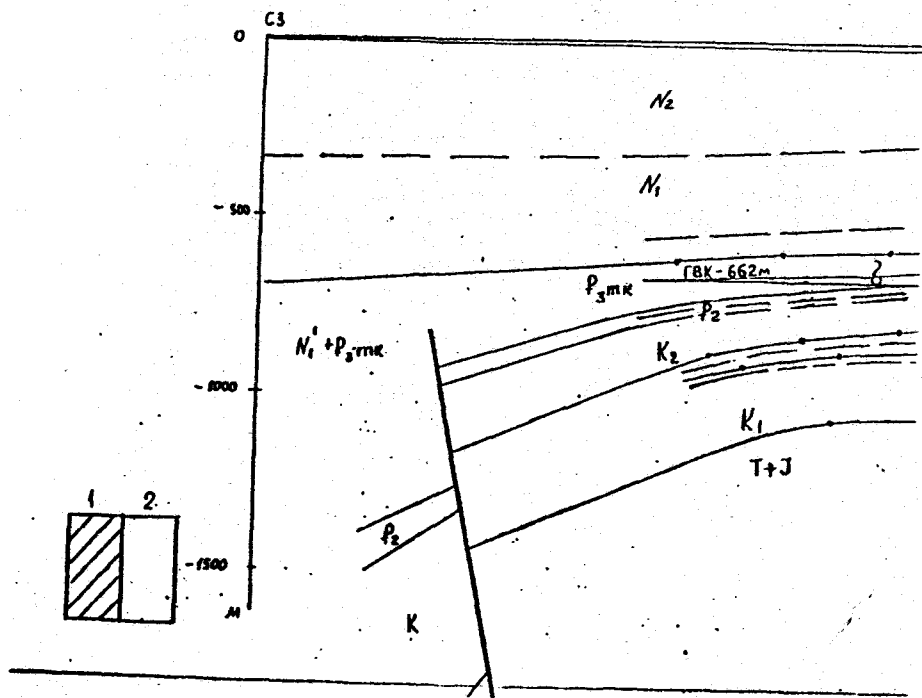
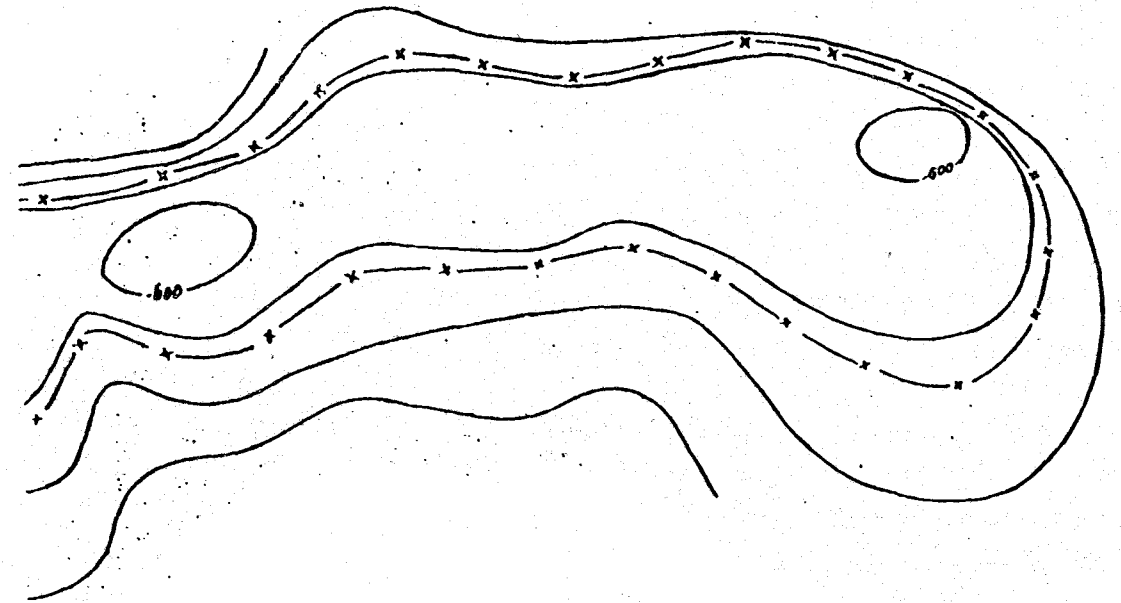
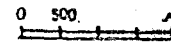


Рис. 2.1.10.



И И ПРОФИЛЬ ПО ЛИНИИ I-I

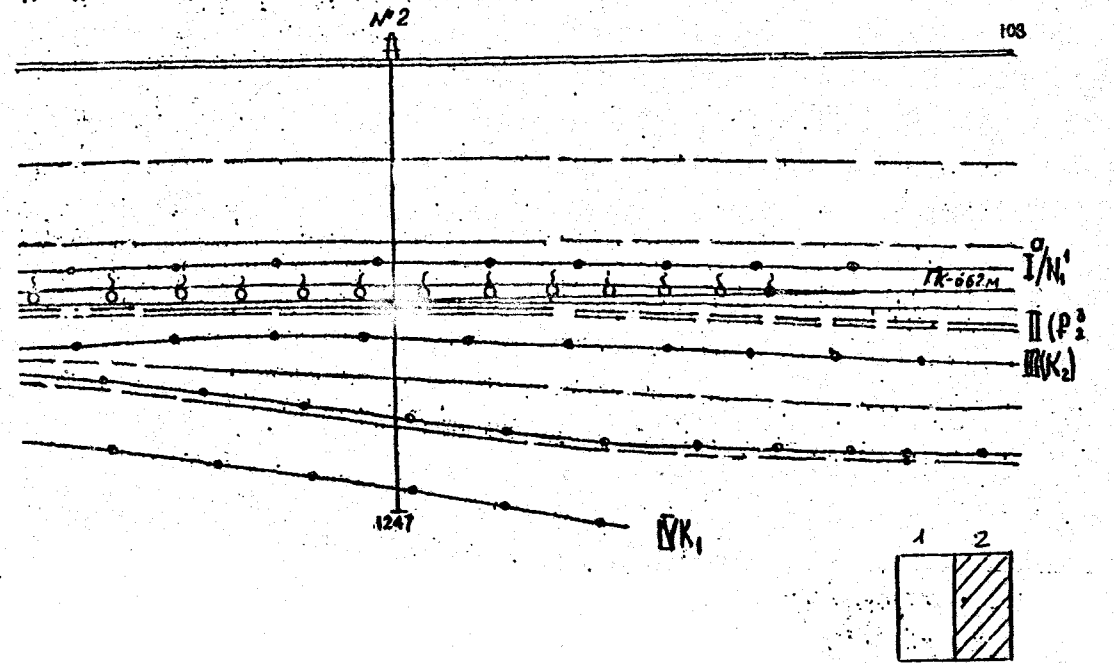


Рис. 2.1.10. / продолжение /

Рис.2.1.1. Нефтегазогеологическое районирование площади Азовского и северо-западной части Черного моря с прилегающей сушей /20/: 1 - границы основных структурных элементов осадочного чехла. Контуры нефтегазоносных: 2 - провинций, 3 - областей, 4 - районов, 5 - зон. Месторождения: 6 - нефтяные, 7 - газовые и газоконденсатные.

I. Причерноморско-Крымская газонефтеносная область: А - Предобруджинский нефтегазоносный район с Саратовской (А<sub>1</sub>) зоной нефтегазонакопления; Б - Каркинитско-Северо-Крымский газонефтеносный район с Джанкойско-Штормовой (Б<sub>1</sub>) и Голицынской (Б<sub>2</sub>) зонами газонефтеносности; В - Таврийский газоносный район; Г - Евпаторийско-Краевой перспективный район.

II. Азовско-Ейская газоносная область: Д - Центрально-Азовский газоносный район; Е - Северо-Азовский перспективный район.

III. Индоло-Кубанская нефтегазоносная область: Ж - Керченско-Таманский нефтегазоносный район с Мошкаревской (Ж<sub>1</sub>) и Семеновско-Благовещенской (Ж<sub>2</sub>) зонами нефтегазонакопления; З - Ахтырский нефтегазоносный район; И - Южно-Сивашско-Тимашевский газоносный район.

Арабскими цифрами показаны месторождения:

1-Саратское, 2-Восточно-Саратское; 3-Одесское, 4-Голицынское, 5-Южно-Голицынское, 6-Шмидтовское, 7-Штормовое, 8-Крымское, 9-Архангельское, 10-Оленевское, 11-Черноморское, 12-Западно-Октябрьское, 13-Октябрьское, 14-Карлавакское, 15-Краснополянское, 16-Глебовское, 17-Кировское, 18-Задорненское, 19-Межводненское, 20-Серебрянское, 21-Татьяновское, 22-Джанкойское, 23-Приазовское, 24-Стрелковое, 25-Морское-1, 26-Сигнальное, 27-Западно-Бейсугское, 28-Бейсугское, 29-Владиславовское, 30-Мошкаревское, 31-Фонтановское, 32-Южно-Сивашское, 33-Семеновское (Белокаменное), 34-Акташское (Мысовое), 35-Войковское (Малобабчикское), 36-Борзовское, 37-Северо-Керченское, 38-Приозерное, 39-Благовещенское, 40-Старо-Титаровское, 41-Уташское, 42-Джигинское, 43-Курганское, 44-Западно-Анастасьевское, 45-Анастасьевско-Троицкое, 46-Адагумское, 47-Кеслеровское, 48-Кудако-Киевское, 49-Куколовское, 50-Славянское, 51-Фрунзенское, 52-Гривненское, 53-Красноармейское.

Рис.2.1.2. Карта размещения парселей (участков) в акватории Азовского моря с позиций разломно-блоковой тектоники по В.П.Клочко и др. /1995/ (2 листа):

1 - границы тектонических элементов; 2 - месторождения УВ: (а) нефтяные, б) нефтегазовые, в) газовые); 3 - зоны перспективные на поиски УВ; 4 - парсели (участки для постановки геологораз-

ведочных работ, для переинтерпретации геолого-геофизических работ, заслуживающих лицензий и инвестиций с позиций разломно-блоковой тектоники и ранжирования по перспективности территорий акватории Азовского моря); 5 - тектонические нарушения (в том числе и в условном знаке 1); 6-9 - ранжирование по перспективности; 10 - условная граница экономических зон Украины и России. ЮУМ - Южно-Украинская моноклираль ВЕП (Восточно-Европейской платформы); САП - Северо-Азовский прогиб; АВ - Азовский вал; ИКП - Индоло-Кубанский прогиб.

ПАРСЕЛИ:

ЮУМ - I - Мелитопольский парсель (4 ранг по перспективности),  
 ЮУМ - II - Приазовский (3 ранг),  
 ЮУМ - III - Бердянский (4 ранг),  
 ЮУМ - IV - Мариупольский (3 ранг),  
 САП - I - Чингульский (2 ранг),  
 САП - II - Южно-Бердянский (I ранг),  
 САП - III - Южно-Мариупольский (3 ранг),  
 АВ - I - Стрелковый (2 ранг),  
 АВ - II - Морской (I ранг),  
 АВ - III - Западно-Бейсугский (3 ранг),  
 ИКП - I - Арабатский (4 ранг),  
 ИКП - II - Северо-Керченский (I ранг),  
 ИКП - III - Прибрежный (I ранг).

С позиций разломно-блоковой тектоники возможно объединение отдельных парселей по тектоническим элементам в более крупные (кружки закрашены):

А. Приазовско-Арабатский включает (ЮУМ-II)+(САП-I)+(АВ-I)+(ИКП-I);  
 Б. Бердянско-Северо-Керченский: (ЮУМ-III)+(САП-II)+(АВ-II)+(ИКП-II);  
 В. Мариупольско-Таманский: (ЮУМ-IV)+(САП-III)+(АВ-III)+(ИКП-III).

Рейтинг А: 9 из 20, Б: 16 из 20, В: 11 из 20 (I ранг - 5 очков, 2-3, 3-2, 4-1).

Месторождения: Стрелковое (1), Приазовское (2), Обручева (3), Северо-Керченское (4), Октябрьское (5), Морское-1 (6), Небольшое (7), Сигнальное (8), Неизвестное (9), Западно-Бейсугское (10), Бейсугское (11), Прибрежное (12), Фрунзенское (13), Каневское (14), Челбасское (15), Крыловское (16), Староминское (17), Азовское (18), Обуховское (19), Синявское (20), Тузловское (21).

Рис.2.1.3. Нефтегазоносный потенциал акватории Азовского моря. Составили: В.П.Клочко, Г.Л.Трофименко, С.П.Пустовойт, Г.К.Бондарчук, П.Н.Мельничук, В.С.Токовенко, И.И.Чебаненко, П.Ф.Шпак и др. Использованы материалы Госкомгеологии, Госкомнефтегаза Украины, Роскомнедра. М 1:500 000. 1995г.:

1 - граница Восточно-Европейской платформы (ВВП) и Скифской плиты (СП) по поверхности Мохо (ГСЗ); 2 граница ВВП и СП по поверхности докембрийского кристаллического фундамента (ГСЗ); 3 - граница ВВП и СП по геолого-геофизическим данным и глубокому бурению (по авторам); 4 - граница СП и мегантиклинория Горного Крыма; 5 - зоны разломов по поверхности Мохо (ГСЗ); 6 - сверхглубокие разломы по ГСЗ (а), линейные и кольцевые разломы (дешифрирование снимков) (б); 7 - региональные разломы по геолого-геофизическим материалам; 8 - граница геоструктурных элементов; 9 - месторождения (номера в кружках): а) - нефтяные, б) - нефтегазовые, в) - газовые; 10 - структуры, подготовленные к глубокому бурению; 11 - другие структуры (выявленные); 12 - зоны наиболее перспективные на поиски нефти и газа в породах осадочного чехла и фундамента с позиций разломно-блоковой тектоники; 13 - условная граница разделения экономических зон Украины и России.

Локальные структуры, залегающие под дном Азовского моря\*: Александровская (14), Б-52 (75), Барьерная-1 (23), Барьерная-2 (24), Барьерная-3 (25), Безымянная-2 (56), Безымянная-3 (58), Безымянная-4 (59), Бейсугское (82) месторождение, Белосарайская (27), Береговая (119), Блоковая-1 (21), Блоковая-2 (22), Блоковая-3 (20), Бортовая-1 (38), Бортовая-2 (45), Весенняя (19), Восточно-Бирючья (4), Восточно-Железинская (71), Восточно-Геленджикская (117), Восточно-Казантипская (101), Восточно-Матросская (33), Восточно-Стрелковая (37), Восточно-Ударная (32), Геленджикская (118) Геологическая-1 (85), Геологическая-2 (86), Геологическая-3 (87), Геологическая-4 (88), Геологическая-5 (89), Геологическая-6 (90), Геофизическая (52), Донная (72), Железинская (69), Западно-Бейсугское (80) месторождение, Западно-Бирючья (2), Западно-Железинская (63), Западно-Майкопская (78), Западно-Прибрежная-1 (109), Западно-Прибрежная-2 (107), Западно-Прибрежная-3 (108), Звездная (67), Китеньская (97), Зюйдовая-1 (94), Зюйдовая-2 (95), Зюйдовая-3 (96), Кефаль (16), Комсомольская (105), Крабовая (92), Краевая (70), Лиманская (1), Лунная (84), Майкопская (79), Малая (9), Матросская (34), Мирная (91), Молодежная (31), Морская (54), Морское (55) месторождение, Мысовая (98), Мысовая - 1 (99), Мысовая-2 (100), Надежда (36), Небольшое (65) месторождение, Неизвестное месторождение (77), Низовая (18), Обиточная-2 (15), Обиточная-1 (8), Обручевское месторождение (46), Обручева - 2 (47), Обручева-3 (48), Октябрь-

\* К экономической зоне Украины отнесены структуры: 1-35, 37-42, 44-62, 83-84, 97-106, т.е. всего 72.

ская (60), Октябрьское (61) месторождение, Олимпийская (29), Прибрежное (120) месторождение, Приморская (12), Приразломная (7), Приразломная-2 (76), Промежуточная (73), Северная (17), Северо-Бирючья (5), Северо-Булганакская (102), Северо-Геологическая (43), Северо-Железинская (68), Северо-Казантипская (83), Северо-Керченское (103) месторождение, Северо-Октябрьская (62), Северо-Олимпийская (30), Северо-Электроразведочная (49), Сейсморазведочная (104), Серебрянская (74), Сигнальное (64) месторождение, Солнечная (106), Степанковская (11), Стрелковое (37-а) месторождение, Угловая (51), Ударная (28), Февральская (66), Федотова (6), Фигурная (93), Фрунзенская (10), Центральная (13), Центральная-1 (57), Центральная-2 (39), Электроразведочная (50), Южная (40), Южная-1 (41), Южная-2 (42), Южно-Бейсугская (81), Южно-Бердянская (26), Южно-Бирючья-1 (3), Южно-Бирючья-2 (44), Южно-Матросская (35), Южно-Прибрежная-1\* (112), Южно-Прибрежная - 4 (116), Южно-Прибрежная-6 (110), Южно-Прибрежная-7 (111), Якорная (53), Капитанская (121), Приазовское месторождение (122) (на суше).

Зоны, наиболее перспективные на поиски нефти и газа в породах осадочного чехла и фундамента с позиций разломно-блоковой тектоники:

19-Стрелковая, 20-Западно-Бирючинская, 21-Обиточная, 22-Обручевская, 23-Акташская, 24-Морская, 25-Октябрьская, 26-Северо-Керченская, 29-Приразломная, 30-Западно-Бейсугская, 31-Бейсугская, 32-Прибрежная, 33-Приазовская, 34-Ударная, 35-Бортовая.

Месторождения УВ: 13 - в разработке, 14 - открытые, 15 - газовые фонтаны, 16 - структуры, подготовленные к бурению (Центральная - 2, Обиточные - 1, 2, Южно-Бердянская, Западно-Бирючья, Северо-Бирючья, Восточно-Бирючья, Восточно-Казантипская, Северо-Булганакская, Олимпийская, Ударная, Матросская, Северо-Геологическая, Северо-Казантипская, Белосарайская, Приразломная; Сейсморазведочная и Электроразведочная были в бурении).

Рис.2.1.4. Фрагмент карты перспектив нефтегазоносности Северного Приазовья (по Ф.И.Загоруйко /1985/ с дополнениями В.П.Ключко и др. /1981/):

1 - изогипсы подошвы тортонских отложений; 2 - изогипсы кровли сарматских отложений; 3 - предполагаемая граница замещения песчано-глинистых отложений песчаными на севере и глинистыми на юге; 4 - абсолютные отметки кровли сарматских отложений; 5 - поисковые скважины; 6 - глубинные региональные разломы; 7 - контур Приазовского газового месторождения; 8 - контуры геоморфологических поднятий; 9 - рекомендуемые скважины (Ф.И.Загоруйко и др. /1981/):

\* 2 (113), 3 (114), 5 (115)



руйко); 10 - рекомендуемые скважины (В.П.Клочко и др. /1981/.

Рис.2.1.5. Структурная карта Приазовского газового месторождения по кровле продуктивного горизонта С-I в отложениях нижнего сармата и геологический разрез по линии I-I по В.М.Костиву /1983/.

Рис.2.1.6. Синявское месторождение. Геологический разрез продуктивной части месторождения по Д.А.Федорову /1965/:

1 - глины; 2 - алевритистые глины; 3 - алевролиты глинистые; 4 - песчаные алевролиты; песчаники, алевролиты; 5 - мергели; 6 - газовой контакт.

Рис.2.1.7. Структурная карта поверхности кристаллического фундамента Азовского газового месторождения (Ростовский выступ УЩ) по М.Г.Машенской /1980/ (2 листа):

1-изогипсы поверхности коры выветривания кристаллического фундамента; 2 - структурно-поисковые скважины (в числителе номер, в знаменателе абсолютная отметка кровли коры выветривания); 3 - эксплуатационные скважины; 4 - газовой контакт (ГВК); 5 - проницаемые газонасыщенные породы коры выветривания фундамента и зон тектонитов в толще кристаллических докембрийских образований; 6 - промышленные притоки газа (а) из кристаллических пород фундамента (в основном из коры выветривания его); 7 - линия профиля; 8 - нефтепроявления (н/п); 9 - притоки пластовых вод; 10 - притоки пластовых вод с газом.

Рис.2.1.8. Корреляционный геолого-геофизический профиль через скважины № 57,56,63 ... 405-Азовского газового месторождения Ростовского выступа УЩ по Л.Н.Попову /1980/.

Рис. 2.1.9. Структурная карта газового месторождения Морское-I по кровле отложений нижнего майкопа и геологический разрез по линии I-I по А.Я.Дергачевой.

Рис.2.1.10. Газовое месторождение Морское-I. Составили Николаева Е.А., Марьшева Е.И. и др. (2листа):

1-изогипсы кровли продуктивной пачки майкопских отложений; 2 - газовой контакт; 3 - контур газовой залежи; 4 - условные отражающие горизонты по данным морской сейсмопартии 4/76.

играют майкопские отложения и коллекторами являются пласты песчаников и алевролитов, иногда песчано-алевролитовые глины (Табл.1,2). Преобладающий тип залежей - пластовые сводовые, реже литологически ограниченные /Сигнальная, Западно-Бейсугская площади/. Нижнемеловая залежь Бейсугского месторождения приурочена к ловушкам комбинированного типа. Отсутствует оценка фильтрационно-емкостных свойств пород фундамента.

Северо-Азовский перспективный район /Е/.

В его пределах опосредована только одна структура - Обручева\*. В процессе бурения скв. 2-Обручева при вскрытии майкопских отложений получен приток газа, но получить продуктивную характеристику не удалось по техническим причинам. По аналогии с соседними площадями, перспективы газоносности связываются с чегеновыми и палеогеновыми, а, в меньшей мере, и с меловыми отложениями. Не выяснен вопрос о фильтрационно-емкостных свойствах фундамента. Сейсморазведочными работами здесь закартировано 8 узких ассиметричных приразломных складок, слабо выраженных в майкопском структурном этаже и резче - в толще древних пород. В северной полосе прогиба ожидается выклинивание песчано-алевролитовых коллекторов в олигоцен-неогеновой части разреза.

Таким образом, в Северо-Азовском районе перспективы поисков залежей нефти и газа связываются с антиклинальными, тектоническими и литологически экранированными ловушками.

И н д о л о - К у б а н с к а я нефтегазоносная область/Ш/. В пределах украинской части этой области прослежены частично Керченско-Таманский /Ж/, а также Южно-Сивашско-Тимашевский газоносный /И/ районы.\*\* (Табл.1,2).

Первый из них охватывает восточное погружение мегантиклинория Горного Крыма, западную часть южного борта Индоло-Кубанского прогиба и Керченско-Таманский межпериклиналиный прогиб. Здесь открыто 10 нефтяных и 3 газовых и газоконденсатных месторождений. Все они относятся к категории мелких и приурочены к неогеновым и олигоценным отложениям. На Фонтановской площади выявлена также залежь в эоценовой части разреза. Граница интенсивных нефтегазопроявлений опускается вплоть до нижнемелового комплекса включительно. В районе закартировано большое количество перспективных структур. Наряду с локальными поднятиями в толщах неогеновых, палеогеновых и меловых пород широко развиты литологически, стратиграфически, тектонически-экранированные и комбинированные ловушки. В связи с этим открыты здесь залежи нефти и газа характеризуются значительным разнообразием типов без видимого преобладания какого-либо из них.

К е р ч е н с к о - Т а м а н с к и й нефтегазоносный район /К/ подразделяется на Мошкаревскую /Ж<sub>1</sub>/ и Семеновско-Благовещенскую /Ж<sub>2</sub>/ зоны. В тектоническом отношении первая из них представляет собой восточное погружение мегантиклинория Горного

\* Структура в пределах двух районов: Северо-Азовского и Центрально-Азовского

\*\* С востока в этой области выделен Ахтырский нефтегазоносный район.

Газовые и газоконденсатные месторождения  
Азовского моря /выписка/

таблица I

Назв. Характеристика	Стрелковое			Морское-I	Северо-Керченское			
	1973	1963	1963	1977	1976			
Год открыт.	1973	1963	1963	1977	1976			
Продуктивн. горизонт	M-IV	M-U	M-UI		I	II	III	IV
Возраст	палеоген			палеоген	неоген			
Глубина залегания м	434-443;	475; 500;	530-550;	630-690	II 150-1370			
Компонентный состав /% объемные/								
CH <sub>4</sub>	96,51; 96,55; 98,2;			98,44	95,54			
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0,04; 0,03			0,11	2,02			
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,02				0,83			
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>					0,18			
C <sub>5</sub> +выш.								
H <sub>2</sub>								
CO <sub>2</sub>	0,17;	0,1;	0,29	0,29	0,55			
Примеч.	Центрально-Азов. газоносн. р-н			Центрально-Азовский газоносн. р-н	Керченско-Таманский нефтегазоносный р-н			

Крыма. Здесь доказана промышленная нефтегазоносность майкопских и эоценовых отложений. Перспективными являются образования палеоценового, поздне- и раннемелового, а также позднеюрского возраста. Об этом свидетельствует и многочисленные нефтегазопроявления, связанные с палеоценовой, верхнемеловой и нижнемеловой частями разреза /Краснопольская, Куйбышевская, Вулкановская, Северо-Вулкановская, Селезневская, Марьевская и Западно-Фонтановская площади/. Выявленные залежи нефти и газа приурочены к литологически экранированным /Владиславовское и Мошкаревское нефтяные месторождения/ и к комбинированной /Фонтановское газоконденсатное месторождение/ ловушкам. Именно они, наряду с тектонически-экранированными, играют ведущую роль в описываемой /Мошкаревской/ зоне нефтегазоаккумуляции. В верхнеюрско-берриаской части разреза прогнозируется и отчасти установлено развитие

рифогенных тел.

К Семеновско-Благовещенской зоне нефтегазоаккумуляции относятся западная часть южного борта Индоло-Кубанского прогиба и Керченско-Таманский межпереклиальный прогиб, где доказана промышленная нефтегазоносность неогенового /Семеновское, Акташское, Войковское, Приозерное, Благовещенское, Старотитаровское, Уташское нефтяные, Прибрежное-газонефтяное, Борзовское-газоконденсатное и Северо-Керченское газовое месторождения/ и майкопского /Южно-Сивашское газовое месторождение, Слюсаревская площадь/ комплексов. Притоки газа получены из палеоценовых и верхнемеловых пород /Алексеевская, Фонтановская площади/. Основные перспективы зоны в пределах суши связаны с палеоценовыми, частично верхнемеловыми, а в прибрежной части - с неогеновыми и палеоценовыми отложениями. Толщи более древних, высокоперспективных пород залегают здесь на глубинах 5-9 км. В палеоцен-среднемиоценовом и майкопском этажах выявлены поднятия, связанные с процессами диапиризма. Для большинства складок характерно блоковое строение, что способствует образованию тектонически-экранированных ловушек.

Южно-Сивашско-Тимашевский /И/ газоносный район в тектоническом отношении представляет собой северный борт Индоло-Кубанского прогиба, характеризующийся слабой дислоцированностью осадочного чехла. Выявленные на востоке газовые месторождения /Славянское, Фрунзенское/ связаны с малоамплитудными безкорневыми складками в толще пород мезозоя. Залежи пластовые сводовые. Заслуживают внимания, наметенные по геолого-геофизическим данным, зоны выклинивания песчано-алевритовых пород в нижне- и среднемайкопской части разреза. Структурные планы домайкопских отложений изучены слабо, даже в пределах суши. В Западном Предкавказье по данным сейсморазведки намечен целый ряд приразломных поднятий. Перспективы Южно-Сивашско-Тимашевского района связываются с ловушками антиклинального, литологически и тектонически-экранированного типов.

Ниже приводится характеристика нефтегазоносных и перспективных комплексов пород по отдельным тектоническим элементам (см. рис.2.1.1.). В Северо-Азовском прогибе прогнозируемые залежи будут иметь сводовые залежи по I-2 пласта. Месторождения здесь будут связаны с неокон-нижнеальбской толщей песчаников, мощностью до первых десятков метров, с подстилающей трещиннокоровой зоной докембрийского фундамента и зонами тектонитов в нем и промежуточной толщей пермо-триас-нижнеюрского возраста /типа Азовского, Куцевского, Новомихайловского месторождений/.

## ВЫПИСКА ИЗ КАДАСТРА МЕСТОРОЖДЕНИЙ АЗОВО-ЧЕРНОМОРСКОГО

Таблица 2

№ месторождений	Названия	Возраст коллектора	Структурно-тектоническая зона	Формационная принадлежность колл.	Флюид; глубина зал. прод. гориз., м
1.	Стрелковое	майкопский	Северо-Азов. прогиб, зал. переклиналъ	Битуминозно-глинистая	Газ, 420-540
2.	Морское-I	майкопский	Азовский вал	то-же	газ, 650-680
3.	Приазовское сарматский		Южно-Украинская моно-клиналъ	песчано-глинистая	газ, 80-140

Прогнозируются также сводовые, многопластовые залежи, связанные с развитием дельтовых алевро-песчаников эоценового горизонта /типа Синявского/, сводовые, многопластовые месторождения, связанные с развитием песков и алевролитов в среднем майкопе /типа Стрелкового/. Приразломные антиклинальные структуры с оборванными северными крыльями. В восточной части прогиба установлены поднятия сквозного типа: Олимпийское, Белосарайское и др. Складки повторяют рельеф докембрийского фундамента, имеющего обратно-ступенчатое строение.

Азовский вал с севера ограничен Главным Азовским разломом. Шарнир вала наиболее приподнят в западной части на поднятии Обручева, где основание залегает на глубине 500 м. Мощность триас-юрского комплекса до 3000 - 4000 м. Восточная часть Азовского вала сочленяется с Каневским валом. Структуры Азовского вала группируются в две тектонические линии: северную /Обручева, Морское, Небольшое, Краснодарская, Неизвестное, Западно-Бейсугское/ и южную /Электроразведочная, Центральная, Безымянная, Сигнальное/.

Здесь открыты месторождения: Бейсугское /глубина залегания продуктивных горизонтов в эоцене на 1100-1350 м /, Стрелковое /в майкопе на 436-600 м /, Морское - I месторождение газа /в майкопе, 610-675 м /. Газ получен из майкопа на поднятиях: Небольшом, Сигнальном, Неизвестном. Прогнозируются газовые и газоконденсатные залежи массивного типа, связанные с трещинными и трещинно-кавернозными карбонатными породами пермо-триаса /промышленная нефтегазоносность установлена в Восточном Предкавказье/.

Основные параметры флюида, фракционный, химический состав	Основные параметры коллектора. Оценка извлекаемых запасов	Состояние месторождений. Техно-экономическая оценка
1. CH <sub>4</sub> -97,71% C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> +тяжел.УВ-0,09% N <sub>2</sub> -1,85% CO <sub>2</sub> -0,35%	Газонасыщенная толщина 18,7 м. Пористость - 29-32%. Газ: C <sub>1</sub> -3065 млн. м <sup>3</sup> C <sub>2</sub> -1016 млн. м <sup>3</sup>	Разрабатывается с 1976 г. На I.У.85г. сум. добыча 911,77 млн. м <sup>3</sup> . Фонд действующих скважин - 13
2. CH <sub>4</sub> -98,39% C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> + тяжел.УВ-нет N <sub>2</sub> - 1,31% CO <sub>2</sub> - 0,30%	Газонасыщенная толщина - 5,2 м. Пористость-29%. Газ: C <sub>1</sub> -540 млн. м <sup>3</sup> C <sub>2</sub> -3150 млн. м <sup>3</sup>	не разрабатывалось.
3. CH <sub>4</sub> -97,4% N <sub>2</sub> - 2,5% CO <sub>2</sub> - 0,1%	Газонасыщ. толщина - 6,6 м Пористость - 28,5% Газ: C <sub>1</sub> - 2587 млн. м <sup>3</sup>	Разведка и эксплуат. бурение начато в 1936г. Экспл. продолжалась до 1948г. Добыча не учитывалась. Эксплуат., как нерентабельного, не возобновлялась.

В депрессионных зонах вала или поднадвигах возможны сводовые многопластовые залежи, приуроченные к песчаникам готерива-альба и трещинной зоне коры выветривания промежуточного комплекса /типа Староминского, Каневско-Лебяжинского месторождений/. Сводовые с 3-4 пластами, связанные с развитием песчаных образований в эоцене и майкопе, прогнозируются на валу /Бейсугский тип/.

Тимашевская ступень - продолжение южного крыла Азовского вала. Фундамент на глубинах 1,5-6,0 км, где на юге она разорвана Новотитаровским разломом. На юго-востоке акватории выделен Ачуевский вал /по фундаменту и отложениям эоцена/. В отложениях складчатого основания в пределах Ачуевского вала прослежена система субширотных разломов и сопряженных с ними антиклинальных складок погребенного типа: Капитанская, Теоретическая, Изломная, Штурманская, Ачуевская и др. Северные крылья оборваны разломами. Это перспективные поднятия по отложениям мезо-кайнозой. Сюда можно добавить и верхний мел с трещинными, порово-кавернозными коллекторами., рифогенными телами. Нефтегазоносность верхнего мела установлена на Керченском полуострове на Фонтановской структуре /трещинные карбонаты на глубине 3820 - 3899 м /.

В Индоло-Кубанском прогибе антиклинальные складки имеют

субширотное и северо-восточное направления и имеют зачастую крутые крылья и диапировые ядра. Брахиантиклинали навешенного типа установлены в центральной части прогиба /например, Прибрежное, площадью 400 км<sup>2</sup>/.

В Индоло-Кубанском прогибе выделяются следующие нефтегазоносные и перспективные комплексы А.Т.Богаец и др./1986/:

- верхнеюрско-берриасский /Крым, Керченский п-в/ представлен карбонатными, в том числе рифовыми, глинисто-карбонатными, реже глинистыми, местами терригенными отложениями. Покрышками являются глинистые отложения позднебаррем-альбского возраста.

- нижнемеловой комплекс сложен в основном глинистыми и терригенными породами /внизу-известняками/. Терригенные образования приурочены к неокон-аптской части. Песчаники мелко-, средне- и разнозернистые, иногда с гравийно-галечной примесью, прослоями, переходящие в гравелиты и конгломераты. Открытая пористость 0,85-12,7%, межзерновая проницаемость  $2,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Покрышки - глинистые породы альба.

- верхний мел-палеоценовый комплекс сложен мергелями, известняками с прослоями аргиллитов, алевролитов, песчаников. В верхней части разреза аргиллитов больше. Основной коллектор - трещиноватые известняки. Они приурочены к нижней, турон-коньякской части комплекса. Местами коллекторы сильно трещиноватые, есть брекчированные мергели. Открытая пористость 3,0-21,5%, межзерновая проницаемость  $0,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  /Керченский п-в/. Установлены открытые трещины. Подчиненную роль играют поровые коллекторы - прослой песчаников и алевролитов /пористость до 20%/.

- эоценовый комплекс, преимущественно мергельно-глинистые отложения. Коллекторами являются трещиноватые мергели и прослой песчаников и алевролитов. Открытая пористость 4,37-17,5%, межзерновая проницаемость до  $0,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Газ с конденсатом получен на Фонтановской площади.

- майкопский комплекс сложен глинами с подчиненными прослоями песчано-алевритовых пород. Это мощная экранирующая толща. Песчаники и алевролиты в основании серии /базальные/ слои.

Меловые и эоценовые отложения погружены здесь на глубины более 6 км. Перспективны здесь верхне- и среднемайкопские отложения, караган-чокракские, верхне- и среднесарматские и меотические. Выделены поднятия с признаками глиняного диапиризма: Мысовое, Северо- и Восточно-Казантипское, Северо-Булганакское, Сейморазведочное, Комсомольское, Солнечное, Геленджикское. По среднему миоцену подготовлено и открыто Прибрежное месторождение.

В восточной акватории и смежной суше выявлены несколько аномальных зон, объясняемых как литофациальные неоднородности разреза миоцена в виде русловых и дельтовых отложений ископаемых погребенных речных систем. Возможно, это биогермные тела среди слоистых карбонатных и глинистых отложений сармата и меотиса. Залежи газа на суше установлены в этих отложениях на Гривенском, Славянском, Фрунзенском поднятиях и Сигнальном, Западно-Бейсугском в акватории. Наибольшая по площади /100 км<sup>2</sup>/ и контрастности АТЗ (аномалия типа залежь) Октябрьская складка. Перспективы связывают со среднемиоценовыми и плиоценовыми отложениями. Открыты на суше месторождения: Адагум, Ахтырско-Бугундырское, Анастаевско-Троицкое, Славянское и др. Притоки нефти и газоконденсата в караган-чокракских отложениях установлены на Мысовом, Малобабчикском и др. поднятиях.

По А.Т.Богайцу, Г.К.Бондарчуку, П.Ф.Шпаку и др. /1986/ в осадочном чехле юга Украины и ее акваторий выделено 8 нефтегазоносных и перспективных комплексов: силурийско-каменноугольный, пермско-триасовый, нижнемеловой, верхний мел-палеоценовый, эоценовый, майкопский и среднемиоценово-плиоценовый.

В Каркинитско-Северо-Крымском прогибе и Южно-Украинской моноклинали по этим авторам выделяются нижнемеловой, верхний мел-палеоценовый и майкопский нефтегазоносные комплексы.

Нижнемеловой нефтегазоносный комплекс - это преимущественно терригенно - глинистые отложения, которые содержат несколько пачек пород-коллекторов, сложенных песчаниками, алевролитами, туфами и туффитами. Наиболее распространены терригенные породы, залегающие в основании разреза /базальная толща/ неокон-раннеаптского возраста. В Северном Причерноморье, Присивашье базальные слои омолаживаются вплоть до средне- и даже позднеальбского возраста. Менее распространены песчаники и алевролиты, приуроченные к нижней части верхнеальбского подъяруса. В разрезе альбских отложений прослеживается несколько пачек терригенных и вулканокластических пород зонального и локального распространения.

Поровые коллекторы нижнего мела распространены в прилегающих к суше районах Черного и Азовского морей, залегая на глубинах до 2,5-3,0 км. Песчаники разнозернистые, алевролиты песчаные. Цемент глинистый, каолиновый, глинисто-кремнистый, реже кремнистый, карбонатный, порового, контактово-порового, порово-базального и базального типов. Открытая пористость 1,0-29,1 /14-20%/ проницаемость  $0,01 \cdot 10^{-15}$  до  $1006,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Коллекторы нижнего мела представлены мелко- и среднезернистыми песчаниками, слабосцементированными крупночешуйчатым каолинитом.

Терригенные и вулканокластические породы альбского возраста представляют собой коллекторы порово- и трещинно-порового типов.

Верхний мел-палеоценовый комплекс преимущественно карбонатный и глинисто-карбонатный. Коллекторы трещинно-порового и каверново-трещинно-порового типа, за исключением глинистых разностей /покрышек/. Но среди известняков верхнего мела есть трещиноватые разности. На Южно-Украинской моноклинали 70% испытанных объектов "сухие", или дали незначительные притоки флюидов /воды до  $1\text{ м}^3$  и газа -  $1-2\text{ тыс. м}^3$  /сут/, что свидетельствует о развитии проницаемых неколлекторов /ложных покрышек/. В карбонатных породах верхнего мела коллекторы в сеномане и турон-сантоне характеризуются повышенной трещиноватостью. В кампане и маастрихте коллекторы встречаются реже. Здесь известняки менее трещиноватые.

Породы-коллекторы в палеоцене приурочены к нижнему палеоцену. Это карбонатные, реже песчано-алевритовые отложения. Пористость 5,6-35,8%, проницаемость  $0,1-1005 \cdot 10^{-15}\text{ м}^2$  /Равнинный Крым, Присивашье/. В других районах-карбонатные коллекторы трещинно-порового типа. Повышенными параметрами характеризуются органогенно-детритовые и органогенно-пелитоморфные известняки /Геничск, Северное Причерноморье/. Открытая пористость 0,1 - 47,6% /10-20%/. Межзерновая проницаемость известняков низкая  $1 \cdot 10^{-15}\text{ м}^2$ . За счет открытых трещин проницаемость увеличивается до  $2180 \cdot 10^{-15}\text{ м}^2$ . Трещинно-поровые коллекторы нижнего палеоцена имеют покрышку из нижнеэоценовых глин /20-150 м/.

Майкопский нефтегазоносный комплекс в пределах Каркинитско-Северо-Крымского прогиба и Южно-Украинской моноклинали сложен преимущественно глинами, обладающими свойствами покрышек. Пласты песчаников, алевритов группируются в пачки и приурочены к низам разреза, а также к верхнекерлеутскому горизонту среднего майкопа. Открытая пористость 11,7-39,0%, проницаемость  $8,2-3370,1 \cdot 10^{-15}\text{ м}^2$ . Наряду с песчано-алевритовыми породами коллекторами встречаются сильно алевритовые глины. Открытая пористость 4,0-35,5% проницаемость  $1,4-176,5 \cdot 10^{-15}\text{ м}^2$ .

Майкопский нефтегазоносный комплекс /А.Т.Богоев и др./1986/ в центральной полосе Азовского моря /Азовский вал/ характеризуется сокращенным разрезом /150-800м/ и развитием в нем терригенных пород. Коллекторами являются слабосцементированные алевриты и мелкозернистые песчаники с мощностью 150-200м. Пористость достигает 29-30%, отмечена высокая проницаемость. В скважине 2 - Морской из них получено  $256\text{ тыс. м}^3$  /сут. газа/.

Среднемиоценово-плиоценовый газонефтеносный комплекс. Залежи майкопа, среднемиоценово-плиоценовых отложений на акватории Азовского моря в пределах Индоло-Кубанского прогиба приурочены к ловушкам антиклинального типа и, частично, к неантиклинальным структурам. Коллекторами здесь являются органогенно-детритовые известняки, мергели, реже тонкие прослои песчаников и алевритов, среди преобладающих в комплексе глин. Практический интерес в чокрак-караганской части комплекса. Основная роль принадлежит органогенно-детритовым известнякам и мергелям пористостью 6,1-37,7% и проницаемостью  $0,05-492 \cdot 10^{-15}\text{ м}^2$ . Наилучшие коллекторы - проницаемые кавернозные разности органогенно-детритовых известняков. Покрышками служат пачки глин, перемежающиеся с пластами-коллекторами, а также нижнесарматские глины /региональный нефтегазоупор/.

#### 2.1.1. Проблема нефтегазоносности докембрийского нефтегазоносного комплекса.

Объективная информация о нефтегазоносности докембрийского кристаллического этажа на всей территории Северного борта ДДВ /95 тыс. кв.м / показала, что самостоятельными объектами являются, помимо продуктивных горизонтов в среднем и нижнем карбоне, площадные / и линейные / коры выветривания кристаллических пород фундамента и зоны тектонитов в толще фундамента /зоны разуплотнений/ на различных глубинах от поверхности фундамента (Рис.2.1.1.1. и 2.1.1.2).

За последние годы на Северном борту ДДВ получены промышленные притоки нефти и газа на следующих поднятиях: Хухринском, Чернетчинском, Снежном \*, Огульцовском /Нарыжнянском/, Мерчиковском, Юльевском, Добропольском, Золочевском, Каравановском, Кияновском, Западно-Скворцовском, Скворцовском, Белозерском, Платовском, Безлюдовском, Коробочкинском, Максальском, Макеевском, Крымском, Львовском, Островерховском, Чабановском и др., как в отложениях осадочного чехла, так и в породах кристаллического фундамента /Хухринском, Чернетчинском, Огульцовском, Юльевском, Золочевском, Добропольском, Кияновском, Скворцовском, Западно-Скворцовском, Коробочкинском /. Эти открытия получены совместными усилиями производственных и научных организаций. Обоснование перспектив нефтегазоносности Северного борта ДДВ и их реализация подробно изложены в работах И.И.Чебаненко, В.П.Клочко, Е.С.Дворникова, В.А.Краюшкина и др. Следует отметить, что интенсификация решения этой проблемы привела к нарушению

\* Газ непромышленного значения получен впервые на Северном борту из юрских отложений.

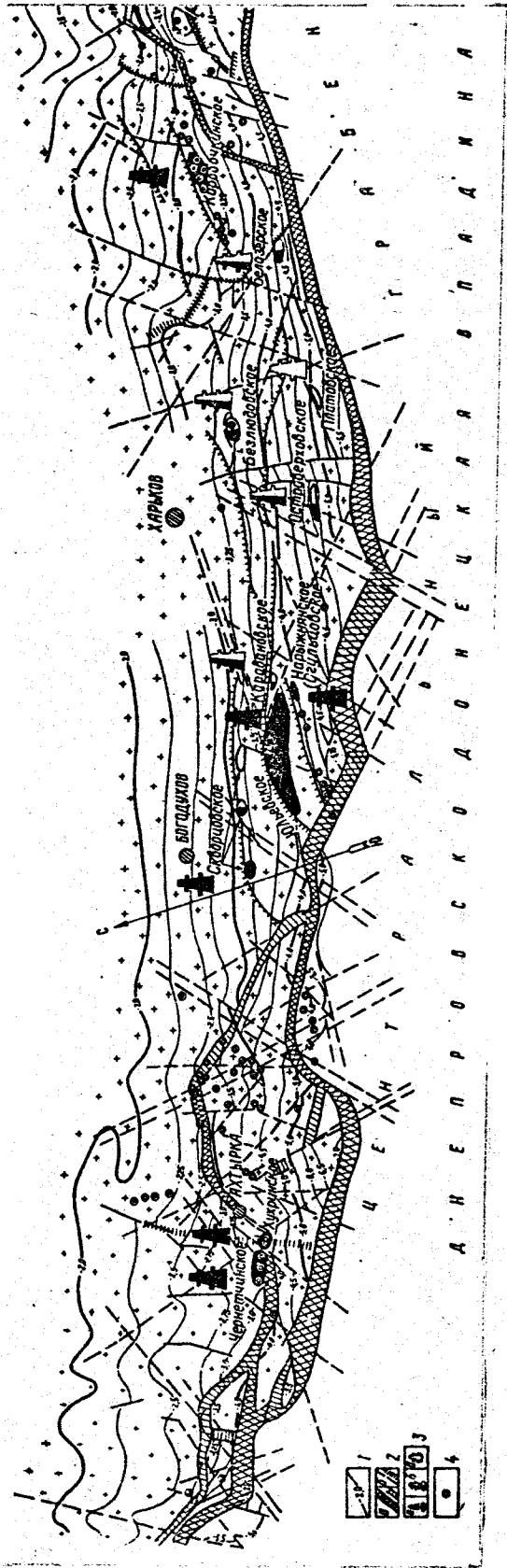


Рис. 2.1.1.1.

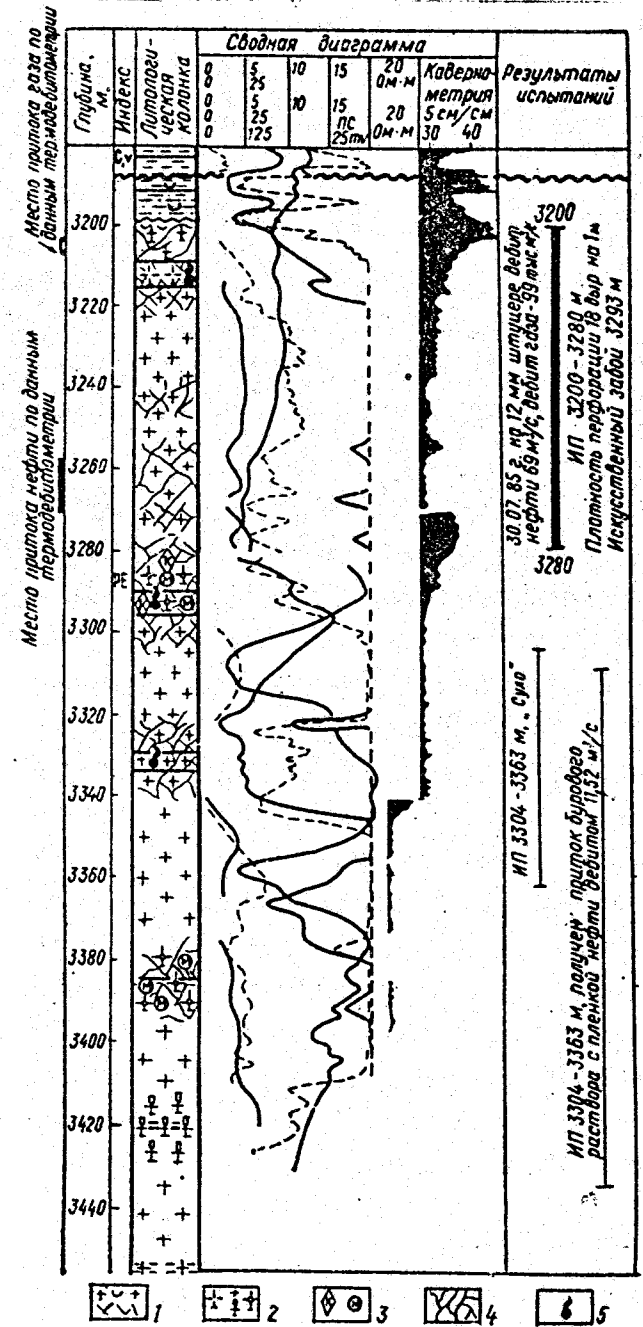


Рис. 2.1.1.2.

Рис.2.1.1.1. Схема размещения месторождений нефти и газа в структуре кристаллического фундамента и осадочного чехла на Северном борту Днепровско-Донецкой впадины по И.И.Чебаненко, В.А.Краюшкину, В.П.Клочко и др./1994/

1 - изогипсы поверхности фундамента /км/, 2 - разломы: а-Краевой глубинный и региональные, б-другие разломы и линии разломов, 3 - месторождения нефти и газа, выявленные по Комплексной программе и разработкам авторов в: а - породах кристаллического фундамента, б - осадочной толще среднего и нижнего карбона, в - осадочном чехле, 4 - пробуренные глубокие скважины.

Рис.2.1.1.2. Хухринский геологопоисковый полигон. Геологическая и промыслово-геофизическая характеристика разреза скважины Хухринская-1 по И.И.Чебаненко, В.А.Краюшкину, В.П.Клочко и др./1994/

1 - кора выветривания кристаллического фундамента, 2 - граниты, 3 - катаклаз и милонитизация, 4 - трещиноватость, 5 - нефтегазопроявления в кернах.

стадийности геологоразведочного производства. Так, по осадочному чехлу совмещены региональный и поисковый этапы работ. Полученные по ним результаты свидетельствуют, что совмещение этапности не ускоряет и не повышает эффективности открытия залежей углеводородов, особенно в слабоизученных толщах и территориях. Поэтому на Северном борту сейчас при бурении поисковых скважин целесообразнее сочетать поисковые задачи по изученному осадочному чехлу и параметрические - по слабоинформативному фундаменту. Нетрадиционные объекты поисков требуют нестандартных методик и технологий. Они нуждаются в более значительных объемах геофизических работ, бурения и испытания. В особенности это относится к неизученным породам фундамента. Региональную нефтегазоносность последних можно решить на основании солидного фактического материала. Такой огромный материал авторами был собран и критически обобщен; документально показана фактическая изученность фундамента геофизикой и глубоким бурением по 276 скважинам /по состоянию на 01.07.95г./, проведено не только расчленение вскрытой части разреза докембрийских образований, но и выполнена детальная привязка к этим разбивкам флюидонасыщенных интервалов кристаллических пород, выявленных в процессе испытания. Следует подчеркнуть, что четкой целенаправленности при изучении кристаллических пород не было. Абсолютное большинство скважин пробурено в то время, когда разрез фундамента считался бесперспективным. В связи с этим керн отбирался и изучался недостаточно. Более того, относительно рыхлая кора выветривания вообще была

вне изучения. Образцы отбирались изредка и, как правило, из плотных, массивных участков кристаллических пород. Причем поверхность таких пород и принималась за кровлю фундамента.

Сегодня основной поисковой задачей на рассматриваемой территории Северного борта ДДВ является обнаружение скоплений нефти и газа в осадочном чехле, при обязательном совместном опосредованном поисковании пород кристаллического фундамента. Важнейшим поисковым критерием, независимым от взглядов на происхождение нефти, авторы считают структурно-тектонический, который уже принес ощутимый вклад в народное хозяйство Украины и его следует придерживаться в будущем.

Докембрийский нефтегазоносный этаж нами Дворянин Е.С. и др./1994/, Клочко В.П. и др./1994/ расчленяется /сверху вниз/ на четыре зоны. Первые три зоны /глинистая, выщелачивания и дезинтеграции/ составляют кору выветривания фундамента, а нижняя охватывает невыветрелые породы и тектониты в массивах монокристаллических образований. Результаты испытания этих зон показывают, что наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами, с установленной промышленной нефтегазоносностью, обладают зоны выщелачивания и дезинтеграции коры выветривания фундамента, а также тектонитов в толще кристаллических пород. Покрышками для них служат глинистые отложения осадочного чехла, глинистая зона и, местами, верхняя часть зоны выщелачивания коры выветривания фундамента. В зонах тектонитов экранами для углеводородов служат незатронутые процессами выветривания плотные кристаллические породы.

Проблема нефтегазоносности докембрийского кристаллического этажа находится в начальной стадии изучения. Сегодня решается она совместно с поисками залежей углеводородов в осадочном чехле. Но, несмотря на это, в ранее бесперспективных кристаллических образованиях фундамента, получены промышленные притоки углеводородов на Хухринском, Чернетчинском, Юльевском, Огульцовском, Золочевском, Добропольском, Кияновском, Скворцовском, Западно-Скворцовском и Коробочкинском поднятиях. Установлена региональная нефтегазоносность коры выветривания фундамента и получены промышленные притоки углеводородов из зон тектонитов внутри кристаллических пород. Промышленная нефтегазоносность цоколя установлена до глубины 336 м от его поверхности, а нефтепроявления выявлены до глубины 760 м. Нижняя граница нефтегазоносности фундамента не установлена. Зоны трещиноватости кристаллических пород не исчезают с глубиной, а образуют "слоистость" с неизменными образованиями фундамента. Это подтверждено

скважинами на Ольевской, Скворцовской, Будновской, Радянской и многих других площадях Северного борта ДДВ.

Приводим характеристику фильтрационно-емкостных свойств коры выветривания пород фундамента и отдельных ее зон по скважинам по данным испытания на Северном борту ДДВ.

Зона дезинтеграции. Чернетчинская-2, породы фундамента с 3239 м, интервал испытания в колонне: 3244-3272 м, на 6 мм штуцере дебит нефти 96 м<sup>3</sup>/сут и 2,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа. Ольевская-3, породы фундамента с 3545 м, интервал испытания в колонне: 3552-3570 м, на 4 мм штуцере дебит газа 35,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут, конденсата 5,7 м<sup>3</sup>/сут.

Зона выщелачивания, Чернетчинская-3, породы фундамента с 3238 м, интервал испытания /колонна/ 3240-3260 м, на 3 мм штуцере дебит нефти 24 м<sup>3</sup>/сут.

При совместном испытании зон дезинтеграции и выщелачивания. Хухринская-9, породы фундамента с 3201 м, интервал испытания в колонне: 3213-3225 м, на 10,6 мм штуцере дебит нефти 242 м<sup>3</sup>/сут, газа 119,9 тыс м<sup>3</sup>/сут. Ольевская-2, породы фундамента с 3464 м, интервал испытания в колонне 3468-3486 м, на 6,2 мм штуцере дебит газа 172,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут, конденсата 7,6 м<sup>3</sup>/сут. Ольевская-14, породы фундамента с 3679 м, интервал испытания в колонне: 3685-3695 м, на 7 мм штуцере 144,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа и 12 м<sup>3</sup>/сут конденсата.

Кора выветривания кристаллических пород фундамента. Ольевская 71, породы фундамента с 3477 м, интервал испытания в колонне: 3482-3495 м, на 18,5 мм штуцере дебит газа 1017 тыс. м<sup>3</sup> /сут.

Зона тектонитов в толще кристаллических пород фундамента /ниже коры выветривания/. Ольевская-2, породы фундамента с 3464 м, интервал испытания: 3636-3735 и 3735-3800 м на 7 мм штуцере 77,0 тыс. м<sup>3</sup> /сут. газа и 13,5 м<sup>3</sup> /сут конденсата.

Зона дезинтеграции и коры выветривания совместно с зоной тектонитов. Ольевская-50, породы фундамента с 3496 м, по термометрии работает пласт 3501-3520 м, дебит газа на 16 мм штуцере 455 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Зона выщелачивания, дезинтеграции, коры выветривания совместно с зоной тектонитов. Коробочкинская-56, породы фундамента с 3135 м, при испытании в колонне интервала 3135-3151 м на 5 мм штуцере получено 20 тыс. м<sup>3</sup> /сут. газа.

Таким образом, положительное начало практического решения проблемы нефтегазоносности кристаллических пород докембрийского фундамента на Северном борту Днепровско-Донецкой впадины

при комплексном изучении ее с нефтегазоносностью чехла, позволило нам предположить, что аналогичные по своему строению некоторые районы территории Украины заслуживают также постановки геологоразведочных работ на нефть и газ. Это касается в первую очередь склонов Украинского щита и их продолжений в пределах Восточно-Европейской платформы.

Сложность в настоящее время состоит в том, что эти районы в отношении их нефтегазоносности оценивались либо крайне низко, либо характеризовались вообще отрицательно.

Тем не менее, удачное соединение задач по решению проблемы нефтегазоносности пород кристаллического фундамента при одновременном изучении промышленной нефтегазоносности осадочного чехла на Северном борту ДДВ позволило в кратчайший срок превратить его в новый объект поисков нефти и газа на Украине\*.

Южный борт ДДВ /северный склон УЩ / по нашему мнению заслуживает также проведения здесь научно-исследовательских и геологоразведочных работ на нефть и газ.

Негативная оценка в отношении перспектив нефтегазоносности этого района не может являться отрицательным моментом в исследовании этой территории. Обнадешивающим результатом следует назвать сейсмические исследования на Южном борту ДДВ /Е.С.Дворянин и др. /1995/, а также выполненная впервые количественная оценка прогнозных ресурсов этой территории /Б.П.Кабышев, Т.М.Пригарина /1995//Таблицы 3-5/. Прогнозные ресурсы подсчитаны для трех комплексов: верхневизейского, нижневизейско-турнейского и докембрийского. В целом они составляют 84,6 млн. т УВ /из них 42,1 млн. т УВ - извлекаемых/ /табл.3-5/. Отсутствует подсчет ресурсов по отложениям башкирского яруса среднего карбона, зон тектонитов и др.

Прогнозные ресурсы докембрийского комплекса на Южном борту ДДВ составляют 33% от общих по трем комплексам /по нефти-извлекаемые 4,1 млн. т при 20,5 млн. т геологических, по газу - 9,6 млрд м<sup>3</sup> при 11,3 млрд м<sup>3</sup> геологических/.

Естественной является необходимость оценить нефтегазоносный потенциал южного склона УЩ и его продолжения в пределах Восточно-Европейской платформы. Здесь мы имеем Азовское месторождение газа на Ростовском выступе УЩ, где на глубинах до 400 м

\* Принципиально новый объект поисков нефти и газа Украины /И.И.Чебаненко, В.А.Краушкин, В.П.Клочко и др./ /Геол. журн. 1994, №1. -С.3-17.



Прогнозные ресурсы Южного борта ДДВ по состоянию на I.01.95г. Б.П.Кабышев, Т.М.Пригарина

1) По комплексам геологические / извлекаемые Таблица 3

Продуктивный комплекс	Нефть, млн. т	Газ свободный, млрд. м3	УВ	%
Верхневизейский	24.8 5.0	18.4 15.7	43.2 20.7	---
Нижневизейско-турнейский	0.8 0.2	8.8 7.5	9.6 7.7	18
Докембрийский	20.5 4.1	11.3 9.6	31.8 13.7	---
Всего	46.1 9.3	38.5 32.8	84.6 42.1	---

2) По глубинам геологические / извлекаемые Таблица 4

Глубины, км	Продуктивные комплексы			УВ
	Верхневизейский	Нижневизейско-турнейский	Докембрийский	
>3	2.7/2.2	2.0/1.7	3.2/2.5	7.9/6.4
2-3	32.7/16.3	5.2/4.4	14.3/7.1	52.2/27.8
1.5-2	4.2/1.5	1.6/1.4	8.1/2.8	13.9/5.7
1-1.5	3.6/0.7	0.8/0.2	6.2/1.3	10.6/2.2
Всего	43.2/20.7	9.6/7.7	31.8/13.7	84.6/42.1

Подсчет прогнозных ресурсов УВ в докембрийском комплексе

Южного борта ДДВ. Б.П.Кабышев, Т.М.Пригарина, 1995 г.

геологические/извлекаемые

Таблица 5

№ участка для подсчета	Тип: УВ	Глубина, км	Площадь, км <sup>2</sup>	Сумм. геологическая для подсчета, млн. т/км <sup>2</sup>	Нефть: ная фаза	Газо-вая фаза	Прогнозные ресурсы: Нефть, млн. т	Газ свободный, млрд. м3	УВ	Плотность прогнозных ресурсов, тмс. т/км <sup>2</sup>
1	Н	2	52.5	0.0077	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	1.9
2	Н	2	871.25	0.0057	5.0	0.8	5.0	0.8	5.0	1.1
3	Н	1.5	1705	0.0025	0.8	0.2	0.8	0.2	0.8	1.3
4	Н	1.0	4450	0.0012	4.3	0.9	4.3	0.9	4.3	0.5
5	Н	1.2	122.5	0.0057	5.3	1.1	5.3	1.1	5.3	0.2
6	Н	1.5	380	0.0025	0.7	0.2	0.7	0.2	0.7	0.5
7	Н	1.5	97.5	0.0057	1.0	0.2	1.0	0.2	1.0	0.4
8	Н	1.5	95	0.0025	0.6	0.1	0.6	0.1	0.6	0.4
9	Н	2	125	0.0077	0.6	0.1	0.6	0.1	0.6	0.4
10	Н	2	112.5	0.0057	0.6	0.1	0.6	0.1	0.6	0.9
11	Н	2	312.5	0.0057	1.8	0.3	1.8	0.3	1.8	0.4
12	Н	2	200	0.0077	1.5	0.3	1.5	0.3	1.5	0.6
13	Н	2	43.75	0.0077	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.5
14	Н	2	700	0.0057	4.0	0.7	4.0	0.7	4.0	0.8
15	Н	1.5	275	0.0025	0.7	0.1	0.7	0.1	0.7	0.4
16	Н	1.5	725	0.0025	1.8	0.1	1.8	0.1	1.8	0.4
17	Н	1.2	140	0.0057	0.8	0.1	0.8	0.1	0.8	0.8
18	Н	1.5	35	0.0025	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.4
19	Н	1.5	722.5	0.0012	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.1
20	Н	1.5	722.5	0.0012	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.3

31.8 20.5 11.3 20.5/4.1 11.3/9.6 31.8/13.7

открыты залежи в чехле и кристаллических породах фундамента, Приазовское месторождение в районе г. Мелитополя, где продуктивные горизонты вскрыты в чехле на глубине первой сотни метров. Это район Южно-Украинской моноклинали и в своем строении имеет много общего с ранее перечисленными районами.

Этим и объясняются наши пожелания в настоящей монографии по акватории Азовского моря включить кристаллические породы докембрийского фундамента в разряд самостоятельных объектов там, где он будет встречен на малых глубинах залегания его поверхности /до 3,0-3,5 км/.

## 2.2. Особенности структуры и нефтегазоносности месторождений углеводородов и локальных структур, подготовленных к глубокому бурению.

Ниже приводятся некоторые геолого-геофизические данные по отдельным площадям различных тектонических элементов акватории Азовского моря (см. рис. 1.3.3., 1.3.8., 1.3.7., 2.1.3.).

### ЮЖНО-УКРАИНСКАЯ МОНОКЛИНАЛЬ УЩ/КУМ/ (см. рис. 1.3.7., 1.2.13., 2.1.4, 2.1.5., 2.1.3.)

Приазовское газовое месторождение расположено в 35 км на юго-запад от г. Мелитополь (см. рис. 2.1.4, 2.1.5), на юго-западном погружении Приазовского выступа УЩ /Южно-Украинская моноклинали УЩ/. Газоносность месторождения связана с моноклиналино залегающей толщей глин нижнего сармата, толщиной 35-40 м, содержащей линзы кварцево-карбонатных песков, карбонатного детритуса, алевролитов.

Всего выявлено 3 газоносных горизонта. По принятой номенклатуре 2-й газоносный горизонт представлен черными глинами, общей толщиной 15 м, с линзовидными телами алевро-песков и су-песей. Залегает в пределах моноклинали на глубинах от 83,0 до 104,0 м. Эффективная газонасыщенная толща 3,2 м. Процент прослоев груботерригенного материала может достигать 35%.

3<sup>й</sup> и 4<sup>й</sup> газоносные горизонты связаны с толщей черных, сланцеватых глин толщиной 20,0-25,0 м, с многочисленными линзами песков, детритуса, алевролитов. Прослой грубого терригенного материала достигает 28-45%. Глубины залегания горизонтов соответственно 90-124 и 115-138 м; эффективная газонасыщенная толщина 2,5-0,9 м. Средняя пористость продуктивных газомещающих коллекторов достигает 23,3%. Средние рабочие дебиты скважин по горизонтам: 2<sup>й</sup> - 1584 м<sup>3</sup>/с, 3<sup>й</sup> - 2395 м<sup>3</sup>/с, 4<sup>й</sup> - 430 м<sup>3</sup>/с. Для скважин характерен непродолжительный период безводной эксплуатации - до 1 года, затем нарастающий вынос песчано-глинистой

пульпы и полное обводнение забойной зоны.

Через месторождение в субмеридиальном направлении проходит Царицынско-Мелитопольский разлом, фиксируемый в архейских образованиях. Толща мел-палеогена облекает выступ фундамента. По кровле нижнего сармата это моноклинали с падением на юг. Возобновление работ в 1981 г. показало, что на площади прослеживаются два песчаных пласта с разной степенью глинизации. Лучшими коллекторскими свойствами обладает нижний пласт горизонта С-1. Залежь расположена на глубинах 85-135 м., мощность 10 - 13 м, эффективная - 5-6 м. Коэффициент пористости 0,23-0,25, газонасыщенность 0,47. Пластовое давление 0,88 МПа. Газ сухой. Метана 98-99%. Пластовые воды сарматских горизонтов характеризуются высокой газонасыщенностью. Гидродинамическая связь в залежи хорошая, что говорит о хорошей активности законтурной области питания.

### РОСТОВСКИЙ ВЫСТУП УЩ (см. рис., 1.3.7, 2.1.1., 2.1.7., 2.1.2., 2.1.3.)

Азовское месторождение /В.А. Бабух и др./ 1980/ расположено в наиболее приподнятой части Ростовского выступа УЩ (см. рис. 2.1.7., 2.1.8.). Фундамент архей-протерозойского возраста встречен на глубинах 360-400 м. Он осложнен нарушениями, ограничивающими горсто- и грабенообразные блоки, облекающиеся карбонатно-терригенными отложениями мезо-кайнозойского возраста. В своде /скв. 76, 78, 79, 83, 87/ докембрий перекрыт палеогеном /меловые отложения отсутствуют/.

Продуктивные горизонты: I - нижний мел /дебиты до 100 тыс. м<sup>3</sup>/с; II - сеноман; III - турон-нижний сантон; IV - верхний сантон; верхняя часть кристаллического фундамента.

Самыми древними породами, из которых при опробовании получены притоки газа, являются трещиноватые граниты, гранито-гнейсы, амфиболиты и другие кристаллические образования, подверженные процессам выветривания.

В центральной части Азовского месторождения породы фундамента промышленно газоносны в эксплуатационных скважинах 87, 79. Притоки газа получены из трещиноватых выветрелых пород фундамента в скв. 255, 259, 216, 78, 253.

В скв. 79 /фундамент с 379 м/ промышленный приток газа 9 тыс. м<sup>3</sup>/с на 8-мм диафрагме, при давлениях: трубном - 1,0 МПа и затрубном - 1,3 МПа. Интервал испытания 381-383 м.

При совместном испытании фундамента и палеоцена в скв. 87 /370-383 м/ на 8-мм диафрагме получено 24 тыс. м<sup>3</sup>/с газа. Пластовое давление - 3,99 МПа.

Положительные результаты проведенного бурения по фундаменту на Азовском месторождении указывают на:

1. Наличие газовой залежи в фундаменте на небольших глубинах /360-400 м/, что снимает практически все ограничения на поиски УВ в породах фундамента до каких-либо определенных глубин /например, мощности чехла в 2000, 1500 или 1000м/

2. Наличие емкостей и покрышек на небольших глубинах залегания верхней части кристаллических пород фундамента. \*

3. Важное значение разломно-блоковой тектоники.

К недостаткам проведенных здесь работ следует отнести:

1. Докембрийские образования не являлись объектом поисков УВ на площади. Отсюда отсутствовал и подсчет запасов газа по емкостям в них, несмотря на получение притоков газа, в том числе и промышленных.

2. Не проводилось целенаправленного изучения объектов в фундаменте. Лишь в отдельных скважинах и в неблагоприятных структурных условиях он был раскрыт на 100 м. По фундаменту осталась неизученной значительная часть месторождения.

3. Нет ни одной параметрической или поисковой скважины со вскрытием пород фундамента на 350-1000м.

4. На стадии разработки месторождения породы фундамента остались недоразведанными и неизученными в нефтегазоносном отношении.

5. В последующие годы породы фундамента на месторождении не изучались даже в региональном плане.

Куцевское газоконденсатное месторождение расположено на южном склоне Ростовского свода /выступа/ УЩ (см. рис.2.1.9). Здесь породы фундамента промышленно газоносны.

Синявское месторождение газа /Федоров Д.Л. и др./1965/(см. рис.2.1.6, 2.1.2) расположено в 10 км к западу от г.Ростова-на-Дону и в 25 км к востоку от г.Таганрога. Запасы 4 млрд.м<sup>3</sup> газа.

В его строении принимают участие неоген-четвертичные, палеогеновые, меловые отложения и архей-протерозойские образования УЩ. Последние раскрыты скважинами всего лишь на 5-13 м.

\* Свободные газы из докембрийских образований представлены метаном 92-94%, тяжелыми УВ 2,3-3,4%, азотом - 4,0%, кислородом-0,07%, водородом - 0,01%. Относительная плотность по воздуху 0,59 г/см<sup>3</sup>. Теплотворная способность 8376-8475 ккал/м<sup>3</sup>. Сероводород отсутствует. Газы сухие. В водах докембрия содержится гелия 0,02%, аргона 0,19%. В скв.271, 253 гелия 0,02-0,064%, что по И.И.Потапову, В.П.Щербакову /1981/, свидетельствует о возможности генерации УВ из самых пород фундамента и скоплении УВ в более глубоких горизонтах фундамента.

Мощность меловых отложений - 250-286 м, палеогена - 156-196м, неогена - 85-181 м, четвертичных - 20-50м. В тектоническом отношении месторождение приурочено к пологой брахиантиклинальной складке, расположенной на северном склоне Ростовского выступа УЩ. Размеры складки по изогипсе минус 235 м /эоцен/: 23 x 7 км, амплитуда 15 м. Углы падения пород 1°. На западной и восточной периклиналях складка осложнена куполовидными поднятиями с амплитудами 12 и 5 м.

На площади газоносность установлена в 4 горизонтах нижнего и среднего эоцена. Газоносный пласт представлен глинистыми алевролитами и, реже, глинистыми мелкозернистыми и рыхлыми песками. Общая мощность продуктивного пласта 3,4-10,0 м, эффективная нефтегазонасыщенная мощность 0,5-9,0 м. Глубина залегания продуктивного пласта 228-329,5 м. Газонасыщенная площадь 442,3 км<sup>2</sup>, в том числе 26,4 км<sup>2</sup> под водой Таганрогского залива. Поверхность ГВК наклонена с севера на юг, в связи с этим газонасыщение превышает амплитуду складки вследствие литологического характера экранирования газовой залежи. Газовая залежь - структурно-литологическая. Спробование газоносного пласта произведено в 18 скважинах: 15 дали газ, 2 /№№ 11,24/ - газ с водой и 1/№19-воду. В 13 скважинах получены фонтаны газа 1,6-44,0 тыс.м<sup>3</sup>/сут, в 2 /№№ 17,21/ - 0,02-0,8 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

При работе на диафрагмах 11-19 мм вместе с газом выносились песок и глинистый раствор.

Воды отложений нижнего и среднего эоцена, включая и газоносный пласт, хлоркальциевые и хлормagneвые. Сухой остаток 25,2-37,2 г/л. Воды продуктивного пласта содержат от 5 до 6,35 мг/л йода, 10-60 мг/л брома.

Газ, уд.веса 0,5987-0,639, состоит из метана: 81,91-98,45%, тяжелых УВ-2,12-3,03, этана - 0,6-1,7, пропана - 0,69-0,91, бутана, пентана, гексана до 0,61, азота - 0,2-14,29, углекислого газа - 0,2-2,8, гелия - 0,092-0,053, аргона - 0,061-0,092. Сероводород отсутствует.

Запасы газа по категории В - 2746,7 млн.м<sup>3</sup>, С<sub>I</sub> - 7067,4 млн. м<sup>3</sup>. Гелия по В - 1307 тыс.м<sup>3</sup>, С<sub>I</sub> - 3364 тыс.м<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление 25,5 атм. Пластовая температура - 19°. Среднее содержание гелия в газе 0,047%. Коэффициент пористости 0,37. Открытая пористость продуктивного пласта 29,48-42,5%. Проницаемость 5-640 мд. Газонасыщенность 23-63%.

При совместном испытании протерозойских, сильно дислоцированных и метаморфизованных кристаллических сланцев с меловыми отложениями в скв. № 2,3 и 15 притока не получено /в открытом

забое 1?/. Кристаллические сланцы ложатся на граниты архейского возраста. Вскрытая мощность кристаллических сланцев в скв. 2-17,8 м, в скв. 3-63,8 м.

Скважина № 3 - Синявская. В интервале 498,3-521,0 м песчаники серые, мелкозернистые, с галькой кварца. Альб-глины черные, опесчаненные. Нижний мел-кора выветривания протерозоя: кора выветривания светло-серая, каолинизированная; 521-530 м - конгломераты в известковистом цементе. 530-590,8 м - кристаллические сланцы, серые. Сланцы кварцево-биотитовые с гнездами кварца, пиритизированные, раскалывающиеся параллельно оси зерна. В подошве кристаллические сланцы более массивные, розоватые.

Скважина № 15 - Синявская. 509,1-515,0 м - нижний мел - протерозой. Кора выветривания представлена светло-серой каолинизированной массой, 3,5 м. Конгломераты из обломков кристаллических сланцев, 1,8 м. 515,0-522,0 - протерозой. Кристаллические сланцы светло-серые, кварцево-биотитовые, трещиноватые /вдоль оси зерна/, заполнение трещин кальцитом, реже кварцем. 531,7 - 537,5 - протерозойские сланцы те же.

Скважина № 2 - Синявская. 582,9-590,2 м - альб: серые алевролиты, разнозернистые. Альб+кора выветривания (к.в.), протерозой представлены выветрелыми и каолинизированными кварцево-слюдистыми сланцами, серого с зеленоватым оттенком цвета, неслоистые, плотные, 590,2-591,2 - к.в., 591,2-598,5 : кристаллические сланцы, слабоветрелые, серые, кварцево-хлоритовые, крепкие, с угловатым изломом, зеркала скольжения -  $90^{\circ}$ . 598,5 - 600,7 м: кристаллические сланцы, темносерые до черных, кварцево-слюдистые, плоскости скольжения  $60^{\circ}$  с выполнением кальцита, 600,7-615,8 то же.

Породы фундамента перекрыты конгломератами, состоящими из обломков и галек кристаллических сланцев, сцементированных известковистым веществом /скв. № 3,15/, м. 1,8 до 5,8 м /№ 3/. Перекрываются они образованиями, представляющими продукты выветривания и переотложения кристаллических сланцев. Основная часть их - зеленовато-серые, каолинизированные глины, в которых неравномерно распределены многочисленные обломки и галька различных размеров кварца, полевых шпатов слюды. Общая мощность конгломератов и продуктов выветривания от 5 до 13 м.

#### СЕВЕРО - АЗОВСКИЙ ПРОГИБ /САП/

Строение прогиба и локальных структур показано на многочисленных рисунках /см.рис. I.3.4., I.1.8., I.3.7., I.2.9., 2.1.2., 2.1.3./.

Белосарайская структура подготовлена по горизонтам III /верхний мел/, IV /нижний мел/, II /верхний эоцен/, I /майкоп/. По наиболее перспективному - IV она представляет асимметричную  $3^x$  купольную антиклинальную складку, субширотного простирания. По изогипсе минус 1300 м, размеры  $47 \text{ км}^2$ , амплитуда 250 м. Размеры по минус 1500 м /IV горизонт/:  $31 \times 3 \text{ км}$ , амплитуда 400 м. Перспективность связана с триас-юррой, нижним мелом, майкопом, неогеном.

Восточно-Бирючья площадь по IV горизонту представляет складку северо-западного простирания. На юге она ограничена разломом и зоной выклинивания меловых отложений. По изогипсе - 900 м площадь складки  $26 \text{ км}^2$ , амплитуда 125 м. Перспективны мел, кайнозой, докембрий.

Западно-Бирючья площадь приурочена к Бирючьему приразломному блоку. Поднятие закартировано в 1975 г., подготовлено к бурению в 1979 г. /по горизонтам I<sup>МК</sup> /подошва майкопа/ и У /подошва нижнего мела/. Это асимметричная двухсводовая складка, северо-восточного простирания. По У горизонту /-1300 м/ размеры  $16 \times 1,5 \div 3 \text{ км}$ , площадь  $26 \text{ км}^2$ , амплитуда 170 м. Западный свод  $8 \times 3 \text{ км}$ , амплитудой 100 м. Юго-восточное крыло поднятия более короткое и крутое с углами падения до  $22^{\circ}$ . Северо-западное крыло протяженнее и положе, с углами  $11^{\circ}$ . Палеоцен-эоцен в своде размыт и на породы верхнего мела с несогласием ложатся майкопские отложения. На крыльях разрез увеличивается. По подошве майкопа размеры  $6 \times 2,2 \text{ км}$ , амплитуда 30 м, единственный свод располагается в пределах северо-восточного свода по нижнему мелу. Перспективны нижний мел, майкоп, возможно докембрий.

По данным ОГТ установлены отложения нижнего и верхнего мела, палеогена, неогена. Под подошвой нижнего мела на 2,0-2,5 км прослежен отражающий горизонт VI /возможно он в подошве юры/. На суше это аргиллиты и алевролиты - возможные коллекторы /изменчивость и дислоцированность пород слабые/. Прогнозируются продуктивные горизонты в юре и мелу. По нижнемеловым отложениям продуктивность установлена на Кушевском, Ленинградском и др. месторождениях Западного Предкавказья. Коллекторы здесь альб- и аптские песчаники /газонасыщенная мощность 5-63 м, пористость 16-27 %, проницаемость 20-830 -  $10^{-15} \text{ м}^2$ /. Аналогичные пачки по 30-40 м разн.зернистых, слабоцементированных песчаников встречены на Стрелковой; на южном склоне УЩ: Степановской, Чкаловской, Александровской площадях.

Продуктивность верхних песчаных пачек майкопа установлена

на Стрелковой, Морской - I. Приток воды с газом получен на Обручева. Прогнозные ресурсы по нижнему мелу - 10,164 млрд. м<sup>3</sup> газа и 406,6 тыс. т конденсата. Площадь 235 км<sup>2</sup>, эффективная газонасыщенная мощность 20 м, пористость 21%.

Олимпийское поднятие находится в 20 км юго-восточнее Бердянской косы. Это линейная, приразломная, асимметричная антиклиналь, субширотного простирания. По IV горизонту /-1225 м/ размеры 48 x 6, площадь 215 км<sup>2</sup>, амплитуда 830 м. Северное крыло срезано взбросом, амплитуда которого 50 м на крыльях, 700 м в своде. Южное крыло, шириной 6,5 км, углы падения II°. По III/кампанский ярус верхнего мела/горизонту поднятие сохраняется, а по III/верхний мел/восточная периклиналь разветвляется на 2 части, площадь уменьшается до 61 км<sup>2</sup>, амплитуда до 140 м. В присводовой части по сейсморазведке кровля верхнего мела размыта и на нее ложатся песчано-глинистые отложения миоцен-плиоцена. Отложения майкопа размыты на всей структуре. Перспективны отложения нижнего мела, возможно докембрия. Продуктивными могут быть и верхнемеловые отложения, эродированные и перекрытые неогеновыми глинами. Ресурсы 32 млрд. м<sup>3</sup>.

Блоковая структура расположена в пределах Бердянского блока. По поверхности фундамента /UI отражающий горизонт/, отложений K<sub>1</sub> /IV горизонт/, K<sub>2</sub> /III горизонт/ складка сложного строения. Здесь происходит сочленение глубинных разломов Бердянского и Главного Азовского. Здесь прослежены разломы северо-восточного и субширотного простираний. Свод примыкает к северному разлому. По поверхности фундамента свод на 2200 м. Размеры на - 2300 м : 13x6 км, амплитуда 400 м. По данным сейсморазведки фундамент - палеозойский (?). Прогнозируется нефтегазоносность нижнего и верхнего мела, триас-юрских образований.

В последнее время, часть территории Северо-Азовского прогиба, в районе к северу от центральной части Азовского вала, включают в состав Скифской плиты. Бурение в этом районе отсутствует.

Ударное поднятие расположено в 15 км юго-восточнее Бердянской косы и приурочено к Северо-Азовскому прогибу. Это линейная, асимметричная, приразломная, многосводовая антиклиналь, субширотного простирания. По IV горизонту /-1375 м/ размеры: 33x3,4 + 4,5 км, площадь 126 км<sup>2</sup>, амплитуда 675 м. Северное крыло складки срезано взбросом /ампл. 300-1000 м/. Южное крыло, шириной 2,5-4,0 км, с углами падения 15-18°. Выявлено три свода, размеры которых 5 x 1,5 км, амплитуда седловин 150-200 м. Вверх складка сохраняется по III, III<sup>a</sup>, II отражающим горизонтам. По I го-

ризонту разлом трансформируется во флексуру, структура выполаживается, и остаются 2 небольших, малоамплитудных поднятия в районе центрального и восточного сводов. Наиболее перспективны в газонасыщенном отношении базальные песчаники нижнего мела. Продуктивны они на продолжении Северо-Азовского прогиба в Иркилевской синклинали Западного Предкавказья: Кущевском, Ленинградском, Староминском и др. месторождениях, где средняя газонасыщенная мощность 20 м, пористость 20%, газонасыщенность 0,6. Прогнозные ресурсы 23,3 млрд. м<sup>3</sup> газа и 1514,5 тыс. т конденсата. Перспективны миоцен-майкопские отложения и возможно докембрий. Выявлены АТЗ /аномалии типа залежь/ в майкопе и миоцене.

АЗОВСКИЙ ВАЛ /АВ/ (см. рис. 1.3.1.-1.3.8.; 1.2.1.-1.2.13; 2.1.1., 2.1.9., 2.1.10., 2.1.2.)

Бейсугское месторождение газа. Продуктивны литологические ловушки в майкопских отложениях. Здесь продуктивны также образования эоцена в условиях антиклинальной складки (нижнемеловая залежь - комбинированная ловушка). Породы фундамента /верхний триас: 1550-2124 м/ представлены аргиллитами, алевролитами, кварцитами, углистыми сланцами /углы падения 3-8°/.

Западно-Бейсугское месторождение газа. Здесь пройдены отложения неогена, майкопа, эоцена, мела и вскрыты отложения верхнего триаса /или возможно юры?/. Верхний триас в скв. 211 состоит из двух толщ: нижней /1410-1600 - песчаники, алевролиты, аргиллиты/ и верхней /1118-1410 м - глины с прослоями алевролитов, углы падения 20°/. Продуктивны горизонты в майкопских, эоценовых и неогеновых отложениях. Коллектора - песчаники и алевролиты, песчано-алевролитовые глины. Тип залежей пластовые, сводовые и литологически ограниченные.

Морское-I - газовое месторождение выявлено в северной части Азовского моря на структуре Азовского вала в 38 км южнее Бердянской косы. (Рис. 2.1.9, 2.1.10). Газовая залежь в отложениях майкопской серии приурочена к антиклинальной складке, по изогипсе минус 1000 м /кровля верхнего мела/ : 16 x 3 км, амплитудой до 200 м. По вышележащим горизонтам амплитуда складки уменьшается. Продуктивные алевролиты - всего три пласта в кровельной части майкопской толщи вскрыты на небольших глубинах. Эффективная газонасыщенная толщина их равна 5,2 м. При испытании интервала 646-0 - 660,0 м, 664,0 - 675,0 м получен приток газа на 10,3 мм диафрагме 87 тыс. м<sup>3</sup>/с. Пластовое давление 67 15 МПа. Газоводяной контакт на абсолютной отметке 662,0 м. Залежь пластовая, сводовая. На 1052 м скважиной № 2 под неогеном, майкопом, верхне- и нижнемеловыми отложениями вскрыты по-

роды фундамента - толща терригенных дислоцированных образований юры-триаса. Здесь были установлены кремнистые песчаники с высокими коллекторскими свойствами в верхне- и нижнемеловых отложениях. Пласты-коллекторы нижнего мела, верхнего мела и большей части нижнего майкопа обводнены.

Газовое месторождение Небольшое. Установлено в майкопских отложениях. Под складками майкопа и маломощной пачкой отложений эоцена по одним данным на глубине 735 м вскрыты дислоцированные породы юры (?) - триаса (?), по другим - под нижнемеловыми отложениями на 740 м вскрыта толща черных песчаников и аргиллитов триас-юры. Углы падения  $45^{\circ}$ . Притоки воды из триас-юры на 12 мм штуцере  $138 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Площадь Обручева. В процессе бурения скважины Обручева - №2 при вскрытии майкопских отложений, получен приток газа. Из тортонских отложений дебит пластовых вод до  $3,8 \text{ м}^3/\text{с}$ . Площадь недоразведана.

Октябрьская складка расположена в центральной части южного склона Азовского вала. Оконтурена по поверхности складчатого основания, нижнему мелу и кровле майкопа. По поверхности домелового комплекса /У1 горизонт/ размеры:  $4 \times 3 \text{ км}$ , амплитуда 50 м. Мощность осадочного чехла 1300 м /нижний мел, маломощная толща майкопа и неоген/ Отложений верхнего мела нет. В подошве неогена зафиксирована АТЗ.

Залежи сосредоточены в органогенных известняках и песках сармата, понта. Здесь установлено широкое развитие / в восточной части Азовского моря/ линзообразных песчаных тел типа баров в неогене. На этой структуре доказана их продуктивность. В ловушке неантиклинального типа учтено 11,342 млрд.  $\text{м}^3$  газа категорий  $C_1 + C_2$ .

Месторождение Сигнальное. Скважина № 208 прошла неоген, майкоп и на 826 м вошла в изверженные породы среднего состава. В домеловом триас-юрском комплексе встречены кварцевые диабазы, андезиты, порфириты, диориты. Из отложений майкопа и неогена получены промышленные притоки газа. Коллекторы - песчаники и алевролиты, иногда песчано-алевролитовые глины.

Стрелковое газовое месторождение. В 1953 г. был установлен перегиб по отражающим горизонтам в майкопской толще. В 1964 г. произошел открытый газовый фонтан в скважине на этом перегибе. Сейсмо- и гравиметрией на суше и море установлено субширотное поднятие  $9 \times 13 \text{ км}$  и амплитудой до 30 м. В глинистом разрезе майкопа вскрыт ряд песчано-алевролитовых горизонтов. В У и У1 /470-540 м/ установлена промышленная газоносность. Газ состоит

из метана 95,3% и азота 4,69%. Дебиты до 560 тыс.  $\text{м}^3$ . Пластовые давление и температура соответственно 59,7 МПа и  $29-34^{\circ}$ . До 1973-1974 гг. оно представлялось брахиантиклинальной складкой  $8 \times 7 \text{ км}$ , амплитудой 25 м. Наиболее приподнятая часть структуры считалась севернее скв.16, поэтому скв.17 закладывалась в присводовой части.

После бурения скв.17 оказалось, что она на северо-западном крыле структуры. Сейчас Стрелковое поднятие представляет брахиантиклинальную складку ЮЗ-СВ простирания. Лишь небольшая ЮЗ часть периклинали находится в пределах Арабатской стрелки, а большая часть в пределах озСиваш. Вся сводовая часть и СВ периклинал расположена в Азовском море, причем СВ часть периклинали имеет более пологое строение чем ЮЗ. Запасы по  $C_1-5,586$  млрд.  $\text{м}^3$ .

Скважина №17. 0-19,3 м - вода;

19,3 - 31,0 - четвертичные или, пески;

31,0-108,0 - киммерийский и куяльницкий ярусы, глины;

108,0 - 177,0 - понтический и меотический ярусы: известняки;

177,0 - 287,0 - верхний и средний сармат, известняки;

287,0 - 385,0 - тортонский ярус, глины;

385,0 - 1208,0 м - майкопская серия, глины;

1208,0 - 1250,0 м - верхний эоцен, глины;

Испытания: I. 538-544 м.  $Q_{г} = 245,0 \text{ тыс. м}^3/\text{с}$  /абс.своб.дебит/.

Газ углеводородный с содержанием метана - 98,78%. Пластовое

давление - 57,4 ат. П.482-491 м  $Q_{г} = 271,5 \text{ тыс. м}^3/\text{с}$  /абс.

своб. дебит/. Метана - 98,89%. Рпл = 50,29 ат. Ш. 440-443 м.

$Q_{г} = 59,6 \text{ тыс. м}^3/\text{с}$ . Метана 95,9-98,4%. Рпл. = 45,94 ат.

Скважина № 20 - Стрелковая вскрыла на 1982 м интрузивное тело юрского возраста. В 1986 г. в эксплуатации находилось 12 скважин /из них 4 на суше/. Усредненные дебиты на суше 17 тыс.  $\text{м}^3/\text{с}$ , в морской части - 67,5 тыс.  $\text{м}^3/\text{с}$ .

В домеловом триас-юрском комплексе встречены кварцевые диабазы, андезиты, порфириты, диориты.

Восточно-Стрелковая складка по подошве нижнего мела размеры:  $17 \times 2,5 \text{ км}$ . Антиклиналь существует и в отложениях палеоэоцена и майкопа. Перспективы связываются с майкопом и палеогеном, нижним мелом и триас-юркой.

Электроразведочная площадь. В 1975 г. первая морская скважина была пробурена на этой складке. Под неогеном и маломощной толщей майкопа на глубине 668 м скважина №1 вошла в сланцы, среди которых залегают метаморфизованные алевролиты и песчаники /абсолютный возраст 196-256 млн. лет - триас/. Прослой песчаников, уплотненных, трещиноватых имеют толщину 10-40 м.

С скважине №1 под осадочным чехлом описаны следующие разновидности пород фундамента: в интервале 668-1296 м рассланцованные породы /глинистые сланцы/ и редкие прослои с увеличенным содержанием алевритистого материала. Это плотная толща с небольшими удельными сопротивлениями и малыми значениями ПС. В кровле залегает 70-м пачка с повышенными значениями ПС /кора выветривания послетриасового денудационного периода/. Эта толща - верхний триас. Интервал 1296-1464 м чередование сланцев, метаморфизованных алевролитов и песчаников, с возросшими значениями удельного сопротивления, и содержат пласты с высокой проницаемостью. Они сходны со средним триасом на Староминской площади. Интервал 1464-1633 м /забой/: углисто-серцитовые сланцы, плотностью 2,7-2,76 г/см<sup>3</sup>, почти непроницаемые, со сравнительно невысокими значениями удельного сопротивления и низкими показаниями ПС. Это триас или карбон (?). Из триаса получены притоки вод дебитом 30-39 м<sup>3</sup>/с. Предположительно вскрыта, но не опробована караган-чокракская залежь.

В триас-юрских образованиях Равнинного Крыма и Западном Предкавказье отмечена их нефтегазоносность. Поскольку в Азовском море породы этого возраста отмечены на Азовском валу, имеет смысл привести некоторые материалы по Октябрьским скважинам I и 30 /Равнинный Крым/ и скважинам на Челбасской, Староминской, Каневской, Крыловской площадях /Западное Предкавказье/.

Скважина Октябрьская-30 заложена в 1993 г. в свод Октябрьской структуры с целью оценки сеноманских и неоком-домеловых отложений. Проектная глубина 2900 м. Фактическая глубина 2757 м. Породы домелового фундамента установлены на 2700 м. Газопоказания на глубине 2600-2694 м редко повышались до 2-4% /по остальному разрезу 0,8-1,0%/. В интервале 2694-2701 м газопоказания увеличились до 6%, состав газа-нефтяной, содержание тяжелых фракций 12-15%.

Испытания сеномана в процессе бурения интервалов 1537-1610 м, 1537-1745 м притоков не дали. Из интервала 1537-1785 м получен приток пластовой воды 2,2 м<sup>3</sup>/с, уд.веса 1,022 г/см<sup>3</sup>, из 1537-1850 м-3,3 м<sup>3</sup>/с пластовой воды /уд.вес 1,022 г/см<sup>3</sup>/.

В неокоме испытаны ИПТ следующие интервалы: 2619-2646 м - получен слабый приток нефти с фильтратом бурового раствора. Дебит нефти 0,29 м<sup>3</sup>/с; 2627-2691 м: дебит нефти 0,6 м<sup>3</sup>/с; 2632-2696 м - нефти 0,44 м<sup>3</sup>/с.

В домеловых образованиях испытаны 2701-2741 м нефти-0,118 м<sup>3</sup>/с; 2703-2756 м - слабо разгазированного раствора - 0,043 м<sup>3</sup>/с.

При испытании в колонне через фильтр в интервале 2629-2757 м получено нефти 0,8 м<sup>3</sup>/с. Предпожили, что только в неокоме есть нефтеносные пласты с низкими фильтрационно-емкостными свойствами /обоснования отсутствуют/.

В 1960-1961 гг. в Равнинном Крыму была пробурена скважина Октябрьская-I. Породы домелового фундамента (триас-нижняя юра) были встречены на глубине 2720 м. При испытании через фильтр в интервале 2668-2778 м получено на 6 мм штуцере 45,5 м<sup>3</sup>/с нефти и 50 тыс. м<sup>3</sup>/с газа. При бурении интервала 2720-2754 м во время закачки глинистого раствора отмечен сильный запах бензина. Официально было принято считать, что промышленный приток углеводородов получен только из нижнемеловых отложений чехла. В 1963г. в этой скважине были проведены работы по определению профиля притока нефти и газа /Э.Б.Чекалюком/. Было установлено, что нефть поступает из интервала ниже 2730 м /породы фундамента с 2720 м/. Подошва этого продуктивного горизонта в домеловых образованиях /таврической серии/ находится на глубине 2812 м /забой скважины 2788м/. Верхний продуктивный горизонт установлен в интервале 2675-2686 м.

ЗАПАДНОЕ ПРЕДКАВКАЗЬЕ (см.рис.1.2.10, 1.2.11., 1.2.3., 2.1.10).

Триас Скифской плиты /в Западном Предкавказье/ это фундамент /Алдатов Г.М. и др. /1962/, сформировавшийся в геосинклинальных условиях. Другие исследователи считают его нижним структурным этажом платформенного чехла /Егоян В.Л. и др. /1961/. Сторонники /Летавин А.М. и др. /1959/; Шиманский А.А. /1964/ еще одного взгляда считают триас промежуточным комплексом.

Газоносные объекты триаса приурочены, как к массивным залежам, имеющим с нижнемеловыми единый ГВК, так и к локальным /Челбасское, Староминское/. На Староминской площади объекты располагаются на 50-100 м ниже ГВК нижнемеловой залежи. Максимальная вскрытая мощность триаса в № 52 - Староминской - 1886м.

Скважин, пробуренных в Западном Предкавказье с вскрытием триаса, 167/по состоянию на 1974 г./, а опробовано лишь 30 объектов /из них в 7 получены промышленные притоки газа /23%/ /В.Н.Лубофеев /1974/.

Проходка по фундаменту на одну скважину составила по 95 пробуренным скважинам до 50 м, по 45 скважинам 51-100 м, по 15 скважинам 101-200 м и по 23 скважинам более 200 м.

Породы триаса сильно дислоцированы в Западном Предкавказье и эпигенетически изменены.

В Ейско-Березанском районе вскрыты отложения среднего и верхнего триаса.

Триас средний. Внизу - вулканогенно-осадочная толща до 500 м. В его составе две толщи /до 100 м/ кварцевых порфиров, разобренных аргиллитами, алевролитами, песчаниками, гравелитами. Последние сложены полуокатанными обломками кварца, кварцитов и кварц-мусковитовых сланцев. Углы падения 40-50°. Выше залегает песчано-гравелитовая толща до 1400 м. Отложения среднего триаса вскрыты на Староминской, Ленинградской, Крыловской площадях. Песчаники и алевролиты составляют 70% разреза с подчиненными прослоями конгломератовидных брекчий и аргиллитов. Степень отсортированности песчаного материала низкая. Вторичные процессы усложнили и ухудшили коллекторские свойства. Лишь разломно-блоковая тектоника способствовала повышенной трещиноватости этого разреза.

Верхний триас. Верхняя вулканогенно-осадочная толща до 650 м вскрыта на Крыловской, Челбасской площадях. Сложена аргиллитами с редкими прослоями алевролитов и песчаников с горизонтами вулканогенных пород /кварцевые порфиры, туфы/. Мощность вулканогенных пород от 250 м в скв.35 - Крыловская до 1000 м в Медведовской - 2. Породы толщи залегают под нижнемеловыми отложениями. Вулканогены распространяются субмеридионально /Медведовско-Тимашевская-Челбасская, Крыловская площади/. Нижняя аргиллитовая толща до 850 м вскрыта на Бейсугской, Каневской Челбасской и др. площадях и сложена аргиллитами с редкими маломощными прослоями алевролитов и песчаников. Аргиллиты углисто-серицитово-кремнистые с углами падения от 15 до 90°.

Верхний триас-юра нижняя и средняя. Встречены менее дислоцированные глинистые разрезы на северном крыле Бейсугской, Березанской и др. площадей. Это аргиллиты с редкими пачками кварцевых песчаников, алевролитов и прослоев мергелей. Мощность 400 м.

На Ростовском своде УЩ триас или отсутствует или сокращается до 100 м. Представлен слабодислоцированными аргиллитами. С приближением к разломам мощность и интенсивность дислокаций триаса увеличивается.

В Ейско-Березанском районе в современном рельефе выделяется ряд валообразных структур /Каневской, Ленинградский, Березанский валы/ и единичные локальные поднятия /Крыловское и др./, сложенные сильно дислоцированными средне- и верхнетриасовыми образованиями. В палеотектоническом плане они приурочены к прогибам /палеозойским ?/ фундамента. Структурные формы рельефа

поверхности триаса не совпадают с рельефом палеозойского фундамента. Каневская, Челбасская структуры, выделяемые по размытой поверхности триаса, располагаются на северо-восточном крыле Батуринского вала. Поднятия по поверхности триаса приурочены к склонам погребенных крупных структур палеозойского фундамента. Мел и сохранившаяся от эрозии юра полностью отражают рельеф поверхности триаса.

Углы падения пород триаса по керну от 5 до 85°. Разрезы не коррелируются даже в пределах площади. В триасе отмечено 3-5 отражающих горизонтов на корстких расстояниях. В киммерийскую эпоху тектогенеза Ейско-Березанского района, в связи с активизацией разломов на раздробленном герцинском основании, возникли узкие грабенообразные впадины. В результате местной инверсионной перестройки, происшедшей в предмеловое время, возникли горстовые формы \*. После продолжительной денудации этих структур они были прикрыты континентальными отложениями нерасчлененной толщи мезозоя, а затем морскими нижнего мела. Коллекторские свойства триаса: пористость песчано-алевритовых пластов 0,3-14,4% /средняя 4,5%/ . Вынос керна из среднего триаса - 46%, верхнего - 37%. Глинистость песчано-алевритовых прослоев 0,5-39,6% /средняя 16%/ . Карбонатность 0-36,4%. Аргиллиты имеют пористость 2,2%.

В среднем триасе глинистость слабая, в верхнем - сильная. Скорости механического бурения в 2-5 раз меньше вышележащих отложений.

Трещиноватость триаса. Эффективные поровые коллекторы отсутствуют. В зонах трещиноватости коллекторы трещинно-порового типа. Трещины есть открытые и залеченные. Зоны трещиноватости выделяются по БКЗ. По кернам и ГИС в верхней части триаса выделяется гипергенная зона, породы которой отличаются по коллекторским свойствам от пород коренных образований повышенной пористостью и проницаемостью.

Триас представлен плотными, эпигенетически измененными, песчано-алевритовыми фациями, играющими роль регионального водопупора базальных водоносных горизонтов нижнего мела. Неплохими фильтрационно-емкостными свойствами обладают верхние горизонты выветрелой поверхности триаса и зоны тектонических дислокаций, откуда и были получены промышленные притоки газа.

Перспективы триаса будут определяться положением конкретно-

\* При этом произошло смятие и гофрирование юрских и триасовых образований.



го блока и литологическими изменениями. Разрез триаса, вскрытый скважиной Электроразведочная - I, неблагоприятен для аккумуляции УВ. Центральный блок Азовского вала - участок, на котором сильна нарушенность пород триаса в зоне Главного Азовского разлома. К югу дислоцированность затухает. В Западном Предкавказье в триас-юрских образованиях открыто более 10-ти месторождений. Приведем по ним некоторые результаты.

Челбасское газоконденсатное месторождение. В скважине №40 ГВК установлен на 2190 м по нижнемеловому газоносному комплексу. Ниже на глубине 2207-2244 м на 10 мм штуцере получено газа 47 тыс. м<sup>3</sup>/с и конденсата - 0,1 м<sup>3</sup>/с / по А.В.Лобачеву /1967/-газа 290 тыс. м<sup>3</sup>/с/. Ниже на глубине 2500-2535 м из затрубного пространства выделялся газ. Затем получен приток пластовой воды 20 м<sup>3</sup>/с. Из интервала 2605-2655 м получен приток пластовой воды 2,5 м<sup>3</sup>/с с газом. Породы фундамента /триас/ встречены на глубине 2128 м. Забой скважины на 3006 м.

В скважине № 5 породы фундамента /триас/ встречены на глубине 2074 м. В результате опробования интервала 2080-2101 м на 10 мм штуцере получено газа 137 тыс. м<sup>3</sup>/с, конденсата 4,3 м<sup>3</sup>/с. В № 8 поверхность фундамента находится на 2121 м. При испытании интервала 2130-2149 м через 8 мм штуцер получено 80 тыс. м<sup>3</sup>/с газа и 2,4 м<sup>3</sup>/с конденсата. В № 14 из интервала 2163-2169 м /поверхность фундамента на 2153 м/ через 9 мм штуцер получено 148 тыс. м<sup>3</sup>/с газа и 5 м<sup>3</sup>/с конденсата. В № 19 из интервала 2100-2130 м /поверхность фундамента 2093 м/ при 12,2 мм штуцере получено газа - 153 тыс. м<sup>3</sup>/с, конденсата 0,1 м<sup>3</sup>/с.

Староминское газоконденсатное месторождение. В скважине Староминской - 45 при забое 2906 м вскрыт домеловой /триасовый/ фундамент на 2138 м /под нижнемеловыми продуктивными альбскими отложениями/. ГВК на этом месторождении установлен на глубине 2198 м. В интервале 2252-2263 м на 12 мм штуцере получено 190 тыс. м<sup>3</sup>/с газа и 19 м<sup>3</sup>/с конденсата, ниже в интервале 2306-2336 м на 10 мм штуцере получено 164 тыс. м<sup>3</sup>/с с конденсатом. На глубине 2527-2558 м получен приток пластовой воды с газом, на 2681-2720 м - разгазированная вода до 3 м<sup>3</sup>/с. В № 16 из интервала 2094-2148 м /поверхность фундамента 2055 м/ на 12 мм штуцере получено 80 тыс. м<sup>3</sup>/с газа, 3,6 м<sup>3</sup>/с конденсата. В № 52 из интервала 2117-2130 м получено 150 тыс. м<sup>3</sup>/с газа на 9 мм штуцере /поверхность фундамента 2116 м/.

Крыловское газоконденсатное месторождение. В скважине № 35 породы домелового фундамента встречены на 2358 м. Из интервала

2350-2398 м на 8 мм штуцере получен промышленный приток газа. ГВК установлено на глубине 2417 м. Из интервала 2491-2759 м притока не получено. Такой же результат по интервалам 2765-2853 м и 3005-3152 м. В скважине №12 из интервала 2430-2440 м на 10 мм штуцере получено 325 тыс. м<sup>3</sup>/с газа и 7,2 м<sup>3</sup> /конденсата. Поверхность фундамента на 2428 м.

В скважине Каневской-35 при поверхности фундамента /триас/ на 1652 м из интервала 1656-1690 м /выборочно/ на 11,5 мм штуцере получено 270,2 тыс. м<sup>3</sup>/с газа.

Таким образом, по скважинам Западного Предкавказья, вскрывшим породы фундамента /триасового, триас-юрского (?) возраста/, устакавливаются два горизонта промышленной нефтегазоносности в интервалах 1-60 м и 80-110 м от поверхности фундамента. Об улучшенных фильтрационно-емкостных условиях пород фундамента свидетельствуют притоки вод в интервалах 400-600 м и 700-900 м от поверхности фундамента.

ИНДОЛО-КУБАНСКИЙ ПРОГИБ (см. рис. I.3.1.-I.3.8.; I.2.1., I.2.5.-I.2.10; I.2.4., 2.1.1., 2.1.2., 2.1.3)

Геологическая зона складок. Здесь выявлено заливообразное выклинивание песчаных горизонтов майкопа и АТЗ /аномалия типа залежь/. Прогнозируется нефтегазоносность майкопа, неогена, заслуживают внимания терригенные и карбонатные толщи тортона, сармата и меотиса.

Прибрежное газовое месторождение. Газ получен из скважины на суше. Приурочен к отложениям сарматского и тортонского яруса неогена и среднего майкопа. Открыто несколько залежей. Ресурсы по категории С<sub>3</sub>- 45, 167 млрд. м<sup>3</sup> газа предполагается на Западно-Прибрежной складке. Из более глубоких горизонтов /майкоп/ последние годы получена нефть /данные "Черноморнефтегаз"/.

Северо-Булганакская складка. Поднятие в 11 км от Керченского полуострова. По кровле майкопа /I<sup>a</sup>/ и по меотису /I<sup>m</sup>/ - двух-купольная, брахиантиклинальная складка, субширотного простирания. По I<sup>a</sup> /-1250 м/ размеры 9x2,7 км, площадь 16,5 км<sup>2</sup>, амплитуда 170 м. Своды имеют размеры 3x2 км. Амплитуда седловины 100 м. По горизонту I структура выполаживается. Возникновение складки связано с развитием диапиризма в глинистой пластичной толще майкопа. В пределах центральной части поднятия выделяется зона отсутствия отражений, охватывающая оба свода как по майкопу, так и по меотису /интерпретируемая как ядро протекания диапира/. Размеры по I<sup>a</sup> 6 x 2,5 км.

Перспективы связаны с отложениями тортона /караган-чокрак/,

сармата, меотиса по аналогии с Северо-Керченским месторождениями, где продуктивность караган-чокрака доказана, сармата и меотиса предполагается. На структуре есть АТЗ, связанные с меотисом и тортоном. Аномалия отмечена и в сармате.

Для отложений меотиса и тортона средняя эффективная газонасыщенная мощность /известняков органогенно-обломочных и песчаников/ 5 и 10 м, пористость соответственно 21 и 20%, коэффициент газонасыщенности 0,6. Ресурсы 3 млрд.м<sup>3</sup> газа.

Северо-Казантипская складка. Поднятие в 20 км на север от мыса Казантип. По кровле майкопа /I<sup>a</sup>/ - куполовидная складка субмери дионального простирания. Через свод проходит субмеридиональное нарушение /амплитуда 12 м/. Западная часть структуры сдвинута на север на 500 м относительно восточной. Поэтому приподнятой на юге оказалась восточная часть, а не северо-западная. По изогипсе /-/ 1037 м размеры 8 X 5,7 км, площадь 42,6 км<sup>2</sup>, высота 117 м. По горизонту I<sup>m</sup> структура выполаживается, приобретающая субширотное простирание, свод смещается на север /до 1 км/. На северном крыле проявляется субмеридиональное нарушение, амплитудой 20 м. По /-/ 480 м размеры структуры 9,5 x 5,7 км, амплитуда 25 м.

Перспективы связываются по аналогии с Северо-Керченским, Акташским и Семеновским месторождениями нефти и газа с отложениями тортона /караган-чокрак/ и сармата, меотиса. По меотису и тортону ресурсы 8 млрд. м<sup>3</sup>/средняя эффективная газонасыщенная мощность 10 и 14 м, пористость 21%, газонасыщенность 0,6/.

Сейсморазведочная структура. Самая высокоамплитудная и глубокопогруженная складка. Закартирована по I<sup>a</sup> горизонту /кровля майкопа/, I<sup>s</sup> /сармат/ и I<sup>m</sup> /меотис/. Структура разбита разломами северо-восточного простирания. В присводовой части отмечена зона потери корреляции. По изогипсе - 1600 м /северо-западная половина/ и - 1875 м /юго-восточная половина складки/ размеры 5 x 6,5 км, амплитуда 350 м. Залежи не обнаружено из-за некачественного проведения работ по испытанию скважины №1 в караган-чокраке и отсутствия испытаний в скважине № 2, где эти отложения залегают гипсометрически выше на 100 м. Здесь ожидается газ промышленных категорий до 1,5 млрд. м<sup>3</sup>.

Капитанская складка расположена на поднятии в центральной части южного сектора акватории. Это западная периклиналь Ачужевского вала. Фундамент и мел разбиты системой разломов субширотного простирания на несколько узких блоков с приподнятыми северными и опущенными южными краями. Размеры по У1 горизонту

- 3300 м 9 x 2 км, амплитуда более 100 м. Она находится в центральной части зоны "косой слоистости" майкопа. Нефтегазоносность связывается с кррой, мелом и "косой слоистостью".

Северо-Керченское газоконденсатное месторождение. Газоконденсатная залежь установлена в караган-чокраке /тортоне/ в интервале 1202-1230 м. Коллектора - известняки и песчаники.

### 2.3. Перспективные на поиски нефти и газа районы, зоны, площади и их рейтинг в акватории Азовского моря

Приведенный в наших работах /2,10/ огромный зарубежный опыт поиска гигантских морских нефтяных и газовых месторождений в различных частях Мирового океана, создает условия для расширения радиуса поиска нефти и газа по площади и разрезу в акваториях Азово-Черноморского региона.

40% мировых прогнозных извлекаемых запасов нефти будут обнаружены в недрах шельфа Мирового Океана /10/. Черноморский шельф - это часть мирового континентального шельфа.

В настоящее время на мировом континентальном шельфе открыто 95 гигантских /более 67,5 млн.т. нефти или более 67,5 млрд.м<sup>3</sup> газа - в одном/ месторождений нефти и 35 гигантских месторождений свободного газа. Эти 130 гигантских нефтяных и газовых месторождений связаны с 34 геологическими провинциями. Для этих провинций характерны различные тектонические условия седиментации: стабильный и нестабильный шельфы, платформа и стабильная платформа, кратоническая и краевая кратоническая впадины, внутриплатформенная впадина, шельфовый и кратонический грабены, окраина кратогена, кратонический рифт, мобильная миогеосинклиналь, предовой прогиб, глубоководная океаническая впадина и др. Характеристика месторождений приведена в работе /2/.

Изучение геолого-геофизического материала и данных глубокого бурения по акваториям Черного и Азовского морей позволило нам выделить наиболее интересные, первоочередные участки /зоны/ для постановки или продолжения геологоразведочных работ на нефть и газ /см. рис. 2.1.2., 2.1.3./.

При оценке перспектив нефтегазоносности пород гетерогенного и гетерохронного фундамента в качестве ведущего критерия принимался структурно-тектонический.

Строение домелового фундамента и осадочного чехла в акватории Азовского моря многоярусное. Здесь мы выделяем 7 нефтегазоносных и перспективных комплексов: докембрийский, триасюрский, нижнемеловой, верхнемеловой, палеоцен-эоценовый,

майкопский и среднемиоценово-плиоценовый.

Все обнаруженные в этих районах нефтяные и газовые месторождения или нефтегазопоявления по своему положению находятся в зонах глубинных региональных разломов.

Зоны разломов выступают как поисковый признак. Изучение их должно быть комплексным, т.е. совместным с другими существующими методиками. Благоприятные литолого-фациальные и геохимические условия, зоны глубинных разломов и качественные покровы - это главные факторы, влияющие на закономерности формирования и пространственное размещение нефтяных и газовых месторождений в пределах осадочных бассейнов и на эффективность их поисков.

С позиций разломно-блоковой тектоники наиболее перспективными зонами на поиски углеводородов \* в породах осадочного чехла и фундамента /включая "промежуточный" комплекс/ в акватории Азовского моря являются следующие (рис.2.1.1., 2.1.2, 2.1.3): 19\*\* - Стрелковая, 20 - Западно-Бирючинская, 21 - Обиточная, 22 - Обручевская, 23 - Акташская, 24 - Морская, 25 - Октябрьская, 26 - Северо-Керченская, 29 \*\*\* - Приразломная, 30 \*\*\* - Западно-Бейсугская, 31 \*\*\* - Бейсугская, 32 \*\*\* - Прибрежная, 33 - Приазовская, 34 - Ударная, 35 - Бортовая.

Особенностями строения этих перспективных зон является их взаимосвязь с зонами разломов или их пересечениями:

- перспективная зона 19 приурочена к зоне Новоцарицынско-Мелитопольского северо-восточного разлома, в пределах кольцевой структуры по дешифрированию;

- перспективная зона 20 располагается на границе ВЕП и Скифской плиты на пересечении Новоцарицынско-Мелитопольского-северо-восточного, Лиманско-Лунного-северо-западного разломов;

- перспективная зона 21 расположена в осевой части Северо-Азовского прогиба в зоне разлома по Мохо;

\* Зоны включают в себе как известные месторождения нефти и газа, так и различные по перспективности структуры или участки, заслуживающие постановки геофизических, дистанционных или других исследований.

\*\* Нумерация I-18 применена для зон на северо-западном шельфе Черного моря в работе /20/. Зоны 19-26 и 33-35 входят в экономическую зону Украины.

\*\*\* Перспективные зоны, входящие в состав экономической зоны России.

- перспективная зона 22 размещена на пересечении Обручевско-Ялтинского - северо-восточного, Корсакско-Федосийского - субмеридионального, Лиманско-Лунного-северо-западного, Северо-Азовского - субширотного разломов;

- перспективная зона 23 приурочена к пересечению Федосийско-Бердянско-Бирючинско-Керченского субмеридиональных разломов;

- перспективная зона 24 расположена на пересечении Северо-Азовского-субширотного и Чкаловско-Керченского-субмеридионального разломов;

- перспективная зона 25 приурочена к пересечению Чкаловско-Керченского-субмеридионального и Южно-Азовского-субширотного разломов;

- перспективная зона 26 находится в зоне Мошкаревско-Северо-Керченского-субмеридионального разлома;

- перспективная зона 29 размещена на пересечении Северо-Азовского-субширотного и Титаровско-Олимпийского-субмеридионального разломов;

- перспективная зона 30 расположена у границы ВЕП и Скифской плиты;

- перспективная зона 31 расположена на границе ВЕП и Скифской плиты;

- перспективная зона 32 расположена в зоне Прибрежно-Небольшого разлома;

- перспективная зона 33 \* находится в зоне Царицынско-Мелитопольского глубинного разлома;

- перспективная зона 34 \* размещена в зоне Чкаловско-Керченского глубинного разлома;

- перспективная зона 35 \* приурочена к зоне субширотного разлома, разделяющего Азовский вал и Индоло Кубанский прогиб и являющегося северной границей Тимашевской ступени.

Анализ пространственного размещения перспективных зон в пределах Азово-Черноморского региона показывает, что в акватории Азовского моря в экономической зоне Украины расположено 11 перспективных зон /из 15/, из которых в пяти уже выявлены притоки углеводородов при незначительном объеме поисково-разведочного бурения. Как в пределах этих пяти, так и в остальных 6 зонах \*

\* Материалами настоящего исследования в экономической зоне Украины нами дополнительно выделены следующие перспективные зоны: Ударная /Структуры Южно-Бердянская, Олимпийская, Ударная, и Белосарайская/, Приазовская /Приазовское месторождение и прилегающая территория/, Бортовая /с одноименными структурами/, с соответствующими номерами 34, 33, 35.

можно разместить значительные объемы бурения, которые не в состоянии реализовать без дополнительных ассигнований и инвестиций в ближайшие 10-17 лет геологоразведочные организации Украины. Вместе с этим ясно также, что параметрическое и поисковое бурение должно вестись после освоения значительных объемов сейсморазведки в перечисленных 11 перспективных зонах и в пространствах между ними, насыщенных прогнозными структурами /72 в украинской и 48 в российской экономической зонах/.

К сожалению, в настоящее время в акваториях Черного и Азовского морей осуществляет нефтегазопосредственное бурение пока только одна плавучая буровая установка /для справки: в 1965 году в британском секторе Северного моря было открыто первое месторождение газа. Через 2 года у Великобритании там было 15 буровых станков. У нас первое газовое месторождение в Черном море открыто почти 20 лет назад, и работает там сейчас один станок/. Если учесть, что ресурсы этого региона реализованы только на 2,5%, а в других регионах - до 50%, а также то, что здесь достигнута высокая эффективность работ, становится еще более очевидной необходимость привлечения всех возможных источников финансирования для ускоренного развития в Азово-Черноморском регионе нефтегазодобывающей промышленности Украины.

Кроме выделения первоочередных перспективных участков для постановки геологоразведочных работ и глубокого бурения с позиций разломно-блоковой тектоники и критериев нефтегазоносности, нами учтено еще ряд важных, по нашему мнению, работ ВНИИШельфа /1988/ \*, В.Г.Бондаренко и др./1989/ \*\*, С.П.Пустовойта и др./1990/, которыми по накопленной экономической эффективности и рентабельности, проведено ранжирование локальных структур и зон газодобычи Азово-Черноморского региона по технико-экономическим показателям. Приводим результаты ранжирования по акватории Азовского моря.

К I рангу отнесены следующие структуры в порядке их ранжирования: Ударная /28/ \*\*, Блоковая-2 /22/, Олимпийская /29/, Белосарайская /27/, Матросская /34/, Южно-Бердянская /26/, Приразломная - 2 /76/, Блоковая-3 /20/, Морская /54/, Безымянная /56/, Молодежная /31/, Северо-Олимпийская /30/, Геофизическая /52/

\* Прим. Эти и другие отчеты с расчетными материалами находятся в г.Симферополе в объединении "Черноморнефтегаз".

\*\* В скобках номер структуры /см. список структур и карту структур (см.рис.1.3.7)/; подчеркнуты структуры, выявленные в Украинской экономической зоне.

Небольшое /65/, Б-52 /75/, Обручева-2 /47/.

К 2 рангу отнесены: Обиточная-I /8/, Западно-Бирючья /2/, Восточно-Бирючья /4/, Южно-Бирючья /3/, Центральная /13/, Кефаль /16/, Александровская /14/, Федотова /6/.

К 3 рангу отнесены: Северо-Казантипская /83/, Восточно-Казантипская /101/, Солнечная /106/, Мысовая - 2 /100/, Комсомольская /105/, Мысовая - I /99/, Бортовые-I,2 /38,45/;

К 4 рангу: Восточно-Стрелковая /37/;

К 5 рангу: Геленджикская /118/, Западно-Прибрежные-I,2,3 /109,107,108/;

К 6 рангу: Фигурная /93/, Зюйдоя-1,2 /94,95/, Крабовая /92/, Северо-Геологическая /43/, Зюйдоя-3 /96/, Мирная /91/, Геологическая - 3 /87/, Железинская /69/.

Из 48 структур, подвергшихся анализу, 32 расположены в пределах экономической зоны Украины, причем среди структур отнесенных к I рангу 13 из 16; к 2 рангу 10 из 10; к 3 рангу 8 из 8; к 4 рангу 1 из 1; к 5 рангу 0 из 4; к 6 рангу 0 из 9. То-есть, подавляющее количество структур /31 из 48/, оцененных очень высоко /I-3 ранг/, находятся в экономической зоне Украины.

Сравнительный анализ наших перспективных зон /11,14,20/ с ранжировкой ВНИИШельфа /1988/, В.Г.Бондаренко и др. /1989/ однозначно подтверждает высокую оценку нашим перспективным зонам 24 и 34, несколько ниже оценка зон 20,21,23,35.

Всё вместе взятое подтверждает правильность постановки вопроса о том, что при сегодняшнем уровне знаний об акватории Азовского моря, необходимо выделить наиболее перспективных зон, заслуживающих особого внимания организаций, проводящих поиски нефти и газа в этом регионе /см.Карту размещения парселей /участков/ с позиций разломно-блоковой тектоники по В.П.Клочко и др./1995/ (см.рис.2.1.2)/, которые нами объединены в районы:

I. Бердянско-Северо-Керченский район, состоящий из парселей /участков/: /КУМ-III/ + /САП-II/ + /АВ-II/ + /ИКП-II/.

II. Мариупольско-Таманский район в пределах экономической зоны России/, состоящий из парселей: /КУМ-IU/ + /САП-III/ + /АВ-III/ + /ИКП-III/.

III. Приазовско-Арабатский район, состоящий из парселей: /КУМ-II/ + /САП-I/ + /АВ-I/ + /ИКП-I/.

Из отдельных наиболее перспективных участков /парселей/ следует назвать следующие: САП-II, АВ-II, САП-I, ИКП-II, АВ-I.

Таким образом, мы имеем возможность проводить геологоразведочные работы, как на значительных территориях /районах/ акватории Азовского моря, так и на локальных участках /парселях/, что позволяет использовать как значительные финансовые средства, так и ограниченные.

### 3. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ АЗОВСКОГО МОРЯ (см.рис.2.1.2.,2.1.3)

По данным УкрНИГРИ /1974/, потенциальные ресурсы по состоянию на 1974 г. оценивались: по неогеновому комплексу в 3%, палеогену - 47% и мелу-50%. Плотность запасов УВ предполагалась в Северо-Азовском прогибе: 5-3 тыс.т/км<sup>2</sup> и менее 3 тыс. т./км<sup>2</sup>; на Азовском валу: 30-50 тыс.т/км<sup>2</sup>; в Индоло-Кубанском прогибе 30-20 тыс.т./км<sup>2</sup>.

В 1984 г. В.А.Гордиевич и др. /1984/ оценили ресурсы УВ в газовом эквиваленте по Азовскому морю в 506 млрд. м<sup>3</sup> газа.

Площадь Азовского моря равна 40 тыс.км<sup>2</sup>, а перспективная на УВ ее часть составляет 30 тыс.км<sup>2</sup>. Интересно, что северо-западный шельф Черного моря имеет площадь 90 тыс.км<sup>2</sup>, а его перспективная часть - 40 тыс.км<sup>2</sup>. Таким образом, если по площади территория Азовского моря в 2,25 раза меньше аналогичной украинской части акватории Черного моря, то перспективная его часть меньше всего лишь в 1,3 раза.

По данным ВНИИШельфа /1988/, ресурсы Азовского моря до изобаты 20 м по категориям Д+С<sub>3</sub> составляли в 1988 году: по нефти - 33/II млн.т, газа - 320/275 млрд.м<sup>3</sup>, конденсата - 2/I млн.т /в знаменателе извлекаемые запасы/.

Наиболее обоснованы ресурсы Азовского моря Г.К.Бондарчуком /1993/ /таблица 6/ на основе данных ВНИИШельфа /1988/. По этому автору суммарные объемы прогнозных ресурсов УВ по акватории Азовского моря и по шельфу и континентальному склону Черного моря оцениваются в 3,022 млрд.т условного топлива /в том числе по шельфу Черного моря - 900 млн.т условного топлива, континентальному склону - 1764 млн.т, Азовскому морю - 358 млн.т/. Естественно наименьшие затраты возможны только по Азовскому морю и части северо-западного шельфа Черного моря. Доля нефти по Азово-Черноморскому акваториальному региону предполагается в 18,7%.

По данным Г.К.Бондарчука /1993/, текущие извлекаемые перспективные и прогнозные ресурсы УВ Украины составляют 5042,1 млн.т. условного топлива, в том числе в Азово-Черноморском регионе 2608,5 млн.т условного топлива /51,7% без учета площади глубоководной части Черного моря, где запасы оцениваются в 1,0 млрд.т условного топлива/.

В бурении на Азовском море находились следующие структуры: Северо-Керченская /миоцен/ \*, Морская-I /майкоп/, Электро-

Начальные потенциальные ресурсы углеводородов  
акватории Азовского моря /Г.К.Бондарчук /1993/

Таблица 6

№ пп.	Полезные ископаемые	Единица измерения	Итого
1.	Нефть	млн.т.	25/10
2.	Конденсат	"	11/7
3.	Газ природный	млрд.м <sup>3</sup>	363,2/305
4.	Газ попутный	"	2/1
5.	Всего прогнозных ресурсов в газовом эквиваленте на 01.01.92 г.	"	401,2/323
6.	Перспективные ресурсы С <sub>3</sub> на 01.01.1992 г.	"	25,9
7.	Запасы С <sub>1</sub> на 01.01.92 г.		
	газ	млрд.м <sup>3</sup>	3,439
	конденсат	млн.т.	-
8.	Запасы С <sub>2</sub> на 01.01.92 г.		
	газ	млрд.м <sup>3</sup>	7,979
	конденсат	млн.т.	-
9.	Добыча на 01.01.92 г.		
	газ	млрд. м <sup>3</sup>	1,536
	конденсат	млн.т.	-
10.	Потенциальные начальные ресурсы УВ в газовом эквиваленте	млрд. м <sup>3</sup>	440/361,8

\*Проектные продуктивные горизонты.

разведочная / майкоп/, Обручева /миоцен, майкоп/, Прибрежная /неоген, майкоп/, Октябрьская /неоген/, Западно-Бейсугская /эоцен/, Небольшая /майкоп/, Сигнальная /майкоп/, Неизвестная /эоцен//, Сейсморазведочная / миоцен /, Стрелковая, Бейсугская, Крабовая.

В Азовском море пробурены следующие скважины: Северо-Керченская-1 /2480 м/, Электроразведочная-1 /1650 м/, Морская-2 /1260м/, Обручева-1 /570 м/, 2 /347 м/, Западно-Бейсугская-1 /1771/, 2 /1800м/, 3 /1660м/, 205 /1600м/, 206 /1605 м/, 211 /1600 м/, Небольшая - 225 /923м/, 224 /980м/, Сигнальная 208 /872м/, Октябрьская - 245 /1500 м/, Стрелковая-16 /600м/, 17 /1250 м/, 19 /1250м/, 20 /2023 м/, Сейсморазведочная-1 /1335м/, 2 /1423м/ и др.(см. выше).

На Азовском море, в его акватории, установлена промышленная газонефтеносность:

- В Индоло-Кубанском прогибе: на Северо-Керченской и Прибрежной площадях;
- на Азовском валу: на Морской-1, Западно-Бейсугской и Октябрьской площадях;
- на Азовском валу фонтаны газа получены на структурах: Неизвестной, Сигнальной, Небольшой, Обручева.

В разработке находились Стрелковое и Бейсугское месторождения.

На 1 квадратный километр площади акватории Азовского моря приходится лишь 0,7 погонного метра бурения (!?). Тем не менее, за последние годы эффективность глубокого бурения в Азово-Черноморском регионе выше, чем в Украине, в 3 раза. К этому следует добавить, что коэффициент реализации начальных ресурсов /по Г.К.Бондарчуку /1993/ в этом бассейне - 0,02 (!), в то время как в Днепровско-Донецкой нефтегазонасной области - 0,51, в Карпатской - 0,42. Накопленная добыча УВ на шельфе Черного и акватории Азовского морей не превышает 0,5% начальных потенциальных ресурсов УВ /8,2 млрд.м<sup>3</sup> в газовом эквиваленте/.

Прогнозные ресурсы акваторий Черного и Азовского морей по глубинам залегания перспективных отложений составляют соответственно в %: до 1000м - 24,5; 1000 - 3000 м - 34,8; 3000-5000 м - 24,6; 5000 - 7000м - 16,1.

К указанному выше следует добавить ряд заключений и цифр, приведенных в работе С.П.Пустовойта и др./1990/, ВНИИШельф, г. Симферополь/. Запасы и ресурсы газа на Азовском море составляют 517,1 млрд.м<sup>3</sup>. Запасы газа по категориям А+В+С<sub>1</sub> 3675 млн.м<sup>3</sup>, по С<sub>2</sub> 7979 млн.м<sup>3</sup>. В акватории Азовского моря ресурсы

газа по категории С<sub>3</sub> по 12 опоскованным структурам составляют 46 млрд.м<sup>3</sup>. На балансе "Черноморнефтегаза" по 8 структурам числится 33,3 млрд.м<sup>3</sup>, которые содержатся в неогене и нижнем меле. Месторождения Прибрежное, Западно-Бейсугское и Октябрьское (?) принадлежат России, Стрелковое, Северо-Керченское и Морское - Украине. Суммарные запасы по месторождениям 35,14 млрд. м<sup>3</sup>, ресурсы по С<sub>2</sub> - 45,022 млрд.м<sup>3</sup>. Плотность размещения запасов по месторождениям 0,016 до 0,789 млрд.м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>. Максимальная плотность на Прибрежном в неогене, минимальная в майкопе. На шести остальных опоскованных структурах получены следующие результаты: Сейсморазведочная, Небольшая, Обручева, Крабовая структуры недоразведаны, на Сигнальной запасы не учтены. На Электроразведочной в разрезе имеются горизонты, заслуживающие изучения в отношении промышленной газоносности. Наибольший потенциал у нижнего мела, перспективны отложения верхнего мела, палеогена, эоцена, майкопа, неогена, триаса и юры. К этому мы добавляем и породы кристаллического фундамента /Азовское месторождение/. Неразведанные ресурсы газа в акватории Азовского моря 493,6 млрд.м<sup>3</sup>. Плотность ресурсов 5-30 тыс.т/км<sup>2</sup>. Все ресурсы Азовского моря залегают на глубине до 3000м, причем 33,9% на глубине до 1000 м. Рентабельность эксплуатации месторождения в Азовском море 2,0 млрд.м<sup>3</sup> /в то время, как на северо-западном шельфе Черного моря - 5 млрд.м<sup>3</sup>, на Керченско-Таманском шельфе Черного моря 4 млрд.м<sup>3</sup>. Удельные затраты на подготовку 1000 м<sup>3</sup> газа в Азовском море 2,8 руб /1990г/, на северо-западном шельфе Черного моря - 2,7 руб., Керченско-Таманском шельфе Черного моря - 5,0 руб.. Высокоперспективны площади Северо-Азовского прогиба /нижний мел, майкоп, миоцен, докембрийский/. Однако в этом тектоническом элементе до сих пор отсутствуют глубокие скважины (!?).

В опубликованной работе Г.К.Бондарчука \* заслуживают внимания ряд фактов. Остаточные перспективные ресурсы шельфа и континентального склона Черного и Азовского морей /в Украине/ составляют 2,2 млрд.т условного топлива, разведанные запасы газа 51 млрд.м<sup>3</sup>. Запасы региона исчерпаны на 2,5% (!). Эффективность работ "Черноморнефтегаза" в 3-10 раз выше чем в Украине и, в то же время, на акваториях работает 1 буровая плавучая установка (!?). Сейсмические исследования в техническом отношении остаются на уровне 70-80 гг. /особенно это касается Азов-

\* "Крымские Известия", 18.05.1993 г. "Большие перспективы маленького острова".

ского моря/. Следует внимательно отнестись к выводам автора: "Если половину действующих объектов в Украине переориентировать на Азово-Черноморский регион и начать освоение запасов /2,2 млрд. т условного топлива! / мы бы избавились от многих проблем." "На Украине никто практически не знает реального положения и поэтому ученый мир с недоверием относится к нашим утверждениям о перспективности шельфовых разработок". "Где есть газ, есть нефть. Ранее же считалось: газ-да, а нефть- не стоит, можно загрязнить море". "Необходимо объявить конкурс на получение лицензий на наиболее перспективные в нефтегазоносном отношении участки /парсели - В.К./"В этих фразах главного геолога в 1993 г. "Черномор-нефтегаза" отражено фактическое состояние дел.

Изложенное выше о прогнозных ресурсах нефти и газа в акваториях Черного и Азовского морей получено в результате использования традиционных методов поисков УВ без учета новых достижений теоретической общей геологии и, в частности, нефтяной геологии, например, связи нефтегазовых месторождений с глубинными структурами и зонами глубинных разломов. Исходя из современных представлений в учении о геосинклиналях /II,20/ и разломно-блоковой тектонике /I,2.15,16,20/ открываются дополнительные пути решения проблемы нефтегазоносности Азовского моря и возможности прогнозирования месторождений нефти и газа в осадочном чехле и фундаменте. Это позволяет здесь откорректировать существующие и разработать новые перспективные направления геолого-разведочных работ на нефть и газ. Нефтегазоносными объектами в породах домелового фундамента могут быть зоны глубинных разломов субмеридионального, субширотного и других направлений, их пересечения, коры выветривания, зоны тектонитов в толще фундамента и др.

Нефтегазовый потенциал разреза Азовского моря может быть увеличен не только за счет более глубоких домеловых горизонтов, но и за счет открытия новых месторождений УВ на континентальном склоне и в глубоководной части Черного моря. Следует ожидать открытия месторождений в породах, возраст которых находится в границах от докембрийского до неогенового.

Исходя из фактического материала и генетического родства нефти и газа в фундаменте и осадочном чехле, новыми перспективными направлениями геологоразведочных работ на юге Украины и ее акваториях Азовского и Черного морей авторы /I,2,6,10,11,14,16/ считали и считают следующие:

- поиски нефти и газа в верхней части гетерогенного и гетерохронного фундамента на площадях с установленными залежами УВ в осадочном чехле;

- поиски нефти и газа в толще кристаллических и метаморфических пород гетерохронного и гетерогенного фундамента;
- поиски УВ на трассах региональных глубинных разломов, в местах их пересечения, в породах фундамента и осадочном чехле.

Нефтегазовый потенциал Азово-Черноморского региона будет увеличен не только за счет более глубоких домеловых горизонтов, но и за счет залежей УВ на континентальном склоне и в глубоководной части Черного моря.

Поиски нефти и газа в северной части акваторий в осадочном чехле необходимо вести на мезозойские отложения, попутно решая задачи нефтегазоносности вышележащих горизонтов палеоген-неогена и нижележащих пород чехла и фундамента.

Основными направлениями работ в акватории Азовского моря до 2010 года являются:

I. Мезозойские и кайнозойские отложения осадочного чехла: I.1. На моноклинали южного склона УЩ; I.2. В акватории Азовского моря; I.3. На Керченском шельфе и прилегающем континентальном склоне Черного моря.

II. Докембрийские кристаллические породы фундамента: II.1. На моноклинали южного склона УЩ; II.2. В Северо-Азовском прогибе / и Чингульской седловине/.

III. Триасовые и триас-юрские образования основания Скифской плиты: III.1. На Азовском валу; III.2. На Тимашевской ступени.

В соответствии с развитием в осадочном чехле коллекторов и смежных с ними флюидопоров отмечается стратиграфическая приуроченность УВ и их месторождений к следующим нефтегазоносным комплексам:

- базальной толще нижнего мела и коре выветривания гетерогенного основания Скифской плиты;
- триасовым и триас-юрским образованиям Скифской плиты;
- альбским отложениям, с приуроченностью к песчаным, туфовым и туффитовым образованиям, внутри преимущественно глинистой толщ;
- верхнемеловым отложениям, с локальным развитием карбонатных трещинных и порово-трещинных пород;
- палеоценовым отложениям;
- эоцен-нижеолигоценовым отложениям;
- олигоценовым отложениям;
- неогеновым отложениям;
- коре выветривания и трещиноватым породам докембрийского кристаллического фундамента ВСП.

К числу перспективных нефтегазоносных комплексов относятся:

- палеозойские, юрские, раннемеловые, рифогенные, карбонатные и терригенные отложения;

- базальные и туфогенные образования средней юры;

- трещинные зоны платформенного основания и кристаллического фундамента на Украинской моноклинали ВЕП, в пределах шовного сочленения ВЕП со Скифской плитой и в зонах активизированных разломов и их пересечений.

В перечне структур, подготовленных к глубокому бурению /С.П.Пустовойт и др. /1990/ геофизическими методами, по акватории Азовского моря числились и числятся: Центральная-2/ ресурсы 2 млрд.м<sup>3</sup> в газовом эквиваленте, категории Д<sub>1</sub>/, Обиточная-1 /3,2 млрд.м<sup>3</sup>, Д<sub>1</sub>/, Обиточная-2 /2млрд.м<sup>3</sup>, Д<sub>1</sub>/, Южно-Бердянская /10,0 млрд.м<sup>3</sup>, Д<sub>1</sub>/, Западно-Бирючья /10,2 млрд.м<sup>3</sup>, Д<sub>1</sub>/, Северо-Бирючья /2,0 млрд.м<sup>3</sup>, Д<sub>1</sub>/, Восточно-Бирючья /4,0 млрд.м<sup>3</sup>, Д<sub>1</sub>/, Восточно-Казантипская /3,0 млрд.м<sup>3</sup>, С<sub>3</sub>/, Северо-Булганакская /2,5 млрд. м<sup>3</sup>, С<sub>3</sub>/, Олимпийская /32,0 млрд.м<sup>3</sup>, Д<sub>1</sub>/, Ударная /23,3 млрд.м<sup>3</sup>, Д<sub>1</sub>/, Матросская /8,8 млрд.м<sup>3</sup>, Д<sub>1</sub>/, Северо-Геологическая /2,8 млрд.м<sup>3</sup>, С<sub>3</sub>/, Северо-Казантипская /6,0млрд. м<sup>3</sup>, С<sub>3</sub>/, Белосарайская /22,7 млрд.м<sup>3</sup>, Д<sub>1</sub>/, Приразломная. Заслуживают внимания: Восточно-Стрелковая, Блоковая, Геофизическая /общие их ресурсы 8,0 млрд.м<sup>3</sup>, категория С<sub>3</sub>/.

В течение многих лет на Азовском море только планируются работы, но не проводятся.

Так, в 1988 г. в бурении на Азовском море находились: Западно-Бейсугская /эоцен/, Морская /майкоп/, Небольшая /майкоп/, Неизвестная /эоцен/, Обручева /миоцен, майкоп/, Октябрьская /неоген/, Прибрежная /неоген, майкоп/, Северо-Керченская /миоцен/, Сейсморазведочная /миоцен, майкоп/, Сигнальная /майкоп/, Электроразведочная /майкоп/.

В 1990 г. планировались /А.Л.Шипилов /1990/: Ударная /нижний мел/, Белосарайская /нижний мел/, Олимпийская /нижний мел/, Западно-Бирючьи - 1,2 /нижний мел, эоцен/, Северо-Керченская-3 /неоген/, Морская /нижний мел/. Перспективными были: Северо-Булганакская /нижний мел/, Северо-Казантипская /нижний мел/.

В 1990 г. С.П.Пустовойт и др. считали, что Северо-Азовский прогиб наиболее перспективный район Азовского моря, где были подготовлены структуры: Олимпийская, Ударная, Белосарайская, Западно- и Восточно-Бирючьи, Матросская. Здесь прогнозировалась продуктивность комплексов нижне- и верхнемелового, эоценового, майкопского и миоценового. В первом предполагалось до 30% запа-

сов УВ. Структуры хорошо выражены по домеловому основанию и меловым отложениям и расформированы по палеогену и неогену.

В фонде выявленных перспективных структур на 01.01.94 г. по "Одессаморгеслогии" числились: Безымянная, верхний мел /подготовлена по горизонту Ш/; Безымянная, верхний мел /Ш/; Безымянная, верхний мел /Ш/; Блоковая, нижний мел /IY/; Геофизическая, домеловая /IY/ и Молодежная, нижний мел /IY/. К недостаточно изученным относились Южно-Бирючьа, триас нижний /Y/ и Северо-Олимпийская, нижний мел /IY/.

В фонде выявленных перспективных структур на 01.01.95 г. числились: I. Безымянная-2 /56/ /верхний мел, Ш/, 2. Безымянная-3 /58/ /верхний мел, Ш/, 3. Безымянная-4 /59/ /верхний мел, Ш/, 4. Блоковая-3 /20/ /нижний мел, IY/, 5. Геофизическая, домеловая /52//IY/, 6. Молодежная /31/ /нижний мел, IY/, 7. Мысовая-1 /99/ /кровля палеогена, П/, 8. Морская /54//верхний мел, П/, 9. Обручева-2 /47//триас нижний, V/, 10. Обручева-3 /48/ /триас нижний, V/. II. Южная /40//верхний мел, Ш/, 12. Солнечная /106//нижний неоген, I/, 13. Центральная /13//верхний мел, Ш/. /Цифры после названия структуры указывают ее номер на рис. I.3.7/.

В фонде подготовленных структур на 01.01.95 г. по "Черноморнефтегазпрому" числились: I. Белосарайская /нижний мел, 70км<sup>2</sup>/, 2. Западно-Бирючьа /нижний мел, 26 км<sup>2</sup>/, 3. Матросская /средняя юра, 28 км<sup>2</sup>/, 4. Обиточная-1 /нижний мел, 36 км<sup>2</sup>/, 5. Обиточная-2 /нижний мел, 15 км<sup>2</sup>/, 6. Олимпийская /нижний мел, 215 км<sup>2</sup>/, 7. Южно-Бердянская /нижний мел, 61 км<sup>2</sup>/, 8. Южно-Бирючьа /нижний мел, 19 км<sup>2</sup>/, 9. Северо-Булганакская /нижний неоген, 16,5км<sup>2</sup>/, 10. Северо-Казантипская /нижний неоген, 31,5 км<sup>2</sup>/, 11. Восточно-Казантипская /нижний неоген, 13 км<sup>2</sup>/, 12. Восточно-Бирючьа /нижний мел, 23 км<sup>2</sup>/, 13. Ударная /нижний мел, 125 км<sup>2</sup>/, 14. Центральная /нижний мел, 22 км<sup>2</sup>/.

В бурении числились следующие структуры: Электроразведочная, Морская, Небольшая, Обручева, Северо-Керченская, Сейсморазведочная /в пределах экономической зоны Украины/.

Таким образом, к настоящему времени окончательно сформировался фонд структур /табл.7/, заслуживающих дальнейшего изучения геофизическими методами и поисково-разведочным бурением. Однако, геологоразведочные работы на Азовском море приостановлены в связи с запретом контролирующих органов /по "экологическим" соображениям !/. Непонятно почему нет даже тематических исследований ?

На акватории Азовского моря продуктивны: неогеновые, майкопские и эоценовые отложения. Перспективны: меловые, триас -



Фонд подготовленных к поисково-разведочному бурению объектов  
 по состоянию на 01.01.95 г. по акватории Азовского моря  
 /Г.К.Бондарчук, 1993; В.Г.Бондаренко и др., 1991; П.Н.Мельничук, 1995; и др./  
 Таблица 7

№ на карте 1:3.7	Наименование площади и тектонического элемента, где она расположена: на	Характеристика основного объекта							Суммарные ресурсы		
		Горизонт и год подготовки	Глубина: Амплитуда, м	Площадь, км <sup>2</sup>	Тип объекта: по данным сейсморазведки	Глубина: на момент	Запасы: в т.ч. по основному горизонту	Категория: сов и запасов	Глубина: на момент	Запасы: в т.ч. по основному горизонту	Категория: сов и запасов
13	Центральная, САП	У1/доурский, 1979	650	200	36	приразломная, погреб. антиклин.	9-10	Д1/У1/	- 4,7		
8	Обиточная-1, САП	У1/К1кр/, 1979	750	100	41, 3х5, 3/46	пликативная	9-10	Д1-13,8, в т.ч. У1-55			
		У /К1 под/	950	180	11 х 5/	приразломная					
		У1 /фунд/	1050	240	52, 13х4,5/	брахиантиклин.					
15	Обиточная-2, САП	У1/К1кр/, 1979	650	60	21,5	приразломная	9-10	Д1/У1/	- 3,2		
		У /К1 под./	950	50	5х5/26	погребенная		Д1 /У/	- 4,9		
		У1 /фунд/	1100	40-50	6 х 5/23,3	брахиантиклин.					
26	Южно-Бердянская, САП	У1/К1кр/, 1976	1075	600	82	приразломная	11-12	Д1 - 17,5, в т.ч. У1 - 12,3			
					5,8х 18,2/	брахиантиклин.					

продолжение таблицы 7

5	Северо-Бирючья, САП	1 <sup>м</sup> , 1979	750	30	20,5	приразломная	9	С3/1 <sup>м</sup> /	- 3,2	
		У1 /К1кр/	850	110	11,5х2+3/19	брахиантиклин.		Д1 /У1/	- 9,8	
4	Восточно-Бирючья, САП	У1 /К1кр/, 1979	850	125	23	пликативная брахиант.	10-11	Д1 /У1/	- 11,0	
101	Восточно-Казанская, ИЖП	1 <sup>м</sup> /меотис/, 1977	480	25	21,5	пликативная	10-12	С3 /1 <sup>м</sup> /	- 0,4	
		1 /Р3мк/	1130	30	8х3,7/18,5	брахиантиклин.		С3 /N/	- 3,0	
34	Матросская, САП	П /Р2/, 1979	960	45	21,5	пликативная	9-11	Д1/П-П <sup>а</sup> /	- 3,6	
		П <sup>а</sup> /Р/	1025	110	8 х 3,7/18	приразломн.				
		Ш /К2/	1250	135	6,5 х 3,5/20	брахиантиклин.				
		У1 /К1/	1800	180	14,5 х 3/31			Д1 /У1/	- 14,3	
		У /юрский/	1950	300	14 х 2,7/30					
27	Белосарайская, САП	У1 /К1/	1475	300	70	пликативная	8-12	Д1 /У1/	- 15,5	
		Ш /К2/, 1977	825	250	28х5/47	брахиантиклин.				
		П /Р2/	700	50	29х2,5/28					
		У /юрский/	1050	450	22 х 2/7,6х1,5; 2,1х1,9х2; 6х1/					

1	2	3	4	5	6	7	8	9
43	Северо-Геологическая, ИКП	I <sup>p</sup> / N <sub>2</sub> P / 1988 I <sup>m</sup> / N <sub>1</sub> <sup>3</sup> m /	460 620			авандельтовые отложения	10-12 C <sub>3</sub> - 2,8	
2	Западно-Бирючья, САП	I <sup>a</sup> , IV, 1979	1200	170	73,5	пликативн. брахиантикл.	D <sub>1</sub> -II,5, в т.ч. IV - 10,2	
83	Северо-Казантипская, ИКП	I <sup>a</sup> / кг-цк / I <sup>m</sup> / P <sub>3</sub> тк / I <sup>m</sup>	900 925 450	10 115 50	26,5 42,6 9,2	куполовидная дизъюнктивная антиклиналь	II C <sub>3</sub> - 8,0, в т.ч. I - 6,0	
102	Северо-Булганакская, ИКП	I <sup>a</sup> / кг-цк / I <sup>a</sup> / P <sub>3</sub> тк /	1050 350	170 170	16,5 16,5	двухкупольная пликративная брахиантикл.	10-12 C <sub>3</sub> - 3,0, в т.ч. I - 2,5	
29	Олимпийская, САП	IV, 1981 Ш / K <sub>2</sub> / Ш / K <sub>2</sub> ср /	700 350	770 140	215,0 61	дизъюнктивная линейная антиклиналь	6 - 9 D <sub>1</sub> / IV / - 32,3	
28	Ударная, САП	IV, 1981 II / P <sub>3</sub> / I / N <sub>1</sub> <sup>1</sup> тк /	1000 500 450	675 133	126 48	приразломная брахиантикл.	8 - 12 D <sub>1</sub> / IV / - 23,3	

7 Приразломная, / в последние годы не предлагается / САП

3,44 Южно-Бирючья К<sub>1</sub> САП

Последняя структура числится в фонде подготовленных структур на 01.01.95г.

Примечание: кр - кровля, под. - подошва, фонд. - фундамент, САП - Северо-Азовский прогиб,

ИКП - Индоло-Кубанский прогиб.

-юрские породы, докембрийские кристаллические образования фундамента.

В Азовском море выделяют четыре структурных этажа: нижне-меловой, верхний мел-эоценовый, олигоцен-нижнемиоценовый, среднемиоценово-антропогеновый.

Первый представлен терригенно-глинистыми образованиями с кремнистыми породами в альбе. Нижний мел залегает трансгрессивно и в основании имеет базальную пачку прибрежно-континентальных образований. Мощность 50 м.

Второй - известняки, мергели с прослоями песчаников, алевролитов, глин. Формация платформенно-карбонатная, мощность 0 - 2000 м.

Третий /майкопский/ - преимущественно глинистый. Мощность до 1000 м. Майкоп представлен однообразными карбонатными или некарбонатными глинами. Здесь характерно распространение алевро-песчаных прослоев, образующих пачки по несколько десятков метров.

Четвертый - перекрестно - горизонтальное залегание пород морского и лагунно-континентального генезиса.

Основные перспективы на акватории Азовского моря связываются с обширной зоной моноклиналиного погружения пород в сторону Индоло-Кубанского прогиба. Здесь появляются в виде непрерывных комплексов и возрастают по мощности до нескольких сотен метров в прогибе отложения эоцена и палеоцена, верхнего и нижнего мела, верхней, средней и верхней юры. В зонах выклинивания - это основные объекты.

Необходимы поиски структурных ловушек, в т.ч. и бескорневых, на северном борту Индоло-Кубанского прогиба, морском продолжении Тимашевской ступени и южном склоне Азовского вала.

Возрастает роль неантиклинальных ловушек, представленных телами типа баров, рифов, заливообразными зонами выклинивания продуктивных комплексов, сейсмофациальной косослоистостью пород. В Азовском море они развиты в отложениях неогена на северо-востоке и майкопа на юге /северное крыло Индоло-Кубанского прогиба/.

Наивысшую эффективность поисково-разведочных работ предполагается достигнуть на Азовском море на следующих площадях /поднятиях/ Северо-Азовского прогиба: Западно-Бирючьей, Олимпийской, Белосарайской, Восточно- и Северо-Казантипской.

Основные направления работы - нижне - и верхнемеловое. По палеогену перспективны неантиклинальные ловушки.

Эоцен можно изучать на Блоковой-2, Геологической-1, Вос-

точно-Стрелковой, Белосарайской, Капитанской.

Триас можно изучать в центральной и северо-восточной частях Азовского вала. Триас-юрский комплекс продуктивный в Западном Предкавказье. Его нужно изучать на поднятиях: Восточно-Стрелковом, Блоковом-2, Октябрьском, Геологическом, Капитановском.

Разведочное бурение будет на Северо-Керченском, Морском месторождениях. Детальную сейсморазведку необходимо провести на Блоковой, Неизвестной, Геофизической, Восточно-Стрелковой.

В акватории Азовского моря литофациальный состав продуктивных отложений неогена /тортонские, сарматские, меотические/ и майкопа аналогичен одновозрастным осадкам северо-западного шельфа Черного моря. В отложениях майкопа на северном борту Индоло-Кубанского прогиба песчано-алевритовые пачки развиты и в низах разреза, а эоценовые отложения /по сравнению с северо-западным шельфом/ характеризуются увеличенным содержанием терригенно-обломочных пород. Перспективны верхнемеловые и триас-юрские породы.

На Западно-Бирючем поднятии прогнозируется нефтегазоносность в нижнемеловых и майкопских породах, причем основным газоносным комплексом рассматривается часть нижнемеловой толщи, представленной континентальными и прибрежно-морскими кварц-полевошпатовыми песчаниками альбского и аптского возраста. Продуктивность верхних песчаных пачек майкопа установлена на Стрелковом газовом месторождении и площади Морская-1. На поднятиях Ударном и Олимпийском в Северо-Азовском прогибе наиболее перспективными в газоносном отношении являются базальные песчаники нижнего мела и мощная /до 100-300м/ толща нижнемеловых аргиллитов.

Все складки Каневско-Березанского вала промышленно газоносны по нижнему мелу. Данные по Электроразведочной и Морской заставляют более осторожно оценивать перспективы Азовского вала по этому комплексу. В сводах нет меловых и палеоценовых отложений. Они появляются в депрессионных зонах вала или на склонах. Но на Азовском валу /Бейсугское и Стрелковое месторождения/ выявлены залежи газа в литологических ловушках майкопа. Залежь в эоцене выявлена на Каневской площади. В меловых отложениях возможны литологические и стратиграфические залежи. В триасе залежи в гранулярных и трещинных коллекторах.

На Тимашевской ступени и Индоло-Кубанском прогибе перспективы нефтегазоносности выше чем на Азовском валу. Газовые и

нефтяные скопления связываются со структурными ловушками в мезозое и кайнозое и бескорневыми складками в миоцене /Славянская, Фрунзенская, Гривненская - на суше/. Здесь же необходим поиск неструктурных залежей /выклинивание палеоцена, мела, юры/.

Перспективна южная часть Азовского моря, где установлены большая мощность осадочного чехла, наличие крупных глинистых и песчаных тел. На Северо-Керченской структуре газ в чокракских отложениях. Газ получен также и в других горизонтах тортона, в нижнем и среднем майкопе. Продуктивные горизонты тортона залегают на глубинах 1500 м. Предполагается продуктивность сарматских и меотических отложений.

Перспективен весь район, примыкающий к Керченскому п-ву. Здесь есть складки, перспективные на газ и нефть в неогене.

В южной части акватории Азовского моря перспективы нефтегазоносности связываются с Северо-Булганакским и Северо-Казантипскими поднятиями, расположенными в пределах Индоло-Кубанского прогиба, преимущественно с отложениями тортона /караган-чокрак/, сармата и меотиса, по аналогии с Северо-Керченским месторождением, где продуктивность караган-чокрака доказана, а сармата и меотиса - предполагается. Коллекторы обычно представлены органогенными известняками, песками и песчаниками.

В Семеновско-Благовещенской зоне нефтегазонакопления залежи УВ открыты в неогене: нефтяные-Семеновское, Акташское, Приозерное; газовое-Северо-Керченское; в майкопе - Южно-Сивашское газовое месторождение. Перспективны здесь неогеновые и палеогеновые отложения.

Если исходить из важной роли надвигов, то А.И.Самсонов/1990/ считает наиболее продуктивной южную часть зоны Азовских надвиговых дислокаций /Центральный надвиг и южнее от него/. Менее перспективна сильно дислоцированная внутренняя зона надвиговых дислокаций. Заслуживают изучения структуры в пределах Главного Азовского надвига и Северо-Керченского надвига. Многие исследователи останавливают свой выбор в качестве первоочередного объекта поисково-разведочных работ и новых сейсмических исследований на Северо-Азовском прогибе. В нижнем мелу здесь прогнозируются 30% запасов УВ Азовского моря. Заслуживают разведки продуктивные комплексы ниже- и верхнемеловой, эоценовый, майкопский, миоценовый. Из подготовленных структур следует отметить Олимпийскую, Ударную, Белосарайскую, Западно- и Восточно-Бирючью, Матросскую.

В нашей настоящей работе мы рассматриваем нефтегазоносный

потенциал акватории Азовского моря, где по нашим представлениям есть все возможности эффективно вести поиски газа и нефти.

Украинские организации должны иметь методическое руководство при выдаче лицензий на ту или иную территорию акватории Азовского моря и, главное, определять по рангам стоимость предлагаемых парселей различным инвесторам. Работы в этом направлении следует безотлагательно продолжить.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ - РЕКОМЕНДАЦИЯ

В акватории Азовского моря установлено 120 \* локальных структур /в том числе 72 в пределах экономической зоны Украины/. Значительное развитие получил здесь неантиклинальный тип ловушек. Локальные поднятия преимущественно мелкие и средние. Есть и крупные до 80 км<sup>2</sup> и даже более. Развита брахиантиклинальные, линейные и приразломные антиклинали сквозного, иногда погребенного типов. Наибольшие размеры и амплитуды, степень нарушенности, углы падения крыльев и др. они имеют по поверхности кристаллического фундамента на севере акватории Азовского моря и складчатого основания южнее, т.е. по подошве осадочного чехла. Вверх по разрезу выраженность и нарушенность складок уменьшается. По отложениям майкопа и неогена - это малоамплитудные поднятия, либо они не выражены вообще. Ловушки неантиклинального типа представлены линзообразными телами типа баров, банок, рифов и биогермов, а также зонами замещения и заливообразного выклинивания пластов - коллекторов в регионально нефтегазоносных комплексах. По геофизическим данным эти линзовидные тела выделены в центральной части Азовского моря и в майкопских отложениях на северном крыле Индоло-Кубанского прогиба. Установлены регионально газонефтеносные продуктивные комплексы.

Запасы углеводородов, установленные в акватории Черного и Азовского морей, позволяют развернуть здесь геологоразведочные работы в значительных объемах уже в настоящее время.

В национальной программе "Нефть и газ Украины до 2010 года" в 1993 году определены начальные потенциальные ресурсы УВ акваторий Черного и Азовского морей /шельф и континентальный склон/ в объеме 2378,9 млн.т условного топлива /27,5% от всех в Украине/, в том числе нефти - 213,0 млн.т /19,7%/, свободного газа - 1931,6 млрд.м<sup>3</sup> /28,0%/, растворенного газа - 39 млрд.м<sup>3</sup> /18,4%/, конденсата - 193,3 млн.т /42,3%/.

Неразведанные запасы акваторий /по категориям С<sub>2</sub>+С<sub>3</sub>+Д<sub>1</sub>+Д<sub>2</sub>/ составляют 2326,6 млн.т условного топлива /43,6% от всех неразведанных ресурсов Украины/, в том числе свободного газа 1880,9 млрд.м<sup>3</sup> /44,3%/, нефти - 213,0 млн.т /32,4%/.

\* Если суммировать списки структур в акватории Азовского моря по различным авторам за длительный период поисков и разведки, окажется, что локальных структур будет как минимум в 1,5-1,7 раза больше, что требуется подтвердить или опровергнуть сейсмическими исследованиями в ближайшее время.

Начальные ресурсы УВ шельфа Черного и Азовского морей составляют 1173,9 млн.т условного топлива, на континентальном склоне - 1206 млн.т условного топлива/ всего 2379,9 млн.т /.

Коэффициент реализации ресурсов /отношение суммы накопленной добычи и разведанных запасов / $A+B+C_1$ / к начальным ресурсам/ в акватории составляет 0,05 /по Украине - 0,363/.

Разведанные запасы / $A+B+C_1$ / в акваториях составляют по газу 42,7 млрд.м<sup>3</sup>, по конденсату - 1,4 млн.т.

В общем объеме глубокого бурения в Украине "Черноморнефтегаз" занимает последнее место /3,1%/. С 1976 по 1992 г.г. на акваториях было пробурено 155,2 тыс.м /21% от всего бурения в Южном регионе/. Параметрическое бурение составило 1,2%, поисковое - 81,3% и разведочное - 17,5%. На акваториях за 17 лет было пробурено 60 скважин. Прирост составил здесь 68,5 млн.т условного топлива при открытых 9 месторождениях. Из 63 продуктивных скважин Южного региона /суша и акватории/ на акватории приходится 29 продуктивных. Если всего за этот период в Южном регионе пробурено 259 скважин /199 на суше и 60 в акваториях/, станет совершенно непонятной гипертрофированная разведка на суше в ущерб изучению акваторий. Действительно, если из 199 скважин, пробуренных на суше Южного региона, продуктивных 34, то за тот же период в акваториях при 60 пробуренных скважинах, продуктивными оказались 29. Эффективность работ в акваториях однозначно выше почти в 3 раза (!) работ на суше. Однако отношение к поискам на акваториях остается прежним. Несколько тысяч метров бурения в год и все (!?). Так, на 1995г. "Черноморнефтегазом" планируется восемь тысяч метров поисково-разведочного бурения (!?) для строительства только 3 скважин в год, средней глубиной менее 3 км.

И это все в то время, когда степень реализации начальных ресурсов, при достигнутых в Украине 35,3%, в Южном регионе составляет/с акваториями/ только 2,8%, а только по акваториям еще ниже. В ДДв степень реализации начальных ресурсов - 56,8% (!). В акваториях Черного и Азовского морей при современной оценке /см. национальную программу/ неразведанные /остаточные/ запасы составляют 2326,6 млн.т условного топлива, т.е. 43,6% от общих в Украине.

Таким образом, создалась непонятная обстановка. Все материалы однозначно свидетельствуют о значительных запасах и ресурсах акваторий /и континентального склона/ Черного и Азовского морей, особенно в пределах экономической зоны Украины. И в то же

время на протяжении многих лет создавалось и усиленно поддерживается мнение руководящих органов об осторожном отношении к этому региону.

В то же время Румыния, Болгария, начавшие работы на Черном море значительно позднее, открывают не только газовые, но и нефтяные месторождения. Мы же создали против поисков нефти в акваториях Черного и Азовского морей целые барьеры преград, которые не можем преодолеть и сейчас.

Проходка сейчас 8 тысяч метров (!?) в год поисково-разведочного бурения в акваториях Черного и Азовского морей, не может истолковываться иначе как невыполнение не только национальной программы "Нефть и газ Украины до 2010 года" но и других более радикальных программ и предложений.

Такова общая картина, создавшаяся к настоящему времени по акваториям Украины

Целесообразно вернуться к рассмотрению вопроса переориентации сил и средств в Украине на поиски и разведку углеводородов в связи с большими потенциальными возможностями экономической зоны Украины в пределах Азово-Черноморского региона, в том числе акватории Азовского моря. Сложившуюся практику выделения минимальных объемов капитальных вложений на геологоразведочные работы в этом регионе следует в корне изменить. При разработке направлений поисково-разведочных работ необходимо уделить, наконец, внимание серьезным, фундаментальным и прикладным исследованиям по геологии и нефтегазоносности Азово-Черноморского региона. Например, оценка прогнозных ресурсов УВ на шельфе Черного и акватории Азовского морей осуществлялась до настоящего времени на основании результатов поисково-разведочных работ на материковой части региона, где постоянно отмечались: низкая эффективность работ, занижалась оценка перспектив мезозойского комплекса отложений, не уделялось достаточного внимания изучению юрских, триас-юрских, палеозойских, докембрийских пород, при слабой изученности региона сейсморазведкой и глубоким бурением. Наличие огромного числа тектонических схем, моделей строения, корреляционных схем чехла и фундамента, слабая техническая оснащенность сейсморазведки, постоянное отсутствие достаточных средств на науку и производство, привели к парадоксальному выводу относительно перспектив этого региона.

С одной стороны, подсчитаны значительные ресурсы углеводородов в Азово-Черноморском регионе, открыты месторождения нефти и газа в Украине, России, Румынии, Болгарии, при мизерных капи-

таловложениях по сравнению даже с близлежащей материковой сушей, открытие нефти в нижнемеловых отложениях /Румынч/, промышленной газоносности триас-юрских образований в близлежащей суше Западного Предкавказья, коры выветривания и трещиноватых пород докембрийского кристаллического фундамента на Ростовском выступе Ущ, палеозойских отложений на Саратовской площади суши и т.д. С другой стороны, слабая геофизическая изученность, особенно сейсморазведкой в новейших модификациях, осторожность, либо полное отрицание результатов геофизических исследований прошлых лет, в связи с неглубоким их проникновением в толщу осадочных пород, а тем более в их основание, бурение локальных структур одной скважиной без последующей переинтерпретации всего материала и дополнительных предложений, разрыв между фундаментальными и прикладными исследованиями, незначительный объем глубокого бурения, техническая отсталость технологий бурения, вскрытия и опробования и др. серьезные замечания по-существу сводят на нет, то положительное, что имеется по этому региону - будущему в развитии нефтегазовой промышленности Украины. Если Национальная Программа изучения нефтегазоносности Украины является сейчас основанием для планирования ведения поисково-разведочных работ на нефть и газ в осадочном чехле Украины, в том числе и исследуемой территории, то уже сейчас на ее или новой основе возникла необходимость и в новой "Комплексной Программе изучения нефтегазоносности осадочного чехла и фундамента экономической зоны Украины в Азово-Черноморском регионе /1996-2000гг./". Эта программа должна опираться на государственный и частный капитал /свой и внешний/, на систему договоров, лицензий, при обязательном установлении парселей /участков/ на ведение геологоразведочных работ на нефть и газ, при обязательном проведении как детальных, так и региональных работ, как тематических, так и фундаментальных исследований, с учетом различных взглядов на эту проблему.

Итак, в последние годы в отношении перспектив акваторий морей Украины складываются к сожалению определенные тенденции: изучение в основном кайнозойских отложений; открытие в связи с этим мелких газовых и газоконденсатных месторождений; слабая изученность меловых, юрско-триасовых, палеозойских и докембрийских пород сейсмическими исследованиями, не говоря уже о глубоком бурении; в исследованиях по изучению структуры, моделей строения, вертикального разреза осадочного чехла и верхней части основания практически не уделяется внимания комплексированию региональных исследований /сейсморазведка, параметрическое

бурение и др./; процветание принципа поисков нефти и газа "дикой кошкой", а не вводом в детальную сейсморазведку или поисковое бурение целых структурных зон, состоящих из антиклинальных и неантиклинальных ловушек; некачественная технология бурения, вскрытия, опробования перспективных горизонтов; довершают сказанное выше крошечные объемы бурения в акваториях Черного и Азовского морей.

Не удивительно, что в связи с вышеизложенным, и потенциальные ресурсы Азово-Черноморского региона стали представляться чем-то далеким и нереальным.

Нами проведены обобщения и анализ геолого-геофизических и буровых материалов по акватории Азовского моря. Мы постарались не придавать решающего значения крайним точкам зрения на нефтегазоносный потенциал Черного и Азовского морей /крайне оптимистическим либо пессимистическим оценкам/. Для освоения Азовской акватории есть все необходимые критерии нефтегазоносности для открытий залежей УВ, независимо от субъективных мнений.

При выборе того или иного района в акватории Азовского моря для постановки, а затем возможной концентрации геологоразведочных работ на нефть и газ, необходимо руководствоваться многочисленными критериями нефтегазоносности, предъявляемыми к любым перспективным или, возможно потенциальным на поиски углеводородов /УВ/, участкам территории акватории.

Акватория Азовского моря изучена крайне неравномерно. Здесь есть районы, где уже открыты залежи газа, конденсата и нефти /прибрежные районы/; территории, где проведены сейсморазведочные работы и выявлены локальные объекты для постановки поисково-разведочных работ на нефть и газ; участки, где освещенность геофизическими исследованиями крайне слабая, и наконец, районы "белых" пятен, особенно там, где толщины осадочного чехла резко вырастают и его строение становится областью геологических гипотез, предположений, противоречивых идей. И, одинаково для всех районов акватории Азовского моря, изученность внутреннего строения домелового фундамента остается попрежнему крайне слабой.

Такая черезполосица районов или участков даже в пределах одних и тех же тектонических элементов Азовского моря создает трудности в однозначном определении нефтегазоносного потенциала того или иного тектонического элемента. Еще в 1974 г. Б.П. Кабышев считал необходимым учитывать ряд критериев / тектонические элементы, нефтегазоносные комплексы, тип ловушек, глубины

залегания продуктивных горизонтов/. При всем вышперечисленном, необходимо учитывать различные взгляды на тектонику региона, происхождение нефти и газа и др. Последнее, при всей кажущейся противоречивости, всегда имеет точки соприкосновения в решении главной задачи - поисков промышленных скоплений нефти и газа /выбор объекта/ объектов/, направлений работ и т.д. Вскрытие и изучение домелового фундамента должно осуществляться в комплексе с решением основной задачи геологоразведочных работ на нефть и газ - поисков месторождений УВ в осадочном чехле. Открытие залежей нефти и газа в породах гетерогенного и гетерохронного фундамента в нефтегазоносных бассейнах /провинциях/ земного шара, в том числе и в акваториях, однозначно указывает на открытие нового объекта поисков УВ. Поэтому комплексное изучение осадочного чехла и фундамента - это не только полное изучение нефтегазоносного потенциала осадочного чехла, но и получение достоверного геолого-геофизического материала для оценки, раскрытого скважинами, нефтегазоносного потенциала фундамента.

Высокоперспективные парсели при возможности объединяются в районы /территории/. В результате мы получим районы первоочередных геологоразведочных, поисково-разведочных и др. работ и парсели, где возможно глубокое бурение /параметрическое, поисково-разведочное, эксплуатационное/. Независимо на каком этапе разведки находится район парселей или отдельный парсель, определенный объем сейсморазведочных работ необходим, чтобы избежать излишних скважин /на уточнение структурного плана, выяснение возможного НК или ГНК, залегания глубоких горизонтов чехла, изучения внутреннего строения фундамента и т.д./.

На каждом парселе в процессе исследования Азовского моря должна быть пробурена глубокая скважина и до этого проведен определенный объем сейсморазведочных работ. Это касается всех парселей, где будут работать отечественные или зарубежные организации. Для Азовского моря /как и для любой другой территории Украины/ должен быть составлен отчет с оценкой всех парселей. Чем выше оценка парселя, тем выше его цена при продаже лицензий. Поиск и разведку парселя могут вести необязательно те организации, в ведении которых он находится. Это ускорит освоение нефтегазоносного потенциала акваторий и суши Украины.

Парсельное изучение перспективных территорий создаст определенные трудности для научно-исследовательских и тематических работ в силу сложившихся традиций в определении перспектив нефтегазоносности провинций, областей, районов, зон, однако

оно дает возможность руководящим органам, финансовым и экономическим организациям иметь конкретные территории с конкретными потенциальными возможностями, которые могут быть освоены собственными средствами, либо с привлечением средств ближнего и дальнего зарубежья. При получении положительных результатов по парселям происходит переоценка /в сторону удорожания/ их, раздроблением его на ряд более мелких/ с приоритетом той организации, которая первой начала работу на этом парселе/.

Оценка парселей зависит от многих факторов. Например, на каком этапе разведки находится его территория /региональном, поисково-разведочном, эксплуатационном/. Есть ли в нем открытые залежи УВ? Если получен отрицательный результат, то на каких глубинах, их критическая оценка, пересмотр сейсмических материалов и т.д.

Учитывая возможную перспективность на газ и нефть гетерогенного и гетерохронного фундамента, мы исходим из положения, что на сегодняшний день бесперспективных парселей в Азовском море нет. Есть парсели, требующие поисков УВ, и неизученные. Исследование первых может сдерживаться только финансовыми и техническими возможностями сегодняшнего дня, поскольку их освоение не требует длительного времени изучения. В исследовании вторых следует учитывать фактор времени на подготовку их к глубокому бурению. Сочетание ввода в бурение парселей, требующих поисков УВ, и одновременное исследование неизученных парселей было бы идеальным вариантом комплексного изучения перспектив нефтегазоносности акватории Азовского моря.

На основе проработанной нами работы по обобщению и анализу многочисленных геолого-геофизических материалов за последние 25 лет изучения акватории Азовского моря, как опубликованных, так и фондовых, мы сделали попытку выделить парсели на территории Азовского моря. При этом учтены работы как отдельных авторов, так и целых коллективов. Это в первую очередь составители Национальной программы "Нефть и газ Украины до 2010г.", сотрудники ВНИИШельфа /г.Симферополь/, УкрГГРИ, Госнефтегазпрома и Госкомгеологии Украины, НАН Украины, Госкомнедра России и многие другие.

На Азовском море находится 13% прогнозных ресурсов Азово-Черноморского региона /на северо-западном шельфе - 29%, континентальном шельфе - 58% /.

В пределах Азовского моря выявлено 120 структур,\*

\* Если суммировать количество выявленных структур по различным авторам, годам, методам выявления, их общее количество будет достигать 150-200.

вано 12 /открыто 6 месторождений УВ - коэффициент удачи 50%!!!/ подготовлено к бурению 16 структур.

Наряду с этими 6 месторождениями УВ /Стрелковом, Зейсугским, находящимся в разработке, открыты Северо-Керченское, Прибрежное, Морское-1, Октябрьское/ \*\* получены газовые фонтаны еще на 5 площадях /Обручева, Небольшой, Сигнальной, Западно-Бейсугской, Неизвестной/.

На территории экономической зоны Украины в Азовском море расположено 11 перспективных на поиски УВ /с позиций разломно-блоковой тектоники/ зон из 15, в пяти из которых уже выявлены притоки УВ при мизерном объеме поисковых и поисково-разведочных работ. В зоне Украины находится 72 выявленных структуры из 120. 31 структура, из 48 проанализированных и подвергшихся ранжированию по перспективности на нефть и газ в Азовском море, оказались высокоперспективными и расположенными в пределах экономической зоны Украины.

В 1984 г. В.А.Гордиевич и др. оценили запасы УВ в газовом эквиваленте по Азовскому морю в 506 млрд.м<sup>3</sup> газа.

Площадь Азовского моря - 40 тыс.км<sup>2</sup>, а перспективной на УВ части - 30 тыс.км. кв. Плотность запасов УВ по данным УкрНИГРИ, 1974 г. предполагалась в Северо-Азовском прогибе 3-5 тыс.т/км<sup>2</sup> и менее 3 тыс.т/км<sup>2</sup>; на Азовском валу - 30-50 тыс.т/км<sup>2</sup>, в Индоло-Кубанском прогибе 20-30 тыс.т/км<sup>2</sup>.

По данным ВНИПИшельфа, 1988 ресурсы Азовского моря по категориям Д+С<sub>3</sub> в 1988 г. составляли по нефти - 33/11 млн.т, газу - 320/275 млрд.м<sup>3</sup>; конденсату - 2,1 млн.т /в знаменателе извлекаемые запасы/. Всего 355/287 млн.т условного топлива.

Наиболее обоснованы ресурсы Азовского моря Г.К.Бондарчуком в 1993 г. /см.таблицу/ на основе материалов ВНИПИшельф, 1988 и др. Суммарные прогнозные ресурсы УВ по Азовскому морю оцениваются в 358 млн.т. условного топлива. Доля нефти в Азово - Черноморском регионе оценивается в 18,7%.

На один квадратный километр площади акватории Азовского моря приходится 0,7 погонного метра бурения. Коэффициент реализации начальных ресурсов по Г.К.Бондарчуку, 1993 здесь составляет 0,02 / в то время как в Днепровско-Донецкой нефтегазодобывающей провинции - 0,51, в Карпатской - 0,42/. Накопленная добыча УВ на шельфе Черного и акватории Азовского морей не превышает 0,5% начальных потенциальных ресурсов УВ /8,2 млрд.м<sup>3</sup> в газовом эквиваленте/.

Прогнозные ресурсы акваторий Черного и Азовского морей

\*\*Россией открыты Бейсугское, Прибрежное и Октябрьское месторождения УВ.

/в порядке убывания/ приурочены по глубинам следующим образом:

1. 1000 - 3000 м - 34,8%
2. 3000 - 5000 м - 24,6%
3. до 1000 м - 24,5%
4. 5000 - 7000 м - 16,1%

Особое внимание занимает работа С.П.Пустовойта и др./1990/ /ВНИПИшельф, г.Симферополь/. Запасы и ресурсы газа на Азовском море составляют 517,1 млрд.м<sup>3</sup>. Запасы газа по категориям А+В+С<sub>1</sub> - 3675 млн.м<sup>3</sup>, по С<sub>2</sub> - 7979 млн.м<sup>3</sup>. Незабитые ресурсы газа в акватории Азовского моря 493,8 млрд.м<sup>3</sup>. Плотность ресурсов 5-30 тыс. т/км<sup>2</sup> \*. Все ресурсы Азовского моря залегают по этим авторам на глубинах до 3000 м, причем до 1000м - 33,9%. Затраты на подготовку 1000 м<sup>3</sup> газа в Азовском море одинаковы с таковыми по северо-западному шельфу Черного моря и ниже, почти в 2 раза, по сравнению с Керченско-Таманским шельфом Черного моря.

В 1993 г. Г.К.Бондарчук в опубликованной статье \* считал, что остаточные перспективные ресурсы шельфа и континентального склона Черного и Азовского морей /в Украине/ составляют 2,2 млрд.т. условного топлива, разведанные запасы газа - 51 млрд.м<sup>3</sup>. Запасы региона исчерпаны на 2,5%. Эффективность работ "Черноморнефтегаза" в 3-10 раз выше чем в Украине. И тем не менее, на акваториях работает 1 буровая плавучая установка. По автору "На Украине никто практически не знает реального положения и поэтому ученый мир с недоверием относится к нашим утверждениям о перспективности шельфовых разработок". "Где есть газ, есть нефть", "Необходимо объявить конкурс на получение лицензий на наиболее перспективные в нефтегазодобывающем отношении участки".

В последнем предложении Г.К.Бондарчука заложена также идея парсельного лицензирования перспективных участков, а следовательно, нового подхода к оценке нефтегазодобывающего потенциала акваторий Черного и Азовского моря, где решающим фактором

\* Прим. Интересны средние плотности ресурсов по Азовскому морю по данным УкрНИГРИ /1974/ - 23 тыс.т/км<sup>2</sup>, по В.А.Гордиевичу и др./1984/ - 17 тыс.т/км<sup>2</sup>; по С.П.Пустовойту и др./1990/ - 17 тыс.т/км<sup>2</sup>; по Г.К.Бондарчуку /1993/ - 14-17 тыс.т/км<sup>2</sup>, что является подтверждением цифр прогнозных ресурсов по акватории Азовского моря, независимо от авторов и времени подсчета.

\* "Крымские известия", 18.05.93г. "Большие перспективы маленького острова".



должны считать привлечение средств и сил, всех возможных источников финансирования. Незазведанные ресурсы Азовского моря помогут в освоении нефтегазоносного потенциала Азово-Черноморского региона Украины, создадут определенный задел для вовлечения в поиск шельфа Черного моря и его континентального склона.

В качестве первых шагов по освоению акватории Азовского моря будут геологоразведочные работы в пределах выделенных нами районов и парселей /обоснованию которых посвящена наша работа 1995 г. "Нефтегазоносный потенциал акватории Азовского моря"/ (см. рис. 2.1.2):

1. С позиций разломно-блоковой тектоники наиболее перспективными зонами на поиски УВ в породах осадочного чехла и фундамента /включая и "промежуточный комплекс"/ в акватории Азовского моря являются: Стрелковая /19/, Западно-Бирючинская /20/, Обиточная /21/, Обручевская /22/, Акташская /23/, Морская /24/, Октябрьская /25/, Северо-Керченская /26/, Приразломная /29/, Западно-Бейсугская /30/, Бейсугская /31/, Прибрежная /32/, Приазовская /33/, Ударная /34/, Бортовая /35/.

2. Наиболее перспективными районами /в порядке ранжирования/, заслуживающими первоочередных поисков на нефть и газ в акватории Азовского моря с позиций разломно-блоковой тектоники /по В.П.Клочко, 1995/ являются:

1. Бердянско-Северо-Керченский /Б/; 2. Мариупольско-Таманский /В/; 3. Приазовско-Арабатский /А/.

3. Из отдельных парселей /участков/, входящих в состав перспективных районов, наиболее перспективными являются /в порядке убывания перспектив/:

1. Южно-Бердянский /САП-П/; 2. Морской /АВ-П/; 3. Чингульский /САП-1/; 4. Северо-Керченский /ИКП-П/; 5. Стрелковый /АВ-1/.

4. При освоении перспективных зон, указанных в пункте 1, предлагается следующая последовательность /в экономической зоне Украины/:

поиск: 1. Ударная /34/, 2. Западно-Бирючинская /20/, 3. Бортовая /35/, 4. Обиточная /21/. Поиск и разведка: 1. Морская /24/, 2. Акташская /23/, 2. Октябрьская /25/, 4. Северо-Керченская /26/, 5. Приазовская /33/, 6. Стрелковая /19/, включая Восточно-Стрелковую структуру, 7. Обручевская /22/.

5. Основными направлениями работ в акватории Азовского моря до 2010 года будут являться:

1. Мезозойские и кайнозойские отложения осадочного чехла:

1.1. На моноклинали южного склона УЩ ВЕП; 1.2. В акватории Азовского моря

П. Докембрийские кристаллические породы фундамента: П.1. На моноклинали южного склона УЩ ВЕП; П.2. В Северо-Азовском прогибе /и Чингульской седловине/.

Ш. Триасовые и триас-юрские образования основания Скифской плиты: Ш.1. На Азовском валу; Ш.2. На Тимашевской ступени.

6. Отмечена стратиграфическая приуроченность УВ и их месторождений к следующим нефтегазоносным комплексам:

- базальной толще нижнего мела и коре выветривания гетерогенного основания Скифской плиты;
- триасовым и триас-юрским образованиям Скифской плиты;
- альбским отложениям нижнего мела, с приуроченностью к песчаным, туфовым и туффитовым образованиям внутри, преимущественно глинистой толщ;
- верхнемеловым отложениям, с локальным развитием карбонатных, трещинных и порово-трещинных пород;
- палеоценовым отложениям;
- эоцен-нижнеолигоценовым отложениям;
- олигоценовым отложениям;
- неогеновым отложениям;
- коре выветривания и трещиноватым породам докембрийского фундамента ВЕП.

7. К числу перспективных нефтегазоносных комплексов относятся:

- палеозойские, юрские, раннемеловые рифогенные, карбонатные и терригенные образования и отложения;
- базальные и туфогенные образования средней юры;
- трещинные зоны платформенного основания и кристаллического фундамента УЩ ВЕП, в пределах шовного сочленения ВЕП со Скифской плитой и в зонах активизированных разломов и их пересечений.

Наряду с конкретными предложениями по акватории Азовского моря необходимо осуществить при изучении Азово-Черноморского региона следующие работы:

1. Составить в начале 1996 г. "Комплексную программу изучения нефтегазоносности осадочного чехла и фундамента экономической зоны Украины в Азово-Черноморском регионе" /1996-2000 гг./.

2. На основе геолого-геофизических материалов и данных глубокого бурения изучить и выделить на территории Азово-Черно-

морского региона районы и парсели /участки/, согласно различных оценок, ранжирования, рейтинга. Предложить первоочередные парсели для интенсивного проведения геологоразведочных, научно-исследовательских и буровых работ. Экономические показатели будут главными, наравне со структурно-тектоническими, критериями нефтегазоносности.

3. Осуществить региональные геофизические работы в комплексе с параметрическим бурением в каждом структурно-тектоническом элементе региона для выяснения структуры, модели строения, вертикального разреза чехла и верхней части фундамента, выяснения нефтегазоносности и др.

4. В первоочередных районах и парселях провести детальные сейсмические исследования в комплексе с глубоким бурением, отказавшись от практики бурения только одной скважины на поднятии.

5. Региональные и детальные работы позволят выделить зоны на территории Азово-Черноморского региона для концентрации поисково-разведочных работ. Такие объекты будут иметь более высокий рейтинг, а следовательно, и другую ценность.

6. Структуры, где ранее проводились буровые и геофизические работы, подвергаются переинтерпретации материалов и выдаче новых заключений по ним.

7. На всех открытых месторождениях, особенно в зонах разломов, изучение других перспективных объектов должно осуществляться на технически достижимые глубины.

8. Изучение парселей должно идти по площади и вертикальному разрезу.

9. В каждом перселе, на который выдана лицензия, в обязательном порядке должны быть проведены сейсмические исследования и пробурена глубокая скважина с максимальной проектной глубиной.

10. Координацию геологоразведочных, научно-исследовательских и буровых работ государственных и коммерческих организаций должны осуществлять "авторами" Комплексной Программы... /п. I/. Они же вносят предложения по корректировке, изменению Программы, оценке того или иного парселя, составлению новых рейтингов участков. Научно-геологическое обеспечение "Комплексной Программы ..." должно осуществляться постоянно с финансово-экономическим, чтобы исключить факт излишнего риска для Украины, обеспечив максимальную отдачу нефтяной и газовой промышленности Украины.

Этим будет достигнута высокая экономическая эффективность геологоразведочных, буровых и научно-исследовательских работ.

В решении проблемы промышленной нефтегазоносности Азово-Черноморского региона впервые будут участвовать коллективы специалистов разных профилей: геологов, геофизиков, экономистов, финансистов и др., максимально заинтересованных не в количестве метров проходки, а в продаже конечного продукта поисков и разведки - нефти и газа.

Не исключением в этом плане будет и изучение Азовского моря в экономической зоне Украины. Мы сделали попытку в этом направлении - не только обобщить все имеющиеся новые материалы по этому району, но и выделить районы и парсели, где можно было бы сосредоточить силы и средства на поиски нефти и газа. Мы понимаем, что при проведении работ в нашей акватории будут необходимы корректировки планов и направлений дальнейших поисковых работ. Но мы считаем, что подобные, а может быть и лучшие работы, в плане "Комплексной Программы..." необходимы по всем нефтегазоносным областям Украины. Каждый квадратный километр потенциально нефтегазоносной площади республики должен быть на учете и не только на учете, но по нему должны быть собраны материалы и дана экономическая оценка многих специалистов и целых коллективов. Только с этих позиций должны выдаваться лицензии, вкладываться инвестиции, привлекаться средства и т.д.

В этой работе авторы стремились собрать воедино то, что объединяло их со многими исследователями Азово-Черноморского региона, взять полезное у тех специалистов, представления которых расходились с авторами. Это способствовало объективной оценке нефтегазоносного потенциала Азовского моря. К сожалению от субъективной оценки и ошибок никто не застрахован.

Перспективы поиска нефтяных морских месторождений благоприятнее поиска морских месторождений газа /10/. Основным направлением геологоразведочных работ должны стать поиски залежей нефти и газа в отложениях мезозоя. Нижнемеловые карстово-кавернозные и трещиноватые известняки - объект промышленного поиска основных ресурсов нефти и газа в Азово-Черноморской акватории.

Существование скоплений нефти в Азово-Черноморском регионе может быть связано и с наличием древних кор выветривания в разрезе его дотретичного фундамента.

Нефтегазопроисковые работы в акватории Мирового океана привели к открытию промышленных месторождений нефти и газа не только в осадочной толще шельфа, но и в его кристаллическом

фундаменте, а также в породах пара-или эпиплатформенного оснований. Анализ и обобщение этого материала, практически почти неизвестного широкому кругу геологов-нефтяников, является основой нового направления геологоразведочных работ на нефть и газ аналогичных промышленных скоплений в пара- или эпиплатформенном цоколе, а также кристаллическом фундаменте северных частей акваторий Черного и Азовского морей. Это безусловно комплексировается нами с поисками углеводородов в осадочном чехле, что резко повышает эффективность работ.

Единственным путем повышения коэффициентов перевода запасов в более высокие категории является путь резкого повышения объемов поискового и разведочного бурения, а также повышение качества сейсморазведочных работ. Если учесть, что ресурсы этого региона исчерпаны только на 2,5%, а в других районах до 50%, а также то, что здесь достигнута высокая эффективность работ, становится очевидной необходимость привлечения всех возможных источников для финансирования ускоренного развития нефтегазодобывающей промышленности Украины. В этом и состояла задача авторов настоящей работы.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Геологические критерии перспектив поиска нефти и газа в гетерогенном фундаменте Причерноморско-Крымской нефтегазоносной области //Порфирьев В.Б., Крашукин В.А., Ключко В.П. и др.// Геол.журн. -1981.-№1,-С.38-47.
2. Геологические критерии поисков новых объектов на нефть и газ на территории Украины /Порфирьев В.Б., Ключко В.П., Крашукин В.А. и др. -Киев: Наук.думка, 1977 - 150с.
3. Геология шельфа УССР. Нефтегазоносность /Богаец А.Т., Бондарчук Г.К., Леськив И.В. и др. - Киев: Наук. думка, 1986. - 152 с .
4. Геология шельфа УССР.Тектоника /Б.С.Соллогуб, А.В.Чекунов, М.Р.Пустыльников и др. Киев: Наук.думка, 1987. - 152 с.
5. Новые данные о возрасте пород складчатого основания северной части Западного Прикавказья и Азовского моря в связи с их нефтегазоносностью /Дьяконов А.И., Котов С.В., Ключко В.П. и др. //Докл.АН УССР. Сер.Б - 1977.-№2 -С.108-110.
6. Особенности пространственного размещения скоплений нефти и газа в зонах глубинных разломов ДДВ и акватории Черного моря/ Ключко В.П., Ладыженский Г.Н., Шевченко А.Ф. - В кн.: Вопросы геохимии, минералогии, петрологии и рудообразования, - Киев: Наук.думка, 1975. -С.170-173.
7. Особенности структурного плана акватории Азовского моря. /Самсонов А.И., Краснощек А.Я., Ключко В.П. и др.//Докл. АН УССР. Сер.Б. - 1977. -№3. -С.213-215.
8. Про вк I бітумінозність порід складчатого основи Азовського валу /Бондаренко В.Г., Индутьний В.Ф., Ключко В.П. та Інш.// Доп.АН УРСР. Сер.Б.-1976.-№6.-С.675-678.
9. Роль глубинных разломов при формировании залежей нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах юга Украины /Порфирьев В.Б., Ключко В.П., Краснощек А.Я. и др.- В кн.: Повышение экономической эффективности геологоразведочных работ в УССР, - Киев: Наук.думка, 1974.-С.130-131.
10. Строение и нефтегазоносность северной части Черного моря и сопредельных территорий / Порфирьев В.Б., Соллогуб В.Б., Ключко В.П. и др./ -Киев: Наук.думка, 1978. -160 с.
- 11.Тектоника и перспективы нефтегазоносности Северного Причерноморья /Чебаненко И.И., Довгаль Ю.М.,Ключко В.П. и др.-Киев, 1987. - 46с.-/Препринт/ АН УССР. Ин-т геологических наук; 87-39/.

12. Тектоническая карта нефтегазоносных областей Украины и прилегающих районов масштаба 1:500000. Объяснит. зап./Ред.: Палий А.М., Плахотный Л.Г. К.:Мин-во геологии, 1981. -40 с.
13. Тектоника нефтегазоносных областей юго-запада СССР /Ред.: Гарецкий Р.Г., Глушко В.В., Крылов Н.А., М.:Наука, 1988. - 83 с.
14. Тектоника Северного Причерноморья /Чебаненко И.И., Довгалью.М., Ключко В.П. и др.: -Киев: Наук.думка, 1988. -164 с.
15. Чебаненко И.И. Основные закономерности разломной тектоники земной коры и ее проблемы. -Киев: Наук. думка, 1963. -155 с.
16. Чебаненко И.И. Проблемы нефтегазоносности Украины в свете разломно-блоковой тектоники ее территории. //Докл. АН СССР, 1966. - 168, №6. -С.1387-1389.
17. Чебаненко И.И. Теоретические аспекты тектонической делимости земной коры / на примере Украины/. -Киев.:Наук.думка, 1977, -84с.
18. Шпак П.Ф. О нефтегазогеологическом районировании и перспективах нефтегазоносности территории Украины. - Геол.журн., 1983, 43. -№4. -С.1-14.
19. Шпак П.Ф. Геологическое строение и нефтегазоносный потенциал Украины. -Киев, 1992 - 32 с./Препринт/ АН Украины. Ин-т геологических наук, 92-2/.
20. Шпак П.Ф., Чебаненко И.И., Ключко В.П. и др. Оценка нефтегазоносного потенциала подводных недр Черного и Азовского морей с позиций разломно-блоковой тектоники. -Киев, 1993. - 63 с. Препринт - /АН Украины, Ин-т геологических наук, 93 - 6/.

ВВЕДЕНИЕ .....	3
1. ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ АКВАТОРИИ АЗОВСКОГО МОРЯ .....	7
1.1. Общие сведения .....	7
1.2. Основные комплексы пород фундамента и осадочного чехла акватории Азовского моря .....	9
1.3. Структурно-тектонические особенности региона .....	42
1.3.1. Тектоническое районирование .....	42
1.3.2. Характеристика структурно-тектонических элементов .....	63
2. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ АКВАТОРИИ АЗОВСКОГО МОРЯ .....	72
2.1. Нефтегеологическое районирование и характеристика нефтегазоносных и перспективных комплексов пород .....	72
2.1.1. Проблема нефтегазоносности докембрийского нефтегазоносного комплекса .....	103
2.2. Особенности структуры и нефтегазоносности месторождений углеводородов и локальных структур, подготовленных к глубокому бурению.....	112
2.3. Перспективные на поиски нефти и газа районы, зоны, площади, их рейтинг в Азовском море ..	129
3. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ АКВАТОРИИ АЗОВСКОГО МОРЯ .....	134
ЗАКЛЮЧЕНИЕ-РЕКОМЕНДАЦИИ .....	149
ЛИТЕРАТУРА .....	163
СОДЕРЖАНИЕ .....	165