

Д. ДЖАЛИЛОВ

НЕФТЯНОЕ

МЕСТО-

РОЖДЕНИЕ

ГРЯЗЕВАЯ

СОПКА



Д. Г. ДЖАЛИЛОВ

НЕФТЯНОЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЕ
ГРЯЗЕВАЯ
СОПКА

ГОСНАЗНАЧЕНИЕ
СЕКРЕТНО



АЗЕРБАЙДЖАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО

БАКУ · 1974

Д. Г. Джалилов. Нефтяное месторождение Грязевая Сопка. Баку, Азернешр, 1974, стр. 119.

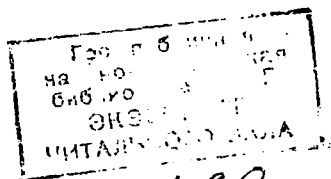
Книга посвящена геологическим особенностям, перспективам нефтегазоносности и некоторым вопросам разработки морского нефтяного месторождения Грязевая Сопка.

Подробно описаны геологический разрез и тектонические особенности площади, освещены вопросы складкообразования. Рассказано о геологической истории района и прилегающих участков.

Большое внимание уделено вопросам нефтегазоносности плиоценового комплекса и направлению дальнейших разведочных работ. Рассмотрено формирование нефтяных залежей в продуктивной толще площади Грязевая Сопка.

Книга представляет интерес для широкого круга геологов-нефтяников производственных и научно-исследовательских организаций.

Таблиц—13, иллюстраций—36, библиография—59 наименований.



74-17160

ДД
26743

УДК $\frac{2-9-1}{53-73 M}$

© Азернешр, 1974

ВВЕДЕНИЕ

Развитию нефтяной и газовой промышленности в СССР в последние годы уделяется особое внимание. Ускоренное развитие ее позволит в дальнейшем усовершенствовать структуру топливного баланса страны, увеличить удельный вес газа и нефти в общем балансе топлива до 67% в 1975 г. В директивах XXIV съезда КПСС по пятилетнему плану развития народного хозяйства на 1971—1975 гг. предусматривается довести в 1975 г. добычу нефти до 480—500 млн. и газа до 300—320 млрд. м³, а также ускорить вовлечение в эксплуатацию новых высокопродуктивных нефтяных и газовых месторождений, развить добычу нефти и газа в старых обустроенных районах.

По Азербайджану на основе этого плана ожидается прирост запасов нефти и газа путем активной разработки и освоения новых месторождений на Каспии.

В директивах XXIV съезда КПСС в отношении Азербайджана указывается, что необходимо «в области нефтяной промышленности особое внимание обратить на освоение морских месторождений нефти».

Для разрешения поставленных перед нефтяниками задач большое значение имеет правильная, научно обоснованная оценка направления поисковых и разведочных работ, благодаря которой выявляются перспективы нефтегазоносности отложенной продуктивной толщи на морских структурах.

Структура Грязевая Сопка расположена в Каспийском море, в пределах Апшеронского архипелага, на расстоянии 110 км к востоку от Баку и 50 км к юго-востоку от о. Артема.

В районе поднятия Грязевая Сопка выступают утёсы плотно сцементированных песчаников продуктивной толщи. На акватории его глубина моря колеблется от 10 до 25 м и более.

Минимальные глубины сосредоточены вблизи обнажающихся над уровнем моря камней. Дно моря сложено главным образом глинистыми породами, реже песчаными. Еще реже здесь встречаются плотные песчаные породы, которые тянутся в основном по дну моря вдоль обнажающихся над уровнем моря камней. Месторождение Грязевая Сопка, как и Нефтяные Камни, административно относится к Артемовскому району г. Баку. Сообщение осуществляется как морским, так и воздушным (вертолет) путями. Сообщение с сушей—в трех направлениях: г. Баку, о. Артема, о. Жилой. Обслуживают разведочные скважины в основном с отдельных оснований.

В настоящей работе ввиду специфических морских условий вкратце освещаются общие вопросы (местонахождение, транспортные возможности, особенности проводки и др.), которые дают представление об условиях разведки морских месторождений.

В процессе подготовки книги к печати автор пользовался ценными советами и замечаниями академиков А. А. Ализаде, А. А. Якубова, проф. С. Г. Салаева, Ф. И. Самедова, Ф. Г. Дадашева, Л. А. Буряковского, которым он выражает свою глубокую признательность.

Автор признателен также сотрудникам конторы бурения НГДУ им. XXII съезда КПСС П. И. Колбовскому, Ф. Д. Исмайлову и К. О. Лалабашеву, оказавшим ему помощь в работе.

ГЛАВА I

ЛИТОСТРАТИГРАФИЯ

В геологическом строении складки Грязевая Сопка изучены отложения от коунской свиты, обнажающиеся в ее своде, до современных осадков Каспийского моря (рис. I). Отложения сумгаитской свиты бурением не вскрыты и нигде на поверхности не обнажаются. Наиболее древние отложения, вскрытые скважинами, — породы сарматского яруса.

Однако для полного суждения о литолого-фациальной характеристике отложений, слагающих структуры антиклинальной зоны Камни Григоренко—Нефтяные Камни, к которой приурочена складка Грязевая Сопка, рассмотрим стратиграфическую характеристику, начиная с осадков коунской свиты.

На складке Грязевая Сопка, так же как и во всей Апшеронской нефтегазоносной области, особого внимания заслуживают отдельные свиты и горизонты продуктивной толщи, в которых находятся основные нефтегазовые залежи.

Литолого-стратиграфическая характеристика пород разреза приводится нами на базе богатого kernового материала из пробуренных крелиусных и разведочных скважин как складки Грязевая Сопка, так и структур о. Жилой, Нефтяные Камни, Камни Григоренко и др.

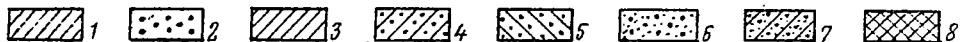
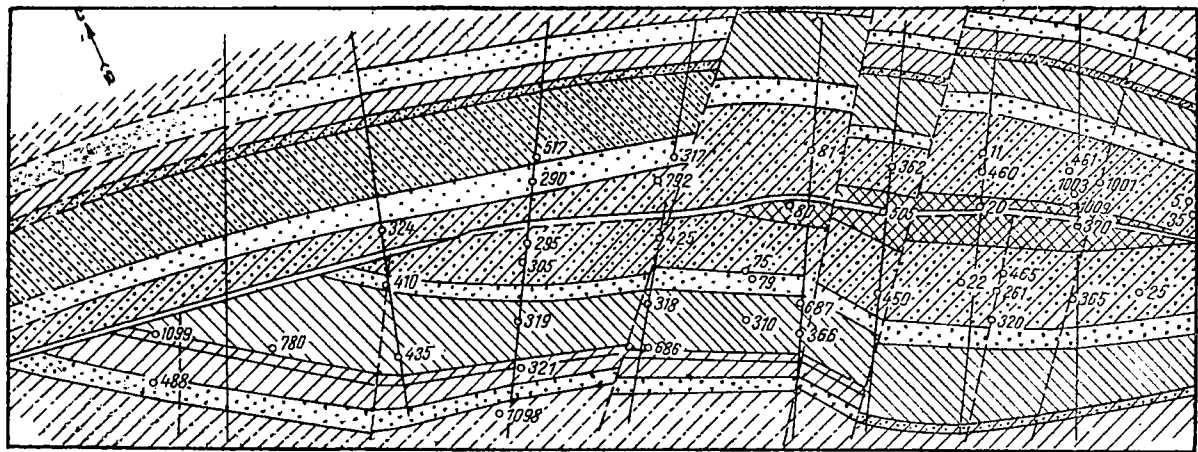


Рис. 1. Пластовая карта Грязевой Сопки:
 1 — балаханская свита; 2 — свита «перерыва»; 3 — НКГ; 4 — НКГ;
 5 — КС; 6 — ПК; 7 — КаС; 8 — поитический ярус

Описываемые отложения микрофаунистически охарактеризованы в лаборатории стратиграфии и фауны АзНИИПИнефть.

ПРОДУКТИВНАЯ ТОЛЩА (ПТ)

Отложения этой толщи наиболее изучены в пределах всей Апшеронской нефтегазоносной области.

Стратиграфически она дробно расчленена (рис. 2, 3) и относительно хорошо изучена в литофациальном отношении.

Отложения продуктивной толщи изучались в разное время такими известными геологами, как И. М. Губкин [24], Д. В. Голубятников [17], М. В. Абрамович [1], А. А. Ализаде [7, 8], А. Д. Султанов [52, 53], Ш. Ф. Мехтиев [39], И. И. Потапов [42, 44], В. А. Горин [18, 21, 22].

В 1947 г. И. И. Потапов [42] на основании детальных исследований осадков продуктивной толщи дал схему ритмичности.

Разрез продуктивной толщи он расчленил на семь ритмов, относя к каждому ритму Восточного Апшерона следующие ниже стратиграфические интервалы продуктивной толщи:

первый ритм—калинская свита КаС;

второй ритм—кирмакинская и подкирмакинская свиты КС и ПК;

третий ритм—надкирмакинская глинистая и песчаная свиты НКГ, НКП;

четвертый ритм—глины под VIII горизонтом, IX, X горизонты и свита «перерыва»;

пятый ритм—пачка IV горизонта, V, VI, VII, VIII горизонты балаханской свиты;

шестой ритм—верхи и середина сабунчинской свиты выше подошвы IV^B горизонта;

седьмой ритм—сураханская свита.

Стратиграфическое описание разреза продуктивной толщи района Грязевая Сопка дается нами исходя из подразделения толщи на ритмы, наиболее приемлемого для практического применения.

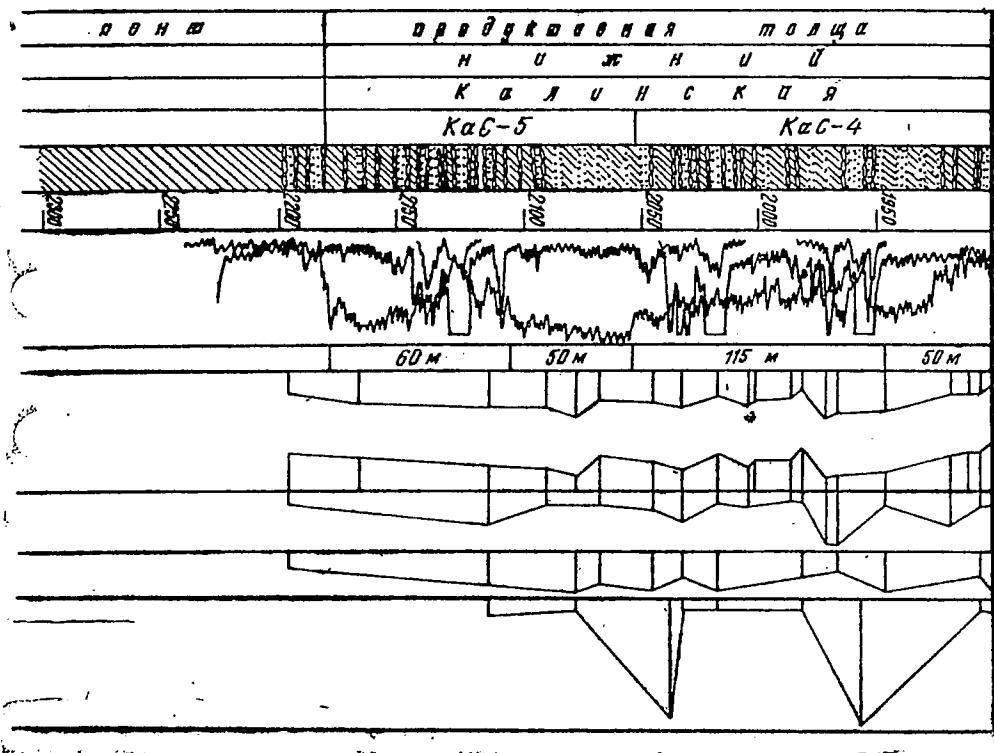
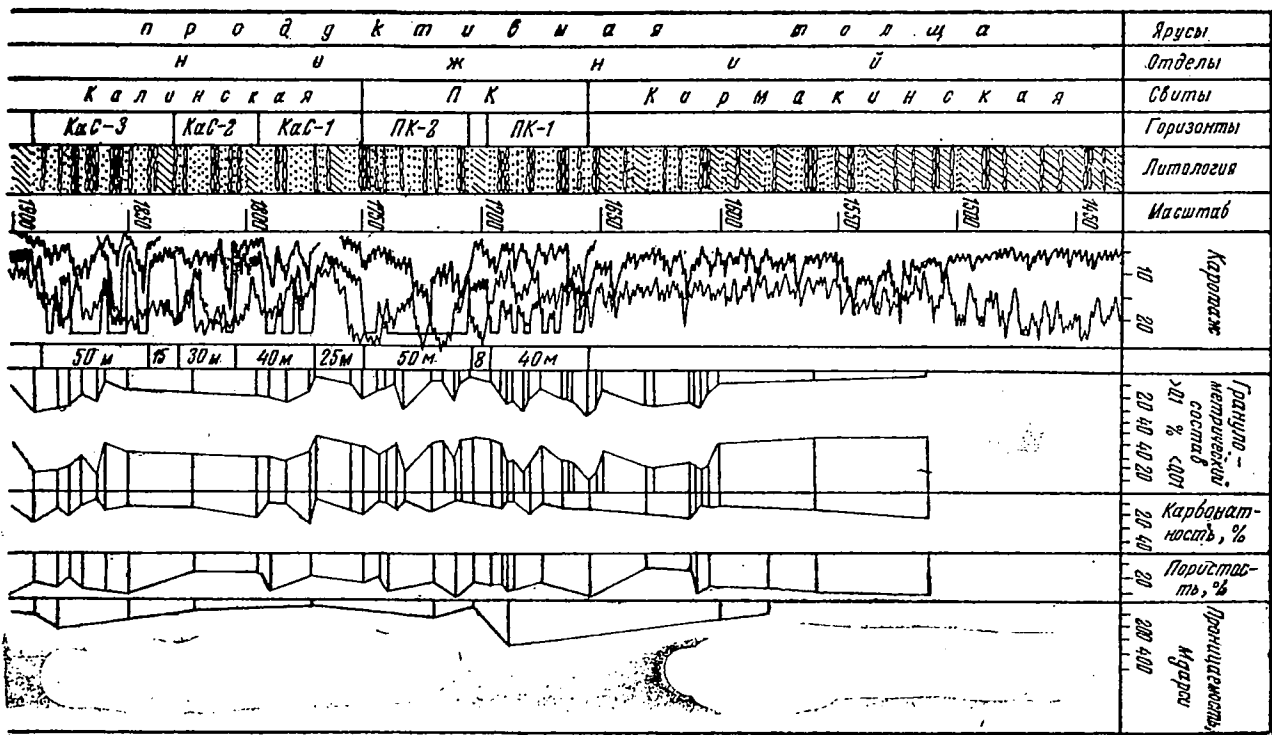


Рис. 2. а, б. Сводный разрез продуктивной толщи (Грязевая Солка)

ФАЦИИ КОЛЛЕКТОРОВ И ИХ РАЗМЕЩЕНИЕ В ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩЕ

Изучение коллекторских свойств основных продуктивных свит и освещение петрографических особенностей пород необходимо для разрешения ряда вопросов. Это условия формирования осадков, определение источников осадочного материала, вопросы формирования нефтегазовых залежей, правильное и обоснованное направление разведочных работ, рациональная разработка нефтяных и газовых месторождений, применение вторичных методов эксплуатации и работ по интенсификации добычи нефти, подсчет запасов нефти и газа, а также ряд других актуальных вопросов промысловых и геологических исследований.

Следует отметить, что коллекторские особенности продуктивных горизонтов до последнего времени исследованы недостаточно. Отрывочные сведения о коллекторских свойствах отдельных свит имеются в работах К. Ф. Касумова [34], Ф. И. Самедова [49], Г. Р. Алиева [6] и др. В этих сведениях не дается полностью характер изменения коллекторских свойств и не охватываются все продуктивные нефтегазоносные свиты. Поэтому более полное изучение коллекторских свойств на основании

Сыглы и горь зонты	Кол-во ств. обр. зконов	Гранулометрический состав, %				Карбонатность, %		
		количество образцов	Фракции			количество образцов	пр. доля эм-пейна	
			>0,1 мм	0,5-0,1 мм	0,1-0,05 мм			
КС	13	12	2,1	29,2	32,2	36,5	13	3,30—18,9
ПК	24	26	3,0	24,3	41,7	31,0	23	2,30—47,0
КаС-5	1	1	6,5	25,4	34,1	34,0	1	8,8
КаС-4	10	10	8,1	30,3	30,3	26,6	9	5,40—24,2
КаС-3	15	15	11,3	30,2	32,9	25,6	15	7,50—40,7
Ка' -2	11	11	14,0	37,5	37,5	19,8	11	1,64—21,4
Ка' -1	8	8	1,3	27,8	39,3	31,6	8	3,60—24,4

комплекса накопившихся данных, на наш взгляд, представляет значительный научный и практический интерес.

Следует также отметить, что в работе К. Ф. Касумова [34] при рассмотрении коллекторских свойств калинская свита расчленялась на три горизонта, тогда как в настоящее время в разрезе выделяется пять самостоятельных песчаных горизонтов. В связи с этим коллекторские свойства калинской свиты необходимо рассматривать на основании нового расчленения.

Что же касается петрографической характеристики продуктивных горизонтов складки Грязевая Сопка, то данных в геологической литературе очень мало, поэтому, на наш взгляд, надо рассмотреть и этот вопрос.

Учитывая, что основные нефтегазоносные свиты в разрезе продуктивной толщи складки Грязевая Сопка—калинская, подкирмакинская и кирмакинская, остановимся на коллекторских свойствах и петрографической характеристике их (таблица 1).

Калинская свита. В разрезе калинской свиты выделяется пять песчаных горизонтов КаС-1, КаС-2, КаС-3, КаС-4 и КаС-5, отделенных друг от друга глинистыми разделами. Всего для определения коллекторских свойств, гранулометрического состава и карбонатности пород калинской свиты было исследовано 45 образцов (таблицы 2, 3, 4, 5, 6).

Таблица 1

	Пористость, %				Проницаемость, мдарси		
	среднее значение	количество образцов	пределы изменения	среднее на свиту	количество образцов	пределы изменения	среднее значение
	9,5	9	5,3—31,9	14,9	2	50,0—89	69,5
	10,1	16	8,1—39,5	20,8	7	0,5—345	66,9
	8,6	1	11,2	11,2	—	—	—
	11,0	6	16,0—33,4	23,2	5	23,6—84	44,0
	18,2	8	12,0—32,3	21,1	4	22,9—917	250,7
	8,5	8	13,5—32,2	25,2	8	23,7—1100	601,6
	11,4	5	12,1—29,3	22,3	2	14,0—207	110,0

Таблица 2

Формат	№ скважин	Интервал отбора образцов, м	Гранулометрический состав, %				Карбонатность, %			Пористость, %			Проницаемость, мДарси			
			фракции				взвешенная	в объеме	средняя	коллекторская	в объеме	средняя	коллекторская	в объеме	средняя	
			0,25—0,5 мм	0,25—0,1 мм	0,1—0,01 мм	0,01 мм										
KaC-4	45	1083—1090	6,5	25,4	34,1	34,0	1	8,6	8,6	1	11,2	11,2	1	—	—	—
KaC-4	8	808—813	11,49	40,85	18,53	29,13	1	16,9	16,9	1	16,0	16,0	1	—	—	—
KaC-4	45	9,3—9,3а	9,0	17,0	24,5	49,5	1	7,8	7,8	—	—	—	—	—	—	—
KaC-4	45	9,3—9,3б	10,7	25,7	32,8	29,0	1	6,0	6,0	1	29,7	29,7	1	23,6	23,6	23,6
KaC-4	45	876—884	6,3	16,7	35,4	47,6	1	5,4	5,4	1	16,8	16,8	1	34,0	34,0	34,0
KaC-4	36	1145—1148	11,1	33,1	23,4	32,4	1	17,7	17,7	—	—	—	—	44,0	44,0	44,0
KaC-4	41	1411—1416	4,6	29,4	44,7	21,3	1	7,3	7,3	1	22,0	22,0	1	—	—	—
KaC-4	40	1411—1416	—	34,8	33,7	31,5	1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
KaC-4	43	179—1795	20,9	37,4	30,1	11,6	1	6,7	6,7	—	—	—	—	—	—	—
KaC-4	45	1223—1226	7,0	63,3	27,3	2,4	1	7,4	7,4	1	33,4	33,4	1	34,4	34,4	34,4
KaC-4	104	1020—1025	2,1	53,1	33,0	11,8	1	24,2	24,2	1	21,3	21,3	1	84,4	84,4	84,0

Таблица 3

Горючаты	№№ скважин	Интервалы отбора образцов, ж	Гранулометрический состав, %				Карбонатность, %			Пористость, %				Количество образцов	Количество анализов	Продолжительность, мес. сч	Содержание глины
			Фракции				Качество анализа	Продажи	Средние значения	Песчаная	Силикатная	Силикатная	Силикатная				
			0,75 мм	0,5-0,1 мм	0,1-0,01 мм	< 0,01 мм											
КаС-3	75	1247—1250	1,78	35,92	16,33	45,97	1	4,8	4,8	—	—	—	—	1	—	—	—
	505	625—630	3,4	27,3	35,6	37,7	1	11,1	11,1	16,6	16,6	—	—	1	32	—	—
	505	625—630	5,4	24,5	35,1	35,0	1	10,6	10,6	14,4	14,4	—	—	—	—	—	—
	11	1074—1076	5,44	64,52	17,82	12,22	1	39,4	39,4	—	—	—	—	—	—	—	—
	11	1106—1107	16,70	35,62	16,54	31,14	1	7,5	7,5	—	—	—	—	—	—	—	—
	81	1113—1117	20,7	19,5	51,0	8,8	1	30,9	30,9	—	—	—	—	—	—	—	—
	81	1113—1117	7,9	17,8	52,8	21,5	1	13,6	13,6	16,5	16,5	—	—	1	22,9	—	—
	81	1113—1117	10,3	40,0	32,3	17,4	1	18,8	18,8	—	—	—	—	—	—	—	—
	410	1251—1256	0,0	8,3	62,4	29,3	1	7,5	7,5	—	—	—	—	—	—	—	—
	318	1325—1330	5	29,0	36,4	29,0	1	7,9	7,9	—	—	—	—	—	—	—	—
	362	1100—1105	1,4	30,5	27,0	30,1	1	23,1	23,1	27,1	27,1	—	—	—	—	—	—
	371	1270—1275	7,7	41,2	28,3	28,8	1	12,1	12,1	—	—	—	—	—	—	—	—
	11	1133—1135	8,37	46,27	19,66	25,70	1	19,4	19,4	—	—	—	—	—	—	—	—
	1002	920—925	56,0	77,6	17,9	18,5	1	40,7	40,7	12,0	12,0	—	—	—	—	—	—
	1009	710—715	7,5	25,5	43,6	23,4	1	25,7	25,7	—	—	—	—	—	—	—	—

Горизонты	№ скважин	Интервалы отбора образцов, м	Гранулометрический состав, %				Карбонатно г. %			Известняк, %			Проницаемость, мдарси			
			количество анализов	Фракции			количество анализов	предела известняк	средние значения	количество анализов	предела известняк	средние значения	количество анализов	предела известняк	средние значения	
				> 0,5 мм	0,25-0,1 мм	0,1-0,01 мм										0,01 мм
Кас	75	1088—1098	1	3,92	26,56	24,10	45,42	1	10,8	10,8	1	13,5	13,5	1	23,7	23,7
	465	813	1	1,4	45,5	43,5	9,6	1	2,1	2,1	—	—	—	—	—	—
	465	813	1	8,2	63,6	19,2	9,0	1	1,64	1,64	—	—	—	—	—	—
	317	1149—1154	1	27,1	42,0	23,4	7,5	1	6,0	6,0	—	—	—	—	—	—
	317	1149—1154	1	18,6	48,4	25,6	7,4	1	6,3	6,3	1	25,3	25,3	1	706	706
	317	1149—1154	1	25,0	30,0	26,3	18,7	1	7,2	7,2	1	28,7	28,7	1	1100	1100
	317	1149—1154	1	21,5	33,9	23,8	20,8	1	8,9	8,9	1	28,7	28,7	1	1020	1020
	317	1149—1154	1	27,5	26,0	24,3	22,2	1	10,6	10,6	1	27,9	27,9	1	840	840
	295	956—931	1	8,4	17,3	48,3	26,0	1	9,4	9,4	1	32,2	32,2	—	—	—
	1002	795—800	1	0,5	29,1	35,4	35,0	1	9,3	9,3	1	24,0	24,0	1	114	114
	1004	798—803	1	12,5	51,5	21,1	14,9	1	21,4	21,4	1	21,2	21,2	1	67,0	67,0

Таблица 5

Горизонт	№ образца	Интервал отбора образцов, м	Гранулометрический состав, %					Карбонатность, %		Плотность, %			Щебнисто-глинистость		
			Фракции				Кол-во глины, %	Щебнистость, %	Щебнистость, %	Щебнистость, %	Щебнистость, %	Щебнистость, %	Щебнистость, %	Щебнистость, %	
			0,075 мм	0,15 мм	0,3 мм	0,6 мм									
KaC-1	81	886—890	2,44	27,08	54,02	16,46	1	24,3	1	14,82	1	14	14	14	
	366	1275—1280	5,1	34,3	31,5	29,1	1	4,9	1	29,3	—	—	—	—	
	318	1202—1207	0,2	14,0	53,2	32,6	1	11,9	—	—	—	—	—	—	
	362	905—910	1,6	31,3	23,4	43,7	1	18,2	1	12,1	—	—	—	—	
	317	1040—1045	—	14,6	39,3	45,6	1	12,7	1	29,2	—	—	—	—	
	317	1065—1070	0,3	57,3	25,9	16,5	1	10,4	1	26,1	1	207	207	207	
	435	1490—1495	0,3	43,7	34,0	22,0	1	5,5	—	—	—	—	—	—	
	75	1035—1036	0,05	0,41	52,90	46,64	1	3,6	—	—	—	—	—	—	

Горизонты	№ скважин	Интервалы отбора образцов, м	Гранулометрический состав, %				Карбонатности, %				Пористости, %				Проницаемости, мдарси		
			Фракции				количество образцов	количество анализов	предела уменьшения	предела увеличения	количество анализов	предела уменьшения	предела увеличения	количество анализов	предела уменьшения	предела увеличения	
			> 0,5 мм	0,25-0,1 мм	0,1-0,05 мм	< 0,01 мм											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
ПБК	410	1083—185	1	0,1	23,7	47,1	28,2	1	6,6	6,6	1	1	30,0	—	—	—	—
	410	995—1000	1	20,6	24,6	31,6	23,2	1	15,1	15,1	1	1	21,8	—	—	—	—
	317	910—915	1	3,8	56,8	25,6	13,8	1	4,2	4,2	1	1	—	—	—	—	—
	318	1130—1135	1	0,2	18,2	39,5	42,1	1	7,5	7,5	1	1	22,0	—	—	—	—
	318	1155—1160	1	—	4,7	45,8	49,5	1	8,1	8,1	1	1	22,8	—	—	—	—
	318	1202—1207	1	0,2	14,0	53,2	32,6	1	11,9	11,9	1	1	—	—	—	—	—
	319	1249—1254	1	0,8	43,0	34,9	21,3	1	10,7	10,7	1	1	—	—	—	—	—
	324	913—918	2	0,55	40,65	35,7	13,58	2	3,6	3,6	2	2	29,6	—	2	345	345
	362	740—745	1	19,6	50,1	13,0	17,3	1	4,5	4,5	1	1	32,0	—	—	—	—
	362	770—775	1	8,3	58,8	15,3	17,6	1	4,9	4,5	1	1	28,6	—	—	—	—
	362	800—805	1	0,0	48,0	35,2	16,8	1	47,0	4,9	1	1	39,5	—	—	—	—
	362	833—838	1	0,0	24,8	40,9	34,3	1	20,2	4,7	1	1	17,0	—	—	—	—
	366	1152—1157	1	10,6	38,0	26,4	25,0	1	—	—	1	1	—	—	—	—	—
366	1185—1190	1	—	13,7	54,2	32,1	1	10,8	10,8	1	1	23,8	—	—	—	—	

Г	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
ПК	425	636—640	1	—	21—51	41,09	37,40	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	792	878—883	1	1,0	9,97	38,66	51,35	12,9	1,9	1	—	22,2	22,2	1	91,4	91,4	
	1014	599—604	1	10,8	29,6	18,2	41,4	14,8	14,8	—	—	—	—	—	—	—	
	1014	604—614	1	0,2	44,6	24,9	30,3	4,6	4,6	—	—	—	—	—	—	—	
	1014	614—624	—	0,1	1,6	1,4	53,5	5,6	5,6	—	—	20,35	20,35	2	16,6	16,6	
	1014	624—634	1	0,1	1,2	41,6	57,1	6,1	6,1	—	—	—	—	—	—	14,8	14,8
	1014	634—644	1	2,1	41,6	30,8	25,5	2,3	2,3	—	—	—	—	—	—	—	—
	1014	644—647	1	0,1	7,9	38,6	53,4	10,1	10,1	—	—	—	—	—	—	—	—
	1014	647—657	1	—	5,1	36,0	58,9	8,5	8,5	—	—	—	8,14	8,14	1	0,53	0,53
	1014	657—663	1	—	1,0	40,0	58,7	13,1	13,1	—	—	11,6	11,6	1	0,01	0,01	0,01
	КС	318	1063—1068	1	1,3	43,3	23,6	31,8	18,9	18,9	—	—	—	—	—	—	—
		318	1100—1068	1	0,2	21,2	50,8	27,8	10,2	10,2	—	—	—	—	—	—	—
		319	1188—1193	1	1,6	53,5	17,6	27,6	7,3	7,3	—	—	—	—	—	—	—
		319	1212—1217	1	1,7	48,7	28,6	21,0	7,6	7,6	—	—	21,7	21,7	1	—	—
		324	820—825	1	—	7,3	64,6	26,43	7,4	7,4	—	—	—	—	—	89	89
324		870—875	1	4,2	52,8	32,7	9,75	3,3	3,3	—	—	—	—	—	—	—	

Гос. п. б. ин-та
научно-технической
библиотекы
ЭНЦИКЛОПЕДИЯ

ФАЦИИ КОЛЛЕКТОРОВ И ИХ РАЗМЕЩЕНИЕ В НИЖНЕМ ОТДЕЛЕ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ АПШЕРОНСКОГО АРХИПЕЛАГА

(антиклинальная зона Камни Григоренко — Нефтяные Камни)

Как мы уже говорили, одним из актуальных вопросов является систематическое изучение коллекторских свойств основных продуктивных свит и освещение петрографических особенностей пород.

Следует отметить, что отрывочные сведения о фации коллекторов отдельных свит имеются в работах ряда исследователей. Они, безусловно, не дают полной картины характера изменения коллекторских свойств и не охватывают все продуктивные нефтегазоносные свиты.

Литофациальные и коллекторские характеристики отложений нижнего отдела продуктивной толщи мы приводим в свете новейших данных.

Исследуемые площади расположены в юго-восточной части Апшеронского архипелага, т. е. в тектонической зоне Камни Григоренко—Нефтяные Камни. В геологическом строении этой зоны принимают участие отложения довольно большого стратиграфического диапозона (эоцен—антропоген). Основным промышленно-нефтеносным объектом являются отложения нижнего отдела продуктивной толщи. Исключение составляют Нефтяные Камни, где, помимо нижнего отдела, нефтеносны отложения и верхнего отдела продуктивной толщи.

Антиклинальная зона осложнена крупным продольным разрывом, который проходит через сводовую часть складки и отделяет северо-восточное крыло от юго-западного. Кроме этого нарушения, в пределах отдельных поднятий зафиксирован ряд поперечных разрывов.

Нижний отдел ПТ в исследуемом районе, как и в других районах Апшеронского полуострова, представляет собой мощную серию переслаивающихся песков, алевроитов и глин, соотношение которых на различных уровнях разреза различное.

Мощность нижнего отдела ПТ в исследуемом районе изменяется в широких пределах — от 550 до 1000 м на площади Камни Григоренко и от 606 до 1067 м на о. Жилом. На площади Грязевая Сопка мощность нижнего от-

Свиты и горизонты	Камни Григоренко		о. Жилой		Грязевая Сопка		Нефтяные Камни	
	истинная мощность, м	песчанистость, % по каротажу	истинная мощность, м	песчанистость, % по каротажу	истинная мощность, м	песчанистость, % по каротажу	истинная мощность, м	песчанистость, % по каротажу
НКГ	122	30	130	35	130	36	120	41
НКП	30	60	27	65	30	70	26	69
КС-1	—	—	—	—	—	—	35	63
КС-2	—	—	—	—	—	—	30	65
КС	270	32	270	33	266	42	250	42
ПК-1	—	—	—	—	45	57	33	71
ПК-2	—	—	—	—	48	55	21	70
ПК-3	—	—	—	—	—	—	28	70
ПК	90	58	86	60	90	62	80	67
КаС-1	—	—	—	—	33	59	31	64
КаС-2	—	—	—	—	50	57	43	64
КаС-3	—	—	—	—	56	55	61	58
КаС-4	—	—	—	—	63	51	40	69
КаС-5	—	—	—	—	44	50	—	—
КаС	266	36	308	42	333	52	225	42

дела ПТ изменяется в широких пределах—от 411 до 1137 м. Мощность нижнего отдела ПТ так резко увеличивается благодаря калинской свите в связи с осложненностью рельефа дна в калинское время. На площади Нефтяные Камни мощность КаС уменьшается до 420—372 м.

Значения истинных мощностей и песчанистости по всем горизонтам нижнего отдела ПТ подсчитаны по каротажным диаграммам и даются в таблице 7.

В региональной зоне значительные изменения в литологии и мощности осадков наблюдаются в основном по калинской и подкирмакинской свитам. Поэтому мы ограничились иллюстрацией регионального литофациального профиля по указанным свитам (рис. 3).

На о. Жилом отложения КаС выходят на дневную поверхность в сводовой части поднятия, на других же частях структуры они вскрываются лишь скважинами.

На площади Камни Григоренко и о. Жилом в разрезе калинской свиты по данным каротажа песчаные гори-

зонты выделяются менее отчетливо, чем на Грязевой Сопке и Нефтяных Камнях.

В разрезе КаС Грязевой Сопки выделяется пять, в пределах северо-западной части Нефтяных Камней—четыре, а в юго-восточной части месторождения—три песчаных горизонта. Таким образом, в разрезе калинской свиты Нефтяных Камней и Грязевой Сопки отмечаются отдельные песчаные пласты. В разрезе же калинской свиты о. Жилого и площади Камни Григоренко наблюдается частое переслаивание песков и глин, что в значительной степени затрудняет выделение нефтеносных горизонтов.

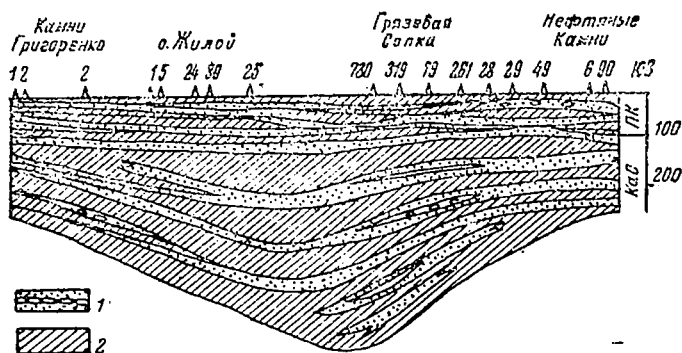


Рис. 3. Литофациальный профиль юго-западных крыльев складок:
1 — пески и песчаники; 2 — глинистый раздел

Из таблицы 7 видно, что мощности отдельных площадей резко колеблются; это связано с палеографическими условиями бассейна осадконакопления. Отмечается увеличение мощности КаС по юго-западному крылу по сравнению с северо-восточным.

В отношении гранулометрического состава по площади Камни Григоренко и о. Жилому можно сказать, что здесь преобладают алевропесчаные породы, неотсортированные мелкозернистые пески; в юго-восточном направлении на площадях Грязевая Сопка и Нефтяные Камни калинская свита сложена отсортированными тонкозернистыми песчаниками и алевритовыми разностями пород. Общая карбонатность алевропесчаных пород, слагающих свиту, в рассматриваемой зоне изменяется незначительно.

По минералогическому составу в легкой фракции кварц постоянно преобладает. По направлению от о. Жи-

лого до месторождения Нефтяные Камни содержание кварца постепенно уменьшается, но он все-таки продолжает преобладать. Содержание полевого шпата остается неизменным. Из минералов тяжелой фракции содержание сингенетического пирита уменьшается в юго-восточном направлении, сохраняя преобладающее значение. Содержание компонентов устойчивых минералов от о. Жилого до поднятия Нефтяные Камни постепенно увеличивается. Открытая пористость пород коллекторов изменяется незначительно.

Породы изучаемых районов относятся в основном к среднепроницаемым коллекторам (по классификации Г. И. Теодоровича), и содержание их увеличивается от о. Жилого до месторождения Нефтяные Камни.

Основные литофациальные и литофизические характеристики пород, слагающих калинскую свиту по северо-восточному и по юго-западному крыльям, в различных районах имеют те же признаки, что и характеристика пород этих свит в целом по месторождению.

Вышеописанный состав КаС и условия перехода от понта к продуктивной толще позволяют некоторым авторам утверждать, что наравне с принесенным материалом большую роль в формировании ее осадков играли местные породы.

Подкирмакинская свита также является основной нефтеносной свитой продуктивной толщи, вскрыта на всех площадях и хорошо охарактеризована каротажными исследованиями. Отложения ПК свиты представлены главным образом песками среднезернистыми, кварцевыми, с характерными включениями черной угловатой гальки.

На всех месторождениях в разрезе свиты обнаруживаются очень редкие и маломощные прослои серых глин и более частые прослои песчаников.

На месторождении Грязевая Сопка в свите ПК выделено два объекта: ПК-1 и ПК-2; объекты эти разделены между собой глинистой пачкой изменчивой мощности.

В пределах месторождения Нефтяные Камни ПК подразделяется: на юго-западном крыле на четыре горизонта — ПК-1в, ПК-1, ПК-2, ПК-2н, а в юго-восточной части юго-западного крыла и на северо-восточном крыле — на три горизонта. Между этими горизонтами залегают глинистые разделы мощностью 1—5 м, которые хорошо выделяются на каротажных диаграммах.

Таким образом, в пределах тектонической зоны Камни Григоренко—Нефтяные Камни величины мощности отложений подкирмакинской свиты постоянны. Песчаность в разрезе по направлению от поднятия Камни Григоренко к Нефтяным Камням незначительно уменьшается. Следует отметить, что в песках ПК в юго-восточном направлении наблюдается постепенное уменьшение зерен.

В разрезе подкирмакинской свиты на поднятиях Камни Григоренко и о. Жилой песчаная фракция преобладает над алевритовой и глинистой фракциями, а на площади Нефтяные Камни при постоянстве глинистой фракции она уступает алевритовой фракции. При этом в сторону Нефтяных Камней карбонатность пород постепенно уменьшается.

Из таблицы 8 (рассматриваются коллекторские свойства и минералогический состав пород нижнего отдела ПТ площадей Камни Григоренко, о. Жилой, Грязевая Сопка и Нефтяные Камни) наглядно видно, что кварц преобладает на всех площадях, и содержание его становится максимальным на площади Камни Григоренко. В сторону Нефтяных Камней содержание его несколько уменьшается, но он продолжает преобладать. Вторым компонентом являются полевые шпаты, содержание которых с уменьшением содержания кварца увеличивается или наоборот. Содержание обломков пород по всем площадям незначительное.

Из тяжелых минералов интерес представляют сингенетичный пирит и устойчивые минералы. Содержание пирита в разрезе рассматриваемых свит на всех исследуемых площадях почти одинаково. Количество устойчивых минералов, отличающихся по содержанию от пирита, в юго-восточном направлении (от месторождения Камни Григоренко к о. Жилому и Нефтяным Камням) резко увеличивается.

Кирмакинская свита характеризуется постоянной мощностью на всех исследуемых структурах. На площадях Камни Григоренко, о. Жилой, Грязевая Сопка, Нефтяные Камни она представляет собой однородную толщу чередующихся мелкозернистых песков и песчаников, глин и глинистых песков, серых, бурых, серо-бурых.

Характерным отличием разреза КС Грязевой Сопки

Площади	Гранулометрический состав, %			Карбонатность, %	Открытая пористость, %	Абсолютная проницаемость, <i>мдарс</i>	Минералогический состав пород						
	> 0,1 мм	0,1-0,01 мм	< 0,01 мм				легкие минералы		тяжелые минералы				
							кварц, %	полевые шпаты, %	оболочки пород, %	пирит, %	устойчивые минералы, %		
Калинская свита													
К. Григоренко	—	—	—	13,7	22,58	—	55,5	—	—	—	—	—	—
О. Жилой	25,5	42,7	31,8	10,2	18,4	86	72,0	20,0	8,0	63,0	5,0	5,0	5,0
Грязевая Сопка	42,0	32,6	25,4	12,9	22,9	329	60,0	20,8	20,0	40,0	7,0	40,0	7,0
Нефтяные Камни	25,04	43,96	31,0	10,3	1,0	112	49,2	20,9	29,4	5	9,0	5	9,0
Подкирмакская свита													
К. Григоренко	35,84	40,44	23,72	25,0	21,0	670	78,0	3,0	19,0	50,0	6,0	50,0	6,0
О. Жилой	44,0	30,1	25,9	11,7	17,6	220	73,0	22,0	5,0	53,0	2,5	53,0	2,5
Грязевая Сопка	31,27	42,61	26,12	10,22	24,6	239	64,0	24,0	12,0	55,0	11,0	55,0	11,0
Нефтяные Камни	33,14	40,5	26,36	8,9	23,7	316	60,0	25,0	14,0	44,0	14,0	44,0	14,0
Кирмакская свита													
К. Григоренко	17,8	45,8	36,4	7,3	26,0	—	47,0	11,0	42,0	20,0	2,0	20,0	2,0
О. Жилой	12,2	55,0	32,8	10,2	22,2	82	36,0	34,0	39,0	16,0	1,0	16,0	1,0
Грязевая Сопка	27,87	42,63	29,5	7,8	27,2	75	46,0	14,0	39,0	25,0	9,2	25,0	9,2
Нефтяные Камни	12,58	54,46	32,96	10,8	25,4	85	42,0	18,0	39,0	22,0	7,3	22,0	7,3

от разреза КС Нефтяных Камней является наличие серии песчаных пластов в средней части свиты. В низах КС на площади Грязевая Сопка имеется пачка пластов, аналогичных пластам низов КС Нефтяных Камней. Сопоставление разрезов КС отдельных площадей показывает, что в районе Грязевой Сопки в породах-коллекторах преобладают песчаные фракции, и мало содержится алевритовой и глинистой фракций. По направлению от площади Грязевая Сопка к Камням Григоренко и Нефтяным Камням содержание песчаной фракции уменьшается, а алевритовой и глинистой — увеличивается. Алевритовая фракция преобладает над всеми видами фракций. Карбонатность в указанных направлениях также увеличивается.

Значение пористости на площади Грязевая Сопка в среднем составляет 27,2%, а на площадях Камни Григоренко и Нефтяные Камни соответственно в среднем — 26,0; 25,4%.

На всех исследуемых площадях в разрезе КС встречаются слабопроницаемые породы-коллекторы.

В минералогическом составе пород наблюдаются некоторые количественные изменения. Так, на площади Нефтяные Камни в разрезе кирмакинской свиты преобладают обломки пород. Кварц содержится в малом количестве.

На площади Грязевая Сопка кварц преобладает над всеми компонентами. Невелико содержание полевых шпатов.

Минералогический комплекс тяжелой фракции этих пород отличается от минералогического состава подстилающей свиты резким уменьшением содержания пирита, возрастанием содержания магнетита-ильменита и гидроксидов железа.

ГЛАВА III

ТЕКТОНИКА СТРУКТУРЫ ГРЯЗЕВАЯ СОПКА ПО ДАННЫМ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

Грязевая Сопка, являющаяся самостоятельной брахиантиклинальной структурой, приурочена к юго-восточной антиклинальной зоне Камни Григоренко — Нефтя-

ные Камни Апшеронского архипелага и расположена между структурами Нефтяные Камни и о. Жилой. От последней она отделяется неглубокой седловинной, детали которой до последнего времени не уточнены.

В пределах юго-восточного погружения Большого Кавказа Апшеронский архипелаг является самым юго-восточным тектоническим элементом, представляя собой, как отмечал И. М. Губкин, продолжение в море Главного Кавказского антиклинория.

Изучению геологического строения этой области посвящены работы таких крупных исследователей, как И. М. Губкин, Д. В. Голубятников, М. В. Абрамович, С. М. Апресов, М. Ф. Мирчинк, С. А. Ковалевский, А. А. Али-заде, В. Е. Хаин, В. С. Мелик-Пашаев, А. А. Путкарадзе, И. И. Потапов, В. А. Горин и многих других.

В работах этих исследователей особенности тектоники Апшеронской области в основном рассматриваются в свете расположения ее относительно Главного Кавказского хребта и Каспийской впадины.

Примером классического исследования по тектоническому районированию юго-восточной части Кавказа в связи с выяснением нефтегазоносности этой области является работа И. М. Губкина [24].

В пределах Апшеронского архипелага Э. Н. Алиханов выделил следующие антиклинальные зоны:

1. Банка Дарвина — о. Артема — Гюргяны-море — структура Южная.

2. Камни Григоренко — о. Жилой — Грязевая Сопка — Нефтяные Камни.

3. Камни Два Брата — Банка Цюрупа — Банка Апшеронская.

По данным сейсморазведки, к третьей зоне можно отнести и крупную структуру — Банку Андриевского.

В. С. Мелик-Пашаев [38], рассматривая тектонику Апшеронского архипелага, отмечает: «Надо полагать, что описанными выше тектоническими линиями не ограничиваются складчатые зоны района Апшеронского архипелага. Большие глубины моря затрудняют установление новых тектонических поднятий, расположенных к востоку от уже открытых».

В своей последней тектонической схеме Э. Н. Алиханов [11] район островов Апшеронского архипелага делит

в тектоническом отношении на два участка, резко отличающихся друг от друга: а) северный, охватывающий северное и восточное побережье Апшеронского полуострова; б) южный, включающий в себя подводные части южного и юго-восточного окончаний антиклинальных структур Апшеронского полуострова.

Рассматривая положение Апшеронского архипелага в общей схеме тектоники, Э. Н. Алиханов на основе результатов гидрографических замеров указывает на то, что он (Апшеронский архипелаг) окаймлен батиметрически и тектонически крутопогружающейся зоной, переходящей в Дербентскую котловину на севере и в Южно-каспийскую впадину на юге.

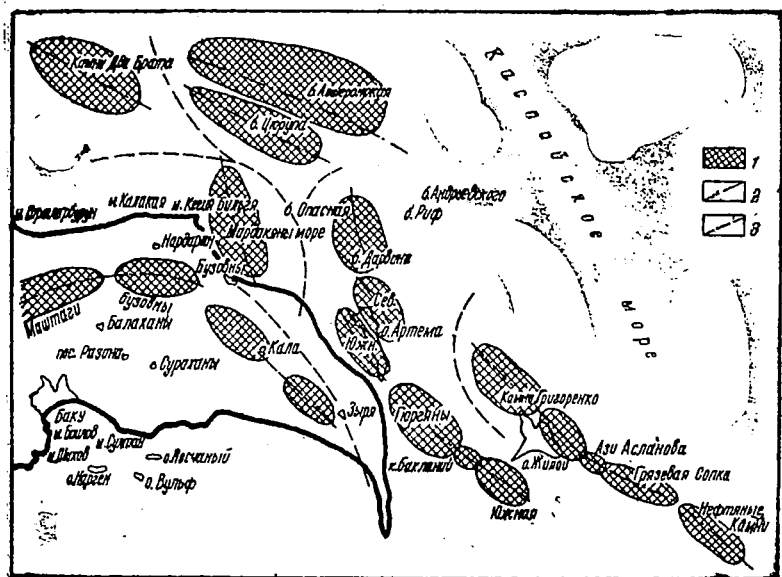


Рис. 4. Распределение складок Восточноапшеронской области (по Э. Н. Алиханову с дополнениями автора):

1 — антиклинальные поднятия; 2 — оси антиклинальных зон; 3 — оси синклинальных зон

По имеющимся на сегодня данным, автор в пределах Апшеронского архипелага (рис. 4) выделяет три антиклинальные зоны и одно обособленное структурное поднятие. Эти зоны объединяют:

1. Камни Два Брата — Банку Цюрупа — Банку Апшеронская — Банку Андриевского.

2. Банку Дарвина — о. Артема — Гюргяны-море — структуру Южная.

3. Камни Григоренко — о. Жилой — Грязевую Сопку — Нефтяные Камни.

Южнее первой тектонической линии особняком располагается осложненная грязевым вулканом структура Мардакяны-море.

Из приведенного обзора можно заключить, что тектонические особенности, а также зональности Апшеронского архипелага изучены сравнительно полнее. Безусловно, последующие работы по изучению этого интересного в отношении нефтегазоносности района будут способствовать уточнению тектоники и позволят более полно детализировать отдельные поднятия, установить характер их сочленения и выявить новые закономерности в пространственном размещении складок.

Для определения деталей отдельных структур и особенностей их строения остановимся на описании тектоники Грязевой Сопки.

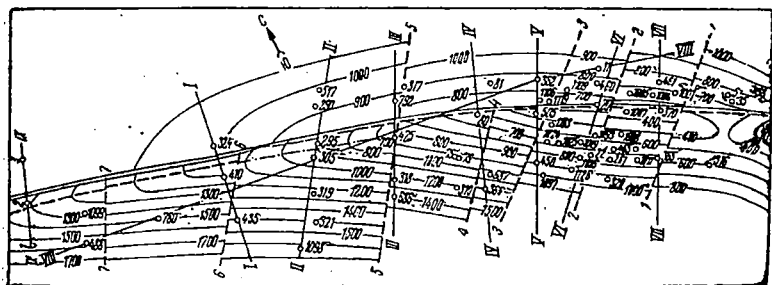


Рис. 5. Структурная карта по кровле КаС (Грязевая Сопка, 1966 г.)

Месторождение Грязевая Сопка характеризуется как брахиантиклинальная складка, значительно осложненная продольными и поперечными тектоническими нарушениями и отделенная от соседнего поднятия Нефтяные Камни короткой и неглубокой седловиной.

Наиболее полно особенности тектоники Грязевой Сопки представлены на структурных картах (рис. 5, 6, 7, 8), составленных по основным нефтегазоносным сви-

там нижнего отдела продуктивной толщи. Как видно из рис. 6, на котором показана структура по кровле подкирмакинской свиты, длина складки Грязевая Сопка 9 км, ширина 3,0 км. Свод складки несколько смещен к северо-западной периклинали. Соотношение периклиналей (северо-западного к юго-восточному) по отношению к своду 1 : 6.

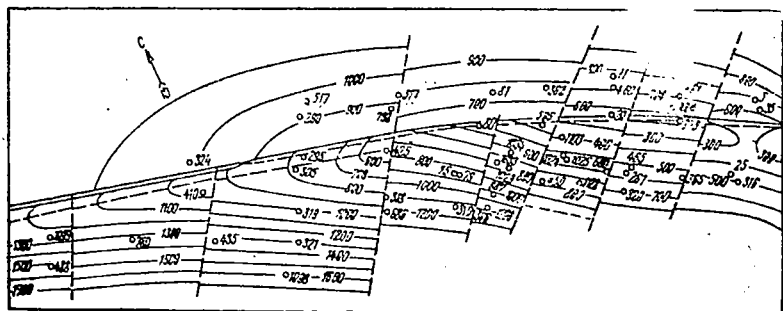


Рис. 6. Структурная карта по кровле ПК свиты (Грязевая Сопка, 1966 г.)

Ось складки простирается в направлении с северо-запада на юго-восток и характеризуется слабым заворотом к северо-западной периклинали. Осевая плоскость антиклинальной складки в районе свода выпуклой стороной обращается на северо-восток.

Измерение периметра складки Грязевая Сопка по горизонтали 1100 м (кровля КаС) показало, что он примерно равен 19000 м, причем на полупериметр со стороны северо-восточного крыла приходится 10 500 м, а со стороны юго-западного крыла — 8500 м. Следовательно, длина горизонтали северо-восточного крыла на 2000 м больше длины юго-западного.

Из сравнения структурных карт, построенных по кровлям КаС, ПК, КС, НКГ, видно смещение осей структурных поверхностей по отдельным горизонтам с глубиной к юго-западу. Это смещение осей к юго-западу в плане непостоянно.

Для сравнения указанных смещений осей структурных поверхностей рассмотрим структурные карты кровли

ты кровли КаС (см. рис. 5) и кирмакинской свиты (см. рис. 7).

При рассмотрении этих схем выясняется, что в северо-западной области в прикупольной части складки величина горизонтального смещения от северо-западной периклинали (см. рис. 5) складки до поперечного нарушения составляет около 350 м; дальше величина этого

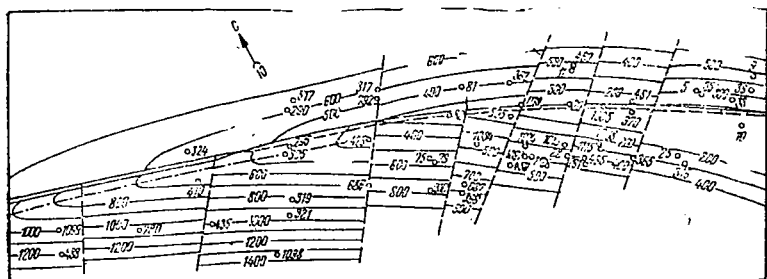


Рис. 7. Структурная карта по кровле КС (Грязевая Сопка, 1966 г.)

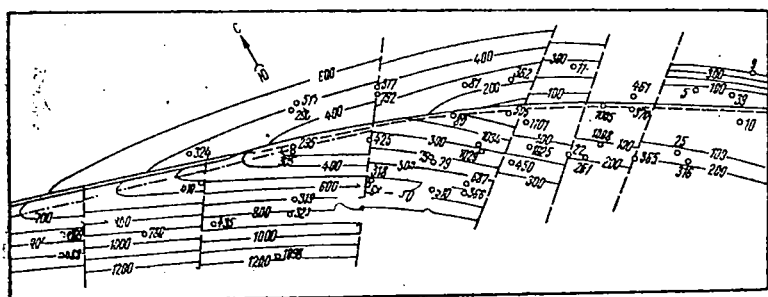


Рис. 8. Структурная карта по кровле ПКГ свиты (Грязевая Сопка, 1966 г.)

смещения к юго-востоку уменьшается до 250 м и сохраняется постоянной на протяжении более 5 км, а в районе юго-восточной периклинали выполаживается.

Аналогичные явления наблюдаются в структурах, построенных по всем горизонтам; при этом величина смещения увеличивается или уменьшается.

В юго-восточной периклинали происходит смещение осей в обратном направлении. Характер таких смещений

осей дает возможность изменять наклон осевой поверхности, проведенной через оси структурных карт всех горизонтов. По всей длине складки осевая поверхность имеет падение на северо-восток.

Указанные факторы свидетельствуют о наличии асимметрии в строении складки, которая улавливается по всем пластам продуктивной толщи. С другой стороны, отмечается увеличение углов падения по всем горизонтам с глубиной их залегания, что объясняется неравномерным развитием с самого начала века продуктивных толщ. Порядок изменения углов падения в зависимости от глубины на крыльях и погружениях складки приводится в таблице 9.

Таблица 9

Стратиграфические единицы	Углы падения пластов, град.					
	юго-западное крыло	северо-восточное крыло	юго-восточное погружение		северо-западное погружение	
			юго-западное крыло	северо-восточное крыло	юго-западное крыло	северо-восточное крыло
Балаханская	43	30	30	25	18	15
„Перерыва“	43	30	30	25	18	15
НКГ	43	30	30	25	18	15
НКП	45	30	30	25	20	15
КС	45	30	35	25	20	20
ПК	45	35	35	30	20	20
КаС	45	35	40	30	20	25

С глубиной углы падения пластов и мощности свит от свода к крыльям увеличиваются.

Максимальная абсолютная отметка свода по кровле КаС установлена бурением — 428 м. Абсолютная отметка кровли КаС на погружениях складки варьирует в следующих пределах: в юго-западной части северо-западного погружения кровли КаС вскрыта на глубине минус 1528 м, в северо-восточной части северо-западного погружения — минус 1028 м, в северо-восточной части юго-восточного погружения — минус 1128 м. Приведенные цифры указывают на региональное погружение слоев КаС структуры Грязевая Сопка с северо-запада на юго-восток. Северо-западная периклиналь Грязевая

Сопка, удлиненная и глубокая, углы падения 10—11°, юго-восточная периклинали, наоборот, широкая, углы падения 18—20°. Строение юго-восточной периклинали изучено детально. Перегиб слоев между структурами Нефтяные Камни и Грязевая Сопка, расположенными на одной тектонической линии, установлен по данным скважин №№ 5, 9, 11, 35, 261, 316, 360, 370 и др.

Первая группа скважин (№№ 11, 261, 320, 365, 370) дает возможность замкнуть горизонталы юго-восточной периклинали складки Грязевая Сопка, а вторая группа скважин (№№ 5, 9, 35, 316, 360) позволяет очертить северо-западную периклинали складки Нефтяные Камни.

В районе северо-западной периклинали Грязевой Сопки за последние годы выявлена небольших размеров структура Ази Асланова, строение которой пока изучено недостаточно.

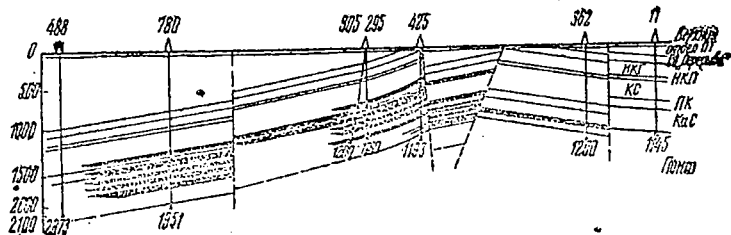


Рис. 9. Продольный профиль по линии VIII—VIII

Вдоль оси складки фиксируется нарушение сплошности слоев разрывом (рис. 9) взбросового характера. Этот разрыв является, по-видимому, продолжением продольного разрыва, отмеченного на месторождении Нефтяные Камни, и, по всей вероятности, протягивается через о. Жилой, Камни Григоренко до южной складки о. Артема.

Сбрасыватель под углом 80—85° падает на юго-запад. В результате нарушения сплошности пластов в присводовой части северо-восточное крыло оказалось ниже юго-западного.

Если значение амплитуды вертикального смещения в районе скважин №№ 20 и 370 составляет 200—220 м, то в северо-западном направлении она уменьшается и в районе скважины № 295 доходит до 30—40 м, а еще

дальше наблюдается обратная картина, т. е. амплитуда смещения увеличивается. Разрыв здесь приобретает сбросовый характер. Юго-западная часть северо-западной периклинали опущена по отношению к северо-восточной.

Помимо продольного разрыва, осложняющего структуру Грязевая Сопка, охватывающего в основном все участвующие в ее строении свиты и горизонты продуктивной толщи, установлено также 7 поперечных нарушений, которые делят структуру (с учетом продольного разрыва) на 12 самостоятельных блоков.

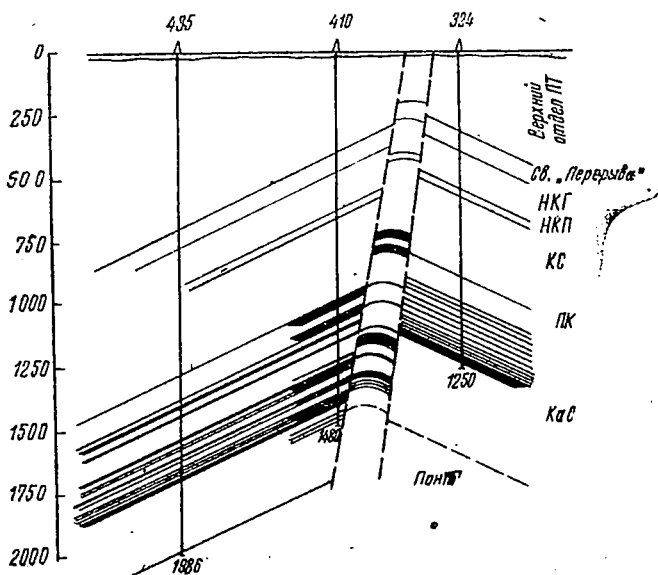


Рис. 10. Поперечный профиль по линии I—I

Отмеченные поперечные нарушения имеют северо-восток—юго-западное простирание (см. рис. 5). Четыре из них: 1—1, 2—2, 3—3, 5—5 охватывают структуры по всей ширине, рассекая как северо-восточное, так и юго-западное крылья. Остальные 4—4, 6—6 и 7—7 протягиваются лишь в пределах юго-западного крыла и упираются в продольный разрыв. Основанием для выявления этих нарушений, наряду с гипсометрической отметкой

вскрытых скважинами горизонтов, послужила также степень нефтенасыщенности разреза на отдельных участках структуры.

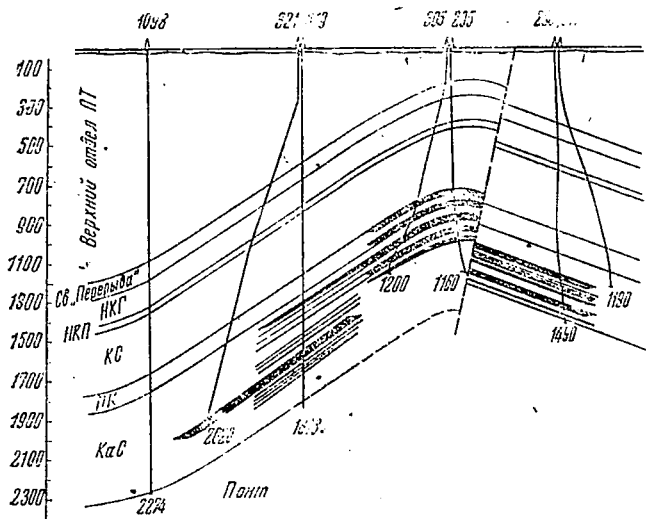


Рис. 11. Поперечный профиль по линии II—II

Амплитуда вертикального смещения с глубиной уменьшается (см. рис. 9). Тектонические разрывы и нарушения в определенной степени влияют на залегание пластов. Углы падения пластов на различных блоках различные — от 15 до 45° (рис. 10 — 16). Кроме того, отмечается увеличение углов падения пластов по всем горизонтам с глубиной их залегания. На погружениях складки эта закономерность несколько нарушается.

Характер тектонического разрыва и продольных нарушений описываем на основе структурной карты по НКП свите. Исходя из того, что нарушение охватывает все горизонты и свиты продуктивной толщи, подробное описание по отдельным стратиграфическим интервалам нами не приводится. Это наглядно видно из продольного профиля VII — VIII (см. рис. 9), проведенного вдоль большой оси складки.

До широкого распространения эксплуатационного и разведочного бурения на площади Нефтяные Камни

немалую роль в изучении тектоники района сыграл анализ глубин моря и в особенности приуроченности выходов газа и нефти к различным участкам месторождения.

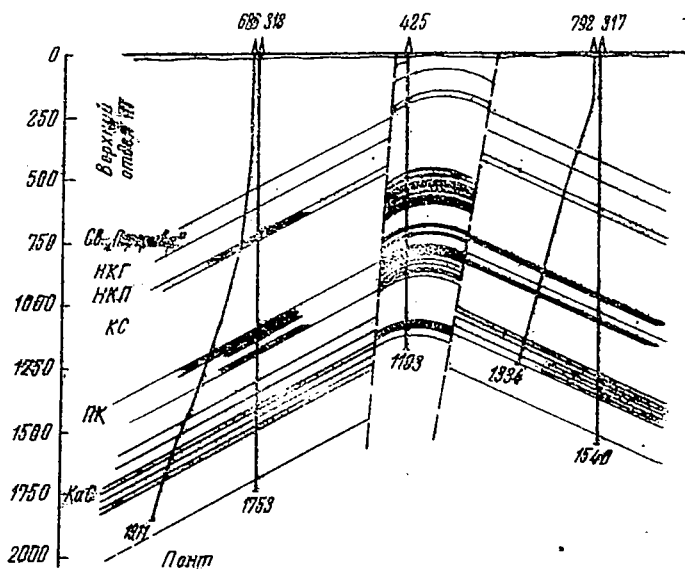


Рис. 12. Поперечный профиль по линии III—III

Все это позволило А. К. Алневу [5] предположить, что к юго-востоку от больших камней вдоль большой оси складки имеется крупный продольный разрыв, пересекающий основную юго-восточную часть складки на два изолированных тектонических поля и т. д. Первоначально предполагалось, что этот разрыв сбросовый (А. К. Алиев, 1951 г.), а затем надвиговой (В. С. Мелик-Пашаев 1952 г.; А. П. Ушаков, 1953—1954 гг.). В. С. Мелик-Пашаев и А. П. Ушаков при своих построениях, кроме данных глубинного бурения, использовали материалы геологопоисковых работ на море. Помимо последних, использовали также трассировки выходов перемятых пород на дне моря вдоль предполагаемого разлома. По данным картировочного бурения, эта полоса перемятых пород протягивается по северо-восточному крылу складки от

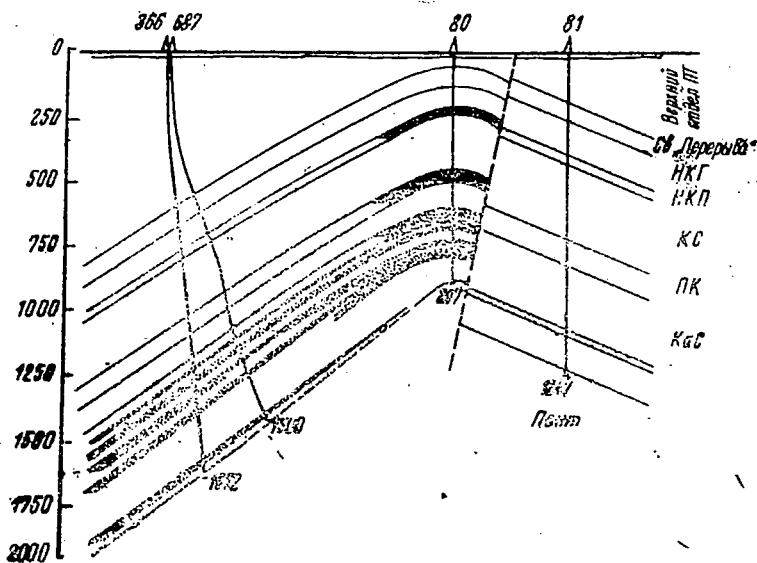


Рис. 13. Поперечный профиль по линии IV—IV

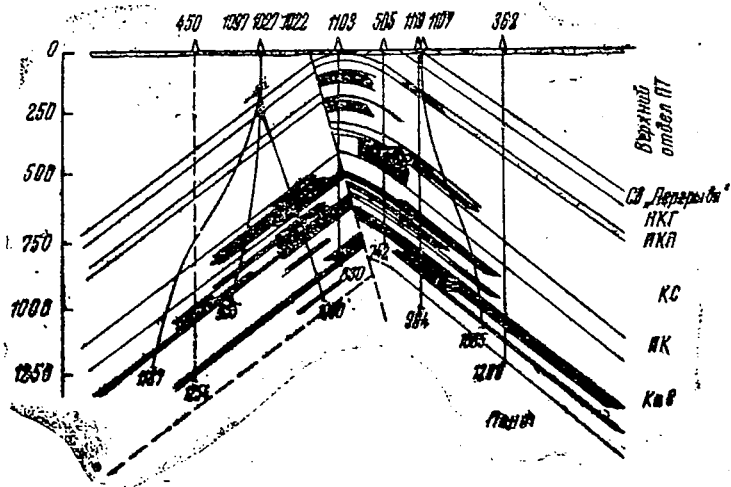


Рис. 14. Поперечный профиль по линии V—V

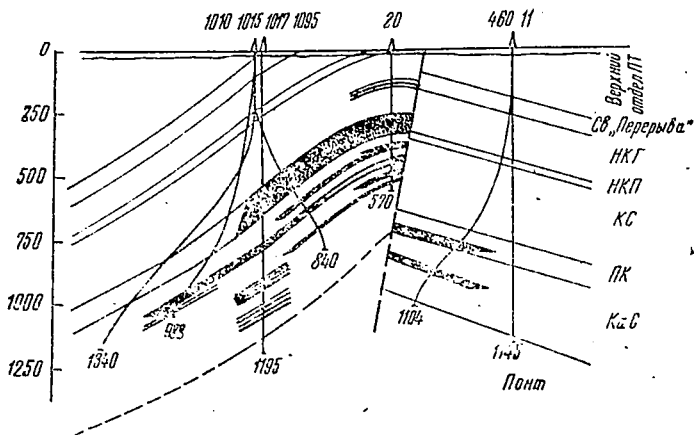


Рис. 15. Поперечный профиль по линии VI—VI

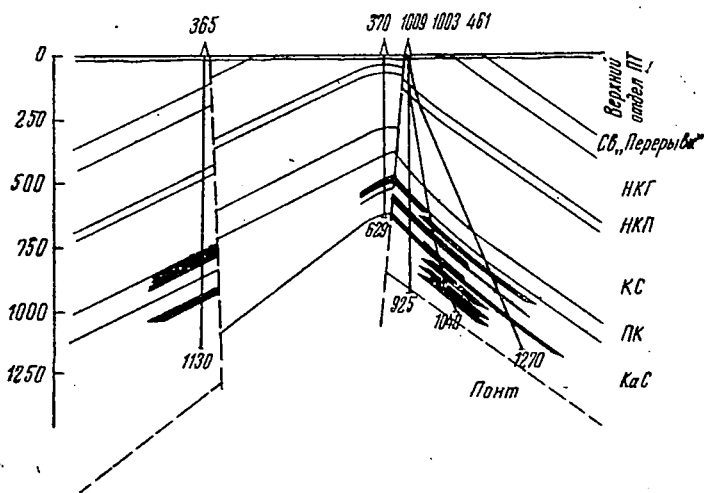


Рис. 16. Поперечный профиль по линии VII—VII

эстакадной площадки № 261 до разведочной скважины № 84.

В 1965 г. на основании накопившихся к этому времени фактических результатов глубокого и картировочного бурения мы выяснили, что эта полоса перемятых пород протягивается еще далее на северо-запад.

Кратко остановимся на влиянии дизъюнктивных нарушений на формы структуры Грязевая Сопка. Можно заметить, что эти нарушения не оказывают существенного влияния на изменение общей формы складки. Поперечные сбросы вызывали небольшое смещение крыльев, а продольные разрывы раскололи структуру на две части и оказали значительное воздействие на крылья и части складки, примыкающие к продольным разрывам. О таком характере влияния дизъюнктивных нарушений на изменение форм складок Апшеронского полуострова писали многие исследователи (С. М. Апрецов, М. В. Абрамович, М. Ф. Мирчинк, Ф. И. Самедов и другие)..

ГЛАВА IV

ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ СТРУКТУРЫ ГРЯЗЕВАЯ СОПКА

Чтобы правильно определить главное направление поисково-разведочных работ, необходимо прежде всего изучить историю геологического развития отдельных регионов, а это представляет как научный, так и практический интерес.

Правильное представление с ней, на основе анализа фации и мощностей, а также характера изменения последних, позволяет выявить определенные закономерности в распределении суши и моря в прошлые геологические времена, установить основные участки разрушения и сноса терригенного материала; а также области его накопления, проследить региональные закономерности пространственного размещения бассейнов нефтегазообразования и зон нефтегазонакопления.

Правильное представление об истории геологического развития, кроме того, дает возможность выявить области, районы, площади, благоприятные для геологопоисковых и геологоразведочных работ на нефть и газ.

Учитывая, что развитие отдельных структур находится в тесной связи с геологическим развитием крупных районов, историю геологического развития структуры Грязевая Сопка мы даем на фоне юго-восточного окончания Большого Кавказа, в частности на фоне развития Апшеронского архипелага.

Историю развития района мы рассматриваем начиная с майкопского времени, переломного в тектоническом развитии Юго-Восточного Кавказа.

Ограниченный материал по нижней части третичного комплекса Апшеронской нефтегазоносной области осложняет восстановление ее истории. Однако этот материал дает возможность в сравнительно общих чертах рассмотреть существенные явления, связанные с развитием складок, и выявить отдельные этапы геологической истории.

Как известно, складки Апшеронской области—Апшеронского полуострова и Апшеронского архипелага—размещаются на продолжениях отдельных крупных структурно-тектонических элементов юго-восточного погружения Большого Кавказа, начиная с Тенгинско-Бешбармакского антиклинория на севере до северного крыла Шемахино-Кобыстанского синклинория на юге [58].

Начало майкопской эпохи совпадает с новым моментом тектонического развития всего Кавказа, в частности юго-восточного погружения Большого Кавказа.

На границе эоцена и олигоцена в отдельных зонах Апшеронской нефтегазоносной области были распространены поднятия и складки.

Характерной чертой поднятий является то, что ядра их в основном сложены коун-майкопскими отложениями, миоценом и понтон, а на крыльях распространены породы продуктивной толщи, несогласно залегающие на различных более древних горизонтах.

Анализ фации и мощностей палеогена Юго-Восточного Кавказа и Апшеронской области позволяет заключить, что геоантиклинальный режим в пределах Апшеронской области на фоне общего погружения впервые проявился начиная с майкопской эпохи [43, 54]. Об этом свидетельствует отсутствие осадков майкопа в пределах восточной части области на поднятиях Бузовны, Камни Григоренко, мыс Шоуланы, Нефтяные Камни и др.

На Нефтяных Камнях (район скважины № 298) продуктивная толща залегает непосредственно на коуне, следовательно, в течение майкопского и последующих веков, кончая продуктивным, здесь сохраняется геоантиклинальный режим.

То же самое отмечается и на структуре Грязевая Сопка. Отдельные островные поднятия в эпоху накопления

осадков майкопа сохраняются в пределах значительных участков Апшеронской нефтегазоносной области.

Подобное наблюдается и в северной части Апшеронского архипелага. Так, на структуре Банка Цюрупа непосредственно на мезозойских отложениях залегают слои продуктивной толщи.

Начало тарханского времени знаменуется значительной регрессией моря. На структуре Призевая Сопка, так же как и на других структурах Апшеронского архипелага, этих отложений нет, что свидетельствует о геоантиклинальном режиме этого участка юго-восточного окончания Большого Кавказа.

В пределах структур Апшеронской области вследствие усиления тектонических движений, начавшихся в верхнемайкопское время, бывали перерывы в осадконакоплении. Результат этого — локальные угловые несогласия между майкопскими и подстидающими отложениями, с одной стороны, и породами диатома — с другой.

Частично геоантиклинальный режим, несмотря на некоторое расширение бассейна, сохраняется в чокракское время, о чем свидетельствуют результаты разведочных работ в зоне Апшеронского архипелага. Так, на структуре Нефтяные Камни (в районе скважины № 298) отложения продуктивной толщи залегают непосредственно на породах коуна, что указывает на время зарождения структуры и отсутствие промежуточного стратиграфического комплекса.

Однако нет достаточных оснований говорить о полном отсутствии осадков чокракского горизонта на структурах Апшеронского архипелага по той причине, во-первых, что на структурах, где установлено отсутствие осадков чокракского горизонта, скважины расположены в сводовых участках. И поэтому можно предполагать наличие отложения этого горизонта на далеких погружениях. Так, в результате бурения установлено, что на складке Банка Апшеронская нижние горизонты продуктивной толщи, понт и чокрак в своде складки полностью выклиниваются, а диатомовая и майкопская свиты характеризуются сравнительно ограниченной мощностью, в силу чего на глубине около 600 м удается обнаружить отложения коунской свиты. Во-вторых, отложения чокракского горизонта в пределах ряда структур восточной части Апшеронской нефтегазоносной области имеют значительную мощность и территориально широко распространены.

Диатомовое время характеризуется усилением геантиклинального режима. В течение этого времени, особенно в первой его половине (караган-конкское время), резко выделяется Апшеронская геантиклиналь.

Наряду с ранее выраженными поднятиями восточной части Апшеронской нефтегазоносной области—Бузовны, мыс Шоуланы, Камни Григоренко, Нефтяные Камни—продолжала свое развитие и антиклинальная складка Грязевая Сопка.

На протяжении сарматского века бассейн значительно расширяется, о чем свидетельствует широкое распространение отложений сарматского яруса в пределах как структуры Грязевая Сопка, так и сопредельных структур. Наряду с этим удается установить наличие отдельных поднятий, выступающих над водами сарматского бассейна. Это подтверждается отсутствием сарматского яруса на ряде участков отдельных структур антиклинальной зоны юго-восточной части Апшеронского архипелага. В этом отношении характерны структуры (сводовые части) Нефтяные Камни, Грязевая Сопка и др., в которых отложения продуктивной толщи подстилаются майкопом или даже коуном. Что же касается меотического времени, то для освещения его мы фактическим материалом не располагаем.

Новый этап развития Апшеронской геантиклинали связан с понтическим временем.

И. И. Потапов [43] отмечает, что к концу понтического времени Апшеронская геантиклиналь была представлена двумя самостоятельными частями—западной и восточной.

К западной части геантиклинали, которая охватывала центральную и западную части Апшеронского полуострова, приурочены малые мощности понтического отложения, а на ряде участков они полностью отсутствуют. К восточной части Апшеронской геантиклинали приурочены структуры восточной части Апшеронского полуострова и морские структуры Апшеронского архипелага, в частности поднятия о. Артема, Банка Дарвина, Гюргяны-море, Камни Григоренко, о. Жилой, Грязевая Сопка. Так же как и на других структурах юго-восточной антиклинальной зоны Апшеронского архипелага, на отдельных участках нет пород понтического возраста. Это доказывается материалами бурения и свидетельствует о наличии ло-

кальных, сравнительно небольших местных поднятий в понтическом бассейне.

Обобщая имеющиеся материалы по понтическому ярусу, К. А. Ализаде [9], В. В. Вебер [14], Б. Г. Векилов [16], В. Е. Ханн [56] приходят к выводу о том, что к концу понтического века на Апшеронском полуострове существовали отдельные слабосообщающиеся лагуны с характерной фауной понтического бассейна.

Анализ истории геологического развития до продуктивной толщи показывает, что к началу накопления осадков продуктивной толщи определились основные черты современных структур Апшеронской нефтегазоносной области, в частности структуры Грязевая Сопка.

На структуре Грязевая Сопка, так же как и по всей Апшеронской области, наиболее изучены отложения продуктивной толщи, содержащие крупные залежи нефти.

Изучение условий осадконакопления в век продуктивной толщи дает возможность установить солоноватоводность бассейна, его незначительную глубину и сравнительно высокую скорость перемещения осадочного материала.

Для данного периода характерно непостоянство гидродинамического режима, вызванное тектоническими движениями.

В пользу непрерывности колебательных движений в век продуктивной толщи говорит постоянное чередование песчано-глинистых прослоев. Другим свидетельством колебательных движений дна бассейна является ритмичность осадков продуктивной толщи, отмеченная различными исследователями продуктивной толщи Апшеронской нефтегазоносной области, а также угловое несогласие между понтическими отложениями и КаС.

Накопление отложений продуктивной толщи сопровождалось развитием структур Апшеронской области, на что впервые в 1921 г. указал М. В. Абрамович [1].

Характер изменения осадков продуктивной толщи по разрезу свидетельствует о различии в условиях седиментации. В одних случаях мы имеем постепенный переход серии осадков (КаС), а в других—резкий скачок в условиях седиментации (на границе нижнего и верхнего отделов в период отложения ПК и НКП свит).

Ниже подробно рассматривается характер изменения

мощностей отдельных свит продуктивной толщ, слагающих структуру Грязевая Сопка.

Для большей наглядности мы составили карты равных истинных мощностей по тем свитам и горизонтам, материала по которым достаточно и которые представляют интерес в отношении нефтегазоносности.

Из карт видно, что общим признаком изменения мощностей для всех свит продуктивной толщ является увеличение их мощностей от свода к периферии складки.

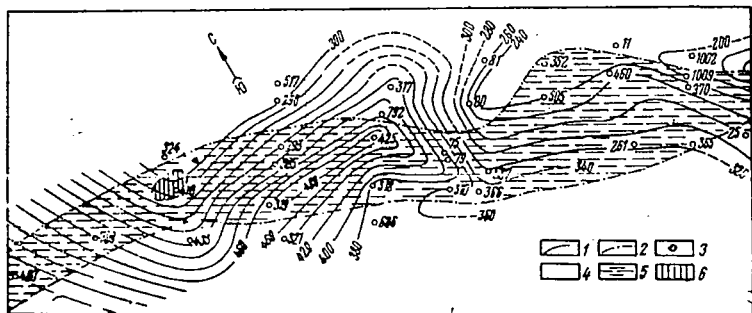


Рис. 17. Карта равных мощностей и песчанности по КаС (Грязевая Сопка):

1 — изолинии мощностей, м; 2 — изолинии песчанности, %; 3 — скважины; содержание песков: 4 — 46-50%; 5 — 60-70%; 6 — >70%

На основе литофациального анализа калинской свиты и характера изменения ее мощности по площади антиклинального поднятия Грязевая Сопка можно говорить о значительных изменениях литологии, мощности отдельных пачек, выделенных в разрезе свиты. Это очень наглядно видно по карте равных мощностей калинской свиты (рис. 17). Наиболее повышенные мощности приурочены к юго-западному крылу складки (480 м). На северо-восточном крыле мощность свиты не превышает 300 м. По юго-западному крылу (в присводовой части) складки изолинии мощностей протягиваются плавно и в районе скважин №№ 290, 295 очерчивают участок минимума мощностей (350 м).

Средняя истинная мощность свиты составляет 300 м. Из карты равной песчанности калинской свиты (см. рис. 17) видно, что эта свита однотипна по площади. Песчанность свиты по всей структуре в основном колеблет-

ся в пределах 60—70%. На фоне этих значений повышенные величины песчанности (70%) регистрируются на двух участках—в районах скважин №№ 261, 410. В минимальном количестве пески (60%) содержатся на далеких погружениях участка структуры.

Литологический анализ разреза калинской свиты показывает, что по всей площади поднятия ее песчанность увеличивается от подошвы к кровле свиты.

Изменение мощностей свиты по площади имеет еще одну характерную особенность: величины их по юго-западному крылу значительно больше, чем по северо-восточному. Такие явления объясняются неравномерностью скорости подъема дна бассейна осадконакопления; она более замедлена на юго-западном и более интенсивна на северо-восточном крыле складки.

Наряду с этим неравномерное накопление осадков на крыльях, безусловно, подтверждается близостью калинского бассейна, протягивающегося северо-восточнее Грязевой Сопки. Согласно последним данным граница бассейна КаС в пределах Апшеронского архипелага проходит следующим образом. На северо-западе области она проходит через площади—Банка Апшеронская, Банка Дарвина, затем, протягиваясь к юго-востоку, погибает с северо-востока Камни Григоренко [49]. На юго-востоке архипелага границей бассейна служит линия, проходящая несколько северо-восточнее (10—20 км) площадей о. Жилой, Грязевая Сопка, Нефтяные Камни. Присутствие гнездовидных включений песка в глинах нижней части свиты также является доказательством близости зоны размыва—границы распространения отложения калинской свиты.

Данные изменения мощностей по всей Апшеронской нефтеносной области (В. А. Горин [18] и И. И. Потапов [43]) показывают, что севернее линии о. Жилой—Грязевая Сопка обрисовывается древняя область поднятия (Апшеронская геантиклиналь), находящаяся на юго-восточном погружении древней «Кавказской суши», которая, возможно, в результате своего разрушения, наряду с северными участками суши, служила источником терригенного материала в калинском бассейне.

Поджирмакинская свита, как известно, относится к низам второго ритма осадконакопления продуктивной толщи, на протяжении которого происходили усиленные

тэктонические движения, обусловившие накопление крупнозернистого терригенного материала большой мощности в пределах восточного и юго-восточного Апшерона и Апшеронского архипелага [43].

ПК свита на Грязевой Сопке представляет собой в среднем 100-м пачку песков и алевритов, состоящую преимущественно из крупных, хорошо окатанных зерен кварца, с незначительным количеством мелкого черного кремнистого гравия. Эта пачка могла образоваться только в условиях усиленного приноса терригенного кварца, являющегося главным породообразующим минералом, т. е. в условиях интенсивного размыва области эрозии и соответствующего понижения дна бассейна осадконакопления.

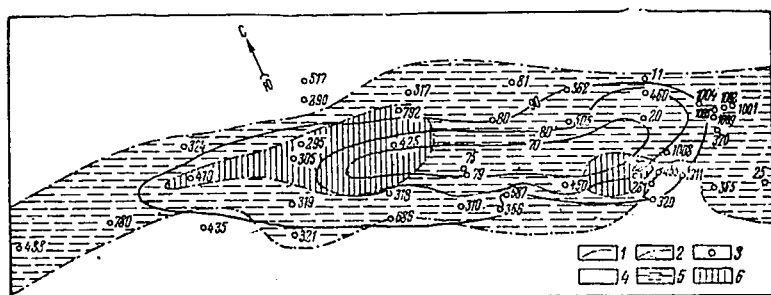


Рис. 18. Карта равных мощностей и песчанности ПК свиты (Грязевая Сопка):

1 — изолинии мощности, м; 2 — изолинии песчанности, %; 3 — скважины; содержание песков: 4 — < 60%; 5 — 60—70%; 6 — > 70%.

На рис. 18 приведена карта равных истинных мощностей ПК свиты, которая отражает условия накопления терригенной пачки на поверхности растущего поднятия. Изогипсы равных мощностей ПК свиты на этой карте протягиваются вдоль присводовой полосы складки юго-западного крыла. Отчетливые минимумы мощностей ПК свиты фиксируются в присводовой части структуры, в районе расположения скважин №№ 75, 79, 295, 305, 410, 450 и т. д. и на северо-западном погружении структуры (100 м).

Изолиния мощности по северо-западному погружению образует резкий изгиб, а по юго-восточному погружению, наоборот, эта линия протягивается плавно.

Карта равной песчанистости (см. рис. 18) также показывает однотипность фациального состава пород, содержание песков в разрезе свиты колеблется в пределах 60—70%. Повышенное значение песчанистости (>70%) фиксируется в районах скважин №№ 22, 295, 305, 410, 450, 465. Содержание песков менее 60% отмечается на крыльях и далеком погружении складки. На остальной, большей части месторождения разрез ПК свиты характеризуется содержанием песков 60—70% всей мощности.

Однотипность сложения ПК свиты очень хорошо видна по самому разрезу.

Содержание отдельных минеральных видов находится в тесной зависимости от литологических особенностей пород. Последние в основном состоят из кварца и полевых шпатов. В составе песчаных осадков кварц накапливается в значительном количестве (70%). Основываясь на фактических данных об основных литологических особенностях рассматриваемой свиты, можно твердо сказать, что берег бассейна ПК свиты удалялся к северу и северо-востоку от Грязевой Сопки. По мнению ряда геологов [10, 20, 21], расширение границ бассейна продуктивной толщи в век отложения ПК свиты по сравнению с бассейном КаС по мере трансгрессии происходит в основном путем захвата его водами юго-восточного окончания мегантиклинория Большого Кавказа.

Песчаные образования ПК свиты постепенно и согласованно сменяются глинисто-песчаными прослойками кирмакинской свиты. Тонкое чередование песков и глин и постепенное измельчение песчаного материала от подошвы к кровле свиты свидетельствуют о том, что в кирмакинское время процесс седиментации изменялся часто и постепенно.

Литофациальные особенности КС по площади однотипны. Песчанистость свиты (песчаная и алевритовая фракции) по всей структуре (рис. 19) колеблется в пределах 50—60%. Повышенные величины песчанистости (>60%) регулируются на двух участках: в районах скважин №№ 295, 305, 310, 318, 319, 324, 362, 366, 410, 505, 780 и скважин №№ 365, 461, 1002. Содержание песков в разрезе в минимальном количестве (<50%) отмечается на далеких крыльях и в полосе, протягивающейся через скважины №№ 75, 79, 80, 81.

Пески сохраняют фракционный состав почти по всей площади. Содержание частиц $>0,01$ мм по всем полям складки колеблется в пределах 27—55%.

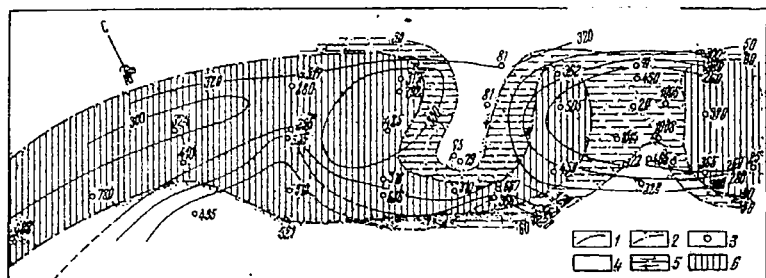


Рис. 19. Карта равных мощностей и песчаности КС (Грязевая Сопка):

1 — изолинии мощности, м; 2 — изолинии песчаности, %; 3 — скважины; содержание песков: 4 — $< 50\%$; 5 — $50-60\%$; 6 — 60%

Мощность свиты изменяется от 260 м в осевой зоне юго-восточного погружения до 360 м на крыльях (см. рис. 19). Изолинии мощности на северо-восточном крыле по сравнению с юго-западным показывают значительный минимум ее в районе скважин №№ 317, 324, 410, 425, 792; здесь мощность отложений уменьшается до 300 м.

Изолинии мощности по обоим крыльям очерчиваются очень плавно. Отмечаются участки, ориентированные от сводовой части в направлении к обоим периклиналям. Такие очертания изолиний, однако, не нарушают общей закономерности (увеличение мощности от свода к крыльям складки), присущей и другим свитам продуктивной толщи. В зонах с минимальной мощностью свиты песчаность повышенная.

Измельчение терригенного материала и накопление осадочных образований большой мощности (360 м) указывают на дальнейшее перемещение границы бассейна продуктивной толщи к северу, северо-востоку от Грязевой Сопки.

Обзор богатого материала об условиях образования кирмакинской свиты по всей Апшеронской нефтеносной области позволяет утверждать, что контур древнего Апшеронского полуострова в течение кирмакинского време-

ни, благодаря продолжавшейся трансгрессии «продуктивного моря», постепенно смещался к западу.

Третий ритм в осадконакоплении продуктивной толщи — НКП свита. Эта свита в большинстве случаев сложена песчаными образованиями. Смена глинистых отложений верхней части кирмаклинской свиты более крупным терригенным материалом НКП свиты свидетельствует об усилении тектонических движений на рубеже КС — НКП и о значительном подъеме всей области седиментации.

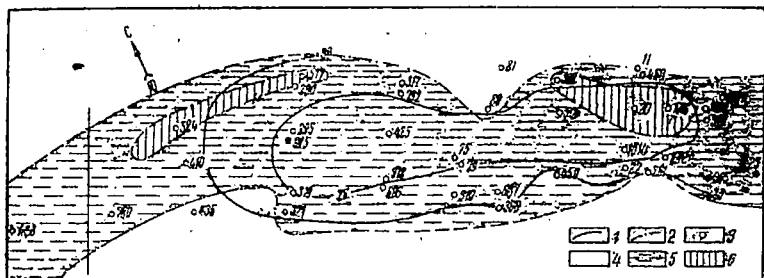


Рис. 20. Карта равных мощностей и песчанности НКП свиты (Грязевая Сопка):

1 — изолинии мощности, м; 2 — изолинии песчанности, %; 3 — скважины; содержание песков: 4 — <60%; 5 — 60—70%; 6 — >70%.

В разрезе свиты значительной части структуры содержится 60—80% песков (рис. 20). Содержание 70% песков в разрезе регистрируется на участках скважин №№ 324, 517 и №№ 20, 362, 1106, преимущественно приуроченных к юго-западному крылу. Пески <60% слагают далекие крыльевые части складки. По НКП свите, так же как и по предыдущим свитам, отмечается уменьшение песчанности свиты от свода к крыльям. Это явление очень тесно связано с распределением мощности свиты по площади (см. рис. 20). Мощность свиты от 20 м в приосевой зоне увеличивается до 30 м на крыльях и периклиналях. Эти минимумы мощности отмечаются в районе скважин №№ 20, 75, 295, 318, 319, 425, 1014 (<20 м). Изолинии мощностей по всей площади протягиваются в соответствии со структурой без образования изгибов.

На Грязевой Сопке НКП свита в разрезе продуктивной толщи наиболее песчаная. Такая сильная песча-

нистость свиты — результат лучшей отсортированности коллекторов и обогащения осадков песками на своде развивающегося поднятия. Об этом свидетельствует также характер изменения мощности свиты, примерно такой же, как у нижезалегающих свит. НКП свиту совершенно согласно перекрывают отложения надкирмакинской глинистой свиты.

НКГ свита, располагаясь между мощными песчаными образованиями свит «перерыва» и НКП, имеет отличительные черты. Литологически это преимущественно глинистая пачка. Имеющиеся в ней прослойки песков и алевроитов очень малы, и это явление наблюдается в нижней части свиты.

Песчанность свиты 30—40%. Повышенной песчанностью Грязевая Сопка отличается от большинства складок Апшеронской нефтеносной области (рис. 21). Это объясняется тем, что Грязевая Сопка испытывала интенсивный подъем, тогда как свита в целом отлагалась в условиях большей глубины бассейна осадконакопления продуктивной толщи.

Содержание песков в разрезе свиты менее 30% отмечено только на далеком погружении обоих крыльев. Почти вся площадь, за исключением района скважин №№ 261, 310, 318, характеризуется значением песчанности $>35\%$. Для района этих скважин песчанность составляет 30—35%. Распределение фаций обусловлено характером изменения мощности свиты (см. рис. 21). Мощность свиты от 80 м на своде и присводовых частях складки увеличивается до 120 м на крыльях и юго-западном погружении складки.

Изолинии мощностей по обоим крыльям тянутся без резких изгибов. Нужно отметить, что на участках расположения скважин №№ 290, 319, 517 изолинии 80 м изгибаются на северо-запад в сторону периклинальной части складки. А изолинии 100 и 120 м изгибаются на северо-восток в сторону приосевой части складки. Такая плавность в очертаниях изолиний мощности и отсутствие изолированных полос равной песчанности свидетельствуют о незначительном влиянии донных течений. Значит, на Грязевой Сопке НКГ свита отлагалась в нормальных морских условиях.

К четвертому ритму осадконакопления отложений продуктивной толщи относится свита «перерыва». На

площади Грязевая Сопка эта свита в основном выражена отчетливее, так как выше этого нет горизонта такого рода или свит, представляющих интерес в отношении нефтегазоносности.

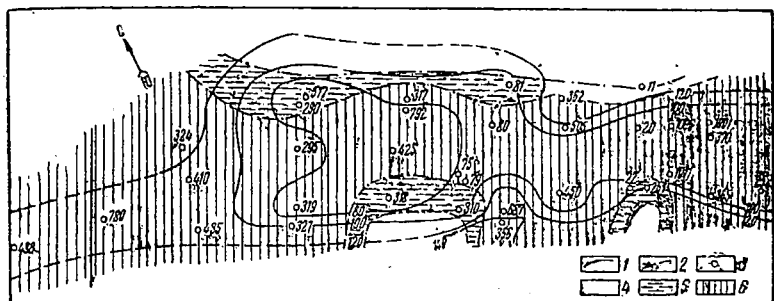


Рис. 21. Карта равных мощностей и песчанности НКГ свиты (Грязевая Сопка):

1 — изолинии мощности, м; 2 — изолинии песчанности, %; 3 — скважины; содержание песков: 4 — < 30%; 5 — 30—35%; 6 — > 35%.

. Свита «перерыва» сложена мощной пачкой кварцевых песков, крупнозернистых, с маломощными пропластками глин. В кварцевых песках содержится черная угловатая галька. Содержание песка в разрезе составляет 60—80%, немного меньше, чем в других районах Апшеронского полуострова. Этим объясняется отдаленность Грязевой Сопки от зоны разрыва. Как в вышеуказанных свитах, так и здесь отмечается увеличение песчанности разреза от крыльевых частей складки к своду (рис. 22). Содержание песка в разрезе < 60% отмечается на далеких крыльях складки. Свита «перерыва» сложена однообразно. Мощность свиты — от 50 м в сводовой и присводовой частях складки до 70 м на крыльях и северо-западном погружении складки (см. рис. 22).

Изолинии мощности очерчивают зоны пониженных значений в районе скважин №№ 290, 295, 319, 410. Среднее значение мощности — 60 м.

Вышеприведенный анализ изменения мощностей и литофациальных особенностей отдельных свит и ритмов продуктивной толщи показывает, что порядок их изменения по площади сходен, но неодинаков. Изменения мощностей и литофаций указывают на относительную устой-

чивость тектонического режима во время накопления продуктивной толщи на Грязевой Сопке, так же как и по всей Апшеронской нефтеносной области. Уменьшение мощности и увеличение песчанности свит от крыльев к сводовой части складки свидетельствуют о том, что привело к образованию, в частности, некоторых банок в период отложения отдельных свит продуктивной толщи.

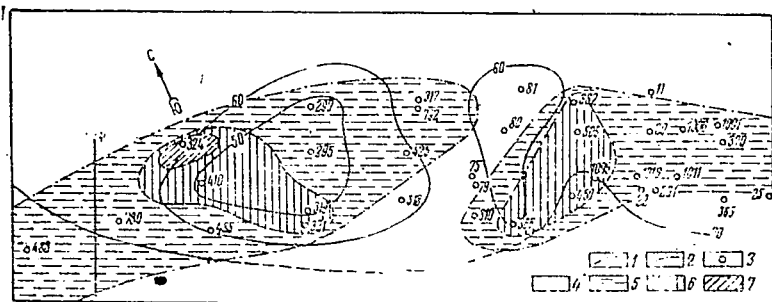


Рис. 22. Карта равных мощностей и песчанности свиты «перерыва» (Грязевая Сопка):

1 — изолинии мощности, м; 2 — изолинии песчанности, %; 3 — скважины; содержание песков: 4 — < 60; 5 — 60—70%; 6 — 70—80%; 7 — > 80%.

Изучение литофациальных особенностей свит продуктивной толщи Грязевой Сопки дает возможность проследить определенную закономерность: содержание песков в разрезе песчаных свит ПК, НКП, «перерыва» по сравнению с другими площадями восточного Апшерона пониженное, а свит КаС, КС, НКГ — повышенное.

Зная, что с перемещением на восток от Апшеронского полуострова глубина бассейна осадконакопления увеличивается, можно предположить соответственно возможное уменьшение песчанности разреза. Таким образом, уменьшение содержания песчаного материала в разрезе песчаных свит на Грязевой Сопке подчиняется этой закономерности и тесно связано с положением береговой линии. Увеличение песчанности глинистых свит продуктивной толщи можно объяснить тем, что на Грязевой Сопке седиментация происходила в условиях непрерывных колебательных движений, приводивших к уменьшению глубины бассейна накопления осадков, а также и тем, что разрез несколько пополнялся местным материалом.

На основе изучения литофациального состава осадков балаханской свиты верхнего отдела продуктивной толщи можно прийти к выводу, что условия осадконакопления в свите «перерыва» продолжают сохраняться и в век накопления осадков балаханской свиты. По всей вероятности, к началу накопления осадков балаханской свиты уже наметились выраженные по нижнему отделу продуктивной толщи поднятия. В частности, об этом говорит отсутствие пород балаханского возраста на сводовых участках как структуры Грязевая Сопка, так и других структур юго-восточной антиклинальной зоны Апшеронского архипелага. Эти отложения, вероятно, накапливались на наиболее погруженных участках структуры, что видно из результатов буровых работ. Мощность свиты колеблется от 380 м на наиболее повышенных участках (там они обнаружены бурением) до 630 м на сравнительно погруженных.

В сабунчинский век ареалы распространения балаханского бассейна осадконакопления не претерпевают существенных изменений. Об этом свидетельствует сравнительная равнозначность мощностей, однотипность литологического состава осадков и характер их распределения по структуре. Отложения сабунчинской свиты, так же как и балаханской, отсутствуют на сводовых участках поднятий, что может стать причиной возможного последующего размыва или же наличия локальных поднятий, выступающих над уровнем вод сабунчинского бассейна осадконакопления.

На наиболее погруженных участках структуры вскрытая мощность сабунчинской свиты достигает 550 м.

В сураханский век очертания бассейна осадконакопления не претерпевают существенных изменений. В зоне Апшеронского архипелага, в частности в его юго-восточной части, продолжают накапливаться осадки сураханского возраста. Для сураханской свиты характерно чередование глинистых и песчаных прослоев и преобладание первых над последними. Вскрытая мощность этой свиты достигает 150 м.

Геотектонические условия после продуктивного времени характеризуются следующим образом. Непрерывные тектонические движения, то усиливаясь, то ослабевая, достигли максимальной интенсивности в конце верхнего плиоцена и в начале четвертичного времени.

Значительный интерес представляет присутствие грязевулканической брекчии в разрезах апшеронского и акчагыльского ярусов. Оно свидетельствует о весьма напряженной тектонической обстановке в верхнеплиоценовое время.

Отложению древнекаспийских слоев предшествовали быстрый и значительный подъем антиклинали Грязевая Сопка и выравнивание ее рельефа.

ГЛАВА V

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ФОРМИРОВАНИЯ СКЛАДЧАТЫХ СТРУКТУР ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ АПШЕРОНСКОГО АРХИПЕЛАГА НА ПРИМЕРЕ СТРУКТУРЫ ГРЯЗЕВАЯ СОПКА

Структурные поднятия, расположенные в пределах Апшеронского архипелага и Апшеронского полуострова, охватывают территорию геосинклинального бассейна с альпийским складчатым основанием, в пределах которого произошло накопление мощной толщи осадков третичного и четвертичного возраста.

И. И. Потапов [43], на основании предположения об однородности глубинной тектоники отдельных складок и совпадения структурных планов современных поднятий с планами более древних, расчленяет Апшеронскую область на два крупных тектонических района: Западно-апшеронский, наиболее обширный, осложненный рядом складчатых зон, приуроченный в основном к центральной и западной частям Апшеронского полуострова, и Восточно-апшеронский, охватывающий архипелаг и структуры восточной части Апшеронского полуострова (Бузовны, Мардакяны, Шувеляны и др.)

Этот вывод И. И. Потапова основан на результатах детальных исследований, благодаря которым он пришел к заключению о том, что к концу понтического времени Апшеронская геосинклиналь состояла из двух основных самостоятельных участков — западного и восточного.

В пределах западной части Апшеронской геосинклинали понтические отложения характеризуются ограниченной мощностью или же они полностью отсутствуют. Что

касается восточной части области, то в ее пределах понтические отложения распространены более широко, но все же местами отсутствуют.

Ряд исследователей [9, 15, 16, 56] указывает на обмеление морского бассейна к концу понтического века, в результате чего в пределах Апшеронской геосинклинальной области появляются отдельные слабосообщающиеся лагуны с типичными понтическими формами фауны.

Начало века продуктивной толщи связано со значительным погружением территории ее распространения, периодически то усиливающимся, то замедляющимся.

В целом бассейн продуктивной толщи унаследовал структурный план понтического века, в котором вполне четко обрисовывались контуры будущих антиклинальных структур в виде отдельных локальных поднятий на общем фоне рельефа дна бассейна. На некоторых из этих поднятий в течение калинского и подкирмакинского веков накопления осадков не происходило или происходило крайне незначительно. Об этом свидетельствует отсутствие осадков калинской свиты на сводовых участках Калинской, Сураханской, Биби-Эйбатской и других поднятий, которые расположены внутри контура распространения этой свиты.

Аналогичное наблюдается и в подкирмакинское время. На сводах некоторых поднятий осадки этой свиты полностью отсутствуют.

Что же касается самого процесса накопления осадков продуктивной толщи, то следует отметить, что оно происходило одновременно с развитием складчатых структур, на что впервые в 1921 г. обратил внимание М. В. Абрамович.

М. В. Абрамович [1], И. И. Потапов [43] и В. Е. Хаин [56] впервые подметили, что в течение отрезка геологического времени, от начала века продуктивной толщи до конца плиоцена, резких изменений в геотектоническом режиме не наблюдалось. В основном происходили колебательные движения, следствием которых явились периодические опускания и поднятия земной коры. М. В. Абрамович считает, что вследствие шероховатости дна бассейна в период накопления осадков продуктивной толщи мощность отдельных пачек изменялась. Наряду с этим на изменение мощности осадков оказывал влияние периодический рост складок, так как осадконакопление от-

дельных свит происходило в условиях одновременного развития складчатых структур Апшеронской области.

Для выяснения механизма формирования складчатых структур и определения скорости подъема их мы использовали результаты бурения скважин в пределах площади Грязевая Сопка.

Чтобы узнать историю образования складчатых структур и скорость подъема антиклинальной зоны, пользуются анализом распределения мощностей свиты в пределах отдельных участков.

В противовес анализу фаций анализ мощностей дает представление не только о качественном, но и о количественном характере развития складчатой структуры.

С целью освещения данного вопроса по структуре Грязевая Сопка в таблице 10 приводятся мощности отдельных свит на своде и крыльях.

Мощность на крыльях представляет собой среднеарифметическую величину мощностей северо-восточного и юго-западного крыльев. Имея величину мощности на сводовой и на смежных погруженных участках структуры (для определенного отрезка геологического времени), определяем разности приблизительного подъема структуры.

Современная высота складки представляет собой арифметическую сумму подъема складки отдельных свит и горизонтов.

Как видно из рис. 23 (по результатам, приведенным в таблице 10), кривая, характеризующая приблизительный подъем складки, состоит из отдельных участков — крутых и пологих. Крутые участки соответствуют эпохам более быстрого роста складчатости, а пологие — сравнительно замедленного.

Из рис. 23, на котсом по оси ординат отложен приблизительный подъем, а по оси абсцисс отмечены отдельные стратиграфические интервалы продуктивной толщи, видно, что формирование складки происходило параллельно с процессом осадконакопления и не подчинено орогенической фазе, отмечавшейся на грани верхнего плиоцена-антропогена. Структура Грязевая Сопка испытала наиболее интенсивный подъем в калинское и в кирмакинское время (соответственно 135 и 127 л).

Более медленно структура росла в сабунчинское, сураханское и подкирмакинское время, а еще медленнее

в НКП-время. Аналогичную закономерность обнаружил Ф. И. Самедов и для структуры Нефтяные Камни [49].

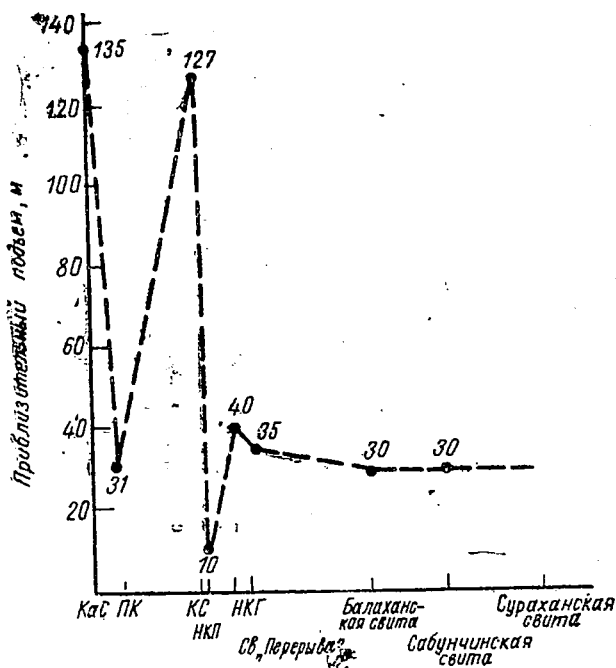


Рис. 23. Приблизительный подъем структуры Грязевая Сопка (1966 г.)

Получив значение приблизительного подъема каждой свиты в отдельности, начиная с понтического яруса до сураханской свиты включительно, мы можем задаться значением приблизительного наращенного подъема (см. таблицу 10) к началу определенного геологического времени и определить относительную скорость подъема складки.

Ф. И. Самедов [49] для случая наличия осадков как на своде, так и на крыльях применяет формулу:

$$a = \frac{H_M - H_C}{H_M} = 1 - \frac{H_C}{H_M},$$

Таблица 10

Стратиграфический разрез	Мощность на крыльях, м	Мощность сводовой зоны, м	Приблизительный подъем, м	Приблизительный наращенный подъем, м	Приблизительная относительная скорость, %
Сураханская свита	180				
Сабунчинская свита	350	320	30	465	9
Балаханская свита	650	620	30	435	5
Свита „перерыва“	96	61	35	405	36
НКГ свита	160	120	40	370	25
НКП свита	35	25	10	330	29
КС	412	285	127	320	30
ПК	113	82	31	193	28
КаС	450	315	135	162	30
Понтический ярус	27	0	27	27	100

где H_m и H_c — соответственно средние мощности отложений смежных мульд и свода.

Наиболее полное представление о росте антиклинальной складки Грязевая Сопка дает рис. 24, на котором по оси ординат откладываются значения приблизительных наращенных подъемов и приблизительных скоростей, а по оси абсцисс — среднее значение мощности каждой свиты.

Кривая 1 на рис. 24 указывает на то, что относительные скорости подъема антиклиналей в течение отдельных отрезков геологического времени претерпевают изменение.

Максимальное значение относительной скорости в понтическое время (100%), по всей вероятности, свидетельствует об ускоренном росте поднятия, который, возможно, привел к размыву осадков понтического яруса на сводовых участках структуры.

Наибольшие скорости приурочены к горизонтам с наибольшей песчанностью: свита «перерыва» — 70%; НКП — 65% и КаС — 65%, а наименьшие — к той части разреза продуктивной толщи, которая характеризуется повышенной глинистостью: НКГ — 30% и др.

Кривая 2 на рис. 24 более рельефно показывает основные фазы тектонического развития в плиоценовое время.

Помимо относительной скорости, интерес представляет определение абсолютной скорости роста складки. Этот показатель является частным от деления приблизительного подъема отдельных свит на время их отложения.

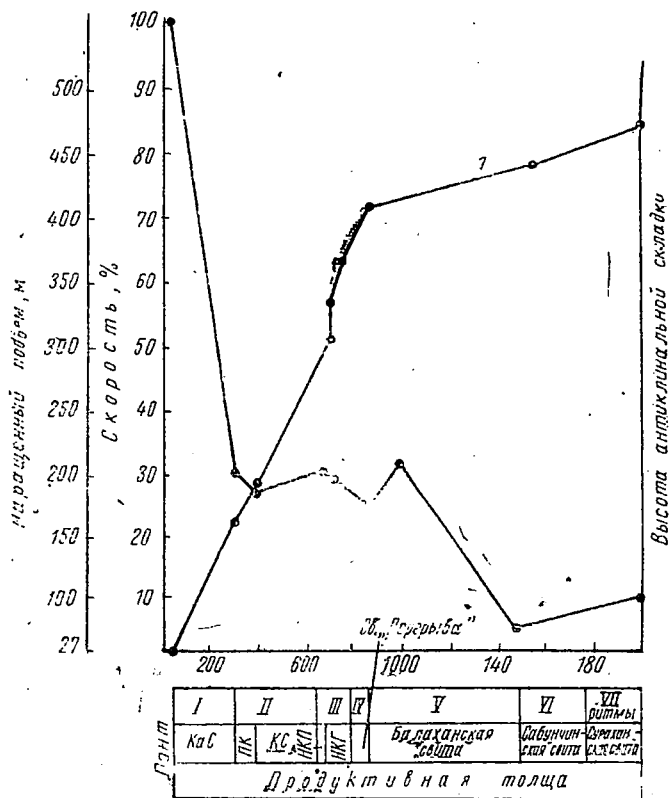


Рис. 24. Развитие антиклинальной складки Грязевая Сопка (1966 г.) и изменение скорости ее роста начиная с плюиона:

1 — наращенный подъем, м; 2 — относительная скорость, %

О геологическом времени отложения отдельных свит продуктивной толщи, определенном радиоактивным методом, говорится в трудах ряда исследователей [43, 56; 51]. Пользуясь их данными, в таблице 11 приводим результаты подсчета абсолютной скорости роста складки.

Как видно из таблицы, значение абсолютной скорости меняется в широких пределах. Так, для понтического времени оно составляет от 0,063 см за столетие до 2,63 см в период накопления вторичного ритма (ПК и КС) за столетие.

Подсчет производился исходя из продолжительности понта в 4,5 млн. лет, продуктивной толщи 4,2 млн. лет. При этом накопление отдельных седиментационных ритмов продуктивной толщи происходило за определенный отрезок геологического времени — 600 тыс. лет.

Таблица 11

Стратиграфический разрез	Приблизительный подъем	Геологическое время, млн. лет	Абсолютная скорость роста, см. за 100 лет
Сураханская свита VII ритм		0,6	
Сабуичинская свита VI ритм	30	0,6	0,5
Балаханская свита IV—V ритм	$\frac{30}{-65}$ 5	0,6	1,083
Свита „перерыва“ НКГ свита —III ритм НКП	$\frac{40}{10}$ 5)	0,6	0,83
КС свита—II ритм ПК	$\frac{158}{-127}$ 31	0,6	2,63
КаС свита—I ритм Понт	135 27	0,6 4,3	2,25 0,063

Данные, приведенные в таблице 11, также свидетельствуют о темпе развития складки Грязевая Сопка и указывают на непрерывность и неравномерность его.

Одним из основных методов изучения характера складчатых движений является исследование несогласий, в первую очередь угловых.

Поскольку моменты усиления складчатых движений совпадают с фазами колебательных движений, фазы складчатости оказываются приуроченными к перерывам. Благодаря этому в геологическом разрезе они обозначаются угловым несогласием между толщиной осадков, предшествующих перерыву, и толщиной осадков, отложившихся после перерыва.

Накопление осадков продуктивной толщи совпадает

с этапом сильных тектонических движений, приведших к формированию антиклинальных структур, фундамент которых был заложен еще в конце понтического века или возможно еще ранее.

Отголоском этих тектонических движений являются перерывы в осадконакоплении. Так, угловое несогласие между отложениями понтического яруса и перекрывающими отложениями, а также наличие в контакте отложений понтического яруса с продуктивной толщей прослоя черного гравия свидетельствует о частичном перерыве в осадконакоплении.

Остановимся несколько подробнее на выяснении наличия перерывов и несогласий между отдельными свитами плиоцена.

Анализ большого фактического материала по структурам Грязевая Сопка, Нефтяные Камни и др. дают основание более конкретно говорить о перерывах и несогласиях между отложениями коунской свиты и продуктивной толщей (вследствие выпадения из разреза промежуточных стратиграфических интервалов продуктивной толщи и акчагыла), апшероном и акчагылом, а также об угловом несогласии между апшеронским и древнекаспийскими отложениями.

Залегание продуктивной толщи местами непосредственно на породах коуна свидетельствует о проявлении тектонической фазы допродуктивного времени. На это, в частности, указывает величина относительного роста структуры Грязевая Сопка за время отложения понтического яруса (100%), которая значительно выше величины относительного роста поднятия в течение отрезков геологического времени в век отложения продуктивной толщи.

Характер контакта на границе продуктивной толщи с акчагыльским ярусом рассматривается в работах ряда исследователей.

По данному вопросу М. В. Абрамович [1] писал: «Сураханская свита отлагалась тогда, когда складкообразование уже началось и своды будущих антиклиналей начали намечаться и формироваться на дне бассейна. Этим и объясняется разница в мощности сураханской свиты, причем эта свита утолщается как раз вниз по падению, т. е. в том направлении, в котором возрастала глубина бассейна. Здесь мы, следовательно, имеем случай несогласного залегания без перерыва в отложении пластов».

На наличие несогласия между продуктивной толщей и акчагылом в свое время указывали Д. В. Голубятников [17], И. М. Губкин [23], С. А. Ковалевский [35], И. И. Потапов [43] и др.

И. И. Потапов [43] в результате своих исследований пришел к выводу о том, что рост мощностей верхов сураханской свиты в направлении от свода к крыльям складок происходит вследствие появления новых пачек продуктивной толщи непосредственно под акчагылом. По мнению И. И. Потапова, это видно на примере Балаханно-Сабунчинской антиклинали, в которой слои акчагыла залегают на размытой поверхности сураханской свиты.

Наряду с этим ряд исследователей отрицает несогласный характер контакта между продуктивной толщей и акчагылом. Так, В. А. Горин [19] считает признаки трансгрессивного и несогласного залегания акчагыльского яруса на продуктивной толще сомнительными.

Исследования С. Г. Салаева [47, 48], проведенные в ряде областей Азербайджана (в Прикаспийско-Кубинской области, на Апшеронском полуострове, в Кобыстане, на Ленгебизской гряде, в Прикуринской низменности) дают возможность говорить о широкой регрессии моря в конце века продуктивной толщи. Она сопровождалась интенсивными тектоническими движениями и понижением уровня моря, в результате чего под водами бассейна продуктивной толщи появились отдельные островки.

Когда акчагыльское море залило эти островки и произошел размыв продуктивной толщи, на размытых слоях последней с угловым несогласием 3—4° начали накапливаться осадки акчагыльского времени.

С. Г. Салаев [47] отмечает, что «характер контакта продуктивной толщи и акчагыла, изученный нами в отдельных геологических областях Азербайджана, разнообразный. В одних случаях в этом контакте отмечается базальный конгломерат и еле уловимые несогласия, в других — сопочная брекчия, в третьих — элементы размыва без углового несогласия, в четвертых — согласное залегание».

А. Л. Путкарадзе [45], рассматривая на основе анализа имеющегося фактического материала, характер контакта верхнего и среднего плиоцена в некоторых районах Азербайджана, отмечает: «Эти явные несогласия в восточной части Апшеронского полуострова, а также на

Апшеронском и Бакинском архипелаге еще нигде не зафиксированы отчетливо, что однако, не исключает их обнаружения в будущем».

Можно прийти к заключению о том, что отдельные участки бассейна накопления продуктивной толщи перед началом акчагыльской трансгрессии представляли собой сушу, а выявленные и описанные выше несогласия приурочивались к крупным фазам тектонического развития, отмечаемым в Апшеронской нефтегазоносной области.

Отложения древнекаспийского возраста несогласно залегают на породах нижнего отдела апшеронского яруса, что видно по значительной разнице в углах залегания отложений древнекаспийского и апшеронского ярусов. Если слои апшерона залегают под углом $30-35^\circ$, то наклон слоев древнекаспийских отложений составляет $10-15^\circ$. Наличие углового несогласия вполне очевидно.

Факт залегания древнекаспийских отложений на некоторых участках структуры Грязевая Сопка непосредственно на отложениях продуктивной толщи позволяет, по аналогии с другими площадями Апшеронской области, говорить о проявлении на исследуемой структуре преантропогеновой фазы складчатости.

Из приведенного выше следует, что на структуре Грязевая Сопка отмечались четыре крупные тектонические фазы: допродуктивная, преакчагыльская, предсредне-апшеронская и преантропогеновая (предбакинская). Эти фазы складчатости довольно четко фиксируются также и по сопредельной структуре Нефтяные Камни.

Наряду с этими крупными фазами складчатости, удается обнаружить ряд мелких тектонических фаз, приуроченных к определенным интервалам века отложения продуктивной толщи. На них, так как их трудно проследить, мы не останавливаемся. На основе более крупных фаз тектонического развития вполне можно объяснить этапы складчатого развития структуры.

Наглядной иллюстрацией основных этапов развития тектонических движений и процесса формирования структуры Грязевая Сопка в век продуктивной толщи могут служить профили компенсаций отложений этой толщи (рис. 25).

Поговорим вкратце о времени образования дизъюнк-

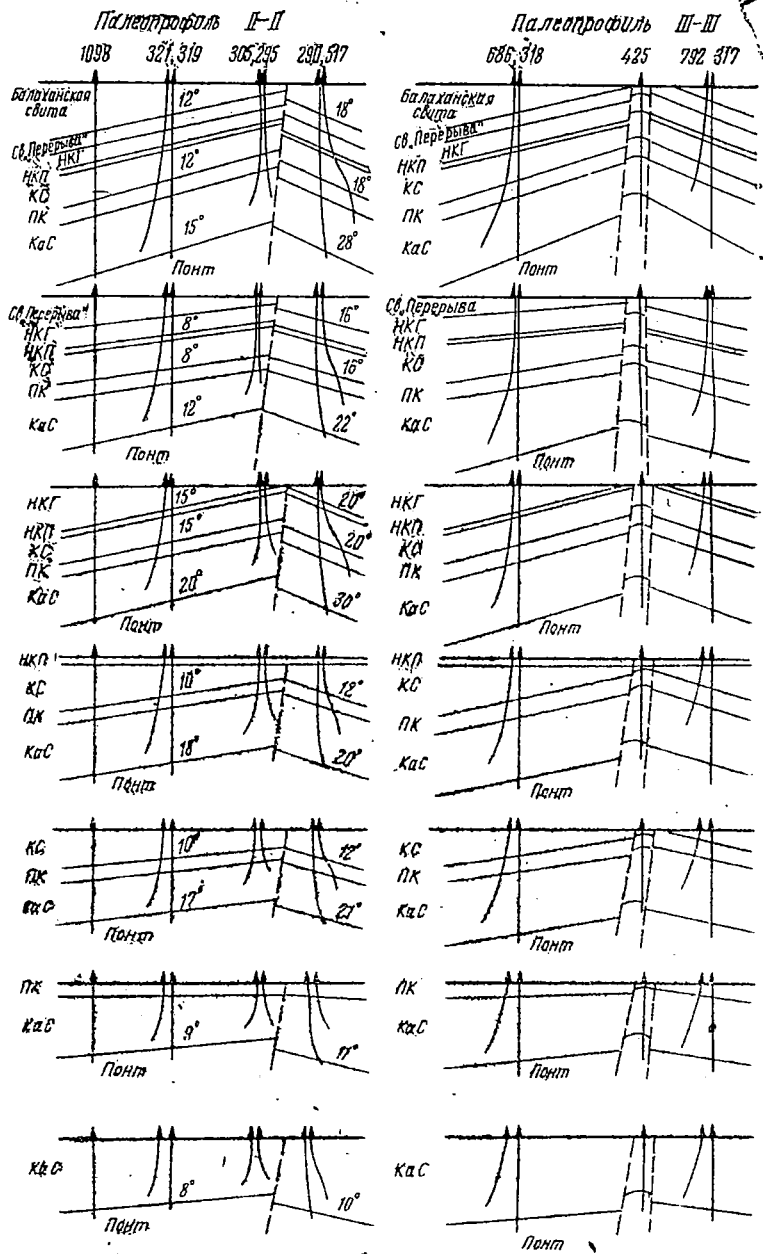


Рис. 25. Палеотектонические профили поднятия Грязевая Сопка (к концу отложения):

- 1 — Кас; 2 — ПК свита; 3 — КС; 4 — НКП свита; 5 — НКГ свита;
- 6 — свита «перерыва»; 7 — балаханская свита

ктивных дислокаций и механизме структурной перестройки.

По имеющемуся фактическому материалу (это ясно видно также из построенных геологических профилей), все нарушения, выявленные на структуре Грязевая Сопка, пересекают всю продуктивную толщу. Однако можно утверждать, что разрывные нарушения, охватывающие отложения продуктивной толщи и, безусловно, приуроченные к более раннему периоду геологической истории, образовались в фазу допродуктивной складчатости.

Переходя к вопросу о перестройке структурного плана палеоген-плиоценовых поднятий Грязевой Сопки, следует отметить, что по отложениям коун-майкопского возраста вполне рельефно обрисовывается широтное простирание пород. Что же касается плиоценовых отложений, то на структуре они прослеживаются с северо-запада на юго-восток.

Исходя из изложенного можно говорить о несоответствии структурных планов палеогеновых и плиоценовых отложений.

Развитие структурного плана палеогена и плиоцена поднятия Грязевая Сопка, по всей вероятности, находится в прямой зависимости от таких крупных геоструктур, как Каспийская впадина и Главный Кавказский хребет.

Впервые несоответствие структурных планов плиоценовых и подстилающих отложений для Апшеронской нефтегазоносной области было установлено В. А. Гориним. Впоследствии к аналогичному заключению пришли М. В. Абрамович [2], В. Е. Хаин, Б. В. Григорьянц [59] и др.

Обобщая изложенное, в заключение можно сказать следующее:

1. Формирование структуры Грязевая Сопка происходило одновременно с накоплением осадков и имело непрерывно-прерывистый характер.

2. Основные структурные формы образовались в начале века продуктивной толщи (КаС), и формирование было в основном завершено к среднеапшеронскому времени.

3. На структуре Грязевая Сопка отчетливо вырисовываются четыре крупные фазы тектонического развития: допродуктивная, предакчагыльская, преапшеронская и преантропогеновая.

4. В пределах вскрытой части разреза (коун-антропоген) выявлено три стратиграфических и одно угловое несогласие.

Стратиграфическое несогласие установлено между коуном и продуктивной толщей, продуктивной толщей и акчагылом, апшероном и акчагылом. Угловое несогласие зафиксировано между апшероном и древнекаспийскими отложениями.

5. Относительная скорость подъема была наибольшей в век отложения понтического яруса и свиты «перерыва» и наименьшей в век отложения балаханского яруса.

6. Абсолютный рост складки за 100 лет был наибольшим в период накопления I и II ритмов (соответственно 2,25 и 2,63 см) и наименьшим в период отложения понтического яруса.

7. Разрывные нарушения сформировались в период проявления допродуктивной фазы складчатости.

ГЛАВА VI

НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ СТРУКТУРЫ ГРЯЗЕВАЯ СОПКА

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

В условиях моря, когда осадочные породы находятся под мощным водным покровом, проследить естественные нефтегазопроявления и приурочить их к определенному по возрасту отложению крайне затруднительно, в большинстве случаев просто невозможно. Это объясняется ограниченным выходом коренных пород на водную поверхность в виде отдельных гряд и островов и, с другой стороны, крайне беспокойным состоянием моря.

Газонефтепроявления на Грязевой Сопке не так интенсивны, как на Нефтяных Камнях. Незначительные выделения пузырьков газа можно заметить при спокойном состоянии моря. Даже в этих условиях проследить естественные нефтегазопроявления трудно из-за загрязненности акватории месторождения. Поэтому достоверный материал о нефтегазоносности слагающих структуру отложений можно получить лишь на основании ана-

лиза и обобщения результатов бурения и опробования свит и горизонтов продуктивной толщи.

В связи с этим определенный интерес представляют результаты опробования скважин по отдельным свитам и горизонтам продуктивной толщи, обобщение которых позволит наметить правильный и научно обоснованный план дальнейших поисково-разведочных работ.

По состоянию на 1: 1-1970 г. на структуре Грязевая Сопка пробурено около 120 скважин. Обобщив полученные по этим скважинам материалы, рассмотрим отдельные горизонты, с которыми связаны промышленные скопления нефти и газа.

Самым нижним стратиграфическим интервалом разреза продуктивной толщи, с которым связаны скопления нефти и газа, является калинская свита, в разрезе которой, как известно, выделяется пять самостоятельных горизонтов.

Горизонт КаС-5 выделяется лишь на крыльевых и периклиналиных участках структуры. Нефтегазоносность его изучена пока недостаточно.

Приток нефти до 20 т в сутки получен в скважине № 1003 при опробовании интервалов 1000 — 1015 м. Давление на буфере скважины 14—15 ат. Опробован также ряд других скважин, расположенных на различных участках структуры.

Горизонт КаС-4 — один из наиболее нефтегазонасыщенных в разрезе калинской свиты месторождения Грязевая Сопка. Он считается базисным при разработке залежей нефти и газа. Представлен он отдельными и водонасыщенными песчаными пластами, разобщенными глинистыми разделами. Ввиду такого характера насыщения пластов КаС-4 необходимо избирательное опробование отдельных пластов. Промышленная нефтегазоносность КаС-4 была впервые установлена в 1957 г., когда при опробовании скважины № 290, расположенной на северо-восточном крыле складки, был получен фонтан нефти с суточным дебитом 25 т через 5-мм штуцер при давлении на буфере 6 ат.

В том же году была установлена нефтегазоносность КаС-4 юго-западного крыла складки. При опробовании КаС-4 в скважине № 505 (интервал 655—685 м), расположенной в присводовой части крыла, был получен фон-

тан нефти дебитом 15—20 т в сутки. Давление на буфере при 6-мм штуцере составляло 15 ат.

За контуром нефтеносности по КаС-4 оказались также скважины №№ 318, 320, 365, 450, 460, 686, 321, 1012, 1014, 1017, 1022, 1040, 1054, 1093, 1106, 1107, 1116, результаты по которым позволили проследить положение контура нефтеносности (рис. 26).

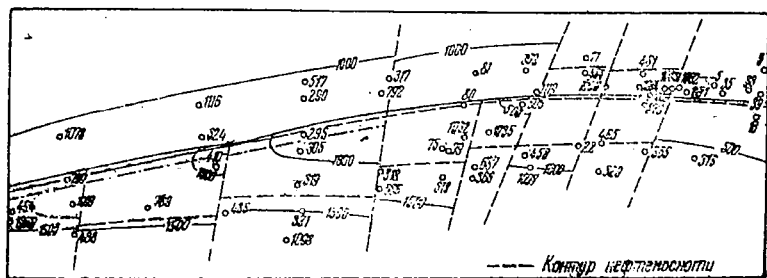


Рис. 26. Структурная карта по контуру нефтеносности горизонта КаС-4 (Грязевая Сопка, 1970 г.)

Приток газа был установлен в скважине № 425 (интервал 1062—1063 м). Буферное давление в ней после замены раствора водой поднялось до 45 ат.

Наиболее нефтенасыщенным КаС-4 оказался на далекой северо-западной периклинали. В результате опробования этого горизонта в скважине № 780 (интервал 1783—1812 м) был получен приток нефти 40—45 т в сутки при давлении на буфере 68 ат.

Приток нефти соответственно 15 и 20 т/сут был получен по скважинам № 1002 (интервал 995—1047 м) и № 1003 (интервал 1000—1015 м), расположенным на северо-восточном крыле (в присводовой части).

Значительные притоки нефти (до 60 т в сутки) по КаС-4 получены также по скважинам №№ 1001, 1004, 1005, 1006, 1007, 1032, 1035, 1093, 1099, 1103 и др.

При опробовании КаС-4 в скважине № 11 (интервал 1132—1119 м), расположенной в пределах юго-восточного участка северо-восточного крыла, был получен приток воды с дебитом 70—80 т в сутки.

Результаты опробования горизонта КаС-4 в этой скважине позволили проследить положение контура нефтегазоносности этого горизонта и установить, что

скважина № 11 по КаС-4 находится за контуром нефтегазоносности.

За контуром нефтегазоносности по КаС-4 оказались также скважина № 80 (интервал 761—772 м), расположенная в зоне продольного нарушения, и скважина № 305 (интервал 1145—1158 м), расположенная на далекой северо-западной периклинали.

Значительный интерес в отношении промышленной нефтегазоносности представляет горизонт КаС-3, который опробован в большинстве пробуренных скважин.

Впервые промышленная нефть из КаС-3 была получена в 1955 г. в скважине № 460, расположенной в юго-восточной части северо-восточного крыла. Она вступила в эксплуатацию с дебитом 15—20 т нефти в сутки через 6-мм штуцер. Давление на буфере 3 ат.

В дальнейшем в 1956 г. при опробовании КаС-3 в скважине № 295 (интервал 1029—1034 м) наблюдалось слабое поглощение. При последующем простреле в интервалах 1026,5—1035 м и 1020—1012 м из раствора удельного веса 1,70 г/см³ выделялся газ, и раствор бурлил. После замены раствора водой скважина начала фонтанировать нефтью с дебитом 35,0 т/сут через 8-мм штуцер при давлении на буфере 20 атм.

При опробовании интервала 1093—1096 м в скважине № 305, расположенной в приосевой части северо-западной периклинали, подтвердилась нефтегазоносность КаС-3. Скважина начала фонтанировать нефтью с водой с периодическим переходом на чистый газ. Струя жидкости 30—35 т/сут.

О значительной площадной нефтегазоносности горизонта КаС-3 свидетельствуют данные, полученные по скважине № 290, расположенной в северо-западной части северо-восточного крыла структуры.

Во время перфорации интервала 1320—1345 м на растворе удельного веса 1,60 г/см³ наблюдалось слабое нефтегазопроявление. При замене раствора водой скважина начала фонтанировать, сначала водой с пленкой нефти, а затем перешла на чистую нефть с дебитом 25 т/сут при давлении на буфере 6 атм.

При опробовании КаС-3 в скважине № 1007 (интервал 581—592 м), расположенной на своде структуры, установлен приток нефти до 20 т при давлении на буфере 14 атм.

Значительные притоки нефти (до 25 т/сут) из разреза КаС-3 установлены по скважинам №№ 324, 370, 1009, 1014, 1016, 1025, 1033, 1093 и др.

Ряд скважин по КаС-3 оказался за контуром нефтегазоносности. В числе их скважины №№ 81, 321, 488, 1030, 1095, 1116 и др., данные по которым позволяют определить контур нефтегазоносности в отдельных тектонических блоках (рис. 27) и проследить закономерности распределения залежей по площади распространения КаС-3.

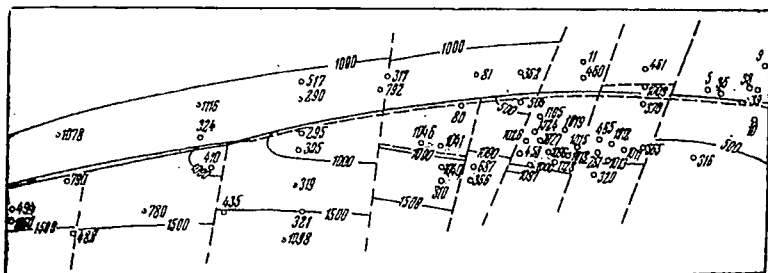


Рис. 27. Структурная карта по контуру нефтеносности горизонта КаС-3 (Грязевая Сопка, 1970 г.)

В разрезе калинской свиты наиболее насыщена нефтью КаС-2, которая впервые была опробована в 1954 г. в скважине № 261, расположенной в юго-восточной части юго-западного крыла складки. В результате перфорации интервала 858—975 м и последующего освоения скважина начала фонтанировать нефтью с дебитом 76 т/сут через 7-мм штуцер при давлении на буфере 7 атм.

Хорошие результаты по КаС-2 были получены в скважине № 465, расположенной выше по восстанию относительно скважины № 261.

При опробовании объекта в интервале 777 — 781 и 789 — 796 м скважина начала фонтанировать водой с плёнкой нефти, затем перешла на фонтан чистой нефти с дебитом 45 — 50 т/сут при давлении на буфере 12 атм. Приток нефти до 20 т/сут был получен при опробовании интервала 1013 — 1017 м в скважине № 450.

Притоки нефти до 97 т в сутки были получены при опробовании КаС-2 в скважинах №№ 1009, 1011, 1012,

1015, 1019, 1024, 1026, 1046, 1097 и др., расположенных на различных участках структуры. Наряду с этим в скважинах №№ 80, 1031 и др. при опробовании КаС-2 была получена вода. Результаты, полученные по этим скважинам, позволяют уточнить положение контура нефтеносности отдельных тектонических блоков (рис. 28).

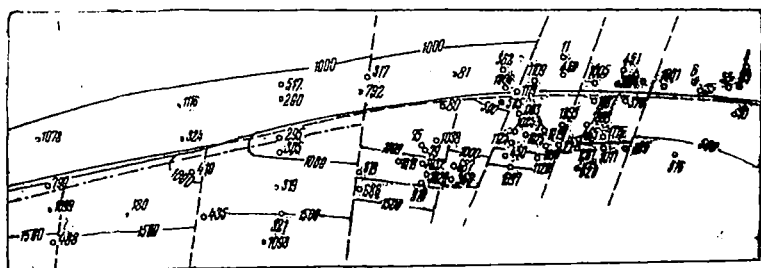


Рис. 28. Структурная карта по контуру нефтеносности горизонта КаС-2 (Грязевая Сопка, 1970 г.)

Горизонт КаС-1 опробован сравнительно ограниченным количеством скважин. Поэтому полученные данные не дают правильного представления о нефтенасыщенности и характере ее изменения по площади. Промышленный приток нефти из КаС-1 получен впервые в 1954 г. в скважине № 79, расположенной в центральной части юго-западного крыла.

При опробовании интервала 1053—1043 м скважина вступила в эксплуатацию с начальным дебитом нефти 30 т/сут через 13-мм штуцер при давлении на буфере 10 ат.

В последующем в результате разведочных и опробовательных работ нефтегазоносность КаС-1 была подтверждена данными скважин №№ 318, 435, 1020, 1023, 1037, 1038, 1041, 1058, 1109, 1125 и др., расположенных на различных участках структуры, давших при эксплуатации нефть дебитом до 59 т/сут (рис. 29). Таковы результаты опробования отдельных горизонтов КаС площади Грязевая Сопка.

Вышезалегающие свиты и горизонты разреза продуктивной толщи опробованы сравнительно небольшим количеством скважин.

ПК свита опробована в скважинах №№ 20, 75, 1092.

В скважине № 20 из интервала 325—343 м была получена вода с пленкой нефти. Впоследствии при подаче в нее воздуха (50 ат) скважина начала давать воду с большим количеством песка, а затем перешла на нефть с песком. Дебит жидкости достигал 35—40 т/сут.

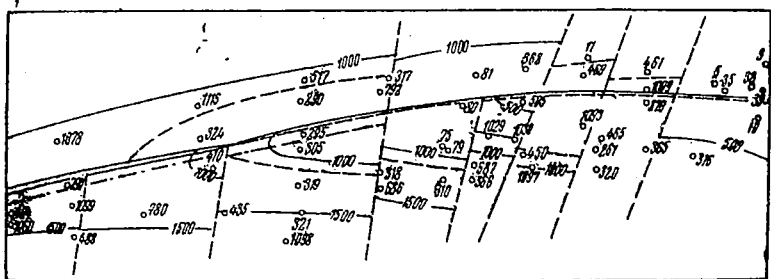


Рис. 29. Структурная карта по контуру нефтеносности горизонта Кас-1 (Грязевая Сопка, 1970 г.)

Приток воды дебитом до 50 м³/сут был получен при опробовании ПК свиты в скважине № 75 (интервал 948—935 м). Лишь в скважине № 1092 из интервала 584—585 м в 1966 г. был получен фонтанный приток нефти дебитом 5,0 т/сут через 5-мм штуцер. Давление на буфере скважины 6 ат.

КС опробован лишь в скважине № 1122, которая из интервала 200—191 м дала приток нефти дебитом 2 т/сут через 5-мм штуцер при давлении на буфере 4 ат. Притоки нефти дебитом до 14 т/сут были получены при опробовании в 1967—1968 гг. НКП свиты в скважинах №№ 1066, 1067, 1094.

Из результатов опробования видно, что среди выявленных нефтегазоносных горизонтов и свит продуктивной толщи структуры Грязевая Сопка особого внимания заслуживает Кас, в разрезе которой выделяются наиболее насыщенные нефтью и газом горизонты Кас-2, Кас-3 и частично Кас-4. В настоящее время наиболее нефтеносными считаются эти три горизонта.

Данные опробования показывают, что наиболее насыщен нефтью разрез продуктивной толщи в пределах юго-западного крыла, в особенности ее юго-западной части. Здесь в основном все горизонты Кас более нефтенасы-

щены. Дебиты скважин этого поля в 1,5—2,0 раза превышают дебиты скважин северо-восточного крыла (таблица 12). Наряду с этим удается проследить неравномерное скопление нефти в КаС-1 и КаС-2. Так, КаС-2 — один из наиболее нефтенасыщенных горизонтов на юго-западном крыле структуры. На юго-восточном же погружении структуры и на северо-восточном крыле не установлено столь значительных скоплений нефти.

Рассмотрение характера нефтеносности по отдельным горизонтам КаС и тектоническим блокам показало, что существенное влияние на распределение залежей нефти по площади и разрезу оказывает продольное тектоническое нарушение, прослеживаемое вдоль осевой части складки, и поперечные нарушения, осложняющие ее крылья.

По положению контуров и характеру распределения залежей нефти по горизонту КаС-4 видно, что основные залежи нефти связаны с тектоническими блоками юго-западного крыла и юго-восточным участком северо-восточного крыла складки (см. рис. 26).

Характер распределения залежей по горизонту КаС-3 несколько меняется. Здесь контур нефтегазоносности сужается по юго-западному крылу (в его северо-западной части и в некоторой степени в юго-восточных тектонических блоках). В то же время контур нефтегазоносности расширяется на северо-восточном крыле складки, в северо-западном тектоническом блоке (см. рис. 27).

По горизонту КаС-2 контур нефтегазоносности юго-западного крыла еще более сужается, и нефтеносны лишь тектонические блоки юго-восточного и центрального участков (см. рис. 28). Что же касается северо-восточного крыла, то нефтеносность КаС-2 здесь пока не установлена.

Аналогичное наблюдается по горизонту КаС-1, где основные залежи нефти находятся в юго-восточных блоках юго-западного крыла складки (см. рис. 29). Дальнейшее сужение контура нефтеносности, по имеющимся весьма скудным данным, отмечается по ПК, КС и НКП свите.

Таким образом, из анализа нефтегазоносности КаС, ПК, КС и НКП свит месторождения Грязевая Сопка видно, что по разрезу контуры сужаются снизу вверх, образуя усеченный конус, обращенный острым концом

№№ скважин	Интервалы опробования, м	Количество отверстий	Дата перфорации	Результаты испытания				Буферное давление, атм
				дебит нефти, м ³ /сут	дебит газа, м ³ /сут	дебит воды, м ³ /сут	диаметр, мм	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Горизонт КаС-4								
20	545—537	48	28.VII—1953 г.	0,5	газ	—	12	
11	1132—1119	35	20.I—1955 г.	—	—	80	9	
11	1077—1057	22	20.VII—1955 г.	—	—	70	6,5	
320	1215—1213	9	31.VIII—1955 г.	22	—	25	10	
305	1158—1151	48	II X—1956 г.	—	—	—	15	10
460	1149—1145							
	980—967	48	21.II—1957 г.	—	—	60		
	974—967	36	5.V—1957 г.	15	—	—		
365	949—943	24	4—6.II—1957 г.	—	—	40		
365	936—935	12	19.V—1957 г.	—	—	вода		
425	1065—1062	10	23.VI—1957 г.	1,0	газ	—		
505	685—655	90	31.VII—1957 г.	15	—	—	6	
450	1226—1223	20	8.VIII—1957 г.	—	—	—	6	
410	1433—1409	77	7.IX—1960 г.	—	—	70	6	40
686	1830—1800	120	13.IV—1961 г.	24	—	—	6	
			15.V—1961 г.	—	—	—		
319	1555—1536	70	17.V—1961 г.	—	—	—	6	50
321	2005—1930	105	23.V—1961 г.	22	—	—		
318	1483—1437	170	10—13.VIII—1961 г.	—	—	—		
687	1462—1383	26	I.XII—1961 г.	—	—	—		
1001	1098—1072	77	7.VI—1963 г.	—	—	—		
1001	1076—1072	28	26.VII—1964 г.	19	—	—	12	10
1001	1064—1039	60	3—4.IV—1966 г.	5	—	—	10	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1002	1047—995	131	22.VI—1963 г.	10	—	вода	6,51—6,0	10
1002	981—995	90	6.III—1966 г.	30	—	—	6	
1002	981—995	131	6.III—1966 г.	10	—	—	5	31
1084	1040—1630	60	10.VI—1953 г.	24	—	—	7	28
1003	1015—1000	80	14.VI—1963 г.	24	—	—	7	
1014	906—903	20	19.X—1963 г.	—	—	вода	—	
1007	592—581	60	25.III—1964 г.	10	—	"	4,5	12—14
1012	871—863	40	29.VIII—1964 г.	—	—	"	—	
1006	944—923	56	5.X—1964 г.	6	—	"	—	
1005	1072—1070	40	26.XII—1964 г.	60	—	10	10	3
1005	1044—1042	20	26.XII—1964 г.	60	—	10	8	7
1005	1024—1022	14	9.I—1965 г.	60	—	10	8	7
	1008—999	35		—	—	вода	—	
1109	1084—1079	3	14.V—1965 г.	0,8	—	"	—	
	1066—1049	70		—	—	"	—	
1107	987—984	20	22.VII—1965 г.	—	—	"	—	
1107	982—966	50	2.IX—1965 г.	0,8	—	"	—	
1093	777—771	30	20.VIII—1965 г.	—	—	вода	6	2
1022	982—980	20	16.IX—1965 г.	—	—	"	—	
1103	798—761	110	27.IX—1965 г.	32	—	"	6	9
1103	798—761	110	27.IX—1965 г.	20	—	—	5,5	
1103	798—761	110	27.IX—1955 г.	11	—	—	5,0	
1103	798—761	110	27.IX—1965 г.	5	—	—	4,5	
1119	838—832	40	13.III—19'6 г.	14	—	—	6	17
1106	981—977	30	27.III—1966 г.	—	—	—	6	
1106	964—945	100	14.VIII—1966 г.	7	—	—	—	
1106	964—945	100	14.VIII—1966 г.	8	—	—	8	
1017	1035—1001	80	7.VI—1966 г.	—	—	вода	—	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1032	1247—1241	40	17.IX—1966 г.	10	—	—	6,0	9—10
1035	1056—1027	140	8.X—1966 г.	34	—	—	5	60
1099	1802—1774	120	26.X—1966 г.	34	—	—	5	20
1040	1566—1562	30	6.XII—1965 г.	—	—	вода	—	—
1040	1448—1444	30	16.XII—1966 г.	—	—	—	—	—
1036	1165—1159	40	17.II—1967 г.	—	—	—	5	52
1036	1124—1123	10	18.V—1967 г.	2	—	30	5	—
1116	1670—1639	100	30.IX—1967 г.	—	—	вода	9	—
1054	1416—1411	30	14.I—1968 г.	—	—	—	—	—
1010	1397—1380	54	12—13.VI—1968 г.	8	—	—	3,0	12
1004	1013—973	150	25.VIII—1968 г.	40	—	—	6	5—6
1043	1164—1160	14	9.X—196 г.	7	—	7	7,0	11
790	1325—1301	48	12.X—1969 г.	16	—	—	5	—
1036	1116—1106	44	12.VI—1969 г.	5	—	—	—	—
1072	1231—1224	16	15.X—1969 г.	5	—	20	6	30
1051	1399—1390	24	28.XI—1969 г.	20	—	—	5	20
1059	1253—1240	21	29.XI—1969 г.	3	—	—	5	30
1091	1557—1544	21	5.XII—1969 г.	10	—	—	5	8—14
1054	1506—1481	90	7.VII—1970 г.	0,5	—	—	12,0	—
1047	1352—1333	—	2—23.IX—1970 г.	12,0	—	—	5,0	4—8
Горизонт КаС-3								
81	1091—1077	19	19.I—1956 г.	—	—	50	5	—
81	1082—1076	24	24.VI—1956 г.	—	—	30	5	—
295	1035—1026,5	—	30.IX—1956 г.	35	—	—	8	—
305	1096—1093	12	30.XII—1956 г.	30	—	10	5	—
290	1345—1337	53	16. VI—1957 г.	22	—	—	5	—
	1328—1320	—	—	—	—	—	—	—

1	2	3	4	5	2016	7	8	9	
324	1221—1192	100	11.VIII—1962 г.,	8	—	—	6		
1009	710—685	64	14.III—1963 г.	8,6	—	—	6		
1093	711—715	30	10.X—1965 г.	10	—	—	5—7	7	
1095	768—752	40	2.XII—1965 г.	—	—	ВОДА			
488	1818—1805	70	19.I—1966 г.	—	—	"		20—21	
1029	1002—972	100	12.V—1966 г.	10	—	—	4	10	
1016	989—985	30	27.V—1966 г.	10	—	—	6	6	
1025	939—836	30	11.VI—1966 г.	5	—	—	6	6	
1025	939—836	30	11.VI—1966 г.	2	—	—	5	23	
1014	798—794	30	6.VIII—1966 г.	10	—	12	4,5		
1033	1049—1033	80	20.I—1967 г.	14	—	—	5		
1116	1535—1532	50	27. VII—1967 г.	—	—	ВОДА			
1030	1512—1508	40	25.IX—1967 г.	—	—	"			
321	1033—1032	50	9.V—1968 г.	—	—	"		3—4	
1042	1845—1840	34	9.X—1968 г.	—	—	"		6—8	
1033	117—1118	36	23.VI—1969 г.	—	—	12	6,0	14	
1035	999—981	—	25.XI—1969 г.	18	—	—	5,0		
	948—941	—			—	—	5,0		
Горизонт КаС-2									
20	443—430	36	14.III—1954 г.	0,5	газ	—	12		
261	875—858	10	8.VI—1954 г.	76	—	—	7		
80	772—769	8	23.III—1955 г.	—	—	30	6		
465	781—777	25	30.X—1956 г.	40	—	—	5,5		
	796—789	—			—	—			
370	520—518	20	20.V—1957 г.	20	—	—	6		

1	2	3	4	5	6	7	8	9
450	1017—1013	37	14.XI—1957 г.	15	—	—	6	
1115	771—769 20 760—754 40 749—741 40	100	6.XI—1964 г.	8	—	—	5	10
1008	633—631	14	16.VII—1964 г.	3	—	—	5	8
1013	932—924 28 916—908 8 902—897 21	77	25.VIII—1964 г.	22	—	—	6	15
1009	636—631	20	16.IX—1964 г.	97	—	—	10	20
1011	957—940 50	70	4.IX—1964 г.	45	—	—	7	20
1012	937—934 20 734—730 30 725—723 20	50	30.XI—1964 г.	24	—	—	7,5	10
1026	1029—1002	80	3.X—1965 г.	25	—	—	7	5
1097	1218—1207	50	8.X—1965 г.	20	—	—	7	18
1024	795—756	100	16.X—1965 г.	20	—	—	6,5	20
1096	912—886	70	3.XI—1965 г.	15	—	—	6	6
1019	801—776	90	19.V—1966 г.	27	—	—	4	6
1015	951—923	70	22.V—1966 г.	19	—	—	6,5	18
1018	752—740	60	24.V—1966 г.	14	—	—	5	20
1027	927—898	80	7.VI—1966 г.	15	—	—	6	28
1022	777—763	60	4.IX—1966 г.	5	—	—	5	8
1105	571—555	60	7.IX—1966 г.	5	—	—	6	10
1102	634—626	50	9.IX—1966 г.	5	—	—	6	6
1017	795—774	97	5.XII—1966 г.	9	—	—	6	6
1031	1363—1360	20	5.V—1967 г.	—	—	—	5	12
1031	1356—1347	40	8.VI—1967 г.	—	—	—	—	—
						ВОДА		
						"		

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1021	1344—1315	110	14.VI—1967 г.	—	—	ВОДА	6	
1016	953—949 934—928	60	1.IX—1967 г.	4	—	—		
1030	953—934	70	26.X—1967 г.	6	—	—	4	7
1046	1128—1107	80	18.I—1968 г.	35	—	—	5	43
1075	1240—1233	16	1.X—1968 г.	10	—	—	5,0	23
1040	1266—1246	36	3.IX—1968 г.	4	—	20	4	
1050	1244—1235	16	6.X—1968 г.	14	—	—	5,0	18
1045	1072—1067	16	7.II—1969 г.	15	—	—	5,0	20
1033	958—938	72	1.IX—1970 г.	15	—	—	5,5	10
Горизонт КаС-1								
79	1053—1045	17	20.VI—1954 г.	30	—	—	13	36
1023	1012—990	90	17.IV—1960 г.	14	—	14	5	20
435	1504—1491	70	6.XI—1965 г.	27	—	—	6	7
1109	842—829	60	27.II—1966 г.	3	—	—	6	18
1125	849—844	50	20.VI—1966 г.	16	—	—	5	
	835—832							
1020	1340—1331	50	21.X—1967 г.	5	—	—	5	25
1041	1066—1054	60	23.I—1968 г.	26	—	—	5	20
1048	1114—1101	70	18.III—1967 г.	20	—	—	6	9
318*	1198—1186	50	1.IV—1968 г.	11	—	—	3	20
1058	1191—1175	28	7.V—1968 г.	21	—	—	5	12
1038	1054—1036	36	28.VI—1968 г.	59	—	—	5	27

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1040	1160—1150	20	20.V—1969 г.	4	—	—	5,0	1—2
1050	1206—1202	16	18.VIII—1969 г.	25	—	—	5	20
1074	1304—1296	16	11.X—1968 г.	25	—	—	5	8
1049	1190—1132	24	31.XII—1969 г.	15	—	—	5	8
Горизонт ПК								
20	343—325	48	27.IV—1954 г.	—	—	35	—	—
20	314—304	43	27.VII—1955 г.	нефть	—	—	—	—
75	948—925	57	7.XII—1966 г.	—	—	50	6	6
1092	584—565	60	19.IV—1966 г.	5	—	—	5	2,3
1021	600—584	24	26.XI—1968 г.	0,5	—	—	8	—
1039	947—936	—	2.XI—1969 г.	10	—	—	—	8—12
1050	1138—1131	16	12.VIII—1970 г.	20	—	—	5	3—4
1023	927—922	20	24.X—1970 г.	2	—	—	6	—
Горизонт КС								
1122	220—191	110	26.V—1967 г.	2	—	—	5	4
1055	674—650	32	12.IX—1969 г.	5	—	—	5	6
Горизонт НКП								
1094	616—590	100	25.VI—1967 г.	14	—	—	5,5	10—11
1066	619—612	16	10.IX—1968 г.	10	—	—	5	—
1067	595—578	29	29.IX—1968 г.	10	—	—	5—4	—
1061	719—709	15	15.VIII—1969 г.	7	—	—	5	4

кверху. Возможно, в формировании залежей верхних горизонтов определенную роль играли тектонические нарушения.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГРЯЗЕВАЯ-СОПКА

Известно, что для выяснения отдельных вопросов, связанных с формированием нефтегазовых залежей, крайне важно изучение физико-химических особенностей нефтей и закономерностей их изменения по разрезу и площади распространения отдельных горизонтов.

При изучении характера нефтей в основном определяли удельные веса, содержание акцизных смол, вязкость, потенциал бензина и лигроина, температуру вспышки и застывания. Анализ нефтей осуществлялся в лаборатории ЦНИПРа НГДУ имени XXII съезда КПСС. Всего исследовано 99 проб нефти из 72 скважин.

Ниже рассматриваются основные закономерности изменения физико-химических свойств нефтей по отдельным горизонтам КаС и единичным анализам из ПК свиты.

В целом по месторождению Грязевая Сопка удельный вес КаС изменяется в пределах 0,8733—0,9438 г/см³. Однако наиболее характерны для КаС нефти с удельным весом 0,9190—0,9290 г/см³. Средний удельный вес нефтей в целом по свите 0,923 г/см³, что свидетельствует об их тяготении к тяжелым нафтоновым нефтям. О приуроченности нефтей КаС структуры Грязевая Сопка к тяжелым нефтям свидетельствует также крайне ограниченное содержание бензиновой фракции (максимальный выход бензина составляет по единичным пробам 6,3%).

Физико-химические свойства нефтей КаС-5 изучены по 6 пробам из скважин №№ 1003, 1004.

Нефти КаС-5 характеризуются удельным весом по горизонту 0,9176 г/см³ при пределах изменения 0,9186—0,9233 и наиболее повышенным содержанием бензина, достигающим 6,3%.

Содержание лигроина в нефтях КаС-5 изменяется от 3,3 до 15,9%.

Удельные веса бензина и лигроина соответственно

меняются от 0,7292 и 0,7892 до 0,7532 и 0,8140 г/см³. Содержание акцизных смол — от 26,0 до 34,0%.

Проследить для КаС-5 зависимость между удельным весом и содержанием акцизных смол не удастся. Это свидетельствует, по всей вероятности, о различной степени дегазации нефтей в зависимости от геологических особенностей структуры и расположения скважин по отношению к тектоническим нарушениям.

Нефти КаС-5 в основном смолистые, беспарафинистые. Вязкость нефтей находится в прямой зависимости от их удельного веса и температуры, т. е. с увеличением удельного веса и понижением температуры вязкость повышается и наоборот. Так, нефти удельного веса 0,9000 при температуре +20° и атмосферном давлении характеризуются вязкостью 58 сст, при температуре +80° — 28,3 сст, а при температуре +50° и атмосферном давлении — 20,2 сст.

Нефти горизонта КаС-4, так же как и горизонта КаС-5, тяготеют к сравнительно тяжелым нефтям. Удельный вес нефтей изменяется в пределах 0,9014 — 0,9438 г/см³ при среднем значении по горизонту 0,9205 г/см³, за исключением нефти по скважине № 1099, расположенной в северо-западной периклинальной части юго-западного крыла, — 0,8952 г/см³.

Удается, хотя и в общих чертах, проследить понижение удельного веса с повышением абсолютной отметки пласта. Содержание бензина в нефтях КаС-4 изменяется от следов до 3,6%, а лигроина — от 1,8 до 18,7%.

По выходу бензина и лигроина нефти КаС-5 и КаС-4 очень сходны между собой. Сходны они также и по удельным весам бензина и лигроина, которые колеблются соответственно в пределах 0,7200 — 0,7500, 0,8119 — 0,8132.

Содержание акцизных смол изменяется от 14 до 50%. Содержание смол увеличивается в нефтях скважин, расположенных в повышенных частях структуры; эти нефти с большим удельным весом.

Вязкость нефтей изменяется от 33,8 до 207,5 сст при 20°С и нормальном давлении. Наиболее вязкие нефти с повышенным удельным весом.

Нефти горизонта КаС-3 также тяжелого типа. Удельный вес их изменяется от 0,9063 до 0,9352 г/см³, составляя в среднем 0,9196 г/см³.

Более тяжелые нефти по горизонту КаС-3, так же как и по КаС-4, приурочены к северо-восточному крылу. Если учесть, что разрез калинской свиты северо-восточного крыла характеризуется пониженной нефтенасыщенностью по сравнению с юго-западным крылом, то причину повышения удельного веса нефтей можно объяснить возможной дегазацией ее, в результате которой произошла потеря наиболее легкой фракции.

Содержание бензина в нефтях КаС-3 изменяется от 0,28 до 5,75%, а лигроина — от 3,7 до 9,6%.

Как бензин, так и лигроин имеют пониженный удельный вес — в среднем 0,7200 и 0,7880. Содержание смол изменяется от 12 до 40%. Вязкость при температуре 20°C и атмосферном давлении варьирует в пределах 87,0—205,5 сст.

Характеристика нефтей КаС-2 изучена по 44 анализам, охватывающим различные участки структуры.

Удельный вес нефтей по КаС-2 изменяется в сравнительно широких пределах — от 0,8995 до 0,9360 г/см³, составляя в среднем 0,9214 г/см³. Нефти горизонта КаС-2 по сравнению с нефтями КаС-3 более легкие.

Рассматривая характер изменения удельных весов нефтей по разрезу, замечаем, что от кровли к подошве КаС-3 намечается некоторое увеличение удельных весов; по горизонту КаС-2 они снижаются. Однако, несмотря на снижение удельных весов нефтей по горизонту КаС-2 (по сравнению с КаС-3), содержание бензина в единичных случаях достигает 4,73%, характеризуясь в целом значениями, превышающими 1,0%.

Содержание лигроина варьирует в широких пределах — от 1,9 до 18,3% и в единичном случае доходит до 26,3%, а удельный вес изменяется от 0,7996 до 8637 г/см³ при температуре 20°C и нормальном давлении. Содержание смол колеблется от 14 до 58%.

Физико-химические свойства горизонта КаС-1 изучены по результатам 13 анализов нефтей. Нефти горизонта КаС-1 на отдельных участках погружения крыла относятся к типу легких, с удельным весом 0,8733—0,8891 г/см³, иногда доходящим до 0,9372 г/см³. В целом нефти КаС-1 относятся к типу тяжелых со средним удельным весом 0,9200 г/см³.

Нефти КаС-1 характеризуются выходом бензина от

следов до 5,6% и лигроина—от 3,0 до 23,5%. Содержание акцизных смол меняется от 20 до 36,0%. Вязкость нефтей КаС-1 изменяется от 25,2 до 190,9 сст при 20°C и нормальном давлении.

Проследить по всей площади распространения горизонта характер изменения удельного веса не представляется возможным. Однако можно говорить об уменьшении удельного веса в сторону погружения пластов. Физико-химические свойства нефтей КС и НКП свиты изучены по единичным пробам, что не позволяет сделать вывод о характере их изменения. Удастся лишь заметить, что выход бензина из нефтей НКП свиты достигает максимальных значений (7,98%) для всего разреза месторождения Грязевая Сопка.

ГИДРОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГРЯЗЕВАЯ СОПКА

Как известно, в разрезе продуктивной толщи месторождения Грязевая Сопка нефть и газ содержатся в отложениях КаС и частично в ПК свите. Поэтому рассмотрение гидрохимических особенностей этих свит представляет определенный научный интерес и весьма важно для решения отдельных практических задач нефтепромысловой геологии и разработки залежей.

В основу исследований гидрохимических особенностей рассматриваемых отложений положены результаты анализа 150 проб воды. Исследования проведены в 1955—1968 гг. в ЦНИПРе НГДУ им. XXII съезда КПСС.

Прежде чем перейти к гидрохимической характеристике горизонтов КаС и ПК свиты, укажем, что воды этих горизонтов слабоминерализованные и относятся в основном к гидрокарбонатно-натриевым. В таблице 13 приведены средние значения основных гидрохимических показателей по горизонтам КаС и ПК.

Минерализация вод КаС по данным анализа отдельных проб варьирует в пределах 32,2—81,4 мг-экв на 100 г воды. Однако в больших случаях значения общей минерализации составляют 50—60 мг-экв.

Соленость вод КаС изменяется от 1,3 до 2,47°Ве.

Содержание иона Cl' варьирует в сравнительно широких для рассматриваемых отложений пределах—от 8,3

до 38,4 мг-экв, HCO_3^- — от 1,7 до 9,4 мг-экв и CO_3^{2-} — от 0,4 до 2,2 мг-экв.

Значение иона SO_4^{2-} изменяется от 0,1 до 0,6 мг-экв и в единичных случаях достигает 1,3 мг-экв.

Содержание иона Ca^{2+} колеблется от 0,1 до 5,2 мг-экв и Mg^{2+} от 0,1 до 2,7 мг-экв.

Значение $\text{Na} + \text{K}$ составляет от 15,1 до 39,4 мг-экв.

Первичная соленость (S_1) изменяется от 51,76 до 94,58%, а вторичная щелочность (a_2) — от 0,7 до 8,06%.

Основные генетические коэффициенты меняются в следующих пределах: $\frac{\text{Na}'}{\text{Cl}'}$ от 1,03 до 1,86; $\frac{\text{Na}' - \text{Cl}'}{\text{SO}_4}$

от 0 до 94; $\frac{\text{SO}_4^{2-}}{\text{Cl}'}$ от 0 до 0,9; $\frac{\text{Ca}^{2+}}{\text{Mg}^{2+}}$ от 0,12 до 3,7 и

$\frac{\text{SO}_4^{2-} + \text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-}}{\text{Cl}'}$ от 0,05 до 0,8. Минерализация

пластовых вод KaC по разрезу изменяется относительно плавно, не скачкообразно, как бы по двум слабовыраженным по вертикальному разрезу гидрохимическим зонам, характеризующимся в целом повышенном минерализации снизу вверх.

При переходе от KaC к ПК минерализация понижается, и частично меняется соотношение компонентов вод. В частности, при переходе от KaC к ПК значительно увеличивается содержание ионов SO_4^{2-} и уменьшается содержание иона HCO_3^- (см. таблицу 13).

Таким образом, по характеру изменения солености и общей минерализации (рис. 30), содержанию Cl' , SO_4^{2-} , $\text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-}$, $\text{Na} + \text{K}'$ (рис. 31) в целом по разрезу KaC и ПК выделяются три гидрохимические зоны (1, 2, 3), две из которых охватывают KaC и одна ПК свиту.

В первую зону входит нижняя часть KaC ($\text{KaC-4} + \text{KaC-3}$). Минерализация в этой зоне по отдельным анализам 32,2—68,2 мг-экв при средних значениях по горизонтам соответственно 51,2 и 51,0 мг-экв.

Вторая зона, охватывающая верхние горизонты $\text{KaC/KaC-2} + \text{KaC-1}$, характеризуется наиболее повышенной минерализацией по всему разрезу KaC и ПК. Минерализация вод этой зоны меняется от 46,2 до 81,4 мг-экв, составляя соответственно 55,0 и 59,3 мг-экв.

Третья зона охватывает ПК свиту, минерализация

Горизонты	Соленость, °Ве	Содержание ионов, мг-экв, на 100 г воды							Генетические коэффициенты							
		Cl'	SO ₄ '	HCO ₃ '	CO ₃ '	Ca''	Mg''	Na+K	Σг	Σl	α ₁	Na' / Cl'	(Na' - Cl') / SO ₄ '	SO ₄ ' / Cl'	Ca'' / Mg''	(SO ₄ ' + HCO ₃ ' + CO ₃ ') / Cl'
ПК-1	1,92	19,3	1,1	3,3	1,5	0,4	0,4	24,5	50,7	77,5	3,1	1,3	21,1	0,01	1,0	0,2
ПК-2	1,71	16,2	3,9	3,0	0,5	2,9	2,2	18,4	47,1	66,2	2,9	1,2	10,6	0,2	1,3	0,4
КаС-1	2,19	22,8	0,2	5,8	0,8	0,4	0,5	26,7	59,3	79,4	2,8	1,3	19,5	0,01	0,8	0,3
КаС-2	2,06	21,8	0,3	4,7	0,7	0,5	0,5	25,8	55,0	77,5	3,6	1,3	13,3	0,01	1,0	0,25
КаС-3	1,90	18,9	0,2	5,6	0,8	0,6	0,4	25,0	51,0	68,1	3,5	1,4	35,0	0,01	1,5	0,4
КаС-4	1,97	19,5	0,2	5,2	0,7	0,3	0,3	25,0	51,2	69,4	3,3	1,3	27,5	0,01	1,0	0,3

составляет 42,6—54,8 мг-экв при средних значениях по ПК-2 и ПК-1 47,1 и 50,7 мг-экв.

Как показывают результаты гидрохимических исследований, минерализация вод КаС и ПК претерпевает, хотя и незначительные, изменения также по площади распространения отдельных горизонтов. Эти изменения свя-

заны с многочисленными тектоническими нарушениями, структурными условиями месторождения.

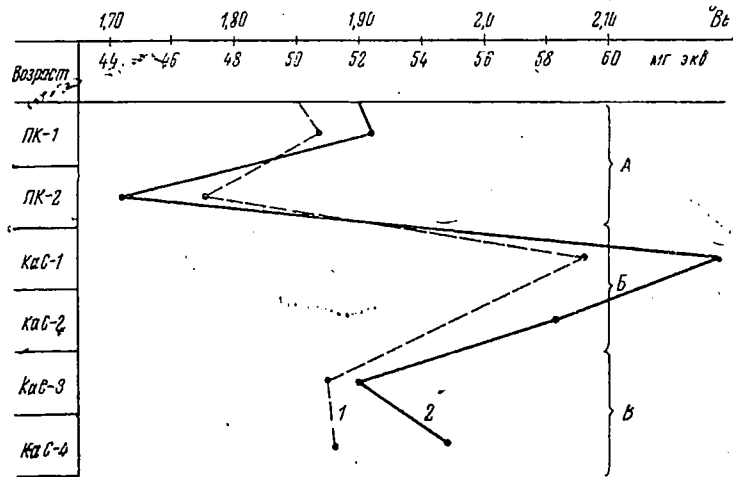


Рис. 30. Характер изменения общей минерализации и солености вод по разрезу КаС и ПК:

1 — минерализация, мг-экв; 2 — соленость, °Ве.

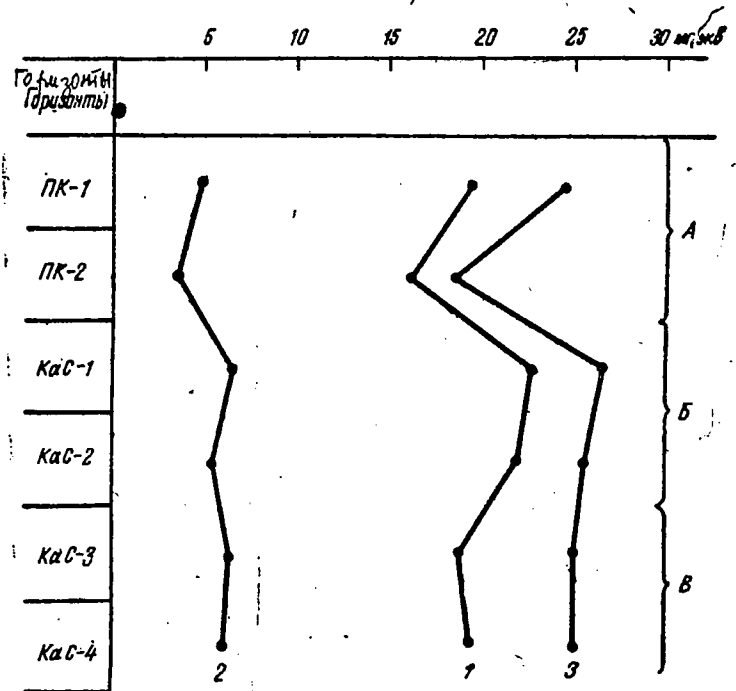


Рис. 31. Характер изменения содержания основных компонентов солевого состава вод по разрезу КаС и ПК:

1—Cl; 2—HCO₃+CO₃; 3—Na+K

Рассматривая гидрохимическую зональность вод по горизонтам КаС, следует указать на весьма незначительный диапазон изменения общей минерализации. При этом следует указать, что в целом воды КаС и ПК относятся к типу слабоминерализованных; минерализация их превышает 100 мг-экв на 100 г воды.

Исходя из узости пределов изменения общей минерализации вод по горизонтам при выделении отдельных гидрохимических зон в горизонтальном плане интервал изменения общей минерализации составил 10 мг-экв.

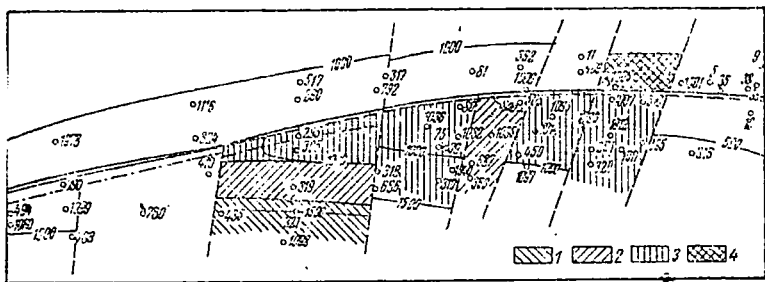


Рис. 32. Гидрохимическая карта по горизонту КаС-4 (Грязевая Сопка, 1970 г.):

зона с минерализацией: 1—до 40 мг-экв; 2—до 40—50 мг-экв; 3—до 50—60 мг-экв; 4—до 60—70 мг-экв

Гидрохимическая характеристика КаС-4 наиболее полно изучена по юго-западному крылу складки. В южной периклинальной части его (рис. 32), по данным химических анализов вод (скважины №№ 320, 365, 1007, 1012 и др.), выделяется гидрохимическая зона с минерализацией 50—60 мг-экв, ограниченная с севера и юга тектоническими нарушениями.

Несмотря на то, что общая минерализация колеблется в сравнительно узких пределах, все же наблюдается определенная тенденция к уменьшению минерализации в сторону погружения пластов от 58,0 мг-экв в повышенной части крыла (скважина № 1007) до 53,0 мг-экв в относительно погруженной части блока (скважина № 320).

В сопредельном с севера блоке характер минерализации вод меняется (скважина № 1095), здесь также выделяется одна гидрохимическая зона с минерализацией 50—60 мг-экв.

В центральном блоке юго-западного крыла (скважины №№ 366, 1035 и др.) общая минерализация вод горизонта КаС-4 несколько понижается. Максимальное значение минерализации вод не превышает здесь 47,8 мг-экв. Таким образом, к этому блоку приурочены воды с относительно пониженной общей минерализацией, соответствующей гидрохимической зоне с минерализацией 40—50 мг-экв.

Еще далее на северо-запад, в сопредельном тектоническом блоке, минерализация вод увеличивается и достигает 58,2 мг-экв (скважины №№ 318, 1032, 1036).

Границами гидрохимических зон с севера и юга служат тектонические нарушения. В крайнем северо-западном блоке юго-западного крыла складки минерализация вод изменяется в относительно широких пределах—34,0—53,4 мг-экв, что позволяет выделить здесь три гидрохимические зоны. Здесь, как и по юго-восточному блоку рассматриваемого крыла, минерализация вод уменьшается в сторону погружения пластов.

Гидрохимическая характеристика отложений горизонта КаС-4 северо-восточного крыла изучена мало.

По данным единичных исследований (скважина № 1005), общая минерализация вод КаС-4 достигает 66,0 мг-экв, что значительно больше минерализации вод этого горизонта в целом по всему юго-западному крылу.

Общая минерализация вод КаС-4 изменяется от 34,0 до 66,0 мг-экв. Содержание Cl варьирует от 13,1 до 28,8 мг-экв, HCO₃ и CO₃—соответственно от 1,6 и 0,1 до 9,4 и 2,4 мг-экв, а SO₄—от 0,1 до 1,9 мг-экв. Содержание Ca и Mg изменяется соответственно от 0,1 до 1,2 и 1,8 мг-экв. Значения НК и НВ₄O—от 0,1 до 0,9 мг-экв.

Первичная соленость (S₁) достигает 93,32%, а щелочность—37,28%.

Значение $\frac{Na'}{Cl'}$ изменяется от 1,06 до 1,65; $\frac{Na' - Cl'}{SO_4}$ от 3,0 до 94,0; $\frac{SO_4''}{Cl'}$ — от 0 до 0,11; $\frac{Ca''}{Mg''}$ — от 0,12 до 10,0 и $\frac{SO_4'' + HCO_3' + CO_3''}{Cl}$ — от 0,10 до 0,68.

Гидрохимическая характеристика отложений КаС-3 мало чем отличается от характеристики КаС-4. Изучена

она по результатам 28 анализов проб воды в основном по юго-западному крылу складки.

В южной части юго-западного крыла складки (рис. 33), по данным единичных исследований, минерализация вод не превышает 56,6 мг-экв, что позволяет выделить одну гидрохимическую зону с пределом изменения ее 50—60 мг-экв. В смежном с севера блоке, по данным анализов проб из скважины № 1030, минерализация вод КаС-3 значительно снижается и составляет 46,6 мг-экв, что позволяет выделить одну гидрохимическую зону с пределом минерализации 40—50 мг-экв.

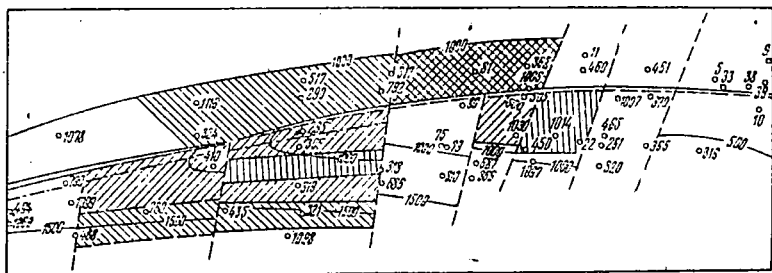


Рис. 33. Гидрохимическая карта по горизонту КаС-3 (Грязевая Сопка, 1970 г.); условные обозначения те же, что и на рис. 32

Как и по КаС-4, по разрезу КаС-3 северного тектонического блока минерализация вод колеблется в значительных для рассматриваемой площади пределах—от 63,0 (скважина № 305) до 39,8 мг-экв (скважина № 321). Здесь общая минерализация уменьшается в сторону погружения пласта, и выделяются три гидрохимические зоны.

Дальнейшее уменьшение минерализации наблюдается в крайнем северо-западном тектоническом блоке, где минерализация в среднем составляет 32,8 мг-экв (скважина № 488).

По северо-восточному крылу месторождения Грязевая Сопка гидрохимические особенности КаС-3 изучены по единичным скважинам. В частности в блоке, где расположена скважина № 81, минерализация вод достигает 64,0 мг-экв.

В северном тектоническом блоке северо-восточного

крыла складки минерализация вод заметно уменьшается, составляя в среднем 34,0 мг-экв (скважина № 1116), что позволяет выделить одну зону с минерализацией 30--40 мг-экв. Таким образом, становится очевидным, что по КаС-3 минерализация вод уменьшается к северу-западу по простиранию структуры и в сторону погружения пластов.

Минерализация вод КаС-3 изменяется в среднем (по скважинам) от 32,8 до 64,0 мг-экв.

Содержание Cl составляет 9,4—29,4 мг-экв; HCO₃ и CO₃—соответственно от 2,8 и 0,3 до 9,1 и 1,5 мг-экв.

Содержание SO₄ не превышает 0,8 мг-экв.

Содержание Na+K варьирует от 16,3 до 32,8 мг-экв, а Ca и Mg—соответственно от 0,2 до 1,0 и 0,7 мг-экв. Значения НК и H₂B₄O₇ не превышают 10 мг-экв.

Первичная соленость (S₁) составляет 51,76—87,18%, а первичная щелочность—8,12—44,72%.

Значение $\frac{Na'}{Cl'}$ меняется от 1,11 до 1,86; $\frac{Na' - Cl}{SO_4''}$ — от 5,0 до 87,0; $\frac{SO_4''}{Cl'}$ — от 0 до 0,5; $\frac{Ca''}{Mg''}$ — от 0,6 до 3,7 и $\frac{SO_4'' + HCO_3' + CO_3''}{Cl}$ — от 0,1 до 0,88.

Гидрохимическая характеристика КаС-2, так же как КаС-4 и КаС-3, изучена по 26 пробам воды в основном юго-западного крыла складки. Общая минерализация вод КаС-2 характеризуется относительно пониженными значениями, не превышающими для всех блоков 52,1 мг-экв. По характеру вод КаС-2 выделяются три гидрохимические зоны, соответственно с минерализацией 40—50, 50—60 и 60—70 мг-экв. Относительно повышенной минерализацией со значениями, достигающими 69,8 мг-экв, характеризуются воды тектонических блоков северо-восточного крыла складки. Установленные для КаС-4 и КаС-3 закономерности изменения минерализации вод распространяются также и на КаС-2.

По простиранию пластов северо-восточного крыла, на основе весьма ограниченного объема исследований, отмечается увеличение минерализации вод с северо-запада на юго-восток и в сторону погружения пластов. Минерализация вод горизонта КаС-2 составляет 46,2 — 69,8 мг-экв. Содержание Cl — от 16,5 до 29,9 мг-экв,

HCO_3 и CO_3 —от 2, 5 до 6, 4 мг-экв. Значение SO_4 не превышает 0,8 мг-экв (рис. 34).

Содержание $\text{Na} + \text{K}$ колеблется в интервале 22,6 — 33,9 мг-экв, а Ca и Mg —от 0,2 до 1,1 мг-экв.

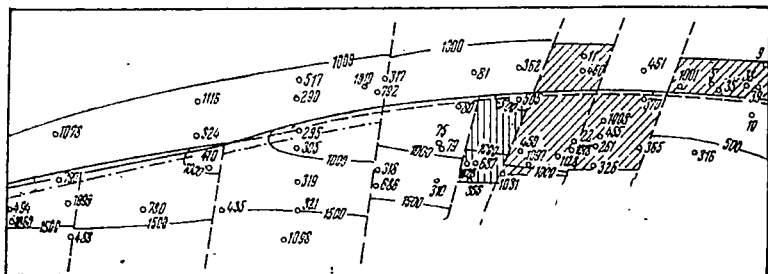


Рис. 34. Гидрохимическая карта по горизонту КаС-2 (Грязевая Сопка, 1970 г.); условные обозначения те же, что и на рис. 32

Значения НК и NH_4O_7 не превышают соответственно 0,9 и 1,1 мг-экв.

Первичная соленость (S_1) изменяется от 68,2 до 86,58‰, а первичная щелочность—от 9,26 до 30,76 мг-экв.

Значение $\frac{\text{Na}'}{\text{Cl}'}$ изменяется от 1,11 до 1,40; $\frac{\text{Na}' - \text{Cl}'}{\text{SO}_4}$ — от 3,0 до 71,0; $\frac{\text{SO}_4'}{\text{Cl}'}$ — от 0 до 0,08; $\frac{\text{Ca}''}{\text{Mg}''}$ — от 0,1 до 3,0 и $\frac{\text{SO}_4' + \text{HCO}_3' + \text{CO}_3'}{\text{Cl}'}$ — от 0,1 до 0,44.

Гидрохимическая характеристика отложений КаС-1 изучена лишь по юго-западному крылу складки (рис. 35) по результатам 15 анализов проб воды.

В южной части юго-западного крыла складки (скважина № 465) минерализация вод изменяется в весьма незначительных пределах — от 7,0 до 58,2 мг-экв, составляя в среднем 58,0 мг-экв. Ввиду малого количества фактических данных выделить отдельные гидрохимические зоны не представляется возможным. Вследствие этого вся площадь блока к западу от скважины № 465 относится к гидрохимической зоне с минерализацией 50—60 мг-экв. Аналогичное наблюдается и по смежно-

му блоку (скважина № 1115), где минерализация вод составляет 51,0 мг-экв.

Учитывая выявленную по другим горизонтам площади закономерность изменения минерализации вод, здесь мы условно выделяем две гидрохимические зоны: первую

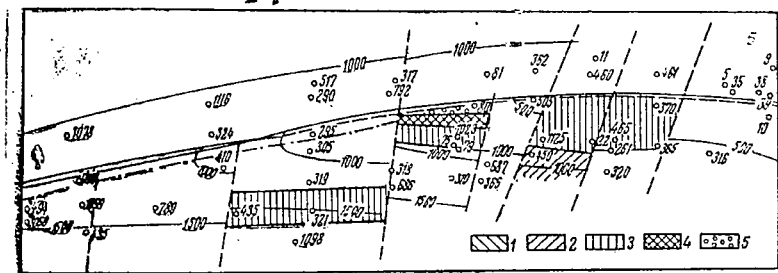


Рис. 3а. Гидрохимическая карта по горизонту КаС-1 (Грязевая Сопка, 1970 г.): зона с минерализацией: 1 — до 40 мг-экв; 2 — до 40—50 мг-экв; 3 — до 50—60 мг-экв; 4 — до 60—70 мг-экв; 5 — более 70 мг-экв.

на площади скважины № 1115 с минерализацией 50—60 мг-экв, вторую от скважины № 1115 вниз по падению пластов.

К центральному тектоническому блоку юго-западного крыла (скважины №№ 80, 1023) приурочены более минерализованные воды. Так, минерализация вод КаС-1, по данным скважины № 80, расположенной в повышенной части блока, достигает 79,0 мг-экв. В относительно погруженной части блока, по данным скважины № 1023, минерализация вод КаС-1 значительно понижается и составляет всего лишь 57,0 мг-экв. Таким образом, в рассматриваемом блоке (по принятой схеме выделения гидрохимических зон) выделяются три зоны, соответственно с минерализацией 50—60, 60—70 и 70—80 мг-экв.

В сопредельном с северо-запада блоке воды КаС-1 изучены весьма слабо. По данным единичных исследований общая минерализация вод здесь не превышает 53,0 мг-экв. Минерализация вод в целом по горизонту КаС-1 составляет 51,8—78,0 мг экв.

Содержание Cl вдоль крыла складки увеличивается от 20,1 мг-экв на юго-востоке до 36,9 мг-экв в централь-

ной части крыла, уменьшаясь затем на северо-западе вновь до 18,6 мг-экв.

Содержание HCO_3 уменьшается от 7,0 мг-экв в южной до 2,0 мг-экв в центральной части крыла, увеличиваясь затем вновь на северо-западе до 6,2 мг-экв.

В содержании CO_3 резких изменений не наблюдается, и оно находится в пределах 0,5—1,0 мг-экв. Содержание SO_4 весьма незначительно и не превышает в единичных случаях 0,5 мг-экв.

Содержание $\text{Na} + \text{K}$, так же как и Cl , вдоль крыла складки увеличивается от 28,4 мг-экв на юге до 37,5 мг-экв в центральной части, а затем вновь уменьшается на севере, составляя 26,0 мг-экв. Содержание Ca и Mg изменяется от 0,2 до 1,0 мг-экв.

Значения НК и $\text{НВ}_4\text{O}_7$ достигают 0,5 мг-экв.

Первичная соленость (S_1) уменьшается от 93,6% в центральной части крыла, к северу и югу, соответственно до 71,36 и 70,75%.

Первичная щелочность варьирует в пределах 2,2—28,92%.

Основные генетические коэффициенты характеризуются следующими пределами изменения: $\frac{\text{Na}'}{\text{Cl}'}$ —от 1,04 до

1,42; $\frac{\text{Na}' - \text{Cl}'}{\text{SO}_4}$ —от 2,0 до 750; $\frac{\text{SO}_4''}{\text{Cl}'}$ —от 0 до 0,01; $\frac{\text{Ca}''}{\text{Mg}''}$ —от

0,3 до 1,5 и $\frac{\text{SO}_4'' + \text{HCO}_3' + \text{CO}_3''}{\text{Cl}'}$ —от 0,05 до 0,42.

По весьма ограниченному материалу изучена гидродинамическая характеристика вод ПК-1 и ПК-2. Хотя этот материал не дает полного представления о закономерностях изменения солевого состава и минерализации вод ПК свиты по площади и разрезу, все же он позволяет определить его основные особенности.

Воды ПК-2 слабоминерализованные и в основном гидрокарбонатно-натриевого типа. Соленость их составляет 1,56—1,94‰, а минерализация—42,6—54,8 мг-экв.

Содержание Cl варьирует в пределах от 14,6 до 18,6 мг-экв, HCO_3 и CO_3 —соответственно от 0,3 и 0,2 до 7,5 и 0,9 мг-экв.

Отличаются воды ПК-2 относительно повышенным содержанием SO_4 , достигающим 6,3 мг-экв.

Значение $\text{Na} + \text{K}$ составляет 13,4—26,2 мг-экв.

Содержание Ca и Mg изменяется соответственно от 0,2 и 0,8 до 5,2 и 3,3 мг-экв. Величина НК и $\text{НВ}_4\text{O}_7$ составляет 0,1—0,4 мг-экв.

Значения генетических коэффициентов следующие:

$$\frac{\text{Na}'}{\text{Cl}'} \text{ — от } 1,38 \text{ до } 1,41; \frac{\text{Na}' - \text{Cl}'}{\text{SO}_4} \text{ — от } 17,25 \text{ до } 19,0; \frac{\text{SO}_4''}{\text{Cl}'} \text{ — } 0,2;$$

$$\frac{\text{Ca}''}{\text{Mg}} \text{ — от } 0,2 \text{ до } 0,25 \text{ и } \frac{\text{SO}_4'' + \text{HCO}_3' + \text{CO}_3''}{\text{Cl}'} \text{ — } 0,42.$$

Гидрохимическая характеристика ПК-1 изучена лишь по результатам анализа 4 проб воды. Общая минерализация вод этого горизонта составляет 48,6—53,2 мг-экв, а соленость — от 1,80 до 2,01°Ве. Как видим, воды слабоминерализованы и весьма близки к водам ПК-2. Однако воды ПК-1 отличаются от вод ПК-2 значительно пониженным содержанием иона SO_4 .

Содержание Cl в водах ПК-1 относительно выше, чем в водах ПК-2 и достигает 20,5 мг-экв., а содержание SO_4 не превышает 1,5 мг-экв., тогда как в водах ПК-2 оно доходит до 6,3 мг-экв.

Содержание HCO_3 и CO_3 изменяется соответственно от 0,3 и 0,9 до 4,9 и 2,2 мг-экв. Содержание $\text{Na} + \text{K}$ изменяется крайне незначительно — от 23,3 до 25,8 мг-экв. Величины НК и $\text{НВ}_4\text{O}_7$ варьируют в пределах 0,1 — 0,9 мг-экв. Первичная соленость (S_1) достигает 80,48%, а первичная щелочность (A_1) — 21,82%. Значения генети-

ческих коэффициентов составляют: $\frac{\text{Na}'}{\text{Cl}'} \text{ — от } 1,22 \text{ до}$

$$1,30; \frac{\text{Na}' - \text{Cl}'}{\text{SO}_4} \text{ — от } 2,0 \text{ до } 26,0; \frac{\text{SO}_4''}{\text{Cl}'} \text{ — от } 0,1 \text{ до } 0,3; \frac{\text{Ca}''}{\text{Mg}''} \text{ — от}$$

$$0,9 \text{ до } 1,3 \text{ и } \frac{\text{SO}_4'' + \text{HCO}_3' + \text{CO}_3''}{\text{Cl}'} \text{ — от } 0,14 \text{ до } 0,32.$$

Рассматривая гидрохимические особенности отложений ПК свиты и сопоставляя ее с верхними горизонтами KaC , видим, что воды ПК свиты характеризуются относительно пониженной минерализацией и повышенным содержанием SO_4 (ПК-2). Таким образом, в вертикальном разрезе KaC и ПК свиты месторождения Грязевая

Сопка выделяются три гидрохимические зоны, две из которых, как мы уже указывали, приурочены к КаС и одна охватывает ПК свиту.

Изучение гидрохимических особенностей отложений КаС и ПК месторождения Грязевая Сопка показывает, что формирование солевого состава пластовых вод зависит от комплекса геологических факторов, среди которых существенное место занимают первичный состав погребенной воды, степень раскрытости пластов, обуславливающая инфильтрацию, миграционные условия, литологическая характеристика вмещающих пород и др.

По разрезу КаС и ПК в первой зоне (КаС-4+КаС-3) содержится 18,9—19,5 мг·экв Cl, во второй зоне (КаС-2+КаС-1) — от 21,8 до 22,8 мг·экв и в третьей (ПК-1, ПК-2) — от 16,2 до 19,3 мг·экв. Как видим, содержание Cl увеличивается от первой ко второй зоне, а затем вновь уменьшается к третьей зоне. Содержание SO₄ постоянно в первой и во второй зонах (0,2—0,3 мг·экв) и лишь в третьей зоне (ПК) увеличивается до 3,9 мг·экв. Содержание ионов HCO₃ уменьшается от первой (5,6 мг·экв) к третьей (3,0 мг·экв) зоне.

Содержание иона Ca⁺⁺ и Mg⁺⁺ увеличивается от 0,3 — 0,6 мг·экв в первой и второй зонах соответственно до 2,9 и 2,2 мг·экв в третьей зоне. При этом в водах ПК-2 содержание Mg и Ca максимальное. Содержание ионов Na+K, так же как и Cl', увеличивается от 25 мг·экв в первой до 26,7 мг·экв во второй зоне, уменьшаясь затем до 18,4 мг·экв в третьей зоне. Таким образом, содержание отдельных компонентов солевого состава вод КаС и ПК со стратиграфической глубиной залегания изменяется по-разному. Однако общая минерализация, как указывалось, по разрезу КаС закономерно увеличивается снизу вверх, снижаясь вновь в отложениях ПК свиты.

На основании имеющегося материала констатируем пониженную общую минерализацию и узкие пределы колебания концентрации отдельных компонентов солевого состава вод КаС и ПК свиты.

Можно сделать вывод о том, что солевой состав вод рассматриваемых горизонтов формировался в основном за счет седиментационных вод древнего бассейна, что обуславливается гидрогеологической закрытостью зон водообмена.

ФОРМИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Изучение вопроса формирования нефтяных и газовых залежей и месторождений представляет огромный практический интерес.

Не имея правильного суждения об условиях образования залежей, нельзя верно наметить основные направления поисково-разведочных работ. Исследование этого вопроса в значительной степени способствует повышению эффективности разведочных работ и своевременному разрешению задач, стоящих перед коллективом производственников и научно-исследовательских предприятий.

И. М. Губкин, рассматривая вопрос формирования нефтяных и газовых залежей, указывал: «Только тогда, когда мы будем иметь правильное представление о тех процессах, в результате которых возникает нефть, мы будем знакомы со всеми структурными формами и литологическими особенностями пластов, благоприятными для скопления нефти, и получим из всей совокупности этих данных надежные указания, в каких местах нам искать нефть и как наиболее целесообразно организовать ее разведку [25]».

Вопросам формирования залежей нефти и газа в отложениях продуктивной толщи Юго-Восточного Кавказа, в частности Апшеронской нефтегазоносной области, посвящены труды большой группы исследователей. Значительный вклад в это дело внесли такие ученые, как Д. В. Голубятников, И. М. Губкин, М. В. Абрамович и др.

В последующие годы выяснению условий формирования нефтегазовых залежей в отложениях продуктивной толщи посвятили свои труды А. А. Али-заде, А. К. Алиев, С. М. Апрегов, В. А. Горин, В. С. Мелик-Пашаев, М. Ф. Мирчинк, Ш. Ф. Мехтиев, И. И. Потапов, Б. М. Саркисян, Ф. И. Самедов, В. Е. Хаин, А. П. Ушаков, А. А. Якубов и др., которые расширили представление И. М. Губкина и др. по данному вопросу.

Для образования промышленных скоплений нефти и газа в разрезе отдельных стратиграфических интервалов нефтегазоносных областей необходимо следующее: присутствие в геологическом разрезе исследуемой провинции области нефтематеринских свит, положивших начало

нефтегазообразованию; терригенных и гранулярных коллекторов, способных аккумулировать промышленные скопления нефти и газа; условия миграции нефти и газа из предполагаемых нефтематеринских свит в породы-коллекторы; наличие надежной покрышки для сохранения скоплений нефти и газа; благоприятные структурные, стратиграфические, тектонические, экранированные, литологические и другие типы ловушек, благоприятные гидрогеологические условия.

Рассмотрим вопрос происхождения продуктивной толщи Апшеронской нефтегазоносной области. Несмотря на многочисленные и долгие исследования, этот вопрос до настоящего времени не разрешен.

Остановимся на ряде гипотез происхождения осадков продуктивной толщи.

М. В. Абрамович и М. Ф. Мирчинк считают, что осадки продуктивной толщи формировались в условиях замкнутого морского бассейна.

Иного мнения придерживается другая группа геологов—Н. И. Андрусов, Д. В. Голубятников, В. Е. Богачев. Они считают, что осадки продуктивной толщи накапливались в континентальных условиях.

К. П. Калицкий [33], С. А. Ковалевский [35], В. П. Батулин [13] склонны считать, что продуктивная толща имеет дельтовое происхождение.

Ближе всего к современным представлениям гипотеза М. В. Абрамовича и М. Ф. Мирчинка.

Как справедливо отмечает В. С. Мелик-Пашаев [38], «различные воззрения на происхождение продуктивной толщи обусловлены в основном тем, что основная часть бассейна продуктивной толщи занята водами современного Каспия и изучение ее возможно лишь в краевых зонах бассейна ее накопления».

Наряду с вопросом формирования осадков продуктивной толщи, до сих пор остается дискуссионным вопрос об источниках питания терригенным материалом бассейна продуктивной толщи.

А. Д. Султанов [52, 53] считает, что между песками продуктивной толщи Апшеронской нефтегазоносной области и среднего миоцена Дагестана имеется большое сходство. Это позволило сделать предположение о возможности образования песков продуктивной толщи от переотложения

среднемиоценовых осадков Дагестана и примыкающей части Северокаспийской впадины.

В работе А. А. Али-заде [7] отмечается, что основной источник терригенного материала нижнего отдела балаханского яруса* Апшерона мог находиться только в центральной части Килази-Красноводских гор, так как история развития Каспийской области в послепонтическое время исключает возможность существования других участков сноса тех осадков, которыми сложена балаханская толща Апшеронского полуострова.

Выводы А. А. Али-заде, основанные на критическом анализе результатов всех предшествующих исследований и обобщении большого фактического материала, накопленного в итоге осуществленного комплекса геологических работ за последние годы, по нашему мнению, наиболее убедительны, и автор в целом их придерживается.

Другой не менее важный вопрос, дающий правильное объяснение условиям формирования нефтегазовых залежей в разрезе продуктивной толщи,—выявление основных нефтематеринских свит, благодаря которым начался процесс нефтегазообразования. В трактовке данного вопроса на сегодня нет единого мнения. Вполне очевидна необходимость разрешения вопроса о сингенетичности или эпигенетичности скоплений нефти и газа с породами, их вмещающими.

По этому вопросу существуют два мнения, полностью исключаящие друг друга. Рассматривая вопрос формирования нефтяных и газовых залежей продуктивной толщи Апшеронской нефтегазоносной области, многие исследователи исходили из основного положения, выдвинутого И. М. Губкиным, по которому скопление формирования нефти и газа в залежах—результат миграции из подстилающих глинистых свит палеогена и миоцена.

В качестве классического примера вторичных нефтяных месторождений И. М. Губкин приводил залежи нефти и газа в продуктивной толще Апшеронского полуострова.

Известно, что И. М. Губкин для нефтяных месторождений юго-восточного окончания Большого Кавказа выде-

* Под балаханским ярусом, вслед за В. П. Колесниковым, А. А. Али-заде, подразумеваем отложения, названные в Азербайджане продуктивной толщей.

лял следующие нефтематеринские свиты, благодаря которым якобы образовались залежи нефти в продуктивной толще Азербайджана:

прослой битуминозных горючих сланцев среди сумгаитской серии (палеоцен);

бурый коун, представляющий собой типичную породу сопропелитового характера; он содержит прослой горючих сланцев (эоцен);

майкопскую свиту (олигоцен—низы среднего миоцена);

спирналисовые слои;

всю диатомовую свиту, содержащую, кроме диатомов, многочисленные рыбные остатки (от карагана до меотиса включительно).

И. М. Губкин, считая майкопскую свиту главной, писал, что «с майкопской свитой так или иначе связаны все нефтеносные месторождения Кавказа» [25].

Однако следует отметить, что вопрос о нефтематеринском характере пород продуктивной толщи, как следствие, о первичности ее залежей давно дебатруется в геологической литературе, и мнения по этому вопросу расходятся.

По мнению одних, богатейшие залежи нефти и газа образовались в отложениях продуктивной толщи вследствие накопления и превращения в нефть и газ органического материала самой свиты и накопления его в песчано-алевритовых породах самой толщи.

На такой позиции стояли К. П. Калицкий [33] и В. В. Вебер [14]. О нефтематеринском характере пород продуктивной толщи говорил также В. Е. Ханн [56] и др.

Другая группа исследователей, в том числе и И. М. Губкин [25], считала, что продуктивная толща не была нефтематеринской свитой и в ней не происходил процесс образования нефти.

По мнению И. М. Губкина, к разрезу продуктивной толщи приурочены лишь пласты-коллекторы, являющиеся вмещищем нефти, мигрировавшей из нижележащих нефтематеринских свит миоцена и палеогена.

Процесс формирования залежей продуктивной толщи Апшеронской области И. М. Губкин связывал с явлениями диапиризма.

По его мнению, при формировании диапировых структур Апшеронской области образовалась густая сеть тре-

щин, ставших путями, по которым из нефтематеринских свит поднимались нефть и газ и накапливались в породах-коллекторах продуктивной толщи. По этому поводу И. М. Губкин писал: «Как только начался этот процесс (имеется в виду процесс формирования структур [28, 29]), то к ядрам складок, как и наиболее поднятым к наиболее измятым и разрыхленным местам, начал совершаться подток воды и газа, а потом и нефти. Стали подниматься и накапливаться те три элемента, которые обусловили возникновение и грязевых вулканов и нефтяных месторождений» [24].

По мнению Ш. Ф. Мехтиева [39] и В. А. Горина [18], условия накопления органического материала и последующего его преобразования в нефть и газ для нижнего отдела продуктивной толщи были благоприятными. Однако эта благоприятность режима сравнительна по отношению к верхнему отделу. Исходя из этого Ш. Ф. Мехтиев приходит к выводу о том, что частично залежи в нижнем отделе формировались за счет нефти самих свит. Но в основном залежи нефти продуктивной толщи формировались благодаря миграции ее из нижележащих слоев.

По нашему мнению, наиболее полны и научно обоснованны выводы А. А. Али-заде [8] по вопросу о нефтематеринских свитах третичного комплекса Азербайджана и их роли в формировании нефтяных залежей продуктивной толщи. Вкратце остановимся на основных положениях, выдвигаемых А. А. Али-заде [8].

Исходя из результатов детальных геологических и геохимических исследований, а также работ по изучению условий преобразования органического вещества в современных и четвертичных морских осадках, А. А. Али-заде отмечает, что «нефтематеринскими являются не однородные глинистые образования, а комплекс чередующихся песчано-глинистых пород». Автор, развивая свою мысль, вполне убедительно и обоснованно заключает, что «нефтепроизводящими могут быть только глинисто-песчаные, глинисто-известковые или же известняковые свиты, в которых происходит как процесс превращения органического вещества в нефть и газ, так и их накопление в коллекторах тех же свит. Нефтематеринскими не могут являться только нефтепроизводящие свиты, если из последних нефть или газ мигрировали в другие свиты по трещинам». А. А. Али-заде считает, что на Апшеронском полуострове

майкопская и диатомовая свиты, причисляемые И. М. Губкиным к нефтематеринским, не имеют никакого отношения к залежам нефти и газа в отложениях продуктивной толщи. Правильность его выводов подтверждается рядом факторов. Майкопская свита на Апшероне мощностью около 500 м представлена исключительно глинистой литофацией. Эта свита в пределах участков распространения глинистой литофации нигде не проявляет признаков нефтеносности. Таким образом, как справедливо отмечает А. А. Али-заде, «будучи сами лишены нефтеносности на значительной территории Апшерона, отложения майкопской свиты никак не могли быть «материнскими» для залежей нефти в балаханском ярусе». Поэтому ни майкопская, ни диатомовая, ни какие-либо другие нижележащие свиты не могли дать богатых залежей нефти в продуктивной толще Апшеронской нефтеносной области.

Залежи продуктивной толщи образовались в самой продуктивной толще, породы которой формировались в тектонических и геохимических условиях, благоприятных для накопления органического материала и последующего их превращения в нефть и газ.

Как справедливо отмечает А. А. Али-заде [8], теория о нефтегазопроизводящих свитах позволяет вести разведочные работы в местах, где комплекс «геотектонических, геохимических и литофациальных условий благоприятствовал формированию залежей нефти и газа».

Нефтепроизводящие свиты [4, 31] отличаются:

а) относительно более богатым содержанием органического углеводорода и рассеянных битумов (особенно маслянистого типа);

б) преобладанием пород темного цвета, преимущественно темно-серых;

в) относительно более повышенным содержанием в составе водных вытяжек солей угольной кислоты;

г) обогащением тяжелой фракции минералов пиритом при отсутствии или небольшом содержании бурого железа;

д) чередованием пачек пелитовых, алевритовых и песчаных пород.

Различие взглядов в вопросе о нефтематеринских свитах, приведших к формированию залежей нефти в свитах продуктивной толщи, вызвало разную трактовку путей миграции и условий скопления нефти и газа. Мнения рас-

ходятся по вопросу формирования залежей продуктивной толщи и путей миграции углеводородов всех месторождений Апшеронской нефтегазоносной области. Это, безусловно, относится и к антиклинальной зоне Нефтяные Камни—Камни Григоренко и, в частности, к месторождению Грязевая Сопка, приуроченному к упомянутой выше тектонической зоне.

И. М. Губкин, рассматривая вопросы путей миграции углеводородов и формирования залежей, указывает, что в основном этот процесс происходил по разрывам, трещинам, каналам грязевых вулканов, диапировым внедрениям и др. Следовательно, залежи формировались вследствие вертикальной миграции нефти из более глубоко залегающих свит и горизонтов.

Ряд исследователей [18, 30, 39, 56] считает, что в формировании залежей нефти продуктивной толщи определенную роль сыграли региональные глубинные разломы, а также несогласный контакт горизонтов продуктивной толщи с нефтематеринскими свитами в местах их трансгрессивного залегания.

Мнения о миграции нефти в процессе формирования залежей нефти продуктивной толщи по системе трещин, разрывов, диапирового внедрения в условиях Нефтяных Камней придерживается также Ф. И. Самедов [49].

А. И. Леворсен [37] заключает, что больше данных в пользу аккумуляции нефти в подземную ловушку в результате боковой миграции, на которой в основном базируется теория поисков нефти в Америке.

По результатам геофизических работ, а также научных исследований, как мы отмечали, структура Грязевая Сопка осложнена продольным нарушением, проходящим по направлению оси ее, разбита на северо-восточную и юго-западную части. Опушена северо-восточная часть складки. Сводовая часть структуры тяготеет к юго-западному блоку. Купольная часть ее расположена ближе к юго-восточной периклинали, погружающейся под неглубокую седловину, которая отделяет складку от Нефтяных Камней.

На структуре Грязевая Сопка, кроме продольного, зафиксировано семь поперечных нарушений, к которым приурочены подводные грязевые сопки и грифоны. Четыре поперечных нарушения пересекают северо-западную часть складки, а три поперечных нарушения, пересекая

северо-восточное крыло, упираются в продольное нарушение и в пределах юго-западного крыла складки не прослеживаются. Эти нарушения, продольные и поперечные, через всю продуктивную толщу доходят до понтического яруса, не рассекая последние полностью.

Продольное нарушение, располагаясь в сводовой части структуры, имеет надвиговый характер; максимальное смещение около 400—500 м.

В результате разведочных работ и опробования отдельных объектов по горизонтам продуктивной толщи можно заключить, что нефтенасыщенность свит продуктивной толщи, а также отдельных горизонтов в пределах свит неодинакова. На структуре Грязевая Сопка наиболее нефтенасыщены отложения калинской свиты, в разрезе которой выделяются пять горизонтов. Значительно насыщены газом и нефтью также отложения подкирмаклинской и надкирмаклинской песчаной свит.

Следует отметить, что если на структуре Нефтяные Камни, примыкающей к Грязевой Сопке с юго-востока, основными объектами промышленной нефтегазоносности являются горизонты подкирмаклинской свиты, то на рассматриваемой площади, как отмечено выше, наиболее нефтенасыщены горизонты калинской свиты.

При рассмотрении вопроса формирования залежей нефти необходимо учитывать геохимическую среду бассейна осадконакопления (повышенное содержание солей угольной кислоты, пирита, малое содержание гидроксидов железа и др.).

В породах калинской свиты содержание рассеянного битума достигает 0,01—0,03%, а органического углерода 0,1—0,9%, что значительно больше по сравнению с другими свитами продуктивной толщи. Эти показатели свидетельствуют о благоприятных условиях нефтегазообразования. Мы считаем, что залежи нефти и газа образовались благодаря органическому материалу самой продуктивной толщи.

В подтверждение сказанного можно привести следующие факты. Как известно, отложения понтического яруса принимают участие в строении отдельных структур и в частности Грязевой Сопки. На отдельных локальных участках, в основном в присводовой зоне, осложненной сопками, отложения этого яруса не участвуют в строении, вследствие чего горизонты продуктивной толщи вхо-

дят в контакт с подстилающими майкопскими и диатомовыми отложениями, которые признаются нефтематеринскими. Тогда остается неясным вопрос, каковы пути перемещения нефти и газа из нефтематеринских пород в породы-коллекторы продуктивной толщи. Ведь имеющиеся тектонические нарушения, как продольные, так и поперечные, не доходя в основном до нефтематеринских пород, затухают в отложениях понтического яруса. Следовательно, основными путями миграции нефти и газа должны быть признаны зоны стратиграфического контакта и каналы грязевого вулкана.

Не отрицая возможной миграции по подводящим трещинам-каналам грязевого вулкана и тектоническим нарушениям тех участков, где они, очевидно, достигают майкопских и диатомовых слоев, можно с уверенностью констатировать, что эти каналы способствуют не образованию залежей, а их разрушению. Это подтверждается результатами опробования отдельных горизонтов, по которым удастся проследить нефтенасыщенность на отдельных участках структуры. Так, по скважине № 505, расположенной на юго-западном крыле, в присводовой части структуры, неподалеку от продольного нарушения, приток нефти из КаС-4 через 6,0-мм штуцер составил 15—20 т, в то время как по скважинам №№ 319, 410, 465, расположенным на относительно погруженных участках, вдали от тектонического нарушения, дебиты составляют 40—50 т через 5,0—5,5-мм штуцер.

Аналогичное наблюдается и по другим горизонтам. Таким образом, из приведенного можно заключить, что тектонические нарушения способствуют не формированию и сохранению залежей, а их разрушению. С другой стороны, если формирование залежей продуктивной толщи было бы связано с миграцией нефти из единого источника, т. е. нефтематеринских пород майкопа и диатома, то нефти должны были бы закономерно распределяться по удельным весам в зависимости от удаленности пород-коллекторов по отношению к нефтематеринским свитам. Однако этого не наблюдается. Удельные веса нефтей в пределах органического стратиграфического интервала значительно меняются. Так, по КаС-1 удельный вес нефти составляет 0,937 (скважина № 79), в то время как по КаС-2 он уменьшается до 0,925 (скважина № 261); по горизонту КаС-3 удельный вес нефти колеблется в пределах 0,920—0,930.

Наиболее тяжелые нефти приурочены к КаС-4 северо-восточного крыла структуры. В скважине № 290, расположенной на северо-западной периклинали, удельный вес нефти достигает 0,944.

Следует также учесть значительное отличие (по удельному весу) нефтей калинской свиты структуры Грязевая Сопка от нефтей сопредельных структур. Так, на структуре о. Жилой удельный вес нефтей в среднем не превышает 0,918, а на структуре Нефтяные Камни нефти калинской свиты наиболее легкие; удельный вес их колеблется в пределах 0,860—0,909.

Наиболее легкие нефти приурочены к горизонту КаС-2.

Ф. И. Самедов присутствие более легких нефтей в КаС-2 объясняет постоянным проникновением нефтей из подстилающих образований, влиянием литологического состава вмещающих пород, а также наличием мощного перекрытия на горизонтах КаС-2.

Наличие легких нефтей в пределах более древних горизонтов продуктивной толщи, в частности в свите КаС, К. А. Исмаилов и В. Т. Идрисов [32] объясняют изменением соотношений различных компонентов в самих нефтях.

По нашему мнению, состав нефтей, а также изменение удельных весов нефтей как по разрезу продуктивной толщи, так и по КаС, находится в непосредственной зависимости от органического материала—исходного материала для образования нефти и газа в каждом горизонте.

Из всего сказанного следует, что залежи в КаС формировались вследствие боковой миграции, от внутренних зон нефтегазообразования к периферийным зонам—участкам нефтегазонакопления. Для каждого горизонта КаС нефтематеринским является сам горизонт с накопившимся в нем органическим материалом. В пользу боковой миграции говорит также и то, что все залежи имеют водонапорный режим, при котором боковая миграция играет ведущую роль.

Мы считаем, что в аналогичных условиях происходило формирование залежей в других горизонтах и свитах продуктивной толщи.

Другим наиболее нефтенасыщенным объектом в разрезе продуктивной толщи является ПК. Однако в силу того, что этот объект на структуре Грязевая Сопка недостаточно изучен, условия формирования залежей в нем рассмотрим на примере сопредельной структуры.

Чтобы проследить характер изменения удельных весов нефтей ПК свиты, рассмотрим отдельные залежи: ПК-1, ПК-2, ПК-3.

По горизонту ПК-1 удельный вес нефтей изменяется в широких пределах—от 0,860 до 0,909.

Наиболее легкие нефти 0,860—0,869 приурочены к северо-восточному крылу (район скважин №№ 32, 4, 7), представляющему собой локальный участок. В направлении погружения от этих участков и между ними распространяются нефти сравнительно повышенных удельных весов: на северо-восточном крыле нефти с удельными весами 0,870—0,879, 0,880—0,889, 0,890—0,899, а в юго-восточной периклиналильной части юго-западного крыла—с удельным весом 0,870—0,879.

Однако наиболее характерны для северо-восточного крыла нефти с удельным весом 0,880—0,889 и для юго-западного крыла—с удельным весом 0,870—0,879.

Полосы нефти с удельным весом 0,870—0,879 расположены вдоль диаширового внедрения. Далее они окаймляются полосой нефти удельного веса 0,880—0,889 и 0,890—0,899. Полоса нефти с удельным весом 0,880—0,889 в основном располагается в крыльевой части структуры.

Утяжеление нефтей происходит в сторону главного продольного нарушения. Однако наряду с этим удается установить, что те участки, на которых в направлении главного нарушения удельные веса нефтей повышаются, совпадают с зонами выходов ПК свиты на поверхность. Там, где ПК свита не выходит на дневную поверхность, независимо от близости к нарушению наблюдается обратная картина. Таким образом, можно сделать общий и вполне закономерный вывод. Тектонические нарушения не оказывают существенного влияния на перераспределение нефтей по горизонту ПК-1, и поэтому они не являются подводящими путями для формирования залежей нефти и газа в ПК. Говорить о ведущей роли вертикальной миграции при освещении вопросов формирования залежей ПК свиты не приходится. Залежи ПК формировались вследствие боковой миграции.

Нефти ПК-2 характеризуются удельными весами, присущими ПК-1, и изменяются в пределах 0,870—0,909.

Аналогично удельные веса нефтей изменяются и по ПК-3.

Очень интересны данные, полученные Г. Р. Алиевым.

[6] в результате обработки большого количества анализов. Автор на основе своих исследований приходит к выводу об «увеличении удельных весов нефтей на северо-восточном и на юго-западном крыльях в сторону водонефтяного контакта». Безусловно, это ни в какой мере не может быть объяснено вертикальной миграцией нефти и газа из наиболее глубоко залегающих нефтематеринских свит в породы-коллекторы отложений продуктивной толщи.

В отношении вертикальной миграции мы присоединяемся к мнению тех исследователей, которые, признавая возможность миграции нефти и газа из нижележащих пластов по трещинам, придают ей только второстепенное значение. Вертикальная миграция не может внести существенного изменения в условия формирования залежей нефти и газа в отложениях продуктивной толщи, так как из майкопских и диатомовых отложений, которые сами представлены глинистой литофацией, несмотря даже на наличие хороших подводных каналов, нельзя ожидать миграции значительного объема нефти и газа.

Неравномерное распределение нефтей различных удельных весов по разрезу также говорит о самостоятельности формирования залежей в отложениях продуктивной толщи. Для наиболее изученной структуры Нефтяные Камни удельный вес по разрезу изменяется следующим образом: а) верхний отдел продуктивной толщи—уд. вес до 0,9105; б) свита «перерыва», НКГ и НКП—уменьшение уд. веса до 0,8517; в) свита КС и ПК—увеличение удельного веса до 0,8926; г) КаС—уменьшение удельного веса до 0,8784.

Рассмотрев условия формирования залежей нефти и газа в продуктивной толще, мы приходим к следующим выводам:

1. Залежи нефти и газа продуктивной толщи формировались в свите самой толщи. В ней накапливался органический материал, который в дальнейшем преобразовался в нефть и газ.

2. Коунская, майкопская и диатомовая свиты не могут быть признаны нефтепроизводящими ввиду своего литофациального состава и отсутствия возможности миграции нефти и газа из них в свиты и горизонты продуктивной толщи.

3. Формирование залежей нефти и газа происходило вследствие боковой миграции из внутренних зон нефте-

газообразования к периферийным зонам нефтегазоаккумуляции.

4. Тектонические нарушения, а также диапировые внедрения способствовали не формированию залежей, а в основном их разрушению.

5. Отсутствие закономерного изменения удельных весов по разрезу служит доказательством самостоятельности формирования залежей в отдельных свитах и горизонтах.

6. Процесс миграции и формирования залежей носит непрерывно-прерывистый характер. Наиболее интенсивно залежи нефти и газа формировались в послепродуктивное время.

ГЛАВА VIII

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГРЯЗЕВАЯ СОПКА

Несмотря на значительное увеличение числа нефтегазоносных областей в Азербайджане, Апшеронская область продолжает быть первой как по добыче нефти и газа, так и по своим потенциальным возможностям.

В этом отношении заслуживает внимания, в частности, Апшеронский архипелаг с такими крупными и богатыми многопластовыми месторождениями, находящимися в разработке, как Нефтяные Камни, о. Песчаный, о. Жилой и др.

Наряду с этим за последние годы открыто большое количество структур, с которыми связаны значительные перспективы поисков и разведки нефтяных и газовых залежей в разрезе продуктивной толщи. Наличие на некоторых из них промышленных скоплений нефти и газа в разрезе отдельных свит и горизонтов не вызывает сомнения и доказано разведочными работами. Однако для наиболее полного выявления возможностей разреза продуктивной толщи в их пределах необходимо продолжить поисково-разведочные и научно-исследовательские работы.

Особого внимания заслуживает структура Грязевая Сопка, расположенная на одной тектонической линии с таким крупным и многопластовым месторождением, как

Нефтяные Камни, к северо-западу от него. Для наиболее полного и правильного суждения о степени перспективности отдельных горизонтов, свит продуктивной толщи мы изучили основные предпосылки: от прямых и косвенных признаков нефтегазоносности и характера литофациальных изменений по разрезу и площади до условий формирования складчатых структур и нефтегазовых залежей с учетом факторов, благоприятных для нефтегазонакопления.

Как известно, на месторождении Грязевая Сопка выявленные залежи в основном приурочены к калинской свите, в разрезе которой выделяется 5 нефтегазоносных горизонтов.

Для калинской свиты характерно увеличение мощности ее в направлении погружения, что свидетельствует о возможности появления новых песчаных горизонтов в низах КаС, которые могут оказаться нефтенасыщенными и, следовательно, станут перспективными для постановки поисково-разведочных работ.

В этом отношении интерес представляет горизонт КаС-5, вскрытый на погружении северо-западной периклинали и частично юго-западном крыле месторождения Грязевая Сопка.

В этом горизонте, выклинивающемся к присводовой части складки, можно проводить поиски и разведку, о чем, в частности, свидетельствуют результаты опробования отдельных скважин, вскрывших КаС-5.

Промышленные притоки нефти в этом горизонте достигают до 30—40 т/сут. Поэтому в дальнейшем необходимо контролировать его нефтегазоносность.

На скопление нефти и газа в КаС-5 благоприятно влияют структурные условия, наряду с литофациальными особенностями. По всей вероятности, залежи КаС-5 стратиграфически выклинивающиеся, и, видимо, они менее охвачены тектоническими нарушениями. Наиболее богатые залежи в КаС-5 находятся в зоне северо-западной периклинали и юго-западного крыла. Что же касается северо-восточного крыла складки, то здесь КаС-5 будет участвовать в строении далекого погружения, которое в литофациальном отношении не будет благоприятным для скопления нефти и газа.

По горизонту КаС-4 с благоприятной литофацией, повышенной песчанистостью в сводовой части и хорошей

нефтенасыщенностью контуры залежи еще не установлены, поэтому в дальнейшем здесь необходимо широко развернуть разведочные работы.

Неравномерное распределение скоплений нефти по площади распространения КаС-4 объясняется, по нашему мнению, двумя причинами: изменением мощностей и влиянием тектонических нарушений на сохранение скопления нефти и газа в одних случаях и его разрушение в других.

В целом этот горизонт, несомненно, представляет большой интерес. Богатые залежи нефти ожидаются, так же как и по КаС-5, на северо-западной периклинали и юго-западном крыле. Не исключена возможность расширения контура нефтегазоносности КаС-4 и по северо-восточному крылу, в пределах которого из ряда скважин получен промышленный приток нефти и газа.

Не вполне выяснена нефтегазоносность КаС-4 и в пределах юго-восточной периклинали. Поэтому разведка на КаС-4 должна быть продолжена по всей структуре.

По основным нефтегазоносным горизонтам Грязевой Сопки — КаС-3 и КаС-2 — удается проследить благоприятную литофацию, повышенные коллекторские свойства, значительную песчанность разреза и увеличение мощности горизонтов в сторону регионального погружения пластов.

Результаты опробования дают возможность оценить нефтегазонасыщенность разреза горизонтов КаС-3 и КаС-2 и установить, что залежи этих горизонтов в пределах юго-западного крыла более богаты, чем залежи северо-восточного крыла.

Залежи по КаС-3 и КаС-2 также не оконтурены, ввиду чего разведку этих горизонтов нельзя считать завершенной. По этим горизонтам основные перспективы связаны с северо-западной периклиной, как с вновь выявленным поднятием Ази Асланова, так и с промежуточной частью между последним и разведанной частью складки Грязевая Сопка.

Горизонт КаС в сводовой части структуры отсутствует. По всей вероятности, это результат частичного размыва его. В процессе опробования КаС-1 значительных скоплений установить не удалось. Это, однако, не дает основания считать КаС-1 малоперспективным.

Возможно, что, как и по другим горизонтам КаС, с

увеличением мощности горизонта в сторону погружения пластов увеличится и нефтегазонасыщенность разреза. Поэтому и на КаС-1 должна быть проведена дальнейшая разведка с целью оконтуривания залежи его.

Переходя к перспективам нефтегазоносности подкирмакинской свиты месторождения Грязевая Сопка, следует отметить, что до последнего времени по этой свите из опробованных трех скважин (№№ 20, 75, 1092) приток нефти получен лишь в скважине № 1092 (интервал 584—565 м).

При опробовании отдельных объектов ПК свиты (интервал 325—343 м) в скважине № 20 (ПК-2), расположенной в присводовой части юго-западного крыла складки, был получен приток воды с пленкой нефти.

Впоследствии при перестреле интервала 335—340 м после продавки воздухом при давлении в 50 атм скважина начала подавать воду с большим количеством песка.

В течение 3 часов скважина подавала нефть с периодическим переходом на воду при затрубном давлении 32 атм. При дальнейшем освоении скважина давала нефть с песком со струей жидкости до 35—40 т/сут. Однако оценить нефтенасыщенность разреза ПК не удалось вследствие пробкообразования и прихвата труб.

Опробование интервала 300—317 м, относящегося также к ПК-2, не дало положительных результатов. Скважины №№ 11, 81, расположенные в присводовой части северо-восточного крыла по ПК свите, оказались за контуром нефтегазоносности. Полученные в результате опробования данные, по нашему мнению, не дают достаточного основания отрицать нефтегазоносность ПК свиты.

Нам кажется, что с подкирмакинской свитой на месторождении Грязевая Сопка связаны определенные перспективы и, в первую очередь, с теми участками ее, где разрез свиты представлен наиболее полно. Наши выводы основываются как на результатах опробования ПК свиты на сопредельных структурах (Нефтяные Камни), так и на материалах изучения литофациальных особенностей, коллекторских свойств, условий, благоприятствующих скоплению нефти и газа в виде залежей, а также на наличии выклинивающихся пластов в разрезе подкирмакинской свиты. Как известно, подкирмакинская свита на Нефтяных Камнях — одна из наиболее нефте-

насыщенных в разрезе продуктивной толщи и является первоочередным объектом разработки.

Учитывая близость месторождения Грязевая Сопка к Нефтяным Камням, признавая идентичность условий накопления осадков и органического материала в век подкирмакинской свиты и дальнейшего преобразования его в нефть и газ, а также признавая сингенетичность залежей нефти и вмещающих пород, можно с полной уверенностью говорить о том, что в благоприятных структурно-тектонических условиях отложения подкирмакинской свиты будут перспективны в отношении нефтегазоносности. Если к этому добавить повышенную песчанистость разреза, достигающую в ряде случаев 60—70%; и увеличение мощности на крыльевых участках и северо-западной периклинали до 100 м из-за появления в разрезе новых пачек, то станут вполне убедительными наши предположения о перспективах нефтегазоносности ПК свиты и, в частности, северо-западной периклинали и юго-западного крыла.

Ф. И. Самедов [49] в результате обобщения материалов по Нефтяным Камням пришел к выводу о том, что «распределение мощностей отдельных свит продуктивной толщи, в первую очередь базисных горизонтов КаС, ПК в пределах Нефтяных Камней, указывает на увеличение мощностей от свода в сторону обоих крыльев. Такая же закономерность в изменении мощностей установлена и для структур Грязевая Сопка, о. Жилой, Камни Григоренко и др.».

Развивая свою мысль, автор приходит к заключению о том, что берег бассейнов КаС и ПК располагался намного севернее этой зоны, на что указывают примерная однозначность мощностей на всех структурах и наличие осадков на обоих крыльях структур. Поэтому перспективы нефтегазоносности продуктивной толщи связывают не только со структурами антиклинального пояса Камни Григоренко — Нефтяные Камни, но и со структурами, расположенными к северу от этого антиклинального пояса.

Кирмакинская свита, вскрытая большим количеством пробуренных на месторождении скважин, за исключением скважины № 1122, давшей 2 т нефти, нигде не опробована. Представлена эта свита, как известно, довольно монотонным чередованием глин, глинистых песков и тон-

комелкозернистых песков и песчаников. По сравнению с КаС и ПК она характеризуется меньшей песчаностью и пониженными показателями коллекторских свойств.

Значительная мощность этой свиты, колеблющаяся в пределах 260—360 м, несмотря на монотонное чередование песчано-глинистых прослоев и пониженные показатели коллекторских свойств, дает возможность предположить, что с этой свитой связаны определенные перспективы.

Для более полного суждения о нефтегазонасыщенности разреза кирмакинской свиты и выяснения перспектив, связанных с этой свитой, по крайней мере необходимо опробовать ее в ряде скважин, расположенных на различных участках структуры.

Однако по аналогии с сопредельным месторождением Нефтяные Камни, в пределах которого кирмакинская свита является объектом самостоятельной разработки, можно говорить о перспективах этой свиты на месторождении Грязевая Сопка. Дебит скважин, разрабатывающих кирмакинскую свиту месторождения Нефтяные Камни, в начальной стадии достигает 70—80 т, что свидетельствует о сравнительно больших потенциальных возможностях этой свиты.

Значительные притоки (10—14 т/сут) были получены и при опробовании НКП свиты в скважинах №№ 1094, 1066, 1067.

Для оценки нефтегазоносности более молодых стратиграфических интервалов продуктивной толщи мы не располагаем фактическим материалом.

Таким образом, задачи в отношении перспектив нефтегазоносности продуктивной толщи месторождения Грязевая Сопка заключаются в следующем:

1. Обнаружить и оконтурить залежи нефти в горизонтах КаС, в особенности на северо-западной периклинали.

2. Открыть новые залежи в низах КаС в наиболее погруженных участках структуры.

3. В дальнейшем провести более детально разведку подкирмакинской свиты, в частности юго-западного крыла и северо-западной периклинали.

4. Изучить потенциальные возможности кирмакинской и надкирмакинской песчаной свит путем опробования их в уже пробуренных скважинах, в которых нефте-

насыщенность нижней части разреза уже установлена, или же эти объекты обводнились.

5. Не исключена возможность наличия залежей и в других свитах и горизонтах продуктивной толщи. Необходимо, наряду с бурением, осуществить широкий комплекс научных исследований, чтобы обобщить весь накопившийся материал как по структуре Грязевая Сопка, так и по сопредельным площадям.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Какие же общие выводы можно сделать из всего изложенного материала по площади Грязевая Сопка.

Очевидно, что изучение литофациальных особенностей разреза отложений, слагающих данное месторождение, условий накопления осадочных пород, изменения их коллекторских свойств как по разрезу, так и по площади и, наконец, анализ механизма образования тектоники данного месторождения — вопросы первостепенной важности как для выяснения условий миграции нефти и газа, так и для определения места их промышленного скопления. Очевидно также и то, что критерием правильности общих условий (закономерностей) формирования залежей нефти и газа в пределах больших нефтегазовых провинций является пригодность этих условий (закономерностей) для объяснения процессов формирования нефтяных и газовых залежей в малых структурных формах — антиклинальных поднятиях. Чтобы правильно объяснить закономерности размещения нефтегазовых залежей, надо уделить большое внимание изучению образования структур.

Нам кажется, что проведение подобных исследований на локальных структурах Апшеронской нефтеносной области будет во многом способствовать выявлению общих закономерностей формирования нефтяных и газовых залежей, а также повышению эффективности геологоразведочных работ, связанных с поисками залежей нефти и газа.

Как известно, Апшеронский архипелаг ныне наиболее перспективный район Апшеронской нефтеносной области, причем в пределах архипелага наиболее насы-

щена нефтью антиклинальная зона Нефтяные Камни — Грязевая Сопка.

Распределение мощностей отдельных свит продуктивной толщи, в первую очередь базисных горизонтов КаС, в пределах Грязевой Сопки указывает на увеличение их от свода в сторону обоих крыльев. Такая же закономерность в изменении мощностей установлена и для структур Нефтяные Камни, о. Жилой, Камни Григоренко и др. Наличие почти всех свит на обоих крыльях этих структур и их примерно одинаковая мощность свидетельствуют о том, что берег бассейна продуктивной толщи располагался намного севернее этой зоны и по мере накопления более молодых свит продуктивной толщи удалялся к северу. Это значит, что антиклинальная зона Камни Григоренко — Грязевая Сопка — Нефтяные Камни не является крайним северным берегом базисных горизонтов продуктивной толщи, в первую очередь КаС, ПК и КС. Возможны поиски новых нефтяных структур за пределами антиклинальной линии Камни Григоренко — Грязевая Сопка к северу и северо-востоку, а также к югу и юго-западу, где могут быть антиклинальные складки, простирающиеся параллельно к ней.

Наиболее перспективны участки моря на востоке — юго-востоке от Грязевой Сопки, вдоль Апшеронского порога. Проведение геологопоисковых работ в этой зоне целесообразно по следующим соображениям:

1. Структуры, расположенные вдоль Апшеронского порога, находятся в наиболее благоприятных условиях в отношении аккумулярования в них флюидов, мигрирующих из зон нефтегазообразования — из южной и северной котловин Каспийского моря.

2. Апшеронский порог представляет собой зону распространения грязевых вулканов — спутников нефтегазовых залежей в недрах.

3. Весьма напряженная складчатость месторождения Грязевая Сопка и наличие грязевых вулканов вдоль Апшеронского порога свидетельствуют об интенсивности тектонического строения всей полосы Апшеронского порога.

4. Литологические особенности и нефтегазоносность продуктивной толщи Апшерона и красноцветной толщи Туркмении позволяют предположить, что в полосе Апше-

ронского порога находятся коллекторы, способные аккумулялировать значительные залежи нефти и газа.

Таким образом, организация поисково-разведочных работ по открытию новых нефтяных и газовых залежей вдоль Апшеронского порога, на части обширной нефтегазоносной провинции южного Каспия, — первоочередная задача нефтяной промышленности Азербайджана.

Анализ разработки сопредельного месторождения Нефтяные Камни свидетельствует об исключительной эффективности метода искусственного воздействия на залежи и подтверждает, что основным условием рациональной разработки нефтяных месторождений является применение передовой технологии для эксплуатации недр, в первую очередь метода поддержания пластового давления.

Для разведки и разработки новых площадей вокруг Апшеронского полуострова, вдоль Апшеронского архипелага и Апшеронского порога, необходимо значительно усовершенствовать, во-первых, методику проведения геологопоисковых, геофизических и разведочных работ и способы эксплуатации и, во-вторых, существующие методы строительства морских инженерных сооружений, разработки новых конструкций для широкого освоения районов, находящихся на больших глубинах Каспийского моря.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абрамович М. В. Разрез продуктивной толщи Сураханского района. НХ № 4—5, 1921.
2. Абрамович М. В. Новые взгляды на геологическое строение Ленинского района. Изд-во АН Азерб. ССР, 1954.
3. Абрамович М. В. Районирование нефтяных складчатых областей с учетом численных показателей. Изд-во АзФАН, 1942.
4. Абрамович М. В., Мехтиева Ш. Ф., Горин В. А., Ахмедов Г. А., Салаев С. Г. Формирование нефтяных залежей в отложениях третичной системы Азербайджана (Материалы Львовского совещания 8—12 мая 1957 г.). Гостоптехиздат, 1957.
5. Алнев А. К. Геологическое строение и нефтегазоносность продуктивной толщи Апшеронского архипелага. Фонд АЗИИ им. М. Азизбекова, 1952.
6. Алнев Г. Р. Подкирмакинская свита юго-восточной части Апшеронского архипелага и ее нефтегазоносность (антиклинальная зона Камни Григоренко—Нефтяные Камни). Кандидатская диссертация. Фонд АГУ С. М. Кирова, 1965.
7. Ализаде А. А. Палеография бассейна балаханского яруса. АЗИНТИ, 1960.
8. Ализаде А. А. О так называемых нефтематеринских свитах Азербайджана. Труды АЗНИИДН, вып. X, 1960.
9. Ализаде К. А. Краткий обзор распределения фации понтического яруса Азербайджана. Труды АЗНИИДН, сборник № 1124, 1940.
10. Алиханов Э. Н. Подкирмакинская свита восточной части Апшеронской области и ее нефтеносность. Азнефтенздат, 1957.
11. Алиханов Э. Н. Нефтяные и газовые месторождения Каспийского моря. Азернешр, 1964.
12. Апрецов С. М. Нефтеносность юго-западной прибрежной подводной полосы Каспийского моря. Изд-во геологоразведочного бюро Азнефти, вып. VII, 1933.
13. Батурич В. П. Петрография песков и песчаников продуктивной толщи. Труды АЗНИИ, вып. 1, 1931.
14. Вебер В. В. Нефтеносные фации и их роль в образовании нефтяных месторождений. Ленгостоптехиздат, 1947.

15. Вебер В. В. К дискуссии о нефтеносных фациях продуктивной толщи. АНХ № 9, 1946.
16. Векилов Б. Т. Понтические отложения Восточного Азербайджана. Фонд Института геологии АН Азерб. ССР, 1951.
17. Голубятников Д. В. Продуктивная толща Апшеронского полуострова. АНХ № 8—9, 1925.
18. Горин В. А. Продуктивная толща Апшеронского полуострова. Азнефтеиздат, 1939.
19. Горин В. А. Акчагыльская трансгрессия и продуктивная толща Апшеронского полуострова. Азнефтеиздат, 1939.
20. Горин В. А. Проблемы изучения Каспийской тектонической впадины. АНХ № 7, 1950.
21. Горин В. А. История развития бассейна продуктивной толщи. АНХ № 6, 1950.
22. Горин В. А. К вопросу об условиях отложения продуктивной толщи Азербайджана. АНХ № 8, 1953.
23. Губкин И. М. Проблема акчагыла в свете новых данных. Изд. АН СССР, 1931.
24. Губкин И. М. Тектоника ЮВ Кавказа в связи с нефтеносностью этой области. ОНТИ, 1934.
25. Губкин И. М. Учение о нефти. ГОНТИ, 1937.
26. Губкин И. М. К вопросу о генезисе нефтяных месторождений Северного Кавказа. Труды XVII сессии международной геологической конференции, т. IV. ГОНТИ, 1940.
27. Джалилов Д. Г. Коллекторские свойства основных нефтегазоносных свит месторождения Грязевая Сопка. Сборник АЗИНТИ, № 4, 1966.
28. Джалилов Д. Г. Геологическое развитие структуры Грязевая Сопка в век среднего плейсцена. АНХ № 11, 1966.
29. Джалилов Д. Г. О формировании структуры Грязевая Сопка. Листок технической информации АЗИНТИ, № 100, 1966.
30. Джалилов Д. Г. Нефтегазоносность продуктивной толщи структуры Грязевая Сопка. Листок технической информации АЗИНТИ, № 102, 1966.
31. Жабрєв Д. В., Мехтиев Ш. Ф. К битуминологии третичного комплекса юго-восточного Азербайджана. АНХ № 12, 1957.
32. Исмаилов К. А., Идрисов В. Т. Залежи нефти и газа восточного Апшерона. Изд-во АН Азерб. ССР, 1963.
33. Калицкий К. П. Научные основы поисков нефти. Гостоптехиздат, 1944.
34. Касумов К. Ф. Калинская свита юго-восточной части Апшеронского архипелага и перспективы ее нефтегазоносности. Изд-во АН Азерб. ССР, 1965.
35. Ковалевский С. А. Великая акчагыльская трансгрессия и ее участие в формировании продуктивной толщи. Изд. АзФАН СССР, № 5, 1944.
36. Кремс А. Я. Вопросы формирования залежей нефти и газа. Гостоптехиздат, 1954.
37. Леворсен А. И. Геология нефти. Гостоптехиздат, 1958.
38. Мелик-Пашаев В. С. Геология морских нефтяных месторождений Апшеронского архипелага. Гостоптехиздат, 1959.
39. Мехтиев Ш. Ф. Вопросы происхождения нефти и форми-

рование нефтяных залежей Азербайджана, Изд-во АН Азерб. ССР, 1958.

40. Мирчинк М. Ф. Тектонические проблемы юго-восточного Кавказа. Азнефтенздат, 1935.

41. Мирчинк М. Ф. Нефтяные месторождения Азербайджана. Азнефтенздат, 1939.

42. Потапов И. И. Ритмичность отложения продуктивной толщи Апшеронского полуострова. «Известия АН Азерб. ССР» № 2, 1947.

43. Потапов И. И. Апшеронская нефтеносная область. Изд-во АН Азерб. ССР, 1954.

44. Потапов И. И. О происхождении продуктивной толщи Апшерона. Труды Института геологии АН Азерб. ССР, т. XV, 1954.

45. Путкарадзе А. Л. Стратиграфические и тектонические соотношения на границе верхнего и среднего плиоцена юго-восточного Кавказа. «Известия АН Азерб. ССР» № 1, 1958.

46. Путкарадзе А. Л. Бакинский архипелаг. Азернефтешр, 1958.

47. Салаев С. Г. К вопросу о характере контакта продуктивной толщи и ачкагыльского яруса в Азербайджане. Труды Института геологии АН Азерб. ССР, т. XVIII, 1956.

48. Салаев С. Г. Оligocen-миоценовые отложения юго-восточного Кавказа и их нефтегазоносность. Изд-во АН Азерб. ССР, 1961.

49. Самедов Ф. И. Нефтяные Камни. Азернешр, 1959.

50. Саркисян Б. М. О формировании залежей нефти продуктивной толщи Апшеронского полуострова. АНХ № 6, 1947.

51. Спутник полевого геолога-нефтяника. Часть I и II. Гостоптехиздат, 1954.

52. Султанов А. Д. К условиям накопления отложений продуктивной толщи Апшеронского полуострова. «Доклады АН Азерб. ССР» № 9, 1951.

53. Султанов А. Д. Цикличность в осадкообразовании продуктивной толщи Апшеронского полуострова. «Доклады АН Азерб. ССР» № 11, 1949.

54. Ханин В. Е. Геологическое развитие юго-восточного Кавказа. Азнефтенздат, 1950.

55. Ханин В. Е., Шарданов А. Н. Геологическая история и строение Куринской впадины. Изд-во АН Азерб. ССР, 1952.

56. Ханин В. Е. Геотектонические основы поисков нефти. Азнефтенздат, 1954.

57. Ханин В. Е. Тектоническое положение Апшеронского полуострова в системе Большого Кавказа. «Известия АН СССР» № 1, серия геологическая, 1955.

58. Ханин В. Е. Тектоника нефтеносных областей, том II. Гостоптехиздат, 1958.

59. Ханин В. Е., Григорьянц Б. В. Тектоническое положение Апшеронского полуострова в системе Большого Кавказа. «Известия АН СССР» № 1, серия геологическая, 1955.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
<i>Глава I.</i> Литостратиграфия	5
<i>Глава II.</i> Фации коллекторов и их размещение в продуктивной толще	10
Фации коллекторов и их размещение в нижнем отделе продуктивной толщи юго-восточной части Апшеронского архипелага (антиклинальная зона Камни Григоренко—Нефтяные Камни)	18
<i>Глава III.</i> Тектоника структуры Грязевая Сопка по данным разведочного бурения	24
<i>Глава IV.</i> История геологического развития структуры Грязевая Сопка	37
<i>Глава V.</i> Некоторые вопросы формирования складчатых структур юго-восточной части Апшеронского архипелага на примере структуры Грязевая Сопка	52
<i>Глава VI.</i> Нефтегазородоносность продуктивной толщи структуры Грязевая Сопка	64
Нефтегазородоносность	64
Физико-химические свойства нефтей месторождения Грязевая Сопка	79
Гидрохимические особенности отложений продуктивных горизонтов месторождения Грязевая Сопка	82
<i>Глава VII.</i> Формирование нефтегазовых залежей	95
<i>Глава VIII.</i> Перспективы нефтегазородоносности месторождения Грязевая Сопка	107
<i>Заключение</i>	113
<i>Литература</i>	116

Чэлилов Чэлил Гасэн оглу

ГРЛАЗБВАЈА СОПКА НЕФТ ЈАТАҒЫ

Бақы · Азэрнэшр · 1974

Редактор Э. Мусаева. Художник В. Жеглов.

Художественный редактор М. Кулиев.

Технический редактор С. Миркишьева.

Корректоры С. Агейчева, И. Вебер.

Слано в набор 3/IX-1973 г. Подписано к печати 22/1-1974 г. ФГ 06502. Формат бумаги 84×108¹/₃₂.

Бум. № 2. Физ. п. л. 3,75. Условн. п. л. 6,30.

Учетн.-изд. л. 6,0. Заказ № 354. Тираж 1300.

Цена 35 коп.

Государственный Комитет Совета Министров
Азербайджанской ССР по делам издательств,
полиграфии и книжной торговли.

Азербайджанское государственное издательство

Баку, ул. Гуси Гаджиева, № 4.

Типография "Красный Восток"

Баку, ул. Ази Асланова, № 80.

XP-2

KCHI
№ 9

Handwritten notes and signatures, including the letters "А" and "В" and some illegible cursive text.

