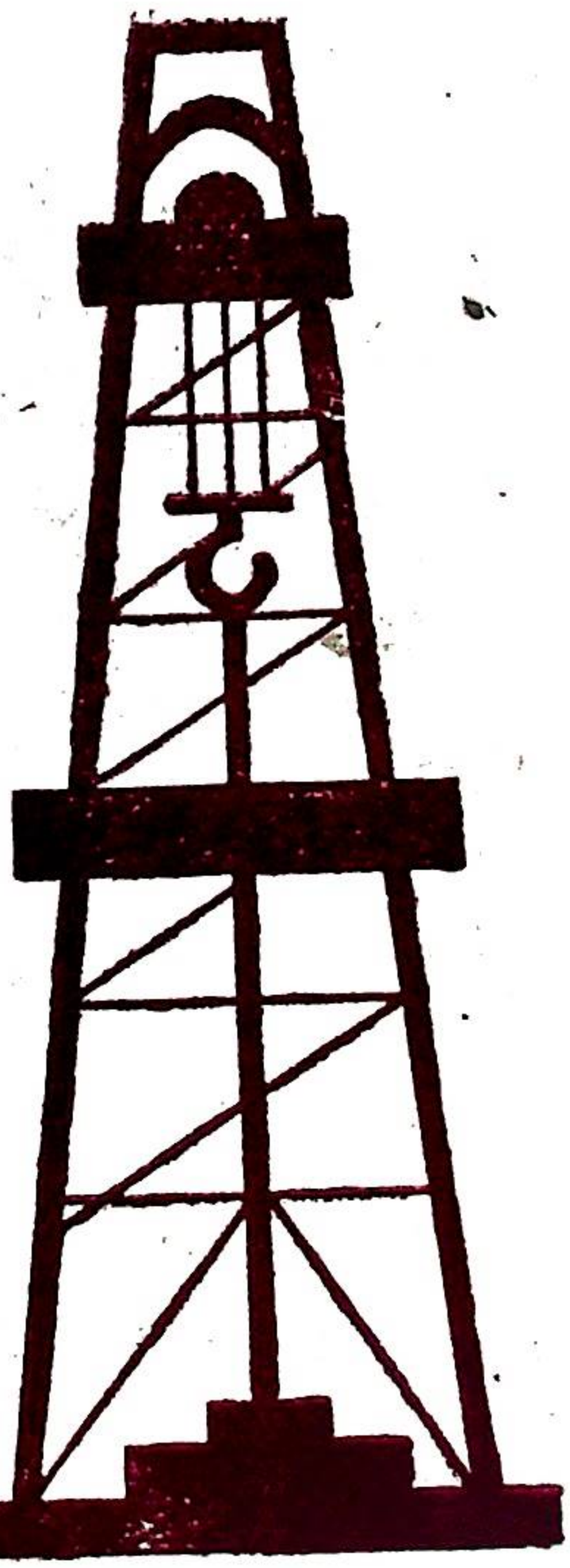
П-141
24

ФАН СССР
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ЗОН ДАГЕСТАНА



Махачкала 1982

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
ДАГЕСТАНСКИЙ ФИЛИАЛ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ

Вып. 27

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ЗОН ДАГЕСТАНА

(Сборник статей)



Махачкала 1982

УДК 55.558.8.981/82 (470/67)

Сборник обобщает результаты геологоразведочных работ на нефть и газ в глубокозалегающих осадочных образованиях Дагестана и смежных районах Азербайджана, Чечено-Ингушетии и Ставрополья. Большое внимание уделяется анализу строения, истории развития, оценке нефтегазоносности и эффективности поисковых работ в триасовых отложениях Восточного Предкавказья. Рассмотрены различные аспекты нефтегазовой геологии и геохимии региона (рассеянное органическое вещество и битумоиды как источник УВ нефти и газа, реликтовые УВ нефтей и газоконденсатов, изотопные соотношения водорода и кислорода в водах нефтяных месторождений, анализ пород покрышек и коллекторов различного генетического типа и др.). Освещаются вопросы биостратиграфии мезозойских отложений на основании изучения фораминифер и споро-пыльцевых комплексов, генезиса олитостромов, структурно-тектонического районирования и особенностей строения глубокопогруженных зон, а также даются рекомендации по поискам залежей нефти и газа.

Сборник рассчитан на широкий круг геологов.

Ответственный редактор *Д. А. Мирзоев*

П 0202907
Центральная научная библиотека
56 ПЛ

Д. А. Мирзоев

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В ДАГЕСТАНЕ НА ГЛУБИНАХ БОЛЕЕ 4,5 КМ

СОСТОЯНИЕ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА НА ГЛУБИНАХ БОЛЕЕ 4,5 км

Проблема увеличения промышленных ресурсов нефти и газа — чрезвычайно трудная и сложная задача. Одним из важных аспектов при ее решении может явиться поиск нефти и газа на глубине более 4,5 км в неразведанных нижних горизонтах осадочного чехла и трещиноватых породах складчатого палеозойского фундамента.

В интервале глубин 4,5—8 км выявлено и разрабатывается в различных осадочно-породных бассейнах земного шара уже около тысячи скоплений УВ. По структурно-тектоническим условиям седиментации эти нефтегазоносные бассейны приурочены к крупным геологическим элементам — предгорные прогибы, межгорные впадины, миогеосинклинали, рифтовые зоны и др.

В США основными нефтегазоносными бассейнами, где открыты залежи УВ на глубине более 4,5 км, являются Пермский (Западный Техас, Нью-Мексико), Западный внутренний (Северный Техас, Оклахома), побережье Мексиканского залива — Внутренний соленосный (Миссисипи, Алабама, Флорида). Разрабатываются месторождения нефти и газа на этих глубинах в Египте, Италии, Франции, Аргентине и других странах.

Среди месторождений на глубинах более 4,5 км есть гигантские; уже разрабатываются семь таких нефтяных, восемь газовых и два нефтегазовых скопления. Это месторождения Абу-Мади (Египет), Бастиэн Бей (США), Бу Аттифель (Ливия), Бей Мариан-Тимбальс, Бэй-Кайу Айу Айленд, Бэю Сейл, Гомес, Гренд-Айл, Кояноса (США), Лак (Франция), Локридж (США), Маллосса (Италия), Мейон Русс (Франция), Норте-Марине-Сольдадо-Физабад (Тринидад и Тобаго), Паккет (США), Саут Пасс (США), Тик (Тринидад и Тобаго) и Уэст Дельта (США), где сосредоточено 82% всего газа и 79% всей нефти, открытых на глубине более 4,5 км. Важным фактором при оценке перспектив поиска нефти и газа на глубине более 4,5 км является коэффициент промышленных открытий, составляющий в США более 50%.

В Советском Союзе поиски нефти и газа на больших глубинах начались более 20 лет назад в Азербайджане и в настоящее время охватили уже половину нефтегазоносных областей нашей страны, среди которых в основном «старые» с развитой нефтегазодобывающей промышленностью (1, 4, 7, 8, 9).

Глубокое поисково-разведочное бурение ведется в настоящее время в Предкавказье, Днепровско-Донецкой впадине, Предкарпатье, Туркмении, Таджикистане, Фергане, Прикаспийской впадине. Ряд глубоких скважин пробурен в Крыму, Тимано-Печорской, Оренбургской и Мангышлакской областях. Самыми глубокими скважинами являются Кольская — 11600 м, Саатлинская — 8240 м, проектная глубина ее 15 км, Шевченковская — 7520 м, Бурунная — 7542 м, Аралсорская — 6806 м, Шихова-Коса — 6522 м, Медведовская — 6011 м и др.

В Азербайджане основными объектами поисков нефти и газа на больших глубинах являются неогеновые отложения. Мощность осадочных образований в наиболее прогнутой части Южно-Каспийской впадины более 20 км. Первая глубокая скважина, пробуренная на Апшероне в 1959 г. на площади Зыря, дала фонтан газа дебитом 330 тыс. м^3/сут и 50 т/сут конденсата из интервала 4505—4753 м.

На Северном Кавказе, в Краснодарском крае глубокое поисково-разведочное бурение (с 1963 г.) проводится в Западно- и Восточно-Кубанском прогибах. Первые глубокие скважины были пробурены на Тимашевской ступени (Медведовская, Тимашевская, Западно-Медведовская и Беляевская площади). В Западно-Кубанском прогибе на глубине свыше 4,5 км открыты Левкинское, Северское месторождения УВ в палеогеновых отложениях. В Восточно-Кубанском прогибе на Юбилейной площади продуктивность верхней юры установлена в интервале глубин от 4430 м до 4700 м. На Темиргоевском газовом месторождении пробурены две скважины 7 и 8 глубиной соответственно 5507 и 6011 м. На Лабинской площади выявлена нефтяная залежь в интервале 4664—4750 м.

Газ с конденсатом дебитом до 1 млн. м^3/сут получен с глубин 5228—5195 м из верхнеюрских отложений на Кошехабельской и из среднеюрских — с глубины 4700 м на Кузнецовской площадях. На Чамлыкской площади из среднеюрских отложений в интервале 4976—5003 м наблюдалось интенсивное нефтепроявление. Всего на глубинах более 4,5 км открыто восемь залежей (7).

В Терско-Каспийском прогибе (Восточное Предкавказье) в интервале 4,5—5,0 км выявлены промышленные скопления нефти в карбонатных породах верхнего мела Чечено-Ингушетии (Правобережное, Северо-Малгобекское, Северо-Минеральное, Минеральное, Брагунское, Гудермесское, Межхребтовое, Старогрозненское, Андреевское, Ястребиное, Октябрьское), в песчано-алевролитовых породах апта (Ястребиное, Старогрозненское) и карбонатных — валанжина (Харабиджинское), в доломитах верхней юры открыта газоконденсатная залежь на Малгобек-Вознесенском месторождении (4527—4640 м). В Чечено-Ингушетии встречены и самые глубокие залежи нефти для СССР в известняках верхнего мела: Правобережная (5350 м), Гудермес (5020—5368 м), Андреевская (5800 м). Галюгаевская параметрическая скважина вскрыла юрские отложения на глубине 5500 м. Бурунная скважина 1 достигла отметки 7542 м, на глубине 5700 м вскрыв карбонатные отложения валанжина и мальма и не обнаружив средне- и нижнеюрских терригенных пород, с глубины 6034 м вошла в пестроцветную вулканогенноосадочную толщу триаса. Параметрическая скважина 1 Дружба достигла глубины 5350 м в сланцах карбона (?).

На глубинах 4,5—5 км в настоящее время в нашей стране открыто более 140 залежей нефти и газа. В СССР и США газонефтяная зона прослежена до глубин 6,6 км, газоконденсатная до 6,2 км и газовая — до 7,5 км. В составе глубокозалегающих скоплений УВ происходит уменьшение плотности и метанизация нефти, сокращение в ней смол, возрастание метана в газах и обогащение его CO_2 и H_2 (С. П. Максимов и др. 1980 г.).

В Дагестане глубокое бурение (более 4 км) было начато в начале 60-х годов в связи с развитием, в основном, параметрического бурения для изучения геологического строения глубокозалегающих отложений мезозоя и оценки их нефтегазоносности. Всего в республике пробурено 60 параметрических, поисковых и разведочных скважин глубиной более 4,5 км, из них в платформенной, равнинной части Прикумской нефтегазоносной области — ПНГО — 53 скважины и в Предгорном Дагестане — 7.

В ПНГО Дагестана насчитывается 13 скважин глубиной более 5 км, одна из которых Кочубей 2 превышает 6 км (забой 6036 м в отложениях карбона). Большинство скважин глубиной более 5 км сосредоточено в восточной и юго-восточной частях территории (6 скважин глубиной от 5429 м — Тарумовская, 1, до 5152 м. — Сев. Кочубей, 1), и одна, Солнечная 6 (5310 м) пробурена на северо-западе, на южном борту Восточно-Манычского прогиба. Глубина скважин в центральной части (Восточносухокумск 8, 10, Кумухская 3) составляет 5002—5063 м. На северо-востоке равнины наиболее глубокой (5008 м) является скважина Песчаная 1. Глубина остальных скважин (40) составляет 4,5—5 км. Из

53 пробуренных скважин вскрыли на забое палеозойские граниты — 2 (Южно-Буйнакская 1, 2) и диабазы — 2 (Сухокумск 57, 61); отложения карбона — 18, перми — 1 (Дахадаевская 9); нижнего триаса — 23; среднего триаса — 2 (Ахтынская 1, Тереклинская 1), верхнего триаса — 1 (Тюбинская 5), нижней юры — 1 (Кочубей 1), средней юры — 2 (Тарумовская, Комсомольская), верхней юры — 1 (Александрийская 2).

В результате геологоразведочных работ в ПНГО Дагестана открыто три месторождения с залежами нефти в триасовых отложениях на глубинах более 4,5 км (Кумухское, Юбилейное, Южно-Таловское). Испытания горизонтов, залегающих ниже 4,5 км, на площадях, где залежи нефти в триасе обнаружены на более высоких гипсометрических отметках (Сухокумск, Восточно-Сухокумск, Солончаковое, Южно-Буйнакское), дали в основном отрицательные результаты. На Южно-Буйнакском месторождении (газоконденсатная залежь в отложениях анизийского яруса на глубине 4450—4455 м) при испытании отложений куманской свиты на глубине 4510—4518 м отмечались газопроявления с конденсатом.

На площадях, расположенных на востоке ПНГО, на глубинах более 4,5 км зафиксированы незначительные притоки газа и конденсата. Так в скв. 1 Песчаной площади из отложений куманской свиты с глубины 4734—4742 м получен непромышленный приток газа, а при испытании отложений среднего и нижнего триаса — небольшое количество нефти с газом (3,6 м³/с). Слабый приток нефти с газом установлен на Восточно-Песчаной площади (скв. 1, интервал 4571—4624 м) из отложений оленека. Из этих же отложений на Душетской площади в интервале 5188—5206 м и в отложениях анизия (кизлярская свита) с глубины 4520—4837 м отмечались слабые притоки газа с конденсатом; аналогичные притоки из этих отложений получены в скважинах Сев. Кочубей 1 (5046—5056), 2 (4781—4788 м, 4830—4838 м), 3 (4900—4940 м, 4744—4756 м). Из ладинских отложений в скв. 1 Сев. Кочубей зафиксирован слабый приток конденсата (4744—4756 м) и газа (4781—4788 м), а в скв. 3 из пород верхнего триаса — вода с небольшим количеством газа и конденсата.

На юго-востоке территории на глубинах более 4,5 км опробованы в основном юрские отложения. В скв. Кочубей 1 притоки воды с газом получены из нижнеюрских (4889—4892 м) и среднеюрских (4737—4740 м) горизонтов. Непромышленный приток газа с водой из отложений II песчаной пачки средней юры наблюдался на площади Комсомольская с глубины 5078—5084 м. В Тарумовской скв. 1 при забое 5429 м произошел пароводяной фонтан из отложений

средней юры (?) с первоначальным дебитом воды — 10000—12000 м³/сут хлоркальциевого типа с общей минерализацией 217 г/л, с высоким содержанием микроэлементов. Притоки высокоминерализованной воды отмечались в Тереклинской скв. 1 из отложений II песчаной пачки средней (4760—4773 м), верхней юры (4670—4680, 4683—4690 м — I песчаная пачка, 4575—4585 м — I пласт);

На юго-западе территории испытаний не проводилось, забои пробуренных здесь скважин (Ортатюбе 1, Тюбинская 5) не превышают 4,5 км.

В целом основная часть испытаний приходится на глубины 4,5—5,0 км. Ниже 5,0 км испытания проводились только в пяти скважинах из 13, имеющих глубину более 5,0 км. На Комсомольской и Тарумовской площадях из отложений средней юры получены притоки газа с водой соответственно с глубин 5078—5084 м, и 5429 м; из отложений среднего триаса слабый приток конденсата в скв. Сев. Кочубей 1 (5046—5056 м), на Душетской площади с глубины 5188—5206 м из нижнетриасовых отложений (оленек) слабый приток газа, в скв. Сев. Кочубей 2 из этих пород (5189—5286 м, 5197—5200 м) слабосоленая вода, в этой же скважине притоки воды получены с глубин 5296—5298 м, 5307—5309 м из отложений карбона.

В Предгорном Дагестане пробурено 7 скважин глубиной более 4,5 км, из них две скважины более 5 км. В восточной антиклинальной зоне такие скважины известны на площадях Дузлак и Избербаш. Наиболее глубокой (5179 м) является параметрическая скважина Дузлак 101, глубина скв. 100 этой же площади 4763 м, забои в нижнеюрских отложениях, из которых получена минерализованная вода с пленками нефти и газом (4703—4730 м, 4730—4750 м, 4666—4673 м). Скважина Избербаш 247 глубиной 4885 м вскрыла на забое отложения юры, испытание интервалов ниже 4,5 км не проводилось.

На западном обрамлении Дагестанского клина пробурено четыре скважины, наиболее глубокая — Андрей-Аул 2 при забое 5407 м не вышла из верхнемеловых пород; скважина Гиляны 1 (4503 м) с забоем в нижнемеловых отложениях; скв. Бавтугай 1 — (4586 м) с забоем в палеоцен-эоцене; скважина Аксай 4 (4687 м) в олигоцен-нижнемиоценовых отложениях. Испытания интервалов ниже 4,5 км проводились только в скв. Андрей-Аул 2, однако притоков не получено.

На глубинах более 4,5 км в Дагестане геотермические исследования проведены в незначительном объеме. Ограниченное количество замеров пластовых температур позволяет

лишь в общих чертах охарактеризовать распределение их по площади. В ПНГО наблюдается увеличение пластовых температур от 164°С на глубине 4520 м (Южно-Буйнакская, 2) до 182°С на глубине 5080 м (Комсомольская 1). На одинаковых глубинах (4550 м) отмечается увеличение пластовых температур с севера на юг, от 164°С на Южно-Буйнакской 2 до 178°С на Юбилейной площади. На глубине 4700 м возрастание пластовых температур происходит на запад и северо-запад от 147°С в Кочубее 1 до 169°С в Тереклинской скв. 1 и 171°С на Кумухской площади.

В Предгорном Дагестане замеры пластовых температур на глубинах 4,5 км не проводились.

По степени разбуренности осадочного чехла на глубинах более 4,5 км в Дагестане выделяются три категории земель с низкой степенью разбуренности (1—10 м/км^2), весьма низкой (<1 м/км^2) и не изученные бурением. К первой категории в пределах административных границ ДАССР относится запад Восточно-Манычского прогиба и прилегающая к нему западная и центральная части Прикумского сложного вала, на остальной территории ПНГО разбуренность этих глубин весьма низкая.

В Восточно-Манычском прогибе и центральной части Прикумского вала основным объектом разведки являются триасовые отложения, в которых выделяются три сейсмических горизонта J—I, T и T_1. J—T прослеживается на границе юрских и триасовых отложений, T и T_1 — в карбонатном комплексе нижнего триаса (нефтекумская свита) в кровле и подошве. Степень разбуренности триасового комплекса низкая, продуктивные горизонты — преимущественно нефтегазоносные в Восточно-Манычском прогибе и нефтеносные на Прикумском валу. В южной части ПНГО нижнемеловой, юрский и триасовый комплексы характеризуются низкой степенью разбуренности. Основные перспективные горизонты в мелу и юре — нефтегазоносные, залежи в них установлены на меньших глубинах. В триасовом комплексе продуктивные горизонты — преимущественно нефтеносные.

В пределах Ногайской (Крайновской) ступени ниж 4,5 км залегают палеогеновый, верхнемеловой, нижнеме ловой, юрский и триасовый комплексы; степень изученност их бурением весьма низкая; скоплений УВ в них не обнару жено, за исключением притока газа из юрских отложени (Комсомольская).

Терско-Сулакский прогиб почти не изучен бурением, кр ме его юго-западной части (Аксай), характеризующейс весьма низкой степенью разбуренности осадочного чех ниже 4,5 км, где выделяются неогеновый, палеогеновы

верхнемеловой комплексы с весьма низкой разбуренностью и нижнемеловой, юрский и триасовый, не изученные бурением.

В Предгорном Дагестане низкой степенью разбуренности осадочного чехла характеризуется на северо-западе — внешнее обрамление Дагестанского клина (Гиляны—Бавтугай), на юге —локальные участки (Избербаш, Дузлак). На внешнем обрамлении Дагестанского клина выделяются те же комплексы, что и в Терско-Сулакском прогибе, на юге осадочный чехол на глубинах более 4,5 км представлен верхнемеловыми, нижнемеловыми, юрскими и триасовыми отложениями. Разбуренность меловых отложений — низкая, юрских — весьма низкая, породы пермотриаса (?) не изучены бурением. Основные продуктивные горизонты — нефтегазоносные в верхнем и нижнем мелу и газоносные в юре.

В целом по Дагестану наблюдается снижение с севера на юг степени разбуренности осадочного чехла на глубинах более 4,5 км и увеличение стратиграфического диапазона комплексов пород, слагающих чехол ниже этих отметок, от триасовых в Восточно-Манычском прогибе, до неоген-триасовых (?) осадков в Терско-Сулакском прогибе. На юге Предгорного Дагестана осадочный чехол на глубинах более 4,5 км представлен в основном отложениями мела, юры и триаса (?).

Геофизические, в основном сейсмометрические исследования в наиболее значительном объеме проведены в ПНГО Дагестана. В частности, исследованиями КМПВ охарактеризовано строение западной, центральной и восточной частей территории, на юге проходит широтный профиль КМПВ через Орта-Тюбе-Тереклинскую-Тарумовскую-Александрийскую. Методом ОГТ наиболее полно изучена северная часть ПНГО, покрытая густой сеткой профилей ОГТ с расстоянием между ними 0,5—2,5 км. Серия меридиональных профилей ОГТ проведена в пределах Ногайской ступени от Орта-Тюбе до Тарумовской. Субмеридиональный профиль ОГТ проходит в восточной части территории от Кочубея на юго-восток, кроме того здесь имеются два широтных профиля ОГТ: один по линии Орта-Тюбе-Тереклинская, второй — севернее Комсомольской площади.

В Терско-Сулакской низменности в западной ее части проведены субмеридиональный региональный профиль КМПВ восточнее Аксая на Тарумовку и серия профилей ОГТ на площади Аксай. В Предгорном Дагестане методом ОГТ охвачено внешнее обрамление Дагестанского клина (от границ Чечено-Ингушетии до Махачкалы), а на побережье Каспийского моря, юго-восточнее Таркинского месторождения—площади Иргин, Айри-Тюбе, Димитровская. На остальной территории детальные сейсморазведочные работы, в ка-

кой-то мере освещающие строение осадочного чехла на глубинах более 4,5 км, не проводились.

В результате выполненных геологоразведочных работ получены новые данные о глубинном геологическом строении и нефтегазоносности. Так в Предгорном Дагестане установлено наличие крупного погребенного надвига с амплитудой до 2 км на с-в крыле Восточной антиклинальной зоны, что создает предпосылки для поисков тектонически экранированных залежей. Изучен вещественный состав среднеюрских отложений, установлено несоответствие структурных планов миоценового и мезозойского комплексов. В Терско-Сулакской низменности частично намечены условия залегания средне-миоценовых отложений, зафиксированы нефтегазопроявления в процессе бурения на площадях Куруш и Адиль-Отар. В ПНГО изучено региональное строение пермо-триасового комплекса, доказана его промышленная нефтегазоносность.

На основании данных сейсморазведки (КМПВ, МОВ, ОГТ) и глубокого бурения представляется возможным раскрыть особенности строения глубокозалегающих зон Дагестана. На глубине 4,5 км в ПНГО развиты в основном на севере (Восточно-Манычский прогиб и Таловский тектонический выступ) триасовые отложения; характер распространения при этом верхнетриасовых отложений фиксирует положение Таловского субмеридионального выступа. На западе (Сухокумский блок) развиты отложения палеозойского складчатого фундамента, южнее, в пределах Крайновской ступени, на этот срез выходят все более молодые образования: от юрских до палеогеновых, последние развиты в осевой части Терско-Каспийского передового прогиба, а в наиболее прогнутой его части (Караман) фиксируются и миоценовые отложения. В Предгорном Дагестане развиты в основном терригенные образования средней и нижней юры, в погруженных синклинальных — меловые и палеогеновые отложения, на западе в горных районах предполагается вскрытие доюрского комплекса.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Вопросами нефтегазоносности Дагестана занимались многие исследователи, среди которых следует отметить И. О. Брода, М. С. Бурштара, В. Л. Галина, Г. Г. Гасангусейнова, Н. А. Крылова, А. И. Летавина, Ф. Г. Шарафутдинова, Г. Т. Юдина и др. Как уже отмечалось, месторождения нефти и газа в Дагестане приурочены к двум нефтегазоносным областям — Прикумской (ПНГО) и Терско-Каспийской (Предгорный Дагестан). Стратиграфический диапазон промышленной нефтегазоносности в ПНГО охватывает отложения от триаса до олигоцена, в Предгорном Дагестане — от верхней юры до среднего миоцена. Между этими областями с доказанной нефтегазоносностью расположена слабо изученная, но перспективная Терско-Сулакская низменность с большими (>6 км) глубинами залегания перспективных комплексов мезозоя. В разрезе осадочного чехла Дагестана нефтяные залежи распространены в интервале 0,5—5 км; наибольшее их количество в Предгорном Дагестане приходится на глубины до 2 км (среднемиоценовые отложения); в ПНГО скопления нефти и газоконденсата охватывают интервалы глубин 3,0—4,5 км. Чисто газовые залежи в Предгорном Дагестане приурочены к верхней части осадочного чехла до глубин 1,5 км. В ПНГО встречены пока единичные скопления газа на глубинах 1,75—1,80 км на площади Русский Хутор в майкопских отложениях (верхняя газовая зона) и на глубине более 5 км, при температурах 175°С на Комсомольской площади в среднеюрских отложениях (нижняя газовая зона). Всего в Дагестане открыто 39 месторождений, из них 24 в ПНГО и 15 в Предгорном Дагестане. Распределение скоплений УВ различного фазового состава (нефть, газ, газоконденсат) в зависимости от глубин залегания отражено в таблица 1.

Таблица 1

Распределение залежей УВ в Дагестане (по глубинам залегания)

Глубина в км \ Фазовый тип	Газовые	Нефтяные	Газонефтяные	Нефтегазоконденсатные	Газоконденсатные	Всего
0—1	7	12	—	—	—	19
1—2	2	18	1	—	—	21
2—3	—	1	1	—	1	3
3—4	1	25	—	9	22	57
4—5	—	9	—	—	2	11
5					1	1
Всего	10	65	2	9	26	112

В глубокозалегающих отложениях (на глубинах более 4 км) в Дагестане в настоящее время выявлено 12 залежей нефти и газоконденсата, в их числе одна газоконденсатная (Южнобуйнакская) и семь нефтяных (Юбилейная, Кумух-

ская, Южно-Таловская, Солончаковая, Восточносухокумская) в нижне- и среднетриасовых отложениях; две нефтяные (Солончаковая, Юбилейная) в нижнеюрских песчаниках и одна газоконденсатная залежь (Соляная) в доломитах верхней юры. Незначительные притоки газа и газоконденсата получены при испытании скважины на глубинах ниже 4,5 км из пермских пород (куманская свита) на площадях Южно-Буйнакская скв. 1 и Песчаная скв. 1; нефти и газа из отложений нижнего и среднего триаса в скв. 1 Песчаная, оленекских (Душетская скв. 1, Сев. Кочубей скв. 1, 2, 3), ладинских (Сев. Кочубей скв. 1, 2, 3) и нижнеюрских отложений (Кочубей скв. 1). Ниже 5,0 км (5078—5084 м) притоки газа с конденсатом получены на Комсомольской площади ($P_{пл}$ — 700 ат, $t_{пл}$ — 175°С). На глубинах более 4,5 км открыто пока только три месторождения с залежами нефти в карбонатных отложениях нижнего триаса (нефтекумская свита) на площадях Юбилейная, Южно-Таловская и Кумская, приуроченные в структурном отношении к Таловской ступени.

Исходя из общих закономерностей распределения скоплений УВ в координатах температуры (t°) и давления (Р), нефтяные залежи в ПНГО сосредоточены, в основном, в интервале температур 100—175°С, при более высоких температурах — чисто газовые залежи (6). Учитывая глубины залегания изотерм 180°С, интерполированные с учетом данных М. К. Курбанова, С. А. Каспарова (1980), положение нижней границы возможной нефтегазоносности для Дагестана различное: для ПНГО в пределах выступов фундамента — 4,5—4,8 км, депрессий — 5,3 км; для платформенного склона Терско-Каспийского прогиба — 6,0 км, в его осевой части — 7,5 км. В совокупности со значительными мощностями осадочных образований, достигающими в осевой части Терско-Каспийского прогиба до 12 км — это обстоятельство значительно увеличивает перспективность поисков нефти и газа в глубокопогруженных зонах Дагестана.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

На возможность обнаружения скоплений УВ в глубокозалегающих осадочных образованиях Дагестана указывают установленная промышленная нефтегазоносность на глубинах более 4,5 км, имеющиеся геологические предпосылки, определяющие благоприятные условия формирования и сохранение скоплений УВ, значительные их прогнозные запасы. Анализ геолого-геофизических исследований показал, что в сложнопостроенных районах, каким является Дагестан, наибольшая эффективность при изучении глубокозалегающих горизонтов будет достигаться только при комплексировании геолого-геофизических работ (сейсморазведка и параметрическое бурение).

Глубокозалегающие горизонты Дагестана располагают значительным резервом для дальнейшего развития нефтяной и газовой промышленности республики; успешное их освоение будет зависеть прежде всего от состояния геологической изученности. Отсутствие достоверной информации в этом направлении приводит обычно или к недооценке или переоценке прогнозных запасов УВ, что в обоих случаях нежелательно. В этой связи проведение в первую очередь региональных комплексных геолого-геофизических исследований, включающих параметрическое бурение, сейсмометрию, гравиметрию и т. д. представляется сейчас наиболее актуальным, что даст возможность уже в 12 пятилетке приступить к более интенсивному освоению глубокозалегающих горизонтов. Основное внимание при этом должно быть направлено на выяснение геологического строения и нефтегазоносности отложений нижней части платформенного чехла, промежуточной геогенерации (пермо-триаса) и складчатого фундамента, их вещественного состава и структурных взаимоотношений между собой, особенно в пределах земель ПНГО с невыясненными перспективами (восточные и южные районы). Основные рекомендации по направлениям геолого-поисковых работ на отложения промежуточной геогенерации изложены в совместной работе с объединением «Дагнефть» и включены в Комплексный проект развития геологоразведочных работ на 1981—1985 гг.

В ПНГО промышленная нефтегазоносность триасовых образований доказана пока только для карбонатных и терригенно-карбонатных отложений нефтекумской и кизлярской (продуктивная пачка анизийского яруса) свит. Однако, в этом комплексе фиксируются отдельные пачки и пласты, емкостные свойства которых заслуживают внимания и при благоприятных условиях могут содержать залежи нефти и газа. К числу таких объектов относится реперная пачка (II) в основании анизийского яруса (кизлярская свита). Эффективная ее мощность достигает на западе (Майская, Перекрестная) 30 м, в Сухокумском районе (Русский Хутор, Сухокумск) — 10 м, а в полосе Ногайская — Смолянская — Юбилейная — 10—15 м, где отмечались слабые притоки газа и газоконденсата из этой пачки. Все это дает основание считать, что на перечисленных площадях эта пачка (II) заслуживает внимания как поисковый объект *.

---

* Более подробно это отражено в статье И. Б. Беньяминова настоящего сборника.

В «продуктивной» (I) пачке анизия залежи УВ установлены на месторождениях Сухокумское, Восточно-Сухокумское, Южно-Буйнакское, Южно-Таловское и Солончаковое, где емкостные свойства ее высокие и эффективная мощность составляет 15—30 м. На территории ПНГО выделяется ряд площадей: Смолянская, Кумухская, Центральная и др., в разрезе которых коллекторские свойства и мощность «продуктивной »пачки характеризуются высокими значениями и могут представлять интерес в отношении ее нефтегазоносности.

Изучение глубинного строения платформенной части Дагестана в комплексе с картами поверхностей среза для различных уровней (4,0, 4,5 и 5,0 км) позволяет сделать некоторые выводы о перспективах нефтегазоносности рассматриваемой территории. Так, в пределах Южно-Калининского выступа (Кумская синклинальная зона) выявлена геоморфологическая аномалия, сводовая часть которой приурочена к центральной, наиболее повышенной части этого выступа. Самый северный крупный положительный элемент — Буйнакское валообразное поднятие*— несмотря на доказанную нефтегазоносность (продуктивная пачка анизия) остается еще слабоизученным, особенно между Южно-Буйнакским месторождением и площадью Песчаная. В этой зоне установлены гравиметрическая аномалия и геоморфологические признаки новейшего поднятия, которые могут рассматриваться как отражение глубинной тектоники — наличие положительной структуры по палеозойскому фундаменту и соответственно в триасовом комплексе. Вопрос о бурении здесь параметрической скважины заслуживает внимания. Наряду с основной (поиски залежей УВ), эта скважина может решать и ряд общегеологических задач, в частности, выявить природу гравиметрической аномалии.

Представляют интерес для глубокого бурения и другие геоморфологические поднятия. Геоморфологическая аномалия фиксируется в Ахтынской впадине, охватывая наиболее прогнутую ее зону и часть северного склона. В пределах этой впадины МОВ установлены ундулирующие участки, к которым приурочены известные месторождения Сухокумское, Восточносухокумское и Солончаковое. Аналогичная аномалия вырисовывается на восточном окончании Таловской ступени (скв. 2 и 3 Сев. Кочубей). Интересно отметить, что район Юбилейного месторождения совпадает с геоморфологическими и газогеохимическими аномалиями.

---

* См. рис. 1 статьи Д. А. Мирзоева, Т. Г. Жгенти, И. Б. Беньямова настоящего сборника.

Совершенно не изученным остается Соляная ступень, являющаяся относительно Бажиганского грабенообразного прогиба симметричным отражением Таловской ступени, где выявлены почти все известные залежи нефти и газа в доюрских отложениях Дагестана. При благоприятных структурных условиях на Соляной ступени ниже глубины 4,5 км заслуживают внимания, в основном, юрские породы. В наиболее приподнятой части этой структуры прослеживается субширотного простирания геоморфологическое поднятие, которое может быть одним из объектов проведения геологоразведочных работ. В пределах Кочубеевско-Тюленевского выступа, наряду с пермотриасовыми образованиями, скопления УВ возможны в нижнемеловых (бериас-валанжин) и юрских осадках. На южном склоне выступа фиксируется обширная геоморфологическая аномалия, являющаяся, по-видимому, отражением глубинной тектоники, что также представляет определенный интерес. Перспективы нефтегазоносности Ортотюбинского вала связываются с Каясулинско-Ортотюбинской ступенью и Южно-Тарумовским выступом, на восточном окончании которого в пределах геоморфологического поднятия была пробурена параметрическая скважина Александрийская 2. На остальной территории этого крупного тектонического элемента к настоящему времени нет скважин, хотя вскрытие всего мезозойского комплекса технически вполне возможно — палеозойский фундамент находится здесь на глубине не более 6000 м. Перспективы нефтегазоносности ПНГО будут не полными, если не отметить наличие сети глубинных разломов и региональных разрывных нарушений, к которым могут быть приурочены тектонически экранированные залежи УВ и зоны литологического замещения пород пермотриаса. Значительный интерес в ПНГО представляют поиски скоплений УВ, обусловленных региональным выклиниванием терригенной юры в целом или же локальным изменением литологического состава отдельных пачек. В этом отношении заслуживает внимания южный склон Ортотюбинского вала, где намечается выклинивание нижне- и среднеюрских отложений, однако условия развития их здесь остаются не изученными. Южный склон вала, осложненный субширотным Крайновским разломом вдоль Терско-Каспийского прогиба, вероятно, характеризуется развитием более полного объема и значительных мощностей терригенных образований юры. Перспективы поисков литолого-стратиграфических залежей нефти и газа определяются здесь также благоприятными условиями миграции УВ из Терско-Каспийского прогиба. Для решения этой проблемы необходимо проведение комплекса региональных работ: МОГТ и параметрическое бурение.

На многих структурах центральной части ПНГО (Юби-

лейная, Солончаковая, Восточно-Сухокумская и др.), где установлена газоконденсатность юрских отложений, выявлены нефтяные залежи в триасе. Повышенное содержание аренов в газоконденсатах юрских залежей свидетельствует о сингенетичности их образования, надежной изолированности и отсутствии или ограниченной миграции УВ из нижележащих триасовых пород. С другой стороны это указывает на благоприятные условия сохранности залежей УВ в ловушках промежуточной геогенерации. С этих позиций заслуживают внимания для поисков нефти в триасовом комплексе все юрские структуры, в которых установлены скопления газоконденсатов с высоким содержанием аренов как в пределах Таловской ступени, где отмечена эта закономерность, так и в других районах рассматриваемой территории (Кумо-сомольская площадь).

Для освоения глубокозалегающих юрских и нижнемеловых отложений определенный интерес представляют и выявленные сейсморазведкой площади Тушиловская и Брянская в прибрежной и юго-восточной части равнины, приуроченные к ранее выделенной единой геоморфологической аномалии.

Каменноугольные сланцы, характеризующиеся повышенным содержанием ОВ и низким — битумоидов, преимущественно асфальтенового или смолисто-асфальтенового состава, в настоящее время находятся на стадии позднего метаморфизма образования (стадия апокатагенеза — A_{1-2}). Характер битумоида и низкое его содержание в породах карбона указывают на эмиграцию легких компонентов в вышележащие толщи, а при условии закрытости — на возможную аккумуляцию преимущественно газообразных УВ в самих породах фундамента. Промышленная газоносность карбонатных отложений нижнего и среднего карбона доказана в Прикаспийской впадине (Астраханский свод). Региональными сейсмометрическими исследованиями ОГТ на южном склоне вала Карпинского в отложениях карбона отмечаются значительные антиклинальные перегибы на глубинах 6—7 км (Н. Т. Кипылов и др. 1980). Подобные перегибы в каменноугольных отложениях следует предполагать над выступами гранитов в Дагестане, где в их пределах, а также вдоль разрывных нарушений могут быть участки повышенной трещиноватости, перекрытые глинистыми породами нижнего триаса (восточная равнины), благоприятные для формирования скоплений газообразных УВ. На первом этапе изучения возможной газоносности каменноугольных пород необходимо планировать геологоразведочные работы в условиях их наиболее приподнятого залегания с учетом наличий гранитных и разрывных нарушений.

Перспективы нефтегазоносности триасовых отложений

ПНГО связываются в первую очередь с Восточно-Манычским прогибом и Таловской ступенью, где фиксируются максимальные мощности и стратиграфические объемы отложений промежуточной геогенерации с благоприятными природными резервуарами в отличие от юго-западной части, где эти отложения характеризуются ограниченностью распространения, выпадением ряда литолого-стратиграфических комплексов, наличием перерывов и несогласий.

Триасовые отложения остаются еще сравнительно слабо изученными. Накопленный опыт геологоразведочных работ свидетельствует о том, что наиболее эффективно геологические задачи при изучении этих отложений решаются при комплексировании сейсморазведки (МОГТ, КМПВ), детальной гравиметрии и параметрического бурения, что необходимо в широких масштабах использовать при исследованиях и малоизученных глубокопогруженных зон.

Как уже отмечалось, сопоставление структурно-геоморфологических исследований (Д. А. Мирзоев, 1960) с результатами последующих геолого-геофизических работ (бурение, МОГТ), показало их довольно удовлетворительную сходимость. В частности, нашли отражение в качестве геоморфологических аномалий (поднятий) такие положительные тектонические элементы по фундаменту и триасовому комплексу как Северо-Кочубеевский, Северо-Соляной и Таловский, что дает основание рассматривать и другие геоморфологические аномалии, не подкрепленные еще геофизическими методами, в качестве объектов для постановки детализационных сейсморазведочных работ, а в отдельных случаях и непосредственно параметрического бурения. В этой связи предлагается бурение следующих параметрических скважин:

Южно-Калининской (Мусса-мечетской) на границе с Калмыцкой АССР. Установленная здесь геоморфологическая аномалия (Мусса-мечетская) приурочена к Южно-Калининскому выступу фундамента, разделяющему Кумскую синклинальную зону на две впадины, что при наличии благоприятных структурно-фациальных условий дает основание предполагать здесь зону нефтегазонакопления. Проектная глубина скважины 4500 м.

Западно-Песчаной в пределах Буйнакского валообразного поднятия между площадями Южно-Буйнакская и Песчаная с проектной глубиной 4800 м.

Восточно-Соляной в 15—20 км юго-восточнее скв. Сев. Соляная, с проектной глубиной 5000 м.

Южно-Кочубеевской (Таловской) в районе сел. Таловское с проектной глубиной 6000 м.

Для постановки работ МОГТ заслуживает внимания также Южно-Тарумовский участок.

Заказ 189

Центральная научная библиотека Академии наук КБАССР

Определенный интерес представляют отложения култайской свиты, характеризующиеся повышенной битуминозностью, где на ряде площадей восточной части равнины (Сев. Кочубей, Песчаная, Центральная и др.) отмечались незначительные, но сравнительно стабильные во времени нефтепроявления. При дополнительных работах по освоению скважин из этих глинисто-карбонатных отложений при создании в них искусственной трещиноватости можно увеличить нефтеотдачу. Коллекторы подобного типа и методы их освоения у нас в стране имеются — это баженитьі Западной Сибири.

В Предгорном Дагестане перспективные мезозойские глубокозалегающие отложения отличаются резко выраженным несоответствием структурных планов от вышележащих палеоген-неогеновых образований. Сложные геологические условия, расчлененный рельеф ограничивают во многих случаях применение здесь сейсморазведки в известных ее модификациях. Изучению глубинного строения в определенной мере способствовали сейсморазведка методом РНП, магнитометрические и особенно гравиметрические исследования, позволившие выявить глубинные разломы, блоковое строение доальпийского фундамента. Весьма перспективным в познании глубинного строения остается метод ОГТ и параметрическое бурение, наиболее четко фиксирующие разрывные нарушения и связанные с ними антиклинальные структуры (профиль Шавдан — Бавтугай, поднятия Алмало, Дмитровское, Аркабаш и др.).

На юго-востоке Предгорного Дагестана, где нефтегазоносность установлена в среднемиоценовых, палеогеновых и меловых отложениях, дальнейшие перспективы связываются со средне- и нижнеюрскими отложениями, характеризующимися слабой геологической изученностью. Задачей геолого-геофизических исследований продолжает оставаться изучение юрского разреза, выяснение соотношений структурных планов средне-нижнеюрских и вышележащих отложений. Открытым остается вопрос о наличии в синклинальных зонах, между Восточной и Западной антиклиналями, мальмских отложений, от решения которого зависят и направления поисков литологически экранированных залежей. С этой целью необходимо осуществлять сейсморазведку МОГТ и параметрическое бурение как в пределах антиклинальных зон, так и в разделяющих их синклиналях — Каранайульской, Бильгадинской, сочетая при этом расположение скважин с уже имеющимися или планируемыми поисковыми по профилям: в Бильгадинском прогибе — Балхасхунук-Дузлак и в Каранайаульском — Шамшаар — Избербаш.

Наиболее сложнопостроенным в пределах складчатого борта Терско-Каспийского передового прогиба является Дагестанский клин, где намечается нарушение четкой линейной выраженности антиклинальных зон, характерной для Южного Дагестана и Чечено-Ингушетии, что обусловлено влиянием на субширотную зональность субмеридиональных дислокаций. Перспективными для поисков нефти и газа в глубокозалегающих зонах оцениваются здесь меловые и юрские отложения. Наиболее перспективными являются антиклинальные зоны внешнего обрамления Дагестанского клина: Наратюбинская, Красноармейская, Богатыревская и др., расположенные на путях миграции УВ из Терско-Сулакской впадины.

Сама же Терско-Сулакская впадина остается до настоящего времени малоизученной территорией, мощность осадочного чехла, сложенного мезо-кайнозойскими отложениями, составляет здесь по данным КМПВ 10—12 км. Освоение этой перспективной области значительно затянулось. Предложения о бурении здесь параметрических скважин и даже сверхглубокой до 7 км в районе Шамхал-Янги-Юрт имеют более 20-летнюю давность (К. С. Магатаев, Д. А. Мирзоев, С. Э. Мусаев, 1960). Основной задачей геолого-геофизических исследований на первом этапе является изучение условий залегания верхнемеловых отложений и литолого-фациальных особенностей миоценовых и олигоценовых образований. Наличие в разрезе среднего миоцена, залегающего здесь на глубинах более 4,5 км или близких к ним, песчаных пачек с хорошими коллекторскими свойствами и признаками нефтегазоносности, а также отдельных сейсмических поднятий позволяют надеяться на открытие здесь скоплений УВ. В этой связи изучение прибортовых зон этой впадины с концентрацией в их пределах основных объемов бурения на площадях Султан-Янги-Юрт, Шамхал-Янги-Юрт, Аксай, Сулак, Богатыревка и др. представляется на первом этапе оправданным (Ф. Г. Шарафутдинов, Л. В. Шалбузова и др. 1980). Однако, для освоения глубокозалегающих горизонтов мезозоя и подготовки фронта поисковых работ на 1985—2000 гг. уже сейчас необходимо изучение разреза мезозоя, геологического строения центральной части впадины бурением параметрических скважин по двум профилям: **западному** по линии Байрам-аул — Герменчик — Кизляр и **восточному** по линии Шамхал-Янги-Юрт — Восточно-Акташская — Тамаза-Тюбе — Александрийская.

Западный профиль — проектная глубина Байрамаульской скважины предлагается — 5800 м со вскрытием отложений верхнего мела (Ф. М. Коршенбаум, 1977). Следующую скважину этого профиля необходимо заложить между с. Бабаюрт и с. Герменчик, приурочив ее местоположение к выявленным геоморфологической (Д. А. Мирзоев, 1959) и газогеохимической (М. К. Курбанов, 1971) аномалиям, где предполагает-

ся несогласное залегание миоценовых и мезозойских отложений, интерпретируемое из несоответствий данных сейсмометрии, указывающих на горизонтальное залегание верхнемиоценовых отложений и гравиметрии — на гомоклинальное залегание мезозойских образований, кроме того работами КМПВ здесь зафиксирован перегиб слоев по горизонту $2K_1$—J. Проектная глубина скважины 7—8 км, даст возможность вскрыть наиболее полный разрез мезозойских отложений. Скважины Байрамаульская и Герменчикская вместе с уже пробуренными Адиль-Отарскими и Курушскими, а также с геотермальной Кизлярской составят единый меридиональный профиль.

По восточному профилю предлагается, помимо Александрийской скв. 2 в пределах Крайновской ступени, бурение еще трех скважин: Шамхал-Янги-Юртовской, Восточно-Акташской и Восточно-Бабаюртовской (с. Тамаза-Тюбе), приурочив их положение к одноименным геоморфологическим аномалиям. Основанием для заложения скважины Шамхал-Янги-Юрт является выявленная здесь сейсморазведкой МОВ структура по сарматским отложениям, имеющая отражение и на дневной поверхности по геоморфологическим признакам и повышенным газогеохимическим фонам. Учитывая влияние Сулакского поперечного подъема, скважины восточного профиля предположительно должны вскрыть палеогеновые отложения не на много ниже таковых в скважинах западного профиля. Бурением этих скважин будет решен вопрос также и о положении зоны выклинивания песчаников миоцена вдоль Крайновской ступени.

Учитывая, что основные перспективы поисков нефти и газа в Дагестане связываются с глубокозалегающими гроизонтами, строение которых остается практически не изученным, целесообразно для познания условий распространения осадочных образований, внутренней структуры фундамента, определения нижней границы нефтегазоносности проведение геофизических исследований ГСЗ, на первом этапе по профилю с. Бежта — г. Кизляр — ст. Артезиан с пересечением основных тектонических элементов Дагестана: мегантиклинорий Б. Кавказа, Терско—Каспийский прогиб и его платформенный склон. Исследования ГСЗ окажут существенную помощь не только нефтяной промышленности, но и решению проблем геотермальной энергетики, а также при расшифровке строения сейсмоактивных зон и других вопросов сейсмологии, связанных с изучением предвестников землетрясений. Все это значительно расширит круг заинтересованных организаций различных ведомств (АН СССР, МНП, Мингео, Мингазпром, Минэнерго и др.) в проведении ГСЗ.

В заключение следует еще раз отметить, что в Дагестане глубокозалегающие зоны характеризуются значительными потенциальными возможностями открытия в них новых месторождений УВ, которые в первую очередь будут связаны с триасовыми и юрскими отложениями ПНГО, юрскими, меловыми и неогеновыми — Терско-Каспийского прогиба. Реализация ресурсов этих горизонтов в полной мере может быть осуществлена при проведении комплекса региональных геолого-геофизических исследований, направленных на всестороннее изучение глубокопогруженных зон Дагестана.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Бурштар М. С., Швембергер Ю. Н., Арбатов А. А., Лоджевская М. И.* Состояние проблемы поисков месторождений нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах старых нефтегазодобывающих районов—М.: ВНЭМС, 1973.
2. *Вассоевич Н. Б., Соколов Б. А.* Современные достижения в развитии осадочно-миграционной теории образования и накопления нефти и газа.— Изв. ВУЗов, Сер. Геология и разведка, 1976, № 5.
3. Геология и нефтегазоносность доюрских образований Восточного Предкавказья. (*Шарафутдинов Ф. Г., Мирзоев Д. А. , Гасангусейнов Г. Г., Ройтман А. А.* и др.). /Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, 1978, вып. 2 (16).
4. *Максимов С. П., Алиев И. М., Дикенштейн Г. Х., Швембергер Ю. Н.* Геологические проблемы развития поисково-разведочных работ на нефть и газ в СССР (обзорная информация).— М.: ВИЭМС, 1980.
5. *Мирзоев Д. А.* Некоторые вопросы глубинного строения мезозойских отложений и перспективы их нефтегазоносности в платформенном Дагестане.— В кн.: Перспективы развития геол.-разведочных работ в Предкавказье. Ставрополь, 1972.
6. *Мирзоев Д. А.* Условия формирования скоплений нефти и газа на больших глубинах в Дагестане. — В кн.: Особенности формирования нефти и газа в глубокозалегающих пластах. — М.: Наука, 1981.
7. Нефтегазоносность глубокопогруженных горизонтов. /Ред. О. А. Черников.— М.: ИГиРГИ, 1978.
8. Поиски и разведка газоносных горизонтов на больших глубинах./ Ред. В. Е. Орел. /Тр. ВННИГаза, Недра, 1974, вып. 46/54.
9. *Чайковская Э. В., Дькова Е. А.* Результативность бурения на большие глубины в США. — Геология нефти и газа, 1971, № 7.

Г. Г. Гасангусейнов,
М. О. Джабраилов

ИТОГИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В 10-й ПЯТИЛЕТКЕ И ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ В ДАГЕСТАНЕ

В результате геологоразведочных работ на нефть и газ, проведенных в VIII—IX пятилетиях, в Дагестане были получены новые принципиальные данные, позволившие определить основные направления этих работ в республике на 10-е пятилетие. Была установлена промышленная нефтегазоносность триасовых отложений в Терско-Кумском нефтегазоносном районе ДАССР, открыты газоконденсатное месторождение Шамхал—Булак и нефтяное месторождение Махачкала — Тарки в отложениях верхнего мела в Предгорном Дагестане.

Основными направлениями геологоразведочных работ на 10-е пятилетие были:

— поиски и разведка залежей нефти и газа в отложениях пермотриаса в Терско-Кумском районе;

— поиски и разведка залежей нефти и газа в отложениях верхнего мела, в пределах зоны внешнего обрамления Дагестанского клина и сочленения его с передовой складчатостью Чечено-Ингушетии.

Наряду с этим в области Дагестанского клина проводились работы по поискам и разведке залежей нефти и газа в нижнемеловых и юрских отложениях на известных структурах.

Геофизические исследования. Региональные сейсмические исследования методом ОГТ проводились, в основном, в Равнинном Дагестане с целью прослеживания отражающих границ в подмеловой толще и выявления эффективности МОВ ОГТ по изучению этой толщи в Восточно-Манычском прогибе и на южном склоне кряжа Карпинского. Всего региональных профилей отработано 3022 пог. км.

Детальные геофизические исследования с целью подготовки структур под глубокое поисковое бурение проводились в Терско-Кумском районе ДАССР, в юго-восточной части Калмыцкой АССР и Предгорном Дагестане методом ОГТ, где кроме того, осуществлялась гравиразведка. Всего было отработано методом ОГТ 12198 пог. км, гравиразведкой — 578 пог. км.

В результате сейсмических исследований в зоне Манычских прогибов по триасовым отложениям выявлен Дадынский вал и в его пределах подготовлены к глубокому бурению значительные по размерам и амплитуде локальные поднятия: Калининское, Бирюзакское, Озерное.

Всего за пятилетие подготовлено сейсморазведкой 18 структур, в том числе 2 — в Предгорном Дагестане (Димитровская, Сафаралинская) по отложениям верхнего мела и 12 — в Терско-Кумском районе Дагестана, 4 — в юго-восточной части Калмыцкой АССР — по отложениям триаса (отражающий горизонт «Т»).

Поисково-разведочное и параметрическое бурение. В 1976—1980 гг. бурение на нефть и газ осуществлялось, в основном, в двух районах — Терско-Кумском и Предгорном Дагестане. В разведке находилось 42 площади, в том числе введено в разведку в 1976—1980 гг. 21 площадь. Из них на 7 площадях осуществлялось только параметрическое бурение, в пределах одной площади (Калининской) — одновременно поисковое и параметрическое бурение.

В бурении находилось 8 параметрических скважин, в том числе 5 скважин начато бурением в 1976—1980 гг. Кроме того, на Тарумовской площади в 1980 г. начата бурением параметрическая скважина 2, с целью изучения и оценки потенциальных гидротермальных возможностей водоносных горизонтов мел-юрских отложений. Выведено из разведки 18 площадей с отрицательными результатами.

В пределах трех структур открыты нефтегазовые месторождения, переданные в разработку. Остальные площади переходят разведкой на 11-ое пятилетие.

Глубокое разведочное бурение в 1976—1980 гг. было осуществлено в объеме 387734 м, в том числе поисково-разведочное — 357894 м, параметрическое — 29840 м.

В результате этих работ сделаны новые принципиальные геологические открытия, расширяющие перспективы дальнейших поисков нефти и газа в Дагестане.

В Терско-Кумском районе Дагестана в пермо-триасовых отложениях открыты 2 месторождения нефти (Южно-Таловское, Кумухское) и 3 залежи нефти на месторождениях Солончаковое, Сухокумское, Южноталовское.

Открыто месторождение Катранное в юрских отложениях и 6 залежей газа в майкопских отложениях на известном месторождении Русский Хутор.

В Предгорном Дагестане открыто Димитровское газоконденсатное месторождение, приуроченное к отложениям верх-

него мела и залежь газа в отложениях верхней юры на Шамхалбулакском месторождении.

Промышленная газоносность верхнеюрских отложений в Предгорном Дагестане и майкопских отложений в Терско-Кумском районе установлена впервые.

Значительно расширена площадь нефтеносности, открытой в 1975 г., залежи нефти в триасовых отложениях на Юбилейном месторождении. Несколько расширена площадь нефтеносности месторождения Махачкала—Тарки, где завершена разведка и запасы нефти утверждены в ГКЗ СССР в 1979 г.

Ввод в разработку открытых в последние годы залежей нефти в триасовых отложениях и перевод скважин на газлифтный способ добычи на месторождении Русский Хутор, в связи с открытием здесь залежей газа в майкопских отложениях, способствовали не только выполнению, но и значительному перевыполнению контрольных цифр по добыче нефти на пятилетие по объединению «Дагнефть».

Таблица 1

Эффективность геологоразведочных работ за 1971—1980 гг. по объединению «Дагнефть»

№№ п/п	Показатели	Единица измерения	1971—1975 гг.	1976—1980 гг.
1.	Объем разведочного бурения	м.	525403	387734
	в том числе:			
	поискового	м.	248006	199249
	разведочного	м.	217738	158645
	параметрического	м.	59659	29840
2.	Затраты в разведочное бурение	тыс. руб.	128209	122390
3.	Количество скважин, законченнных строительством (продуктивных)	скв.	142/58	94/37
	в т. ч.			
	поисковых	скв.	61/17	52/16
	разведочных	скв.	69/40	34/21
	параметрических	скв.	12/1	8/—
4.	Процент продуктивных скважин	%	40,8	39,4
	в т. ч.			
	поисковых	%	27,9	30,7
	разведочных	%	58,0	61,7
	параметрических	%	8,3	—
5.	Средняя глубина законченных бурением скважин	м.	3787	4139

Закончено строительство 94 скважин, из них продуктивных 37 скважин (39,4%), в том числе дали нефть 30 скважин, газ — 7 скважин.

Ниже в таблице 1 приводятся сравнительные показатели эффективности геологоразведочных работ за 1971—1975 гг. и 1976—1980 гг. (табл. 1).

Как видно из приведенных данных, эффективность геологоразведочных работ за 1976—1980 гг. по всем показателям на уровне или выше по сравнению с 1971—1975 гг. Некоторое увеличение стоимости подготовки одной тонны условного топлива (без учета списания) в 1976—1980 гг. объясняется увеличением средних глубин, законченных бурением скважин за эти годы по сравнению с 1971—1975 гг. и ростом тяжести бурения и затрат в связи с этим на бурение одной скважины.

Несмотря на некоторое повышение эффективности геологоразведочных работ, в десятом пятилетии по сравнению с девятым, эффективность их остается все ещё низкой и не отвечает задачам стабилизации и роста добычи нефти в республике.

Низкая эффективность геологоразведочных работ обусловлена следующими обстоятельствами:

— все месторождения, залежи нефти и газа, открытые в 1976—1980 гг. относятся к категории небольших и не обеспечили запланированный на эти годы прирост запасов нефти и газа;

— усложнением геологических условий поисков и разведки залежей нефти и газа в Предгорном Дагестане и Терско-Кумском районе, где из-за больших глубин залегания перспективных комплексов сейсморазведка имеет ограниченные возможности по подготовке структур к глубокому разведочному бурению;

— ограниченным фондом структур, подготовленных к глубокому разведочному бурению и малыми их размерами, что исключает возможность выбора и более обоснованный ввод их в разведку.

За пятилетие были выведены из разведки, в связи с получением отрицательных результатов, 17 структур;

— низким качеством результатов сейсморазведочных работ, вследствие чего ряд поисковых и разведочных скважин оказались пробуренными в неблагоприятных структурных условиях;

ниях средней юры выявлены залежи нефти. Кроме того, зоне Прикумской системы поднятий при проведении сейсм разведочных работ с целью изучения триасовых отложени могут быть выявлены ловушки, связанные с литологически и стратиграфическим выклиниванием мел-юрских отложе ний, а также малоамплитудные поднятия небольших разм ров. Поиски и разведка залежей нефти и газа в предела таких ловушек экономически оправданы, так как в этих отл жениях могут быть обнаружены до 7 самостоятельны залежей нефти и газа.

Перспективными для поисков залежей нефти и газа в ме зозойских отложениях являются также куполовидные подня тия, выявленные сейсморазведкой МОГТ по отражающем горизонту юра-триас в юго-восточной части Калмыцко АССР, к северу от Даргинской площади.

Общий планируемый объем на 11-ое пятилетие в Терско Кумском районе (включая Калмыцкую АССР), согласн Комплексному проекту, составляет 296 тыс. м.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ РАЙОН ПРЕДГОРНОГО ДАГЕСТАНА

Верхнемеловое направление является здесь наиболе перспективным, степень разведанности начальных потен циальных ресурсов по этим отложениям составляет 7,5% Перспективность этого направления подтверждается резуль татми геологоразведочных работ на верхнемеловые отложе ния, полученными в Дагестане и Чечено-Ингушетии.

Эффекитвность поискового бурения на этом направлени в истекшие пятилетия была особенно низкой и составила по количеству продуктивных скважин: в 1971—1975 гг. — 12,5% в 1976—1980 гг. — 5,9%. Объясняется это вводом в разведк не подготовленных площадей, без достаточного обоснования на целом ряде площадей (Шавдан, Тернаир, Чирюрт, Ан дрей-аул, Гиляны, Бавтугай, Дылым, Миатлы) были получе ны отрицательные результаты.

Практика геологоразведочных работ подтверждает, чт верхнемеловые отложения при наличии надежной покрышк являются продуктивными в пределах всех доказанных струк тур. В связи с этим, основным условием, обеспечивающим повышение эффективности геологоразведочных работ, яв ляется повышение качества подготовки сейсморазведкой к глубокому разведочному бурению погребенных структур п отложениям верхнего мела и сосредоточение поискового бурения на наиболее подготовленных площадях.

Улучшение качества сейсморазведочных работ в Пред горном Дагестане может быть достигнуто использованием вибрационных источников; площадных систем наблюдения

приспособленных к условиям местности; цифровых сейсми ческих станций, имеющих большой динамический диапазон, необходимый для получения полноценной информации в районах с высоким уровнем помех, а также использования малогабаритной переносной сейсморазведочной аппаратуры. В целях повышения достоверности сейсморазведок и более обоснованного заложения последующих поисковых и разве дочных скважин рекомендуется проведение на разведуемой площади дополнительных детализационных сейсморазведоч ных работ, основанных на сейсмокаротаже первой скважины.

Поиски залежей нефти и газа в верхнемеловых отложе ниях затрудняется также и тем, что по некоторым скважинам в пределах доказанных структур, пробуренных в поле нефте газоносности, при их испытании не были получены притоки нефти и газа, что связано с отсутствием трещиновитости из вестняков верхнего мела. С целью более достоверной оценки нефтегазоносности верхнемеловых отложений на наиболее подготовленных и перспективных структурах, необходимо бурение не менее двух независимых поисковых скважин, рас положенных в различных структурных условиях.

Поиски залежей нефти и газа в верхнемеловых отложе ниях внешнего обрамления Дагестанского Клина были на чаты и продолжаются вестись без достаточного региональ ного геолого-геофизического изучения погребенной структуры верхнемеловых отложений, несогласно перекрытых палеоген неогеновыми образованиями, что также отрицательно ска залось на результатах поискового бурения и качестве сейсмо разведочных работ. Поэтому, необходимым условием повы шения эффективности геологоразведочных работ является проведение опережающих региональных геологопоисковых работ, включающих параметрическое бурение и комплекс геофизических исследований.

Наиболее перспективно верхнемеловые отложения оцени ваются на Димитровской площади, где предлагается уско рить разведку выявленной газоконденсатной залежи, а так же поиски залежей нефти и газа в пределах отдельных тек тонических блоков.

Перспективно верхнемеловые отложения оцениваются также в зоне внешнего обрамления Дагестанского Клина от месторождения Избербаш на юге до сочленения с передовы ми складками Чечено-Ингушетии (Избербаш, Красноармей ская, Алмало, Новолакская, Чапаевская, Акташ, Аркабаш и участки, прилегающие к ним и открытым месторождениям).

Юрско-нижнемеловое направление геолого разведочных работ в Предгорном Дагестане определилось в 1977 г., когда впервые в валанжин-верхнеюрских отложениях месторождения Шамхал — Булак была открыта газовая за-

лежь. Перспективы нефтегазоносности нижнемеловых и вер
неюрских отложений в Предгорном Дагестане в основно
связываются с зоной распространения карбонатных пор
(благоприятных коллекторов), имеющих развитие лишь
пределах Дагестанского клина.

Степень геолого-геофизической изученности более дре
них (средне-нижнеюрских) отложений, характеризующихс
несогласным залеганием с перекрывающими мел-верхнею
скими слоями, низка и находится на стадии региональны
работ. Слабо изучен разрез и коллекторские свойства сре
не-нижнеюрских отложений, практически отсутствуют св
дения об их внутренней структуре. Очевидно, этим следуе
объяснять низкую эффективность проводившихся ранее ге
логоразведочных работ на площадях Эльдама, Дузлак, Ба
хасхунук, Селли, Хошмензил, Талги и др.

В настоящее время по рассматриваемому направлени
ведется разведка валанжин-верхнеюрских отложений н
месторождений Шамхал—Булак и поисковое бурение н
площади Ачису.

Дальнейшие перспективы нефтегазоносности нижнемело
вых и юрских отложений связываются с завершением развед
ки валанжин-верхнеюрской газовой залежи и поисками их
средне-нижнеюрских отложениях Шамхал-Булакского место
рождения, поисками залежей на площадях Ачису, Чубарар
ка, Махачкала — Тарки, Димитровская. К числу перспектив
ных также следует отнести ряд глубокопогруженных структу
внешнего обрамления Дагестанского клина (Красноармей
ская, Акташская, Аркабашская, Новолакская и др.), гд
перспективные объекты залегают на глубинах 6 и более км

Геологическими предпосылками, позволяющими положи
тельно оценивать перспективы нефтегазоносности средне
нижнеюрских отложений являются: наличие в разрезе неф
тегазопродуцирующих пород — аргиллитов и коллекторов
алевролитов. Полностью юрские отложения в Предгорном
Дагестане ещё не вскрыты ни одной скважиной, остается
совершенно не изученным сейсморазведкой структурный
план средне-нижнеюрских отложений, который не соответст
вует стркутурному плану перекрывающих отложений. Ука
занные причины и большие глубины залегания ограничивают
ведение поискового бурения на эти отложения.

Наиболее перспективными для постановки поискового
бурения на валанжин-верхнеюрские отложения являются
месторождения Махачкала—Тарки, Димитровское, где уста
новлена промышленная нефтегазоносность верхнемеловых
отложений. В качестве первоочередных работ на этих место
рождениях предлагается бурение по одной поисковой сква
жине глубиной 4500 м в сводах структур.

Всего в Предгорном Дагестане в 1981—1985 гг. намечает
ся освоить 138 тыс. м поисковоразведочных и параметриче
ских скважин.

В 1981 г. ИГиРГИ совместно с объединением «Дагнефть»
и Институтом геологии ДагФАН СССР составлен Проект
первоочередных работ на нефть и газ по Терско-Сулакскому
прогибу Дагестана, где перспективы нефтегазоносности свя
зываются с среднемиоценовыми и верхнемеловыми отложе
ниями. Учитывая недостаточную геолого-геофизическую
изученность этих отложений в пределах прогиба, в 1981—
1985 гг. на этой территории предлагается усилить региональ
ные и детальные геофизические исследования, а также
осуществить бурение первоочередных параметрических и
поисковых скважин на площадях Западный Аксай, Северо-
Сулакская, Сулакская, Шамхал-Янгиюрт, Бабаюрт, Алек
сандрийская.

Освоение этого региона связано с бурением скважин
глубиной 6000—6500 м, поэтому особое внимание следует
уделить качественной подготовке площадей и структур
сейсморазведкой к глубокому бурению.

По всем направлениям геологоразведочных работ на
1981—1985 гг. Объединением Дагнефть планируется объем
поисковоразведочного бурения 430 тыс. метров.

Важным условием повышения эффективности геолого
разведочных работ по всем рассмотренным направлениям
является сокращение сроков строительства скважин и улуч
шение их исследований с отбором керна, опробования и ис
пытания перспективных объектов, промыслово-геофизических
исследований и др. с целью получения максимальной геоло
гической информации по каждой скважине.

Осуществление всех намеченных мероприятий позволит
повысить эффективность геологоразведочных работ в Да
гестане в 11-ой пятилетке и создаст реальные возможности
для стабилизации и роста добычи газа и нефти в республике.

М. О. Джабраилов

РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ПЕРМОТРИАСОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ В ДАГЕСТАНЕ

Изучением нефтегазоносности пермо-триасовых отложений в Дагестане стали заниматься с конца 60-х годов в Терско-Кумском нефтегазоносном районе. К этому времени фонд структур, подготовленных сейсморазведкой МОВ по отражающим горизонтам меловых и юрских отложений в пределах района был практически исчерпан.

В связи с отсутствием данных о геологическом строении, литологофациальном составе, коллекторских свойствах, нефтегазоносности, изучение пермо-триасовых отложений было начато с региональных работ (бурения параметрических скважин и сейсмических региональных исследований методом ОГТ).

Впервые бурение с целью изучения триасовых отложений было начато в 1968 году (скв. 1 Северо-Кочубеевская). Систематическое изучение указанных отложений глубоким бурением в пределах района началось с 1972 года.

Первый промышленный приток газоконденсата был получен в октябре 1973 года в Южно-Буйнакской параметрической скважине при испытании известняков анизийского яруса среднего триаса (интервал 4455—4460 м), залегающих непосредственно на гранитном массиве.

По состоянию на 1.01.1982 года на пермотриасовые отложения в пределах Дагестана и юго-восточной части Калмыцкой АССР объединением «Дагнефть» пробурено 418614 м на 31 площади, в том числе на территории Дагестана — 403438 м на 29 площадях и Калмыцкой АССР — 15176 м на 2-х площадях.

Указанная территория закартирована густой сетью меридиональных и широтных профилей МОГТ, позволивших выполнить структурные построения по нижнетриасовым отложениям (отражающий горизонт Т) и размытой поверхности триаса (горизонт J—T).

Сейсморазведкой МОГТ было подготовлено к глубокому разведочному бурению 22 структуры, в том числе 17 на территории Дагестана. В результате выполненного объема работ в пределах Терско-Кумского района ДАССР открыты месторождения: Южно-Буйнакское в 1973 (залежь газоконденсата в анизийском пласте среднего триаса); Юбилейное в 1975 г. (залежь нефти в известняках и кварцитах нефтекумской свиты пермотриаса); Восточно-Сухокумское в 1975 г. (залежь нефти в известняках анизийского яруса среднего триаса); Кумухское в 1970 г. (залежь нефти в известняках и доломитах нефтекумской свиты); Южно-Таловское и Солончаковое в 1978 г. (залежи нефти в отложениях анизийского яруса и нефтекумской свиты), Сухокумское в 1978 г. (залежь нефти в известняках анизийского яруса); Центральное в 1982 г. (залежи нефти в отложениях анизийского яруса и нефтекумской свиты).

Из указанных месторождений три открыты в пределах структур, подготовленных к глубокому бурению сейсморазведкой (Кумухское, Южно-Таловское, Центральное), одно (Южно-Буйнакское) открыто в результате бурения параметрической скважины и четыре месторождения, в пределах которых ранее были открыты залежи нефти и газоконденсата — в меловых и юрских отложениях. Всего по состоянию на 1.09.82 года в отложениях триаса выявлено 12 залежей нефти и газоконденсата на 8 месторождениях.

На ряде других площадей были отмечены интенсивные нефтегазопроявления и получены непромышленные притоки нефти и газоконденсата при испытании триасовых отложений в открытом стволе в процессе бурения и в колонне (Песчаная, Восточно-Песчаная, Душетская, Северо-Кочубеевская и др.).

Всего на 1.01.1982 г. закончено строительством на триасовые отложения 83 поисковоразведочных и параметрических скважин, из которых дали нефть 37 скважин, газ 2 скважины, продуктивность скважин составила 47%.

Количество поисковых скважин, законченных строительством за этот же период составляет 41, из которых дали нефть 16 скважин, газ 2 скважины, продуктивность скважин составляет 44%.

Успешность поискового бурения по числу открытых нефтяных и газовых месторождений составляет 1:3, 5, т. е. из 28 проверенных глубоким бурением площадей на 8 площадях открыты залежи нефти и газа в триасовых отложениях.

Из подготовленных по триасовым отложениям МОВ ОГТ к глубокому разведочному бурению 22 структур проверено бурением 13 структур (Северо-Кочубеевская, Душетская, Южно-Буйнакская, Южно-Таловская, Песчаная, Таловская, Кумухская, Катранная Восточно-Песчаная, Западно-Юбилейная, Центральная, Восточно-Степная, Калининская), из них на 4 структурах (Южно-Буйнакской, Кумухской, Южно-Та-

ловской, Центральной) открыты залежи нефти и газа, успеш
ность составляет 1:3.

Семь структур оказались приуроченными к зоне отсу
ствия коллекторов нефтекумской свиты (Песчаная, Восточно
Песчаная, Душетская, Северо-Кочубеевская, Калининска
Западно-Юбилейная, Таловская).

На Восточно-Степной структуре отмечались катастроф
ческие поглощения при прохождении известняков нефтеку
ской свиты, которые по результатам промыслово-геофизи
ческих исследований характеризуются как водонасыщенны
На четырех структурах (Озерная, Андра-Ата, Даргинска
Равнинная) в настоящее время осуществляется глубокое б
рение с целью поисков залежей нефти и газа в пермотриас
вых отложениях и оценки перспектив их нефтегазоносност
Пять стркутур подлежат проверке глубоким бурением (Ви
ковская, Цудахарская, Бирюзакская, Буйнакская, Север
Калининская). Девять из выявленных залежей были введен
в разработку, всего пребывало в эксплуатации 33 скважин
из которых на 1.09.82 г. работают 27 скважин.

Ввод в разработку открытых в пермотриасовых отлож
ниях залежей нефти сыграл решающую роль в выполнени
и перевыполнении планов. Анализ результатов геологоразв
дочных работ и обобщение накопленных геологогеофизич
ских материалов позволил выявить особенности геологич
ского строения, нефтегазоностности, литологии и коллектор
пермотриасового комплекса в пределах рассматриваем
территории, районировать ее по перспективам нефтегазонос
ности и, исходя из этого, обосновать дальнейшие перспект
вы пермотриасовых отложений, наметить направление геол
горазведочных работ на эти отложения на 11-ое пятилетие
мероприятия по повышению их эффективности.

Основной причиной низкой эффективности геологораз
дочных работ на пермотриасовые отложения следует счита
слабую региональную изученность этого комплекса отлож
ний, характеризующихся сложным геологическим строени
ограниченный фонд перспективных структур, а также ог
ниченную возможность сейсморазведки при подготовке сло
ных по своему строению малоамплитудных структурных фо
на глубинах 4—5 км. Из-за этого качество результат
сейсморазведочных работ низкое. Наглядным пример
в этом отношении могут служить площади Солончаков
Юбилейная, Восточно-Сухокумская, где в процессе развед
было выдано по четыре варианта структурных построен

Значительные несоответствия с данными бурения име
место и на площадях Сухокумской, Южно-Буйнакской,
подтвердились данные сейсморазведки по Калининс
структуре.

Вследствие этого, ряд поисковых и разведочных скважин оказались пробуренными в неблагоприятных структурных условиях.

Отсутствие данных МОВ ОГТ с задачами ПГР привело к тому, что на ряде площадей были пробурены поисковые скважины глубиной от 5000 до 5800 м при отсутствии благоприятных коллекторов нефтекумской свиты.

Необходимым условием для повышения эффективности геологоразведочных работ является повышение качества подготовки структур сейсморазведкой и проведение на слабоизученных территориях опережающего параметрического бурения. К числу последних относятся: юго-восточная часть погребенного Прикумского вала, восточная часть Арбалинско-Артезианского вала и зона сочленения Восточно-Манычского прогиба с кряжем Карпинского.

Наиболее перспективно пермотриасовые отложения, характеризующиеся развитием благоприятных коллекторов, оцениваются в центральной части Равнинного Дагестана, где расположены все открытые в нефтекумской свите и анизийском ярусе залежи нефти и газа.

Дальнейшие перспективы пермотриасовых отложений связываются с разведкой открытых залежей на месторождениях: Южно-Таловском, Солончаковом, Восточно-Сухокумском, Центральном и поисками их на структурах Майской, Буйнакской, Северо-Кочубеевской, Бирюзакской, Витковской, Даргинской, Цудахарской.

В свете данных, полученных в результате бурения скважины 1 Восточно-Степная, доказавшей наличие благоприятных коллекторов в отложениях нижнего триаса (нефтекумская свита) и с учетом результатов опробования указанных отложений в скв. 1 Восточно-Песчаная, где при испытании в открытом стволе были получены незначительные притоки нефти и газа, а также учитывая хорошую корреляцию электрокаротажных разрезов этих скважин, высоко оцениваются перспективы нефтегазоносности триасовых отложений в пределах структур, приуроченных к этой зоне. На Восточно-Песчаной структуре, на первом этапе предлагается заложить поисковую скважину 2, восточнее скв. 1, которую необходимо пробурить с обязательным спуском эксплуатационной колонны и испытанием объектов, давших нефть и газ в колонне с применением методов воздействия на пласт и интенсификации притока.

Анализ тектонического строения платформенного осадочного чехла и пермотриасового комплекса показывает, что многим структурам по мел-юрским отложениям на глубине в триасовых отложениях соответствуют более высокоамплитудные поднятия. Структуры платформенного осадочного

чехла имеют в принципе унаследованный характер, т. е. формировались в пределах более древних поднятий, сложенных пермотриасовыми отложениями, или связаны с приподнятыми блоками (выступами) фундамента. Подтверждением этому являются месторождения Юбилейное, Солончаковое, Восточно-Сухокумское, Сухокумское, в пределах которых установлена промышленная нефтегазоносность мел-юрских и триасовых отложений.

Исходя из выявлений закономерности, наиболее перспективно триасовые отложения оцениваются на структурах, где по данным бурения по мел-юрским отложениям выявлены залежи нефти и газа. (Восход, Дахадаевская, Уллубиевская, Степная, Равнинная).

Результаты обобщения геолого-геофизических материалов показывают, что наряду с поисками залежей, приуроченных к ловушкам структурного типа, рассматриваемая территория перспективна также для поисков литолого-стратиграфических залежей в условиях выклинивания карбонатных пород нефтекумской свиты в юго-западной части Таловского валообразного выступа (Таловская, Западно-Юбилейная и др.).

Особый интерес представляет в этом отношении район, приуроченный к югу — юго-западу от Даргинской структуры, где данными сейсморазведки выявлена значительная по протяженности зона выклинивания триасовых отложений.

Согласно утвержденному МНП Комплексному проекту геологоразведочных работ на 1981—85 гг. по Дагестану поиски и разведка залежей нефти и газа в пермотриасовых отложениях Терско-Кумской равнины Дагестана и юго-восточной части Калмыцкой АССР рассматривается как одно из основных направлений геологоразведочных работ.

Проведение геологоразведочных работ с учетом полученных результатов и выявленных закономерностей позволит обеспечить рост их эффективности.

В. И. Коновалов, В.А. Станулис, В. Ф. Хлуднев

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОИСКОВОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА МЕЗОЗОЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ В ТЕРСКО-СУНЖЕНСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ РАЙОНЕ

В пределах Чечено-Ингушской, Северо-Осетинской и частично Кабардино-Балкарской АССР расположен один из старейших районов нефтедобычи Союза — Терско-Сунженский. Впервые нефть здесь была получена в 1893 г. из отложений среднего миоцена. В последующие годы был открыт целый ряд многопластовых месторождений с залежами нефти в песчаных гранулярных коллекторах карагана и чокрака. Преобладающим типом залежей являлись пластовые сводовые, обычно тектонически нарушенные, а также тектонически и реже литологически экранированные, но приуроченные к отдельным элементам структурных ловушек.

Все основные залежи были приурочены к структурам Терско-Сунженской антиклинальной зоны, а максимальными запасами нефти и накопленной добычей характеризовались три главнейших месторождения — Октябрьское, Старогрозненское и Малгобек-Вознесенское. Глубины залегания миоценовых залежей не превышали 1500—2000 м, и лишь отдельные из них были выявлены на глубинах от 3000 до 4000 м (Гойт-Корт).

До середины 50-тых годов вся нефть добывалась только из карагано-чокракских отложений, а максимальная добыча была достигнута в 1931 г. и составила 8,1 млн. т.

С конца 20-х и по 50-тые годы включительно, наряду с поисками новых месторождений и залежей в отложениях среднего миоцена, проводилось поисковое бурение в Черногорской и Терско-Сунженской зонах на нижнемайкопские (олигоценовые) отложения, промышленная нефтеносность которых была установлена ранее в Краснодарском крае, Однако, несмотря на многочисленные нефтегазопроявления и получение на отдельных площадях кратковременных фонтанов нефти (Бенойской, Карабулакской, Старогрозненской), из-за отсутствия удовлетворительных коллекторов, промышленных скоплений углеводородов в майкопских отложениях выявлено не было и поиски в них прекращены. Глубины

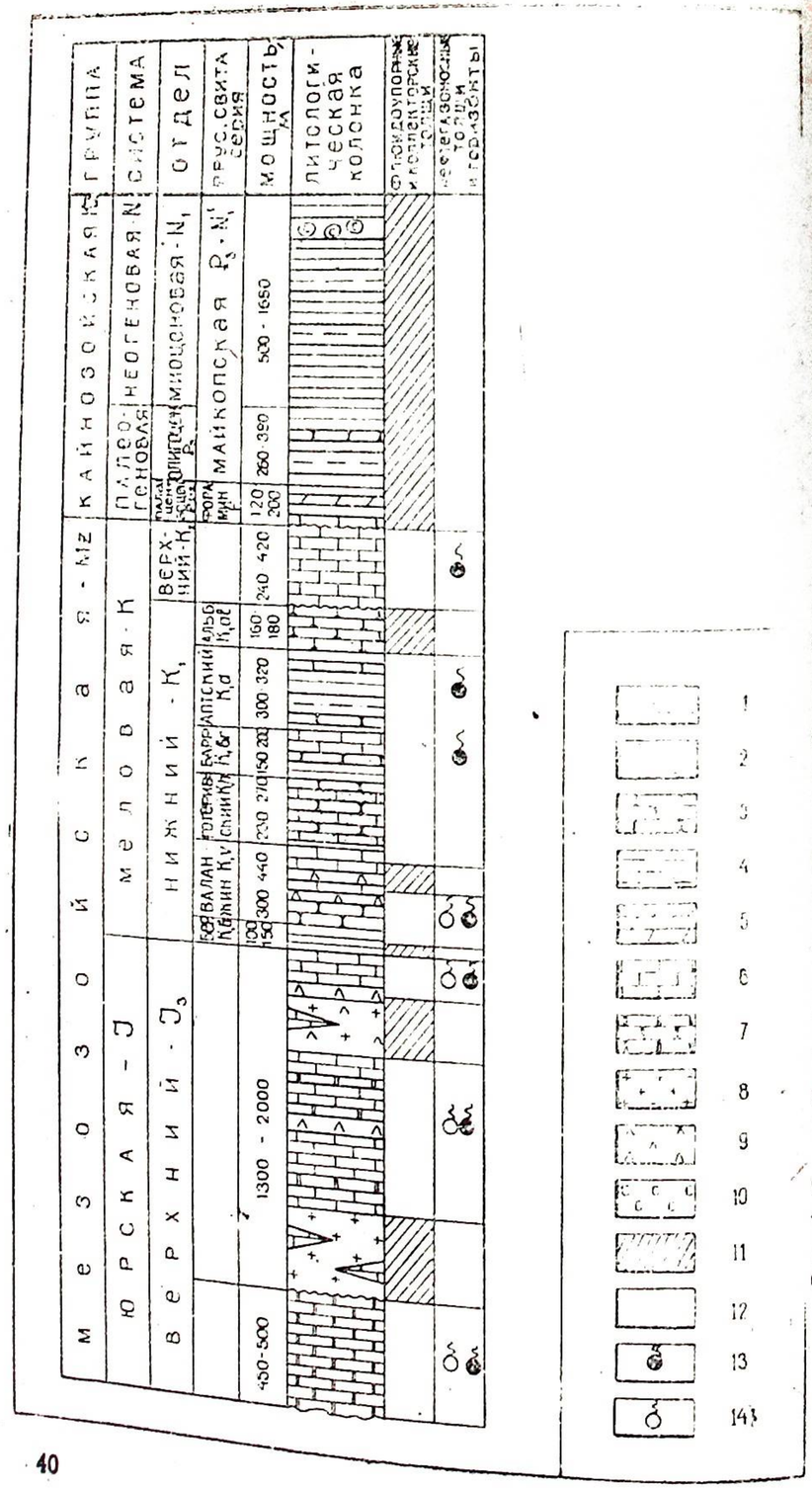


Рис. 1. Сводный стратиграфический разрез Терско-Сунженского нефтегазоносного района.

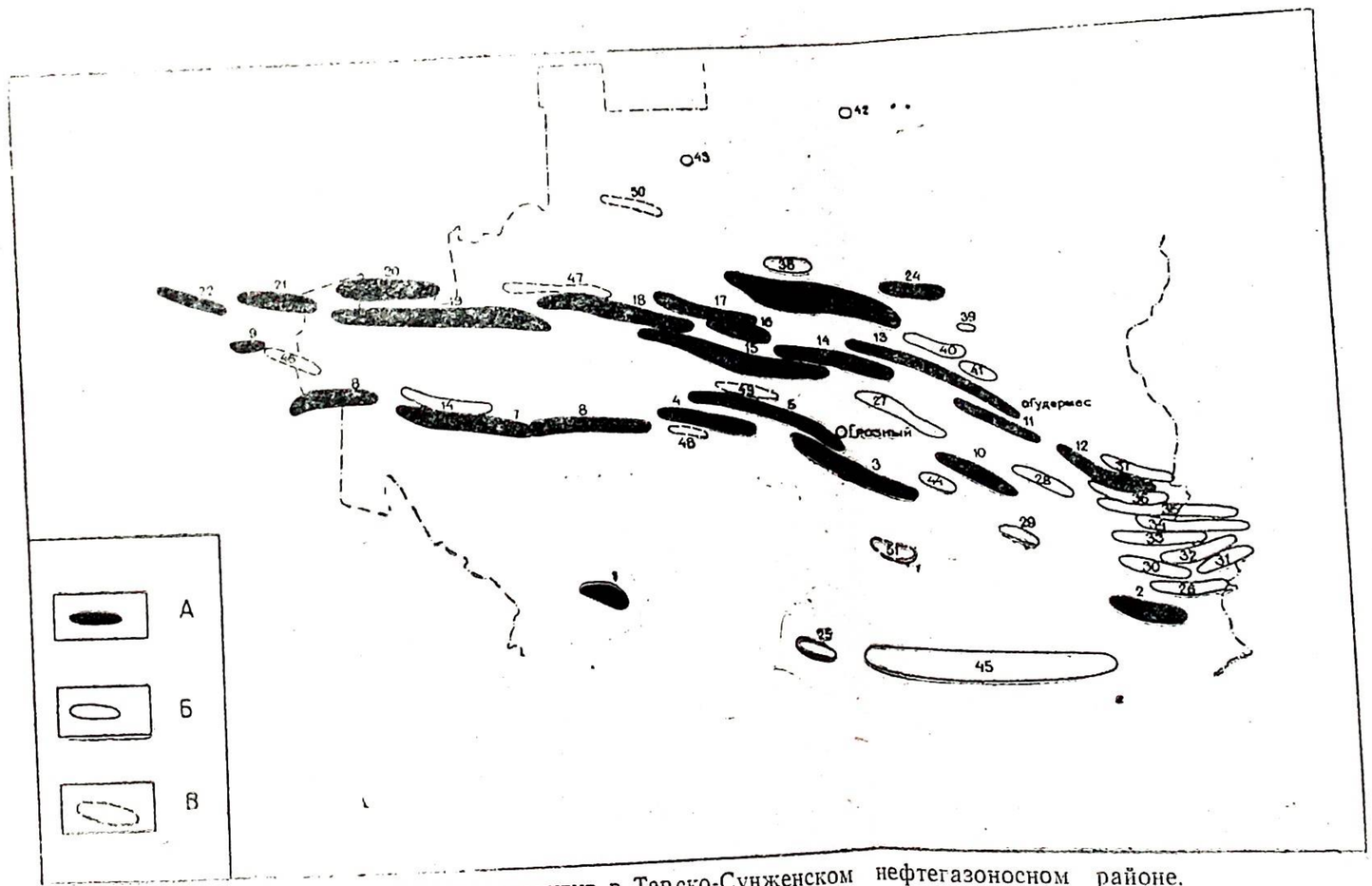


Рис. 2. Схема расположения структур в Терско-Сунженском нефтегазоносном районе.

А — структуры с установленной нефтегазоносностью: 1 — Датыхская, 2 — Бенойская, 3 — Октябрьская, 4 — Андреевская, 5 — Старогрозненская, 6 — Серноводская, 7 — Карабулак-Ачалукская, 8 — Заманкульская, 9 — Харбижинская, 10 — Ханкальская, 11 — Восточно-Гудермесская, 12 — Западно-Гудермесская, 13 — Брагунская, 14 — Горячеисточненская, 15 — Хаян-Кортовская, 16 — Минеральная, 17 — Северо-Минеральная, 18 — Эльдаровская, 19 — Малгобек-Вознесенская, 20 — Северо-Малгобекская, 21 — Ахловская, 22 — Арак-Далатарекская, 23 — Правобережная, 24 — Червленная. Б — прогнозные структуры: 25 — Сюретская, 26 — Северо-Бенойская, 27 — Петропавловская, 28 — Белореченская, 29 — Восточно-Октябрьская, 30 — Саясановская, 31 — Зандакская, 32 — Граничная, 33 — Ножай-Юртовская, 34 — Гилянская, 35 — Мескетинская, 36 — Южно-Гудермесская, 37 — Кошкельдинская, 38 — Салкушинская, 39 — Южно-Червленная, 40 — Северо-Брагунская, 41 — Терская, 42 — Бархатная, 43 — Бурунная, 44 — Северо-Октябрьская, 45 — Варандийская. В — структуры с отрицательными результатами поискового бурения: 46 — Северо-Заманкульская, 47 — Северо-Эльдаровская, 48 — Заканская, 49 — Северо-Старогрозненская, 50 — Алпатовская, 51 — Предгорненская.

собенностями проявления диапиризма. Сейсморазведочные аботы на этом этапе играли лишь вспомогательную роль. Они проводились преимущественно в модификации МОВ НП и давали определенные представления лишь о харак- ере строения далеких крыльев поднятий по отражающему оризонту палеоген-верхний мел. Ни одной структуры, отно- ящейся к разряду основных для Терско-Сунженской зоны ислокаций, сейсморазведочными работами по слоям мела- алеогена подготовлено не было.

Второй этап поисков залежей в мезозое тесно связан разбуриванием тех структур и структурных осложнений, оторые ранее не были известны, относятся к категории огребенных и выявлялись или подготавливались сейсмораз- едочными работами. Последние выполнялись в модифика- ии МОВ ОГТ с применением сейсмостанций с цифровой за- исью и машинной обработкой материалов, то-есть с более ысокими разрешающими способностями. К таким структу- ам (по верхнему мелу) в частности относятся Северо-Заман- ульская, Северо-Малгобекская, Минеральная, Северо-Ми- еральная, Северо-Брагунская, Андреевская, Ханкальская, Предгорненская, Алпатовская и другие, то есть так называе- ые «структуры-спутники» и локальные погребенные подня- ия. К сожалению, длительные сроки подготовки таких труктур трестом «Грознефтегеофизика» к глубокому буре- нию и отсутствие резервного фонда подготовленных струк- ур вынуждают объединение «Грознефть» приступать к бу- ению скважин даже в пределах выявленных антиклиналь- ых перегибов на базе переинтерпретации всех имеющихся еолого-геофизических материалов, выполняемых геологиче- кими службами объединения и его предприятий.

Следует отметить, что строение всех мезозойских залежей до верхнеюрских «надсолевых» включительно, является по- обным, что облегчает ведение поисковоразведочных работ ри знании структурного плана по кровле верхнемеловых от- ожений. В то же время в «подсолевой» толще верхней юры (оксфорд-кимеридж) ожидаются залежи, приуроченные к структурам со смещением сводов относительно вышележа- щих пород и своими особенностями строения, что при отсут- ствии соответствующих сейсмоматериалов делают их поиски весьма сложными.

Если исключить из рассмотрения те поисковые скважи- ны, которые фактически выполняли задачи структурно-про- фильных и параметрических и закладывались не на анти- клинальных поднятиях (скважины Аргунского и Ассинского профилей, Межхребтовые и др.), то поиски залежей нефти в мезозое проводились всего на 30 структурах (рис. 2). Из при- веденных выше материалов следует, что достоверность их

глубинного строения была самой различной и в целом не
кой. Из всех структур, пребывавших в разведке бурение
отрицательные результаты были получены по шести (Зака
ской, Северо-Эльдаровской, Северо-Старогрозненской, Ал
юртовской, Предгорненской, Северо-Заманкульской). Так
образом, «коэффициент успешности» разведки (Ку) состав
75%.

По результатам поисковоразведочных работ в разре
мезозоя к настоящему времени выделены 4 самостоятельны
региональных объекта поисков: верхнемеловой, аптский, в
ланжин-верхнеюрский «надсолевой» и верхнеюрский «подс
левой», изученность их бурением различна и резко снижает
стратиграфически сверху вниз.

Поиски залежей в верхнем мелу завершены на 30 стру
турах, а отрицательные результаты получены по 7 площадя
Алпатовской, Арак-Далатарекской, Датыхской, Северо-Ст
рогрозненской, Северо-Заманкульской, Заканской и Пре
горненской, Ку составил 76%.

Аптские отложения вскрыты и опробованы или получи
оценку по геофизическим данным на 17 структурах, а отр
цательные результаты получены по 6 площадям: Алпато
ской, Северо-Малгобекской, Минеральной, Арак-Далатаре
ской, Харбижинской и Бенойской, Ку — 65%.

Валанжинские-верхнеюрские «надсолевые» отложени
изучены бурением на 7 структурах: Малгобек-Вознесенско
Арак-Далатарекской, Харбижинской, Заманкульской, Кар
булак-Ачалукской, Бенойской и Датыхской. Промышленны
притоки углеводородов не получены на Карабулак-Ачалу
ской и Бенойской площадях Ку составил 71%.

Подсолевые верхнеюрские отложения вскрыты и опр
бованы пока лишь на 2-х площадях: Датыхской и Бенойско
причем на последней с отрицательными результатами, Ку о
ределился в 50%.

Из 38 выявленных месторождений и залежей две расп
ложены в Черногорской (Датыхская и Бенойская площади
две в Притеречной (Правобережная и Червленная площади
а все остальные в зоне Терско-Сунженских дислокаций. Т
кое соотношение в распределении месторождений и залеж
по структурно-тектоническим зонам, очевидно, отражает
только их объективную перспективность, но и, в значител
ной степени, их фактическую изученность сейсморазведо
ными работами и бурением.

На глубинах до 3,0 км выявлено всего 6 месторожден
и залежей, в том числе в верхнем мелу 4 залежи (Карабула
Ачалукская, Заманкульская, Бенойская, Малгобек-Вознесен
ская) и в нижнем мелу две (Датыхская и Карабулак-Ача
лукская). На открытие одного месторождения или залежи

среднем затрачено 1,8 скважины (поисковых скважин, выпол-
нивших свое геологическое назначение).

На глубинах от 3,0 до 4,5 км открыто 17 месторождений
и залежей, в том числе 9 в отложениях верхнего мела (Ах-
ловская, Эльдаровская, Хаян-Кортская, Горячеисточненская,
Брагунская, Серноводская, Старогрозненская, Харбижин-
ская, Октябрьская), 5 в отложениях апта (Малгобек-Возне-
сенская, Хаян-Кортовская, Заманкульская, Эльдаровская,
Ахловская), две в валанжине-«надсолевой» верхней юре
(Заманкульская и Малгобек-Вознесенская) и одна ниже
«солевой» верхней юры (Датыхская). На открытие одной за-
лежи было также затрачено в среднем 1,8 поисковых сква-
жины.

На глубинах от 4,5 до 5,8 км, открыто 16 месторождений
и залежей, в том числе 9 в верхнем мелу (Правобережная,
Северо-Малгобекская, Минеральная, Северо-Минеральная,
Западно-Гудермесская, Восточно-Гудермесская, Андреевская,
Ханкальская, Червленная), 4 в апте (Горячеисточненская,
Брагунская, Старогрозненская, Октябрьская) и 3 в валан-
жине-«надсолевой» верхней юре (Малгобек-Вознесенская,
Харбижинская и Арак-Далатарекская). В среднем на откры-
тие одного месторождения или залежи на этих глубинах за-
трачивалось около 2-х поисковых скважин, в том числе в
верхнем мелу 1, 5 скважины, а в апте и валанжине-«надсоле-
вой» верхней юре по 2,2 скважины.

Приведенные материалы свидетельствуют, что несмотря
на то, что более 40% всех открытых месторождений и зале-
жей мезозойской нефти залегают на глубинах свыше 4,5 км
и наблюдается постоянное возрастание средних глубин поис-
коворазведочных скважин, составивших за 1981 г. уже
5400—5800 м, эффективность поискового бурения по коли-
честву скважин, задалживаемых на открытие одного место-
рождения или залежи, остается высоким и сохраняется на
уровне двух скважин.

Залежи ,выявляемые в разрезе мезозоя, по своей практи-
ческой значимости весьма неравноценны. В силу слабых
изоляционных свойств флюидоупоров над аптскими и валан-
жин-верхнеюрскими «надсолевыми» залежами, а также ряду
других обстоятельств, залежи углеводородов в этих отло-
жениях по запасам и продуктивности на порядок уступают
верхнемеловым. Поэтому в настоящее время основные перс-
пективы стабилизации нефтедобычи связываются с погребен-
ными верхнемеловыми структурами в восточных районах
Чечено-Ингушетии и с «подсолевыми» карбонатными тол-
щами верхней юры в западной части зоны Терско-Сунженских
дислокаций, а также в Черногорской тектонической зоне.

В. М. Пирбудагов
О. В. Пирбудагов

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПОИСКОВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НА НЕФТЬ И ГАЗ СТРУКТУР В ДАГЕСТАНЕ

Почти все открытые на территории Дагестанской АС месторождения нефти и газа приурочены к антиклинальны складкам. В связи с этим определенный интерес предст ляет анализ фонда структур для поисков залежей УВ, из нение его во времени, степень подтверждаемости предпо гаемых поднятий бурением, оценка методов подготовки стр тур и т. д.

Фонд структур по принятой в 1960 г. статистической четности включает три категории структур; перспективны подготовленные к разведке и находящиеся в глубоком по ковом и разведочном бурении. К последним относятся п щади с установленной продуктивностью, но еще не подгото ленные для передачи в промышленную разработку, хотя них осуществляется добыча нефти и газа. В этом разря многие месторождения находятся по 4—6 лет и более.

На наш взгляд, площади с установленной нефтегазоно ностью при разведке новых горизонтов целесообразнее в делять в самостоятельную категорию как продуктивны структуры (или месторождения), находящиеся в разведк После получения промышленных притоков УВ в эту кат горию должны переходить находящиеся в разведочном бур нии структуры. Таким образом, будут четко разграничен месторождения и поднятия с невыявленной еще нефтегазоно ностью.

Общее число структур, в различные годы привлекавш внимание нефтяников и относившихся к перспективным территории Дагестана и прилегающего шельфа Каспийског моря превышает 170. В глубоком бурении пребывало структур, на 39 из которых открыты залежи нефти, газа газоконденсата. Из фонда перспективных или подготовле ных к разведке выведены 45 структур без бурения в резул тате пересмотра геолого-геофизических материалов, отриц тельных результатов разведки на соседних площадях и малой перспективности.

Количество фондовых структур заметно менялось в

времени. До 1960 г. в фонде обычно числилось до 20—30 площадей, в 1966—1972 гг. их количество превышало 80, а в последние годы снизилось примерно вдвое. Увеличение фонда структур было связано с освоением нового нефтегазоносного района на севере Дагестана. Уменьшение их числа в 1977—1981 гг. вызвано трудностями выявления и подготовки к разведке новых площадей, более строгим отбором перспективных поднятий, за счет которых проходило наиболее резкое изменение количества фондовых структур. За последние 20 лет число подготовленных и находящихся в разведке площадей колебалось в более узком интервале — 25—50, из них в глубоком разведочном бурении ежегодно находилось по 15—25 структур.

Между динамикой добычи УВ и фондом структур прослеживается прямая зависимость, причем возрастание числа фондовых площадей несколько опережает рост добычи нефти и газа. Более четко эта зависимость проявляется при сравнении графика добычи УВ с количеством подготовленных и находящихся в разведке структур (рис. 1). После падения добычи число перспективных площадей уменьшается с некоторым запозданием, что объясняется, возможно, снижением требований к перспективным структурам в период подъема, успехов в открытии и освоении новых месторождений УВ.

В Дагестане выделяются два нефтегазоносных района: Прикумский и Предгорный Дагестан. Первый из них приурочен к Предкавказской эпигерцинской платформе, второй — к Терско-Каспийскому передовому прогибу. Геологическое строение, стратиграфический диапазон нефтегазоносности, условия формирования залежей УВ, особенности подготовки поднятий в нефтегазоносных районах существенно отличаются друг от друга. В связи с этим целесообразно рассмотреть фондовые структуры каждого района отдельно, сравнить эффективность методов подготовки поднятий.

Дагестанский сектор Терско-Каспийского передового прогиба относится к одному из старейших нефтегазодобывающих районов страны, где в прошлом столетии процветал колодезный способ добычи нефти. На обширной территории, охватывающей полосу предгорий Кавказских гор, Терско-Сулакскую низменность, Приморскую равнину и прилегающую акваторию Каспийского моря, внимание геологов привлекало более 90 площадей, из них 10 морских. Здесь открыто 15 месторождений нефти, газа и газоконденсата. На 24 площадях, пребывавших в разведке не было выявлено промышленных залежей УВ. Без бурения из фонда была исключена 31 структура.

В дореволюционное время добыча нефти в Дагестане ве-

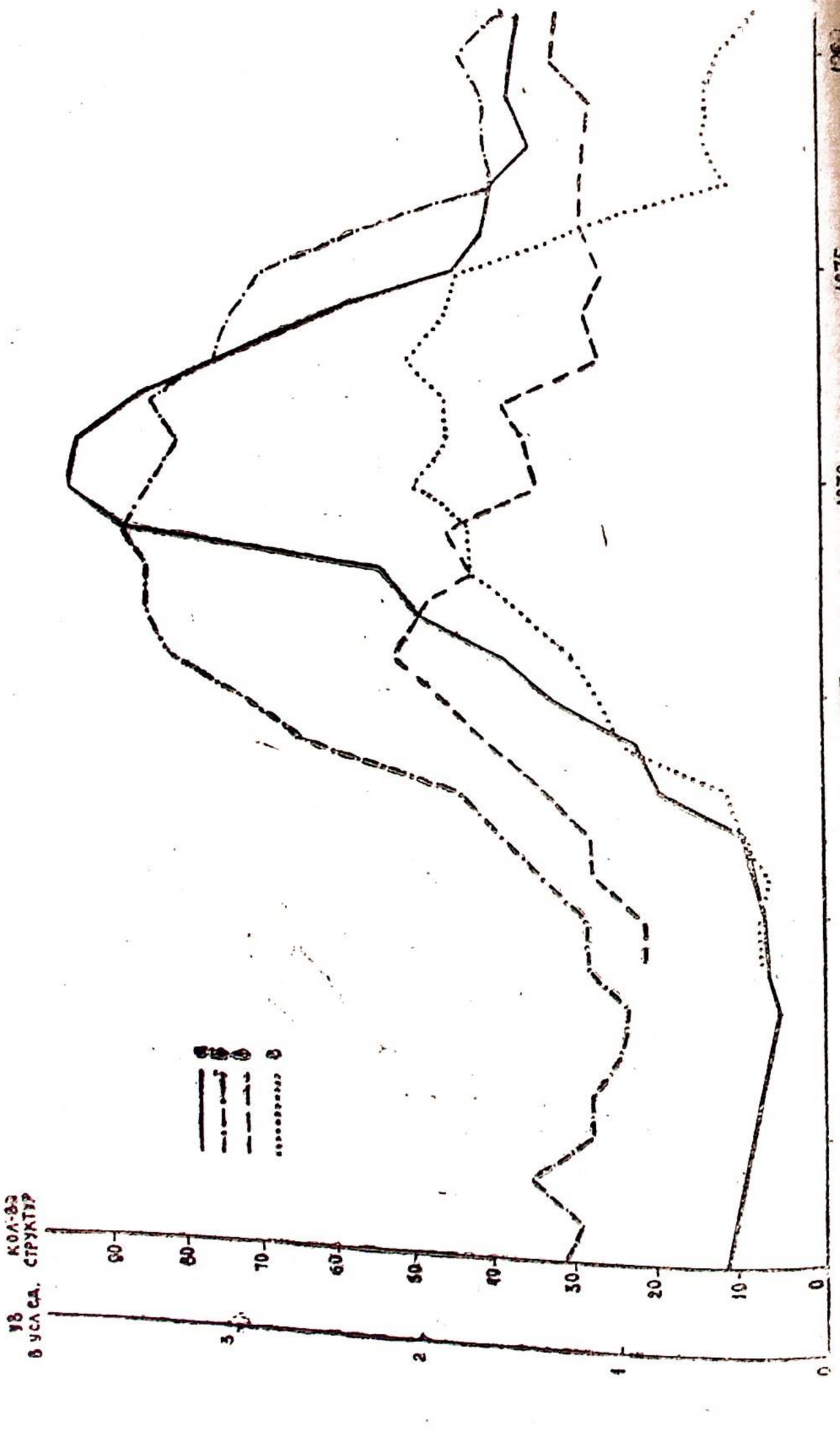


Рис. 1. График изучения количества

лась без серьезного геологического обоснования, скважины обычно закладывались наугад вблизи естественных выходов нефти, результаты бурения промышленники держали в секрете, заботясь о максимальном извлечении нефти. В результате хищнической эксплуатации залежей скважины быстро обводнялись, дебиты падали, и во втором десятилетии XX века нефтяной промысел пришел в упадок. Никаких геологических материалов, представляющих интерес для дальнейшего изучения района, не сохранилось.

Целенаправленное геологическое изучение территории Предгорного Дагестана началось в советское время, для разведки на нефть и газ были рекомендованы конкретные структуры. Основным методом подготовки поднятий к бурению в 20—40-е годы являлась геологическая съемка в комплексе с мелким картировочным бурением, геоморфологическими, гидрогеологическими, гравиметрическими и другими видами исследований. Подготовка перспективных площадей к разведке продолжалась, как правило, более 5 лет. Почти все поднятия, рекомендованные геологосъемочными работами к разведке, были подтверждены бурением, нефтяные и газовые скопления обнаружены в среднемиоценовых и палеогеновых отложениях на площадях Дагестанские Огни, Ачису, Каякент, Избербаш, Махачкала и др. Менее успешно прошел поиск литологически экранированных ловушек, промышленные скопления нефти были найдены только на одной площади (Тернаир), а на других — получены отрицательные результаты (Уйташ, Тарки, Каспийск и др.).

Большинство подготовленных к разведке структур в середине XX века было изучено бурением или находилось в бурении. Геологическая съемка, столь эффективная в прошлые годы, практически исчерпала свои возможности для оконтуривания поднятий. Более широкое развитие получают геофизические методы (сейсмические, электрические, высокоточная гравиметрия и др.) и структурное бурение. Глубокое разведочное бурение велось на известных уже месторождениях с целью опробования более глубоких горизонтов и на новых площадях. Небольшие залежи нефти и газа были открыты в нижнемеловых отложениях (Берикей, Дузлак, Хошмензил и др.), доказана промышленная нефтегазоносность верхнемеловых известняков (Селли, Гаша, Ачису). Эти открытия дагестанских нефтяников, особенно Селлинские фонтаны из карбонатных пород верхнего мела, имели принципиальное значение для оценки перспектив мезозойских отложений Юга СССР и привели к выявлению скоплений УВ. В последующие годы была установлена продуктивность известняков верхнего мела на площадях Махачкала, Тарки, Димитровская и др. Принципиальное значение для оценки

перспектив нефтегазоносности Дагестанского клина им
выявление промышленных скоплений газа в меловых и ве
неюрских образованиях на площади Шамхал-Булак.

Из-за сложности геологического строения Предгорн
Дагестана, несоответствия структурных планов по разл
ным стратиграфическим горизонтам, сильной расчлененно
рельефа, геофизические методы давали ошибочные заклю
ния о положении локальных поднятий. Многие геофизичес
структуры не подтвердились глубоким бурением. Неэфф
тивным в подготовке к разведке поднятий оказалось и стр
турное бурение, от которого пришлось отказаться. В стр
турных скважинах проходило испытание ряда перспект
ных горизонтов мела, однако опробование карбонатных пл
тов требует специальной, часто длительной подготов
Возможно, что из-за некачественного испытания были про
щены залежи УВ в известняках верхнемелового возраст
проходка которых сопровождалась интенсивными нефтега
проявлениями (Карабудахкентская, Восточно-Капчугайска
Миатлинская и др.). Не подтвердились бурением геофи
ческие структуры на платформенном склоне Терско-Касп
ского прогиба (Куруш, Бабаюрт, Адильотар), однако бы
подняты нефтенасыщенные керны из чокракских отложен
что свидетельствует о возможной нефтегазоносности эт
территории.

Достоверность подготовленных структур, результати
ность их опоискования определяются различными коэфф
циентами. При анализе фондовых структур Дагестана прин
ты рекомендованные ВНИГНИ коэффициенты: подтвержда
мости поднятий ($К_п$), успешности ($К_у$) и удачи ($К_уд$
$К_п$ представляет отношение числа поднятий, доказанны
глубоким бурением, к общему числу проверенных и выведе
ных из фонда структур. $К_у$ равен отношению числа мест
рождений к числу подтвердившихся поднятий. $К_уд$ состав
ляет произведение $К_п$ и $К_у$ или отношение количеств
открытых месторождений к числу проверенных и выведенны
из фонда структур. При анализе фонда подготовленны
структур Дагестана учитывались площади, где проводилос
параметрическое бурение на предполагаемых поднятиях,
исключались площади, на которых велась разведка экран
рованных залежей.

$К_уд$ в Дагестанском секторе Терско-Каспийского проги
ба составляет 0,38. $К_у$ равен 0,7, на его снижение повли
ли, главным образом, отрицательные результаты разведк
юрских отложений на площадях Эльдама, Талги, Иргартба
и др. Еще меньше значение $К_п$ — 0,54, т. е. почти полови
предполагавшихся поднятий не подтвердилась глубоки
бурением. Более подробно остановимся на $К_п$, изменени

его значений в зависимости от типа структур, методов их поиска. Поднятия, подготовленные геологической съемкой с применением мелкого структурно-картировочного бурения, геоморфологических исследований, как правило, подтверждаются глубокими скважинами и имеют высокое значение $К_п$ — 0,9. Геологические методы пригодны для оконтуривания сквозных структур, отражающихся в выходящих на поверхность горизонтах. Для нахождения погребенных поднятий, скрытых под толщей современных и неогеновых образований, широкое применение получили геофизические методы и структурное бурение, но последнее оказалось малоинформативным из-за значительных глубин предполагаемых поднятий. Детальные сейсмические работы проводятся на участках, где по региональным геологическим построениям, геоморфологическим признакам намечаются поднятия, выявляются аномалии по данным гравиметрической и магнитометрической разведки. $К_п$ для погребенных структур, подготовленных геологическими и геофизическими методами, довольно низок — менее 0,2. Отсюда можно заключить, что удовлетворительные способы выявления погребенных поднятий в центральной и платформенной частях Терско-Каспийского прогиба отсутствуют.

Более 30 площадей Терско-Каспийского прогиба исключено из фонда перспективных структур без проведения разведочного бурения. Правильность вывода большинства из них не вызывает сомнения, однако на некоторых площадях следует провести дополнительные исследования, чтобы окончательно убедиться в их бесперспективности. К таким площадям, на наш взгляд, следует отнести Восточно-Капчугайскую, Сергокала-Карабудахкентскую группу складок и др.

Анализ фонда подготовленных структур в Дагестанском секторе Терско-Каспийского прогиба показывает, что отсутствие достоверных методов выявления погребенных поднятий приводит к вводу в разведку недостаточно обоснованных площадей, что снижает эффективность геологоразведочных работ. С усовершенствованием сейсмических методов разведки следует шире применять и развивать детальные структурно-геоморфологические, геохимические и другие геофизические исследования.

Освоение нефтяных богатств платформенной части Дагестана началось два с небольшим десятилетия назад. За сравнительно короткий срок здесь открыто 24 месторождения нефти, газа и газоконденсата. В фонде структур пребывало 78 поднятий (с территорией Южной Калмыкии, где объединением «Дагнефть» ведется глубокое бурение). 12 площадей исключены из фонда без бурения по данным дополнительных и детальных работ, по результатам испытания скважин

4 Заказ 189

на смежных структурах и т. д. На 26 площадях, пребы
ших в глубоком бурении, не было получено промышлен
притоков УВ. Остальные структуры числятся в перспек
ных, подготовленных или находящихся в глубоком разве
ном бурении.

Промышленная нефтегазоносность нижнемеловых и
ских отложений Прикумского района была доказана пер
ми скважинами, пробуренными на площадях Южносухок
ская, Русский Хутор, Сухокумская и др. Благодаря э
открытиям Прикумский район занял ведущее положен
Дагестане по добыче нефти и газа и уверенно продолж
сохранять его до сих пор. В последующие годы промыш
ные притоки УВ из нижнемеловых и юрских образова
были получены на площадях Степная, Перекрестная, Р
нинная, Мартовская, Дахадаевская, Эмировская, Майс
и др., газовые залежи обнаружены в палеогеновых отло
ниях (Русский Хутор). Дислоцированность юрских и особ
но меловых слоев в восточном и южном направлен
оказалась значительно слабее, чем предполагалось, те
подготовки новых структур не соответствовали возраст
щим объемам бурения.

Открытие залежей УВ в пермотриасовых отложен
(Южно-Буйнакская, Юбилейная, Кумухская, Сухокумск
Солончаковая и др.) в какой-то мере стабилизировало дос
чу нефти, приостановило наметившийся спад в проведе
геологоразведочных работ, раскрыло новые перспекти
Прикумского района (2,5). Поиск скоплений УВ в пермотр
совых образованиях имеет свои особенности, по сравне
с разведкой вышележащих комплексов, т. к. для них хар
терно несоответствие структурных планов, значительная г
бина залегания продуктивных горизонтов (около 4000 м
более), менее благоприятные сейсмогеологические усло
и т. д.

Характерной чертой локальных поднятий Прикумск
района является их выполаживание от древних горизон
к более молодым до полного исчезновения складчатых фо
в неогеновых и современных образованиях. Изучение глуб
ной тектоники района и поиск погребенных структур про
дится различными геофизическими методами в совокупно
с параметрическим бурением, геоморфологическими, гео
мическими и другими исследованиями, но основой для п
готовки поднятий к разведочному бурению служат дан
сейсмической разведки, её различных модификаций: МО
РНП, МОГТ. В отличие от Терско-Каспийского проги
сейсмика в платформенных районах Дагестана дала полож
тельные результаты. Несмотря на небольшие размеры и
лую амплитуду куполообразных складок, большинс

сейсмических структур подтвердилось глубоким бурением. Пермо-триасовые отложения имеют более сложное геологическое строение, что сказывается на точности и надежности сейсмической основы. Примером может быть месторождение Юбилейное, на котором структурный план по отражающему горизонту Т неоднократно корректировался и менялся при повторных сейсморазведочных работах и увязки с материалами бурения.

При анализе фондовых структур важно установить причины исключения площадей из фонда после проведения разведочного бурения. Многие площади выведены из фонда перспективных структур «в связи с получением отрицательных результатов испытания скважин». Такая общая формулировка мало что объясняет, завуалирует конкретные причины прекращения разведочного бурения, но в то же время является наиболее правильной. Дело в том, что на 17 предполагаемых поднятиях (Северосухокумское, Котровское, Ахтынское, Таловское, Дагестанское и др.) пробурено по одной разведочной или параметрической скважине. По результатам бурения одной скважины не представляется возможным опровергнуть или подтвердить сейсмическую структуру, учитывая при этом особенности строения складчатых форм Прикумского района: малую амплитуду, небольшие размеры, несоответствие структурных планов, неодинаковую выраженность складок по различным горизонтам, дробление на более мелкие купола и т. д. Таким образом, по 17 площадям, выведенным из разведки с отрицательными результатами, остается невыясненным: непродуктивной оказалась структура или поднятие отсутствует. Кроме этих предполагаемых структур, из фонда было исключено 5 площадей, на которых сейсмические поднятия не подтвердились (Бажиганское, Стальское, Солнечное и др.), и 3 структуры, где не было получено промышленных притоков УВ (Западномайская, Агасиевская, Кумбаторская).

Для Прикумского района можно определить лишь возможные колебания значений $K_п$ из-за нерешенности вопроса о наличии положительных структур на многих площадях, выведенных из разведки по результатам бурения одной скважины. Наиболее вероятные колебания $K_п$ 0,6—0,8, минимальные величины которого свидетельствуют о достаточно надежных методах подготовки поднятий для глубокого бурения. Примерно в таких же пределах варьируют значения $K_у$ — 0,6—0,9. $K_{уд}$ колеблется от 0,4 до 0,7.

Высокие значения $K_п$ в Прикумском районе, на наш взгляд, объясняются следующими причинами: относительно простым геологическим строением верхней и средней частей осадочного чехла, отработанностью сейсмических методов в

платформенных областях и оперативной увязкой материалов сейсморазведки с данными глубокого бурения, а также с современным рельефом. Современные, неогеновые и местами палеогеновые отложения представляют собой пологую моноклиналь, меловые и юрские образования смяты в куполообразные складки, что создает благоприятные сейсмогеологические условия, верхние слои не затушевывают структуры меловых отложений. Пермо-триасовые породы характеризуются более интенсивной дислоцированностью, изменчивым литологическим составом, нарушенностью разрывами. По нижним горизонтам сейсмическая основа менее надежна, однако триасовые складки в большей или меньшей степени отражаются в юрских, а иногда и в более молодых отложениях со смещением сводов в плане, что позволяет на ограниченных по площади участках сгущать сеть геофизических профилей и обосновывать точки для заложения скважин на нижнемезозойские структуры. Геологоразведочные работы в платформенной части Дагестана развернулись после того, как в соседних районах Ставрополья был накоплен опыт подготовки поднятий к бурению, а на дагестанском материале совершенствовались и апробировались различные методы геофизической разведки, в основном сейсмической. Продуктивность первых же скважин Прикумского района позволила закладывать без особых препятствий новые скважины при расхождении данных бурения с сейсмической основой проводились более детальные геофизические работы, которые постоянно корректировались скважинами. В Терско-Каспийском прогибе скважины, заложенные на сейсмических поднятиях оказались непродуктивными, повторные геофизические работы проводились редко, методика корреляции отражающих горизонтов отрабатывалась слабо. В этом видится представляется одна из причин неэффективности сейсмических методов поисков структур в районах с несоответствием структурных планов и неблагоприятными геоморфологическими особенностями.

Приведенные значения $K_п$ и $K_{уд}$ для Прикумского района отражают результаты геологоразведочных работ за все годы, но в последнее время все более отчетливо проявляется тенденция к их снижению, т. е. наблюдается такая же картина, как и в Терско-Каспийском прогибе. Снижение коэффициентов обусловлено, главным образом, трудностью выявления локальных поднятий на больших глубинах, а близость фундамента создает дополнительные помехи для четкой фиксации и корреляции отражающих сейсмических горизонтов. Доля месторождений в общем числе опоисованных структур по стране составляет 14—19%. Величина $K_{уд}$ для Прикумского района заметно превышает эти цифры, а для дагестанской части Терско-Каспийского прогиба примерно такая же.

Количество фондовых структур в Дагестане за последнее десятилетие устойчиво сокращается, уменьшается подтверждаемость поднятий, что ведет к снижению эффективности нефтегазопоисковых работ. Такое положение объясняется рядом объективных и субъективных причин, основными из которых являются следующие: постоянное сокращение площади перспективных земель, усложнение геологических условий, возрастание глубин залегания продуктивных горизонтов, ограниченные технические возможности бурения скважин на большие глубины (6 км и более), отсутствие надежных методов поисков погребенных поднятий в условиях расчлененного рельефа, несовершенство прямых методов поисков залежей УВ в неструктурных ловушках, малые размеры поднятий, ввод в разведочное бурение недостаточно подготовленных площадей, ослабление внимания к регональным геолого-геофизическим работам. Многие из перечисленных причин снижения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ свойственны не только Дагестану, но и многим другим нефтегазодобывающим районам, в которых подготовка промышленных запасов УВ отстает от темпов добычи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Состояние и пути совершенствования методики поисков месторождений нефти и газа /*Алексин А. Г., Климушина Л. П., Хромов В. Т., Мелик-Пашаева Н. В.* и др.— В кн.: Современные проблемы геологии нефти и газа. МГУ, 1978.
2. Геологическое строение и разведка пермо-триасовых отложений в Дагестане /*Гасангусейнов Г. Г., Шарафутдинов Ф. Г., Джабраилов М. О., Сапронов Г. Б.* — Геология нефти и газа 1979, № 12.
3. *Кунин Н. Я.* Подготовка структур к глубокому бурению для поисков залежей нефти и газа. — М.: Недра, 1978.
4. *Фейгин М. В.* Нефтяные ресурсы, методика их исследования и оценки. — М.: Наука, 1974.
5. Геология и нефтегазоносность доюрских образований Восточного Предкавказья /*Шарафутдинов Ф. Г., Мирзоев Д. А., Гасангусейнов Г. Г.* и др.— Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, 1978, вып. 2 (16).

Ф. М. Коршенб

НЕКОТОРЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ В ТЕКТОНИКЕ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ТЕРСКО-КАСПИЙСКОГО ПРОГИБА

Территория Дагестана охватывает геосинклинальные платформенные условия тектогенеза, в силу чего в этом логически сложном регионе сформировались типичные фо полной, промежуточной и прерывистой складчатости. Об закономерностью для этой обширной области являе ослабление альпийской складчатости в сторону платф менных районов Предкавказья с последовательной сме одного типа складчатости другим. В центральной части Г ного (Сланцевого) Дагестана широкое развитие им полная складчатость с чертами изоклинального или к видного строения. Прогибы и поднятия здесь, приме соизмеримы и непрерывно сменяют друг друга. По м приближения к Известняковому Дагестану, а затем и к пр горьям, форма и размеры складок постепенно меняются 2, 5, 6).

В пределах складчатого борта Терско-Каспийского кр вого прогиба, в некоторых его частях, наблюдается появ ние более широких, полого построенных синклиналей. Меж ними размещены антиклинальные зоны и, как правило, ку сообразно сопряженные локальные поднятия, нарушенные среднем миоцене преимущественно продольными надвига с крупными разрывами, а в мезозойских отложениях—по речными и диагональными взбросо-сдвигами. Однако в Пр горном Дагестане синклинальные прогибы не отличают большой шириной. По своим размерам они намного уступа широким прогибам передовой складчатости смежной Чече Ингушетии.

Анализ тектонического строения показывает, что стр турные формы Предгорного Дагестана, являющегося юг восточной частью складчатого борта Терско-Каспийско краевого прогиба, нельзя отнести к одному какому-либо кр кретному типу складчатости. Наряду со структурны формами более простого строения, напоминающими прох жуточную складчатость, в сложно дислоцированных текто нических узлах предгорьев Дагестанского клина (Сулакск

убденский выступ, Талгинский купол и сопряженные с ним труктуры и пр.) сохраняются и признаки полной складчасти. Типичная гребневидная разновидность промежуточной кладчатости, отчетливо выраженная в западной части кладчатого борта Терско-Каспийского краевого прогиба, в редгорьях Дагестана представлена слабее, так как широкие плоские прогибы между антиклинальными зонами не получили достаточного развития.

Прерывистый тип складчатости, как известно, распространен повсеместно на платформенном склоне Терско-Кумской равнины. Локальные поднятия на этой территории размещаются обособленно, как правило, пологие, малоамплитудные, погребенные в осадочном чехле на различных глубинах. Данный тип складчатости будет распространен и на северном-пологом склоне Терско-Каспийского краевого прогиба, образовавшегося за счет южной окраины Скифской плиты.

Сложный по механизму и длительный по времени процесс складкообразования, следы которого можно видеть задолго до наступления орогенной стадии развития альпийского тектогенеза, привел к образованию в Предгорном Дагестане многоярусной системы складчатости. Структурным ярусам (этажам) в складчатом Дагестане соответствуют определенные этапы геологического развития, отличие которых обусловлено своеобразием тектонического режима и литолого-фациальных условий осадконакопления. Сформировавшийся в результате длительной геологической истории мощный комплекс горных пород связан по ярусам единством структурного плана и различными формами тектонических нарушений. Крупные структурные яруса разделяются между собой поверхностями региональных стратиграфических несогласий, которые прослеживаются в складчатом Дагестане в основании плиоцена и на границе средней юры с вышележащими породами верхней юры и нижнего мела *.

В зависимости от наличия в разрезе региональных стратиграфических несогласий в Предгорном Дагестане выделяются: нижне-среднеюрский, верхнеюрский-среднемиоценовый и плиоцен-антропогенновый структурные яруса. В качестве самостоятельного структурного яруса достаточно оснований выделять и олигоцен-миоценовый, который от более древнего яруса отделяется лишь местными стратиграфическими несогласиями, что компенсируется во многих районах несовпадением структурного плана среднего миоцена с мезозойским.

---

* Более древние региональные стратиграфические несогласия в разрезах не обнажены.

В Предгорном Дагестане можно выделить и менее дробн
единицы — подъярусы, формирование которых протека
между основными фазами складкообразования. Их грани
ми служат местные перерывы в осадконакоплении и не
гласия, литологические, биостратиграфические и про
признаки.

Неоднократное усиление тектонических движений и с
следовательное их наложение отражено в строении структ
ных форм передовой складчатости, чем обусловлена сло
ность механизма складкообразования, имевшим место в
тории тектонического развития Предгорного Дагеста
Вместе с тем, как показали детальные исследования гео
гического строения отдельных складок в разных структур
фациальных зонах, их изменение с глубиной связано
только с историко-тектоническими особенностями формир
вания складчатости, но зависит и от компетентност
пород составных частей осадочного чехла. По уровню ко
петентности пород геологический разрез мезокайнозойск
толщи, в интересующем нас интервале, можно расчлени
на ряд сравнительно однородных структурно-формационны
комплексов, литологофациальный состав которых на скла
чатом борту Терско-Каспийского краевого прогиба не исп
тывает каких-либо заметных изменений. К ним относят
верхнемеловой, олигоцен-нижнемиоценовый (майкопский)
среднемиоценовый литолого-стратиграфические комплек
пород.

Высокий уровень компетентности пород верхнемелово
разреза объясняется развитием в данных отложениях ма
сивных, преимущественно толстослоистых крепких известн
ков, лишенных гибкости, не поддающихся пластически
деформациям. Мощность этих отложений по скважина
Предгорного Дагестана в большинстве своем составля
450—550 м, с некоторым колебанием по отдельным районам
В сложных, сильно дислоцированных тектонических узла
известняковая толща верхнего мела нарушена крупным
разрывами и густой сетью макро- и микротрещин.

Олигоцен-нижнемиоценовый литолого-стратиграфически
комплекс представлен преимущественно пластичными гли
нистыми образованиями. В основном это темно-серые, неи
вестковистые, слоистые глины с весьма редкими, маломощ
ными пропластками алевролитов. Мощность этой толщи ме
няется в широком диапазоне, достигая 2300 м. Как устано
лено данными бурения, предельная мощность майкопско
толщи с учетом постседиментационных изменений охват
вает узкой полосой основание крутого склона Дагестанско
клина, и связана со сводовыми участками многих поднят

сопутствующими тектоническими нарушениями, осложненных проявлениями диапиризма.

Над толщей пластичных глинистых образований майкопа
вновь залегают мощные осадки компетентных пород средне-
о миоцена (чокрак-караган). Его разрез содержит значи-
гельное число мощных песчаных горизонтов, не поддающих-
я пластическим деформациям и обеспечивших жесткость
разреза.

Таким образом, данные бурения и поверхностной струк-
турно-геологической съемки, наряду с известными в этой
области исследованиями /4/, дают достаточно оснований,
чтобы допускать частичные морфоструктурные изменения
складчатости за счет пластического перемещения
глинистого материала майкопской толщи между жесткими,
более компетентными породами верхнего мела и среднего
миоцена.

Морфоструктурный анализ современной складчатости
юго-восточной части Терско-Каспийского краевого прогиба
по различным стратиграфическим горизонтам позволил про-
следить изменение структурного плана не только с глубиной,
но и по площади. В результате чего было установлено зо-
нальное размещение локальных поднятий и прогибов, при-
уроченных к определенным тектоническим линиям, прости-
рающимся на значительных расстояниях. Причем как выяс-
нилось, в отдельных районах зональность носит унаследо-
ванный характер. Такое заключение было сделано на основа-
нии результатов геологического картирования регионального
предкелловейского среза на хорошо изученных бурением
площадях, на которых оказалось возможным оконтурить
линейно вытянутые палеоантиклинальные зоны, глубокие
локальные палеоразмывы с угловыми несогласиями на кон-
такте средней юры и трансгрессивно перекрывающих пород
нижнего мела. Кроме того, в отдельных районах Предгорно-
го Дагестана (Губденский выступ, Мугринская антиклиналь,
Восточная антиклинальная зона и др.) было установлено, что
ориентировка современной и позднеюрской складчатости
повторяет общие закономерности в простирании линий
равных мощностей меловых и палеоцен-эоценовых отложе-
ний, свидетельствующее о конседиментационном развитии
структурного плана.

При рассмотрении региональной структуры складчатого
борта Терско-Каспийского краевого прогиба наблюдается,
что в Предгорном Дагестане, как и в Чечено-Ингушетии,
размещение антиклинальных зон, в целом, согласуются и
контролируются характером распределения прогнутых участ-
ков осадочного чехла, так же объединенных в линейно выти-
нутые синклинальные зоны. Связанные с этим региональные

закономерности и разработанные к настоящему врем
классификационные схемы тектонического районирова
нефтегазоносных и перспективных территорий /3/, позвол
оценить исследуемую территорию в отношении соподчин
ности структурных форм (табл. 1). Терско-Каспийс
краевой прогиб, рассматриваемый как структурно-генети
ский элемент первого порядка, в пределах Дагестанск
сектора представлен Терско-Сулакской депрессией и пе
довой складчастостью.

Таблица

Сводка данных о соподчиненности структурных форм юго-восточной части Терско-Каспийского краевого прогиба

Структуры крупные I порядка	Терско-Каспийский краевой прогиб	
Структуры средние II порядка	Восточная, Западная антиклинальные зоны, Сулакский, Губденский выступы	Прогибы между антик нальными зонами
Структуры мелкие III порядка	Локальные поднятия: Миатлы, Шамхал-Булак, Кукурт-Тау (Талги), Махачкала (+Тарки), Димитровская, Ачи-Су, Эльдама, Изатлы, Шехебек, Избербаш (+Инчхе-Море), Берикей, Дузлак, Даг. Огни, Хошмензил, Гаша, Селли, Балхас-Хунук, Экендиль, Аджинаур и др.	Локальные прогибы: Буйнакская, Хапчауба ская, Катынтаусская, А хаджикентская Янгике ская, Карчагская, Кулл ская, Бильгадинская, Ка найаульская, Таркинск Капчугайская, Тепсели-Т и др.
Структурные формы IV порядка (осложнения структур III порядка)	Периферические части и тектонические нарушен локальных поднятий, их сочленения и пр.	

Терско-Сулакская депрессия расположена в у
ловиях наиболее низких отметок мезокайнозойских отлож
ний, имеет асимметричное строение, ширина её 60—70 к
Южный борт воздымается к передовой складчатости, по

ий склон выходит на платформенный. Наиболее глубокая часть депрессии проходит между Махачкалинской складкой и нижним течением р. Сулак, простираясь параллельно пере-довым структурам Дагестана и Чечено-Ингушетии. Верхне-меловые отложения залегают на отметках 6500—7000 м, погружаясь постепенно к востоку в направлении Каспия. Южные контуры Терско-Сулакской депрессии подходят к Терской антиклинальной зоне и к фронтальной части Да-гестанского клина, заворачивая на юго-восток, повторяя простирание Восточной антиклинальной зоны. Южный борт депрессии осложнен в мезозойских отложениях погребенной складчатостью, генетически связанной с тектоническими ли-ниями внешнего обрамления Дагестанского клина. Терри-тория, весьма перспективная в нефтегазоносном отношении, почти не тронутая глубоким бурением и слабо изучена полевыми геофизическими работами по мезозойской поверхности.

Передовая складчатость объединяет структурные фор-мы Предгорного Дагестана и в целом представляет собой крупную положительную структуру. Наиболее высокие гипсометрические уровни мезозойских отложений в Пред-горном Дагестане −500/+1000 связаны с некоторыми под-нятиями Восточной и Западной антиклинальных зон, Сулак-ского и Губденского выступов Дагестанского клина. Это — сильно дислоцированные тектонические образования со слож-ным строением и своеобразной морфологией складчатости. На уровне отметок −2000/3000 м размещаются морфострук-туры мезозойских отложений Нарат-Тюбинской зоны, борто-вые части Каранай-аульского прогиба и Бильгадинской синклинали. На отметках ниже −3000/3500 м находятся верхнемеловые поднятия внешнего обрамления Дагестанско-го клина. Область Дагестанского клина в тектоническом отношении является наиболее сложной частью Предгорного Дагестана, занимая почти половину его площади. Это — крупный поперечный выступ антикавказского простирания, образование которого многими связывается с эндогенными тектоническими процессами. Он напоминает собой крупную террасовидную флексуру, значительную часть которой за-нимает обширная площадь Известнякового Дагестана. Гео-логическое строение Дагестанского клина в целом и его от-дельных районов контролируется выдвинутыми к Терско-Сулакской депрессии Сулакским и Губденским выступами и сложным Талгинским куполовидным складчатым сооруже-нием с глубоко проникающей разрывной тектоникой. Накоп-ленные в настоящее время геологические материалы позво-ляют утверждать, что формирование Дагестанского клина, бортовых его частей и складчатого обрамления закономерно

связаны общностью геологического развития. Это позволяет проследить в геологически сложных районах одновозрастные тектонические линии и правильно оценить пространственное размещение структурных форм современной складчатости. Сыгравшее положительную роль в уточнении направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Предгорном Дагестане.

Тектоническое строение данной территории складывается из многочисленных, разнообразных по виду морфоструктур более низкого порядка (второго—четвертого). К структурам второго порядка (средним) относятся Восточная, Западная и Тиклинальные зоны, разделяющие их зоны синклинальных прогибов протяженностью 100 и более километров, Сулакский и Губденский выступы. К мелким структурам третьего порядка отнесены, согласно классификации ВНИГРИ (196... локальные поднятия, с которыми связаны залежи нефти и газа. Тектонические нарушения, осложняющие мелкие структуры принято относить к четвертому порядку.

Большинство хорошо изученных поднятий Предгорного Дагестана относятся к антиклинальному типу, а меньшее число отвечает брахиформному строению. Антиклинальные складки чаще асимметричные, их крылья погружаются, как правило, в разные стороны. Исключением служат отдельные районы, где вблизи разрывов, слои на узком участке структуры подвернуты и падение пород направлено в одну сторону. Такое явление наблюдается в пределах поднятия Дузлак, где дважды пройдены меловые и часть среднеюрских отложений. Же и установлен надвиг с большой амплитудой (до 2-х км вертикального и горизонтального смещения мезозойских пород.

Знание общих закономерностей геологического строения структур второго порядка и зонального их размещения в области складчатого борта Терско-Каспийского краевого прогиба имеет большое значение для правильного выбора направлений нефтепоисковых работ и повышения их эффективности. В этой связи прослеживание по территории Предгорного Дагестана Восточной и Западной антиклинальных зон структур Сулакского и Губденского выступов имеет актуальное значение для прогнозирования перспективных на нефть и газ районов.

Восточная антиклинальная зона на данном этапе геологической изученности региона является одной из первых по форм Предгорного Дагестана. Начинается она в смежных районах Азербайджана и свободно прослеживается через близко расположенные на одной тектонической линии складки 1, 2, 3, 4, 5, 6 (рис. 1) до поднятия Махачкала (+Тарки)

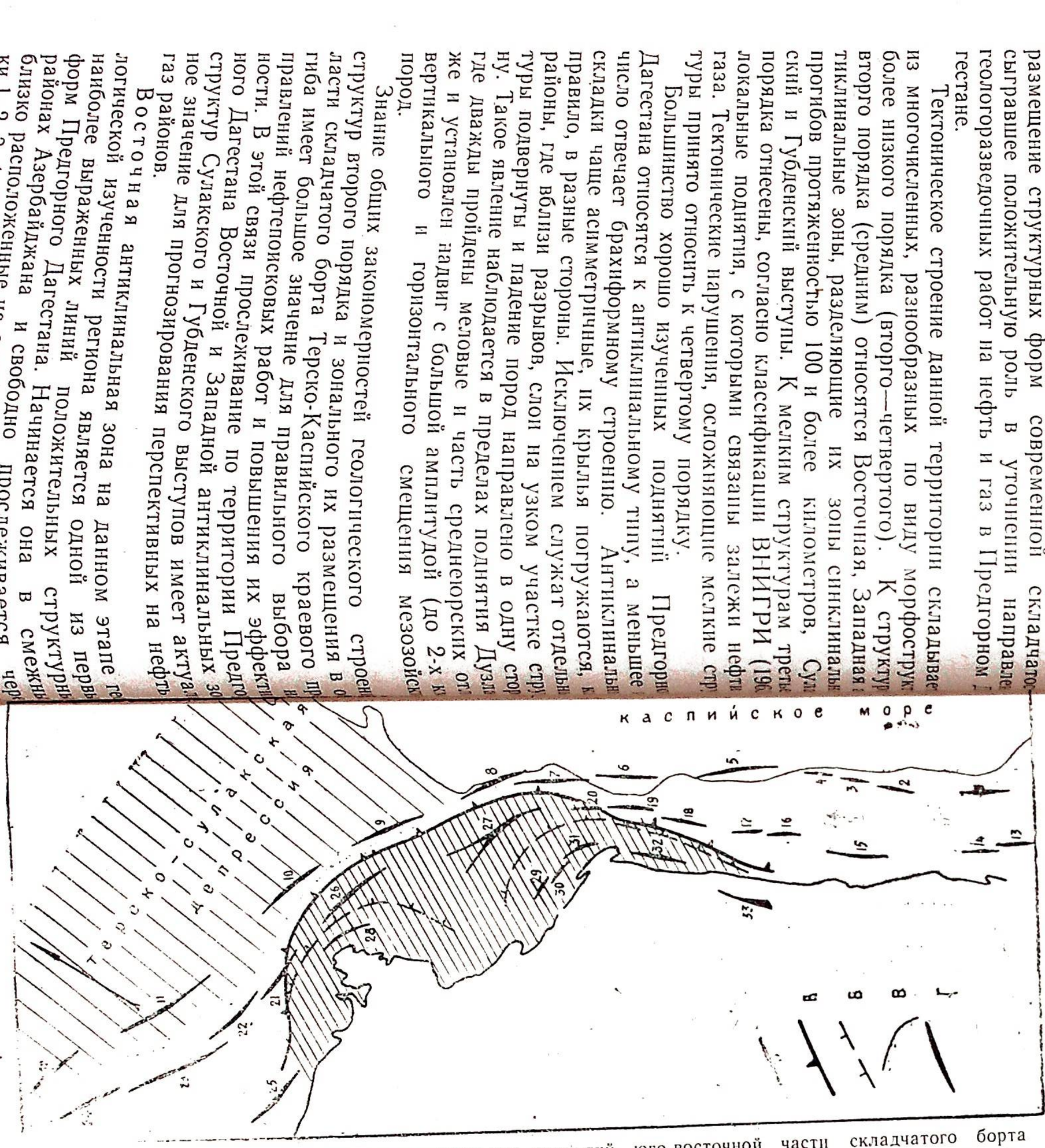


Рис. 1. Тектоническая схема зональности локальных поднятий юго-восточной части складчатого борта Терско-Каспийского краевого прогиба по мезозойской поверхности (составил Ф. М. Коршенбаум).

Восточная антиклинальная зона: 1 — Хошмензил, 2 — Даг. Огни, 3 — Дузлак, 4 — Берикей, 5 — Избербаш (+Инчхе-Море), 6 — Ачису-Море, 7 — Димитровское, 8 — Махачкала (+Тарки). Погребенная антиклинальная зона складчатого борта Тесро-Сулакской депрессии; 9 — Красноармейск, 10 — Байрамаул, 11 — Аксай. Западная антиклинальная зона: 13 — Экендиль, 14 — Аджинаур, 15 — Балхас-Хунук, 16 — Селли, 17 — Гаша, 18 — Шамшаар, 19 — Ачи-Су, 20 — Манас. Дагестанский клин: 26 — Шамхал-Булак, 27 — Кукурт-Тау, 28 — Миатлы (Сулакский выступ), 29 — Эльдама, 30 — Изатлы, 31 — Иргартбаш, 32 — Шехебек, 33 — Мугры (Губденксий выступ). Притеречная антиклинальная зона; 12 — Червленное, Терская антиклинальная зона: 21 — Аджанат-Отар, 22 — Акташ, 23 — Гудермес, 24 — Брагуны. Черногорская моноклиналь; 25 — Беной.

А — внешние границы Дагестанского клина, Б — внешние границы Сулакского и Губденского выступов, В — выходы на поверхность кровли мезозойских отложений, Г — локальные поднятия.

Западнее Махачкалинского поднятия перед фронталь
частью Дагестанского клина, под моноклинально залега
щими породами кайнозоя, меловые отложения на низких
метках также дислоцированы и собраны в складки. Не
средственно к Махачкалинскому поднятию примыка
прогнозируемая Красноармейская антиклиналь. Дислоци
ванность мезозойских пород на этой площади подтвержде
сейсморазведочными работами. Вслед за Красноармейск
поднятием на складчатом борту Терско-Сулакского проги
прогнозируется более пологое Байрамаульское, которое,
нами предполагается, находится так же на одной тектони
ской линии и с погребенными поднятиями Притеречной
тиклинальной зоны. Ближайшее структурное осложнение
этой линии ожидается на площади Аксай, где ведутся у
буровые работы, за которым следует верхнемеловое неф
газоносное поднятие Притеречной зоны Червленное. Призн
ки поднятия на Байрамаульской площади выражены
профильном разрезе 058006 МОГТ тр. «Грознефтегеофизика
свод его по верхнемеловым отложениям должен находить
в 5—6 км к северо-востоку от г. Кизил-Юрта. Простиран
продольной оси складки совпадает с простиранием Нара
Тюбинской моноклинали.

Западная антиклинальная зона также начинается
северных границ Азербайджана, проходит по всему Южно
Дагестану через поднятия 13, 14, 15, 16, 17 (рис. 1). Севе
нее поднятия Гаша, по западному борту Каранайаульско
прогиба, данная антиклинальная зона в мезозойских отл
жениях огибает Губденский выступ. Сохраняя в этих отл
жениях антиклинальный перегиб слоев, данная зона пол
чает направление в сторону кулисообразно расположенно
поднятия Ачи-Су. Структурные условия на этой тектони
ской линии между поднятиями Гаша и Ачи-Су являются
отношении нефтегазоносности достаточно благоприятных
(пл. Щамшаар), что вызывает необходимость в проведени
здесь поисково-разведочных работ. За поднятием Ачи-С
Западная антиклинальная зона, вдоль Нарат-Тюбинских м
зозойских дислокаций, через Талгинский структурно-тект
нический узел, трассируется на Шамхал-Булакскую склад
которая, в свою очередь, погружается навстречу Терской з
тиклинальной зоне Чечено-Ингушетии. К перспективны
площадям, кроме указанного района Каранайаульского пр
гиба следует отнести недоразведанную часть Ачисинско
поднятия от скв. 120 до б. Аспарай-кол (пл. Манас) и нам
чающийся в 3-х км севернее скважины 2 Андрейаул антикл
нальный перегиб на пересечении с р. Акташ (пл. Аджана
стар) с общей от Шамхал-Булака осью.

Сулакский выступ представлен в центральной час

Хадумским куполом, северный склон которого осложнен
Миатлинской складкой, системой тектонических блоков и
преимущественно продольными сильно сближенными разры-
вами. Со стороны Чечено-Ингушетии к Сулакскому выступу
на низких отметках верхнего мела подходит восточное окон-
чание Петропавловского прогиба, пологий борт его посте-
пенно воздымается к Бенойскому поднятию и более круто —
к северо-западному склону Хадумского купола. Перед Су-
лакским выступом прогиб выражен лишь в низах олигоцена,
поперечные его размеры здесь резко уменьшаются. На одной
линии с Петропавловским прогибом, но на более высоком
гипсометрическом уровне находится расположенная к восто-
ку Капчугайская синклиналь, ограничивающая с юга от
внутренних районов Дагестанского клина Шамхал-Булак-
скую антиклиналь. Нефтегазоносность выступа может быть
связана с тектоническим экранированием и литолого-фациаль-
ным замещением пород мелового и верхнеюрского возраста
в условиях северного и северо-западного погружения, неза-
висимо от структурных особенностей их залегания. Однако
основные перспективы нефтегазоносности мезозойских отло-
жений, видимо, связаны с погруженной частью складчатости
между Сулакским выступом и передовыми структурами Че-
чено-Ингушетии.

Губденский выступ размещается по северо-восточно-
му краю Дагестанского клина, объединяя общие с пред-
горьями структурные формы и локальные поднятия с эродиро-
ванными на поверхности верхнемеловыми ядрами. По ряду
структурно-генетических признаков этот выступ имеет по
фундаменту высотное преимущество перед другими структу-
рами Предгорного Дагестана, образуя самостоятельную
антиклинальную зону, отделяющуюся от Известнякового
Дагестана узкой зоной неглубоких прогибов. Вследствие рез-
кого изменения простирания складчатости здесь наблюдает-
ся сложное взаимоотношение структурных элементов.
Северо-восточный склон Губденского выступа на всем протя-
жении имеет крутое падение мезокайнозойских пород, выпола-
живающихся в Катынтаусскую и Хапчаубашскую синклина-
ли. По аналогии с южной частью Восточной антиклинальной
зоны вдоль крутого склона Губденского выступа возможен
в мезозое региональный надвиг с разрывом, глубоко уходя-
щим в юрские отложения. Для поисков углеводородных
скоплений в пределах Губденского выступа определенный
интерес представляют нижнеюрские и доюрские осадочные
образования на поднятии Иргартабаш, характеризующегося
благоприятными структурными условиями и сильными газо-
проявлениями, наблюдаемыми при бурении структурно-
поисковых скважин. При наличии надвига нефтегазоносность

может быть связана с тектонически экранированными вушками в меловых отложениях вдоль крутого северо-вост ного склона данного выступа.

Таковы общие черты тектонического строения структ ных форм складчатого борта юго-восточной части Терс Каспийского краевого проигба и некоторые представле о перспективах нефтегазоносности отдельных его районо

ЛИТЕРАТУРА

1. *Белоусов В. В.* Структурная геология. Изд. МГУ, 1971.
2. *Галин В. Л.* Морфогенетические типы складчатости альпийского зокайнозойского) осадочного чехла в Дагестане. /Тр. ИГ Даг. ф СССР, 1968, вып. 7.
3. Геологический словарь. — М.: Недра, 1978.
4. *Косыгин Ю. А.* Тектоника.— М.: Недра, 1969.
5. *Сорский А. А.* Об условиях формирования полной складчат в осевой зоне Восточного Кавказа. /Труды Ин-та Физики Зе им. О. Ю. Шмидта АН СССР, М., 1962. Изд. АН СССР.
6. *Шолпо В. Н.* Типы и условия формирования складчатости Сланце Дагестана. — М.: Недра, 1964.

Д. А. Мирзоев, Т. Г. Жгенти,
И. Б. Беньяминов

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ СТРОЕНИЯ И ЭТАПЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ПЕРМО-ТРИАСА ПЛАТФОРМЕННОЙ ЧАСТИ ДАГЕСТАНА

Перспективы нефтегазоносности равнинного Дагестана (Прикумская нефтегазоносная область) связаны с глубокопогруженным пермо-триасовым комплексом отложений, в котором в последние годы открыты промышленные залежи нефти и газа (Юбилейное, Солончаковое, Сухокумское и др.). Несмотря на большой объем выполненных геолого-промысловых и геофизических исследований, некоторые особенности строения этих образований, а также история геологического развития территории в пермо-триасовое время остаются еще слабо изученными.

Результаты детальных сейсмических исследований МОВ ОГТ последних лет в совокупности с данными бурения и КМПВ позволяют внести детализацию в представления о строении поверхности фундамента и региональной структуре пермо-триасового комплекса.

Прикумская область входит в состав Предкавказской или Скифской эпигерцинской платформы, палеозойское складчатое основание которой сложено различными по возрасту, составу и степени метаморфизма породами. Поверхность фундамента испытывает здесь общее региональное погружение на юго-восток, на фоне которого выделяются крупные, широтного простирания тектонические элементы: вал Карпинского, Восточно-Манычский прогиб, Прикумский сложный вал или система поднятий и Терско-Каспийский передовой прогиб. Каждый из этих структурных элементов имеет сложное тектоническое строение, вызванное развитием тектонических ступеней, прогибов ,выступов и впадин различной ориентировки (рис.1). Положительные и отрицательные структурно-тектонические элементы граничат с системой разрывных нарушений, признаками которых обычно являются крутые углы падения слоев, тектонические брекчии, многочисленные дайки диабазов, зеркала скольжения, а также явления эффузивного вулканизма (Тюбинская, Капиевская и др.). Кроме того, фундамент осложнен внедрением гранитоидов. Следует отметить также зафиксированное нарушение надвигового

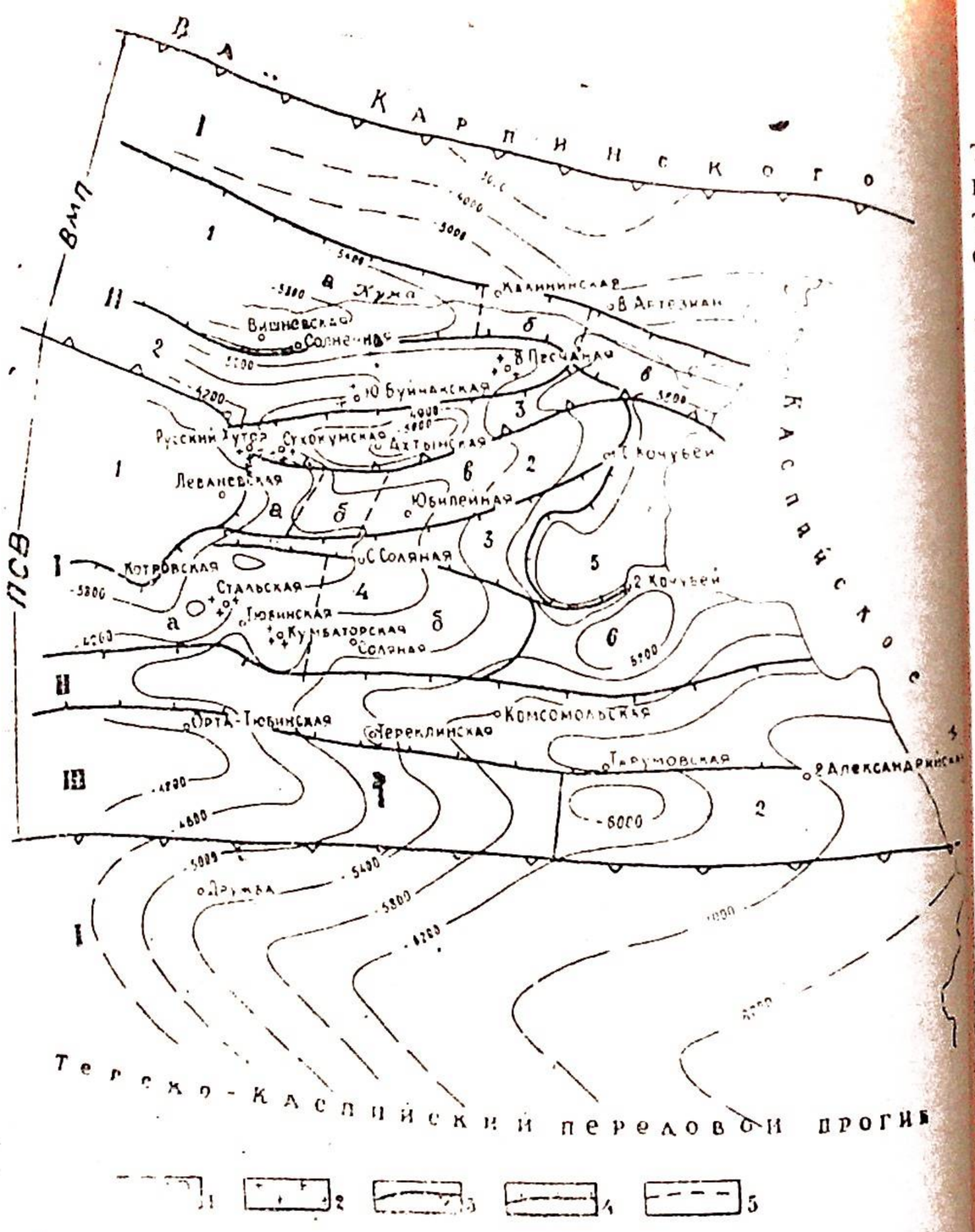


Рис. 1. Схема тектонического районирования восточной части Предкавказья по поверхности палеозойского складчатого основания (составили Д. А. Мирзоев, И. Б. Беньяминов).

1 — изогипсы поверхности палеозойского складчатого основания; 2 — граниты; 3, 4, 5 — границы тектонических элементов разного порядка. ВМП — Восточно-Манычский прогиб. I — Арбали-Артезианская ступень; II — Северо-Дагестанская депрессионная структура: 1 — Кумская синклинальная зона: а — Вишневский прогиб; б — Южно-Калининский прогиб; в — Култукская впадина; 2 — Буйнакское валообразное поднятие; 3 — Ахтынская впадина. ПСВ — Прикумский сложный вал или система поднятий. II — Прикумско-Тюленевский вал; 1 — Озексуатско-Леваневский свод; 2 — Эмировско-Таловская ступень: а — Эмировская ступень; б — Смолянская седловина; в — Таловская ступень; 3 — Бажиганский прогиб; 4 — Кумбаторско-Соляная ступень: а — Кумбаторская зона поднятий; б — Соляная ступень; 5 — Приморская впадина; 6 — Кочубеевско-Тюленевский выступ. II — Тереклинский прогиб; III — Ортотюбинский выступ; 2 — Южно-Тарумовский вал: 1 — Каясулинско-Ортотюбинский выступ Терско-Каспийский передовой прогиб, I — Кизлярская синклинальная зона.

типа в разрезе Андра-Атинской скв. 1. Ниже остановимся на краткой характеристике выделенных основных структурно-тектонических элементов палеозойского фундамента, прослеживающихся в равнинной части Дагестане.

В пределах Восточно-Манычского прогиба, охватывающего север Дагестана и юг Калмыкии, выделяются Арбали-Артезианская ступень и Северо-Дагестанская депрессионная структура, включающая относительно глубокую Кумскую синклинальную зону, осевая часть которой примерно совпадает с простиранием поймы р. Кумы, Буйнакское валообразное поднятие и Ахтынскую впадину. В состав Кумской синклинальной зоны входят Вишневская впадина на западе и Култукская на востоке, характеризующиеся примерно одинаковой глубиной залегания поверхности фундамента (5800 м). Впадины эти разделены относительно приподнятым Южно-Калининским выступом, где палеозойские отложения залегают предположительно на отметке — 5000 м.

Прикумский сложный вал или система поднятий является наиболее крупным положительным структурно-тектоническим элементом Восточного Предкавказья, в пределах которого с севера на юг выделяются: Прикумско-Тюленевский вал, Ногайская ступень с Тереклинским прогибом и Ортотюбинским валом. Прикумско-Тюленевский вал, в свою очередь, состоит из ряда положительных и отрицательных элементов: Озексуатско-Леваневский свод, Эмировско-Таловская ступень (Северо-Прикумский вал), Бажиганский прогиб, Кумбаторско-Соляная ступень (Южно-Прикумский вал), Приморская (Чернорынковская) впадина и Кочубеевско-Тюленевский выступ. Озексуатско-Леваневский свод — самая приподнятая по палеозойскому фундаменту (−3600 м) структура Прикумской области Дагестана. Эмировско-Таловская ступень прослеживается с юго-запада на северо-восток с постепенным погружением (от −3700 м до −5400 м) и осложнена ступенями более низкого порядка: Эмировский и Таловской, разделенными Смолянской седловиной. Бажиганский грабенообразный прогиб, протяженностью 60—70 км, погружается с запада (−4000 м) на восток (−5200 м) и переходит в Приморскую впадину.

Кумбаторско-Соляная ступень и Кочубеевско-Тюленевский выступ, сочленяющиеся посредством небольшой седловины, имеют субширотное простирание и образуют южное окончание Прикумско-Тюленевского вала. Тереклинский прогиб служит разделом между Прикумско-Тюленевским валом на севере и Ортотюбинским на юге, размеры его 160×15 км. Поверхность фундамента характеризуется здесь спокойным, без видимых осложнений погружением с запада (−4400 м) на восток (−7000 м).

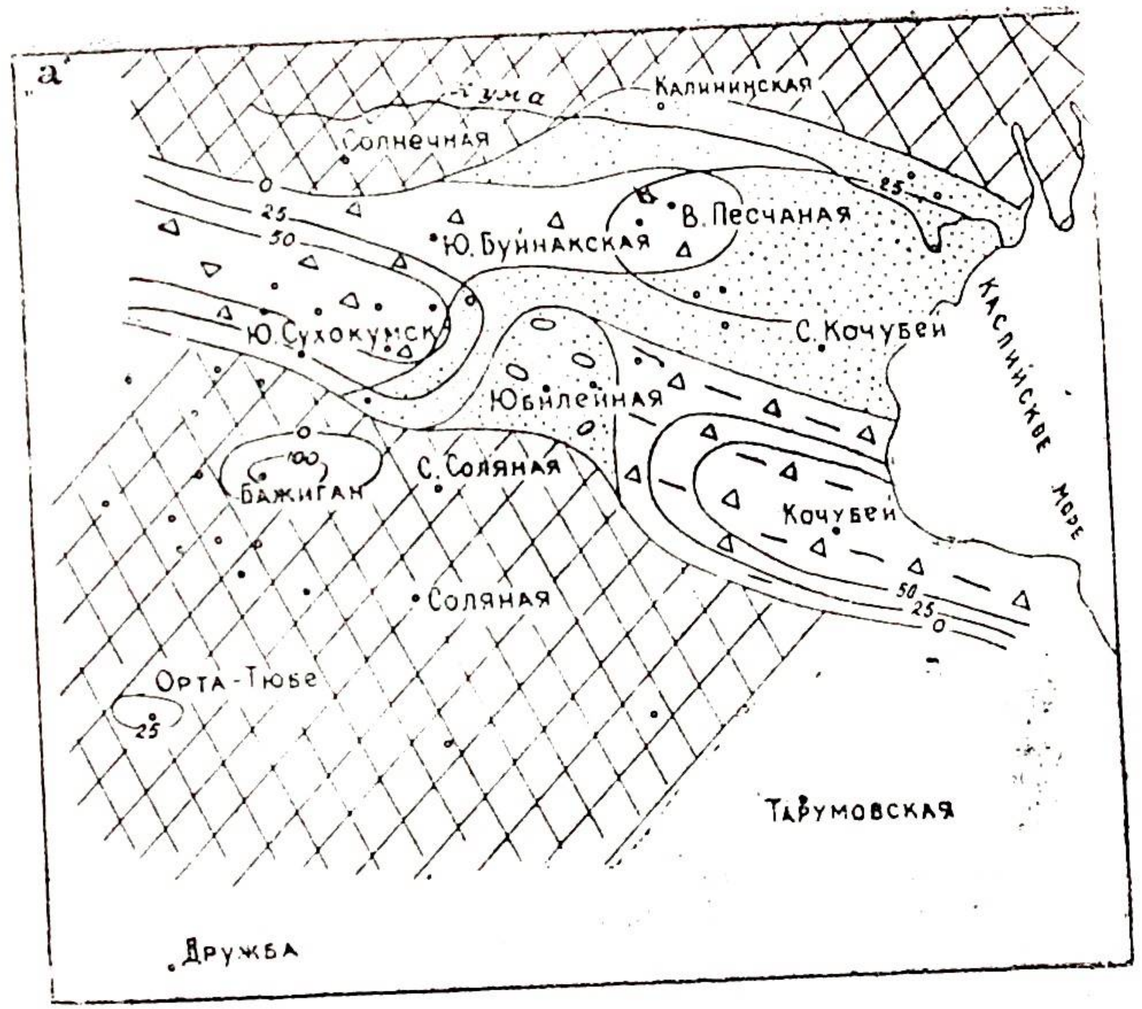
Ортотюбинский вал прослеживается параллельно Тер линскому прогибу, образуя в целом обширную Ногайс ступень (по А. И. Летавину и др.). Эта территория изуч еще довольно слабо и имеющиеся о ней представления зируются исключительно на данных сейсмометрии. В пре лах Ортотюбинского вала выделяются Каясулинско-Ор тюбинский и Южно-Тарумовский выступы.

На юге Прикумский сложный вал по Крайновской ф суре (Д. А. Мирзоев, 1964) граничит с Кизлярской синк нальной зоной, являющейся составной частью Терско-К пийского передового прогиба, где палеозойские отложе ступенчато погружаются с запада на восток от −5000 −9000 м.

В истории развития Восточного Предкавказья, состав частью которого является равнинная территория Дагеста выделяется три этапа: геосинклинальный, промежуточ и платформенный, которые соответственно привели к обра ванию трех структурно-тектонических ярусов: складча основание («фундамент») палеозойского возраста, пер триасовый промежуточный комплекс и платформенный че (Д. А. Мирзоев, 1971). Платформенный этап геологическ развития этой территории рассмотрен нами ранее (Д. А. М зоев, И. Б. Беньяминов, Л. И. Джапаридзе, 1977).

В предлагаемой статье на основе анализа региональ закономерностей изменения мощностей и литолого-фаци ного состава отдельных подразделений пермо-триасов комплекса делается попытка воссоздать историю разви территории в пермское и триасовое время.

К началу пермского периода территория Восточного Пр кавказья представляла собой горно-складчатое сооруже расчлененное грабенообразными впадинами и горста где происходила интенсивная пенепленизация. За счет р рушения углисто-терригенной толщи и интрузивных по карбона депрессионных зонах (впадины и их склоны условиях преимущественно аридного климата шло накоп ние пестроцветных аркозовых, моно- и полимиктовых грав но-песчаных, конгломерато-брекчиевых и местами в небо ших лагунах глинисто-карбонатных отложений (рис. Максимальными мощностями этих отложений (кумани свита) в 100—110 м фиксируются западная окраина Ба ганского прогиба (Бажиган, Майская), Ахтынская и П морская впадины. Слабо вырисовывается (мощность от жений до 25 м) и Култукская впадина. Кратковремен восходящие движения привели к частичному, а возможно некоторых случаях и к полному размыву отложений кум ской свиты. Остальная часть территории в это время пр ставляла собой область выветривания.



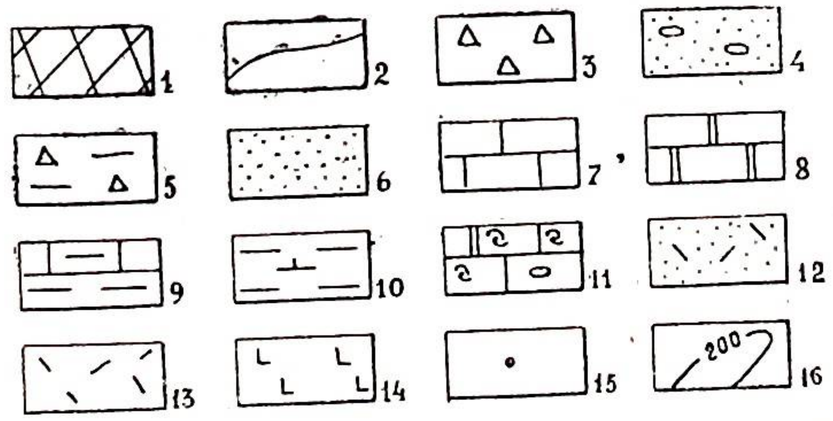


Рис. 2. Палеогеографическая карта Прикумской области Дагестана пермского периода (составили Д. А. Мирзоев, Т. Г. Жгенти, И. Б. Беньяминов).

1 — область отсутствия отложений; 2 — границы фациальных зон; 3 — аркозовые, гравийно-песчаные породы; 4 — мономинеральные песчаники и конгломерато-брекчии; 5 — глинисто-песчаные породы с аркозовым материалом; 6 — полимиктовые песчано-гравийные породы; 7 — известняки белые, мраморизованные; 8— доломиты; 9 — чередование известняков глинистых и аргиллитов; 10 — аргиллиты с прослоями глинистых известняков; 11 — известняки органогенно-обломочные, оолитовые, с прослоями доломитов; 12 — пара-туфы; 13 — туфы; 14 — лавы; 15 — точки наблюдения; 16 — изопахиты.

Ввиду отсутствия в настоящее время четкого представ
ния о стратиграфической взаимосвязи и пространствен
соотношении нефтекумской карбонатной и култайской к
бонатно-терригенной толщ позднепермского-раннетриасов
(инд-ранний оленек) возраста время их образования р
сматривается совместно, как единый этап в истории раз
тия изучаемой территории, характеризующийся накоплени
на большей части Прикумской области Дагестана, зна
тельных мощностей карбонатных и карбонатно-терригенн
пород (рис. 3). На размытой поверхности куманской сви

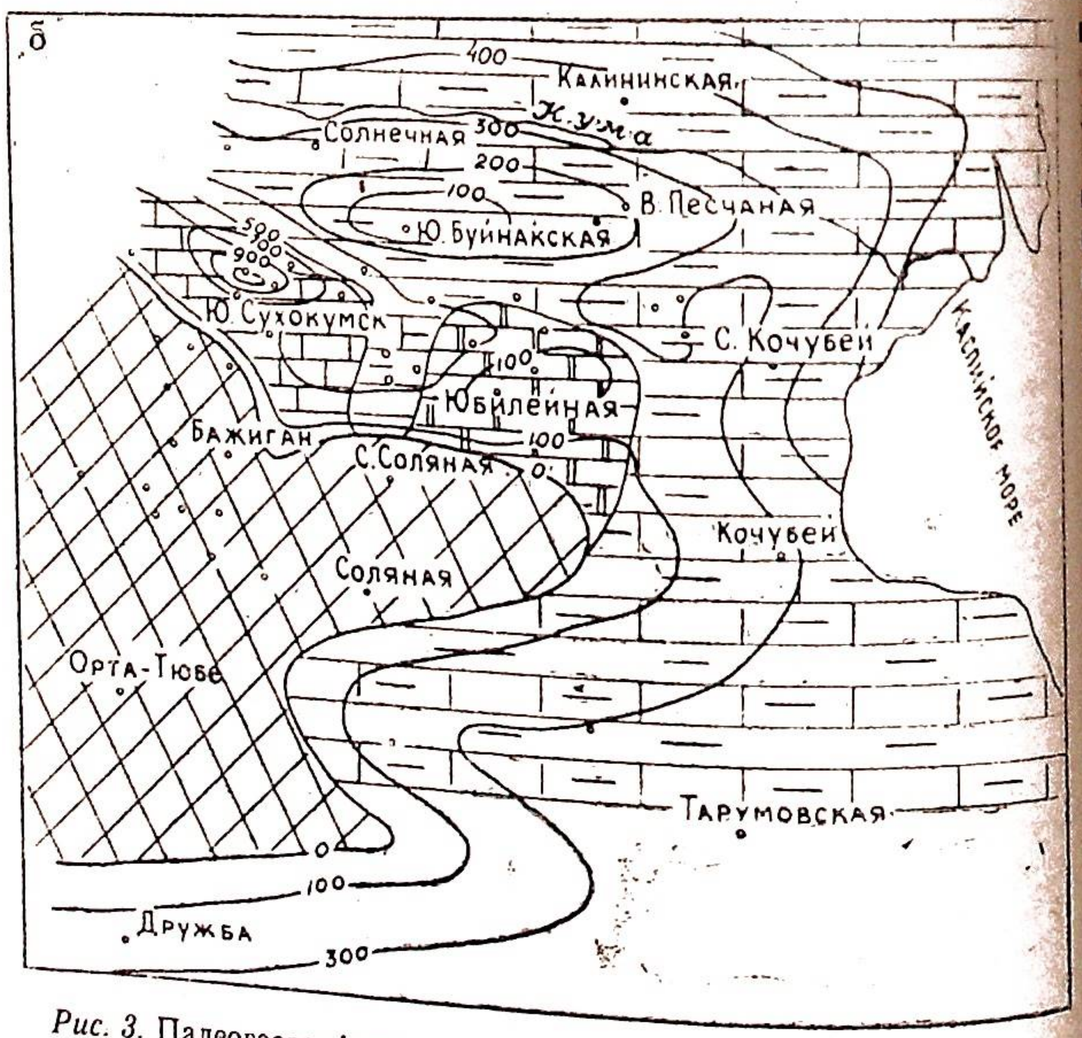


Рис. 3. Палеогеографическая карта Прикумской области Дагестана позднепермского-раннетриасового времени (инд-нижний оленек). (Условные обозначения см. рис. 2).

на северо-западе территории (Русский Хутор, Мартовска
и др.) залегает мощная толща светло-серых известняко
(1250 м), в центральных районах (Юбилейная, Кумухска
Таловская и др.) — пористые доломиты (до 180 м), в
остальной части — темно-серые известняково-глинистые о
ложения. Между ареалами распространения светло-серы
известняков и пористых доломитов фиксируется участ

Смолянская, Солончаковая, Восточносухокумская), где
скрыт разрез с разнотипными породами: красно- и зелено-
ветные известковистые конгломерато-брекчии, органогенно-
бломочные и оолитовые известняки, мергели и аргиллиты.

Начиная с поздней перми на относительно выравненную
оверхность широко трансгрессирует мелководное море,
хватившее все Восточное Предкавказье. В условиях тепло-
, относительно сухого климата в нормально-морском бас-
ейне накапливались до 1000 м чистые хемогенные (возмож-
о, микроорганогенные) известковые осадки. Временами в
ассейн привносился глинистый материал (мергели), места-
ми, в наиболее мелководных и прибрежных частях, широко
азвивалась фауна моллюсков, фораминифер, а также во-
осли. В предоленекское время усилившимися тектониче-
кими движениями (проявление вулканизма), толща извест-
яков подверглась пликативной, а местами разрывной
ислокации и затем частично или полностью размылась
оследующей оленекской трансгрессией (следы выщелачи-
вания, рухляки). Продукты разрушения известняков в виде
онгломерато-брекчий, гравелитов и алевролито-песчаных
ород заполняли впадины и в том или ином количестве
стречаются в вышележащих отложениях триаса.

В раннеоленекское время в Предкавказье существовали
ва седиментационных бассейна: западный и восточный,
ключающий рассматриваемую территорию, разделенные
Ставропольским сводом. Там, где в прилегающем к суше
елководье выступали гривки роговиков и кварцитов, могли
бразовываться отшнурованные и периодически заливаемые
морем лагуны. Осадконакопление протекало в условиях
равнительно сухого теплого климата. Источники питания
имели довольно выравненный рельеф и поставляли в бассейн
преимущественно тонкообломочный материал (глина, алев-
рит). Местными источниками сноса служили останцы извест-
няковой толщи и породы палеозойского фундамента, по-
ставляющие более грубообломочный материал (галька, гра-
вий, песок, алеврит). В лагунах в щелочных и окислительных
условиях происходило в основном хемогенное накопление
известково-доломитовых осадков, образовавших на после-
дующих стадиях литогенеза толщу пористых доломитов.

Область прибрежно-мелководных фаций примыкала к из-
вестняковому останцу и лагуне, распространяясь на северо-
восток (Калининская), где в условиях окислительной и
слабощелочной среды отлагались разные типы осадков,
давшие начало красно- и зеленоцветным грубообломочным
известняковым породам, органогенно-обломочным и оолито-
вым известнякам, темно-серым глинистым мергелям, а также
светлым пористым доломитам, образующим неравномерное

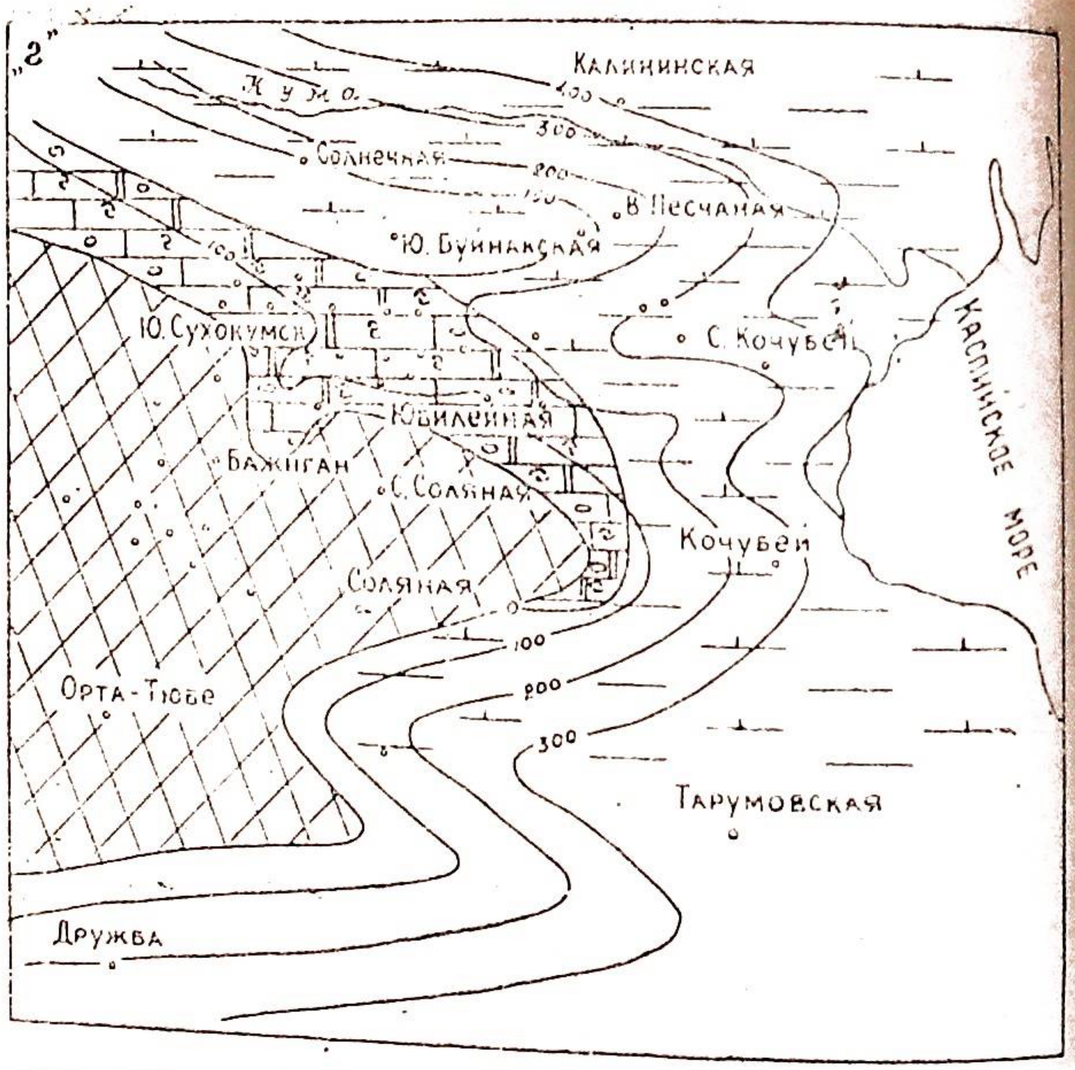


Рис. 5. Палеогеографическая карта Прикумской области Дагестана среднетриасового времени (анизийский век). (Условные обозначения см. рис. 2).

страняется почти на всю территорию, погружаясь, как и в раннеоленекское время в восточном направлении. Небольшой участок суши, сложенный известняковым останцем и сланцами карбона сохраняется на крайнем западе. Анизийская трансгрессия, видимо, сопровождалась воздыманием окружавших ее суш, откуда поступал обломочный материал в виде глины, алеврита и песка. С местного западного источника привносился в основном мелкообломочный карбонатный материал (гравий, песок, алеврит) и мельчайшие частички в виде карбонатной мути. Седиментационный бассейн представлял собой, как и в раннеоленекское время область шельфа, погружавшегося на востоке, где накапливались осадки прибрежных, прибрежно-мелководных и глубоководных частей шельфа. Осадконакопление сопровождалось колебательными движениями, о чем свидетельствуют внутриформационные размывы в разрезе отложений анизийского яруса. В прибрежных и прибрежно-мелководных фациях в щелоч-

ной и окислительной обстановке сформировались наиболее грубозернистые осадки, образующие косослоистое чередование оолитовых, полидетритовых, преимущественно криноидных и пелециподовых, пелециподо-водорослевых известняков, известняковых алеврито-песчаных пород, а также их смешанных и шламовых разностей. В неравномерном чередовании с названными отложениями встречаются и слабо отсортированные, преимущественно карбонатные глинистые и кварц-полевошпатовые алеврито-песчаные породы. В глубоководной части шельфа увеличивается мощность осадков, уменьшается крупность зерен, исчезают оолитовые известняки, окислительные условия осадконакопления сменяются восстановительными. В разрезе возрастает значение глинистых и карбонатно-глинистых, нередко шламовых пород, в верхней части среди глинистой пачки появляются прослои алевролитов.

Максимальные мощности кизлярской свиты (400 м) приурочены к Кумской синклинальной зоне. Буйнакское валообразное поднятие, испытавшее значительное погружение за анизийский век, слабо вырисовывается несколько пониженными на общем фоне мощностями, но все же достаточно высокими, достигающими 150—200 м. В пределах Таловской тектонической ступени проходит узкий, широтного простирания желобообразный прогиб, погружающийся с запада на восток. Тереклинский прогиб и Ортотюбинский вал прослеживаются в тех же границах, что и в раннем триасе. Очертания Леваневско-Ортотюбинско-Соляной суши остаются без изменения.

Образование терригенно-вулканогенной формации в объеме отложений ладинского яруса и верхнего триаса было связано с общим воздыманием территории Восточного Предкавказья, где установился континентальный режим. Подъем сопровождался активизацией глубинных разломов, образованием конседиментационных грабенообразных прогибов и проявлением вулканической деятельности, особенно активно в позднем триасе. Климат на протяжении ладинского века становился все более сухим и жарким и только к концу позднего триаса вновь несколько увлажнился. С ладинского века море, изобилующее разнообразной моллюсковой фауной, постепенно стало мелеть, превращаясь в обширную слабоосолоненную лагуну, в которой обитали лишь остракоды и харовые водоросли. На рассматриваемой территории Дагестана воздымание произошло более интенсивно, здесь в отличие от районов Ставрополья почти сразу же установились лагунные и субаэральные условия седиментации. В седиментационный бассейн в течение ладинского и позднетриасового времени поступал вулканокластический и нормально-осадочный транзитный мелкообломочный материал (глина,

алеврит, песок) со стороны вала Карпинского и Ставро
ского свода. Один из ближайших вулканических очагов н
дился в Тюбинском грабенообразном прогибе, который
чиная с ладинского века и на протяжении позднего тр
заполняется продуктами средней и основной лавы с их
изводными туфолавами и туфами (рис. 6). Вулканокла
ческий материал распространялся отсюда на огромную

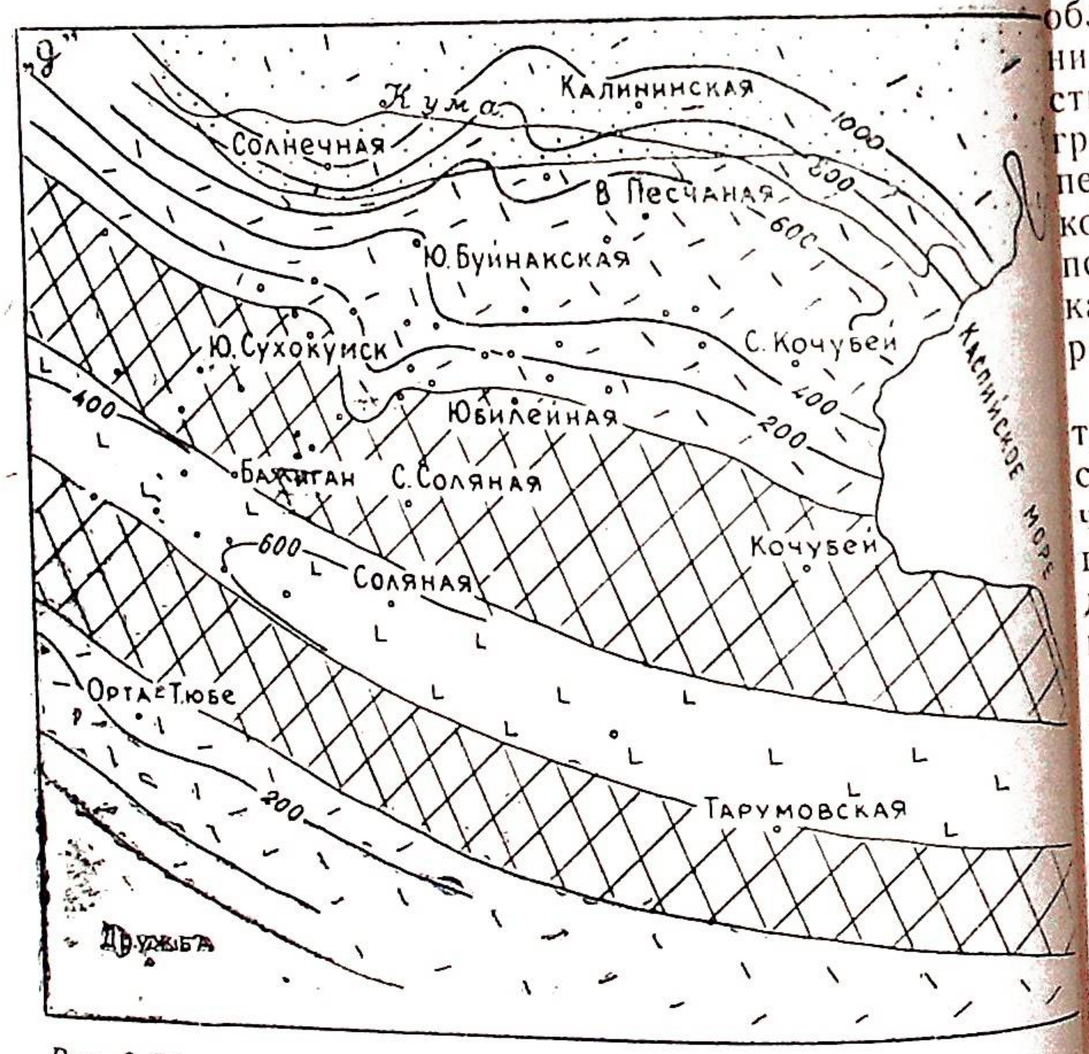


Рис. 6. Палеогеографическая карта Прикумской области Дагестана средне (ладинский век) — позднетриасового времени. (Условные обозначения см. рис. 2).

риторию и накапливался в виде разных по гранулометри
скому (псеффиты, псаммиты, алевриты, пелиты) и агрег
ному (лито-витро- и кристаллокласты) составу туфов, п
имущественно средней и основной лавы и только на сев
к ним заметно примешивались производные кислой лав
давая целый ряд орто- и паратуффитов. В результате эт
образовались неравномерные по сочетанию, непостоянные
мощности, протяженности, гранулометрическому и минера
гическому составу, а также по цвету линзующие меж
собой слойки, пласты и пачки. Наибольшие мощности эт

пестроцветных отложений (860—1000 м) накапливались в Восточно-Манычском прогибе (Солнечная, Калининская), вероятно, мощность их будет возрастать и южнее Ортотюбинского вала. На горстовых поднятиях эти отложения или не накапливались, или образовывали небольшие мощности и в последующем были частично или полностью размыты.

Как показали проведенные исследования, Прикумская область Дагестана в течение пермского и триасового времени претерпела сложный процесс развития. Об этом свидетельствует частая смена палеогеографических обстановок: трансгрессии сменялись регрессиями, периоды осадконакопления — перерывами и частичными размывами отложившихся осадков, значительное изменение мощностей и формирование пестрого состава пород — терригенных, карбонатных, вулканогенных, от серых до пестроцветных, проявление в широких масштабах эффузивной деятельности и др.

Тектоническая история развития и палеография за пермо-триасовое время региона обусловили формирование пород с различными емкостными и экранирующими свойствами, что весьма важно при оценке нефтегазоносности рассматриваемых отложений, как по разрезу в целом, так и по площади. Проведенная реконструкция позволила также выделить наиболее устойчивые положительные и отрицательные тектонические элементы, рассматриваемые в качестве региональных зон нефтегазонакопления и нефтегазообразования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геология и нефтегазоносность доюрских образований Восточного Предкавказья. (*Шарафутдинов Ф. Г., Мирзоев Д. А., Гасангусейнов Г. Г., Ройтман Л. А. и др.*) /Тр. ИГ ДагФАН СССР, 1978, вып. 2 (16).
2. *Жабрева П. С., Данков Б. С., Юдин Г. Т.* Основные черты палеогеографии и формирование пород-коллекторов Предкавказья. — В кн.: Геологические критерии поисков залежей нефти и газа в мезозое Предкавказья, М. ИГиРГИ, 1975.
3. *Летавин А. И., Романов Ю. А., Савельев Л. М., Шумова Т. Ф.* Тектоника Восточного Предкавказья. — М.: Наука, 1975.
4. *Мирзоев Д. А., Беньяминов И. Б., Джапаридзе Л. И.* Основные черты строения и мезозойской истории геологического развития Равнинного Дагестана. /Тр. ИГ ДагФАН СССР, 1977, вып. 1 (10).
5. *Мирзоев Д. А., Пирбудагов В. М., Гасангусейнов Г. Г., Шарафутдинов Ф. Г.* Типы геогенерации нефтегазоносных областей Дагестана. — В кн.: Типы осадочных формаций нефтегазоносных бассейнов. — М.: Наука, 1980.
6. *Савельева Л. М.* Триас Восточного Предкавказья.— М.: Наука, 1978.

К. А. Саба

ПЕРСПЕКТИВЫ ВЫЯВЛЕНИЯ НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПРЕДГОРНОМ ДАГЕСТАНЕ

В настоящее время весь объем геологоразведочных р в Предгорном Дагестане направлен на поиски залежей не и газа в антиклинальных складках. Так сейсморазведочн работами последних лет на этой территории обнаружены гребенные поднятия Димитровское, Красноармейское, Чу арка и др. Однако, перспективы выявления подобных ст тур с каждым годом сокращаются. Хотя в новых райо сейсмические работы проводятся в основном с целью поис четко выраженных антиклиналей, наряду с этим необход обращать вниманние и на выявление ловушек неструктур типа, что должно решаться с привлечением геологичес гидрогеологических, геохимических и других исследова Геолого-геофизическими исследованиями последних лет ус новлено широкое распространение разрывных нарушен возникших в процессе вертикальных перемещений бло фундамента. Возникновение блоков обусловлено тангенци ными тектоническими силами сжатия и растяжения, и имеют антиклинальное, гемиантиклинальное, а также мо клинальное строение (рис. 1).

Некоторые разрывные нарушения имеют неглубоки локальный характер, их амплитуды самые различные (от сятков метров Махачкала—Тарки, Селли, Гаша, Димитр ская и др. до нескольких километров Северо-Шамхал-Бул Дузлак и др.). Степень достоверности выделения и трас рования разрывных нарушений по данным сейсморазведк результатам бурения можно считать удовлетворительной. Т многие разрывы, трассированные по сейсмическим данн подтверждены и по результатам бурения (Димитровская, Г гин, Шамхал-Булак и др.).

Существование в значительной степени складчатых стр тур в Предгорном Дагестане подтверждается значительн подъемом доальпийского фундамента по геофизическим д ным на участках Хадум, Талги, Эльдама, Хошмензил и Сравнительный структурный анализ территории Предго ного Дагестана с учетом ориентировок структур, их взаим

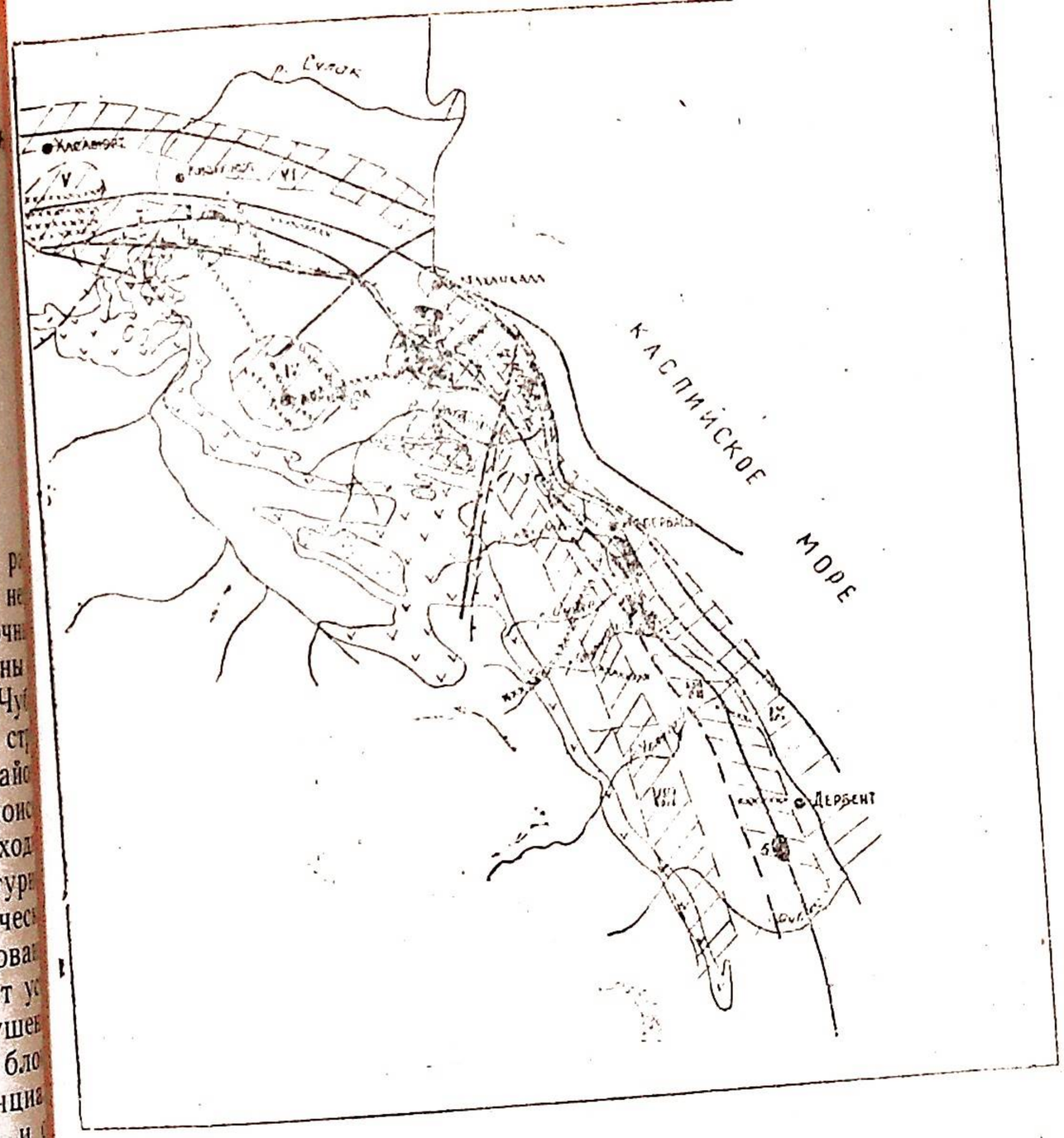


рис. 2

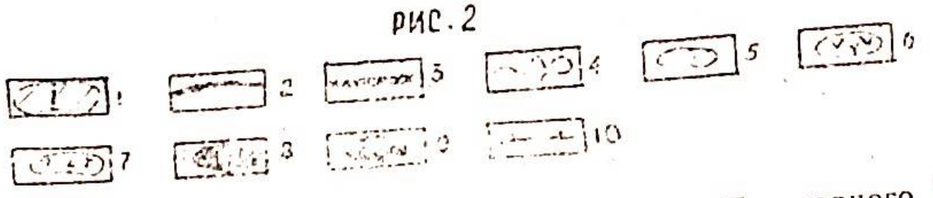


Рис. 1. Схема тектонического районирования Предгорного Дагестана
I — Тектонические выступы и зоны (I — Сулакский выступ; II — Эльдама-Изатлинский выступ; III — Кукурттауский выступ; IV — Буйнакская тектоническая зона; V — Акташская зона поднятий; VI — Северо-Восточная зона; VII — Восточная антиклинальная зона; VIII — Западная антиклинальная зона; IX — Приморская антиклинальная зона); 2 — глубинные разломы; 3 — разрывы по верхнемеловым отложениям; 4 — геологические границы; 5 — границы выходов палеогеновых отложений; 6 — границы выходов верхнемеловых отложений; 7 — границы выходов нижнемеловых отложений; 8 — ловушки, подготовленные к бурению (1 — Восточный Капчугай; 2 — Агачаул; 3 — Северо-Шамхал-Булак; 4 — Айри-Тюбе; 5 — Хошмензил; 6 — Аджи); 9 — ловушки, достоверность которых необходимо проверить дополнительными методами (7 — Ачи-Су; 8 — Каякент, 9 — Каранайаульская синклиналь); 10 — границы Дагестанского клина

прогнозируется складка юго-восточного простирания. На
верном крыле описываемого выступа по верхнемеловым
ложениям выявлена Восточно-Капчугайская гемнантиклина
которая, погружаясь, образует Ленинкентскую структур
террасу, составляющую нижнюю ступень каскада скла
Заузанбаш-Восточный Капчугай-Ленинкент (рис. 2). Вост
ный борт выступа осложнен продольным разрывным нару
нием, через который, погружаясь, он образует Агач-аульск
ступень.

Южно-Дагестанская складчатая ступень. В формирова
этой складчатой ступени основную роль сыграли разры
северо-западного простирания палеозойского возраста. Ге
тической связью с ними обусловлено направление продольн
линейных зон складчатости (Восточной, Западной, Прим
ской) с кулисообразным сочленением структур в зонах. П
перечные ограничения Южно-Дагестанской ступени и ее с
ставляющих складчатых зон на севере связаны с разлома
Кавказского простирания, а на юге — с кайнозойским Саму
ским разломом северо-восточного простирания. Прослеже
ные антиклинальные зоны ступенчато погружаются с запа
на восток и отделены синклинальными прогибами, сужающ
мися в некоторых местах до нескольких десятков метр
В этих местах, вероятно, отдельные элементы антиклинальны
зон имеют сочленение через разрывное нарушение надвиг
вого типа.

Таким образом, тектонически экранированные ловуш
могут встречаться во всех тектонических зонах, вблизи изв
стных месторождений и на различных от них удалениях.

Резкие различия в гипсометрических отметках, поднят
и опущенных блоков и конседиментационный их рост опр
деляют условия нефтегазообразования и нефтегазонакоп
ния. В опущенных блоках, вероятно, накапливалось больш
количество осадков, богатых РОВ, в майкопские отложени
В связи с быстрым захоронением и погружением на больш
глубины они на ранней стадии могут реализовать свой неф
тегазоматеринский потенциал. Осадочный разрез поднять
блоков обычно характеризуется более мелководными фаци
ми, где формировались высококачественные коллекторы.

Все это в сочетании с наличием регионально развиты
глинистых покрышек (майкопская серия) создает благопр
ятные условия для формирования залежей нефти и газа в
всей территории Предгорного Дагестана.

Необходимо отметить, что одни и те же глинистые отло
жения могут служить одновременно покрышками и нефтема
теринскими породами. При этом генерируемые этими отло
жениями УВ, мигрируя по разломам из опущенных блоко
в поднятые, могут образовать скопления и в расположенны

гипсометрически выше, но более древних отложениях. Степень эродированности подстилающих отложений, величина перерыва в осадконакоплении указывают на разновременность формирования разломов. Эти явления, возможно, и являются причиной переформирования залежей из одних блоков в другие.

Следует отметить, что условия сохранности, а также и формирования залежей нефти и газа в различных зонах одного и того же тектонического выступа могут быть разными. При поисках залежей нефти и газа предпочтение необходимо отдавать более спокойно залегающим погруженным частям описываемых блоков.

Почти на всех месторождениях, приуроченных к антиклиналям блокового строения, помимо сводовых, имеются условия для выявления тектонически экранированных залежей. Подобные ловушки могут быть выявлены и подготовлены к глубокому поисковому бурению сейсморазведочными работами, а изучение их бурением по всему региону существенно повысит состояние изученности региона и подготовит фронт работ для последующей стадии геологоразведочного процесса.

Интенсивное погружение всей территории Предгорного Дагестана привело к накоплению осадков большой мощности за относительно короткий промежуток времени. Резкие изменения мощностей и фаций палеоген-неогеновых и верхнемеловых отложений, многочисленные локальные несогласия и перерывы в осадконакоплении привели к появлению зон выклинивания, благоприятных для скопления нефти и газа.

С целью поисков тектонически экранированных залежей используется перспективная полоса достоверного трассирования ветви Нараттюбинской серии разрывов, через которые верхнемеловые и палеогеновые отложения терасовидно погружаются с запада на восток. В этом отношении обращает на себя внимание ступень Сулакского тектонического выступа, а именно его восточное звено (блок Восточно-Капчугай, Айри-Тюбе). Поскольку образование УВ происходило в наиболее погруженных участках Передового прогиба, то благоприятные ловушки неантиклинального типа могут возникать на путях миграции нефти и газа т. е. в пределах восточных погружений блоков в местах пересечения северо-восточных крыльев известных структур с плоскостью разрыва. Не менее интересными в этом отношении являются северо-восточные борта известных структур Восточной антиклинальной зоны, осложненные Главным Дербентским разрывом, на который обратил внимание С. Э. Мусаев еще в 1951 году.

По достоверности выделения все предполагаемые ловушки можно подразделить на две группы: подготовленные к глубокому бурению с последующим включением их в соответст-

вующий фонд ловушек (к таким ловушкам можно отн
Восточный Капчугай, Агачаул, Северо-Шамхал-Булак, А
тюбе, Северо-восточный борт Хошмензильского подня
площадь Аджи, находящуюся северо-восточнее Берикейс
поднятия), и ловушки, достоверность которых необхо
проверить дополнительными геофизическими работами,—
в первую очередь, Северо-восточные борта Ачисинского,
кентского месторождений, затем уже вдоль трассирова
региональных разрывов.

С целью выявления литологически экранированных з
жей первоочередным объектом следует считать Каранайс
скую синклиналь и зону сочленения Каякентской и Из
башской структур.

Таким образом, благоприятные геологические усло
разрезов для тектонического и литологического экраниро
ний особенно в верхнемеловых и палеоген-неогеновых о
жениях, повсеместное развитие разрывных нарушений в П
горном Дагестане дают основание предполагать, что в те
нически и литологически экранированных ловушках сос
жится существенная доля общих запасов углеводородов эт
региона и здесь следует ожидать открытие новых зале
нефти и газа.

С. С. Самедов

СТРОЕНИЕ И РЕГИОНАЛЬНАЯ ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ТРЕЩИНОВАТОСТЬ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОГО АЗЕРБАЙДЖАНА И ЮЖНОГО ДАГЕСТАНА В СВЯЗИ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ

Тектоника юрских отложений СВ Азербайджана и смежной прибрежной области Дагестана сформировалась в тесной связи с развитием доюрского фундамента этой области. Это может засвидетельствовать анализ строения структур типа палеосводов: Сулакского, Губденского, Мугринского в Предгорном Дагестане и Кусаро-Хачмасского в СВ Азербайджане.

Во всех упомянутых участках юрские структуры унаследованы от доюрских палеосводов, что установлено здесь глубоким разведочным бурением. Не менее важную роль в формировании тектоники юрских отложений СВ Азербайджана и Предгорном Дагестане имели региональные разломы типа Терского, Гамри-Озеньского, Самурского и Сиазаньского, а также поперечные к Кавказу подъемы фундамента — «поперечные волны» или «подвижные волны» по И. О. Броду, разделяющие глыбово-складчатые области. В этой связи, используя тектоническую схему В. Е. Хаина (1950), данные А. В. Вихерта, Н. Б. Лебедевой, В. И. Башилова (1966), а также учитывая развитую здесь систему региональных разломов, строение глыбово-складчатых зон, в рассматриваемой области нами выделяются следующие крупные тектонические ступени:

1. Флексурная ступень Дагестанского клина;
2. Флексурная ступень Южного Дагестана;
3. Кусаро-Дивичинская ступень-синклинорий;
4. Тенгино-Бешбармакская надразломная мегантиклиналь;
5. Хизинская ступень-синклинорий (рис. 1).

Упомянутые тектонические ступени отделяются друг от друга Терским, Гамри-Озеньским, Самурским и Сиазаньским региональными разломами. Тектонические ступени имеют более сложное строение, чем предполагалось ранее в связи с тем, что внутри них, наряду с поперечными региональными разломами на их границах, за последние годы установлены продольные региональные разломы типа Дузлакского (разв.

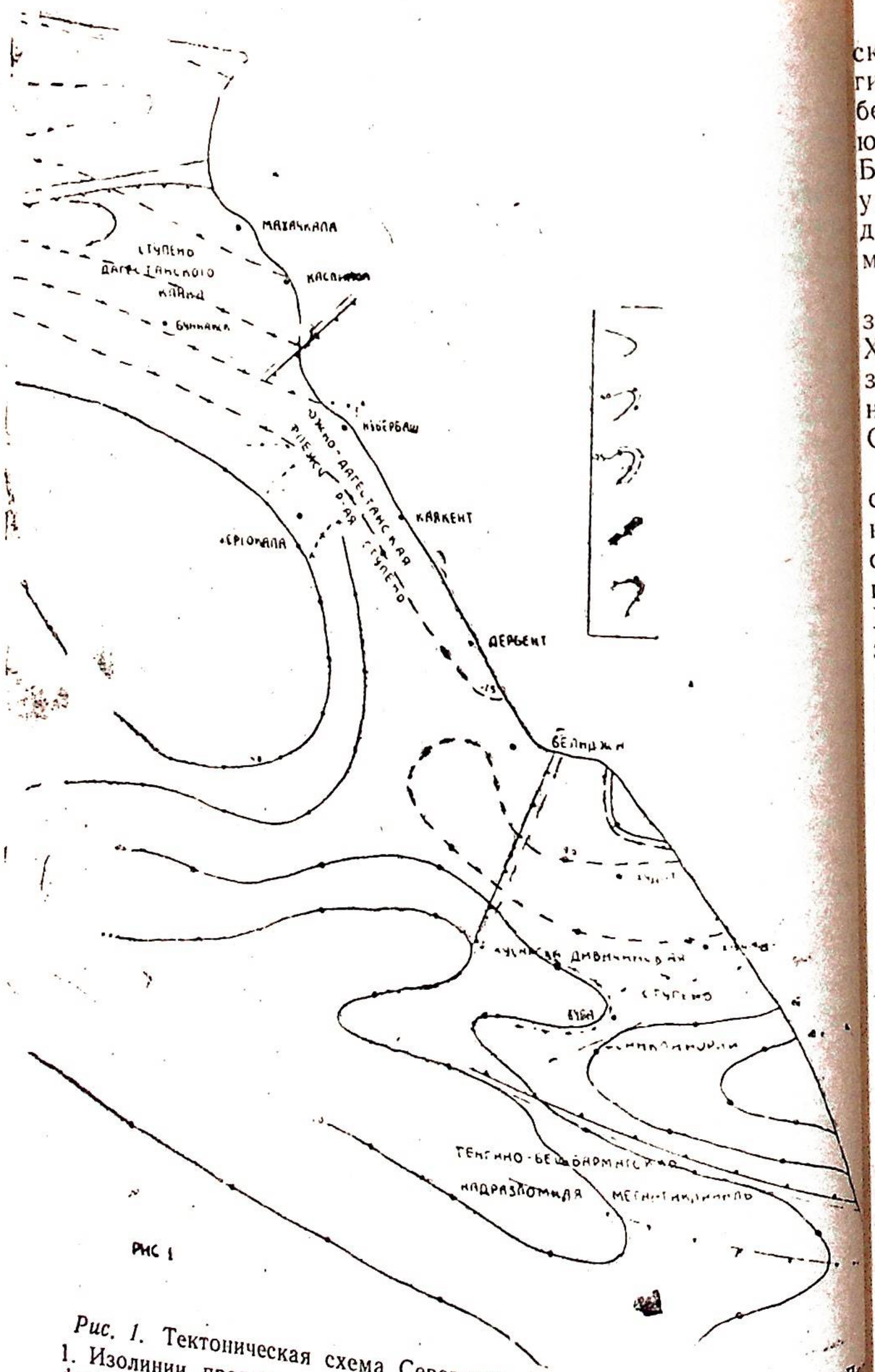


Рис. 1. Тектоническая схема Северного Азербайджана и Южного Да
1. Изолинии предполагаемых и установленных глубин залегания д
фундамента по данным сейсморазведки КМПВ. 2. Изолинии геологич
терпретированных глубин залегания доюрского фундамента. 3. Изолин
бины залегания доюрского фундамента с учетом гравиметрических
4. Крупные установленные и предполагаемые региональные разломы. 5
бенные структуры палеозойского

скваж. 100, 101). Этот крупный разрыв типа надвига протягивается с Аджинской зоны Восточной антиклинали в Дербентскую зону, а затем и в Хошмензильскую площадь на юге Дагестана и продольно рассекает локальные поднятия Берикей, Дузлак, Даг. Огни, Рубас-Хошмензил, на юге он упирается в Самурский поперечный разлом, в СВ Азербайджане предполагается продолжение этого разлома на Яламинской и Худатской площадях.

Допускаем, что такой же разлом рассекает антиклинали западного пояса южного Дагестана: Сели-Гаша, Балхас-Хунук, Экендиль-Аджинаур — возможно и Магарамкентскую зону, генетически тесно связанную с упомянутым антиклинальным поясом, Ширванскую и Бориспольскую структуры СВ Азербайджана.

Таким образом, выделенные нами глыбово-складчатые ступени усложняются и внутри ступеней создаются дополнительные тектонические блоки. В Прикаспийско-Кубинской области СВ Азербайджана в юрских отложениях, учитывая гравиметрические, электрометрические и сейсмические данные И. О. Цимельзона, Х. Д. Джафарова, Р. А. Абдуллаева и результаты глубокого разведочного бурения, допускаем существование следующих локальных поднятий: Яламинское, Северо-Ширванское, Южно-Ширванское, Худатское, ВЭЗ-127, Зизикское, Бориспольское, Чархинское, Саядское, Сарванское, Кешчайское, Бегимдаг-Тегчайское, Талабинское, Дагбилиджинское, Кайнарджинское, Кызылбурунское, Советабадское, Ситалчайское, Кызылбурун-море*, Зорат-море* и Яшма-море* (рис. 2).

Сложная структура Кусаро-Дивичинского ступень-синклинория вместе с тем слагается из трех крупных тектонических единиц низкого порядка: Ялама-Худатского и Дивичинского прогибов и разделяющего их Кусаро-Хачмасского выступа. В юго-западной части Дивичинского прогиба в регионе устанавливается шовная зона, изучение которой приобретает особое значение в связи с увеличением глубинности разведочных работ. Шовная зона состоит из глубоко погруженных структур — Талаби, Шабранчай, Кайнарджа, Кызылбурун, составляющих Талаби-Кызылбурунский антиклинальный пояс, южнее которого выделяется крупная Тенгино-Бешбармакская надразломная мегантиклиналь с ундуляциями Тенгинское, Бешбармакское и Килязинское.

---

* В верхнем мелу, в Дагестанской части акватории также выявлены структуры: Дербент-море, Огни-море, Дузлак-море, Берикей-море. Инчхе-море и ряр других структур, требующих детального подтверждения по юрским отложениям. По данным Геодекяна и др. (1972 г.) в 200 км прибрежной полосе Каспия, кроме упомянутых предполагается еще два антиклинальных пояса.

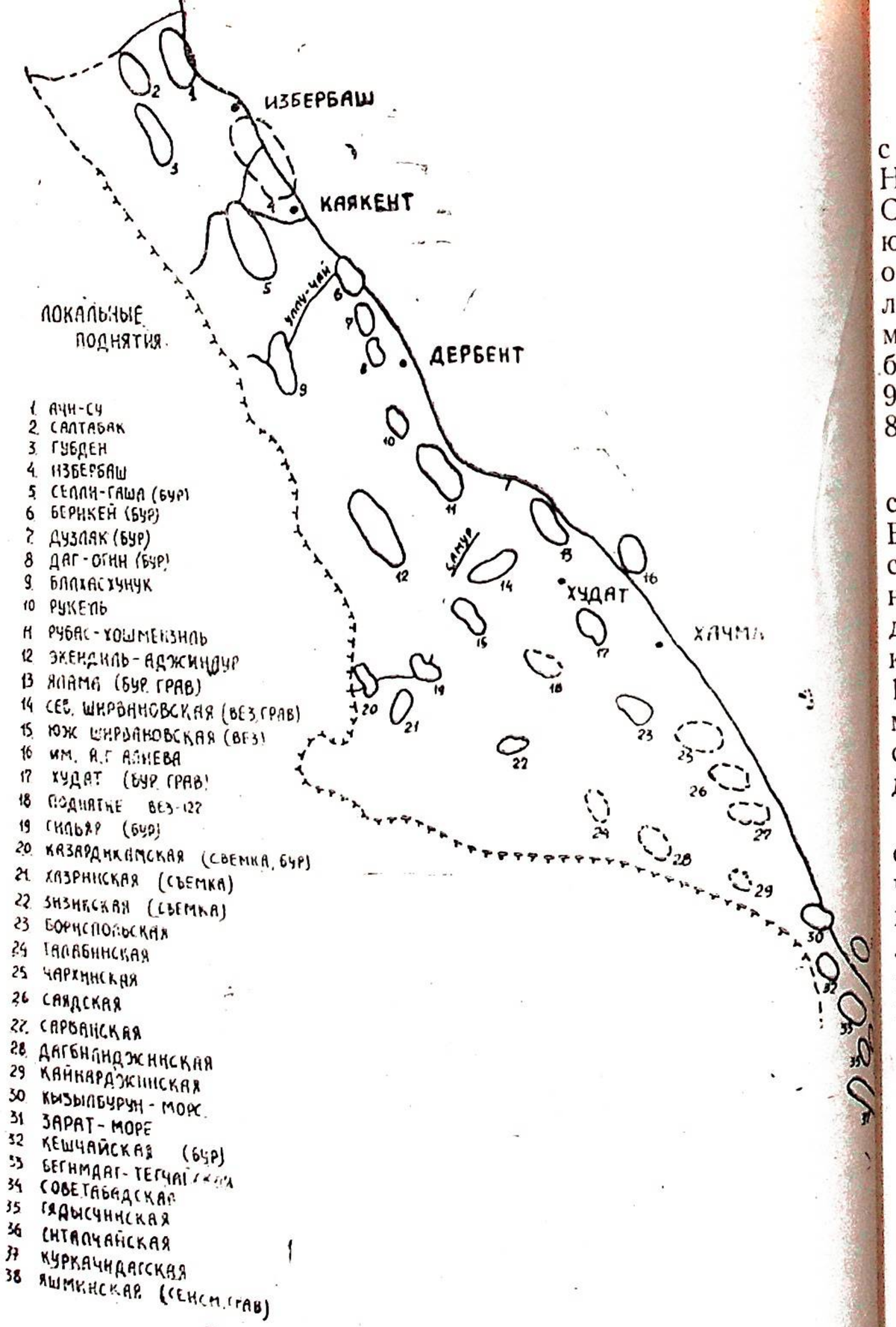


Рис. 2. Обзорная карта локальных поднятий.

1. Ачи-Су, 2. Салтабак, 3. Губден, 4. Избербаш, 5. Селли-Гаша (бур), 6. Берикей (бур), 7. Дузлак (бур), 8. Даг. Огни (бур), 9. Балхасхунук, 10. Рукель, 11. Рубас-Хошмензиль, 12. Экендиль-Аджинаур, 13. Ялама (бур. грав.), 14. Сев. Ширвановское (вез. грав.), 15. Юж. Ширвановское (вез.), 16. Им. А. Г. Алиева, 17. Худат (бур. грав.), 18. Поднятие Вез-127, 19. Гильяр (бур.), 20. Казардикамское (съемка, бур.), 21. Хазрийское (съемка), 22. Зизикское (съемка), 23. Бориспольское, 24. Талабинское, 25. Чархинское, 26. Саядское, 27. Сарванское, 28. Дагбилиджинское, 29. Кайнарджинское, 30. Кызылбурун-море, 31. Зарат-море, 32. Кешчайское (бур), 33. Бегимдаг-тегчайское, 34. Советабадское, 35. Сядысчинское, 36. Ситалчайское, 37. Куркачидагское

Южнее расположена Хизинская ступень синклинорий с ундуляциями Кешчай, Бегимдаг, Ситалчай и Яшминское. На юге этого антиклинального пояса располагается крупная СЗ—ЮВ простирания Курначидагская складка. Складки юрских отложений СВ Азербайджана по своей природе нами отнесены к линейно-куполовидным структурам. По морфологии в Кусарско-Дивичинской ступени выделяются брахиморфные коробчатые, а в Хизинской ступени гребневидные близкие к диапирам складки. Размеры складок в среднем 9×3 км, углы падения на крутых крыльях 35—40°, до 60—80°, а на пологих от 4—10° до 35—40°.

В составе пород, слагающих складки, особенно в Хизинской ступени, преобладают глинистые пластичные толщи. В этой связи процесс нагнетания при формировании этих складок, по-видимому, имеет главенствующую роль. В смежной южно-Дагестанской ступени встречаются типичные сундучные куполовидные, гребневидные брахиморфные антиклинали, характерные предгорным прогибам с размерами 10×5 км, высотой от десятков метров, до нескольких сот метров. Для этого региона характерны структуры с двумя сводами типа Селли-Гаша—Рубас—Хошмензил и Экендиль—Аджинаурской.

С приближением к горному Дагестану число коробчатых структур растет, в то время как к побережью Каспия увеличиваются типичные купола и брахиантиклинали. Одной из характерных особенностей складок юрских отложений являются смещение их сводов относительно меловых в среднем от 500—800 м до 1,5 км. Установлено смещение сводов на СВ в Восточно-антиклинальном поясе и ЮЗ — в западном антиклинальном поясе южной Дагестанской ступени.

Изучение региональной и локальной тектонической трещиноватостей юрских отложений СВ Азербайджана и смежных регионов южного Дагестана имеет большое практическое значение. Такой количественный анализ нами ранее был осуществлен для территории Дагестана и Азербайджана в региональном масштабе с составлением карт изохазм с учетом наземных геологических данных (рис. 3). Наряду с этим был проведен количественный анализ тектонической трещиноватости на локальных структурах Селли-Гаша в Южном Дагестане и Бегимдаг-Тегчай в СВ Азербайджане, для выявления благоприятных в нефтегазоносном отношении зон в трещиноватых коллекторах.

Учитывая главным образом длину тектонических разрывов и площадь их распространения методом изолиний, было выявлено, что участок, ограниченный изохазмой 0,75 км/км^2 на месторождениях Селли-Гаша и Бегимдаг-Тегчай представ-

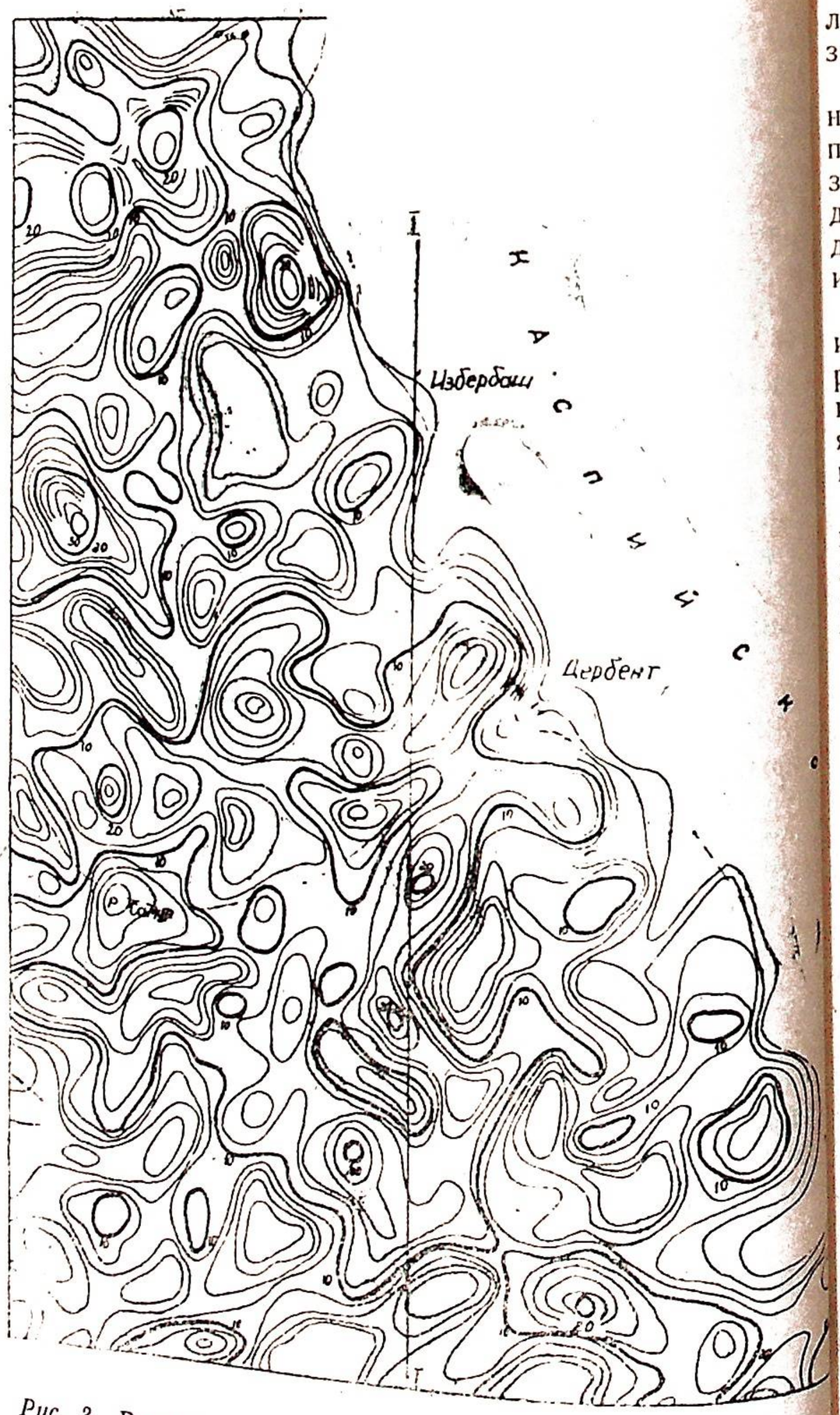


Рис. 3. Региональная тектоническая трещиноватость по материал спутника «Метеор» (в условных единицах).

ляет большой практический интерес для поисков нефти и газа в трещиноватых коллекторах верхнего мела и юры.

В этом контуре 0,75 км/км² оказались самые многодебитные эксплуатационные скважины на площади Селли-Гаша, получающие нефть и газ из верхнего мела. Практика показала, что такой количественный анализ необходим не только для региональных зон разрывных смещений области, но и для локальных складок этого региона, где скопление нефти и газа ожидается в трещинных зонах и коллекторах.

Выявление напряженности отдельных складок, густоты их расположения, установление связи этих явлений с преобразованием органического вещества, с метаморфизмом пород и с интенсивностью разрывообразования в настоящее время является не менее важным вопросом для геологов — нефтяников.

За последние годы, наряду с ранее использованными нами наземными данными, полученными в полевых условиях, а также посредством глубокого бурения скважин и геофизических исследований, для количественного анализа тектонической трещиноватости нами широко были использованы данные, полученные с помощью космических аппаратов.

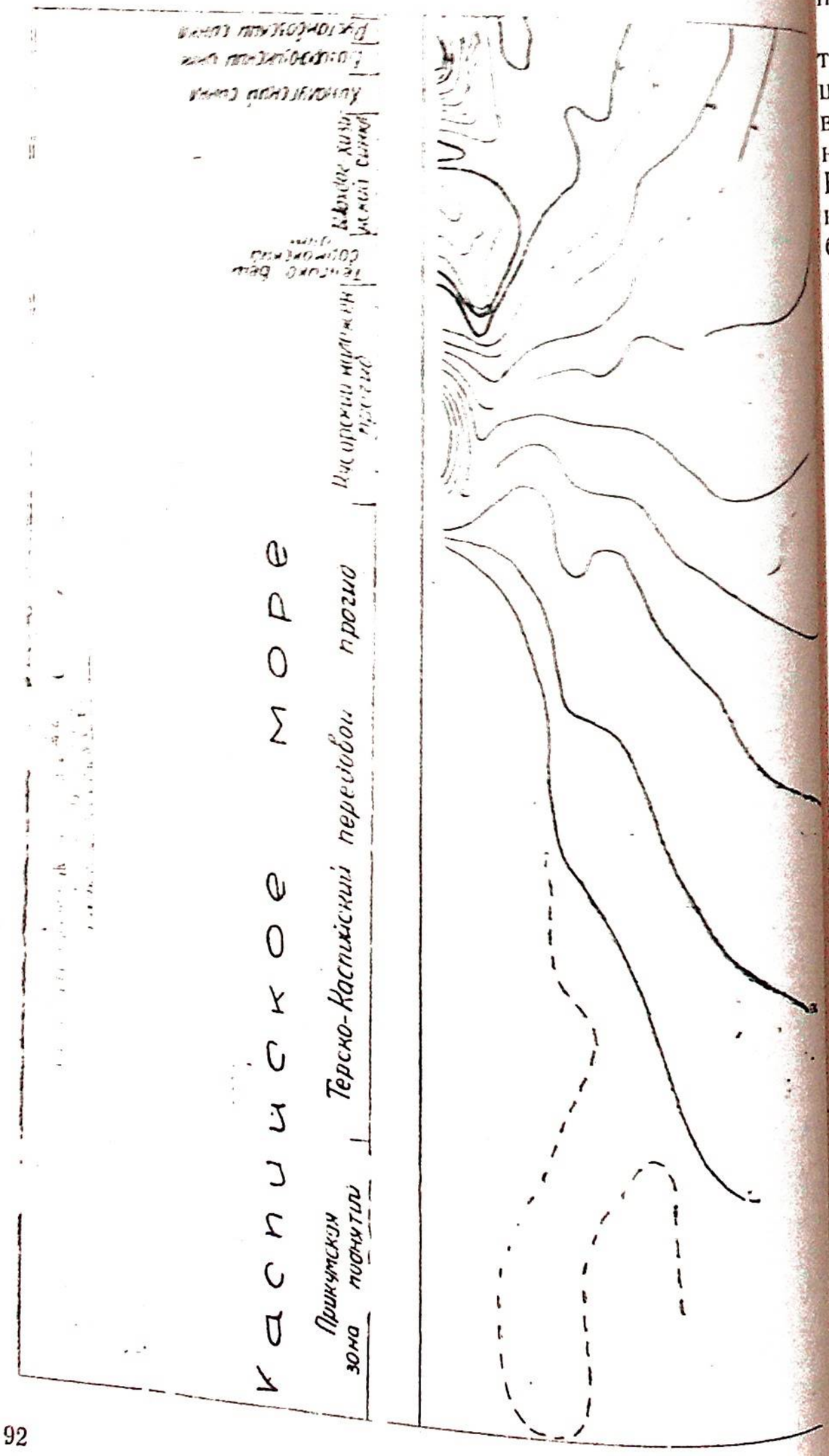
Совместно с сотрудником Института космических исследований природных ресурсов Азерб. ССР Ю. В. Нечаевым дешифрирование космических снимков позволило нам составить карту региональной тектонической трещиноватости Восточного Кавказа в изолиниях, позволяющую получить дополнительные сведения при оценке перспектив нефтегазоносности рассматриваемого региона (рис. 4).

На картах удельной густоты региональных разломов находит четкое отражение также глубинное строение Восточного Кавказа, а именно глыбово-складчатое строение выделенных нами выше тектонических ступеней. Области горных сооружений отмечаются повышенными значениями тектонической раздробленности земной коры (от 10 до 20 усл. ед.), а межгорные и предгорные впадины типа рассматриваемого нами региона и молодые наложенные образования, пониженными до 10 усл. ед.

Прикумская зона поднятий и Терско-Каспийский прогиб характеризуются практически нулевыми значениями удельной густоты разрывов. В смежной северной Кизлярской ступени значение тектонической раздробленности не превышает 8 усл. ед.

Карты удельной длины региональных разрывов позволяют выявить расположение нефтегазовых структур, их поруженность, характер их тектонической раздробленности, выделять зоны разломов, оценивать их глубинность.

Исследования показывают перспективность использова-



ния космической видеоинформации для изучения нефтегазоносных областей.

Изложенные нами данные по строению и тектонической трещиноватости среднеюрских отложений приобретают большое значение в связи с получением нефти и газа в 1982 году в упомянутых отложениях на месторождении Ачису в смежной области с СВ Азербайджаном, в Предгорном Дагестане. В скв. 145 Ачису с глубины 4167—4202 м, датируемых среднеюрскими *, при испытании в открытом стволе впервые были получены нефть и газ. В предгорном Дагестане в промышленном объеме высота столба нефти достигла 150 м, а газа 170 м, испытания продолжаются. Известно, что до этого в Дагестане и СВ Азербайджане были установлены естественные выходы нефти и газа и нефтегазоводопроявления при бурении и опробовании скважин. Так на площади Кешчай скв. № 1 при опробовании ааленских отложений средней юры был получен газовый фонтан в 75000 м³/сутки и конденсата 15—20 кг, сопровождаемый притоком воды дебитом 70—80 ³/сут. В скв. № 6 площади Бегимдаг-Тегчай при бурении на глубине 3600—3800 м (средняя юра) скважина перешла на фонтанирование газом дебитом 10000—15000 м³/сут.

Наряду с этим в южном Дагестане при испытании среднеюрских отложений на площадях Дузлак (скв. 45), Селли (скв. 25), Берикей (скв. 22) были получены небольшого объема притоки воды с пленкой нефти. Известно, что терригенная средняя юра и карбонатная верхняя юра (келловей-оксфорд) нефтегазоносны в Прикумской области сев. Дагестана. Недавно еще установлена промышленная нефтегазоносность верхней юры на Шамхал-Булакском месторождении Дагестанского клина. На площади Агзыбирчала СВ Азербайджана параметрическая скважина выявила совершенно новые данные: под юрскими отложениями, залегающими на глубине 3350 м., были вскрыты (на доступных глубинах 4970—5142 м) вулканогенные отложения, возможно, пермо-триасового возраста. Глубина доюрского фундамента ранее была установлена только геофизическими исследованиями и измерялась глубиной в Кусарском прогибе 9 км, Дивичинском прогибе 10—12,5 ,в Южном Дагестане от 4 до 7,5 км. Однако данные параметрической скважины Агзыбирчала позволяют несколько пересмотреть представления о глубинах доюрского фундамента и характере залегающих

---

* При испытании в открытом стволе в скв. 12 Талаби (забой 4670 м) СВ Азербайджана из упомянутых отложений был получен приток воды с нефтью Q=40 м³/сут. При опробовании в обсаженной скв-не приток был уже 1 т/с.

под юрскими отложениями пород. Приведенные новые ные позволяют сделать заключение, что объем парамет ческого разведочного и поискового бурения на доюр толщу и юрские отложения необходимо увеличить в СВ А байджане и предгорном Дагестане. Первоочередными об тами для параметрического и разведочного бурения м служить гипсометрически повышенные структуры Тал Кызылбурунского антиклинального пояса и Хизинской з СВ Азербайджана.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Султанов К. М., Халифазаде Ч. М., Самедов С. С.* К разведке ти и газа в среднеюрских отложениях Прикаспийской низменности АНХ. 1966, № 4.
2. *Самедов С. С.* Карта изохазм тектонической разбитости Азер джана. Ученые Записки АГУ, 1961, № 1.
3. *Самедов С. С.* Карта изохазм Дагестана и ее значение для прог нефтегазоносности. — Ученые записки АГУ, сер. геол.-геогр., № 5—6.
4. *Сулейманов Э. С., Нечаев Ю. В., Ахундов Р. А., Мустафаев И* Оценка глобальной трещиноватости земной коры по космическим сн кам. — Сов. геол., 1978. № 11.

А. К. Васильев

О ПРОГНОЗЕ ПОГРЕБЕННЫХ МЕЛОВЫХ СКЛАДОК В ОБЛАСТИ ДАГЕСТАНСКОГО КЛИНА

В последние годы сейсморазведкой и бурением в области передовой складчатости Чечено-Ингушетии и Дагестана установлено резкое несоответствие в строении неогенового и верхнемелового структурных этажей. В основном дисгармоничность проявляется в бортовых частях антиклинальных зон и разделяющих их прогибов. В этих участках под моноклинально или горизонтально залегающими неогеновыми и верхнепалеогеновыми отложениями в верхнемеловой известняковой толще обнаружены узкие антиклинали, отделенные друг от друга разрывами. Так, в Аргунском пересечении широкой корытообразной Петропавловской синклинали в палеогеновых отложениях, разделяющей Терскую и Сунженскую антиклинальные зоны, сейсморазведкой выявлено 5 таких складок, одна из которых — Ханкальская, подтвержденная бурением, имеет крутые крылья и промышленно нефтеносна. В Дагестане подобного рода складки обнаружены сейсморазведкой вдоль внешнего обрамления Нараттюбинской тектонической зоны, на площадях Димитровская и Алмало-Сафаралинская соответственно южнее и западнее Махачкалы.

На Димитровской площади под моноклинально залегающими неогеновыми слоями в верхнем мелу установлено существование по крайней мере одной осложненной надвигом структурной ловушки, к которой приурочено промышленное скопление газа. На Алмало-Сафаралинской площади складок в верхнем мелу бурением пока не выявлено.

На поверхности и в верхних, вскрытых бурением, слоях неогена названных площадей видимых признаков погребенных меловых складок как будто бы не имеется.

Как известно, Нараттюбинская тектоническая зона, окаймляющая Дагестанский клин с внешней северной и северо-восточной стороны, представляет собой нарушенную взбросами и надвигами со стороны предгорного прогиба полосу олигоцен-миоценовых, преимущественно чокракских отло-

жений. Орографически эта зона выражена одноименны
ным хребтом.

Почти на всем протяжении Нараттюбинской зоны с
щие ее олигоцен-миоценовые отложения залегают мо
нально. Исключение составляют два известных антикл
ных подворота в чокракских слоях: Кумторкалинской
ритюбинский, и подобного же рода периклинальное окон
уничтоженной надвигом складки в верхнемиоценовых
жениях на р. Яман-су в р-не с. Ножай-юрт.

При анализе поперечных геологических разрезов
горного Дагестана и Чечено-Ингушетии, составленны
данным бурения, выявилась интересная особенность. В
тонически напряженных (сжатых) зонах над меловыми
нятиями, как правило, в нижне-майкопской глинистой
неизбежно возникает разрыв-надвиг, который ближе
верхности постепенно переходит в крутой взброс, и
с подворотом слоев в обратную сторону. Такие разры
провождают все достаточно хорошо выраженные ме
поднятия в антиклинальных зонах как Чечено-Ингуш
так и Южного Дагестана. Нет оснований считать, что с
изученный бурением Дагестанский клин будет в этом
шении представлять исключение. Следовательно, можно
полагать, что под полосой взбросо-надвигов Нараттюби
тектонической зоны протягивается цепочка меловых скл
осложняющих северный и северо-восточный борта кру
мезозойских выступов: Сулакского и Кукурттауского.
торые из этих складок, такие как Шамхалбулакская с
синской, Восточно-Капчугайская и Айритюбинская уже
лены бурением. Можно думать, что на остальных учас
зоны также имеются погребенные складки.

Положение, однако, осложняется тем, что на отдель
участках разрывных зон Дагестанского клина на поверх
выходит не один надвиг, а два или даже три, как это пр
ходит, например, в Кизилбулакской зоне разрывов.

На Айритюбинской площади в южной части круп
Талгинского поднятия наряду с региональным Нараттю
ским надвигом, выходящим на поверхность на гребне о
именного хребта, примерно в 800 м к западу по балке
вол-гол на протяжении нескольких километров просл
вается еще один выход надвига, параллельно основ
При анализе фактического материала и структурных
строений по этому району (Васильев, 1977) существов
осложняющего юго-восточное окончание Талгинской а
клинали Айритюбинского структурного носа (гемианти
нали) было обосновано наличием именно этого второсте
ного надвига, который должен был возникнуть в майкоп
отложениях при тектонических подвижках со стороны п

горного прогиба над этой гемиантиклиналью, являющейся уступом в верхнемеловых слоях. Роль же основного надвига, а точнее — причина его возникновения в то время была непонятна.

Предполагать, что зарождение надвига связано с какой-то складкой в верхнемеловых слоях восточнее выхода надвига казалось явной нелепостью ,т. к., судя по наклону сместителя, складку нужно было отодвинуть от хребта на приморскую равнину на 5—6 км. Однако, спустя некоторое время эта складка (Димитровская) была обнаружена сейсморазведкой, а затем подтверждена и бурением.

При сопоставлении электрокаротажных разрезов скважин Димитровской площади выявился разрыв-надвиг в майкопских отложениях в скв. 3 Димитровская на глубине 1920 м, срезающий нижний пласт песчаников в песчано-алевролитовой пачке, залегающей в основании муцидакальского горизонта. В результате разрыва происходит сдваивание этой пачки и соответствующее увеличение вскрытой скважиной мощности майкопской толщи. Выявленный разрыв является продолжением основного Нараттюбинского надвига (рис. 1).

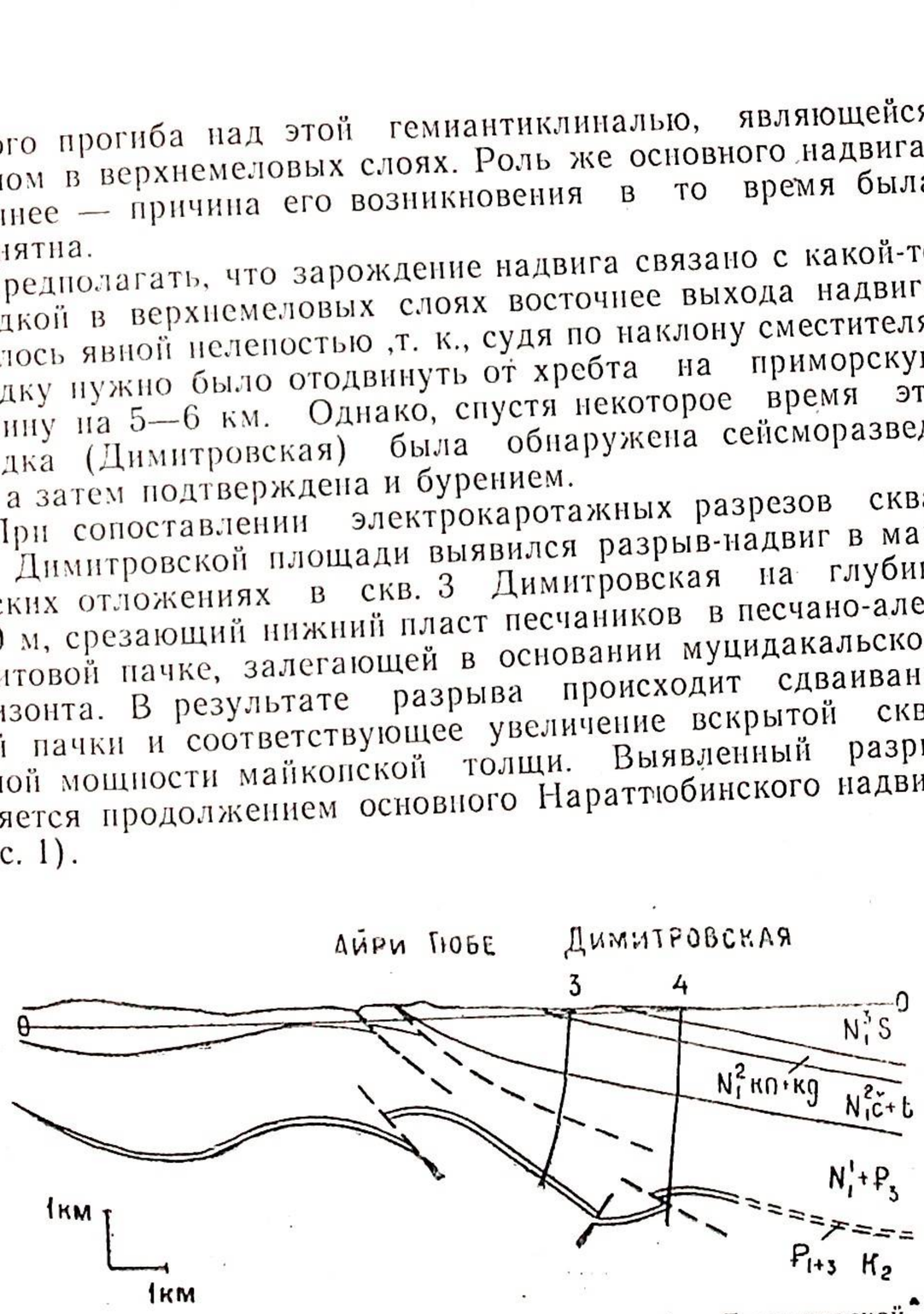


Рис. 1. Геологический профиль Айритюбинской и Димитровской структур. Составил А. К. Васильев.

Димитровская складка протягивается на СЗ примерно до р. Черкес-озень. В этом же районе происходит и затухание основного надвига (Успенская, 1934, стр. 55). Дополнительный надвиг прекращает существование еще раньше, в р-не г. Канабурбаш, где заканчивается, расплывшись на борту Талгинского поднятия и Айритюбинская гемиантиклиналь. На протяжении 4—5 км к СЗ от р. Черкес-озень в р-не Нараттюбинского хребта надвигание в третичных отложениях либо совершенно отсутствует, либо, как считает Н. Ю. Успен-

ская (там же) «общее горизонтальное перемещение ра
лось на сравнительно мелкие подвижки». Впрочем отсутст
явных признаков надвигания на указанном отрезке
раттюбинской зоны можно объяснить и тем, что имен
этом интервале произошел разрыв и вброс северной пол
ны мелового купола Кукурт-тау.

Начиная с широты с. Агачаул и далее, вплоть до р.
ра-озень основной надвиг снова хорошо выражен. Выход
на поверхность прослеживается вдоль Нараттюбинс
хребта в нижнем горизонте чокрака. В р-не перевала А
буюн в верхней части майкопа в километре к югу от ос
ного появляется второй надвиг. Он протягивается паралл
но первому в р-н р. Шура-озень.

Строение северной части западного погружения Тал
ского поднятия, на которой развиты описанные надв
сходно со строением Айритюбинской площади. Также, ка
там, на предгорной равнине отсутствуют структурные и
морфологические признаки глубинных складок; неогено
отложения залегают моноклинально, на хребте имеются
ходы двух надвигов. Исходя из отмеченной закономерно
можно предполагать, что и здесь надвигам должны отве
складки в верхнемеловых отложениях. И действител
южному надвигу соответствует хорошо изученная бурен
Восточно-Капчугайская гемиантиклиналь. Основной на
в 2,5 км к северу от его выхода на хребте был вскрыт скв
Ленинкент на глубине 2020 м. Доказательством этого с
жит повторяемость на каротажной диаграмме первого све
20 метрового песчаника в миатлинском горизонте. Пер
раз скважина вскрывает этот песчаник в интервале 190
1920 м, а затем, после разрыва, в поднадвиге в интерв
2050—2070 м (рис. 2).

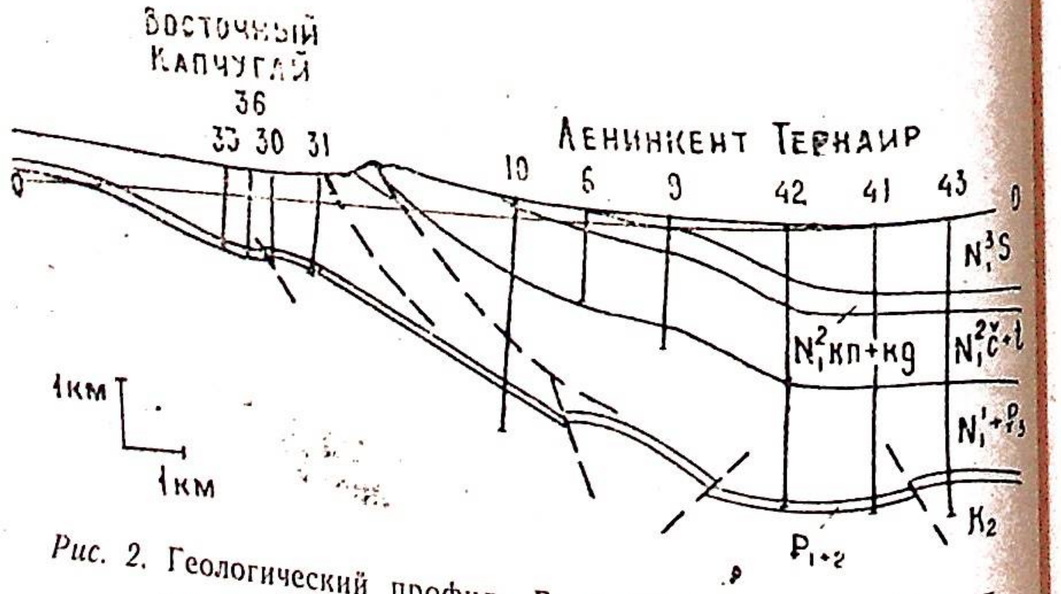


Рис. 2. Геологический профиль Восточно-Капчугайской и Ленинкентской структур. Составил А. К. Васильев.

В 2,5 км севернее этого участка, по данным скв. 9 Ленинкент в миоценовых отложениях отмечается террасовидное залегание. Можно предполагать, что под этой структурной террасой на участке зарождения надвига имеется антиклинальное поднятие в меловых слоях. По структурным построениям эта складка, которую из-за отсутствия в её пределах иных, кроме с. Ленинкент, населенных пунктов, можно именовать Ленинкентский, хотя она не имеет ничего общего с той структурой, на которую бурилась скв. 10 Ленинкент, протягивается на восток в р-н р. Шура-озень, где сочленяется кулисообразно с Истисинской антиклиналью. Вполне вероятно, что она, также как и Восточно-Капчугайская, на востоке раскрыта.

На левобережье р. Шура-озень, на Истисинской площади вдоль Нараттюбинского хребта также прослеживаются два выхода надвигов. Один из них возник над Истисинской антиклиналью, другой — северный, над приразрывным осложнением в верхнемеловых слоях, так называемым Алмалинским поднятием.

Подобного же типа осложнение можно предполагать и по северному борту Шамхалбулакского поднятия. Если не считать незначительных второстепенных сколов в чокракских отложениях, здесь также по хребту наблюдаются два выхода параллельных надвигов.

В Кизилбулакской зоне разрывов в верхнем мелу можно предполагать не одно Кизилбулакское поднятие, а соответственно числу надвигов две, а возможно и три параллельных складки.

Примечательна в этом отношении Восточно-Миатлинская площадь. В западной ее части, в р-не с. Акай-тала известен и показывается на геологических картах продольный по отношению к соседним складкам надвиг в майкопских слоях протяженностью в 6 км. Во всех структурных построениях этот надвиг игнорировался, оставался как бы сам по себе. В причину его происхождения никто не вдавался. Между тем оказывается, что возник он в середине обширного поля выходов майкопа не случайно. И также не случайно он протянулся от с. Гомулат-тала до с. Мугу-тала, где и заканчивается. Именно на этом отрезке, как это выяснилось после бурения восточно-миатлинских скважин, в меловых слоях располагается наиболее повышенная часть поднятия, расположенного на одной оси с Миатлинским, но тем не менее обособленного от последнего. Это меловое поднятие, над которым образовался взброс в майкопских отложениях и которое пространственно совпадает с западной частью Кизилбулакского поднятия, можно именовать Акайталинским, ибо

так назвал в свое время В. Д. Голубятников предполага им в этом месте антиклинальную складку, хотя и исх при этом из каких-то иных соображений, поскольку сч что майкопские надвиги являются непосредственным про жением мезозойских.

Несомненным, по нашему убеждению, является предп жение, что известному Гилянскому взбросу в олигоцен- ценовых слоях отвечает поднятие в меловых отложен Скв. 1 Гиляны, пробуренная на участке затухания взбр естественно попала в периклинальную часть поднятия, п му и не дала продукции.

Как известно, две скважины, пробуренные на Бавту ской площади, поднятия в верхнемеловых отложениях обнаружили. Оказалось, что последние залегают здесь о круто. Хотя при поисках структуры на данном участке копские надвиги в расчет не принимались, расположени здесь таково, что можно было бы предполагать существ ние погребенного поднятия в верхнем мелу на разбуре участке и исходя из рассматриваемой нами зависимости. сутствие поднятия можно связывать только с большой тизной борта мезозойского выступа, на котором наход данный участок. При боковом сжатии в ослабленной шо зоне, в которой находятся скважины, в жесткой верхнем вой толще, залегающей здесь очень круто, вместо скл образовались взбросы, которые передались майкопской нистой толще и вышли на поверхность. Возможно, что добное явление наблюдается и на площади Андрейаул. по данным бурения двух скважин предполагать сущест ние поднятия в верхнем мелу невозможно.

В заключение, практический смысл сказанного мо выразить следующим образом.

В Предгорном Дагестане, по-видимому, также как и в ласти Передовых хребтов Чечено-Ингушетии взбросо-над в палеоген-неогеновой толще, независимо от того, как залегает, неизбежно возникли над поднятиями в верх мелу и поэтому могут считаться поисковыми признак последних. Однако, в Чечено-Ингушетии, особенно в пр лах Терской и Сунженской антиклинальных зон в связи с сильной дислоцированностью в основном за счет четверт ного орогенеза, который почти не проявился в Дагест рассматриваемая зависимость много сложнее, а местам затушевана. Область же Дагестанского клина в этом от шении наиболее благоприятна. Все дело лишь в слабой ченности разрывной тектоники отдельных его участков.

Очевидно, что основывать прогноз погребенных струк только на геологических признаках, в частности разры

верхних слоев, так же неправильно, как и на данных только сейсморазведки. Безусловно, необходимо комплексное решение этой задачи.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Васильев А. К.* О строении Айритюбинской площади Предгорного Дагестана. — В сб.: Новые данные по геологии и нефтегазоносности Дагестана, 1977, вып. 1(10).
2. *Успенская Н. Ю.* Геология третичных отложений Дагестана./Тр. Сев.-Кавк. конф. геологов-нефтяников, 1934, вып. 6.

М. И. Исрапи

ВОЗМОЖНОСТИ СКОПЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В СИНКЛИНАЛЬНЫХ ПРОГИБАХ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРЕДГОРНОГО ДАГЕСТАНА

Несмотря на длительный период поисковоразведоч работ, в большинстве трудов, посвящённых изучению ве немеловых отложений Дагестана, нет ясности в вопро о типе коллектора, классификации ловушек, закономернос распространения природных резервуаров и т. д., что отри тельно влияет на эффективность разведочного бурения.

Основной причиной такого положения, на наш взгл является то, что имеющиеся представления, в основном, зируются на общегеологических методах изучения, привлечения данных подземной газогидродинамики и ана за разработки нефтяных и газовых залежей.

Согласно сложившихся представлений (2, 3, 5, 6 и т. считается, что верхнемеловые известняки повсеместно тре новатые, проницаемы и представляют единый резервуар, свободно могут развиваться процессы боковой мигра формироваться тектонически и стратиграфически экрани ванные залежи.

Проделанная нами работа по анализу разработки га вых и нефтяных залежей с уточнением их строения, постро нием более детализированных геологических профилей карт, позволила существенно изменить имеющиеся предст ления. На наш взгляд, полученные данные представляют о ределённый интерес для понимания механизма формиро ния и закономерностей пространственного размещен залежей углеводородов в этих отложениях.

Основным и наиболее важным является полученный в вод о неповсеместной трещиноватости известняков, об оче слабой их проницаемости на большей части территор Высокопроницаемые зоны повышенной трещиноватос имеют прерывистый, «островной» характер развития на п щади региона. Эти зоны практически полностью гидроди мически изолированы. На рис. 1б показана схема строен зоны трещин, к которой была приурочена газовая зале месторождения Ачи-Су. Зона трещин представлена в ви узкой (1,5—2 км) полосы, приуроченной к наиболее по

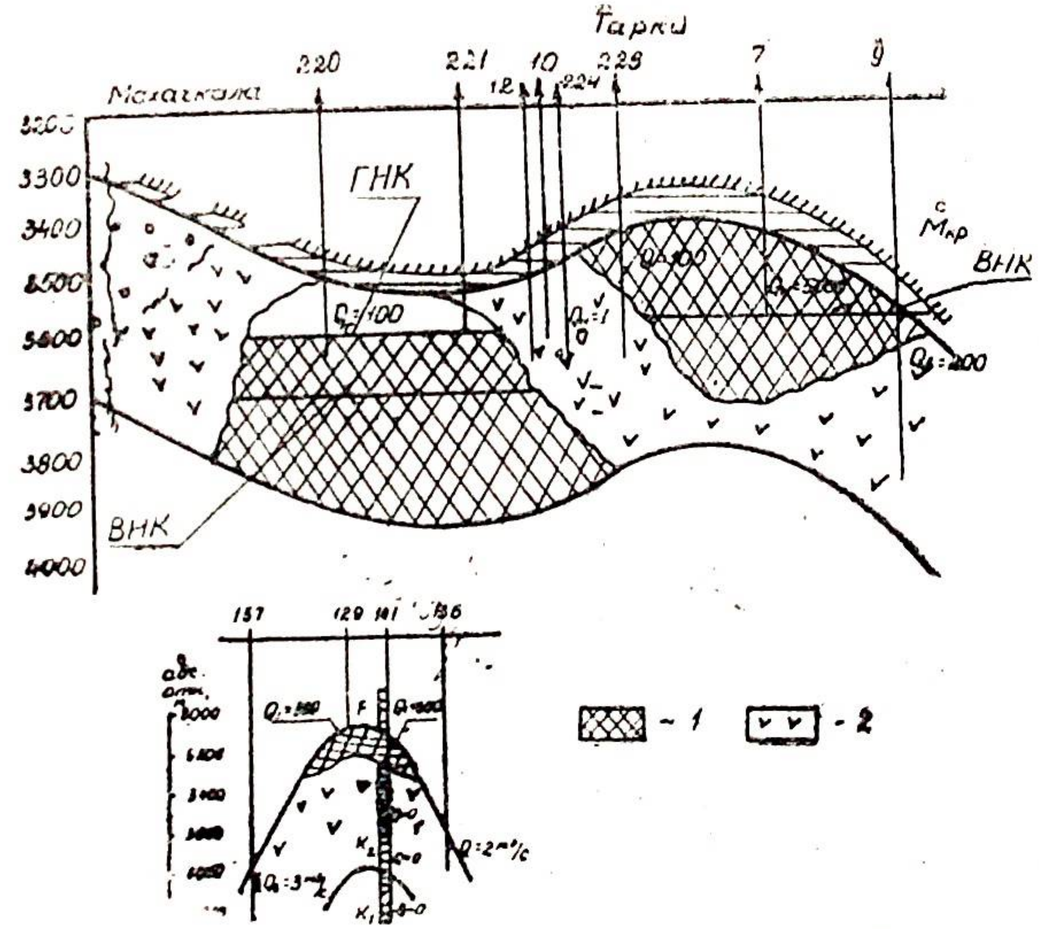


Рис. 1. Схема строения верхнемеловых залежей:
а) Махачкала-Тарки; б) Ачи-Су.
1 — зона трещин; 2 — плохопроницаемая зона известняков;
Q — дебиты скважин, газа тыс. м³/сутки, нефти и воды м³/сутки.

шенной части антиклинали. Данные испытания скважин (135, 136, 137 и др.) свидетельствуют об очень плохой, практически нулевой проницаемости известняков за пределами этой полосы в плане и в разрезе.

Расчёты по графику $\frac{P_{пл}}{Z} = f(\Sigma Q)$ разработки газовой залежи (рис. 2) также показали, что даже при депрессии до 150 кгс/см² и несмотря на относительно большую площадь газоводяного контакта (более 20 км²), объём вторгающейся в газовую залежь воды составлял всего около 2 тыс. м³/сутки с тенденцией к снижению во времени.

Удельный объём вторгающейся воды, приходящейся на 1 км² площади газоводяного контакта, рассчитанный по данным разработки всех залежей (Шамхалбулак, Тарки, Ачи-Су, Селли, Гаша) находится в пределах 110—140 м³/сутки, при депрессиях 80—150 кгс/см², а расчётная проницаемость известняков законтурных зон колеблется в пределах всего

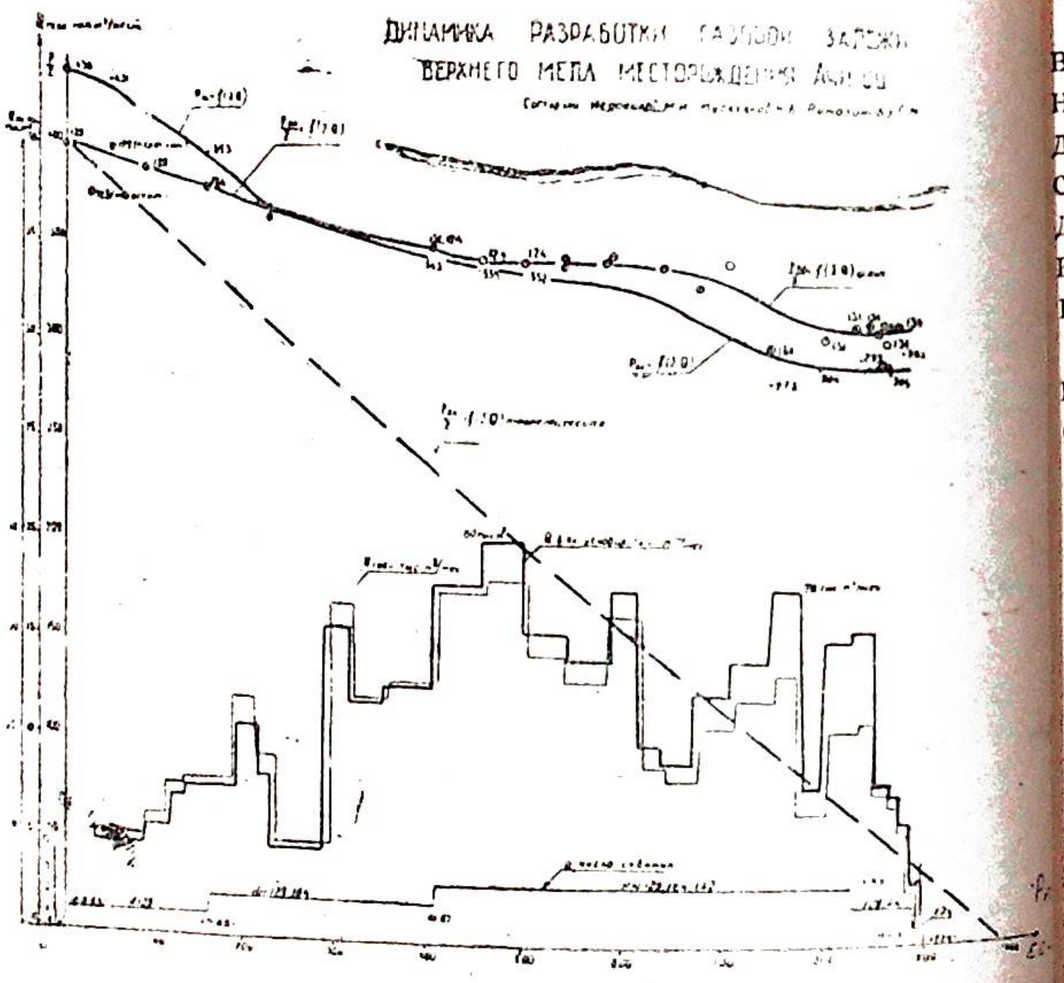


Рис. 2. Динамика разработки газовой залежи Ачи-Су
P — пластовое давление ΣQ — нарастающий отбор.

1,5—2 мд, т. е. находится около нижней границы филь
ционных характеристик коллекторов.

Убедительными в этом плане являются и закономерн
региональной гидродинамики верхнемеловых отложе
решающее влияние на которые оказывает продолжающ
процесс седиментационного выжимания вод из глини
толщи майкопских отложений (4).

Пласты верхнемеловых известняков, к которым прич
чена газовая залежь Ачи-Су, выходят на дневную пове
ность на Шехбекском поднятии, на расстоянии всего 1
12 км, на отметках +350 м. Если бы зона трещиноват
Ачи-Су имела гидродинамическую связь с выходами на дн
ную поверхность, т. е. известняки были бы повсемест
удовлетворительно трещиноватые и проницаемые, то нача
ное пластовое давление в залежи Ачи-Су должно быть 35
360 кгс/см². Фактически же начальное пластовое давлени
залежи Ачи-Су — 436 кгс/см². Ещё более контрастна карти
по залежи месторождения Тарки, где фактическое пласто
давелние превышает нормальное гидростатическое
140 кгс/см², несмотря на то, что пласты верхнемеловых

вестняков всего на расстоянии 6—8 км, на площади Талги, находятся на отметках +400 м. Эти и данные разработки других залежей (Селли, Гаша, Тарки, Шамхал-булак), отсутствие притоков при испытании большого количества разведочных скважин на различных площадях являются, на наш взгляд, достаточными для утверждения вышеизложенного вывода.

Закономерности распространения коллекторов и природных резервуаров в рассматриваемых отложениях нами представляются следующим образом.

Ёмкостные свойства залегающих свыше 2500 м природных резервуаров обусловлены исключительно тектоническим дроблением известняков, а степень их трещиноватости зависит от амплитуды складок в соответствии с выводами работы /1/. При этом дроблению подвергается не весь массив известняков, а только наиболее гипсометрически высокие и наименее обогащённые мергелями и глинами разновидности известняков.

Для понимания механизма тектонического дробления известняков представляет определённый интерес рассмотрение их в естественных выходах. В рельефе Дагестана отчётливо прослеживаются три крупные антиклинальные зоны (Внешняя, Центральная и Внутреняя), протягивающиеся параллельно Главному Кавказскому хребту на 200—250 км. Выделяемые внутри них антиклинальные поднятия аналогичны по строению с нефтегазоносными структурами Предгорного Дагестана: имеют узкие, вытянутые формы, крутые (до 70°) углы падения крыльев и большие (до 1200 м) амплитуды. Антиклинальные зоны во многих местах перерезаны руслами рек, где очень хорошо прослеживается весь разрез мела и юры.

Как показывают проведённые наблюдения, в ядрах антиклиналей и синклинальных прогибов нагорного Дагестана верхнемеловые известняки раздроблены. Дроблению при этом подвергаются и более мягкие мергели вышележащей форами-ниферовой толщи. Но в отличие от верхнемеловых известняков, в мергелях степень дробления меньше, нет видимых трещин, а имеются микротрещины, легко обнаруживаемые при ударе и механическом разрушении.

Нижнемеловые и верхнеюрские пласты, представленные более крепкими, мраморизованными известняками, не подвергаются тектоническому дроблению и в них не образуются сети трещин. Пласты таких известняков в ядрах синклиналей и антиклиналей, как правило, разрываются по одной или нескольким вертикальным плоскостям. При этом ширина разрыва (раздвига) иногда достигает 1—1,5 км. На крыльях же складок и моноклиналях верхнемеловые известняки и

мергели фораминиферовой свиты не имеют трещин, мо
ные и практически непроницаемые. Отсутствие трещин
ницаемости известняков на участках горизонтального за
ния пластов подтвердили и специальные работы, про
ные при строительстве высотной плотины Сулакской Г

Таким образом, наблюдения на естественных вы
подтверждают тектоническую природу дробления верх
ловых известняков и образования зон их трещинова
только в гипсометрически повышенных зонах антикли
и в ядрах синклиналей.

Вышеизложенная картина прерывистого, изолирова
распространения природных резервуаров и практичес
отсутствие проницаемости верхнемеловых известняко
большей части площади региона, очевидно, оказали серь
влияние на процессы формирования и пространстве
размещения залежей углеводородов в этой толще.

Прежде всего можно уверенно говорить, что в эти
ловиях резко ограничиваются возможности дальней бок
миграции углеводородов внутри толщи. Нетрудно пре
вить; что при этом сильно уменьшаются площади нефте
сбора и процесс формирования залежей сводится к нако
нию в зонах трещиноватости первичных углеводородов,
ступающих вместе с выжимаемой водой из майкоп
толщи, из непосредственно близлежащих участков.

Таким образом, в отличие от поровых коллекторов, у
вия для миграции и аккумуляции углеводородов в верхн
ловой толще Дагестана менее удачные: требуют обязат
ного тектонического дробления пород, формирования
щинной зоны, залежи формируются в непосредстве
близости от зон контакта с нефтегазоматеринской толщ
с отложениями, обладающими потенциалом генерации уг
водородов. Именно неудачное сочетание ряда факторов:
достаточные для главной зоны нефтегазообразования
бины погружения нефтегазоматеринской толщи, нали
слабодробленной толщи плотных мергелей фораминифер
отложений между нефтегазоматеринскими породами и п
родными резервуарами, вероятно, являются основной пр
ной отсутствия залежей в таких, исключительно благопри
ных и больших структурных ловушках, как Талги, Балх
хунук, Берикей, Дузлак и др. По этой же причине и изве
ные залежи (Ачи-Су, Тарки, Сели, Гаша и др.) не до ко
заполняют природные резервуары.

В то же время, характер распространения природн
резервуаров в верхнемеловых известняках имеет и ряд п
имуществ для аккумуляции углеводородов и их сохранен
Можно говорить, что при больших глубинах залегания,
статочных для генерации нефти и газа, все без исключен

оны тектонического дробления известняков должны содер-
кать залежи. Логично предположить также, что при благо-
триятных условиях, при вышеизложенном механизме акку-
муляции, нет основания отрицать возможность формирова-
ния залежей углеводородов и в трещинных зонах синклиналь-
ных участков. Трещинные зоны, т. е. замкнутые природные
резервуары антиклиналей и синклиналей имеют идентичные,
зеркально-отображённые формы.

В пользу необходимости рассмотрения этого вопроса, кроме чисто теоретических предположений, говорят фактические закономерности размещения газоконденсатной и нефтяной залежей в верхнемеловых отложениях на месторождении Махачкала-Тарки (рис. 1 а). Месторождение приурочено к вытянутой в меридиональном направлении антиклинальной складке амплитудой более 800 м., на которой выделяются Махачкалинское и Таркинское поднятия, разделённые синклинальным сводовым прогибом. Мощность верхнемеловых известняков на месторождении 400 м. В настоящее время наиболее изучена южная половина складки. Махачкалинское поднятие из-за застроенности значительной части изучено недостаточно. Всего на месторождении пробурены 14 глубоких скважин, 13 из которых вскрыли верхнемеловые отложения.

Полученные данные опробования в процессе бурения и испытания в эксплуатационных колоннах скважин указывают на неоднородный характер развития трещиноватости известняков по площади. Так, дебит скважины 7, расположенной в сводовой части Таркинского поднятия достигал 5 тыс. м³ в сутки. Коэффициенты продуктивности сводовых скважин (227, 228, 7) колеблются от 3 до 40 м³/сут на кгс/см³. Большие рабочие дебиты и катастрофические поглощения при бурении наблюдались и в скважинах, расположенных в синклинальном прогибе (220, 221, 222), в скважинах — на крыльях, дебиты и коэффициенты продуктивности резко снижаются. В скв. 227 пластоиспытателем приток не был получен. В скв. 24 из интервала 3478—3593 м был получен кратковременный слабый приток нефти. При испытании эксплуатационная колонна была смята из-за чрезмерного снижения уровня по причине слабой продуктивности пласта. В скв. 10 был получен слабый приток нефти дебитом 9 т/сут., быстро снизившийся до 1 т/сут. Крыльевые скважины 8, 10, 229 при испытании дали также небольшие притоки (20—40 т/сут.) жидкости. Коэффициенты продуктивности в них снижаются до 0,1—0,2 м³/сут. на кгс/см². Данные испытания скважин подтверждают вышеизложенную закономерность размещения зон повышенной трещиноватости в центральных зонах антиклинальных и синклинальных прогибов складок.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Агамов В. А.* Оценка вторичной ёмкости верхнемеловых по структурным параметрам локальных поднятий. — В кн.: Н обоснование направлений геологоразведочных работ на нефть и Дагестане. Материалы геологического совещания, 1971 г., Ма 1974.
2. *Шарафутдинов В. Г., Шалбузова Л. В.* Таркинское месторо нефти в Дагестане./Тр. ИГ ДагФАН СССР, 1978, вып. 3 (19).
3. *Крымов В. П.* Особенности глубинного строения Предгорного стана и направление поисковоразведочных работ. — В кн.: Н обоснование направлений геологоразведочных работ на нефть в Дагестане. Материалы геологического совещания, 1971 г., Ма ла, 1974.
4. *Дурмишьян А. Г., Асланов В. Д.* и др. О природе аномально-вы пластовых давлений в мезо-кайнозойских отложениях Вост Предкавказья. — В сб.: Нефтегазовая геология и геофизика. — ВНИОЭНГ, 1976, № 7.
5. *Джабраилов М. О., Клименко А. А., Перехода С. С.* и др. К во о проведении поисковоразведочных работ на газ в глубокопогр ных зонах Дагестана. — В кн.: Научное обоснование направ геологоразведочных работ на нефть и газ в Дагестане. Махач 1974.
6. *Мирзоев Д. А., Жгенти Т. Г., Беньяминов И. Б., Джапаридзе* Строение и закономерности распространения природных резерв платформенного Дагестана. — В кн.: Методы поисков и разведки земного тепла./Тр. Всесоюзной конференции, Махачкала, 1979.
7. *Мирзоев Д. А.* Некоторые вопросы глубинного строения мезозой отложений и перспективы их нефтегазоносности в Дагестане. — В Перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и г Предкавказье. Ставрополь, 1972.

Н. Ф. Пронченко

ИСТОРИКО-ГЕНЕТИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ ЛОВУШЕК ПЕРМОТРИАСА ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

Оценка перспектив нефтегазоносности локальных ловушек с помощью историко-генетического метода основана на анализе соотношения времени формирования ловушек и этапов генерации УВ на фоне пространственного положения генерационных зон. Исходя из того, что наиболее интенсивный рост локальных структур приурочен к эпохам поднятий, время формирования ловушек устанавливается с помощью палеоструктурного анализа. Протяженность и время проявления отдельных фаз нефте- и газообразования зависит от характера и направленности изменения термобарических условий во времени.

Моделируя термобарические условия для районов Восточного Предкавказья с различным геологическим строением и историей развития, автором была получена характеристика глубинно-временного положения генерационных зон для определенных геологических ситуаций. Установление пространственно-временных условий нефтегазообразований произведено с позиций современных представлений осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа, развитых в работах Н. Б. Вассоевича, А. Э. Конторовича, С. Г. Неручева, Н. В. Лопатина, Б. А. Соколова, Л. А. Польстер и др. (2, 3, 4, 6).

С помощью историко-генетического метода, предложенного Б. А. Соколовым, Л. А. Польстер и др. (1, 4, 7, 8) проведена оценка перспектив нефтегазоносности локальных ловушек, приуроченных к пермотриасовому комплексу пород Восточного Предкавказья. Наиболее крупные элементы здесь — Терско-Каспийский и Восточно-Манычский прогибы, Прикумско-Тюленевский вал и вал Карпинского. Для анализа выбраны средне -и нижнетриасовые отложения, в которых присутствуют как нефтегазоматеринские, так и коллекторские породы. Основные генерирующие свиты — известняково-глинистые толщи анизийского яруса среднего триаса и оленекского яруса нижнего триаса, повышенный генерирующий потенциал которых отмечали Д. А. Мирзоев, Л. И. Джапарид-

зе, Ю. В. Терновой и др. (5, 9). Принято считать, что пита
УВ вышележащих верхнетриасовых отложений, которые
держат промышленные скопления нефти, происходит за с
перетоков из нижележащих триасовых отложений. Для
занных отложений составлена серия структурно-генераци
ных профилей (рис. 1), на которых отражено положе
очагов генерации УВ к концу поздней юры, раннего и п
него мела, миоцена и в современный период.

Условия верхней зоны газообразования нефтегазом
ринские породы пермотриаса прошли сравнительно за ко
кий отрезок времени, в основном, за позднетриасовую эп
и юрский период. При этом погружение этих пород
прерывисто (отмечаются внутритриасовые, предюрски
внутриюрские перерывы). В результате генерированные г
были, вероятно, рассеяны в основном в атмосферу.

Условий главной фазы нефтеобразования нефтегазом
ринские породы раннего триаса достигли к концу юрск
периода. Очаг генерации нефти образовался в сравните
небольшой по площади, наиболее погруженной части Вост
но-Манычского прогиба. К раннему мелу он значительно р
ширился. Очаг генерации нефти в это время образова
в наиболее прогнутой части Терско-Каспийского прог
К концу позднего мела генерация нефти в условиях ГЗН п
исходила уже не только в пределах наиболее прогну
частей Восточно-Манычского и Терско-Каспийского прогиб
но и охватила их склоны, достигнув пониженные участ
Прикумско-Тюленевского вала. К середине неогенов
периода очаг генерации нефти охватил практически весь Р
рез триаса и всю рассматриваемую территорию, за исклю
нием самых северных районов вала Карпинского и юго-
падных окраин Терско-Каспийского прогиба, а в наибо
погруженных частях Восточно-Манычского и Терско-К
пийского прогибов в это время породы раннего триаса попа
в условия нижней газогенерирующей зоны. К концу неоге
нижняя газогенерирующая зона распространилась на севе
ную и восточные части Терско-Каспийского прогиба.

Скорость прогибания отдельных участков во времени б
ла неодинаковой. Наибольшая скорость прогибания наб
далась в Терско-Каспийском прогибе в миоцен-плиоцено
время. Восходящие движения, охватившие в кайнозое
Карпинского, северный борт Восточно-Манычского прог
и юго-западные окончания Терско-Каспийского прогиба, п
вели к «охлаждению» недр и снижению температуры, вс
ствие чего генерация УВ приостановилась, а в ряде м
прекратилась. К современному периоду пермотриасов
комплекс пород находится в условиях ГЗН в пределах П
кумско-Тюленевского вала, северного и северо-западн

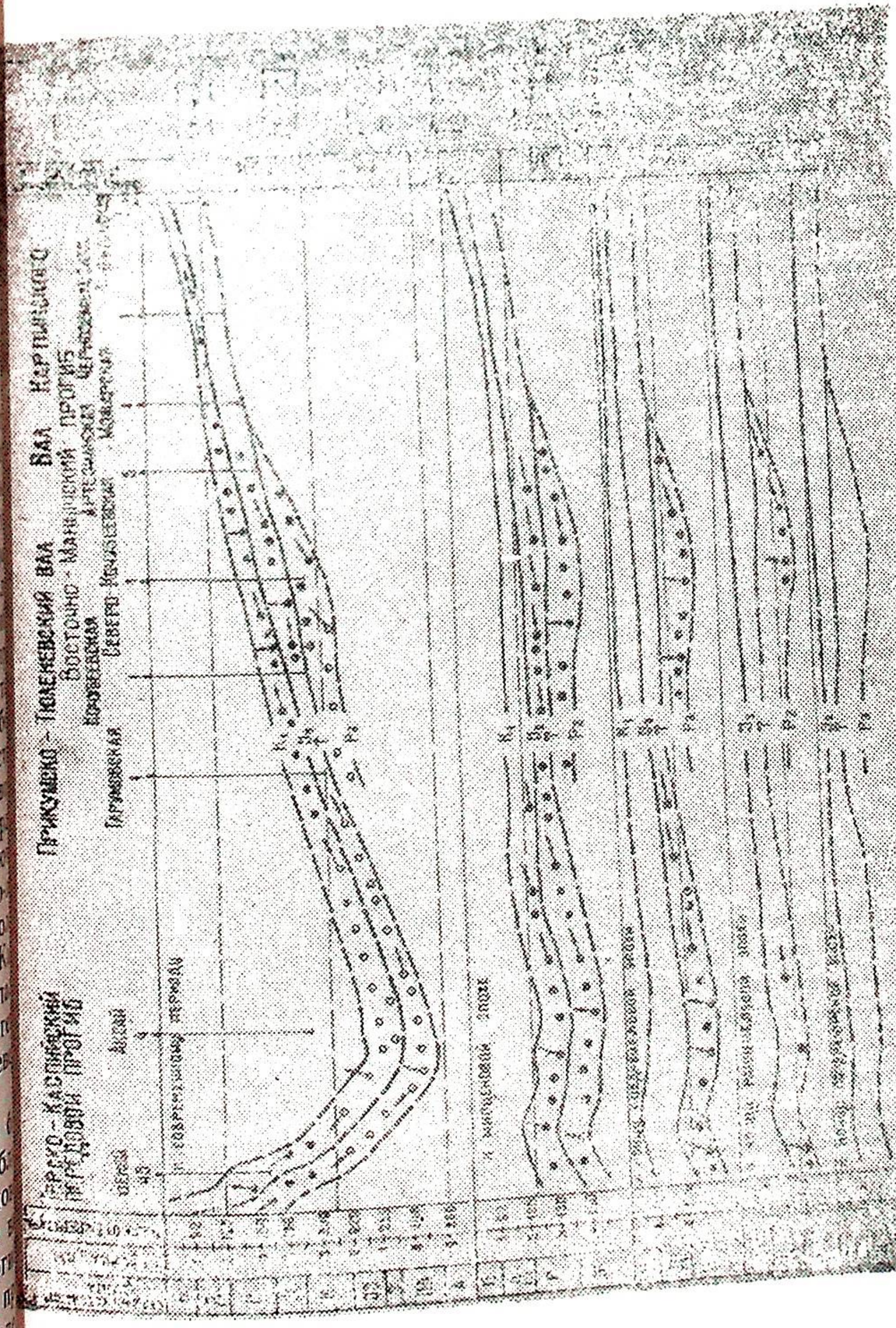


Рис. 1. Структурно-генерационные профили мезозойских отложений Восточного Предкавказья.
1, 2 — области распространения генерационных зон:
1 — нефти, 2 — газа, 3, 4, 5, 6 — миграция УВ:
3, 4 — вертикальная, 5, 6 — латеральная; 3, 5 — нефти, 4, 6 — газа и газоконденсата.

бортов Восточно-Манычского и на склонах Терско-Ка
ского прогибов. Большая часть Терско-Каспийского и во
ная, примыкающая к Каспию часть Восточно-Маныч
прогибов к современному периоду оказались в усло
главной фазы газообразования.

Большинство изученных продуктивных ловушек пе
триасового комплекса пород расположено в пределах
кумско-Тюленевского вала и юго-восточного склона Вос
но-Манычского прогиба. Они содержат залежи УВ раз
ного фазового состояния. Здесь известно два газоконде
ных и 14 нефтяных месторождений. Как показывает па
структурный анализ, формирование ловушек пермотр
происходило, в основном, в доюрское время. Завершилс
рост в конце позднеюрской эпохи. В пределах Прикум
Тюленевского вала основная генерация нефти начала
меловое время и продолжалась до современного пер
Таким образом, здесь практически все исследованные
вушки были сформированы до образования очагов генера
нефти в пермотриасовых отложениях. Следовательно, ло
ки, расположенные в сводовой части Прикумско-Тюленев
го вала должны были заполняться нефтью. Именно в пр
лах этой части Прикумско-Тюленевского вала и выяв
все известные нефтяные месторождения.

История развития ловушек пермотриаса вала Карпин
го свидетельствует о многократности их раскрытия и пов
ного образования. Заполнение этих ловушек сменялось
рушением, поэтому вероятность продуктивности их кр
низка.

Ловушки, расположенные на южном склоне Восто
Манычского прогиба, претерпели значительное разруше
в периоды смены региональных наклонов пластов в миоце
вое время, что, вероятно, привело к полному или частич
разрушению нефтяных палеозалежей, а повторное их за
нение или пополнение газом или газоконденсатом ш
послеплиоценовое время, когда нефтегазоматеринские пор
пермотриаса испытывали начальную стадию нижней ф
газообразования. Подобные условия испытывали ловуш
периферийных участков Прикумско-Тюленевского вала и
падные склоны Терско-Каспийского прогиба, поэтому з
надо ожидать открытие газонефтяных и газоконденсат
залежей. Наиболее прогнутые части Терско-Каспийского
Восточно-Манычского прогибов следует рассматривать,
перспективные участки для поисков газовых и газоконден
ных месторождений. Исключение могут составить те лову
ки, которые приурочены к карбонатным коллекторам
глубинах 5—5,5 км и оказались запечатанными. Такие

вушки могут быть заполнены нефтью с аномальной характеристикой. Однако их доля в общем балансе незначительна.

Проведенный совместный анализ эволюции генерации нефти и газа и времени формирования ловушек позволяет сделать вывод о высокой перспективности ловушек, развитых в пермотриасовом комплексе пород Восточного Предкавказья, исключая вал Карпинского, и установить трехэтапность схемы формирования залежей УВ: первый этап — образование и рассеяние газообразных УВ; второй этап — заполнение ловушек в послеюрское врмя жидкими УВ; третий этап (для отдельных районов) — поступление в ловушки в послемиоценовое время газообразных УВ главной зоны газогенерации и частичное или полное преобразование нефтяных палеозалежей.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Аммосов И. И., Горшков В. И.* Палеотемпература нефтегазоносных пород. — В кн.: Проблемы диагностики условий и зон нефтеобразования. М.: ИГИРГИ, 1971, с. 19—29.
2. *Вассоевич Н. Б., Козлов А. Л., Лопатин Н. В.* Образование газов на разных этапах литогенеза. — Вестн. МГУ. Геол., 1979, № 1, с. 35—43.
3. *Вассоевич Н. Б., Корчагина Ю. И., Лопатин Н. В., Чернышев В. В.* Главная фаза нефтеобразования. — Вестн. МГУ, Сер. 4, Геол., 1969, № 6, с. 17—26.
4. *Лопатин Н. В., Бостик Н. Х.* Геологические факторы катагенеза углей. — В кн.: Природа органического вещества современных и ископаемых осадков: М.: Наука, 1973, с. 79—90.
5. *Мирзоев Д. А., Джапаридзе Л. И.* Геохимия органического вещества и битумоидов. В кн.: Геология и нефтегазоносность доюрских образований Восточного Предкавказья. Махачкала, 1978.
6. *Неручев С. Г.* Взаимосвязь между стадийностью нефтегазообразования и размещения нефти и газа в бассейнах. — В сб.: Осадочно-миграционная теория нефти и газа. М.: Наука, 1978, с. 65—75.
7. *Польстер Л. А., Висковский Ю. А., Шереметьев Ю. Ф.* Моделирование глубинно-временного положения зон генерации нефти и газа. — Нефтегазовая геология и геофизика. М.: ВНИИОЭНГ, № 1, 1977, с. 14—19.
8. *Соколов Б. А.* Эволюция осадочных бассейнов и ее значение для оценки их нефтегазоносности: Автореф. дисс.... д-ра геол.-минерал. наук, М.: МГУ, 1977.
9. *Терновой Ю. В., Захаренок К. Д., Струкова Г. В.* Особенности геологического строения и перспективы газоносности пермских и триасовых отложений Мирненско-Арзгирской зоны. — Тр. ВНИИЭгазпром, М., 1977, вып. 1/11, с. 25—29.

Л. И. Джапар

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И СОСТАВ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЭКРАНИРУЮЩИХ ТОЛЩ (ПОКРЫШЕК) ТРИАСА ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ПРЕДКАВКАЗЬЯ

В триасовых отложениях, являющихся основным об
том поисков нефти и газа на глубинах более 4,5 км, в
честве основных региональных толщ выделены: глини
осадки оленекского яруса (демьяновская свита), карбона
глинистые отложения анизия (кизлярская свита) и вулк
генно-осадочная формация среднего (закумская свита)
верхнего триаса (3).

Верхнеоленекская глинистая толща сложена плот
темно-серыми известковистыми слабо алевритовыми ар
литами, под которыми в карбонатных породах нефтекум
свиты обнаружены нефтяные залежи на площадях Ку
ская, Юбилейная и др. Мощность её изменяется от 20—
в центральной части территории в пределах открытых ме
рождений (рис. 1) до 200 м на востоке (Кочубей). Основ
глинистая масса пород сложена гидрослюдой, смешаннос
ными образованиями гидрослюда-монтмориллонитового
хлоритмонтмориллонитового типа, хлоритом и каолини
(2). Особенностью глинистых отложений демьяновской с
ты является наличие большого количества хорошо окрис
лизованных выделений каолинита, что отрицательно ска
вается на их экранирующих способностях, однако гидрос
дисто-монтмориллонитовый состав смешаннослой
образований способствует снижению проницаемости гли
тых пород.

Описываемые отложения характеризуются сингенетич
битуминозностью с преобладанием смолисто-асфальтено
и смолистых битумоидов, концентрирующихся вокруг о
точного органического вещества и пирита, распределен
равномерно или по слоистости. В алевритовых разно
аргиллитов наряду с тяжелыми компонентами отмеча
масляниcто-смолистый и маслянистый паравтохтонный б
моид в проницаемых карбонатных и песчано-алевритов
участках. По трещинам распределен маслянистый битум
Присутствие органического вещества и битумоидов ум
шает проницаемость пород

ствие на их экранирующие свойства. В то же время наличие подвижных битуминозных компонентов в трещинах, пустотах, карбонатных и песчано-алевритовых прослоях может рассматриваться как свидетельство происходившего в прошлом перемещения битумоидов через экранирующие толщи.

Анизийская карбонатно-глинистая толща состоит из ряда литологических пачек с различной степенью проницаемости. В основании залегает преимущественно карбонатная реперная пачка «R», или II, на западе (Майская, Перекрестная и др.) представленная проницаемыми разностями и выделяемая как коллектор, а на остальной территории входящая в состав экранирующей толщи нижней части анизия (до подошвы продуктивного пласта), мощность которой в пределах открытых нефтяных месторождений изменяется от 83 м на Юбилейном до 104 м на Кумухском. Продуктивная пачка сложена терригенно-карбонатными породами с общей мощностью проницаемых коллекторских пластов 5—30 м. Перекрывающая её глинистая пачка мощностью 33—88 м представлена слабо отсортированными неравномерно известковистыми аргиллитами и мергелями с линзовидными прослойками алевролитов, образовавшимися в условиях мелководных морских фаций. В тонкодисперсной фации глинистых пород анизия присутствуют ,в основном, гидрослюды и смешаннослойные образования гидрослюдисто-монтмориллонитового типа. По всему разрезу в виде примеси прослеживается каолинит и хлорит. Глинистые породы анизийского яруса содержат довольно значительное количество органического вещества, равномерно рассеянного в глинистой массе или расположенного по слоистости в виде вытянутых включений и линз, и смолистого, смолисто-асфальтенового синбитумоида с равномерной или слоистой текстурой, часто сочетающейся с трещинной. В алевритовых аргиллитах преобладают смолистые и маслянисто-смолистые паравтохтонные битумоиды. Наблюдается облегчение битумоидов в более проницаемых участках (алевритовые, карбонатные прослои).

Ладинская глинисто-карбонатная толща сложена чередованием пестроцветных аргиллитов, алевролитово-песчаных пород и известняков с примесью вулканического материала. Аргиллиты скрыто и линзовидно-слоистые, алевритовый материал довольно равномерно распределен в породе, а также образует слойки, линзы или пятна. Встречаются обломки пелитоморфных известняков, изредка отмечается загипсованность. Основная часть пород состоит из кремнисто-серицит-гидрослюдистой массы, иногда с примесью доломит-кальцитового материала. Состав глинистых минералов примерно такой же, как в отложениях анизия, возрастает количество хорошо окристаллизованного каолинита и хлорита, особенно

в красноцветных вулканомиктовых известняковистых арги-
литах. Среди смешаннослойных образований присутствуют
разности хлорит-монтмориллонитового типа.

В глинистых и глинисто-карбонатных породах присутст-
вуют смолистые и смолисто-асфальтеновые синбитумоиды
остаточное ОВ, распределенные в породе преимущественно
равномерно.

Часто наблюдается также слоистая текстура битумоидов
с преобладанием тяжелых компонентов в глинистых, а более
легких — в карбонатных и алевритовых прослоях. Характерно
наличие крупных обломков пород с маслянистым битумоидом
при равномерном заполнении глинистой массы смолистым и
смолисто-асфальтеновым битумоидом.

Мощность отложений ладинского яруса на изученных
месторождениях изменяется от 0 до 152 м, увеличиваясь в
северном и восточном направлениях.

Верхнетриасовая экранирующая толща представлена, в
основном, вулканогенно-осадочными образованиями: неравно-
мерным чередованием туфов, туфитов, песчано-алевролито-
вых пород и аргиллитов. Глинистые образования приурочены, в основном, к нижней и верхней части разреза. Тонкодисперсная фракция пород сложена гидрослюдой, смешанно-слойными образованиями, хлоритом. Основная часть гидрослюд представлена, в отличие от нижне- и среднетриасовых пород, измененной разбухающей разновидностью, содержащей катионы калия и молекулы воды. В значительном количестве присутствуют смешаннослойные образования хлорит-монтмориллонитового типа, резко возрастает содержание хорошо окристаллизованного хлорита. Каолинит в большинстве пород отсутствует, за исключением туфов верхних горизонтов толщи, где он отмечается в большом количестве. Наблюдается увеличение смешаннослойных образований гидрослюдисто-монтмориллонитового состава вверх по разрезу (2). Довольно большое содежание разбухающего монтмориллонитового компонента, а также отсутствие каолинита, снижает проницаемость пород, увеличивая экранирующие качества верхнетриасовых отложений. Наибольшее развитие в аргиллитовых породах имеют сингенетичные смолисто-асфальтеновые битумоиды, распределенные равномерно в глинистой массе. Часто встречаются крупные обломки карбонатов с маслянистым битумоидом, в трещинах присутствует маслянистый и легкий битумоид. В известковистых аргиллитах при равномерном насыщении глинистой массы смолистым битумоидом отмечаются более легкие подвижные компоненты в карбонатных участках, порах, кавернах.

Выделенные в разрезе триаса слабо проницаемые толщи

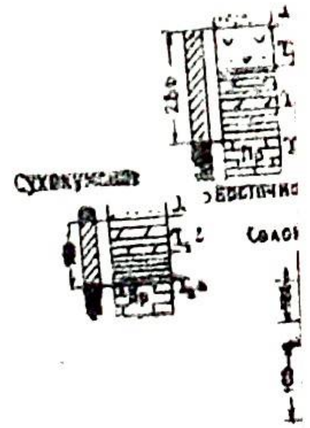




Рис. 1. Схема распределения
отлож
А — нефтегеологические разр
ной пачки анизийского ярус
ность ($T_1\sigma_2$); 1 — доломиты
шики, 6 — вулканогенно-осад
сата, 9 —

д скоп-
ой об-
выше,
продук-
елению
ждения
или в
ных го-
ключе-
троение
ти, не-
ак, на
ко из-
ейное),
верхне-
атными
инского
щность
ухском
лейном,
т и в
демья-
щность
ьшается
что на
нирую-
алежей
крышка
рафиче-
ственно
пласте.
дениях,
крышка
на гли-
сто-кар-
одошвы
), мощ-
кой до
ньшает-
щих ее
На этих
ановле-
ой пач-
место-

в красноцветных вулканомиктовых известняковистых арги-
литах. Среди смешаннослойных образований присутству-
разности хлорит-монтмориллонитового типа.

В глинистых и глинисто-карбонатных породах присутс-
вуют смолистые и смолисто-асфальтеновые синбитумоиды
остаточное ОВ, распределенные в породе преимуществен-
равномерно.

Часто наблюдается также слоистая текстура битумоид-
с преобладанием тяжелых компонентов в глинистых, а бол-
легких — в карбонатных и алевритовых прослоях. Характер-
наличие крупных обломков пород с маслянистым битумоидо-
при равномерном заполнении глинистой массы смолистым
смолисто-асфальтеновым битумоидом.

Мощность отложений ладинского яруса на изученны-
месторождениях изменяется от 0 до 152 м, увеличиваясь
северном и восточном направлениях.

Верхнетриасовая экранирующая толща представлена,
основном, вулканогенно-осадочными образованиями: нера-
номерным чередованием туфов, туфитов, песчано-алевролито-
вых пород и аргиллитов. Глинистые образования приуроче-
ны, в основном, к нижней и верхней части разреза
Тонкодисперсная фракция пород сложена гидрослюдой,
смешанно-слойными образованиями, хлоритом. Основная
часть гидрослюд представлена, в отличие от нижне-
и среднетриасовых пород, измененной разбухающей
разновидностью, содержащей катионы калия и молеку-
лы воды. В значительном количестве присутствуют смешан-
нослойные образования хлорит-монтмориллонитового типа,
резко возрастает содержание хорошо окристаллизованного
хлорита. Каолинит в большинстве пород отсутствует, за ис-
ключением туфов верхних горизонтов толщи, где он отме-
чается в большом количестве. Наблюдается увеличение
смешаннослойных образований гидрослюдисто-монтморил-
лонитового состава вверх по разрезу (2). Довольно большое
содежание разбухающего монтмориллонитового компонента,
а также отсутствие каолинита, снижает проницаемость по-
род, увеличивая экранирующие качества верхнетриасовых
отложений. Наибольшее развитие в аргиллитовых породах
имеют сингенетичные смолисто-асфальтеновые битумоиды,
распределенные равномерно в глинистой массе. Часто встре-
чаются крупные обломки карбонатов с маслянистым биту-
моидом, в трещинах присутствует маслянистый и легкий
битумоид. В известковистых аргиллитах при равномерном
насыщении глинистой массы смолистым битумоидом отме-
чаются более легкие подвижные компоненты в карбонатных
участках, порах, кавернах.

Выделенные в разрезе триаса слабо- толщи

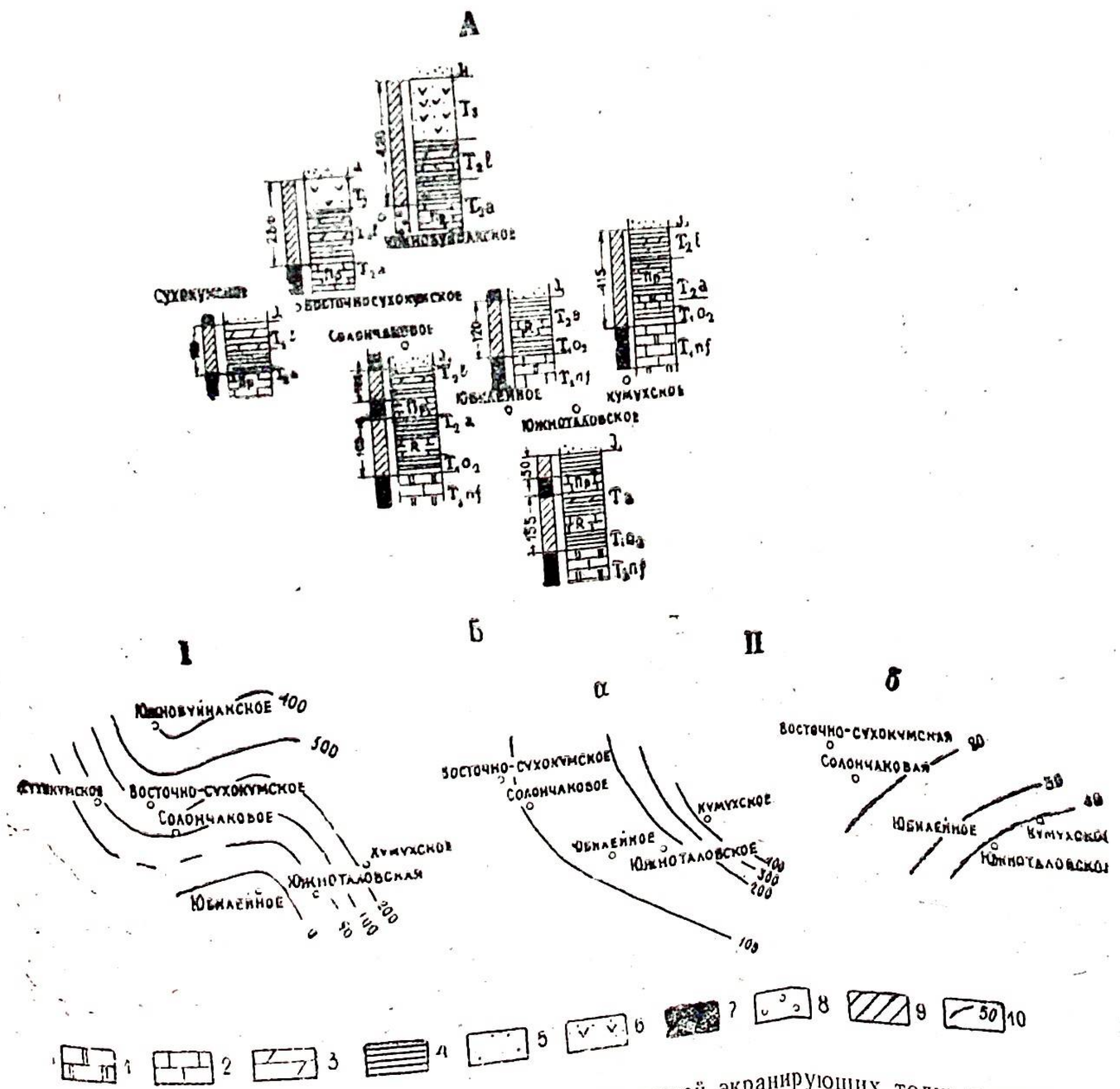


Рис. 1. Схема распределения залежей УВ и мощностей экранирующих толщ триасовых отложений Прикумской области Дагестана.

А — нефтегеологические разрезы. Б — мощности эранирующих толщ: I — продуктивной пачки анизийского яруса (T_2a — T_3), II — нефтекумской свиты: а — общая мощность ($T_1\sigma_2$); 1 — доломиты, 2 — известняки, 3 — мергели, 4 — аргиллиты, 5 — песчаники, 6 — вулканогенно-осадочные породы, 7 — залежи нефти, 8 — залежи газоконденсата, 9 — экранирующие толщи, 10 — изопахиты.

и пачки принимают участие в строении покрышек над скоплениями УВ в этом комплексе (рис. 1).

Залежи нефти в триасовых отложениях Прикумской области Дагестана приурочены, как уже отмечалось выше, к карбонатным отложениям нефтекумской свиты и продуктивной пачке анизия. По количественному распределению залежей открытые к настоящему времени месторождения делятся на два типа: с одной залежью (в кизлярской или в нефтекумской свите), или с двумя (в обоих продуктивных горизонтах). Залежи преимущественно нефтяные, за исключением Южно-Буйнакской газоконденсатной залежи. Строение слабопроницаемых толщ, перекрывающих залежи нефти, неодинаково для различных типов месторождений. Так, на месторождениях, где продуктивными являются только известняки нефтекумской свиты (Кумухское, Юбилейное), покрышка представлена глинистыми образованиями верхнего оленека (демьяновская свита), глинисто-карбонатными породами анизийского (кизлярская свита) и ладинского (закумская свита) ярусов.

Наиболее полный стратиграфический объем и мощность покрышки отмечается в восточной части на Кумухском месторождении. Западнее, на месторождении Юбилейном, верхняя часть толщи (закумская свита) отсутствует и в строении покрышки принимают участие отложения демьяновской и нижней части кизлярской свит. Общая мощность всей покрышки, как и слагающих ее частей, уменьшается в западном направлении (рис. 1), следует отметить, что на Кумухском месторождении, где общая мощность экранирующей толщи триаса максимальна (более 400 м), залежей выше нее не обнаружено. На Юбилейной, где покрышка представлена в сокращенной мощности и стратиграфическом объеме, залежь нефти обнаружена непосредственно над покрышкой в нижнеюрском песчаном базальном пласте.

На Южно-Таловском и Солончаковом месторождениях, содержащих по две нефтяные залежи в триасе, покрышка над карбонатной толщей нефтекумской свиты сложена глинистыми отложениями демьяновской свиты и глинисто-карбонатными отложениями нижней части анизия (от подошвы реперной пачки «R» до подошвы продуктивной пачки), мощность которой изменяется от 157 м на Южноталовской до 104 м на Солончаковой, т. е. с востока на запад уменьшается как общая мощность всей толщи, так и слагающих ее пачек, при одинаковом стратиграфическом объеме. На этих месторождениях непосредственно над покрышкой установлены залежи нефти в карбонатных породах продуктивной пачки анизийского яруса среднего триаса.

Продуктивны эти отложения также на нефтяных место-

рождениях Сухокумск, Восточно-Сухокумск и Южно-Бу
накском газоконденсатном. Строение покрышки, перекрыва
щей продуктивную пачку, неодинаково по стратиграфичес
му объему и мощности. Максимальная ее мощность (бол
400 м) отмечается на Южно-Буйнакском месторождении,
покрышка сложена глинистыми породами верхней час
анизия, ладинского яруса и вулканогенно-осадочными от
жениями верхнего триаса. Южнее на Восточно-Сухокумск
месторождении строение ее не изменяется, но мощность
кращается до 283 м. Западнее на Сухокумском месторож
нии экранирующая толща над продуктивной пачкой пре
ставлена глинисто-карбонатными породами анизия и лади
ского яруса, мощность её не превышает 100 м. Такое
примерно строение и мощность покрышки отмечается и
Солончаковом месторождении. Минимальная мощность
крышки (49 м) наблюдается на Южно-Таловском месторо
дении, где она сложена глинистыми породами верхней час
кизлярской свиты.

Если на месторождениях, где покрышка представлена
полном стратиграфическом объеме и имеет большую мощ
ность, залежь над ней не обнаружена, то на Сухокумском
Солончаковом месторождениях, непосредственно над триасо
вой покрышкой имеются скопления УВ в нижнеюрских песча
никах. На южно-Таловском месторождении залежь на
покрышкой в нижнеюрских отложениях отсутствует, однак
по геолого-промысловым данным отмечается повышенная
нефтегазонасыщенность всего триасового разреза — как кол
лекторских толщ, содержащих нефтяные залежи, так и пере
крывающих их глинисто-карбонатных пород.

На основании проведенных исследований можно устано
вить, что выделенные в разрезе триаса слабопроницаемые
толщи над продуктивными нефтегазоносными горизонтами
неоднородны по стратиграфическому объему слагающих их
отложений. Наблюдается уменьшение стратиграфического
объема и мощности с востока на запад для покрышки нефт
текумской залежи и с севера на юг для покрышки анизийско
го продуктивного пласта. На месторождениях с большой
мощностью триасовых покрышек залежи над ними отсут
ствуют. В районах сокращенных мощностей и объема экра
нирующих толщ залежи нефти обнаружены непосредственно
над покрышками (в продуктивном триасовом пласте над по
крышкой, перекрывающей нефтекумскую свиту, в юрском
базальном пласте над покрышкой продуктивного анизийско
го пласта).

Возможность перетока нефти или газа через покрышки
определяется таким параметром, как избыточное давление
($Р^{а}_{изб}$), создаваемое залежью (1). Величина $Р_{изб}$ была оп-

ределена для нефтяной залежи нефтекумской свиты Юбилей-
ного месторождения, где высота её составляет примерно
90 м. При разности между удельным весом воды и нефти
в пластовых условиях ($\gamma в - \gamma н$), равной 0,378 г/см², $Р^{а}_{изб}$
составит 0,34 МПа, а градиент $Г^{а}_{изб}$, представляющий от-
ношение $Р_{изб}$ к мощности покрышки, — 0,0012. Такое дав-
ление не достаточно для прорыва нефти через ненарушенные
глинистые покрышки, а велична $Г^{а}_{изб}$ характеризует
покрышку как достаточно надежную. Однако, при глинисто-
карбонатном составе триасовых покрышек и широком разви-
тии в них трещиноватости, переток нефти через покрышку
мог осуществляться по трещиноватым участкам, особенно в
зонах сокращенных мощностей покрышек. Высокие пласто-
вые давления в триасовых залежах, повышающие в ряде
случаев гидростатические более чем на 5,0 МПа, могли спо-
собствовать перетоку нефти и в вышележащие пласты.

Для характеристики экранирующих свойств триасовых по-
крышек был проведен также анализ распределения залежей
в разрезах триасовых и нижнеюрских отложений. Согласно
Г. Э. Прозоровичу и В. Г. Потеряевой (4), выделяются по-
крышки трех классов: I — хорошие, с залежами только под
ними, II — посредственные с залежами под и над покрыш-
кой, III — плохие с залежами только над покрышкой, для
оценки качества покрышек используется формула, где в чис-
лителе показано количество случаев распространения раз-
личных классов покрышек, в знаменателе — то же в процен-
тах от общего числа месторождений. Для отложений, пере-
крывающих нефтекумскую свиту, характерно следующее
соотношение залежей: залежи только под покрышкой обнару-
жены на Кумухском месторождении, под покрышкой и над
ней — на Южно-Таловском, Юбилейном и Солончаковом
месторождениях, в Сухокумске залежь установлена только
над покрышкой. Из подсчета исключены Южно-Буйнакское и
Восточно-Сухокумское месторождения, где отложения нефте-
кумской свиты отсутствуют. В этом случае формула, отра-
жающая соотношение залежей и косвенным образом харак-
теризующая изолирующие качества покрышки, имеет вид

$\frac{1.3.1}{20.60.20}$ т. е. преобладают покрышки с удовлетворительными

экранирующими свойствами, покрышки хорошего и плохого
качества находятся в равном соотношении.

Для покрышки над продуктивной пачкой анизия распреде-
ление залежей имеет следующий вид $\frac{3.2.0}{66,6.33,3.0}$ т. е. развиты

покрышки хорошего и удовлетворительного качества. Залежи

только под покрышкой установлены на Южно-Буйнакс
Восточно-Сухокумском, Южно-Таловском месторождении,
покрышкой и над ней (в нижнеюрских песчаниках) — на
хокумском и Солончаковом.

Следует отметить, что проведенная оценка качества т
совых покрышек по соотношению залежей в разрезе вес
ещё условна, так как базируется на очень ограниченном
тическом материале (всего 7 месторождений). Дальней
изучение нефтегазоносности триасовых отложений и зале
щих над ними нижнеюрских осадков должно способство
более полной и достоверной характеристике слабопрони
мых экранирующих толщ и природных резервуаров триасов
комплекса.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Джапаридзе Л. И., Мирзоев Д. А.* Анализ факторов, определяю
экранирующие свойства пород-покрышек.—В сб.: Геология и нефт
зоносность Дагестана./Тр. ИГ ДагФАН СССР, 1978, вып. 2 (
с. 45—56.
2. *Жгенти Т. Г., Морозова К. П.* К минералогическому составу гли
стых пород доюрского комплекса северного равнинного Дагеста
Тр. ИГ ДагФАН СССР, 1979, вып. 3 (22), с. 56—61.
3. *Мирзоев Д. А., Жгенти Т. Г., Беньяминов И. Б., Джапаридзе Л.*
Строение и закономерности распространения региональных приро
ных резервуаров мезозоя платформенного Дагестана./Тр. Всес. ко
ференции «Народнохозяйственные и методологические проблемы ге
термии», т. 1, Махачкала, 1979.
4. *Прозорович Г. Э., Потеряева В. В.* Возможности оценки нефтега
носности на основе литологических критериев — В сб.: Литологич
ские критерии и прогноз нефтегазоносности./Тр. Зап. Сиб. НИГНИ
Тюмень, 1973, вып. 66.

И. Б. Беньяминов

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ И ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРСКИХ ПАЧЕК АНИЗИЙСКОГО ЯРУСА ПРИКУМСКОЙ ОБЛАСТИ ДАГЕСТАНА

На равнинной территории Дагестана промышленные скопления углеводородов приурочены к мезозойским отложениям. К настоящему времени фонд юрских и меловых структур практически исчерпан и дальнейшие перспективы нефтегазоносности этого района связаны с пермо-триасовым комплексом. На ряде месторождений в этом комплексе открыты промышленные залежи нефти и газа, в связи с чем основной прирост запасов углеводородов планируется получить в текущей пятилетке, в основном, из доюрских отложений.

Промышленная нефтегазоносность их доказана пока только для карбонатных и терригенно-карбонатных отложений нефтекумской (пермь-нижний триас) и кизлярской (анизийский ярус) свит. Вместе с тем, в разрезе триасовых образований отмечаются отдельные пачки и пласты, представляющие интерес для поисков скоплений углеводородов. Так, в центральной части Прикумской области Дагестана (Юбилейная, Кумухская, Солончаковая, Южно-Таловская), в карбонатных породах, относимых условно к нефтекумской свите, открыты высокодебитные залежи нефти. Приурочены они к самой верхней части свиты, хотя в значительной по мощности толще её фиксируется ряд слабо изученных коллекторских пачек и пластов.

С точки зрения перспектив нефтегазоносности заслуживают внимания анизийские отложения, включающие две коллекторские пачки: «продуктивная» I и «реперная» (II). По геофизической характеристике на ряде площадей они обладают высокими емкостными свойствами (рис. 1).

В продуктивной пачке залежи углеводородов установлены на месторождениях Сухокумское, Восточно-Сухокумское, Солончаковое, Южно-Буйнакское, Южно-Таловское. На указанных месторождениях емкостные свойства пачки высокие и мощность проницаемой части её колеблется от 15 до 30 м. В пределах изучаемой территории удается выделить и ряд других площадей (Смолянская, Кумухская, Центральная

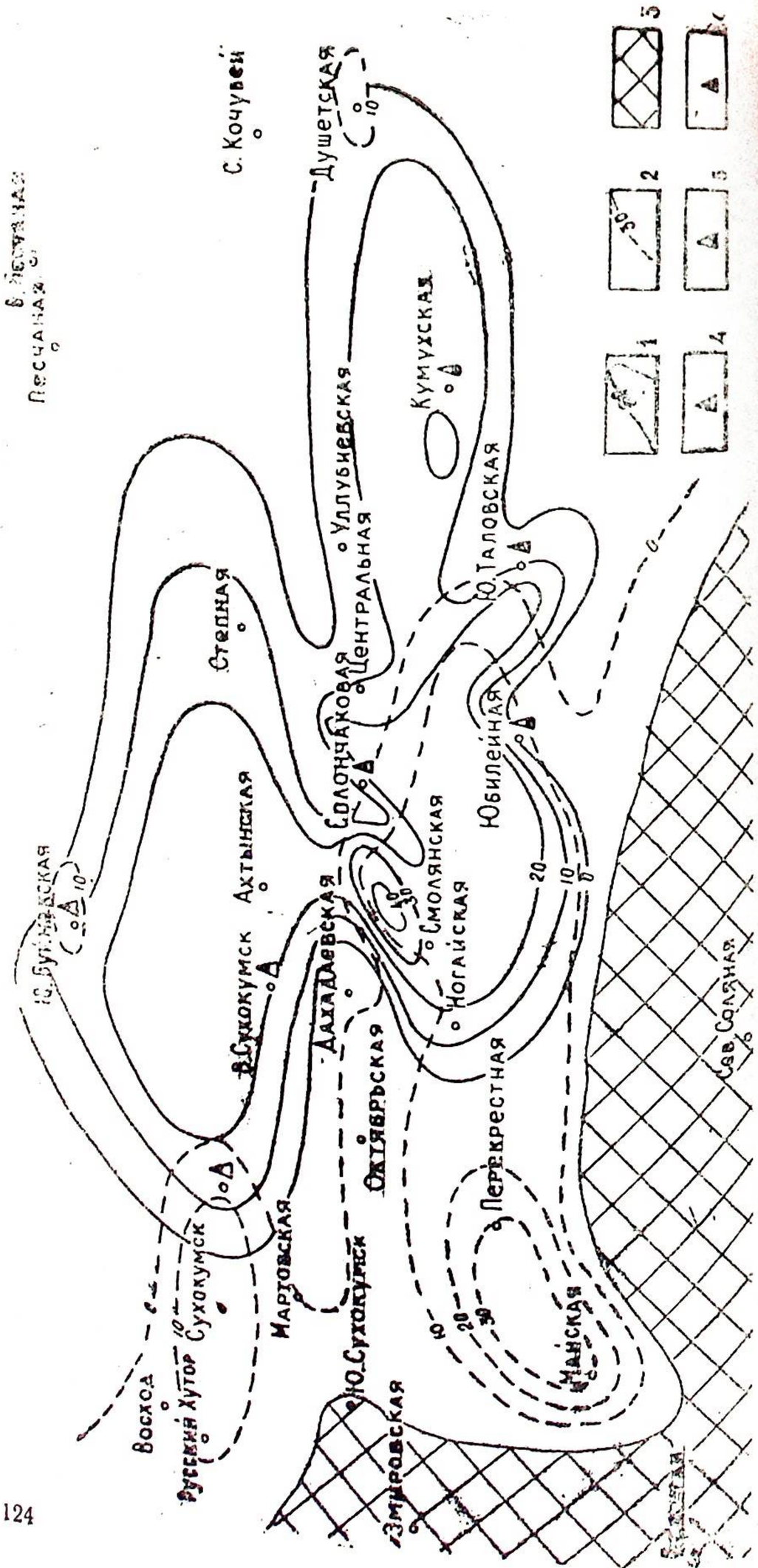


Рис. 2. Карта распределения мощностей коллекторских пачек анизийского яруса

1 — изопахиты коллекторов продуктивной пачки

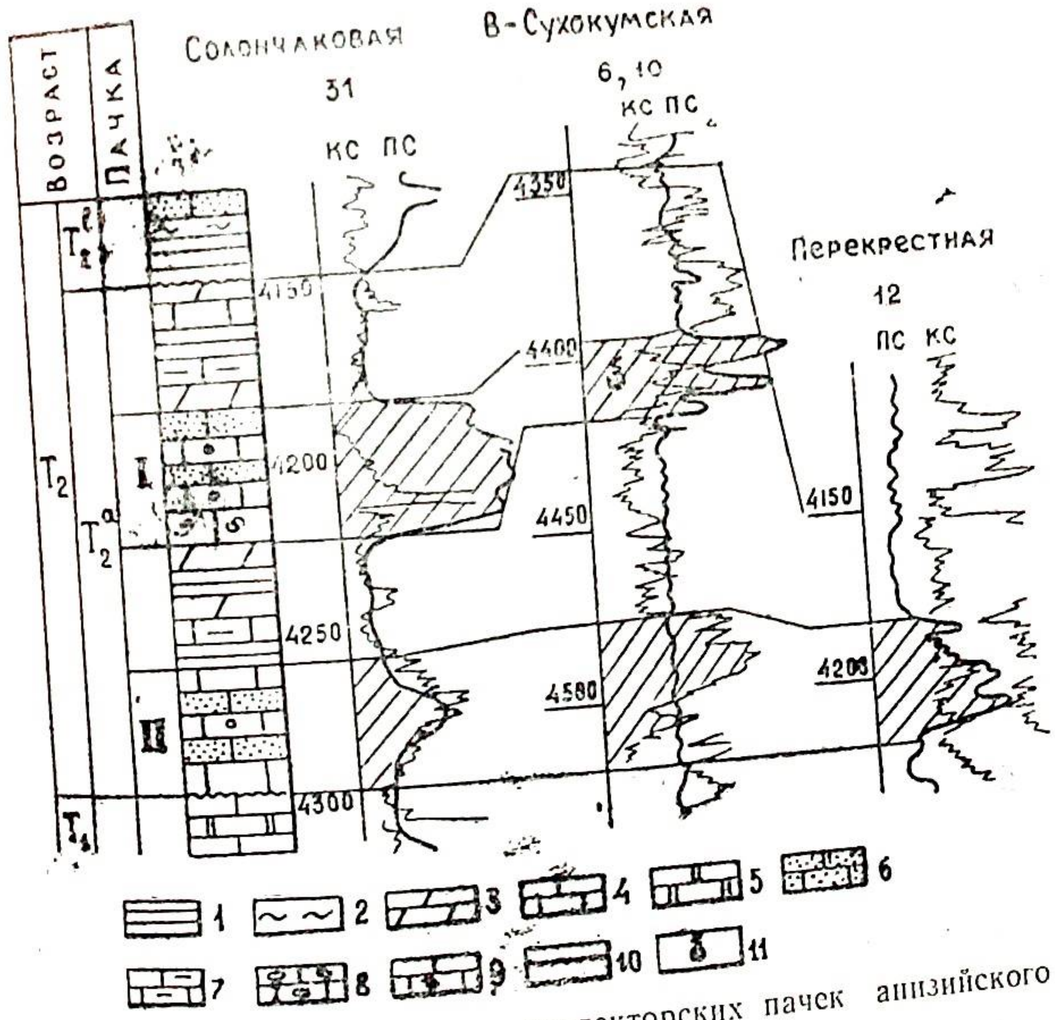


Рис. 1. Схема корреляции коллекторских пачек анизийского яруса.

1 — аргиллиты, 2 — алевролиты, 3 — мергели, 4 — известняки, 5 — доломиты, 6 — песчаники известняковые, 7 — известняки глинистые, 8 — известняки оолитовые, 9 — известняки органогенно-обломочные, 10 — несогласное залегание, 11 — притоки нефти и газа; I — продуктивная пачка, II — реперная пачка.

и др.), в разрезе которых коллекторские свойства и мощность продуктивной пачки анизия характеризуется показателями, благоприятными для поисков скоплений углеводородов (рис. 2). Представляет интерес продуктивная пачка и в пределах уже известных месторождений. Так, не выяснена нефтегазоносность пачки в наиболее приподнятом блоке Солончаковой структуры (скв. 31).

Продуктивная пачка литологически представлена морскими осадками, образованными в прибрежной части шельфа. Состоит она из чередования различных типов терригенных и карбонатных пород. Проницаемая её часть сложена неравномерным косослоистым чередованием относительно рыхлых доломито-известняковых песчаников, оолито-органогенно-обломочных и шламовых известняков. Первые состоят из угловато-окатанных и окатанных пелитоморфных карбо-

натных пород с неравномерной примесью обломков раков
небольшого количества мелких оолитов и обломков квар
(2—5%). Цемента в них мало (5—15%), по состав
он доломит-известковый с разнозернистой структуро
по типу цементации контактовый и неполно-поровы
В породах образуются многочисленные поры изодиамет
рической, неправильной и щелевидной формы. Разм
пор достигает 0,6 мм, но в основном они колеблют
в пределах 0,05 мм до 0,35 мм, толщина поровых канало
изменяется от волосяных до 0,06 мм. Вторые, известня
образованы механически в разной степени переработанны
остатками и обломками толстостенной, главным образо
моллюсковой фауны и карбонатных пород, оолитами и псе
доолитами. Породообразующие компоненты в них распол
гаются, главным образом, соприкасаясь друг с другом
основная масса (матрица) в среднем не превышает 18% по
роды. По составу она доломит-известковая, тонкозернистая
(0,01—0,1 мм), разнозернистая (0,01—0,25 мм) или крем
нисто-глинистая, концентрируется неравномерными пятнами
Здесь в основном образуются щелевидные поры-каналы
размером 0,03 мм и 0,01 мм и очень мелкие изодиаметриче
ские поры, размером до 0,1 мм. Обычно поры, полости ра
вин и микротрещинки названных пород заполнены бит
моидом. Общая пористость пород по данным ЦНИЛа объе
динения «Дагнефть» колеблется в пределах 9,3—16,5%, про
ницаемость — от 0,1 до 79,0 млд.

К числу перспективных объектов может быть отнесена
реперная пачка «R» (II), залегающая в основании кизляр
ской свиты анизийского яруса. Прослеживается она на
большей части территории со средней мощностью 30—40 м
и служит опорным горизонтом. По электрометрической ха
рактеристике на ряде площадей эта пачка (или часть её)
обладает достаточно высокими коллекторскими свойствами
(рис. 1). Мощность проницаемой её части, отбиваемой по
высокой амплитуде ПС, достигает на западе (Майская, Пе
рекрестная) 30 м, в Сухокумском районе (Русский Хутор,
Сухокумск) — 10 м, а в полосе Ногайская—Смолянская—
Юбилейная — 10—15 м (рис. 2). Отдельные испытания
пластов пачки к настоящему времени положительных резуль
татов не дали, но небольшие притоки газа и газоконденсата
все же отмечались (Юбилейная — скв. 18, Сухокумск — скв.
25, 27, Южно-Буйнакская — скв. 1).

Реперная пачка, как и продуктивная, представлена мор
скими осадками, но проницаемая часть её сложена более
плотными известняками. По составу они полидетритовые
преимущественно криноидные или пелециподовые, оолитовые
и смешанные органогенно-обломочно-оолитовые, среди них

прослоями залегают известняковые песчаники с хорошо ока-
танными обломками пелитоморфных известняков. Основная
масса (матрица) известняков и цемент песчаных пород пред-
ставлен средне-тонкозернистыми (0,01—0,3 мм) кальцитом
с примесью доломита. В отдельных образцах присутствуют
видимые под микроскопом щелевидные поры-канальцы и
мелкие изодиаметрические поры размером до 0,15 мм. Ре-
зультаты определения коллекторских свойств этих пород по-
казали в целом низкие значения общей пористости (1,8—
5,7%) и проницаемости (менее 0,1 мд). Лишь в редких об-
разцах пористость увеличивается до 16,5%, а проницаемость
до 7 млд. Коллекторские свойства пород этой пачки обуслов-
лены, по-видимому, трещиноватостью, которая наибольшее
развитие может получать в пределах положительных струк-
тур. В исследуемых образцах часто встречались микротре-
щинки размером от волосяных до средних (0,01—0,2 мм). Они
залечены кальцитом, местами пропитаны битумоидом или
гидроокислами железа.

Геохимические исследования отложений показали высо-
кую битуминозность (0,125—0,156%) их в разрезах некото-
рых площадей (Сухокумск, Смолянская, Майская и др.). Все
это дает основание считать, что пачка заслуживает внима-
ния при проведении геолого-поисковых работ. Как было
установлено ранее (Д. А. Мирзоев, 1966), основная масса
известных в Прикумской нефтегазоносной области Дагестана
скоплений углеводородов приурочена к приконтактовым зо-
нам различных литолого-стратиграфических подразделений
(апт-баррем, нижний мел-верхняя юра, келловей-байос
и т. д.). И в этом смысле, залегая в основании анизийского
яруса, реперная пачка, также представляет определенный
интерес.

Л. И. Джапаридз
Т. Т. Каймаразова, В. И. Сибилев
В. Г. Сурхае

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОСАДОЧНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ ПРИКУМСКОЙ ОБЛАСТИ НА ГЛУБИНАХ БОЛЕЕ 4,5 км

С целью выявления закономерностей распределения ор ганического вещества и битумоидов в осадочных образова ниях мезозоя на глубинах более 4,5 км, а также определени условий их образования, было проведено изучение изменени некоторых геохимических параметров ($C_{орг}$, ХБ, β, аутиген но-минералогических форм железа) по ряду разрезов разве дочных и параметрических скважин, характеризующих раз личные тектонические зоны Прикумской нефтегазоносной области Дагестана (табл. 1, 2, рис. 1).

В пределах изучаемой территории на глубинах более 4,5 км вскрывается широкий комплекс отложений от нижнего мела до карбона. Наблюдается увеличение стратиграфического диапазона и уменьшение возраста пород с северо-запада на юго-восток.

В Восточно-Манычском прогибе (скв. Солнечная 6) на глубинах свыше 4,5 км залегают среднетриасовые отложения. Породы ладинского яруса (закумская свита) отличаются низкой битуминозностью (ХБ — 0,0006—0,0025%), малым содержанием $C_{орг}$ (не более 0,25%), β составляет 1—2%, иногда повышаясь в алевролитах до 6%. Вниз по разрезу количество ХБ увеличивается до 0,02% при $C_{орг}$ 0,024—0,3%, β возрастает до 7—10%, в отдельных разностях песчано-алевролитовых пород достигая 20%.

Анизийские отложения (кизлярская свита) также содержат небольшое количество $C_{орг}$ (0,03—0,27%), однако значительно возрастает концентрация ХБ (до 0,04%), нейтрального характера (χ=1), β увеличивается до 10—23%, наиболее высоким его значением отличаются породы с минимальным $C_{орг}$, что свидетельствует о присутствии в них эпибитумоидов. Породы с эпигенетичной битуминозностью характеризуются преобладанием пиритного железа, однако в большинстве пород среднего триаса в балансе аутигенно-минералогических форм превалирует закисное железо (до 75%), окисное составляет 18—26%, пиритное — 2—5%, что

свидетельствует о восстановительных условиях их образования.

Геохимическая характеристика

Площади / параметры / свиты	Солнечная					
	$C_{орг}$ %	ХБ %	β %	Баланс железа %: окисное	закисное	пи
Закумская T_2	0,24—0,3	0,0006—0,02	1,2—20	16—28	50—72	0
Кизлярская T_2	0,03—0,27	4,04	10—23	2—28	0—72	0
Демьяновская T_1	0,1—0,25	0,02	2—5	14—29	69—86	0
Култайская T_1		0,0013—0,02*	1—10	7—20	75—90	2
Нефтекумская T_1—P						
Куманская P						
Карбон C						

* По скв. Дахадаевская 9.

10—30% как правил[о] [в] породах за[легания] эпибитумоидов. Отложения демьяновской свиты (оленек) содержат 0,04—0,08% ХБ восстановленного характера (χ=2) и 0,2—0,5% $C_{орг}$, β — 9—18%. В балансе железа преобладают закисные формы (50—60%),

Таблица 1

Геохимическая характеристика разрезов триасовых отложений Прикумской области Дагестана на глубина >4,5 км

	Солнечная						Кумухская						Кочубей					
	$C_{орг}$ %	ХБ%	β %	Баланс железа %			$C_{орг}$ %	ХБ%	β %	Баланс железа %			$C_{орг}$ %	ХБ%	β %	Баланс железа %		
				окисное	закисное	пиритное				окисное	закисное	пиритное				окисное	закисное	пиритное
													отсутствуют					
	0,24—0,3	0,0006—0,02	1,2—20	16—28	50—72	0—34	0,1—0,38	<0,005	1—5	30—45	50—68	5—9						
	0,03—0,27	4,04	10—23	2—28	0—72	0—98	0,2—0,5	0,04—0,08	10—30	24—36	40—60	4—26	0,03—0,34	0,005—0,08	1—30	26—30	46—60	1—16
	0,1—0,25	0,02	2—5	14—29	69—86	0—3	0,4—0,5	0,04—0,08	9—18	24—36	50—60	14—16	0,25—0,28	0,005—0,08	22—25	23—28	60—65	5—10
		0,0013—0,02*	1—10	7—20	75—90	2—12	отсутствуют						0,35	0,08	<5	20—29	50—74	0—24
							0,07—1,7	0,01—0,156	7—96	25—45	50—55	8—78	отсутствует					
							отсутствует						0,2	0,0025	1,5	28—32	64—68	1—4
							<0,25	0,01—0,02	5—12				1,4	0,02	<1	7	90	3

Дахадаевская 9.

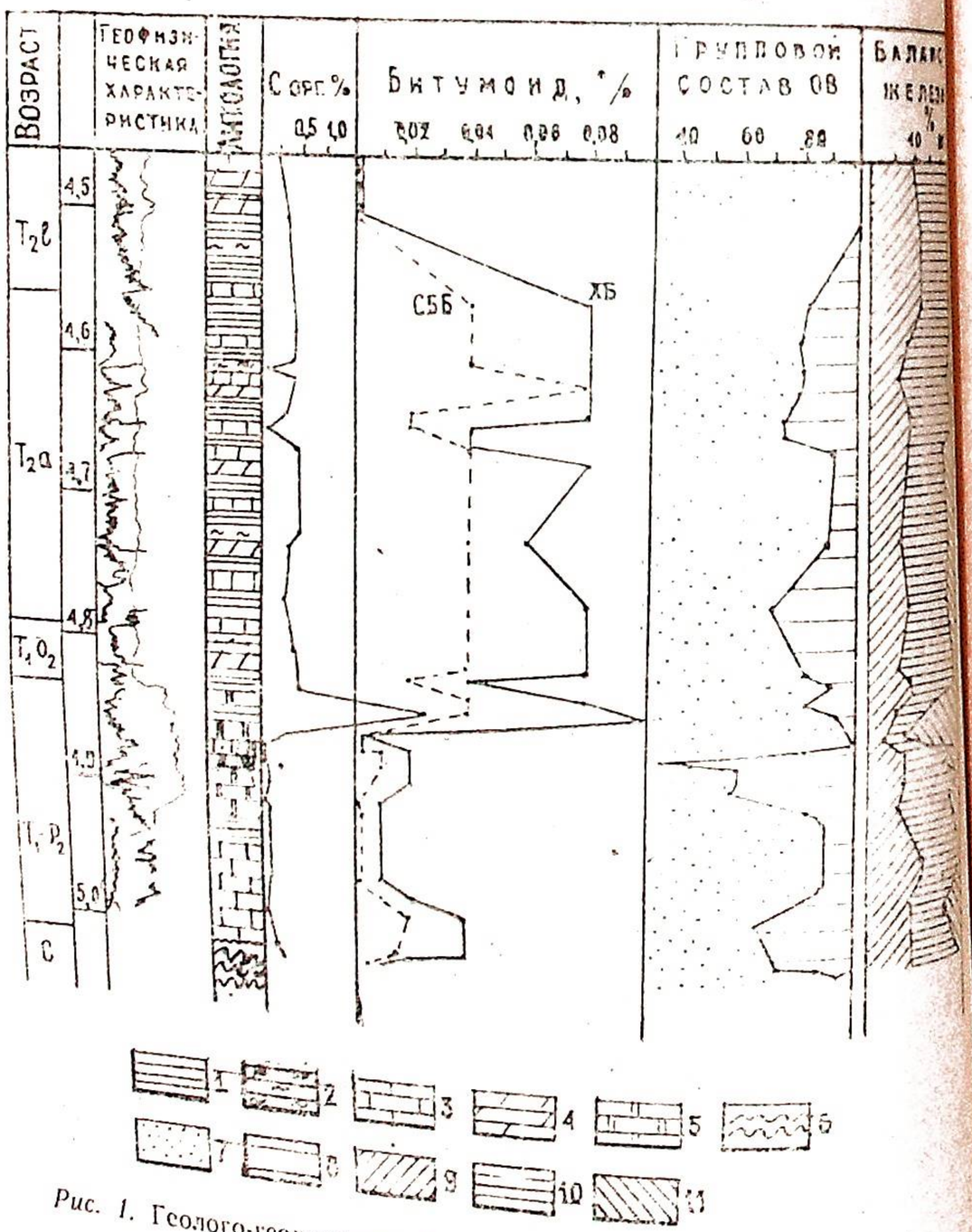


Рис. 1. Геолого-геохимический разрез триасовых отложений Кумухской площади.

1 — глины, 2 — алевролиты, 3 — известняки, 4 — мергели, 5 — доломиты, 6 — сланцы, 7 — нерастворимый остаток ОВ, 8 — степень битуминозности; формы железа: 9 — окисное, 10 — закисное, 11 — пиритное.

окисное железо составляет 24—36%, пиритное — 14—16%, характеризуя восстановительные условия.

Ниже в кровле нефтекумской свиты резко увеличивается содержание в глинах $C_{орг}$ (до 1,7%) и ХБ (0,156%), однако β снижается до 7%. Залегающая ниже известняково-доломитовая пачка отличается низким содержанием $C_{орг}$ (0,03—0,1%), ХБ уменьшается до 0,02%, β резко возрастает

до 42—96%, что свидетельствует об эпигенетичной природе битумоидов. Далее выделяется пачка с минимальным для этого разреза ХБ (0,01%) восстановленного характера (χ 2—2,5) и органическим веществом, β которого составляет до 10%. В известняках, залегающих на сланцах карбона, содержание ХБ увеличивается до 0,02—0,04% при низком $C_{орг}$ (0,07—0,15%), β возрастает до 25—35%. Осадки нефтекумской свиты отличаются преобладанием окисно-сидеритовых фаций. Иногда, в основном в верхней части свиты, в балансе железа увеличивается пиритное (40—78%), указывая на резко восстановительные условия; для большинства пород основную часть составляет закисное (40—55%) и окисное (25—45%) железо, пиритное не превышает 8—20%.

Сланцы карбона характеризуются небольшим содержанием $C_{орг}$ (не более 0,25%) и ХБ (0,01—0,02%), β также уменьшается до 5—12%.

В целом по разрезу Кумухской площади максимальными значениями $C_{орг}$ ХБ и β отличаются отложения кизлярской свиты, минимальными их величинами — закумской свиты среднего триаса. В отложениях нижнего триаса (демьяновская и нефтекумская свиты) наиболее высокие значения ХБ, β, $C_{орг}$ отмечаются в глинистых отложениях верхней части нефтекумской свиты, в карбонатах преобладают эпибитумоиды (ХБ — 0,02—0,04%, β до 30—90%), максимальное количество которых отмечается в нижней и верхней частях свиты, т. е. на границах стратиграфических подразделений. Все отложения характеризуются в основном преобладанием окисно-сидеритовых фаций. Увеличение количества пиритного железа, т. е. усиление восстановительных условий отмечается для пород кизлярской свиты и реже для отложений нижнего триаса. По сравнению с вышеописанными разрезами Солнечной и Дахадаевской площадей наблюдается увеличение окисных форм в балансе железа по всему разрезу.

На юго-востоке (скв. Кочубей 2) на глубинах более 4,5 км вскрыты отложения от средней юры до карбона (табл. 1, 2).. Среднеюрские породы отличаются значительным содержанием $C_{орг}$ (1,34%) и ХБ (0,08—0,2%) нейтрального, восстановленного характера (χ—1—2,5), β довольно высокая: 12—42%. В балансе железа преобладает закисное (40—55%), окисное составляет 30—40%, пиритное изменяется от 4 до 30%. Нижнеюрские песчаники также содержат большое количество $C_{орг}$ (1,06%) и ХБ (0,06—0,175%) при β — 12—25%. Снижается доля пиритного железа (не более 1%) в общем его балансе, преобладает закисное (52%) и окисное (47%). Основная часть разреза кизлярской свиты среднего триаса — в основном глинистые породы, характери-

юры. В балансе аутигенно-минералогических форм железа в породах нижнего мела и юры преобладают закисные формы, что свидетельствует о восстановительной или слабовосстановительной среде в условиях сидеритовых, реже пиритово-сидеритовых или окисно-сидеритовых фаций.

Изучение геохимических особенностей отложений по разрезам скважин в различных участках Прикумской области позволило сделать следующие выводы:

распределение $C_{орг}$, ХБ, β по разрезу в общем для территории довольно неравномерно. Сверху вниз происходит увеличение $C_{орг}$ ХБ от сульфатно-терригенно-карбонатных осадков нижнего мела — верхней юры к верхне- и среднеюрским песчано-глинистым породам. В триасовом комплексе минимальной концентрацией $C_{орг}$, ХБ и низкими β характеризуются отложения закумской свиты среднего триаса. Наиболее высоким содержанием РОВ и битумоидов отличаются анизийские глинисто-карбонатные отложения (кизлярская свита) и глинистые породы демьяновской свиты нижнего триаса. Глинисто-карбонатные осадки култайской свиты нижнего триаса характеризуются различными значениями $C_{орг}$, χ и β в зависимости от литологического состава, максимальные их величины отмечаются в аргиллитах, что подтверждает сингенетичную природу битумоидов этой толщи. В нефтекумской свите центральной части территории наиболее высокие значения $C_{орг}$, ХБ и β приурочены к глинистым отложениям, в карбонатах $C_{орг}$ уменьшается, β увеличивается, свидетельствуя о присутствии довольно большого количества (0,02—0,04%) эпибитумоидов. Породы куманской свиты (нижняя пермь) отличаются незначительным содержанием ХБ (0,005%) и ОВ с низкой степенью битуминозности. В сланцах карбона повышается содержание $C_{орг}$ и ХБ при невысокой степени битуминозности ОВ. По разрезу триасовых отложений наиболее значительное происходит изменение таких параметров как ХБ и β, содержание $C_{орг}$ более постоянно. В ряде случаев отмечается повышение битуминозности пород на границах стратиграфических подразделений (Кочубей 2, известняки кизлярской свиты на границе с юрой и нижним триасом; Дахадаевская 9, породы култайской свиты на границе с куманской свитой; Кумухская, известняки нефтекумской свиты на границе с карбоном). Распределение аутигенно-минералогических форм железа во всех изученных породах характеризуется преимущественным преобладанием закисных форм, что свидетельствует об образовании их в условиях сидеритовых, реже окисно-сидеритовых или пирито-сидеритовых фаций.

Ш. Д. Зангиев, В. И. Сибилева,
Т. Т. Каймаразова, В. Г. Сурхаева

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВЕРХНЕЮРСКИХ И НИЖНЕНЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШАМХАЛ-БУЛАК

Газоконденсатное месторождение Шамхал-Булак, расположенное северо-западнее г. Махачкалы, было открыто в 1969 г.; залежь газоконденсата пластово-массивного типа, связанная с трещиноватыми известняками верхнего мела, приурочена к узкой брахиантиклинали размером 18×3,5 км. В настоящее время залежь находится в разработке.

Нижненеокомские и верхнеюрские отложения на различных глубинах от кровли были вскрыты в скв. 10, 17, 20 и на полную мощность (396 м) в скв. 25. Литологически они представлены чередованием доломитов, известняков, ангидритов. Отсутствие палеонтологических данных не позволяет точно установить возраст отложений. Однако, сопоставлением ближайших естественных разрезов (р. Сулак, Салатауский хребет) и скважин площадей Беной, Элистанжи и др. в указанном комплексе отложений выделяются валанжинский, берриасский, титон-кимериджский, оксфордский и келловейский ярусы.

Валанжинские отложения, общей мощностью 50 м в верхней части представлены органогенными доломитизированными известняками (10—15 м), в средней — чередованием ангидритов с доломитами (15—20 м), в нижней — доломитами (25—30 м) серыми мелкозернистыми и мелкокавернозными массивными известковистыми, трещиноватыми. Берриасский ярус (60 м) сложен чередованием доломитов, ангидритов, песчаников и алевролитов серых и темносерых, глинистых, карбонатных.

Титонские отложения (180 м) представлены чередованием ангидритов и доломитов с преобладанием ангидритов в верхней части разреза и доломитов. Доломиты серые, мелко-среднезернистые, местами кавернозные; ангидриты белые, местами трещиноватые, слабослюдистые, прослоями глинистые.

Отложения оксфордского яруса (108 м) в верхней части сложены доломитами серыми с коричневатым оттенком, местами кавернозные, в нижней — песчаниками серыми,

массивными равномерно мелкозернистыми, местами гравелистыми и ожелезненными. Келловейские отложения (14 м) сложены аргиллитами черными доломитизированными, переходящими в алевролиты темносерые, карбонатные, глинистые.

Тектоническое строение площади по валанжин-верхнеюрским отложениям изучено недостаточно, однако отсутствие значительных стратиграфических и угловых несогласий позволяет предполагать, что существенных отклонений в положении свода, относительно верхнемеловой структуры не ожидается. По имеющимся данным по кровле валанжинских отложений складка выражена более резко и представляет собой узкую брахиантиклиналь, вытянутую в широтном направлении; размеры ее 18×1,7 км, высота 850 м по замыкающей изогипсе минус 3400 м. Южное крыло брахиантиклинали осложнено продольным разрывом с поверхностью падения на север 35—40°, амплитудой 250 м по которой сводовая часть складки надвинута на юг. Разрыв вскрыт скв. 17, где отложения среднего апта.

Промышленная газоносность верхнеюрских и нижненеокомских отложений установлена в скважинах 10, 20, 25. В скв. 20, в своде структуры при испытании интервала 3280—3308 м (валанжин) был получен промышленный приток газа дебитом 117 тыс. м³/с через 9 мм штуцер. В скв. 10 при испытании в интервале 3298—3745 м, с открытым забоем получен приток газа дебитом, через 27 мм штуцер, 625 тыс. м³/с $P_б$ — 110 кгс/см², $P_{з}\pm$222 кгс/см². В скв. 25 из интервала 3771—3840 м при испытании открытым забоем установлен приток газа с водой; дебит через 12 мм штуцер составил: газа 76 тыс. м/³с, воды — 8 м/³с.

Коллекторами газа служат порово-кавернозные песчаники и трещинно-поровые известняки. Открытая пористость доломитов колеблется от 0,8 до 9,6% при среднем ее значении 1,6%.

Газовая залежь в верхнеюрских и нижненеокомских отложениях Шамхал-Булакского месторождения — массивного типа. Газы из нижненеокомских и верхнеюрских отложений между собой идентичны и имеют следующий состав: уд. вес 0,617, содержит по весу метана — 91,9%, этана — 0,3%, пропана — 0,06%, бутана — следы, углекислоты — 4,0%, азота — 2,57%, сероводорода — 1,21%, отмечается высокое содержание сероводорода, количество которого достигает 2112 г/100 м³.

Изучение характера распределения органического вещества и условий его накопления и преобразования тесно связаны с практическими задачами нефтегазовой геологии — с

Таблица 1

Геохимическая характеристика верхнеюрских и нижненеокомских отложений месторождения Шамхал-Булак (в %)

Возраст	Литология	Битумоид ХБ	Битумоид СБ—Б	$C_{орг}$	Железо окисное	Железо закисное	Железо пиритное
Валанжин-берриас	Аргиллит	0,156	0,08	1,75	0,90	1,03	7,53
	Доломиты	0,0025—0,08* / 0,0308	0,0013—0,04 / 0,0145	0,24—0,29 / 0,26	1,14—1,68 / 1,40	1,23—1,69 / 1,49	2,21—6,80 / 5,10
	Всего	0,0025—0,156 / 0,0611	0,0013—0,08 / 0,0309	0,24—1,75 / 0,63	0,90—1,68 / 1,28	1,03—1,69 / 1,37	2,21—7,53 / 5,72
Титон	Доломиты	0,0013—0,02 / 0,0106	0,0013—0,02 / 0,0106	0,26—0,40 / 0,33	1,60—1,68 / 1,64	1,62—3,07 / 2,34	1,55—3,83 / 2,69
	Ангидриты	0,0006—0,02 / 0,0071	0,0006—0,01 / 0,004	0,12—0,26 / 0,20	0,20—0,22 / 0,21	1,35—1,38 / 1,36	>2
Оксфорд	Песчаник	0,08 / 0,0013—0,08	0,02 / 0,0006—0,02	0,99 / 0,12—0,99	1,57 / 0,20—1,68	3,07 / 1,35—3,07	>2
	Всего	0,018	0,009	0,37	0,91	1,97	>2

* Мин.-макс. / среднее

выявлением в разрезе нефтегазопроизводящих толщ — основных источников УВ нефти и газа. С этой целью в отделе геологии нефти ИГ ДагФАН СССР и был проведен комплекс геолого-геохимических исследований, включающий определение органического углерода ($C_{орг}$), хлороформенного (ХБ) и спиртобензольного (СББ) битумоидов, различных форм железа (пиритного, закисного и окисного) и гуминовых кислот.

По площади Шамхал-Булак были анализированы образцы скв. 10, 20, 25 валанжин-верхнеюрского возраста различного литологического состава, по результатам которых (табл. 1) составлен сводный геолого-геохимический разрез (рис. 1).

Содержание органического углерода по разрезу изменяется в широких пределах от 0,12 до 1,75%. В песчано-доломитовых разностях оксфорда $C_{орг}$ содержится до 1%, вверх по разрезу наблюдается уменьшение его содержания до 0,12% в ангидритах титона. Максимальные концентрации $C_{орг}$ (1,75%) отмечены в аргиллитах, залегающих в подошве нижнемеловых отложений. Содержание общего битумоида изменяется от 0,0014 до 0,236%. Наиболее обогащены хлороформенным битумоидом терригенные образования берриаса (0,156%), терригенно-карбонатные отложения оксфорда (0,08%) и карбонатные—валанжина (0,08%). Во всех литологических разностях пород битумоид, в основном, нейтрального состава маслянисто-смолистого типа, в доломитах берриаса преобладает легкий битумоид. Коэффициент битуминозности (β) по разрезу изменяется от 0,2 до 6,7%, исключение составил валанжинский доломит из интервала 3290—3297 м, скв. 20, где β составил 25%.

Во всех анализируемых образцах отмечено высокое содержание пиритного железа, в основном 2—7%, закисное железо изменяется по разрезу от 1,3 до 3,0%, при одновременно невысоких значениях окисного (0,20—1,68%). В балансе железа преобладает пиритное. Наиболее благоприятными для накопления органического вещества являются отложения на контакте нижнего мела и юры. К этой части разреза приходятся максимальные значения $C_{орг}$ (1,75%) и хлороформенного битумоида (0,156%). Такие участки заслуживают внимания при выборе объектов для испытания скважин на этой площади.

Гуминовые кислоты отсутствуют, за исключением единичных образцов, в которых отмечены следы. Преобладание закисных форм железа над окисным и повышенное содержание ОВ, в частности в глинистых разностях доломитов, указывает на существование восстановительных условий, что благоприятствовало битумообразованию. На возможность выделения карбонатных пород верхней юры в качестве ло-

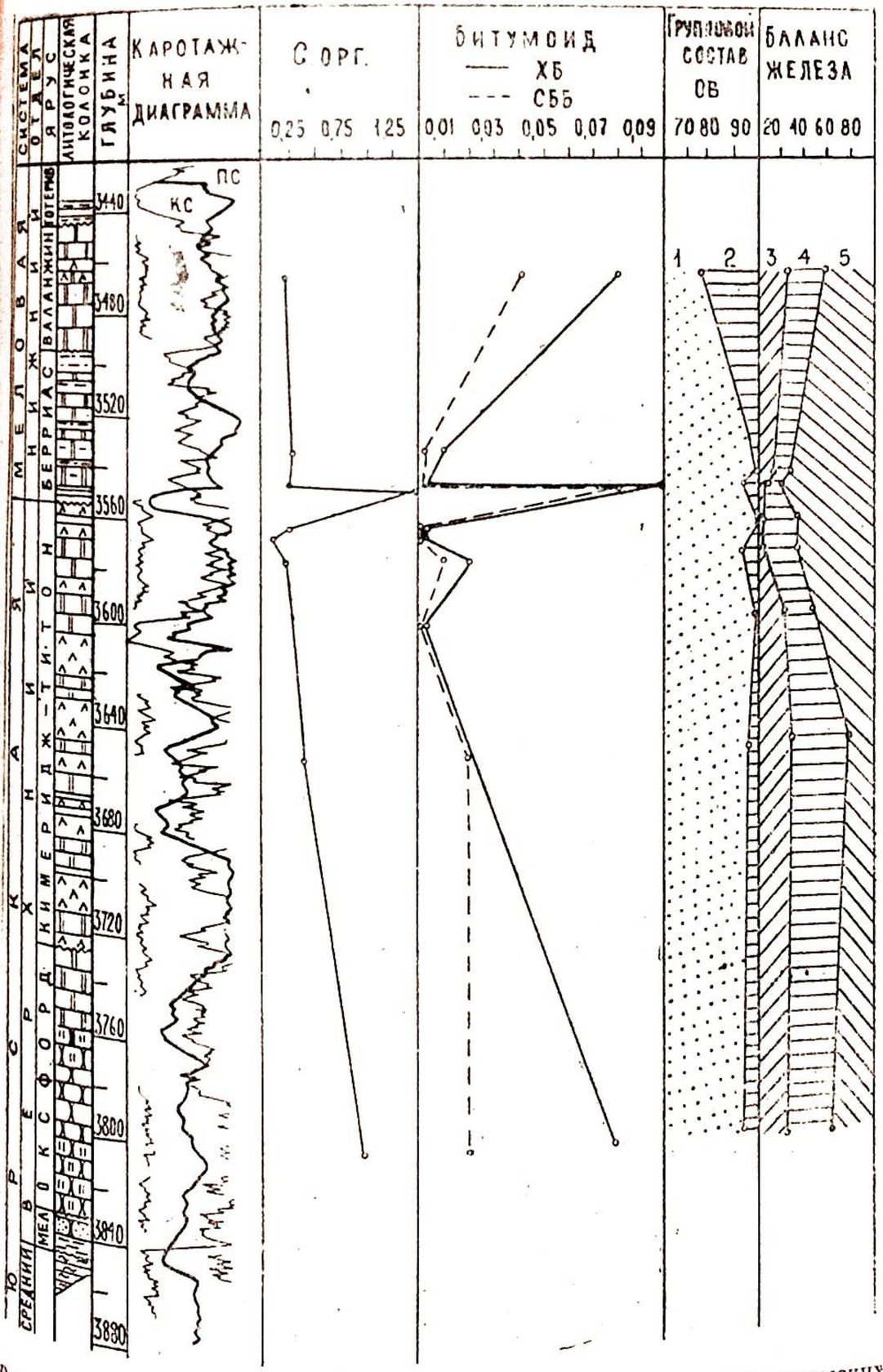


Рис. 1. Геолого-геохимический разрез верхнеюрских и нижнеенеокомских отложений площади Шамхал-Булак (скв. 10, 20, 25).

Групповой состав ОВ: 1 — нерастворимый остаток (НО), 2 — степень битуминозности (β). Баланс железа: 3 — окисное, 4 — закисное, 5 — пиритное.

кальных нефтегазоматеринских толщ указывалось и ранее в работах И. А. Конюхова, 1956, Д. А. Мирзоева, 1966, В. М. Пирбудагова, М. К. Казанбиева, 1978 и др.

В целом рассматриваемый комплекс отложений по сумме геолого-геохимических данных характеризуется эпигенетичной миграционной природой битумоидов и углеводородных газов, поступавших из подстилающих терригенных высокобитуминозных образований средней юры.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Зангиев Ш. Д., Магомедов А. М., Халифа-Заде Ч. М.* Корреляция и стратификация валанжин-верхнеюрских откожений Предгорного Дагестана. — АНХ, 1982, № 1.
2. *Мирзоев Д. А.* О нефтепроизводящем характере юрских отложений Прикумской области Дагестана. — Ученые записки АГУ, 1966, № 2.
3. *Пирбудагов В. М., Казанбиев М. К.* Особенности распределения органического вещества в верхнеюрских отложениях складчатого Дагестана. — В сб.: Геология, условия формирования и закономерности размещения полезных ископаемых Дагестана. Тр. ИГ ДагФАН СССР, 1978, вып. 14.

Е. М. Ланда,
В. Н. Васильев

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА РЕЛИКТОВЫХ И ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ НЕФТЕЙ И КОНДЕНСАТОВ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ ПРИКУМСКОЙ ОБЛАСТИ ДАГЕСТАНА

Открытие залежей нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах, разведку которых предстоит продолжить в текущем десятилетии, естественно вызывает большой интерес к геохимии этих флюидов.

Особое место в этом плане занимает изучение содержания и распределения в нефтях и органическом веществе пород реликтовых углеводородов (РУВ), а в нефтях также углеводородов бензиновых фракций. Реликтовые УВ — это соединения (н-алканы выше C_{12}, изопреноиды — метилзамещенные изоалканы упорядоченной структуры, высокомолекулярные нафтены и др.), сохранившие основные черты строения исходных биологических предшественников. Их происхождение могло быть связано с остатками растительного и животного происхождения, что является одним из важнейших показателей генезиса нефти.

Исследования, проведенные А. А. Петровым (1) и Г. И. Сафоновой (4, 5) по изучению реликтовых структур УВ нефтей различных стратиграфических горизонтов месторождений Советского Союза, позволили выявить некоторые геохимические критерии, характеризующие особенности формирования залежей нефти и ее изменения в зонах катагенеза и гипергенеза.

В 1980—81 гг. в геохимическом отделе ЦНИЛа об-ния Дагнефть выполнен ряд определений содержания нормальных и изопреноидных алканов в нефтях и конденсатах равнинной территории Дагестана по методике, разработанной в ИГиРГИ (1). Ранее в ЦНИЛе было проведено исследование структурно-кольцевого состава (по методике ВНИИНП) фракций 200°С — к.к. и индивидуального состава бензинов нефтей и конденсатов. Все эти данные позволяют создать довольно полное представление об углеводородном составе флюидов.

В пределах равнинной территории Дагестана скопления УВ на глубинах более 4500 м открыты в триасовых и юрских отложениях.

Из отложений триаса в пределах Таловского валообраз-

ного выступа с глубин 4400—4800 м (Т пл. — 174°С) на месторождениях Кумухское, Южноталовское, Юбилейное получены промышленные притоки легких (ρ_4^{20}—0,8174—0,8279), высокопарафинистых (28,78—33,21%), малосмолистых (Σ смол и асфальт. — 2,18—3,27%) и малосернистых нефтей (содержание серы 0,02—0,06%).

В отложениях средней юры с глубин 5078—5084 м (Т пл. — 170°С) на площади Комсомольская в юго-восточной части территории получен приток газоконденсата высокой плотности (ρ_4^{20} — 0,8256), с низким содержанием парафина (2,2%) и высоким — ароматических УВ (59,2% на фракцию н. к.—200°С). Аналогичные по составу конденсата залежи были открыты в отложениях средней юры на месторождении Солончаковом (ρ_4^{20} — 0,8183, инт. 3940—3980 м) и верхней юры на месторождениях Солончаковом, Юбилейном, Восточносухокумском и др. Данные об углеводородном составе продукции этих двух типов приводятся в таблице 1.

Таблица 1

Углеводородный состав нефтей и конденсатов глубокозалегающих горизонтов Прикумской области Дагестана

Показатели	Нефти триасовых отложений	Конденсаты юрских отложений
1	2	3
I. Характеристика фракции 200°С — к. к.		
Содержание н-алканов, %	25,6—32,7	—
Доля н-алканов C_{12}—C_{15}, %	26,7—29,6	57,70
« C_{16}—C_{24}, %	41,9—43,5	38,25
« C_{25}—C_{38}, %	26,9—30,8	4,05
Отношение $\frac{\text{нечетных}}{\text{четным}}$	1,07—1,10	1,28—1,39
Содержание изопреноидов, %	1,9—2,5	
Отношение: $\frac{\text{пристан}}{\text{фитан}}$	1,10—1,30	
« $\frac{iC_{19}+iC_{20}}{\Sigma iC_{14}-iC_{18}}$	0,26—0,29	
« $\frac{iC_{19}+iC_{20}}{nC_{17}+nC_{18}}$	0,15—0,16	

1	2	3
Структурно-кольцевой состав:		
Выход метано-нафтеновой части, %	85,5—92,0	41,6—51,0
Доля атомов углерода в нафтеновых кольцах на молекулу, % $C_н$	16,0—17,0	25,0—36,0
Выход ароматической части, %	3,7—8,7	33,0—51,0
Доля атомов углерода в ароматических кольцах на молекулу, % $C_А$	29,5—37,0	81,0—83,0
II. Характеристика фракции н. к. — 200°С		
Содержание %:		
метановых УВ	66,2—71,7	17,7—24,8
нафтеновых	17,8—20,9	14,8—20,5
ароматических	8,40—10,50	59,2—67,0
Отношения $\frac{\text{ЭЦП}}{\text{ДМЦП}}$	0,13—0,15	0,23—0,35
« $\frac{\text{ЭЦГ}}{\text{ДМЦГ}}$	0,20—0,25	0,54—0,56
« $\frac{\text{2 МГ}}{\text{3 МГ}}$	0,98—1,08	1,48—2,20
« $\frac{\text{МЭБ-ол}}{\Sigma\text{ТМБ-ол}}$	0,37—0,49	0,59—0,77
Коэффициенты метаморфизма		
$K_м C_6$	0,52—0,61	0,11—0,22
$K_м C_7$	0,54—0,66	0,19—0,20

Реликтовые н-алканы в нефтях триаса представлены УВ C_{12}—C_{38} (рис. 1), содержание которых в расчете на фракцию 200°С — к. к. составляет 25,6—32,7%. Доля легких н-алканов C_{12}—C_{15} на сумму н-алканов составляет 26,7—29,6%, средних C_{16}—C_{24} и тяжелых C_{24}—C_{38} соответственно 41,9—43,5% и 26,9—30,8%.

В распределении н-алканов C_{12}—C_{38} по молекулярному весу наблюдаются два максимума: первый, основной, приходится на один из углеводородов C_{12}—C_{15}, содержание которого составляет в среднем 6,5—8,0% на н-алканы, а второй

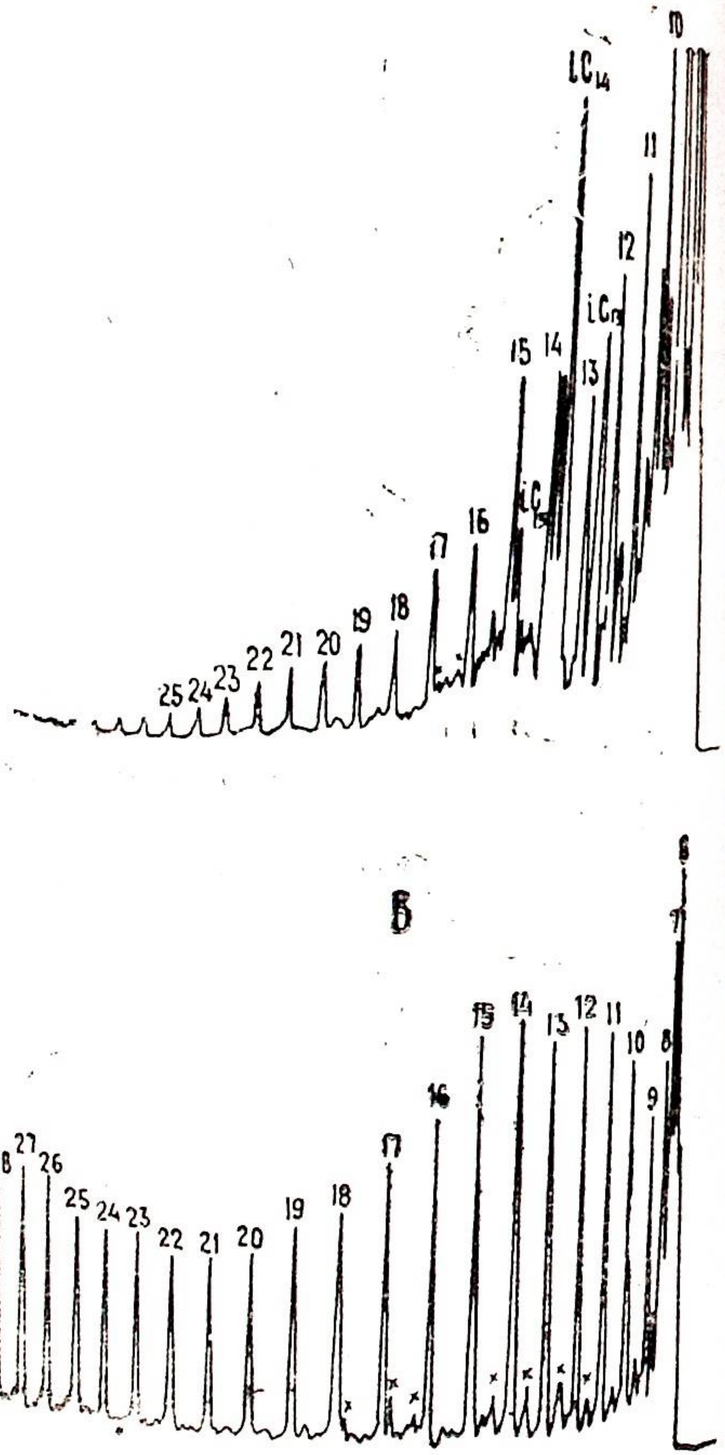


Рис. 1. Хроматограммы нефти и конденсата Равнинного Дагестана.

Цифры показывают количество атомов углерода в нормальных алканах. Изопреноидные алканы отмечены крестиком.
А. Конденсат ароматический. Восточносухокумское, скв. 3. J_3 II—III пласт.
Б. Нефть Солончаковое, скв. 37. T_1nf.

меньший, на один из алканов C_{26}—C_{27} и составляет 3,50—4,50% (рис. 2). Отношение $\frac{нч}{ч}$ н-алканов находится в пределах 1,07—1,10 и показывает высокую степень катагенетической превращенности нефтей триаса.

При рассмотрении особенностей распределения реликтовых н-алканов в конденсатах выявляется, что доля легких н-алканов составляет 57,7%, средних — 38,2%, тяжелых — 4,05%. В распределении н-алканов по молекулярному весу имеет место равномерное снижение их содержания от максимума, смещенного в сторону легких бензиновых алканов C_8–C_9, до парафинов C_{28}—C_{29}; УВ выше C_{30}—C_{31} в конденсатах практически отсутствуют. Для ароматических конденсатов юрских отложений, в отличие от метановых, характерно повышенное содержание тетра- и пентадекана (iC_{14} и iC_{15}), образующих второй максимум (рис. 1, 2). Отношение $\frac{нч}{ч}$ в ароматических конденсатах высокое — 1,28—1,39 (в метановых конденсатах оно составляет 1,15—1,24), что в известной мере, отражает особенности их генезиса.

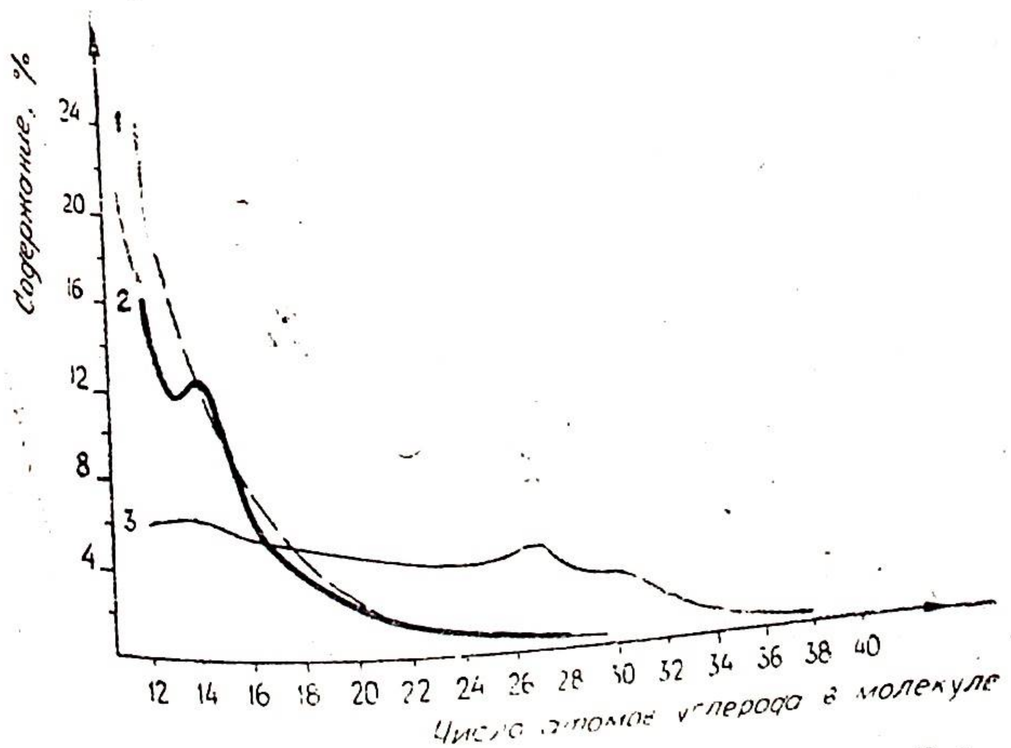


Рис. 2. Распределение н-алканов в нефтях и конденсатах Равнинного Дагестана.

1. Конденсат метановый, Русский Хутор, скв. 70, K_1, VIII пл.
2. Конденсат ароматический, Восточносухокумское, скв. 3, J_3 II—III пл.
3. Нефть, Юбилейное, скв. 29, T_1nf.

Содержание изопреноидных УВ в нефтях триасовых отложений значительно ниже, чем н-алканов и составляет на фракцию 200°С — к. к. 1,88—2,53%. В распределении их по молекулярному весу так же как у н-алканов наблюдается

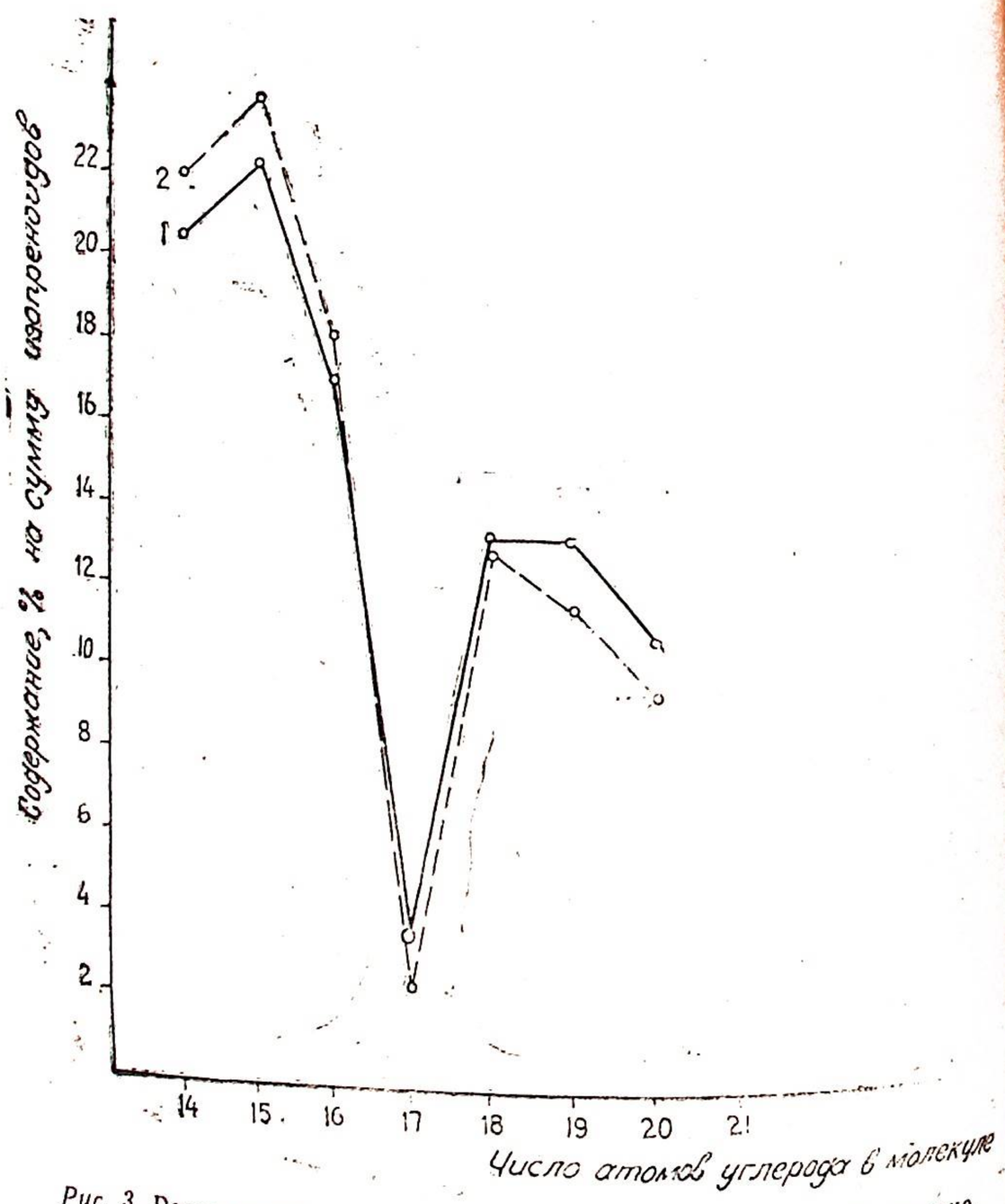


Рис. 3. Распределение изопреноидов в нефтях Равнинного Дагестана.

1. Кумухское, скв. 4, T_1nf.
2. Юбилейное, скв. 26, T_1nf.

два максимума (рис. 3). Первый соответствует 2, 6, 10 — триметилдодекану (iC_{15}), содержание которого на сумму изопреноидов составляет 20,0—24,0%, второй максимум приходится на норпристан (iC_{18}, 2, 6, 10 — триметилпентадекан) и пристан (iC_{19}, 2, 6, 10, 14 — тетраметилпентадекан), концентрации которых близки между собой и находятся в пределах 11,0—14,0%. Доля 2, 6, 10 — триметилтетрадекана (iC_{17}) мала и не превышает 4,0%, что весьма характерно для большинства нефтей Восточного Предкавказья (4, 5). Отношения между тяжелыми и легкими изопреноидами $\frac{iC_{19}+iC_{20}}{\Sigma iC_{14}-iC_{18}}$

и между тяжелыми изопреноидами и соответствующими н-алканами $\frac{iC_{19}+iC_{20}}{nC_{17}+nC_{18}}$ составляют соответственно для рассматриваемых нефтей 0,26—0,29 и 0,15—0,16 и характеризуют не только генетические особенности этих нефтей, но и высокую степень их превращенности. Отношение $\frac{\text{пристан}}{\text{фитан}}$ (фитан iC_{20} — 2, 6, 10, 14 — тетраметилгексадекан) для нефтей триаса находится в пределах 1,10—1,30 и характеризует их генетические особенности. Сопоставляя значения этого коэффициента с величиной отношения $\frac{\text{пристан}}{\text{фитан}}$, полученной К. Ф. Радионовой (3) для ОВ пород, извлеченных на площади Северо-Кочубеевской с глубины 4890—4955 м (нижний триас) и составляющего 1,08, предполагают сингенетичность рассматриваемых нефтей по отношению к этим породам.

Изучая флюиды глубоко залегающих горизонтов Восточного Ставрополья, Г. И. Сафонова (5) также нашла, что отношение $\frac{\text{пристан}}{\text{фитан}}$ для нефтей, образовавшихся из О. В., сформировавшегося в лагунно-морских и лагунно-континентальных условиях среднего и верхнего триаса, составляет 1,07—1,5.

При рассмотрении изопреноидных алканов на хроматограмме ароматического конденсата (рис. 1) видно, что в области УВ C_{12}—C_{15} содержание изоалканов неизопреноидного типа столь велико, что преобладает не только над изопреноидами, но и над н-алканами, в связи с чем хроматографические пики изопреноидов iC_{14}—iC_{16} самостоятельно не выделяются. Вместе с тем на хроматограмме можно отметить повышенное, по сравнению с нефтями триасовых отложений, содержание изопреноида iC_{17} и низкое содержание норпристана (iC_{18}) и пристана (iC_{19}). Пик фитана (iC_{20}) из-за низких концентраций практически не прослеживается. Таким образом, при сопоставлении хроматограмм выявляется, что характер распределения и содержания изопреноидных и других изоалканов УВ C_{12}—C_{18} в ароматических конденсатах средней и верхней юры совсем иной, чем в нефтях триасовых отложений. Такой характер содержания изоалкановых УВ не позволил хроматографически выделить пики изопреноидов и количественно определить их в ароматических конденсатах.

Данные структурно-кольцевого состава фракций 200°С —

к. к. показали, что нефти триасовых отложений содержат 85,5—92,0% — метано-нафтеновых УВ, 3,7—8,3% — ароматических УВ, 2,6—5,0% — смол бензольных, 1,1—2,3 — спирто-бензольных и 0,2—0,5% — асфальтенов.

Фракции конденсатов юрских отложений месторождений Комсомольское и Солончаковое отличаются пониженным выходом метано-нафтеновой части (41,6—51,0%) и повышенным выходом ароматической (33,0—51,0%).

Метано-нафтеновая и ароматическая части фракции 200°С — к. к. конденсатов характеризуются большей цикличностью (% $C_н$ и % $C_а$ для конденсатов составляют соответственно 25—36% и 81—83%, а для нефтей 16—17% и 29,5—37,0%).

Индивидуальный состав легких УВ бензиновых фракций н. к. — 200°С, рассматриваемых нефтей и конденсатов, в известной мере отражает особенности составов их высокомолекулярной части. Так бензины нефтей триасовых отложений содержат 66,2—71,7% алканов, 17,8—20,9% нафтенов и 8,4—10,5% аренов. Бензины ароматических конденсатов юрских отложений содержат 17,7—24,8% алканов, 14,8—20,5% нафтенов и много аренов 59,2—67,0%. Отношение $\frac{\text{н-Алк}}{\text{и-Алк}}$ для бензинов нефтей составляет 1,02—1,10. Бензины же ароматических конденсатов содержат больше изоалкановых УВ (отношение $\frac{\text{н-Алк}}{\text{и-Алк}}$ — 0,77—0,96). Отношения характеризующие генетические особенности рассматриваемых бензинов $\frac{\text{ЭЦП}}{\text{ДМЦП}}$; $\frac{\text{ЭЦГ}}{\text{ДМЦГ}}$; $\frac{\text{2МГ}}{\text{3МГ}}$; $\frac{\text{МЭБ-ол}}{\Sigma\text{ТМБ-ол}}$, а также коэффициенты метаморфизма $K_м$ C_6 и $K_м$ $C_7\left(\frac{\text{н-Алк}}{\text{и-Алк}+\Sigma\text{Н}}\right)$ показывают на существенные различия состава легких УВ нефтей триаса и ароматических конденсатов (таблица 1).

Проведенные работы по изучению содержаний отдельных групп реликтовых и легких УВ в нефтях и конденсатах глубокозалегающих триасовых и юрских отложений равнинной территории Дагестана показали, что в распределении и содержании в них н-алканов, изопреноидов и цикланов имеются существенные различия.

Близость температурных условий, в которых находятся рассматриваемые залежи, не позволяют эти различия отнести только за счет катагенетических превращений, поэтому надо полагать, что особенности состава флюидов этих двух стратиграфических горизонтов связаны с различными нефтепродуцирующими толщами (2).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Петров А. А., Арефьев О. А.* Инструкция по определению химического типа нефтей методом газо-жидкостной хроматографии РД 39—11—223—79. — М.: НГиРГИ, 1979.
2. *Ланда Е. М., Мирзоев Д. А., Калинина З. П.* и др. Геохимические особенности нефтей, газоконденсатов и газов мезозойских отложений Дагестана. — В сб.: Геология нефтегазоносных комплексов мезозоя Дагестана: Тр. ИГ ДагФАН СССР, 1979, вып. 4 (23).
3. *Радионова К. Ф., Максимов С. П.* Геохимия органического вещества и нефтематеринские породы фанерозоя. — М.: Недра, 1981.
4. *Сафонова Г. И.* Катагенетические изменения нефтей в залежах.—М.: Недра, 1974.
5. *Сафонова Г. И.* Реликтовые структуры в углеводородах нефтей различных стратиграфических подразделений. — М.: Недра, 1980.

О. А. Мамаев,
К. А. Кудрявцева

ИЗОТОПНЫЕ ОТНОШЕНИЯ ВОДОРОДА И КИСЛОРОДА В ПОДЗЕМНЫХ ВОДАХ ПЛАТФОРМЕННОГО ДАГЕСТАНА

С целью изучения особенностей формирования подземных вод платформенного Дагестана, в том числе попутных вод нефтяных месторождений в Институте сейсмологии АН УзССР определены изотопные отношения кислорода (δO^{18}) и водорода ($\delta Д$) в различных генетических типах природных вод. Значения изотопных отношений в водах приведены относительно международного стандарта — СМОВ, При интерпретации результатов использованы данные и других исследователей /1, 2/. Значения изотопных отношений подземных вод различных водоносных комплексов подвергнуты статистической обработке.

Анализ значений $\delta Д$ и δO^{18} попутных вод нефтегазовых месторождений Платформенного Дагестана показывает их относительно тяжелый изотопный состав. Пределы изменений δO^{18} рассолов мезозойских отложений на уровне 0,95 составляют: для триасовых отложений (+3,22 ÷ +5,34) ‰, для юрских — (+4,11 ÷ +8,59) ‰, для меловых (+4,35 ÷ +7,92) ‰. При этом в пластовых водах карбонатных отложений наблюдаются относительно высокие значения δO^{18} по сравнению с водами терригенных отложений.

Эта закономерность отмечается для пластовых вод всех водоносных комплексов мезозоя. Так, пластовые воды верхнего и карбонатной толщи нижнего мела характеризуются значениями δO^{18} (+6,72 ÷ +7,17) ‰ (Подсолнечная скв. 7, Сухокумская скв. 35), воды карбонатного комплекса верхней юры — (+6,46 ÷ +9,54) ‰ (Сухокумская скв. 40, Майская скв. 22), в то время как для вод, приуроченных к песчаникам средней юры величина δO^{18} снижается до (+4,54 ÷ +3,99) ‰. (Русский Хутор скв. 47, Сухокумская скв. 49).

Аналогичным образом с несколько меньшими значениями δO^{18} меняются изотопные отношения для вод триасового комплекса. Воды нижнетриасового карбонатного коллектора

характеризуются значениями δO^{18} (+4,95 ÷ +4,57) ‰. (Юбилейная скв. 11, 12), а среднетриасового — (+3,75) ‰. (В. Сухокумская скв. 6).

В целом рассолы мезозойских отложений обогащены кислородом — 18, что, видимо, объясняется наличием определенных физико-химических условий в пластах, характеризующихся высокими термобарическими параметрами (t 150—190°С, Р до 400 и более атм), а также наличием в разрезе карбонатных отложений. Эти обстоятельства способствуют активным изотопно-обменным процессам между водой и вмещающими карбонатными породами.

Известно, что кислород карбонатов осадочных отложений обогащен тяжелым изотопом (δO^{18}) относительно подземных вод /3, 4/.

При таких термобарических условиях возможны изотопно-обменные процессы термальных вод и с вмещающими силикатными породами, но они проходят менее интенсивно.

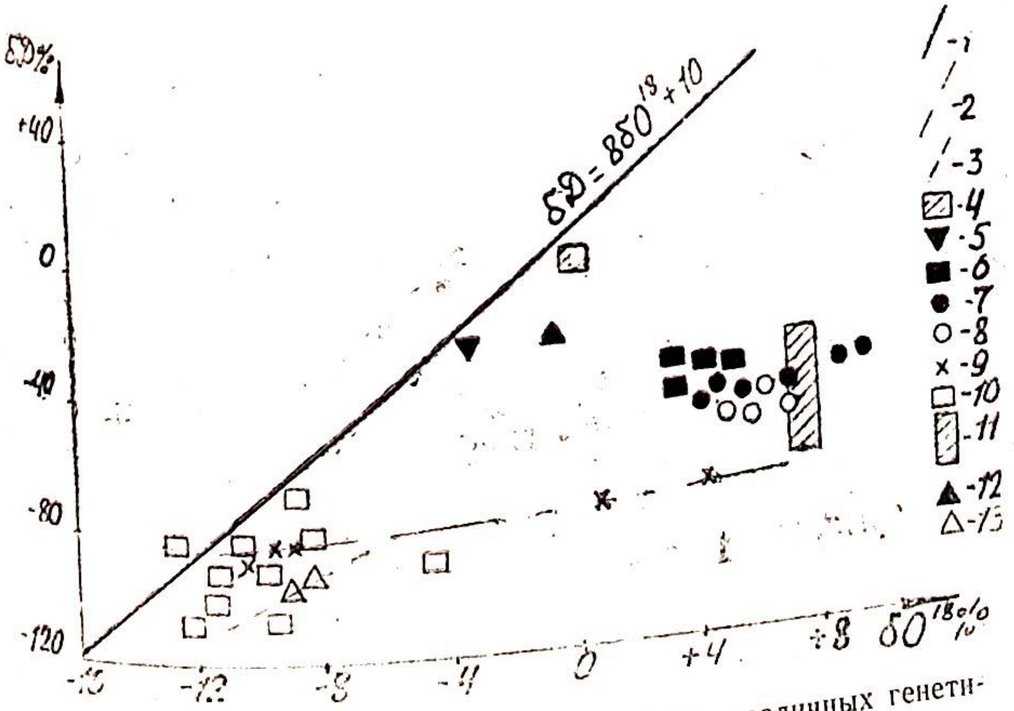


Рис. 1. Изотопные отношения ($\delta Д$ и δO^{18}) различных генетических типов природных вод Дагестана.

1 — линия регрессии Крейга, 2 — эмпирическая зависимость изотопных отношений для термальных вод среднего миоцена, 3 — линия эмпирической зависимости изотопных отношений речных вод, 4 — состав стандарта — СМОВ, 5 — состав морской воды Каспия у г. Махачкалы, 6 — состав термальных рассолов триасовых отложений, 7 — состав термальных рассолов юрских отложений, 8 — состав термальных рассолов меловых отложений, 9 — состав термальных вод среднемиоценовых отложений, 10 — состав пресных вод плиоцен-четвертичных отложений, 11 — предполагаемый состав ювенильной воды, 12 — состав дождевой воды в г. Махачкале, 13 — состав речной воды.

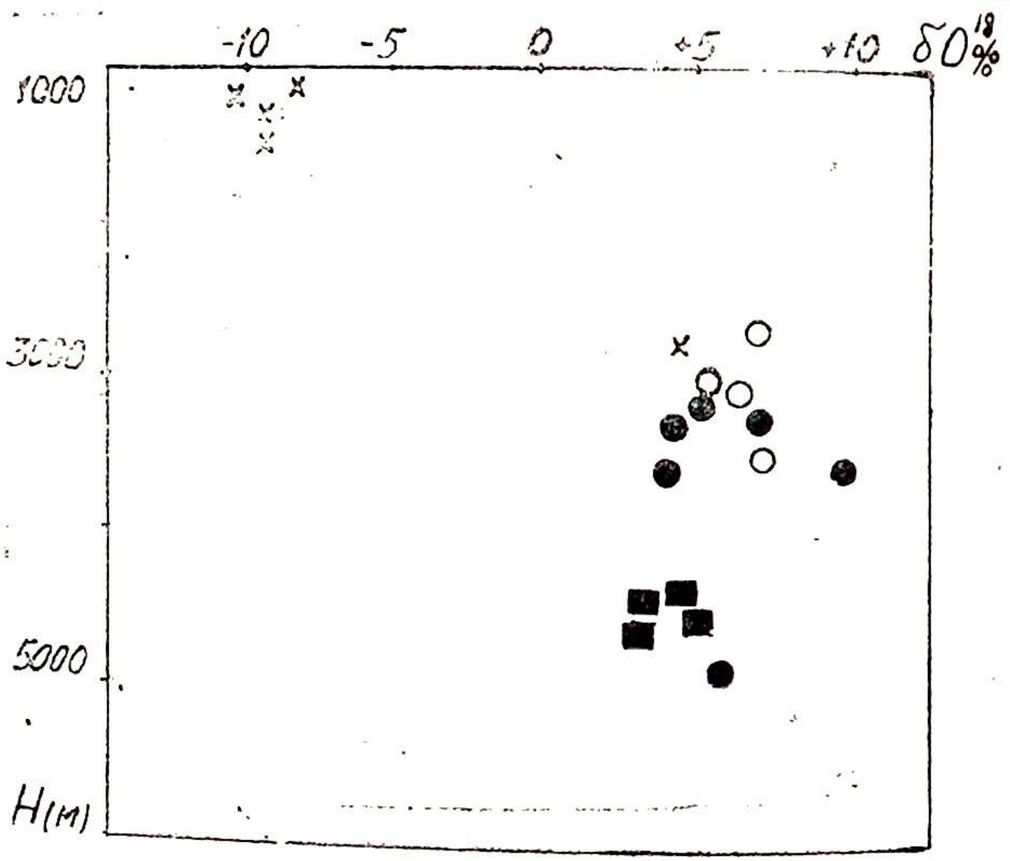


Рис. 2. Зависимость значений δO^{18} подземных вод платформенного Дагестана от глубины водоносного горизонта (усл. обозначения см. рис. 1).

Высокие значения δO^{18} для рассолов мезозойских отложений характеризуют степень гидрогеологической закрытости бассейна и длительность времени контактирования в системе вода-порода.

Для термальных вод осадочного чехла платформенного Дагестана наблюдается утяжеление изотопного состава кислорода с увеличением глубины залегания водоносного пласта (рис. 1) и ростом минерализации (рис. 2). Изотопные отношения водорода ($\delta Д$) в целом для рассолов мезозойских отложений характеризуются интервалом значений на уровне 0,95 равным $(-44{,}38 \div -48{,}42)$ ‰.

Таким образом все термальные рассолы мезозойских отложений обогащены кислородом — 18 и обеднены дейтерием относительно стандарта — СМОВ (рис. 3).

Низкие по отношению к среднеокеанической воде значения $\delta Д$ в мезозойских рассолах можно объяснить частично так называемым «солевым эффектом» /3/, при котором в начальной фазе концентрирования морская вода обогащается Д и O^{18}, а после выпадения солей содержание тяжелых изотопов заметно уменьшается. По увеличению $\delta Д$ и δO^{18}

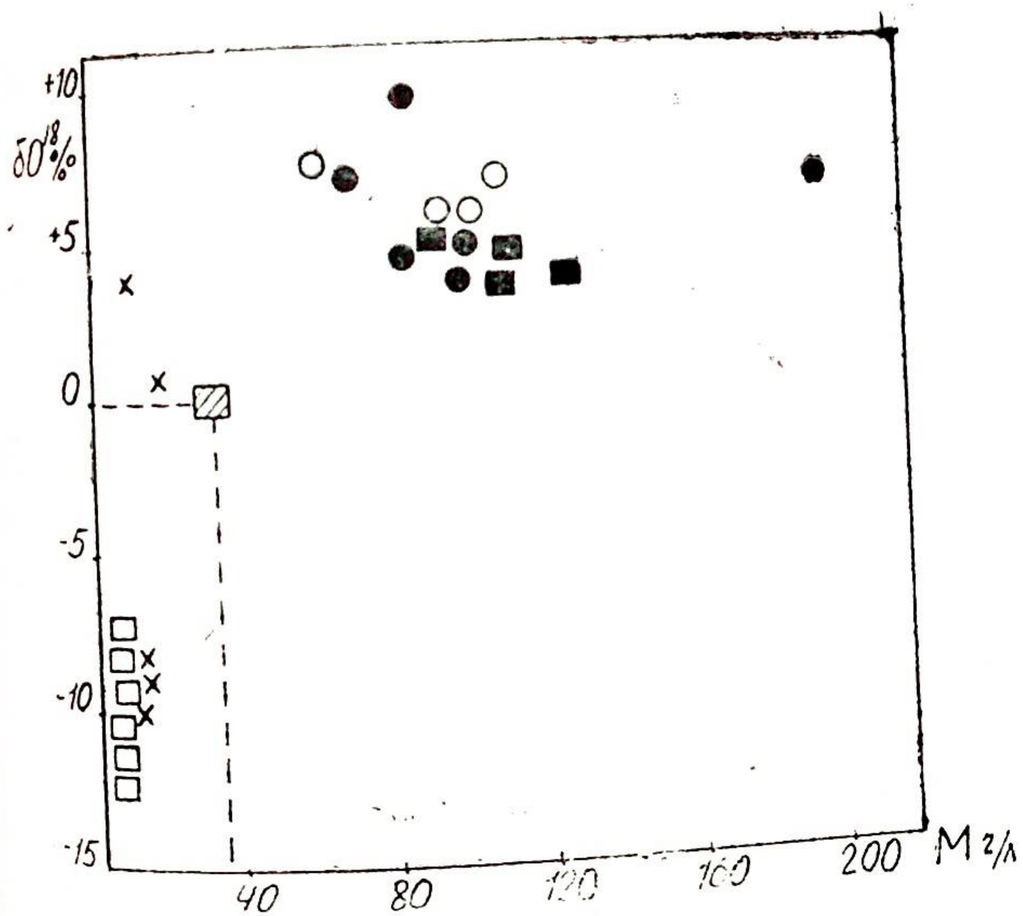


Рис. 3. Зависимость изотопных отношений δO^{18} подземных вод платформенного Дагестана от минерализации (усл. обозначения см. рис. 1).

с ростом минерализации и глубины для рассматриваемых рассолов можно предположить незначительное влияние солевого эффекта (рис. 2, 3). Вероятнее предположить разбавление мезозойских рассолов древними инфильтрационными водами. Для расчетов по исследуемому региону нами приняты значения: $\delta Д = -30{,}0$ ‰ — для седиментационных вод и $\delta Д = (-100{,}0 \div -130)$ ‰ для инфильтрационных вод соответственно равниной и горной части. При принятых значениях $\delta Д$ можно подсчитать долю инфильтрационных вод по формуле:

$$\delta Д = \left(1 - \frac{P}{100}\right)\delta Д_1 + \frac{P}{100}\delta Д_2, \qquad (1)$$

где:

$\delta Д$ — фактический изотопный состав исследуемой воды;

$\delta Д_1$ и $\delta Д_2$ — изотопный состав морских и инфильтрационных вод для исследуемого региона;

P — доля инфильтрационной воды в %.

При подсчете для мезозойских рассолов получается в

среднем до 20—25% инфильтрационной воды. Однако, такие пропорции нельзя строго принимать, так как трудно учесть все факторы, влияющие на формирование изотопного состава водорода в естественных условиях. Но определенная доля древней инфильтрационной воды в рассолах мезозойских отложений платформенного Дагестана имеет место.

Относительно близкие значения $\delta Д$ и δO^{18} для рассматриваемых рассолов мезозойских отложений можно объяснить общностью их генетической природы. Полученные изотопные данные являются характерными для подземных вод преимущественно морского генезиса в закрытых артезианских бассейнах.

Определение генезиса пластовых вод нефтегазовых месторождений имеет большое научное и практическое значение при поисках и разведке нефти и газа, а также промышленных термальных вод. Развитие инфильтрационных вод в пластах является одним из признаков бесперспективности исследуемых районов на нефть и газ. Установление же генетического происхождения опресненных вод традиционными гидрохимическими методами недостаточно эффективно.

Для термальных вод среднемиоценовых отложений значения δO^{18} меняются в широких пределах от $-10{,}29$ до $+4{,}09‰$; доверительный интервал среднего значения δO^{18} для вод среднемиоценовых отложений составляет: $-11{,}32 \div +1{,}7‰$. Для термальных вод участка Кизляр по нашим данным установлено $\delta Д = -72‰$ и $\delta O^{18} = +4{,}09‰$ — для чокракского горизонта и $\delta Д = -83‰$ и $\delta O^{18} = -8{,}57‰$ — для апшеронского горизонта (скв. 5т, 6т); для термальных вод участка Тернаир $\delta Д = -81‰$ и $\delta O^{18} = -8{,}57‰$. По изотопным анализам δO^{18} предполагается наличие прямого теплообмена термальных вод чокракского горизонта участка Кизляр с вмещающими песчано-глинистыми породами в глубокозалегающих пластах. Сравнительное обогащение термальных вод чокрака этого участка δO^{18} обусловлено изотопно-обменными процессами термальных вод с вмещающими песчано-силикатными породами при t до 120°С. По величине $\delta Д = -72‰$ доля инфильтрационных вод для чокракского горизонта этого участка составляет до 62%.

Для термальных вод апшеронского горизонта участка Кизляр предполагается конвективный теплообмен; доля инфильтрационных вод для апшеронского горизонта составляет до 80%.

Изотопные отношения водорода и кислорода для термальных вод среднемиоценовых отложений подчиняются эмпирической зависимости:

$$\delta Д = 0{,}89\delta O^{18} - 76 \qquad (2)$$

Изотопные отношения ($\delta Д$) в водах миоценовых отложений платформенного Дагестана близки к значениям вод плиоцен-четвертичных отложений и речных вод, что обусловлено преимущественно инфильтрационным питанием этих вод.

Для речных вод Дагестана (Сулак, Терек) величины изотопных отношений составляют $\delta Д$ — $(-98 \div -94)‰$ и δO^{18} — $(-9{,}00 \div -8{,}68)‰$. Значительное обеднение речных вод тяжелыми изотопами водорода и кислорода по отношению к водам осадков (кривая Крейга) и дождевой воде (г. Махачкала) можно объяснить преобладающей долей ледникового питания (рис. 1). Для изотопных отношений речных вод Дагестана с преимущественно ледниковым питанием отмечается эмпирическая зависимость:

$$\delta Д = 5{,}5\ \delta O^{18} - 50 \qquad (3)$$

Для сравнения воды рек (Зеравшан, Аму-Дарья) Средней Азии с ледниковым питанием имеют изотопные отношения: $\delta Д = (-130 \div -88)‰$, $\delta O^{18} = (-11 \div -8)‰$. /2, 3/

Для дождевой воды, выпавшей в конце сентября в г. Махачкале $\delta Д = -24‰$ и $\delta O^{18} = -0{,}63‰$.

Изотопное отношение бД для дождевой воды и морской воды Каспийского моря у берегов Махачкалы в пределах погрешности совпадает. Это показывает преимущественное влияние Каспийского моря на формирование осадков в прибрежной зоне.

Для артезианских вод плиоцен-четвертичных отложений Равнинного Дагестана характерен изотопно-легкий состав. Доверительные интервалы изотопных отношений составляют для $\delta Д$ — $(-97{,}5 \div -114{,}5)‰$ для δO^{18} — $(-9{,}11 \div -10{,}69)‰$.

Примерно таким же пределам соответствуют значения изотопных отношений речных вод (рис. 1) и принятые для исследуемого региона значения $\delta Д = (-100 \div -130)‰$ для инфильтрационных и поверхностных вод.

Учитывая особенности литолого-фациального строения плиоцен-четвертичных отложений Равнинного Дагестана, для которых водоносные песчано-галечниковые пласты примыкают к подрусловым отложениям рек Терека и Сулака и по наблюдаемой близости изотопных отношений речных и артезианских вод можно предположить большую долю подпитывания бассейна речными водами. Гипсометрические уровни среднего течения р. Терек благоприятствуют напорной фильтрации речной воды сквозь рыхлые подрусловые отложения в водоносные пласты плиоцен-четвертичных отложений равнинной части.

В целом изотопный состав подземных вод плиоцен-четвертичных отложений Равнинного Дагестана полностью соответ-

ствует питанию инфильтрационными атмосферными и поверхностными источниками. Расположение на графике точек, соответствующих значениям $\delta Д$ и δO^{18} вод плиоцен-четвертичных отложений удовлетворительно согласуется с кривой регрессии Крейга (рис. 1), характеризующей глобальную зависимость поверхностных и атмосферных вод.

Таким образом анализ изотопных соотношений водорода и кислорода в водах различных генетических типов Дагестана показывает широкий диапазон их изменения и качественно дополняет информацию о генезисе природных вод региона. По результатам анализа имеющихся изотопных данных подземных вод можно предположить:

— рассолы мезозойских отложений платформенного Дагестана, приуроченные к нефтегазовым месторождениям, представляют собой захороненные морские седиментационные воды с примесью древней инфильтрационой воды до 20%.

— термальные воды среднемиоценовых отложений являются преимущественно инфильтрационными водами;

— при одинаковых физико-химических условиях в пласте воды, приуроченные к карбонатным коллекторам, характеризуются относительно высокими значениями δO^{18} по сравнению с водами терригенных коллекторов;

— подземные воды зоны активного водообмена плиоцен-четвертичных отложений по значениям $\delta Д$ и δO^{18} полностью соответствуют питанию атмосферными и поверхностными источниками.

ЛИТЕРАТУРА

1. Радиоизотопная характеристика газов и подземных вод Предгорного Дагестана. /*Лебедев В. С., Зорькин Л. М., Спиридонов А. И.* и др.— Сов. геол., 1981, № 10, с. 99—106.
2. *Алексеев Ф. А., Готтих Р. П., Сааков С. А., Соколовский Э. В.* Радиохимические и изотопные исследования подземных вод нефтегазоносных областей СССР.— М.: Недра, 1975, 271 с.
3. Природные изотопы гидросферы. /*Ферронский В. И., Дубинчук В. Т., Поляков В. А.* и др.— М.: Недра, 1975, 280 с.
4. *Дегенс Э. Т.* Геохимия осадочных образований.— М.: Мир, 1967, 300 с.

В. Ф. Шарафутдинов

К ВОПРОСУ ГЕНЕЗИСА ОЛИСТОСТРОМОВ ДАГЕСТАНА

Термины «олистостром» (пласт-оползень) и «олистолит» (включение), предложенные Г. Флоресом в 1950 г. для обозначения хаотически построенных комплексов осадочных образований, получили широкое признание. Морфологические черты этих образований исключительно разнообразны. Для ясности дальнейшего изложения отметим, что в олистостромах выделяем: подводно-оползневые деформации и включения (олистолиты), которые могут быть сложены одновозрастными породами — эндоолистолиты и обломками более древних пород — аллоолистолиты. Последние по степени нарушенности делятся на пластовые и тектонически нарушенные.

Классическим примером развития олистостромов является Дагестан. Следует отметить, что сам термин «олистостром» исследователями Дагестана как таковой не применялся, но ясно, что речь идет именно об этой категории явлений.

Внутриформационные нарушения в верхнемеловых, палеогеновых и среднемиоценовых отложениях указанного региона с широким развитием в них структур подводного оползания, и, что является наиболее примечательным, наличие глыбовых включений более древних, чем вмещающая масса пород (аллоолистолиты), издавна привлекали внимание исследователей Дагестана. Развитие представлений об их генезисе здесь прошло через несколько этапов, но геологические закономерности, объясняющие происхождение, до последнего времени остаются не изученными.

Результаты исследований этого явления отражены в трудах Н. С. Шатского (1929), Н. Б. Вассоевича (1935), Н. Ю. Успенской (1937), В. Д. Голубятникова (1946), М. М. Москвина, М. А. Семихатова (1956), К. И. Микуленко (1967), Ю. П. Смирнова (1962), Ф. М. Коршенбаума (1978) и др.

Так, Н. С. Шатским [10] для объяснения происхождения включений форминиферовых мергелей в отложениях миат-

линской свиты в 1924 г. на основе исследований Присулакского района была выдвинута гипотеза сдвинутого с жесткого основания верхнемеловых известняков покрова третичных отложений в направлении Большого Кавказа. Своеобразное строение палеогеновых слоев, с точки зрения сдвинутого покрова, объяснялось мелкими чешуйчатыми сколами (надвигами), возникшими в его основании при скольжении.

Н. Ю. Успенской [8], в противоположность этой точки зрения, впервые была высказана мысль о конседиментационной природе этих образований, когда неуплотнившиеся еще осадки оползали при сейсмических толчках со склонов приподнятых участков морского дна и при обвалах скалистого берега. Подобное объяснение получило свое дальнейшее развитие в работах В. Д. Голубятникова [1]. Более поздние исследования М. М. Москвина, М. А. Семихатова [6], К. И. Микуленко [5], Ю. П. Смирнова [7] и др., подтвердили выводы Н. Ю. Успенской и дали новые данные. Установлено, что олистостромы располагаются на определенных стратиграфических уровнях, образуя своеобразные горизонты, прослеживаемые через всю территорию Дагестана на 250—300 км вдоль регионального простирания слоев и на 40—50 км в направлении их падения. Характерны следующие особенности горизонтов: различная интенсивность оползневых явлений, выраженная в типах и мощностях олистостромовых образований; уменьшение мощности нарушенных горизонтов в северо-восточном направлении до полного их исчезновения.

Для каждого горизонта устанавливается граница, северо-восточнее которой олистостромовые образования на данном стратиграфическом уровне не встречаются. Границы каждого более молодого горизонта, по сравнению с более древними, всегда оказываются смещенными в направлении, перпендикулярном региональному простиранию слоев на несколько десятков километров.

Относительно природы олистостромов существенно важным было установление К. И. Микуленко генетической связи образования включений с формированием тектонических нарушений сбросового типа, сопровождающихся интенсивной сейсмичностью [5].

Интерес к олистостромам не утрачен и в настоящее время, что тесным образом связано с актуальностью решения палеотектонических вопросов и практических задач нефтяной геологии Дагестана. Проблемным остается вопрос генезиса олистостромов, без познания которого затруднительно решать задачи тектоники мезозойского и палеогенового комплексов Предгорного Дагестана. Пробуренные глубокие скважины, а также данные сейсморазведки, позволили установить его

чешуйчато-ступенчатое погружение к осевой части Терско-Каспийского краевого прогиба, выразившееся в сложной складчато-разрывной структуре, затухающей на уровне нижнего майкопа [9].

В связи с этим назрела необходимость найти объяснение такому строению с позиций распространения олистостромов, генезис которых в последние годы М. Г. Леоновым [4] и др. связывается с разрушением тектонических покровов и надвигов, продвигающихся в бассейн осадконакопления.

Результаты изучения накопленного материала и его обобщение, а также наблюдения естественных разрезов позволили подойти иначе к вопросу их генезиса.

В отличие от представлений К. И. Микуленко и др., связывающих природу олистолитов Дагестана со сбросовыми тектоническими нарушениями в условиях растягивающихся усилий, рассматривается происхождение этого явления с позиций тангенциальных напряжений, вызвавших образование надвиговых нарушений. Такой подход к их изучению помогает объяснить ряд закономерностей и найти общее в структурном развитии региона.

Прежде чем перейти к изложению представлений о генезисе олистостромов, необходимо дать краткую морфологическую характеристику, сосредоточив внимание на тех особенностях, которые могут свидетельствовать об их происхождении. Причем, такую характеристику следует давать отдельно для разных стратиграфических уровней, поскольку она будет отражать различную интенсивность явлений.

Олистостромовые образования в верхнемеловых отложениях имеют черты больше внутриформационных деформаций. Так, для сантон-кампанских отложений характерны оползневые горизонты с перемятой слоистостью мощностью 10—60 м. Лишь в маастрихте и дании появляются мощные горизонты (20—200 м) с крупными до 10—15 м включениями коньяк-кампанских пород, несущими в отдельных случаях на нижней поверхности следы скольжения.

В фораминиферовой серии по размерам олистолитов выделяется пестроцветно-сероцветная свита, где местами (Рубас-чай) наблюдаются крупные (до 70 м в длину и 12 м по мощности) включения верхнемеловых известняков линзовидной формы и здесь отмечено наличие на нижней поверхности следов скольжения, причем, эта часть олистолитов сильно деформирована. В отложениях зеленой, кумской, белоглинской свит также отмечаются многочисленные оползневые деформации слоев и более мелкие включения.

Повышенное внимание вызывают олистостромовые образования миатлинской свиты в связи с наибольшим размахом этого явления, позволяющим выяснить условия палеотектони-

ческого режима седиментационного бассейна. Олистолиты на указанном стратиграфическом уровне морфологически отличны от описанных в верхнемеловых и форминиферовых отложениях. Последние имеют обычно пластовую и изометрическую формы и размещаются во вмещающих породах как правило несогласно. Олистолиты (аллоолистолиты) в миатлинской свите имеют форму довольно правильных гигантских пластин, мощностью до 20—40 м, протягивающихся на многие сотни метров, а иногда до нескольких (2—3) километров. Во вмещающих породах такие пластины, представленные кумскими и белоглинскими мергелями, залегают более или менее согласно общему падению толщи. Отмечаются и более мелкие включения изометрической формы.

Особенности внутреннего строения аллоолистолитов указывают на их тектоническое происхождение. Это прежде всего сильная трещиноватость, причем пластины зачастую сильно брекчированы и разбиты на отдельные более мелкие чешуи. Поверхность большинства обломков и глыб покрыта зеркалами скольжения, кальцит по трещинам имеет следы тектонизации. Местами (Талги) наблюдались олистолиты кумских и белоглинских пород, смятых в складки. Причем, объяснить их оползневым процессом не представляется возможным, поскольку смяты два разных стратиграфических уровня. Подобные нарушения отмечены также в Присулакском районе (Чиркей, р. Сала-Су, р. Булак и др.), где были встречены дислоцированные в складки олистолиты белоглинских известняков с прослоями 10—20 см перетертой массы, что вряд ли может объясниться последующим смятием глыб в складки в «некомпетентной» глинистой толще, в которой обычно отмечаются на контакте оползневые деформации. Подобные нарушения отмечены и в коренных верхнефораминиферовых отложениях. Так, в разрезах по рекам Сала-Су-2, Сала-Су-1 и Сала-Су-3 встречены интересные пликативные и дизъюнктивные дислокации с общим наклоном осевых поверхностей складок и поверхностей разрывов на юг и юго-восток. В их числе прежде всего следует отметить малоамплитудные погребенные взбросовые разрывы, пластовые сдвиги и мелкие складчатые нарушения. Обращает на себя внимание, что амплитуда складок и в коренных породах и в олистолитах одинакова. Особенно показательны случаи непосредственного перехода взброшенных частей пологих надвигов в пластовые включения в хадумскую свиту по рекам Сулак, Сала-Су-3, (рис. 1).

Олистостромовые образования в песчаниках и глинах чокракского горизонта носят преимущественно следы подводно-оползневого происхождения. Здесь мало крупных включений, если же они есть, то носят исключительно внутриформационный характер (эндоолистолиты). Относительно природы этих образований можно сказать, что их формирование нельзя ставить в один ряд с верхнемеловыми и палеогеновыми. На данном отрезке времени, при сейсмических толчках, происходило «чистое» оползание со склонов растущих поднятий, заложенных на более ранних этапах.

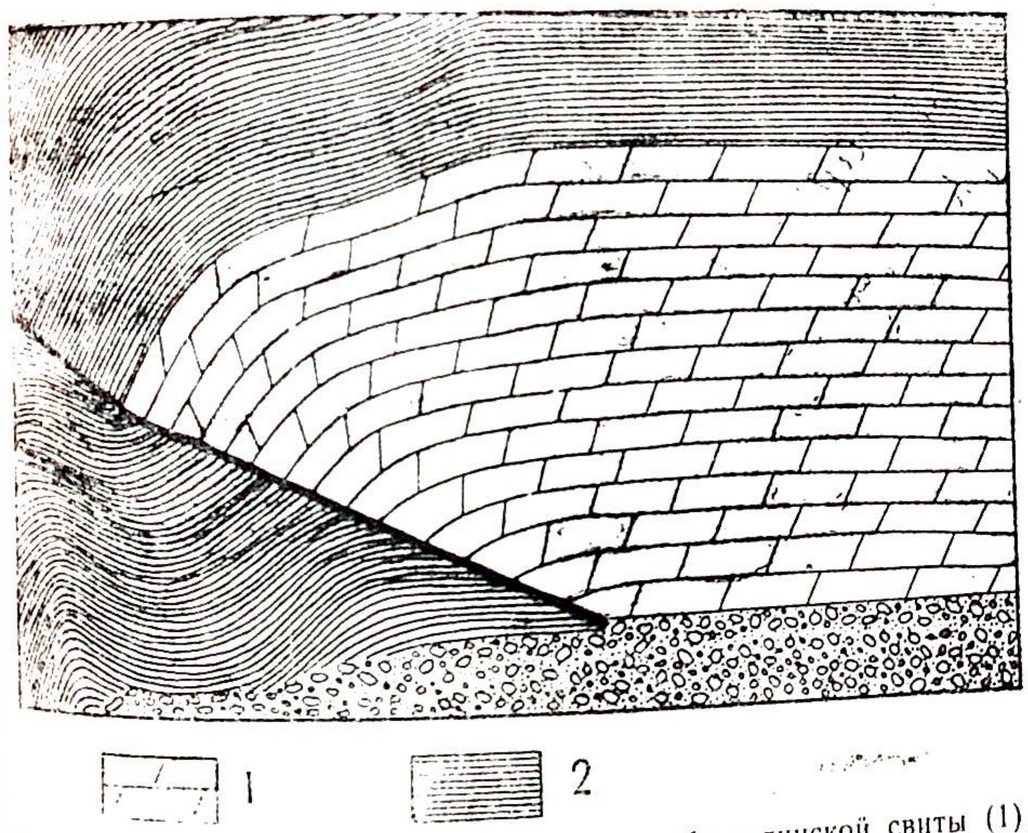


Рис. 1. Правый берег р. Сала-Су. 3. Мергели белоглинской свиты (1), надвинутые на глинистые сланцы хадумского горизонта (2).

Анализ морфологии олистостромовых тел с учетом палеотектоники и палеогеографии позволяет подойти более обоснованно к вопросу генезиса олистостромов на разных отрезках геологической истории их развития в Дагестане.

Позднемеловая эпоха характеризуется значительной дифференциацией территории на относительные поднятия и прогибы, отличающиеся мощностями и фациальным составом накапливающихся осадков. На склонах поднятий периодически во время интенсивных тектонических движений возникают подводно-оползневые деформации слоев [8]. В дальнейшем развитии положительных структурных форм они сочетаются с глыбовыми включениями, происхождение которых объясняется как результат зарождающихся разрывов.

Олистолиты верхнего мела в форминиферовой серии также связаны с активностью разрывных зон, откуда происходило скалывание и дальнейшая их транспортировка в седиментационный бассейн.

Интересна такая закономерность в их развитии, ранее отмеченная М. М. Москвиным [6], как смещение более молодых олистостромовых образований в северо-восточном направлении и развитие их на крыльях структур там, где раньше они не проявлялись. Такая закономерность им объясняется разрастанием и некоторой миграцией тектонических структур в северо-восточном направлении, которые вызывались подвижками по глубокозалегающим разрывам, приведшим к смещению сводов структур во времени и пространстве. Такое предположение хорошо объясняет разноамплитудность смещения по разрывам юрских и меловых слоев.

Миатлинское время, как уже отмечалось, характеризуется чрезвычайно большим как по площади распространения, так и по масштабу олистостромовыми образованиями. Причем олистолиты широко распространены не только в зоне Дагестанского структурного выступа, но наблюдаются в скважинах во внешней его части, характеризующейся закрытым залеганием этих отложений [3].

Палеотектоника олигоценового времени характеризуется заложением Терско-Каспийского краевого прогиба, внутренняя зона которого осложняется системой крупных тектонических элементов таких как Сулакский и Губденский выступы. Южно-Дагестанская зона палеоподнятий. Структуры в процессе своего развития осложняются крупными региональными разрывными нарушениями надвигового типа. Приуроченность крупных пластовых и глыбовых включений (олистолитов) к погруженным частям этих элементов подтверждает их конденудационное развитие.

Под влиянием тангенциальных напряжений во взброшенных частях структур в условиях интенсивной сейсмической активности и сильной тектонической нарушенности слоев создавались благоприятные условия для скалываний, обламывания отдельных блоков и пластин и их дальнейшей транспортировки в седиментационный бассейн под действием гравитационного фактора. Элементы такой нарушенности наблюдаются в разрезах. Это прежде всего пластовые сдвиги, погребенные взбросовые разрывы, смятие слоев в небольшие складки и прочие деформации (исключая оползневые) фораминиферовых слоев, олистолитов и плойчатость на северо-восточных крыльях верхнемеловых структур (Хадум). Эти нарушения формируются на общем фоне развития структуры и являются производными в условиях регионального надвигания.

Источником обломочного материала следует считать не только какой-либо конкретный надвиговый разрыв. Пластины и отдельные блоки скалывались и сползали с взброшенных частей и сводов структур в условиях их активной сейсмичности.

В процессе сползания и захоронения олистолиты приобретают черты, характерные для оползневых тел, но они по-прежнему несут в своем внутреннем строении особенности своей первичной тектонической структуры.

Примечательно развитие олистолитов в равном объеме на двух стратиграфических уровнях [7] в миатлинской свите, что указывает на два момента олистостромообразования — активностью тела надвига.

Высказывая такое представление на генезис олистостромов Дагестана можно отметить, что:

— олистостромы пространственно тяготеют к зонам крупных погребенных надвиговых нарушений в меловых, палеогеновых, юрских и более древних слоях;

— тектонические нарушения, наблюдаемые в олистолитах и коренных фораминиферовых отложениях, являются одновозрастными — олигоценовыми;

— олистолиты представлены породами аллохтона, у фронта которого они накапливаются;

— соотношение крупных разрывных (надвиговых) и складчатых дислокаций с учетом пространственного развития олистостромов свидетельствует о существовании между ними тесной генетической связи, где олистостромы выступают как производные от первых в виде образований тектоно-осадочной природы;

— заложение и развитие внутреннего борта прогиба с миграцией его в северо-восточном направлении нашло отражение в соответствующем распространении олистостромов, которые характеризуют тектонику региона со всё усиливающейся активностью, с максимумом взбросово-надвиговых процессов в миатлинский век;

— подтверждаются выводы тех исследователей (М. Г. Леонов и др.), которые связывают образование олистостромов с разрушением надвигов при их продвижении в бассейн осадконакопления [4].

Эти положения позволяют предполагать, что наряду с вертикальными движениями в значительной степени в пределах рассматриваемого региона имели и горизонтальные перемещения масс горных пород (подвижки по глубокозалегающим разломам). Наибольшей активностью таких движений в олигоценовое время отличалась область Сулакского и Губденского выступов, что объясняет их сложное складчато-разрывное строение с массовым развитием в смежных депрессиях олистостромовых образований, а также их резкое вклинивание в современной структуре в сторону Терско-Каспийского про-

гиба. Отметим, что эти разрывы активно проявляли себя и в более поздние этапы геологической истории.

Как видим изучение олистостромовых образований дает возможность получения ценных объективных свидетельств палеотектоники региона, данные которой помогут правильно характеризовать структуру мел-палеогенового нефтегазоносного комплекса Предгорного Дагестана.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Голубятников В. Д.* Явление древних подводных оползней и внутриформационные нарушения. Материалы ВСЕГЕИ, сб. VII, об. сер. 1946.
2. *Вассоевич Н. Б.* Подводно-оползневые явления в среднем миоцене Дагестана. Аз. нефт. хоз. № 3, 1949.
3. *Коршенбаум Ф. М.* Внутриформационные несогласия нижнего майкопа и перспективы нефтегазоносности древних подводных оползней в Предгорном Дагестане. В кн.: Геология и нефтегазоносность Дагестана. Махачкала, 1978, вып. 3 (19).
4. *Леонов М. Г.* Олистостромы и их генезис.— Геотектоника, 1978, № 5.
5. *Микуленко К. И.* Подводно-оползневые образования палеоценовых и эоценовых отложений Дагестана.— Изв. АН СССР, сер. геол., 1967, № 2.
6. *Москвин М. М., Семихатов М. А.* Подводно-оползневые нарушения в верхнемеловых и палеогеновых отложениях Дагестана.— Изв. АН СССР, сер. геол., 1956, № 10.
7. *Смирнов Ю. П.* Некоторые закономерности распространения глыбовых внедрений в миатлинском горизонте Северного Дагестана. В сб.: Вопросы геологии. Грозный, 1962.
8. *Успенская Н. Ю.* Талгинский нефтеносный район.— Гр. геол. службы «Грознефти», 1936, вып. 3, с. 89.
9. *Шарафутдинов Ф. Г., Шалбузова Л. В.* О геологии и нефтегазоносности Дагестанского клина и направлениях геологоразведочных работ.— В кн.: Новые данные по геологии и нефтегазоносности Дагестана. Махачкала, 1977, вып. 1 (10).
10. *Шатский Н. С.* Геологическое строение восточной части Черных гор и нефтяные месторождения Миатлы, Дылым.— Избр. Тр. АН СССР, М., 1929, т. I.

М. Е. Слинько

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИКУМСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЯЗИ С ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ

Одним из объектов поисков залежей нефти и газа на равнинной территории Дагестана являются отложения терригенного комплекса юры. Фонд антиклинальных структур здесь практически исчерпан, поэтому особое внимание заслуживают поиски залежей неструктурных типов, связанных с литологическими и стратиграфически-экранированными ловушками (2). В связи с этим на основе литолого-фациального анализа, делается попытка выделить таковые в объеме олейниковской и промысловой свит юры (1) и определить области их развития.

Отложения олейниковской свиты залегают на размытой поверхности доюрского основания, наибольшие её мощности (до 145 м) накапливались в южной и северной частях территории. В центральной её части (Юбилейная, Центральная, Таловская и др.) и на восточном участке (Северный Кочубей) они полностью отсутствуют. Здесь, по данным изменения гранулометрического состава, вероятно, существовали небольшие островные поднятия, сложенные породами триаса. Уменьшение мощности свиты до полного их выклинивания происходит также к западу в сторону Ставропольской суши. Промысловская свита трансгрессивно покрывает почти всю территорию. Наибольшие её мощности (150—180 м) накапливались в центральном участке (Степная-6 и др.), на запад к Ставропольской суше она также выклинивается. С точки зрения благоприятных коллекторов наибольший интерес представляют базальные пачки указанных свит, соответствующие VIII и VII$_3$ пачкам (г. Пятигорск, 1969). Здесь на ряде площадей эти пачки оказались продуктивными, так, в VIII пачке площади Солончаковая из скв. 35 в инт. 4125—4135 м и 4131—4136 м получена нефть, в инт. 4136—4142 м — вода с нефтью, из скв. 37 в инт. 4123—4172 м — газ и вода. Из той же пачки на площади Сухокумск из скв. 59, 60 в инт. 3800—3824, 3802—3818 м, 3818—3824 м — получены притоки газа

с нефтью. В VII_3 пачке на площади Юбилейная из скв. 15 в инт. 4236—4249 м получен приток газа с водой.

VIII пачка сложена линзовидными выклинивающимися песчаниками, мощностью 5—15 м, разделенными глинистыми прослоями. VII_3 пачка более монолитная и лучше выдерживается по площади.

Песчаники этих пачек отличаются хорошей проницаемостью, характеризуются высокими значениями отрицательных аномалий ПС, достигающих 80—140 mV. По данным лабораторных исследований коллекторских свойств ЦНИЛа объединения «Дагнефть» (З. А. Баширова, 1977) проницаемость их составляет 85—310 млд, пористость 10—18%, объемный вес песчаников VIII пачки 2,25—2,65, у VII_3 пачки несколько выше — 2,32—3,62; уд. вес соответственно — 2,48—2,68 и 2,68—2,74. Медианный диаметр у песчаников VII_3 пачки колеблется в пределах 0,15—0,5 мм и несколько выше до 0,8 мм у VIII пачки. Степень сортированности более высокая у песчаников VII_3 пачки. Здесь S_0 составляет 1,5—2,5, тогда как в песчаниках VIII пачки S_0 изменяется от 2—5 до 6—7 единиц. Песчаники светло-серые, иногда с буроватым оттенком, в основном неизвестковые с массивной или косослоистой текстурой, обусловленной изменением гранулометрического состава. Слоистость подчеркивается скоплением по наслоению чешуек слюд и углефицированного растительного детрита. По гранулометрическому составу различаются мелко-, средне- и реже крупно-зернистые разности. Минералогически выделяются олигомиктовые, преимущественно кварцевые (75—90%), мезомиктовые существенно кварцевые (60—75%) и полимиктовые разности, в которых кварц не превышает 40%, остальную часть представляют обломки различных пород триаса и карбона. Наиболее крупнозернистые, гравийные полимиктовые разности песчаников обычно присутствуют в олейниковской свите. В хорошо отсортированных песчаниках количество цементирующей массы не превышает 10—12%, по составу она каолинит-хлорит-кварц-серицит-гидрослюдистая, участками известковая и кварцевая. Наиболее распространен контактово-поровый тип цементации, в известковых разностях он чаще базальный с пойкиллитовой структурой. Нередко отмечается кварцевый цемент с регенерационной структурой.

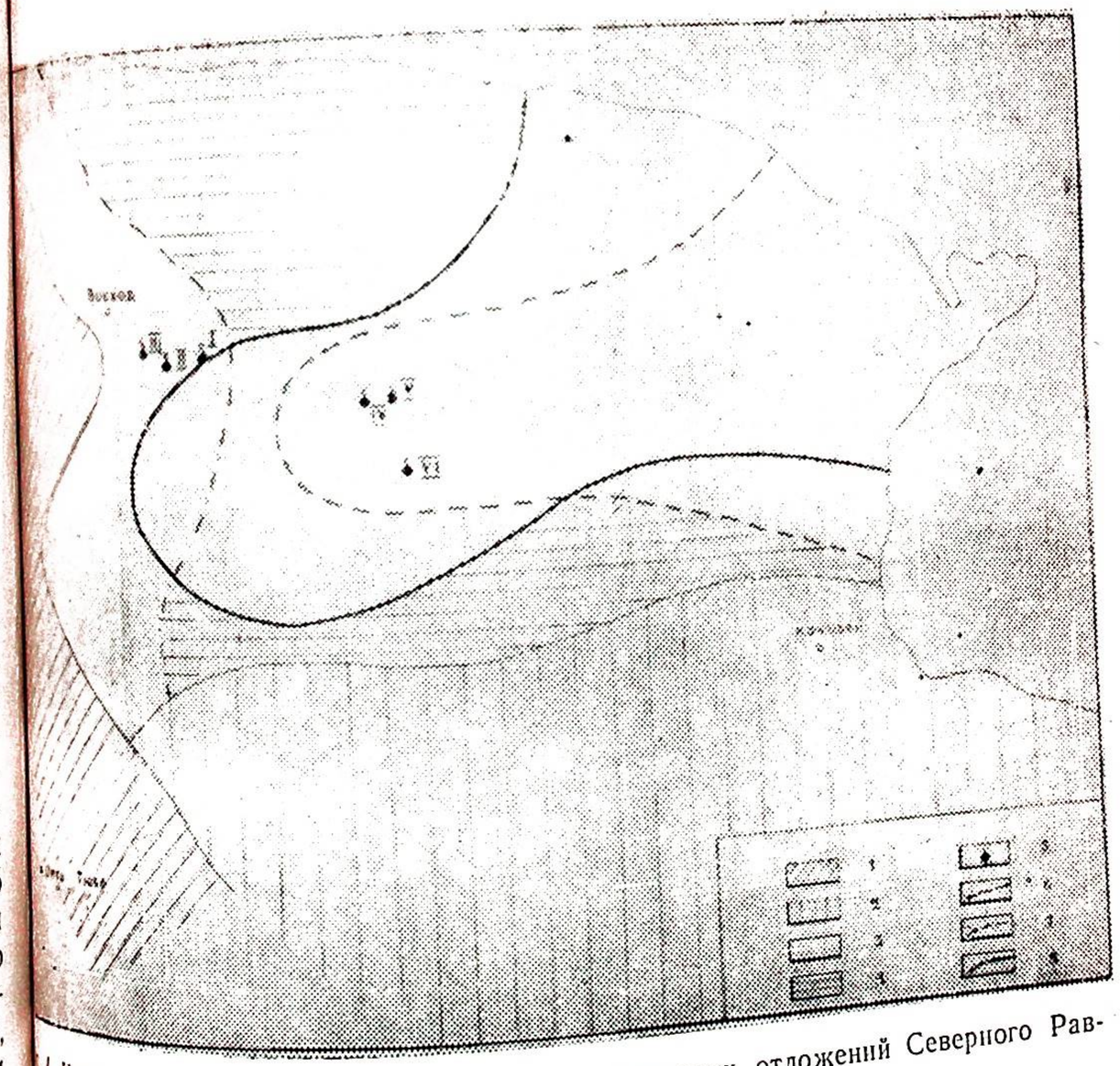
Среди алеврито-песчаных пород залегают гравелиты в виде линзовидных выклинивающихся прослоев. Это серые, иногда светло-буроватые, преимущественно средне-мелкозернистые (1,0—3,5 мм) породы, нередко содержащие мелкую гальку (1,0—3,0 см) или разнозернистую песчаную примесь. Обломочный материал угловато-окатанный и окатанный, представлен кварцем (40—50%), полевыми шпатами, обломками пород триаса и карбона (различные сланцы, кварциты, красноцветные аргиллиты и др.). Цемента около 8—10%, по составу гетерогенный, состоящий из хлорит-кремнезем-серицитового материала с примесью мелких обломков (0,01—0,25 мм) кварца и других зерен, иногда присутствует мелкозернистый сидерит и каолинит. Тип цементации контактово-поровый. Отмечается общее улучшение коллекторских свойств песчаников VIII пачки в западном направлении в сторону древней береговой линии и к сводам островных палеоподнятий.

Алевролиты имеют подчиненное значение, среди них различаются крупнозернистые, хорошо отсортированные разности, мало отличающиеся по своим данным от мелкозернистых песчаников, и мелкозернистые, преимущественно глинистые разности, более соответствующие характеристике глинистых пород.

Глинистые породы образуют линзовидные прослои в алеврито-песчаных пачках или хорошо выдержанные пласты-покрышки мощностью от 6 до 25 м, покрывающие песчаные коллекторы VIII и VII_3 пачек. Обычно это серые, темно-серые до черных, слабоотсортированные, плотные, крепкие, неизвестковые с массивной или параллельно-слоистой, иногда ленточной, а также линзовидно-слоистой, косоволнистой прерывистой и пятнистой текстурой, обусловленной песчано-алевролитовым, углистым и слюдистым материалом. Местами порода рассланцевана. Основная масса хлорит-кремнезем-гидрослюдистая, содержащая разную по количеству (от 10 до 25%) и особенностям распределения песчано-алевритовую примесь, состоящую из кварца, значительно измененных полевых шпатов, нацело разложенных зерен и мелких пластинок слюд. В большом количестве присутствует углефицированный растительный детрит. Под влиянием геостатистического давления, повышенных температур, вышеописанные породы подверглись вторичным изменениям. Глинистый цемент алевролито-песчаных пород превращен в кварц-хлорит-серицит-гидрослюдистый агрегат, загрязненный тонкодисперсным углистым веществом и заметно пиритизирован. Процессы регенерации кварца, а также явления растворения под давлением (инкорпорационные контакты) несколько усложнили контакты между зернами, уменьшая межпоровые пространства. Местами в преимущественно кварцевых, хорошо отсортированных песчаниках в результате регенерации обломков кварца образовались кварцитовидные структуры. Местами порода цементируется вторичным крупнокристаллическим кальцитом, заместившим частично или полностью первичный цемент породы и обломки кварца. Иногда поровые пространства заполнены сидеритом, пиритом и каолинитом. Указанные вторичные изменения ухудшают емкостные свойства пород-коллекторов. Глинистые отложения преобразовались в аргил-

литы и местами в глинистые сланцы, утратившие свои пластические свойства, в них появились новые структурные и текстурные признаки: оптическая ориентированность основной массы глинистых минералов, иногда сланцеватость, совпадающая с напластованием, исчезает способность глинистого вещества к размоканию. Широко развиты процессы хлоритизации, серицитизации и особенно окремнения, в наиболее салицитизированных разностях вторичный кварц в значительной степени замещает глинистые минералы до потери чешуйчатой структуры породы. В основном же вторичные изменения приводят к укрупнению чешуек гидрослюд с образованием мелкочешуйчатого серицита, хлорита и микроагрегатного кварца, заполняющего промежутки между чешуйками слюдистых минералов (4). Глинистые минералы тонкодисперсной фракции преобразовались до более устойчивой каолинит-хлорит-гидрослюдистой ассоциации. По данным определения отражательной способности R^a витринита глинистых пород, выполненных в лаборатории КИМСа, отмечается увеличение степени преобразованности их с глубиной. Так по Бажигану — 5 (глубина отбора образцов 3863—3872 м) отражательная способность R^a витринита составляет 7,8—8,8%, что соответствует $МК_2$, т. е. началу мезокатагенеза; далее в разрезах Южно-Буйнакской — 4, инт. 3955—3960 м, Юбилейной — 15 и 17, инт. 4225—4275 м и Кумухской — 2, инт. 4330—4333 м отражательная способность R^a витринита — 7,0—9,5%, что соответствует стадии $МК_2$—$МК_3$, т. е. середине мезокатагенеза, в наиболее глубоко погруженных разрезах по Кочубею—2, инт. 4642—4656 м и Тереклинской — 1, инт. 4855″—4862 м отражательная способность R^a витринита — 8,7—11,5%, что соответствует $МК_5$—$АК_1$, т. е. концу среднего и началу глубокого катагенеза (5). Глинистые покрышки, перекрывающие песчаные коллекторы, обладают достаточной мощностью и региональной выдержанностью, флюидоупорные свойства их связаны с общей силицитизацией глинистых пород, «закрывшие» пути миграции газонефтяных флюидов.

Постановку и ведение геологоразведочных работ на нижнеюрские отложения, в которых вполне вероятны скопления углеводородов, целесообразно совместить, как отмечали Ф. Г. Шарафутдинов, Ю. А. Евсеев и др., с поисками залежей нефти и газа триасового комплекса. Здесь следует вести поисково-разведочные работы на выявление залежей, связанных с литологическими ловушками, которые в основном могут образовываться на границах литолого-фациальных зон, где происходило взаимное выклинивание песчаных отложений аллювия и глинистых осадков лагунно-заливной фации (рис. 1). Так, для VIII пачки наиболее благоприятным участком для проведения поисково-разведочных работ является



1. Карта перспектив нефтегазоносности нижнеюрских отложений Северного Равнинного Дагестана.

Бесперспективные земли; 2 — земли с невыясненными перспективами; 3 — перспективные земли; 4 — малоперспективные земли; 5 — проявления нефти и газа: по VIII пачке: I — Сухокумск-59; II — Сухокумск-60; III — Сухокумск-61; IV — Солончаковая-37; по VII_3 пачке: VI — Юбилейная-15. Линии, оконтуривающие области развития песчаных коллекторов; 6 — VIII и VII_3 пачек; 7 — VIII пачки; 8 — VII_3 пачки.

центральная часть территории, а для VII_3 пачки — центральный и северо-западный участок территории и прилегающая акватория Кизлярского залива, где предполагается улучшение коллекторских свойств песчаных коллекторов в связи с близостью Каспийской палеосуши.

ЛИТЕРАТУРА

1. Объяснительная записка к стратиграфической схеме юрских отложений Северного Кавказа. /*Безносов Н. В., М. С. Бурштар, В. А. Вахрамеев* и др. — М.: Недра, 1973.

2. *Д. А. Мирзоев, И. Б. Беньяминов, Л. И. Джапаридзе.* Геологические предпосылки поисков литологических и стратиграфических залежей нефти и газа в мезозойских отложениях восточной части Терско-Кумской впадины.— Геология нефти и газа, 1971, № 11.
3. *Мирзоев Д. А.* Особенности геологического строения и прогнозная оценка нефтегазоносности мезозойских и палеозойских отложений степных районов Дагестана.— В кн.: Научные обоснования направлений геол.-разведочных работ на нефть и газ в Дагестане и сопредельных районах Восточного Предкавказья. Махачкала, 1979.
4. *Чепиков К. Р.* и др. Постседиментационные преобразования пород-коллекторов.— М.: Наука, 1972.
5. *Чичуа Б. К.* Проблема связи катагенеза органического вещества и нефтегазоносности осадочных толщ. VIII междунар. конгресс по страт. и геол. карбона.— М.: Наука, 1979.

Т. Г. Жгенти, А. П. Мигура

УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ И ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ РАЗНОГЕНЕТИЧЕСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ ПАЛЕОЗОЯ И НИЖНЕГО ТРИАСА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮБИЛЕЙНОЕ

В доюрском комплексе отложений Восточного Предкавказья, состоящим из разнообразных типов терригенных, карбонатных, вулканогенно-осадочных, магматических (интрузии, эффузии, жильные) и метаморфических пород, залежи нефти и газа были установлены только в карбонатных породах пермь-нижнего триаса и терригенно-карбонатной пачке анизийского яруса. В последнее время на месторождении Юбилейное в Равнинном Дагестане (4) впервые на глубинах более 4500 м обнаружены залежи нефти в породах палеозойского фундамента, представленных пачкой трещиноватых кварцевых роговиков, образующих Юбилейно-Таловское поднятие. Контактируя с нефтенасыщенными пористыми доломитами нижнего триаса, они образуют единый нефтегазоносный резервуар, который перекрывается флюидоупорными кремнисто-глинистыми отложениями демьяновской свиты.

Роговики вскрыты многими скважинами Юбилейного месторождения. Максимальная пройденная мощность их по скв. 31 достигает 135 м, по скв. 18 более 90 м и по скв. 29 около 70 м. Залегают они под углом 20—40°. С. А. Благонравов (1978) относит эти породы к кварцитам, образование которых связывает с явлениями метасаматоза карбонатных пород нефтекумской свиты в результате проникновения из фундамента ювенильных вод, обогащенных кремнеземом и двуокисью углерода. Автор предполагает их линзовидное залегание на различных стратиграфических уровнях нефтекумской свиты.

Однако, данные глубокого бурения и результаты исследований каменного материала, свидетельствуют в пользу их контактово-метаморфического происхождения, связанного с внедрением интрузии гранитов в углисто-терригенные отложения геосинклинальной формации карбона на позднем орогенном этапе её развития (6, 12). В последующем, в результате продолжительного континентального выветривания

герценских сооружений и тектонических движений на палеоповерхность палеозойского фундамента Восточного Предкавказья были выведены разнобразные типы магматических и метаморфических пород. В частности, в пределах Прикумского вала (рис. 1) на его западном участке (Русский Хутор-

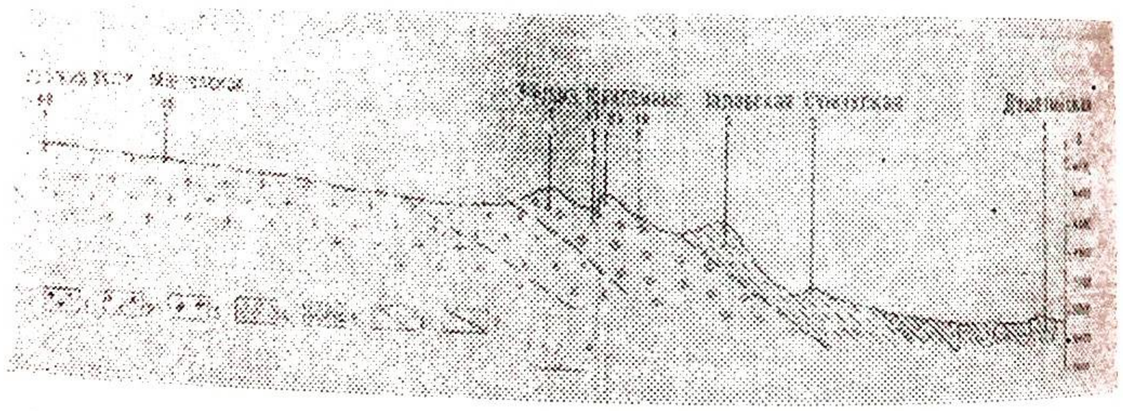


Рис. 1. Геологический разрез вдоль интрузии гранитоида и контактово-метаморфических пород.

1 — граниты; 2 — краевая фация интрузии; 3 — зона роговиков; 4 — зона зелено- и красноцветных филлитов; 5 — внешняя аспидная зона; 6 — условная граница пород краевой фации; 7 — условные границы зон контактово-метаморфического ореола.

Мартовская) вскрыта часть интрузии гранитов с грано-сиенито-диоритовой краевой фацией (Сухокумск — 57, 61) и ореолом контактово-метаморфических пород, представленных вблизи интрузии (Западно-Юбилейная, Юбилейная) роговиками, содержащими прослои красно- и зеленоцветных шелковистых сланцеватых хлорит-слюдисто-кварцевых филлитов, постепенно переходящих в кварц-хлорит-слюдистые и хлорит-слюдистые тонкосланцеватые разности (Таловская—Кумухская) и затем во внешнюю аспидную зону (Душетская, Северный Кочубей). Черные аспидные сланцы вблизи контакта с филлитами также окрашены пятнами в красно-коричневый цвет. Кроме того, скважиной Восточно-Сухокумской — 10 вскрыты контактово-метаморфические породы, представленные биотит-кордиеритовыми роговиками, а на площадях Граничная и Бажиган хиастолитовыми сланцами. Близким примером аналогичного явления может служить район Скиддо в Англии, где небольшие выходы гранитов и гранодиоритов контактируют с ордовикскими аспидными сланцами с образованием ореола, состоящего из зоны роговиков, затем зоны андалузито-хиастолитовых и кордиеритовых сланцев (5).

Общая мощность контактово-метаморфических пород в нашем случае составляет примерно 10—12 км, что свидетельствует, как показали исследования Г. Винклера (2) о довольно крупном размере интрузивного тела. Это подтверждается

региональными выходами на эрозионную поверхность палеозойского фундамента гранитоидов, вскрытых многими скважинами Восточного Предкавказья. На рассматриваемой территории, кроме указанного района, граниты вскрыты на Южно-Буйнакско — Песчаном вале грано-сиенто-диориты краевой фации на Андраатинском поднятии, грано-сиениты на Стальской, Капиевской и Кумбаторской площадях.

Для рассматриваемых контактово-метаморфических пород характерна ассоциация минералов, состоящая из кордиерита, биотита, мусковита, диккита, хиастолита, кварца. По данным Г. Винклера, такой состав минералов свидетельствует о преобразовании пород на низкой и средней ступенях контактового метаморфизма. Последнее подтверждается также встречающейся в роговиках реликтовой слоистостью, характерной для осадочных пород, из которых они образовались, и кривыми радиоактивного каротажа, на котором четко фиксируется повышенная естественная радиоактивность в прослоях сланцев, образовавшихся за счет глинистых пород. Обычно в условиях высоких ступеней метаморфизма она сглаживается.

Образование и взаимообусловленность названных разногенетических пород-коллекторов Юбилейнинско-Таловского резервуара, по нашему мнению, определилось следующими палеогеографическими условиями. В предтриасовое время на почти выровненной поверхности палеозойского фундамента положительные формы рельефа образовывались наиболее стойкими к эрозии роговиками, обычно располагающимися гривками вокруг интрузивного тела. Во время раннетриасовой трансгрессии, охватившей Восточное Предкавказье, интрузивные тела, как более стабильный субстрат, образовали островные суши (Ставропольский палеосвод), в прибрежном мелководье которых гривки роговиков способствовали установлению лагунного режима и накоплению хемогенных карбонатных осадков. Временами, под влиянием колебательных движений, лагуны заливались морскими водами, в результате образовались прослои органогенно-обломочных известняков, мергелей и глинистых пород, особенно по склонам Юбилейно-Таловского поднятия. Грубообломочный материал — алеврит, песок, гравий, мелкая галька являются продуктами местных источников сноса, представленных роговиками и сланцами. Материал этот концентрировался в карбонатном осадке толщи, в виде линзовидных прослоев, образуя разнозернистые алеврито-песчаные, песчано-гравийные и мелкогалечниковые породы, сцементированные тонкозернистым доломитом, регенерационным или мелкоагрегатным вторичным кварцем с небольшим количеством каолинита. Следует отметить, что среди угловатых обломков

роговиков присутствуют и хорошо окатанные разности, свидетельствующие о привносе их из более отдаленных участков, что дает основание считать возможным существование аналогичных, еще не вскрытых коллекторов. О разном генезисе рассматриваемых доломитов и роговиков свидетельствуют данные спектрального анализа (табл. 1). В роговиках в отличие от контактирующих с ними доломитов полностью отсутствуют Sr, Ba, Ni, Be, Yb и в значительно повышенном количестве содержатся такие микроэлементы, как Al, Si, Ka, Ti и др., с другой стороны, в доломитах намного повышено содержание Ca, Mg, Na, Ba, Cr и др.

Мощность доломитовой толщи изменчива; в разрезе скважины Западно-Юбилейная — 1 она составляет 20 м; по Кумухской — 3 достигает 180 м; к северу, на Юбилейной — 17 и Центральной — 1 вскрытая её часть имеет соответственно 120 и 150 м. По западному борту и восточнее Юбилейно-Таловского поднятия (Солончаковая, В-Степная, Кумухская) доломиты постепенно выклиниваются. На ряде участков Юбилейнинского месторождения толща доломитов размыта и под демьяновской свитой залегают трещиноватые роговики (скв. 8, 26, 29).

Комплексными исследованиями установлен двукомпонентный, известково-доломитовый состав карбонатных пород доломитовой толщи. Кальцит в доломитах распределяется неравномерно, количество его изменяется от 0 до 38%. Примесь нерастворимого остатка колеблется от 0 до 50%, но главным образом от 1 до 15% (табл. 2).

Доломиты образуются полиэдрическими, округло-полиэдрическими и ромбоэдрическими кристалликами. В зависимости от размеров кристалликов (10) различаются доломиты крипто-микрозернистые (0,05—0,01 мм), тонкозернистые (0,01—0,1 мм), мелкозернистые (0,1—0,25 мм) и разнозернистые, образованные различными вариациями размерностей кристалликов от 0,02 до 0,8 мм. Наибольшее развитие получили тонкозернистые и средне-мелкозернистые (0,08—0,35 мм) разности, среди них присутствуют породы с более узким диапазоном размерностей: 0,01—0,03 мм; 0,05—0,1 мм; 0,08—0,15 мм; 0,1—0,20 мм.

Крипто-микрозернистые доломиты залегают пятнами среди более перекристаллизованных разностей. Обычно это плотные, серые или белесоватые, иногда с розоватым оттенком окремнелые породы с раковистым изломом. Состоят они из криптозернистого доломита с примесью кальцита, кремния и кремнисто-глинистого материала. Последний при повышенном содержании (~20%) придает породе мергелистую структуру. На фоне этой массы выделяются микрозернистые икровидные кристаллики доломита и кальцита с более яркой

Таблица 1

нтов в доломитах и

	Cr	Yb	Zr	К-во обр.
ломиты				
Ю—0,4	0,003—0,	0,0012—0,005	0,002—0,007	8
095	0,0054	0,001	0,0034	
—0,03	сл.—0,00	0—0,0015	0,0015—0,006	8
17	0,0013	0,0002	0,0021	
022	—	—	—	2
-0,0085	0,0028—0,0	—	0,0015—0,0056	5
015	0,0012		0,0014	
—0,09	0,003—0,0	—	0,0015—0,005	5
11	0,003		0,0035	
Ку—0,025	—	—	0,005—0,006	7
074			0,0015	
—0,018	0,005—0,0	—	0,002—0,005	6
09	0,007		0,004	
-0,005	0,003—0,0	—	0,0028—0,003	4
095	0,0046		0,0014	
—0,012	0,003—0,0	—	0—0,005	11
04	0,001		0,0004	
вики				
Юб			0,003	1
09	0,002	—	0,0015—0,004	2
08	0,0018—0,0	—	0,0027	
	0,0021		сл.—0,0045	11
—0,06	0,0012—0,0	—	0,002	
34	0,0022			

Содержание микроэлементов в доломитах и роговиках

Sr	Ba	Fe	Ti	Mn	Cr	V	Ni	Cu	Be	Sn	Ga
				Доломиты							
0,002—0,005 / 0,0034	0,018—0,025 / 0,005	>1	0,0051—0,025 / 0,0161	0,0025—0,4 / 0,0095	0,003—0,02 / 0,0054	сл.—0,007 / 0,0026	сл.—0,002 / 0,0004	0,0011—0,005 / 0,0026	—	сл.—0,0012 / 0,00015	сл.—0,006 / 0,0031
0,0012—0,006 / 0,0027	0,015—0,025 / 0,005	>1	0,005—0,09 / 0,043	0,003—0,03 / 0,017	сл.—0,003 / 0,0013	0,0012—0,035 / 0,0023	сл.—0,002 / 0,0003	0,0011—0,003 / 0,0016	—	сл.—0,0015 / 0,0002	0,0012—0,005 / 0,0013
0,0013—0,0015 / 0,0014	—	0,17—0,25 / 0,21	0,015—0,02 / 0,018	0,0022	—	—	—	0,0035—0,004 / 0,0038	—	—	—
0,014—0,0018 / 0,0016	—	>1	0,028—0,75 / 0,315	0,0022—0,0085 / 0,0015	0,0028—0,0035 / 0,0012	0—0,0018 / 0,0003	Сл.	0,0018—0,005 / 0,0027	—	сл.—0,0028 / 0,0005	сл.—0,002 / 0,0001
0,0015—0,006 / 0,0038	0—0,035 / 0,007	0,35—0,8 / 0,56	0,0035—0,085 / 0,058	0,015—0,09 / 0,011	0,003—0,005 / 0,003	сл.—0,002 / 0,0004	0,0012—0,0015 / 0,0005	0,003—0,008 / 0,005	0—0,003 / 0,0006	Сл.	0,004—0,005 / 0,0045
0,0018—0,0023 / 0,002	—	0,45—0,65 / 0,53	0,004—0,0055 / 0,0013	0,0015—0,025 / 0,0074	—	—	—	сл.—0,005 / 0,002	—	0—0,0015 / 0,0002	—
0,005—0,009 / 0,007	0,0025—0,0045 / 0,0023	0,65—1 / 0,70	0,002—0,075 / 0,034	0,0055—0,018 / 0,009	0,005—0,008 / 0,007	0,003—0,008 / 0,0063	сл.—0,0012 / 0,0004	0,0017—0,005 / 0,0032	сл.—0,0015 / 0,00035	—	0,002—0,007 / 0,0047
0,003—0,008 / 0,005	—	0,85—0,95 / 0,91	0,007—0,095 / 0,005	0,13—0,005 / 0,0095	0,003—0,007 / 0,0046	0,0015—0,0025 / 0,0018	0—0,005 / 0,001	0,0048—0,005 / 0,005	—	0—0,0012 / 0,0003	0—0,004 / 0,002
0,002—0,004 / 0,0023	—	0,0095	0,0025—0,095 / 0,0167	0,0011—0,012 / 0,004	0,003—0,009 / 0,001	0—0,04 / 0,004	0,0015—0,0025 / 0,0002	0,0012—0,003 / 0,0018	0—0,0015 / 0,0001	—	0—0,007 / 0,006
				Роговики							
—	—	>1	0,09	0,009	0,002	0,0095	—	0,0085	—	Сл.	—
—	—	>1	0,085—0,35 / 0,217		0,0018—0,0025 / 0,0021	0,0092—0,015 / 0,0121	—	0,0075—0,009 / 0,0082	—	Сл.	—
—	—	>1	0,65—0,85 / 0,322	0,008	0,0012—0,0035 / 0,0022	0,0092—0,45 / 0,025	—	0,0016—0,0075 / 0,004	—	сл.—0,012 / 0,0003	0,0011—0,0015 / 0,003
				0,009—0,06 / 0,034							

интерференционной окраской, обуславливающие порфировидную структуру породы. Местами отмечаются единичные разложившиеся органические остатки и обломки кварца. Редкие микротрещинки, поры и каверны залечены кальцитом, участками заполнены битумоидом.

Остальные разности доломитов не очень плотные, пятнистые, сахаровидные, песчаниковидные, пористые, кавернозно-пористые с неровным шероховатым изломом. Среди них преобладают субгедральнозернистая и эвгедральнозернистая структуры (3, 9). В межзерновых пространствах доломитов образуются многочисленные поры щелевидной и изодиаметрической формы и каверны. Кроме того, отмечаются стиллолитовые швы, местами доломиты трещиноватые, брекчированные (Юбилейная — 10, 14 и др.).

Доломиты толщи являются седиментационно-диагенетическими. Коллекторские свойства их начали формироваться на стадии диагенеза и начального катагенеза в условиях погружения и повышения температуры. Перекристаллизация первичного пелитоморфного осадка осуществлялась при частичном выносе карбонатного вещества. Затем на стадии регрессивного катагенеза, связанного с поднятием, частичным размывом толщи, выщелачиванием и перекристаллизацией доломитов (образование крупных пор и каверн) произошло деформирование мощного высокоемкостного коллектора. Следует отметить и факторы, отрицательно повлиявшие на коллекторские свойства толщи. К ним относятся первичная примесь глинистого материала и локальное проявление вторичных процессов таких как кальцитизация и окремнение доломитов. Кальцитизация связана с пойкиллитовым прорастанием доломитов более крупными кристаллами кальцита, образовавшимися за счет поступления его из пластовых вод; окремнение — с выделением вторичного микроагрегатного кварца и халцедона в межзерновые пространства и пустотки, а также образованием кремнистых линзовидных прослоек, главным образом, в верхней части разреза. Вопросы кремнеобразования в карбонатных породах рассматривались многими исследователями (Вишняков — 1953, Страхов — 1960, 1962, 1963, Хворова — 1968, 1969, Смирнов — 1969, Депплес — 1971 и др.). Не вдаваясь в их анализ отметим, что многие из аспекты остаются еще не решенными. Одной из трудных задач является выявление источников кремнезема.

Довольно низкая степень окремнения доломитов рассматриваемой толщи исключает привнос кремнезема глубинными водами. Неблагоприятна для его привноса была также палеогеографическая обстановка — на сушах отсутствовали химические формы выветривания (сухой жаркий климат). Очевидно, основным источником кремнезема являлись подсти-

лающие роговики и их обломки, находящиеся в массе доломитов. Под воздействием выскощелочной среды, они подвергались частичному растворению. Последнее интенсифицировалось с повышением температуры (Страхов, Деплес) в связи с последующим погружением толщи. Как дополнительные источники кремнезема можно рассматривать разлагавшийся в тех же условиях пирокластический материал и кремнесодержащие организмы, остатки которых в виде спикул встречаются в известково-глинистых породах. На стадии катагенеза, в результате локального подкисления пластовых вод, свободный кремнезем выпадал в осадок в виде опала, избирательно замещая пустотки и образуя прослойки. На поздних этапах катагенеза опал преобразовывался в халцедон или чаще в более стойкую модификацию — микро- и тонкоагрегатный кварц.

Роговики голубовато-серые от светлых белесоватых до темных, участками коричневато-розовые, с жирным блеском и остроугловатым изломом. Порода плотная, «сливная», крепкая, текстура массивная или плитчатая. Толщина плиток составляет 1—12 см, плоскости их ровные или слегка бугристые, обильно присыпанные листочками серебристо-белой слюды. Роговики характеризуются гранобластовой, лепидогранобластовой и иногда порфировидной структурами, обусловленными соответственно новообразованными кристалликами кварца, разным количеством слюдистых минералов и полностью выветрившимися белесоватыми кристаллобластами. Кристаллики кварца имеют изодиаметрическую или слегка удлиненную форму с полигональными прямыми или выпукло-вогнутыми, волнистыми, реже сутурными сочленениями. Возникновение первых связано с образованием их в структурно изотропном веществе (1), каковыми в данном случае могли служить первичные алеврито-песчаные породы. Бластические контакты зерен кварца роговиков в основном отличаются отсутствием регенерационных каемок и своей неразъемностью, вызванной близкой оптической ориентировкой рядом расположенных индивидуумов (7). В проходящем свете эти контакты в большинстве случаев не заметны. По размерам зерен кварца среди роговиков выделяются разности с тонкозернистой (0,05—0,1 мм), мелкозернистой (0,1—0,25 мм), среднезернистой (0,25—0,5 мм) и разнозернистой (0,05—0,4 мм, 0,1—0,7 мм) структурой, образующие в разрезе нечеткое чередование. Слюдистые минералы в основном концентрируются послойно, составляя главным образом 5—20%, но достигают и больших значений. Представлены они биотитом, мусковитом, серицитом и хлоритом. Биотит обычно в виде удлиненных (до 4 мм) тонких пластинок, выветрившийся дегидротированный, почти обесцвеченный, хло-

ритизированный и мусковитизированный. По ним располагаются мелкие вторичные рудные выделения пирита и лейкоксена. Пространства между кварцем роговиков и слюдой, а также расщепленными листочками заполняются битумоидом и вторичным кварцем. Мусковит и серицит образуют водянопрозрачные листочки и чешуйки с яркой интерференционной окраской. Хлоритоид присутствует в виде наиболее мелких зеленоватых чешуек, иногда слабо плеохроирующих в зеленовато-буроватых тонах.

Количество кристаллобластов в роговиках достигает 20%. Образуют они крупные выделения сферической, округлой и овальной формы, размером от 0,08 до 2,0 мм. Первичный минерал кристаллобластов полностью замещен каолинитом, диккитом (рис. 2) и реже серицитом. Вблизи трещин минералы каолинитовой группы легко вымываются и полости кристаллобластов заполняются битумоидом. Из реликтовых обломков встречаются крупные окатанные, гранулированные

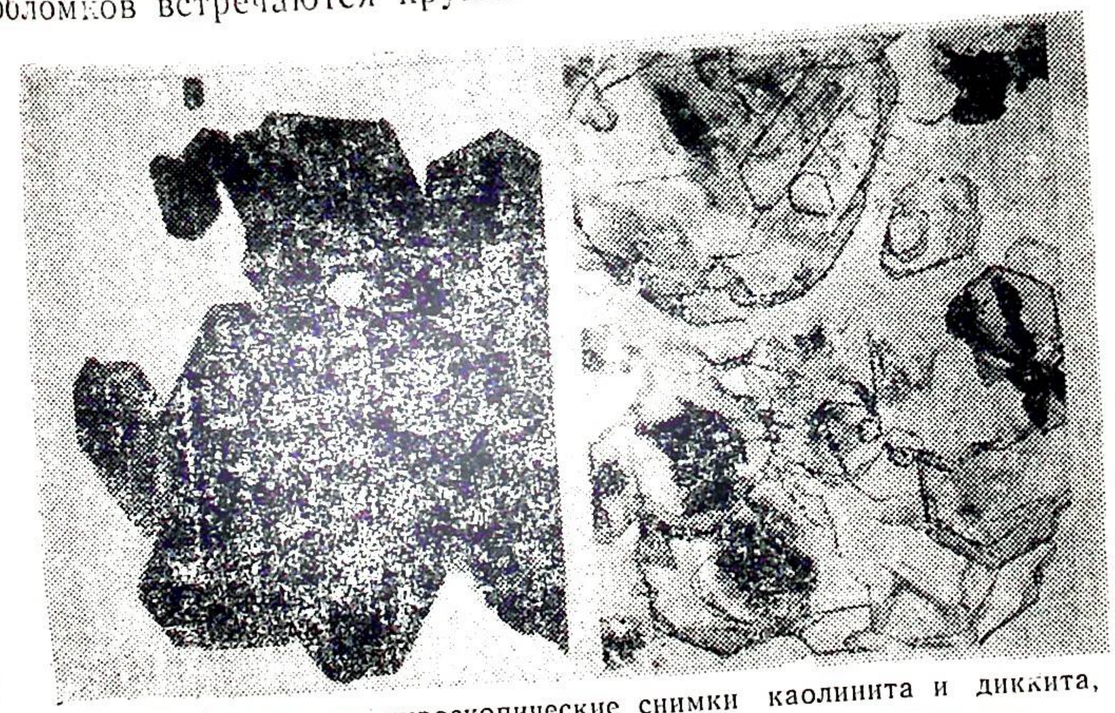


Рис. 2. Электронномикроскопические снимки каолинита и диккита, выделенных из выветрившихся кристаллобластов роговиков:
а) на просвет, б) реплика частиц, ув. 4300*. (Снимки сделаны в Саратовском НИИ геологии при СГУ Суетновой Н А.).

по краям зерна кварца, а также помутневшие угловато-окатанные кристаллики циркона или их обломки, иногда встречается турмалин. В условиях поверхностного выветривания роговики подверглись интенсивной трещиноватости. Кроме тектонических трещин здесь образовались разного рода микротрещины, связанные с растрескиванием роговиков, их разуплотнением и частичной дезинтеграцией.

12 Заказ 189

У трещин раскрытого типа (макротрещины) плоскости ровные, иногда с зеркалами скольжения, покрыты налетом окристаллизованного твердого битумоида, тонкокристаллической щеточкой вторичного кварца, пиритом или гидрогематитом. С глубиной степень «раскрытости» таких трещин уменьшается.

Широкое развитие получили микротрещины разного типа: прямолинейные, криволинейные, изогнутые, секущие породу или располагающиеся субпараллельно слоистости (сланцеватости), ветвящиеся, тупиковые, щелевидные и стилолитовые (рис. 3, 4). Нередко наблюдаются сколы по микротрещинам. Мощность их изменяется от 0,01 мм до 0,1 мм, в местах пересечения или в области ветвления она достигает 0,2 мм. Микротрещины обладают разной степенью «закрытости», что вызвано частичным залечиванием их вторичным микроагрегатным кварцем, пиритом, участками гидрогематитом, иногда в них присутствует пелитоморфное вещество (каолинит?). В основном же микротрещины проницаемы и в большинстве случаев сообщаются между собой — почти все они пропитаны битумоидом.

По стенкам всех типов трещин наблюдаются процессы выщелачивания с образованием мелких карманов и бухточек.

Рассматривая разные типы микротрещин следует отметить, что в роговиках присутствуют реликтовые трещины с абсолютной «закрытостью», образовавшиеся в первичной породе. Тени их обозначаются точечным темным пелитоморфным веществом (углистое вещество), загрязняющим породу по ходу трещинки или образованием вдоль неё цепочек мельчайших угловатых пор, заполненных темным и непрозрачным материалом.

Таким образом, продуктивный резервуар месторождения Юбилейное сложен разногенетическими типами коллекторов. Карбонатный коллектор, представленный толщей седиментационно-диагенетических доломитов нижнего триаса формировался на стадиях прогрессивного и регрессивного эпигенеза. Емкостные свойства его определились главным образом многочисленными порами и мелкими кавернами. Другой тип коллектора — роговики — образовались в результате метасоматического замещения терригенных пород углисто-терригенной толщи карбона вторичным кварцем под воздействием внедрившейся кислой магмы. Формирование плотных и крепких роговиков как коллектора происходило в результате их поверхностного выветривания в условиях аридного климата. Емкость свойства того типа коллектора обусловлены: трещиноватостью; выщелачиванием породы по ходу трещин с образованием мелких полостей; дегидратацией пластинок

биотита, сопровождавшейся уменьшением их объема, а также образованием вторичных пор за счет вымывания минералов каолинитовой группы из разложившихся кристаллобластов.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Вернон Р. Х.* Метаморфические процессы.— М.: Недра, 1980.
2. *Винклер Г.* Генезис метаморфических пород.— М.: Недра, 1979.
3. *Вишняков Г. С.* Генетические типы доломитовых пород северо-западной окраины Русской платформы. — Тр. ГИН АН СССР, 1956, Вып. 4.
4. *Гасангусейнов Г. Г., Мирзоев Д. А., Шарафутдинов Ф. Г.* Новое газоконденсатнонефтяное месторождение Юбилейное. — В сб.: Новые данные по геологии и нефтегазоносности Дагестана. Махачкала, 1977, вып. 10.
5. *Мейсон, Роджер.* Петрология метаморфических пород.— М.: Мир, 1981.
6. *Павлова Т. Г.* Тектоническое положение гранитоидных формаций геосинклинальных систем. — В кн.: Вулканизм и тектонез. — М.: Наука, 1968. (Международный геологический конгресс, XXIII сессия).
7. *Симанович И. М.* Эпигенез и начальный метаморфизм шокшинских кварцито-песчаников. — М.: Наука, 1966.
8. *Страхов Н. М.* О типах и генезисе доломитовых пород.— Тр. Геол. ин-та АН СССР, 1956, вып. 4.
9. *Теодорович Г. И.* Литология карбонатных пород палеозоя Уралo-Волжской области. — М.—Л.: Из-во АН СССР, 1950.
10. *Хворова И. В.* Атлас карбонатных пород среднего и верхнего карбона русской платформы.— Изд-во АН СССР. М., 1958.
11. *Хворова И. В., Гаврилова А. А.* Яшмово-терригенный комплекс ордовика Ишимской Луки и условия образования кремнистых осадков.— Лит. и пол. ископ. 1969, № 4.
12. *Штрейс Н. А.* Проблема связи магматизма со структурами геосинклинальных систем. — В кн.: Вулканизм и тектогенез.—М.: Наука, 1968.

К. Г. Самышкина, Ж. К. Гусейнова

ЗОНАЛЬНАЯ СТРАТИГРАФИЯ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ДАГЕСТАНА НА ОСНОВАНИИ ИЗУЧЕНИЯ ФОРАМИНИФЕР

При крупно-масштабных геолого-съемочных работах широко используется зональное стратиграфическое расчленение. «Зоны» являются одной из наиболее употребительных категорий стратиграфических подразделений. Однако смысл, вкладывающийся в понятие «зона», неоднозначно истолковывается различными авторами. Для единообразия в понимании стратиграфической терминологии вышел в 1977 г. «Стратиграфический кодекс СССР», его выходу предшествовала многолетняя работа с широким обсуждением поступивших замечаний, и тем не менее, в кодексе, в определении понятия «зона» допущены некоторые неточности. История вопроса о выделении зон начинается с работ А. Д'Орбиньи (A. D. 'Orbigny, 1842—1852), который выделил под названием зон или ярусов «слои, охарактеризованные как содержащимися в них фаунами, так и стратиграфическими границами, которые в различных разрезах повторяются снова и снова». Несколько позже Оппель (Oppel, 1858) в результате зонального расчленения разрезов юры Германии, Англии, Франции и Швейцарии под зонами понимал стратиграфические уровни-горизонты, которые характеризуются определенным набором видов, при этом, как он указывает, предпочтение следует отдавать тем группам организмов, которые подвержены быстрым изменениям. Далее, при стратиграфическом расчленении и сопоставлении разрезов, возникла необходимость в выделении руководящих видов или «руководящих документов» как их называл Леопольд фон Бух. Применяя эволюционное учение в зональной стратиграфии, были обособлены категории «филозон», устанавливаемых по смене видов одного генетического ряда и «биозон» или стратиграфических подразделений, отвечающих времени существования определенного таксона. Эти наименования встречаются в работах М. Неймайра, А. Улига, Э. Ога и др. В 1901 г. А. Вильямсом (Williams) был введен термин «биохрон» — для обозначения времени, в течение которого образовались отложения, охарактеризованные остатками того или иного вида. В 1933 г. Аркелл выделил два типа зон: 1. Зона — фаунизона, основанная на сообществах не зависящая от фациального состава пород. 2. Зона, основанная на одном виде (эпибола — расцвет, биозона — полная длительность существования и тейльзона — длительность существования в данном регионе), зависящая от фациального состава пород. В 1956 г., объединяя эти два понятия, он дает следующую характеристику зоны: «Зона... теоретически — это любые отложения, слои или формации, накопившиеся в какой-либо части света за время жизни вида-индекса» (Arkell, 1956). В определении стратиграфического подразделения «зона», одни авторы относят зоны к региональной шкале, другие считают их единицами единых международных стратиграфических шкал. Появилась необходимость в уточнении и разграничении этих различных категорий зональных подразделений. Д. Л. Степанов (1958) предложил различать «биостратиграфическую зону» как монофациальную единицу местных и региональных биостратиграфических схем и «оппельзону», как хроностратиграфическую единицу международной стратиграфической шкалы. Международной подкомиссией по стратиграфической терминологии в Копенгагене (1961) было принято наименование «хронозона», как термин свободного пользования, для комплексных отложений, образовавшихся в определенный интервал времени. Используя этот термин в смысле свободного пользования Хедберг (1965) высказывает мнение о том, что некоторые хронозоны могут стать членами хроностратиграфических шкал, противопоставляя хронозону биостратиграфической зоне. Миллер (1964, 1965) выделяет биохронологическую зону, по своему значению близкую к оппельзоне. В. И. Бодылевский (1964) также отделял хронозону от местных зональных подразделений, такого же мнения придерживались В. В. Меннер (1980), Д. М. Раузер-Черноусова (1967), Ю. В. Тесленко (1976) и др.

Таким образом, в понимании перечисленных авторов выделены две категории зональных единиц. Первая категория: зоны подразделения единых и международных стратиграфических шкал. Ко второй категории принадлежат биостратиграфические зоны, а также их разновидности (тейльзоны, эпиболи и пр.), являющиеся единицами местного значения, зависящими от фаций. Наиболее полно сущность понятия зоны сформулировано Д. М. Раузер-Черноусовой (1967): «Зоны соподчинены ярусу и определяются совокупностью отложений, выделенных в стратотипическом разрезе зоны и охарактеризованных определенным комплексом органических форм (чаще видов). По одному или нескольким из них зоны получают свое наименование. Зональный комплекс и время его

существования соответствуют определенному этапу эволюции данной группы органического мира или четкой стадии (фазе) этапа развития фауны и флоры яруса, в состав которого входит и зона. Зоны образуют постоянную последовательность из ряда нескольких зон. Пространственная протяженность зон — не менее территории двух регионов или акватория биогеографической единицы не ниже ранга провинции, но может быть почти глобальной». С этим определением согласно большинство стратиграфов. Г. Я. Крымгольц предложил для местных зон термин «лона» (Крымгольц, 1972) от «локальная зона» . Термин «лона» был введен в группу основных стратиграфических подразделений комплексного обоснования (т. е. имеющую в районе, где она выделена, разностороннюю характеристику: не только биостратиграфическую, но и литологическую, фациальную и др., по времени образования не отвечающую зоне общей шкалы и (или) характеризующуюся иными типичными органическими остатками, позволяющими установить время формирования соответствующей части разреза. Местные зоны в отличии от оппельзон отличаются меньшей географической распространенностью, подробной стратиграфической характеристикой, более ярко выраженной зависимостью биоты от литологического характера пород. Учитывая опубликованные материалы по трактовке зон и данные по изучению зональности меловых отложений Восточного Кавказа, мы придерживаемся следующей трактовки зон. Зона — таксономическая единица стратиграфического подразделения, соподчиненная ярусу. Она включает отложения, сформировавшиеся за время существования зонального комплекса фораминифер, наибольшее предпочтение в котором придается видам, быстро изменяющимся, эволюционирующим. При установлении зональных границ обращается внимание: 1) на новые, появившиеся виды и присущие только данной зоне, 2) на виды, перешедшие из нижележащих отложений и заканчивающих свое существование в данной зоне, 3) на виды, появившиеся в данной зоне и перешедшие в вышележащие отложения. Большинство выделенных нами зон в меловых отложениях Восточного Кавказа совпадают с таковыми, выделенными для меловых отложений Средиземноморья, Западной Европы и Юга СССР. Это совпадение заключается не только в сходстве зонального комплекса, но и в выборе вида-индекса. Особенно большое сходство наблюдается при зональном расчленении меловых отложений по планктонным фораминиферам и в меньшей мере по бетосным фораминиферам. В виду большой протяженности выделенных нами зон и сходства видов-индексов, используемых в их названии, мы не выделяем лоны — как местные стратиграфические подразделения, хотя каждая

оппельзона должна соответствовать по времени образования зоне-лоне. Выделяя зоны по бентосным фораминиферам, при установлении их грани в зональном комплексе учитывались маркирующие виды. В качестве вспомогательных стратиграфических подразделений мы использовали терминологию подзоны и слои. Подзоны выделены исходя из местных условий, при этом учитывался видовой состав фораминифер с учетом экологического фактора, фациального и литологического состава пород, а также преобладающее значение того или иного вида для каждой подзоны. Слои были выделены для пачек пород с отличающимся составом фораминифер.

Характеристику зон, подзон и слоев приводим, начиная с валанжинского яруса, т. к. в берриасе на территории Дагестана микрофаунистических остатков не обнаружено.

Слои с Trocholina burlini выделены для отложений валанжинского яруса. Однако, как выяснилось, этот вид-индекс имеет широкое географическое распространение, он известен не только на Кавказе и Крыму, но и в Швейцарии. В дальнейшем при более углубленном изучении распространения фораминифер и на других территориях, окажется возможным использовать его в качестве зонального. Комплекс фораминифер, сопровождающий Trocholina burlini, состоит из следующих представителей: Lenticulina andromeda Espital et Sigal, L. nodosa (Reuss), Trocholina molesta Gorb., Marginulina ramidalis Koch., Tristix acutangulus (Reuss) и др. Граница с готеривом проводится по подошве слоев — Trochammina cretacea, которые составляют нижнюю часть нижнеготеривского подъяруса. Зона Citharina duestensis охватывает отложения верхней части нижнеготеривского подъяруса. Слои с Vaginulinopsis parallela составляют нижнюю часть зоны; слои с Lenticulina crassa — верхнюю часть зоны. Зональный комплекс включает следующих представителей: Citharina duestensis Bart. et Brand, C. daghestanensis Samyschk., Astacolus hauteriviensis Samyschk., A. alikentensis (Samyschk.) Lenticulina nodosa (Reuss) и др. Нижняя граница зоны проводится по появлению Vaginulinopsis parallela (Reuss) и Citharina duestensis Bartenst. et Brand; верхняя — по кровле слоев с Lenticulina crassa.

Зона Citharina postcristellarioides охватывает отложения верхнеготеривского подъяруса со Speetoniceras subinversum и Pseudothurmannia angulicostata. Зональный комплекс представлен: Citharina postcristellarioides (Samyschk.), C. reticulata Cornuel, C. intumescens Reuss, Vaginulina kochii Roemer, Astacolus longaeformis (Samyschk.), Conorbinella azerbaidjanica Porosch., C. caucasica Porosch., Spirillina hauterivica sp. nov. Нижняя граница зоны проводится по появлению Citharina postcristellarioides Samyschk., Tristix insignis (Reuss),

Vaginulina kochii Roemer, верхняя — по присутствию Conorbinella azerbaidjanica Porosch., C. caucasica Porosch., Discorbis materna Chalil.

Слои с Saracenaria samurdiwidjinica barremica выделены для нижних более глинистых отложений баррема. В зональном комплексе кроме вида-индекса наиболее часто встречаются следующие формы: Citharina intumescens Reuss, Hoeglundina chapman ten Dam, Lenticulina münsteri (Reuss), Astacolus hauterivica barremica (Samyschk.), Hoeglundina daghestanensis Samyschk., Dorothia kummi (Zedler), Vaginulina truncata Reuss, Spirillina hauteriviana sp. nov., Conorbinella caucasica Porosch. Слои выделены по массовому скоплению указанного выше вида-индекса. Следует отметить, что в связи с расширением территорий исследований и более углубленным изучением стратиграфии нижнемеловых отложений устанавливается более широкое, выходящее за пределы Дагестана распространение этих слоев. Вид Saracenaria samurdiwidjinica barremica Samyschk., является одним из руководящих при обосновании возраста халчайской свиты (баррем) Азербайджана. В синхронных отложениях Краснодарского края также большое распространение получили Saracenaria samurdiwidjinica barremica Samyschk. (-S. chalilovi Ant.). В дальнейшем, отложения с указанным видом-индексом и зональным комплексом фораминифер можно выделить в зону.

Слои с Hoeglundina daghestanensis и H. chapmani соответствуют верхней части барремских отложений, в большинстве разрезов верхняя часть барремских отложений более песчанистая. Hoeglundina daghestanensis Samyschk. и H. chapmani ten Dam., здесь имеют большое распространение. В комплексе фораминифер важное значение имеют такие формы как: Hoeglundina chapmani ten Dam, H. daghestanensis Samyschk., Lenticulinella schutskajae (Samyschk. et Said.), Gavelinella barremiana Bett., Astacolus longaeformis maxima Samyschk.

Зона Hedbergella aptica выделена для отложений нижнеаптского подъяруса (бедульские слои). Нижняя часть отложений нижнеаптского подъяруса (бедульские слои). Нижняя часть отложений нижнеаптского подъяруса с Acrioceras furcatum и Matheronites ridzewskyi, соответствуют выделенной подзоне с Gavelinella infracomplanata; верхняя часть этих отложений с Deahayesites weissi, D. dechyi, Dufrenoya subfurcata и D. furcata соответствует подзоне с Brotzenia resacea. Зональный комплекс фораминифер представлен следующими формами: Hedbergella aptica Agal., Gaudryina filiformis Berth., Bigenerina subbotinae Tch. Tairov, Tritaxia pyramidata Reuss, Vaginulina gaultina Berth., Saccammina aptica Samyschk., Epistomina dainae Mjatl. Нижняя граница зоны совпадает с появлением и значительным распространением

Hedbergella aptica (Agal.); верхняя — проводится по кровле слоев Brotzenia resacea и Gavelinella infracomplanata.

Отложения верхнего апта с Epicheloniceras tschernyschewi и E.subnodosocostatum — (гаргазские слои) охарактеризованы следующей ассоциацией фораминифер: Ammobaculites aequalis Roemer A. agglutinans (Orb.), Haplophragmium bacillum longa Tch. Tairov, Darbyella cretacea (Samyschk.), Lenticulina ovalis (Reuss), Astacolus longaeformis aptica (Samyschk.) из планктонных форм продолжает встречаться Hedbergella aptica Agal.

Верхняя часть аптских отложений с Acanthoplites nolani и Hypacanthoplites jacobi. Охарактеризована следующим комплексом фораминифер. Brotzenia ex gr. spinulifera (Reuss), Saccammina lageniformis (Chapman), Reophax scorpiurus Montf., Trochammina planulinaforma Tch. Tairov, Ammobaculites agglutinans Orb., Gaudryina filiformis Berth., Marginulina robusta Reuss, M. jonesi Reuss. Нижняя граница зоны проводится по появлению Gavelinella suturalis Mjatl., Saccammina lageniformis (Chapman), верхняя — по появлению Gaudryinella annectens (Park. et Jones), Tristix excavatus (Reuss), Planularia tricarinelliformis (Samyschk.).

Зона Hedbergella trocoidea и Brotzenia spinulifera выделена для отложений нижнеальбского подъяруса Leymeriella tardefurcata. Наиболее характерными видами зонального комплекса кроме видов-индексов являются Hedbergella globigerinellinoides (Subb.), Pleurostomella subnodosa Reuss, Conorboides lamplughi (Sherlock), Hoeglundina carpenteri (Reuss), Trochammina planulinaforma Tch. Tairov, Vaginulina arguta Reuss. Нижняя граница зоны проводится по появлению указанных видов-индексов и верхняя — по кровле слоев, содержащих их.

Зона Gavelinella biinvoluta выделена для отложений среднеальбского подъяруса с Hoplites dentatus и Daghestanites daghestanensis. Зональный комплекс фораминифер характеризуется большим скоплением Gavelinella biinvoluta Mjatl. и в меньшем количестве здесь присутствуют Gavelinella suturalis Mjatl., G. intermedia (Reuss), Tristix excavatus (Reuss), Pleurostomella subbotinae Djaff., Lenticulina gaultina (Berth.), Planularia tricarinelliformis (Samyschk.), Gyroidinoides infracretaceus (Moroz.). Нижняя граница зоны проводится по появлению Gaudry'nella annectens (Park. et Jones), Tristix excavatus (Reuss), и верхняя на подошве отложений, включающих Neoflabellina spicata Bukal., Hedbergella portsdownensis (W.-Mitchel).

Зона Neobulimina spicata выделена для отложений верхнеальбского подъяруса с Hysteroceras orbignyi и Mortoniceras inflatum. Зональный комплекс фораминифер представлен сле-

дующими видами: Neobulimina spicata Bukal., Anomalina djaffarovi Agal., Hedbergella portsdownensis (W-Mitchel), H. globigerinellinoides (Subb.), H. infracretacea (Glaessner), Gaudryinella annectens (Park. et Jones). Вид-индекс не в выше не в нижележащих отложениях не встречается. Границы зоны устанавливаются по появлению Neobulimina spicata с сопровождающими его видами и по его исчезновению.

Зона Hedbergella infracretacea выделена для отложений, составляющих верхнюю часть альбского яруса, выше зоны Neobulimina spicata. Зональный комплекс фораминифер представлен исключительно хедбергеллами и в частности: Hedbergella globigerinellinoides Subb., H. planispira Tapp. и обилием H. infracretacea. Хедбергеллы составляют 98% остатка первой фракции отмытой породы на микрофаунистический анализ. Мощность отложений, включающих эту зону, определяется в 8—12 м. Можно предположить, что эта часть разреза относится к зоне Stolizkaia dispar, хотя сам аммонит на территории Дагестана не обнаружен. Основанием для этого служат косвенные доказательства: 1) наличие отложений, изобилующих исключительно хедбергеллами, которые без признаков несогласия залегают на отложениях зоны Neobulimina spicata, соответствующей на территории Дагестана аммонитовой зоне Mortoniceras inflatum, и 2) изобилие таких же хедбергелл, но с присутствием и некоторых других представителей фораминифер известно на территории Грузии, где этот комплекс соответствует зоне Stolizkaia dispar.

Верхнемеловые отложения характеризуются значительным развитием представителей семейства глоботрунканид. При их зональном расчленении предпочтение было отдано планктонным представителям, распространение которых было увязано с распространением бентосных фораминифер, последние также использовались для зонального расчленения.

Зона Thalmanninella brotzeni выделена для отложений нижнесеноманского подъяруса с Mantelliceras mantelli. Зональный комплекс фораминифер представлен следующим составом: Thalmanninella brotzeni (Sigal), T. appenninica (Renz), Rugoglobigerina ordinaria (Subb.), Rugotruncana havanensis Voorw., Hedbergella caspia (Vass.), Spirillina minima Shacko, Pseudovalvulineria cenomanica (Brotz.), Hagenovella chapmani Cushman, Marssonella trochus (Orb.), M. turris (Orb.). Нижняя граница зоны проводится по совместному нахождению Thalmanninella appenninica (Renz.), Th. brotzeni (Sigal.), верхняя — по появлению Thalmanninella deeckei (Franke), Praeglobotruncana stephani (Gand.).

Зона Thalmanninella deeckei выделена для отложений по объему занимающей верхнюю часть отложений зоны Mantelliceras mantelli и нижнюю часть отложений зоны Acanthoceras

rhotomagense. Зональный комплекс фораминифер представлен следующими формами: Thalmanninella deeckei (Franke), Praeglobotruncana stephani (Gand.), P. stephani turbinata (Reichel.), Pseudovalvulineria cenomanica concava (Vass.), Spiroplectammina cuneata Vass., Textularia conulus Reuss. Первый из перечисленных представителей по массовому скоплению избран в качестве вида-индекса.

Зона Rotalipora cushmani выделена для отложений, составляющих верхнюю часть верхнесеноманского подъяруса. Зональный комплекс включает следующие наиболее распространенные формы: Rotalipora cushmani (Morn.), R. turonica (Brotz.), R. reicheli (Morn.), Praeglobotruncana oraviensis Scheibn., Thalmanninella greenhornensis (Morrow), T. cf. micheli (Sacol. et Debor), Gaudryina serrata Franke, Gavelinella cuvillieri Carb. Нижняя граница зоны проводится по появлению вида-индекса, верхняя по его исчезновению.

Зона Hedbergella holzli выделена для отложений нижнетуронского подъяруса с Inoceramus labiatus. Зональный комплекс фораминифер состоит из следующих представителей: Hedbergella holzli (Hagn.), Rotalipora reicheli (Morn.), Praeglobotruncana stephani turbinata (Reichel), Spiroplectammina conulus Reuss, Arenobulimina orbignyi Reuss и др. Нижняя граница зоны проводится по появлению Hedbergella holzli (Hagn.), верхняя по подошве отложений, включающих бентосный комплекс фораминифер.

Слои с бентосным комплексом фораминифер выделены для отложений, составляющих нижнюю часть верхнетуронского подъяруса, включающих Inoceramus apicalis. Наиболее характерными видами этого комплекса являются: Eggerellina intermedia (Reuss), Marssonella oxycona (Reuss), Arenobulimina orbignyi Reuss, Gaudryina laevigata Franke.

Зона Spiroplectammina praelonga выделена для отложений верхнетуронского подъяруса с Inoceramus lamarcki и I. woodi. Наиболее характерными видами для этой зоны являются: Spiroplectammina praelonga (Reuss), Pseudovalvulineria kelleri Mjatl., Gaudryina laevigata Franke, Gaudryinella turonica Samyschk., G. arenosa Ant., G. polystropha Reuss, Stensioina praeexculpta (Keller); Ataxophragmium cf. depressum (Pern.) и в верхах этой зоны появляются двухкилевые уплощенные глоботрунканы: Globotruncana lapparenti Brotz. и G. linneiana (Orb.).

Зона Globotruncana linneiana и G. lapparenti выделены для отложений нижнеконьякского подъяруса с Inoceramus wandereri. Характерными фораминиферами зонального комплекса являются: Globotruncana lapparenti Brotz., G. linneiana (Orb.), Gavelinella ammonoides (Reuss), Pseudospiroplectinata jaekeli (Franke), Gümbelina pseudotessera Cushman, Pseudovalvuline-

ria praeinfrasantonica Vass. et Mjatl. Нижняя граница проводится по появлению Pseudovalvulineria praeinfrasantonica, верхняя — по подошве отложений, включающих Globotruncana tricarinata Quer., Stensioina emscherica Baryschn., Pseudospipolectinata solida (Botv.).

Зона Globotruncana tricarinata выделена для отложений верхнеконьякского подъяруса с Inoceramus involutus. Зональный комплекс фораминифер представлен следующими формами: Globotruncana tricarinata Quer., G. lapparenti Brotz., G. linneiana (Orb.), G. coronata Bolli, Stensioina emscherica Baryschn., Gaudryina laevigata Franke, Tritaxia pyramidata Reuss. Нижняя граница зоны проводится по появлению Globotruncana tricarinata, верхняя — по кровле слоев, содержащих Stensioina emscherica.

Зона Globotruncana concavata выделена для отложений нижнесантонского подъяруса с Inoceramus unduluto-plicatus. В числе зонального комплекса фораминифер наиболее часто встречаются: Globotruncana concavata (Brotz.), G. tricarinata Quer., G. globigerinoides Brotz., Pseudovalvulineria infrasantonica (Balakhm.), Martinottiella cf. meidamos (Mello), Ataxophragmium orbignynaeformis Mjatl., A. compactum (Brotz.), Cibicidoides eriksdalensis (Brotz.), Stensioina exculpta (Reuss). Нижняя граница зоны проводится по появлению Globotruncana concavata (Brotz.), G. globigerinoides Brotz., Martinottiella cf. meidamos (Mello), Pseudovalvulineria infrasantonica (Balakhm.); верхняя — по подошве слоев с Globotruncana subarca Alijulla.

Зона Globotruncana subarca выделена для отложений верхнесантонского подъяруса с Marsupites testudinarius. Характерными видами комплекса являются: Globotruncana subarca Alijulla, Ataxophragmium crassum (Orb.), A. compactum Brotz., Globotruncana ventricosa White, Reussella kelleri Vass., Heterostomella austinana Cushm., Pseudovalvulineria infrasantonica (Balakhm.), Gavelinella stelligera (Marie). Нижняя граница проводится по появлению Globotruncana subarca и Pseudovalvulineria infrasantonica (Balakhm.), верхняя — по подошве слоев, содержащих Globotruncanita elevata (Brotz.), Globotruncana arca Cushm., Hedbergella cretacea (Orb.).

Зона Globotruncanita elevata выделена для отложений нижнекампанского подъяруса с Inoceramus daghestanensis и I. azerbaidjanensis. Зональный комплекс состоит из следующих видов: Globotruncanita elevata (Brotz.), Globotruncana arca Cushm., Hedbergella cretacea (Orb.), Plectina convergens Keller, Orbignyna madjalensis Samyschk., O. sacheri (Reuss), Barkerina barkerensis Frizz. et Schwarz, Heterostomella austinana Cushm., Stensioina pommerana (Brotz.). Нижняя граница зоны проводится по появлению Globotruncanita elevata

(Brotz.) и Globotruncana arca Cushm., верхняя — по подошве отложений с Globotruncana morozovae Vass.

Зоны Globotruncana morozovae и Bolivina kalinini выделены для отложений верхнекампанского подъяруса с Pseudoffaster caucasicus и Micraster brangniarti. Зональный комплекс фораминифер представлен следующими видами: Globotruncana morozovae Vass., Bolivina kalinini Vass. et Mjatl., Cibicidoides concavatus (Brotz.), C. voltzianus (Orb.), Ataxophragmium depressum (Parker), A. daghestanensis Samyschk., Orbignyna ovata Hagn., Martinottiella communis (Orb.), Spiropblectammina gaudouiniana (Orb.). Reusella Pseudospinulosa Trodsen. Нижняя граница зоны проводится по появлению Globotruncana morozovae Vass. и Bolivina kalinini Vass. et Mjatl., верхняя — по подошве отложений, содержащих Globotruncanita stüarti (Lappar.) и Bolivina incrassata incrassata Reuss.

Зоны Globotruncanita stüarti и Bolivina incrassata incrassata выделены для отложений нижнемаастрихтского подъяруса с Hauriceras sulcatum. В комплексе фораминифер наиболее характерными представителями являются: Globotruncanita stüarti (Lappar.), Globotruncana conica White, G. contusa (Cushm.), Rugoglobigerina rugosa (Orb.), Stensioina whitei Moroz., Bolivinoides draco (Marss.), Orbignyna sacheri (Reuss), O. ovata Hagn., O. madjalensis Samyschk., Martinottiella communis (Orb.). Нижняя граница зоны проводится по появлению Globotruncanita stüarti (Lappar.) и Bolivina incrassata incrassata, верхняя — по подошве отложений, содержащих Abathomphalus mayaroensis (Bolli), Bolivina incrassata crassa (Vass. et Mjatl.).

Зоны Abathomphalus mayaroensis и Bolivina incrassata crassa выделены для отложений верхнемаастрихтского подъяруса с Pseudoffaster renngarteni и Inoceramus tegulatus. Зональный комплекс фораминифер представлен следующими видами: Abathomphalus mayaroensis (Bolli), Globotruncanita stüarti (Lapp.), Globotruncana contusa (Cushm.), Bolivina incrassata crassa (Vass. et Mjatl.), Cibicidoides spiropunctatus (Hall. et Morr.), C. bembix bembix (Marss.), Bolivina plaitum Carsey., Pseudovalvulineria midwayensis (Plumm.), Plectina quadrangenica (Reuss), Verneuilina triquetra Franke, Stensioina pommerana (Subb.), Nuttalides trümpui (Nutt.), Lamina plana Samyschk., Orbignyna triangulata Samyschk., O. madjalensis Samyschk. Нижняя граница зоны проводится по появлению Abathomphalus mayaroensis (Bolli) и Bolivina incrassata crassa (Vass. et Mjatl.), верхняя — по кровле отложений, содержащих указанный комплекс и по появлению Globorotalia pseudobulloides (Plumm.).

Зона Globorotalia pseudobulloides выделена для отложений эланедатского подъяруса с Cyclaster danicus. Зональный

комплекс фораминифер представлен следующими видами: Globorotalia pseudobulloides (Plumm.), Anomalinoides danicus (Brotz.), Gavelinella pertusa (Marss.), Stensioina caucasica (Subb.), S. whitei Moroz., Spiroplectammina ex gr. carinata (Orb.), Trochamminoides irregularis Whitei, Gaudryina gigantica Subb., Marssonella indentata (Cushm.).

Нижняя граница зоны проводится по появлению вида-индекса, верхняя — Globoconusa daubjergensis (Bronn.), Cibicidoides perlucides (Nutt.).

Зона Globoconusa daubjergensis выделена для отложений, составляющих нижнюю часть верхнедатского подъяруса с Cyclaster gindrei. Комплекс фораминифер, составляющий эту зону, представлен редкими Globoconusa daubjergensis (Bronn.), и многочисленными Subbotina trivialis (Jarv. et Park.), Glomospira charoides Park. et Jones, Bogdanovicziella complanata (Franke), Pullenia quinqueloba (Reuss), P. oktacamerata Moroz., Cibicidoides perlucides (Nutt.), C. lectus (Vass.), C. proprius (Brotz.) и др. В комплексе рассматриваемой зоны могут встречаться виды из нижележащих отложений, выделенных в зону Globorotalia pseudobulloides. Нижняя граница зоны проводится по появлению Globoconusa daubjergensis (Bronn.) и Subbotina trivialis (Jarv. et Park.), верхняя — по подошве отложений, содержащих Subbotina triloculinoides (Plumm.), Coleites crispus Vass., Parella lens (Brotz.).

Зона Subbotina triloculinoides выделена для отложений верхней части верхнедатского подъяруса с Coraster ansaltensis. Зональный комплекс фораминифер представлен следующими видами: многочисленными Subbotina triloculinoides (Plumm.), S. trivialis (Subb.), здесь же могут встречаться виды, пришедшие из нижележащих датских отложений Cibicidoides spiropunctatus (Gall. et Morr.), Coleites crispus Vass., Parella lens (Brotz.), Eponides praemegastomus Mjatl., Spiroplectammina ex gr. carinata (Orb.) и др. Нижняя граница зоны проводится по массовому скоплению Subbotina triloculinoides (Plumm.), верхняя — по появлению Acarinina inconstaus Subb.

Разработанная зональность меловых отложений Дагестана позволяет производить корреляцию схем стратиграфического расчленения по фораминиферам для разнофациальных отложений, удаленных и разобщенных регионов. Большинство выделенных зон в отложениях верхнего мела характеризуется значительной протяженностью. Из них следует отметить следующие зоны: Thalmanninella brotzeni, T. deeckei, Rotalipora cushmani (сеноман), Globotruncana lapparenti (коньяк), G. concavata (сантон), Globotruncana elevata (кампан), Globotruncanita stüarti и Abathomphalus mayaroensis (маастрихт). Индекс-виды, по которым названы зоны с сопровождающим их комплексом, являются как бы контролирующими и важными в прослеживании зон удаленных регионов, что будет способствовать улучшению качества работ при крупномасштабном геологическом картировании.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Бодылевский В. И.* О стратиграфической зоне. Тр. Всес. н.-и. геол. ин-та нов. сер., 1964, вып. 102.
2. *Данбар К., Роджерс Дж.* Основы стратиграфии.— М.: Изд. иност. лит., 1962.
3. *Крымгольц Г. Я.* Зона, лона и другое.— В кн.: Стратиграфическая классификация. Материалы к проблеме.— Л.: Наука, 1980.
4. *Меннер В. В.* Зоны в практике стратиграфических исследований.— Изв. АН СССР, сер. геол., 1980, № 3.
5. *Маслакова Н. И.* Зональная схема верхнего мела Юга СССР по глоботрунканидам и методы ее разработки. — Вопросы микропалеонтологии, 1977, вып. 19.
6. *Раузер-Черноусова Д. М.* О зонах единых и региональных стратиграфических шкал.— Изв. АН СССР, сер. геол., 1967, № 7.
7. *Раузер-Черноусова Д. М.* О местных стратиграфических зонах.— Изв. АН СССР, сер. геол., 1980, № 3.
8. *Степанов Д. Л.* Принципы и методы биостратиграфических исследований. Тр. Всез. нефт. н.-и. геол.-разв. ин-та, 1958, вып. 113.
9. *Тесленко Ю. В.* Основы стратиграфии осадочных образований. Киев.: Наукова думка, АН Укр. ССР, 1976.
10. Arkell W. J. The jurassic System in Great Britain. Oxford, 1933.
11. Arkell W. J. Comments on stratigraphic procedure and terminology. Amer. J. Sci, vol. 254, No. 8, 1956.
12. Hedberg H. L. Chronostratigraphy and biostratigraphy. Geol. Mag. Vol. 102, No. 5, 1965.
13. Miller T. G. The Luxembourg Colloquium. Geol. Mag., vol. 101, 1964.
14. Miller T. G. Time in stratigraphy. Palaeontology, vol. 8, 1965.
15. Oppel A. Die jura — Formation Englands, Frankreichs und des sidwestlichen Deutschlands Stuttgart, 1857—1858.
16. Orbigny A. D. Cours elementaire de palaeontologie stratigraphique, vol. II, Paris, 1852.

Таблица I

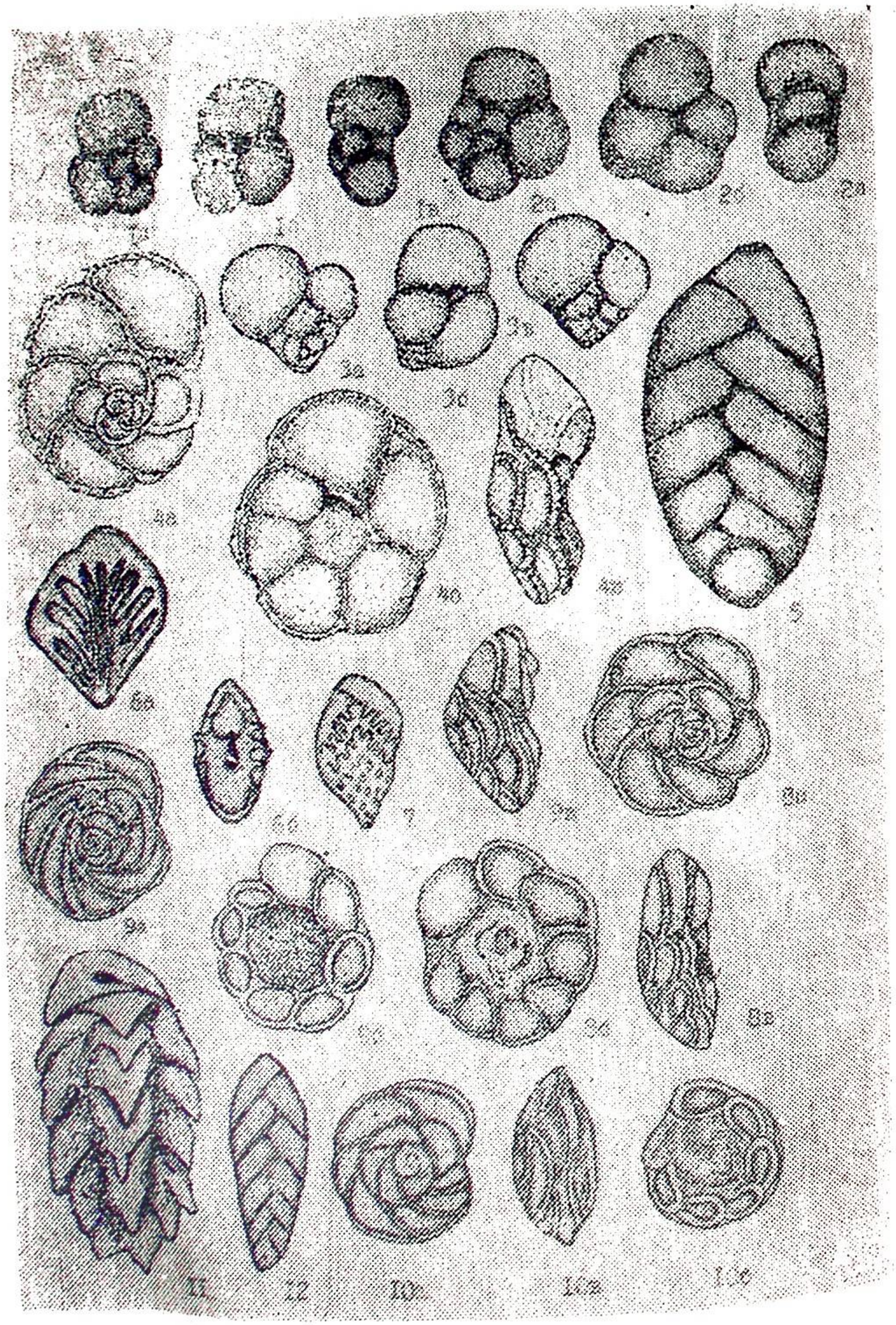


Таблица I.

Фиг. 1. Subbotina varianta (Subbotina).
с. Леваши, датский ярус; х 40.
(а — вид со спинной стороны, б — с брюшной,
в — с периферического края).

Фиг. 2. Globorotalia compressa pseudobulloides Plummer.
с. Апши, датский ярус; х 40.
(а — вид со спинной стороны, б — с брюшной,
в — с периферического края).

Фиг. 3. Globoconusa daubjergensis (Bronniman).
с. Нижний Дженгутай; х 40.
(а и б — вид с боковой стороны, в — со стороны устья).

Фиг. 4. Abathomphalus mayaroensis (Bolli).
с. Ансалта, верхний маастрихт; х 60.
(а — вид со спинной стороны, б — с брюшной,
в — с периферического края).

Фиг. 5. Bolivina incrassata crassa Vass.
р. Кака-Шура, верхний маастрихт; х 60.

Фиг. 6. Bolivinoides draco Marsson.
с. Касумкент, маастрихт; х 60.
(а — вид с боковой стороны, б — со стороны устья).

Фиг. 7. Bolivinoides decoratus (Jones).
с. Касумкент, кампан.

Фиг. 8. Globotruncanita elevata Brotz.
с. Мехельта, нижний кампан; х 60.
(а — вид со спинной стороны, б — с брюшной,
в — с периферического края).

Фиг. 9. Globotruncana subarca Alijulla.
с. Чалда, верхний сантон; х 60.
(а — вид со спинной стороны, б — с брюшной,
в — с периферического края).

Фиг. 10. Globotruncana morozovae Vass.
р. Кака-Шура, кампан верхний, скв. 1, интервал 124,4—129,4.

Фиг. 11. Reusella pseudospinulosa Troelsen.
с. Нижний Дженгутай; верхний кампан; х 40.

Фиг. 12. Bolivina kalinini Vass.
с. Касумкент, верхний кампан; х 40.

Заказ 189

Таблица II

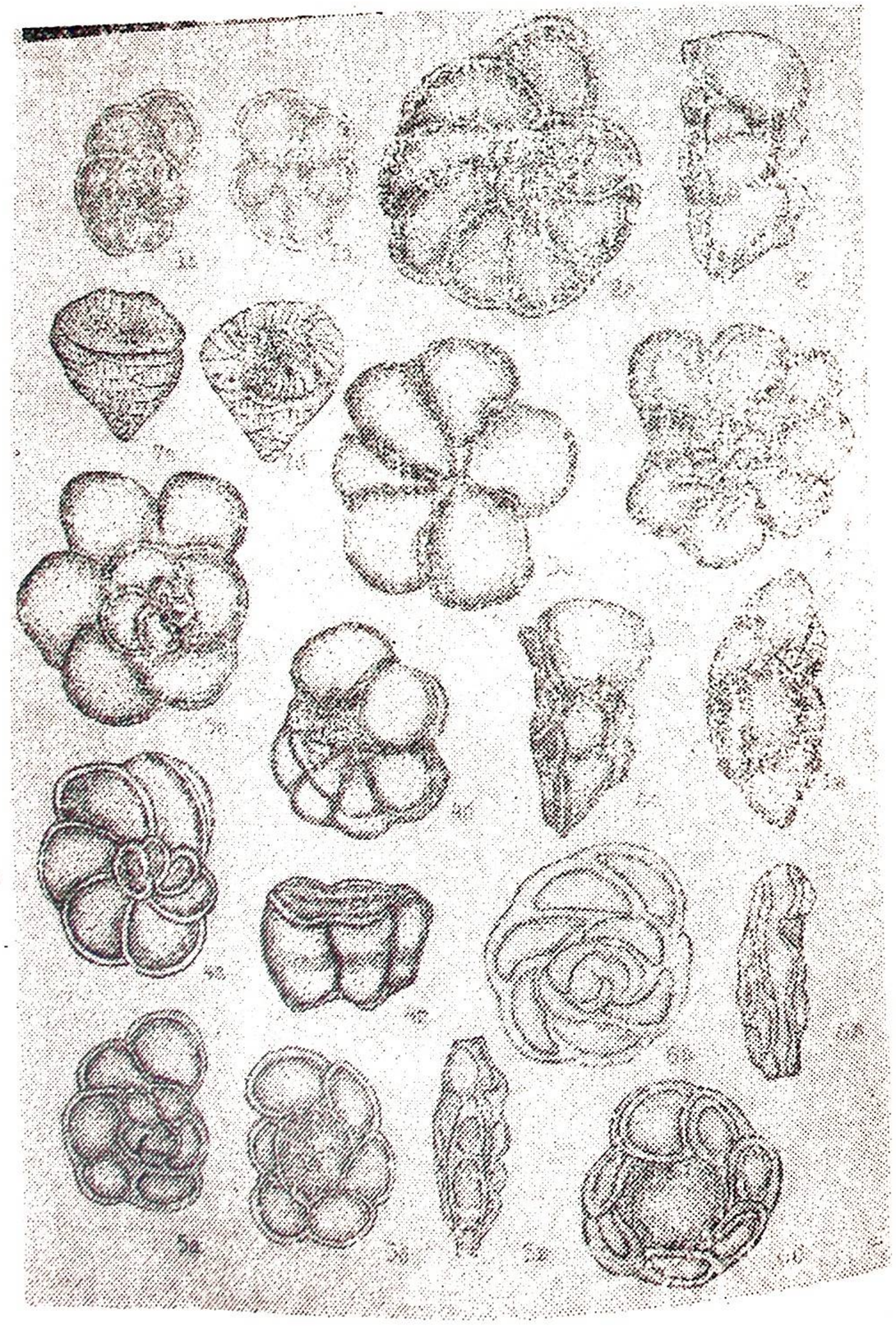


Таблица II.

Фиг. 1. Thalmanninella appenninica (Renz.).
с. Леваши, нижний сеноман; х 40.
(а — вид со спинной стороны, б — с брюшной).

Фиг. 2. Thalmanninella deeckei (Franke).
с. Бурдеки, сеноман; х 60.
(а — вид со спинной стороны, б — с брюшной, в — с периферического края).

Фиг. 3. Rotalipora cushmani (Morrow).
с. Чалда, верхний сеноман: х 60.
(а — вид со спинной стороны, б — с брюшной, в — с периферического края).

Фиг. 4. Rotalipora reicheli Mornod.
с. Ансалта; нижний турон; х 60.
(а — вид со спинной стороны, б — с брюшной, в — с периферического края).

Фиг. 5. Globotruncana tricarinata Quer.
с. Чалда, верхний коньяк; х 60.
(а — вид со спинной стороны, б — с брюшной, в — с периферического края).

Фиг. 6. Globotruncana linneiana Orbigny.
с. Маджалис, коньяк; х 40.
(а — вид со спинной стороны, б — с брюшной, в — с периферического края).

Фиг. 7. Pseudotextularia cretosa Cushman.
с. Бурдеки, сеноман; х 40.

Таблица III

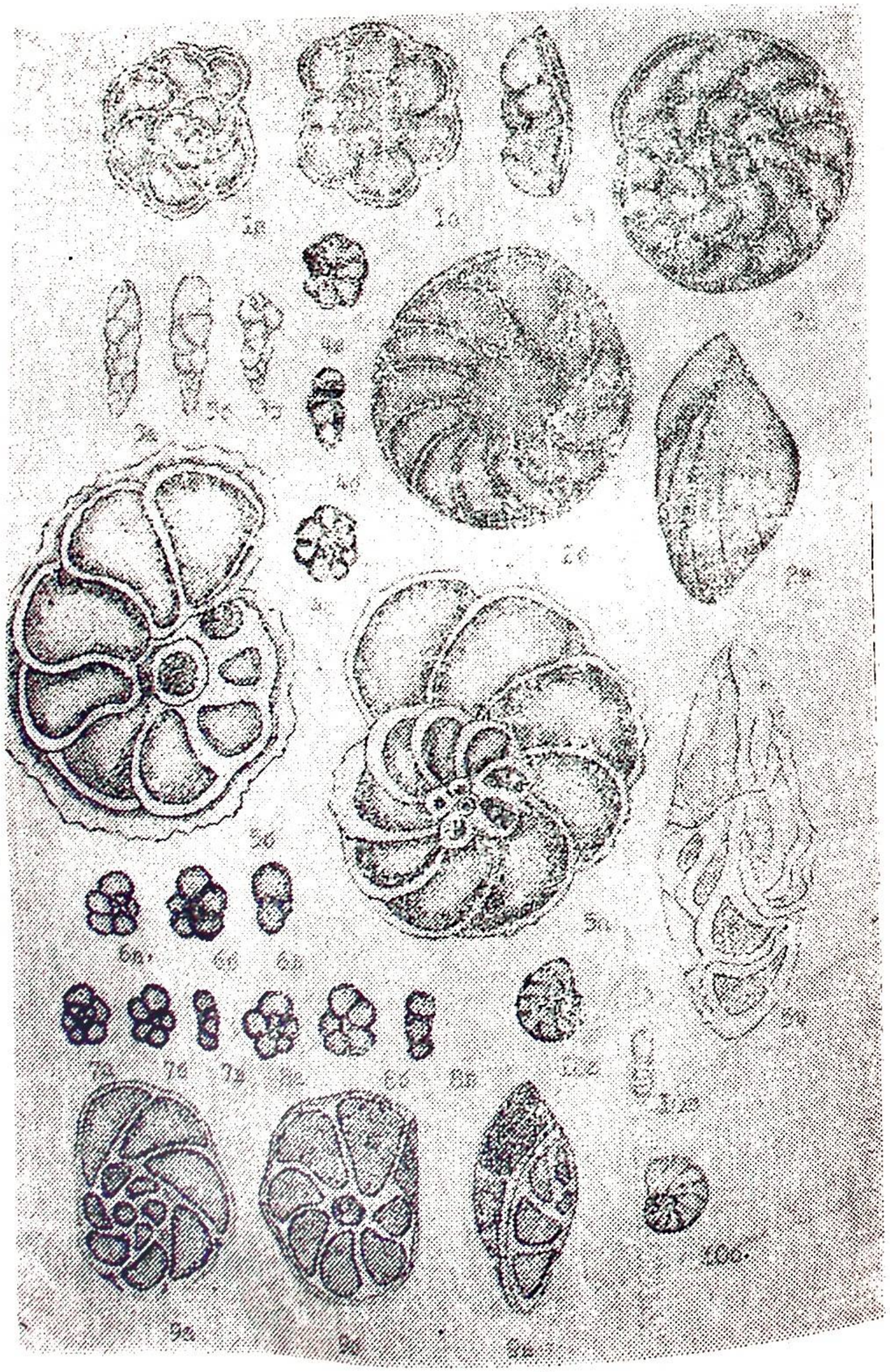


Таблица III.

Фиг. 1. Globotruncana concavata (Brotz.).
с. Нижний Дженгутай, нижний сантон; х 60.
(а — вид со спинной стороны, б — с брюшной,
в — с периферического края).

Фиг. 2. Cibicidoides orcinus (Vass.).
с. Нижний Дженгутай, верхний кампан; х 40.
(а — вид со спинной стороны, б — с брюшной,
в — с периферического края).

Фиг. 3. Neobulimina spicata Bukal.
с. Акуша, верхний альб; х 60.

Фиг. 4. Hedbergella trocoidea (Gandolfi).
с .Аликент, нижний альб; х 40.
(а — вид со спинной стороны, б — с брюшной,
в — с периферического края).

Фиг. 5. Brotzenia spinulifera (Reuss).
с .Аликент, нижний альб; х 40.
(а — вид со спинной стороны, б — с брюшной,
в — с периферического края).

Фиг. 6, 7, 8. Hedbergella aptica (Agalarova).
с. Леваши, нижний апт; х 40.
(а — вид со спинной стороны, б — с брюшной,
в — с периферического края).

Фиг. 9. Brotzenia rosacea Samyschkina.
с. Леваши, нижний апт; х 40.
(а — вид со спинной стороны, б — с брюшной,
в — с периферического края).

Фиг. 10. Gavelinella infracomplanata Mjatl.
р. Цмурчай, нижний апт; х 40.
(а — вид со спинной стороны, б — с брюшной,
в — с периферического края).

Таблица IV



Таблица IV.

Фиг. 1. Tritaxia pyramidata Reuss.
с. Аликент, нижний апт; х 40.
(а и б вид с боковой стороны, в — со стороны устья).
Фиг. 2. Hoeglundina daghestanensis Samyschkina.
с. Хучни, баррем; х 40.
(а — вид со спинной стороны, б — с брюшной,
в — с периферического края).
Фиг. 3. Hoeglundina chapmani (ten Dam).
Нефтеразведочная площадь, Перекрестная, скв. 3,
интервал 3424—3428, нижний апт; х 40.
(а — вид со спинной стороны, б — с брюшной,
в — с периферического края).
Фиг. 4. Vaginulinopsis parallela (Reuss).
с. Аликент, готерив; х 60.
(а — вид с боковой стороны, б — с брюшной).
Фиг. 5. Citharina postcristellarioides (Samyschkina.).
с. Аликент, готерив; х 60.
(а — вид с боковой стороны, б — с брюшной, в — со спинной).
Фиг. 6, 7. Saracenaria samurdiwidjinica barremica Samyschkina.
с. Аликент, баррем; х 60.
(а — вид с боковой стороны, б — с брюшной).
Фиг. 8, 9. Citharina duestensis Bartenst. et Brand..
с. Касумкент, готерив; х 40.
(а — вид с боковой стороны, б — с брюшной).
Фиг. 10. Trocholina burlini Gorbatchik.
с. Ботлих, валанжин; х 40.
(а — вид со спинной стороны).
Фиг. 11. Trocholina molesta Gorbatchik.
с. Ботлих, валанжин; х 40.

А. М. Магомедов, У. Т. Темирбекова,
Н. А. Киласханова

К ИЗУЧЕНИЮ ФОРАМИНИФЕР КЕЛЛОВЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНОГО ДАГЕСТАНА

Отложения верхней юры широко распространены в Дагестане, они прослеживаются в виде узкой полосы, окаймляющей западную часть Известнякового Дагестана и вскрыты большим числом скважин на разведочных площадях. Верхняя часть этих отложений представлена карбонатными породами — оксфорд-титона, нижняя — терригенными-келловея. Возраст нижней части датируется более точно редкими находками макрофауны как нижний, средний и верхний подъярусы келловея. Только в одном разрезе у с. Голотль Т. А. Ломинадзе и А. С. Сахаров (1969) выделили местные зоны в среднем и верхнем келловее, соответствующие региональным зонам стратиграфической шкалы (Н. В. Безносов, 1973). Изучение стратиграфии и фауны этих отложений представляет практический интерес, в связи с их нефтегазоносностью. Так, в Предгорном Дагестане на площади Шамхал-Булак установлена газовая залежь, приуроченная, в основном, к верхнеюрским отложениям. Расчленение этой толщи затруднялось отсутствием палеонтологических данных. Однако проведенное сопоставление с естественными разрезами Горного Дагестана позволило провести поярусное их расчленение[1]. В этой связи изучение фораминифер из естественных обнажений Центрального Дагестана представляет несомненный интерес.

Фораминиферы верхней юры Дагестана еще изучены сравнительно слабо. Первые исследования проводились Е. А. Гофман, результаты которых приведены в работах И. А. Конюхова (1959). Сведения о распространении фораминифер в верхней юре бассейна р. Андийское Койсу содержатся у С. Ф. Макарьевой (1971). Ею выделены слои с

[1] См. статью настоящего сборника *Ш. Д. Зангиева* и др. «Геолого-геохимическая характеристика верхнеюрских и нижненеокомских отложений месторождения Шамхал-Булак».

rvoides ventosus в нижнем келловее и приведены виды, ченные в среднем—верхнем келловее. Отдельные данные ставе фораминифер в разрезах Центрального Дагестана ются у Н. В. Безносова (1973).

Проведенное нами детальное изучение фораминифер в резах Центрального Дагестана (с. Цудахар, Гуниб, Кераканы, Голотль) с частым отбором образцов (через позволило выделить в отложениях келловея комплексы, актерные для нижнего, среднего и верхнего подъярусов. Нижнекелловейские отложения представлены в основном каниками красновато-бурыми, ожелезненными, крепкими, но известковистыми, в основании которых залегает нгломерат. Мощность их изменяется в пределах от 1 до м (Цудахар — 2,5 м, Гуниб, Кегер — 1 м, Араканы — м, Голотль — 8 м). В песчаниках встречаются макрофаунистические остатки плохой сохранности — морские ежи, хиноподы, аммониты, подтверждающие по данным Г. А. Ломовой (1975) раннекелловейский возраст этих отложений. ченные здесь фораминиферы немногочислены, наибохарактерными являются: Ophthalmidium antonovae Mak., nticulina polonica (Wisn.), L. enodata Mak., Textularia assica Gümb.

Отложения среднего келловея имеют выдержанный литический состав и однотипное строение во всех изученных резах. Это голубовато-серые, известковистые алевролиты, ержащие частые, линейно расположенные, глинисто-изтковые, конкрециевидные включения более светлой окраи. Среднекелловейский возраст этой толщи подтверждается ходками аммонитов — Erymnoceras coronatum Brug., Kosceras jason Rein, Reineckia anceps Rein, (Г. А. Логинова, 5). Мощность среднего келловея в разрезе у с. Цудахар стигает 18 м, у с. Гуниб, Кегер — 6 м, Араканы — 23 м, отль — 25 м. Комплекс фораминифер здесь богаче и разобразнее, чем в нижележащих отложениях. Анализ видо- состава показывает, что характерными для среднего ловея являются: Marssonella doneziana (Dain), Sigmoilina ata (Ant.), S. miliolinіforme (Paalz.), Lenticulina uhligi isn.), L. polonica (Wisn.), Planularia tricarinella (Reuss), colligata (Bruckm.), Conicospirillina edita Ant., Ceratolackina tjeplovkaensis (Dain), Ammodiscus colchicus Thod., rillina eichbergensis (Kübl. et Zw.).

Отложения среднего келловея в изученных разрезах перекрываются алевролитами голубовато-серыми, неравномерожелезненными, в разной степени известковистыми. В них сто встречаются обломки пелеципод, аммониты, подтверждающие позднекелловейский возраст этих отложений. Здесь речены — Pelthoceras athleta Phill., Kosmoceras proniae

Teiss., K. ornatum Schloth. (Г. А. Логинова, 1975) и др. Мощность этих слоев колеблется в пределах от 0,25 м до 5 м. Цудахар — 5 м, Араканы — 2 м, Гуниб — 0,25 м, Кегер — 4 м). Фораминиферы редки и встречены не во всех разрезах. Наиболее характерными являются: Lenticulina tumida Mjatl., L. caspiensis Hab., L. argonauta Kop., L. catascopium (Mit.).

Анализ вертикального распределения фораминифер показывает, что полнее всего охарактеризован среднекелловейский подъярус, комплесы нижнего и верхнего келловея значительно беднее. Встреченные виды широко известны в районах Северного Кавказа, Днепровско-Донецкой впадины, Белоруссии, Польши и характерны для келловейского яруса.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Безносов Н. В.* и др. Объяснительная записка к стратиграфической схеме юрских отложений Северного Кавказа. — М.: Недра, 1973.
2. *Конюхов И. А.* Литолого-фациальные изменения верхнеюрских отложений Северного Кавказа. — Научн. докл. Высшей школы. Геолого-геогр. науки, 1959, № 1.
3. *Логинова Г. А.* Нижне-среднекелловейские отложения горного Дагестана. Вест. МГУ, сер. геол., 1975, № 6.
4. *Ломинадзе Т. А., Сахаров А. С.* Типовой разрез среднекелловейских отложений Горного Дагестана. — Сообщ. АН Гр.ССР, 1979, с. 56.
5. *Макарьева С. Ф.* Фораминиферы юрских отложений Северо-Восточного Кавказа и их стратиграфическое значение. — Тр. СевкавНИПИнефть, 1971, вып. 16.

З. И. Преснякова, К. В. Каминская

ПАЛИНОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОЛЕНЕКСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕГО ТРИАСА ПРИКУМСКОЙ ОБЛАСТИ ДАГЕСТАНА

Нижнетриасовые слои трансгрессивно залегают на подстилающих отложениях со стратиграфическим и угловым несогласием перми и карбона и перекрываются породами среднего триаса на Востоке и нижней и средней юры на западе (Сухокумский район) (Мирзоев Д. А. — 1977). Максимальная их мощность на Русском хуторе (скв. 91) составляет 250 м, на Мартовской площади — 500 м, на юго-западе (Эмировская, Агасиевская, Леваневская) они отсутствуют. Представлены отложения нижнего триаса мелкозернистыми и пелитоморфными доломитизированными известняками, доломитами и мергелями с прослоями битуминозных аргиллитов. Аргиллиты тёмно-серые, с примесью алевролитового карбонатного материала, с углефицированными и пиритизированными растительными остатками. Известняки серого тёмно-серого цвета, обычно глинистые, плотные (Шарафутдинов и др., 1978).

Спорово-пыльцевой комплекс, извлечённый на площадях: Тумухская скв. 2 (интервал 4766—4776 м), Юбилейная скв. 11 (интервал 4475—4485), скв. 15 (интервал 4436—4445 м), скв. 16 (интервал 4481—4489 м) и скв. 18 (интервал 4451—4456 м) характеризуется преобладанием пыльцы голосеменных растений (75—93%) над спорами папоротникообразных. Доминантом является пыльца Cycadopites (64,5—74%), в скв. 16 и 18 Юбилейной площади содержание её несколько уменьшается. Из хвойных встречены: Alisporites limbatus Venk., A. sp., Platysaccus leschikii Hart., Scopulisporites toralis Leschik, Sulcatisporites reticulatus Madler. Из стриатных форм отмечены: Striatosaccus aytugii Visscher, Taeniaesporites cf. hexagonalis Jans. В незначительном количестве обнаружены Asonaletes. Из спор определены: Leiotriletes sp., Punctatisporites triassicus Schulz., P. sp., Aratrisporites scabratus Klaus, Cycloverrutriletes presselensis Schulz., Densoisporites nejburgii (Schulz) Balme, Verrucosisporites.

Комплекс обеднён в систематическом составе и состоит, в основном, из пыльцы Cycadopites, хвойных с воздушными мешками и спор Punctatisporites, Densoisporites, Verrucosisporites (табл. 1).

Данный комплекс имеет сходство с таковыми Западного Кавказа (Ярошенко, 1978), Восточного Предкавказья и Южного Мангышлака (Цатурова.., 1977), Хобдинской опорной скважины (Прикаспийская впадина) (Поземова, Петросьянц, 1971), Центральной части Прикаспийской впадины (Богачева, 1969), Актюбинского Приуралья (Копытова, 1963) и др. Сходство сводится к значительному содержанию пыльцы Cycadopites, присутствии Disaccites, хвойных с двумя воздушными мешками с ребристой структурой тела.

Аналогия проводится с комплексом Западного Кавказа по содержанию большого количества пыльцы Cycadopites совместно со спорами Densoisporites nejburgii (Schulz) Balme.

Наш комплекс сопоставим с нижнетриасовым (оленекским) Восточного Предкавказья и Южного Мангышлака по наличию Cycadopites, двухмешковых хвойных и спор Punctatisporites и Verrucosisporites. Оленекский возраст Восточного Предкавказья и Южного Мангышлака обоснован находками аммонитов (Цатурова и др., 1977).

В спорово-пыльцевых комплексах Прикаспийской впадины и Актюбинского Приуралья основную часть составляет пыльца Cycadopites, в меньшем количестве хвойные Disaccites. Присутствуют striatные формы. В центральной части Прикаспийской впадины (Богачёва, 1969) из пыльцы голосеменных преобладает Azonaletes-Asaccites, двухмешковая встречена незначительно.

Общность видового состава нашего спорово-пыльцевого комплекса с описанными комплексами оленекских отложений нижнего триаса Западного Кавказа, Восточного Предкавказья, Мангышлака, Прикаспийской впадины, Актюбинского Приуралья указывает на одновозрастность микрофлор сравниваемых регионов. Кроме того, оленекский возраст обосновывается находками аммоноидей, двустворок, цератит и другими фаунистическими данными, определенными на других площадях Прикумской области Дагестана. Так, на площади Северный Кочубей скв. 2 интервал 5182—5189 м Гофман Е. А. обнаружена Glomospira irregulariformis Ef., характерная для оленекских отложений, на Дахадаевской площади скв. 9 интервалы 4625—4630 м, 4780—4785 м Ефимовой Н. А. определены Dentalina luperti Efimova, D. splendida Schleifer, Nodosaria cf. orbicamerata Ef., N. cf. hoi (Trifonova) и др. (Самышкина и др. 1977).

Проведенные нами палинологические определения оле-

Состав миоспор оленекских отложений нижнего триаса в разрезах скважин Прикумской области Дагестана

Миоспоры (в %%)	Скважины				
	Кумухская 4766—4776 м	Юбил.-11 4475—4485 м	Юбил.-15 4436—4445 м	Юбил.-16 4481—4489 м	Юбил.-18 4451—4456 м
1	2	3	4	5	6
Споры	7	25	10	24	43
Leiotriletes sp.	2	5	0,5	2	1
Punctatisporites triassicus Schulz	—	2	1	—	—
P. sp.	—	—	1	3	6,5
Cycloverrutriletes presselensis Schulz	—	14	—	11	12
C. sp.	—	0,5	—	1	12
Verrucosisporites sp.	—	0,5	—	1	—
Cyclotriletes sp.	—	1,5	—	—	—
Spinotriletes echinoides Mädler	—	—	—	—	2
Densoisporites nejburgii (Schulz) Balme	1	—	2,5	2	1,5

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6
Aratrisporites scabratus Klaus	3	—	0,5	—	—
Неопределенные	1	0,5	—	—	—
Пыльца	93	75	90	76	57
Alisporites cymbatus Venk	—	—	—	3	2
A. grauvogelii Klaus	—	—	—	2	0,5
A. sp.	6	1	—	—	—
Platysaccus leschikii Hart	2	—	—	2,5	0,5
P. sp.	—	—	—	—	0,5
Scopulisporites toralis Leschik	5	—	4,5	2,5	1
Sulcatisporites reticulatus Mädler	1	—	—	2,5	—
Striatosaccus aytugii Visscher	—	—	—	1	—
Taeniaesporites cf. hexagonalis Jans	5	1,5	0,5	12	0,5
T. sp.	—	—	—	3	—
Cycadopites	69	64	74,5	21	42
Azonaletes	2	5	4	1	—
Disaccites	—	0,5	—	8	2,5
Неопределенные	1	2	—	6	1,5

ских отложений нижнего триаса согласуются с другими
зонтологическими находками и корреляцией электрока-
ажных диаграмм скважин.

ЛИТЕРАТУРА

Бочачева М. И. Спорово-пыльцевые комплексы триасовых отложений Центральной части Прикаспийской впадины и их стратиграфическое значение. — Тр. МИНХ и ГП им. И. М. Губкина Пермотриас Русской платформы в связи с его газоносностью, 1969, вып. 83, М.

Мирзоев Д. А., Бениаминов И. Б., Джапаридзе Л. И. Основные черты строения и мезозойской истории геологического развития Равнинного Дагестана. — В сб.: «Новые данные по геологии и нефтегазоносности Дагестана». Тр. ИГ ДагФАН СССР, 1977, вып. 1(10).

Поземова С. С., Петросьянц М. А. Спорово-пыльцевые комплексы мезозойских отложений Хобдинской опорной скважины (Прикаспийская впадина). В кн.: Палинология и стратиграфия палеозоя, мезозоя и палеогена европейской части СССР и Средней Азии». — Тр. ВНИГНИ, М., 1971, вып. 106.

Самышкина К. Г., Шарафутдинов Ф. Г., Гусейнова Ж. К. К вопросу стратиграфического расчленения пермских и триасовых отложений Равнинного Дагестана. — Тр. ИГ ДагФАН СССР, 1977, вып. 13.

Шогурова А. А., Виноградова К. В., Арцышевич М. Е. К методике палинологических исследований нижнетриасовых отложений Восточного Предкавказья и Южного Мангышлака. В кн.: Вопросы биостратиграфии и палеографии нефтегазоносных областей СССР. — М.: Наука, 1977.

Шарафутдинов Ф. Г., Мирзоев Д. А., Гасангусейнов Г. Г. и др. Геология и нефтегазоносность доюрских образований Восточного Предкавказья. — Тр. ИГ ДагФАН СССР, 1978, вып. 2(16).

К. А. Сабанаев, В. И. Ягибеков,
Б. М. Сейтиев

НЕКОТОРЫЕ ИТОГИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ АВПД НА ПЛОЩАДЯХ ПРЕДГОРНОГО ДАГЕСТАНА

В настоящее время освоение перспективных нефтегазоносных толщ в Предгорном Дагестане связано с большими глубинами, на что указывают геологические предпосылки, определяющие формирование и сохранение залежей нефти и газа. Нефтегазоносность в пределах этого региона установлена в широком стратиграфическом диапазоне от миоцена до верхней юры включительно. В разрезах скважин, вскрывающих эти отложения, встречаются пласты и комплексы с аномально высокими пластовыми и поровыми давлениями. Нередко вскрытие зон высоких гидродинамических аномалий приводит к тяжелым осложнениям.

В Дагестанской АССР изучению аномально высоких давлений до недавнего времени не уделялось должного внимания. Существующие методики оценки давлений не находили практического применения в работах наших исследователей, поэтому регулирование плотностей буровых растворов осуществлялось на основе обобщения опыта проводки большого числа скважин, пробуренных в республике. Однако неравномерное их расположение по региону часто приводило к ошибочным выводам.

Наиболее сложными с точки зрения проявления аномально высоких давлений на площадях Предгорного Дагестана являются майкопские отложения, сложенные мощной толщей глин с редкими и тонкими прослоями (менее одного метра) сильно глинистых, практически непроницаемых алевролитов. Эти прослои не прослеживаются на значительные расстояния и представляют собой запечатанные в глинах линзообразные пропластки. Как правило, вследствие плохой проницаемости, бурение интервалов их залегания осуществляется на таких же плотностях глинистого раствора, что и вмещающих глин. Между тем, на некоторых площадях (Махачкала, Тарки и др.) проницаемость этих пропластков улучшается и часто при бурении интервалов их залегания наблюдаются газопро-

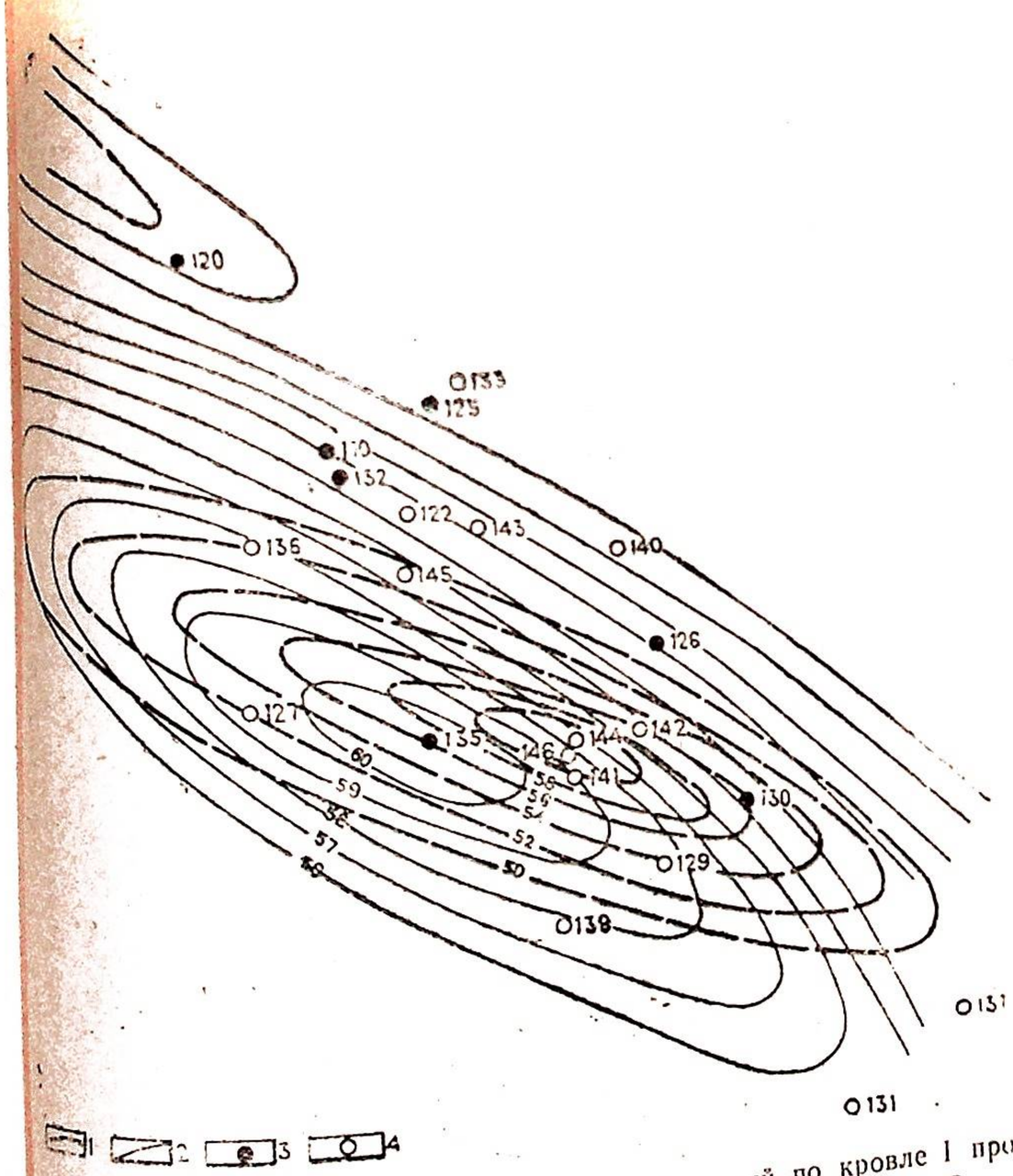


Рис. 1. Схематическая карта равных поровых давлений по кровле I продуктивного интервала нижнемайкопских отложений площади Ачи-Су.
1. Линии равных поровых давлений, определённых расчетным путём, исходя из плотности глинистого раствора и падения уровня при поглощениях (МПА). 2. Линии равных поровых давлений, определенных по методу Б. Л. Александрова. 3. Скважины, по которым определены поровые давления. 4. Скважины, пробуренные на площади.

явления или поглощения промывочной жидкости. Осложнения ствола скважин в зонах проявления АВПД порой имели настолько тяжелый характер, что большое число скважин было ликвидировано по техническим причинам с забоями в майкопских отложениях.

Вполне очевидно, что правильный прогноз АВПД позволит не только успешно осуществлять бурение в зонах высоких давлений, но также, что не менее важно, совмещать разрезы с равными градиентами давлений, и, как следствие,

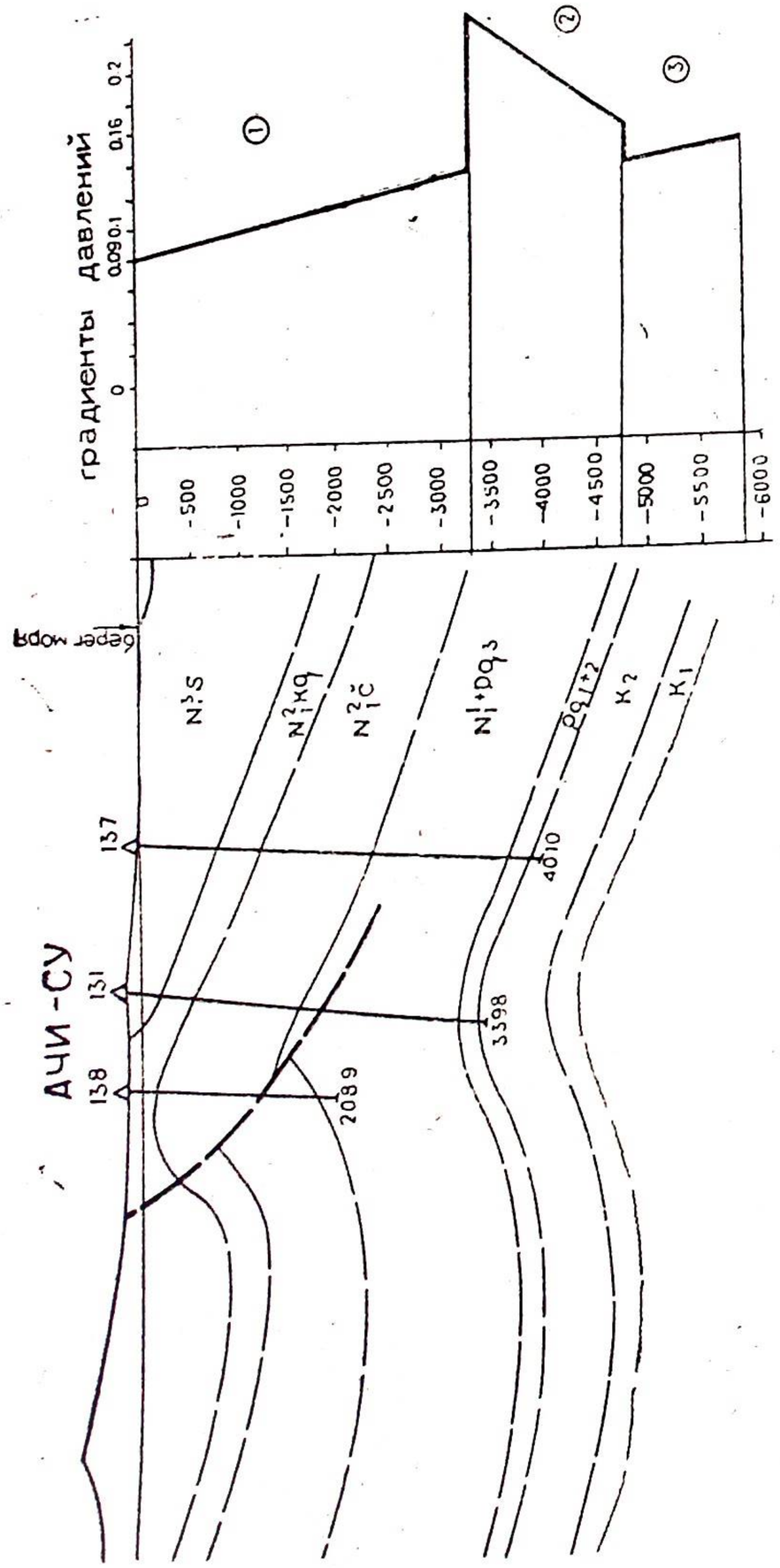


Рис. 2. Распределение градиентов давлений по профильному разрезу площади Ачи-Су.
1. Зоны распределения давлений. 2. Граница размыва. 3. Разрывные нарушения. 4. Границы горизонтов по результатам глубокого бурения. 5. Предполагаемые границы горизонтов.

более обоснованно подходить к вопросам выбора конструкций скважин.

Для оценки давлений в разрезах скважин на площадях Предгорного Дагестана применена методика, разработанная в СКТБ ПГ для разведочных площадей и месторождений Чечено-Ингушской АССР (Б. Л. Александров, 1973). Как известно, она основана на данных промыслово-геофизических исследований. Для проверки достоверности полученных результатов использованы расчеты давлений на базе плотности бурового раствора и глубины падения уровня при поглощениях по пробуренным скважинам.

На карте равных поровых давлений по кровле 1-го поглощающего горизонта в отложениях нижнего майкопа месторождения Ачи-Су (рис. 1), отражены результаты определения давлений по двум вышеназванным методам. Как видно, данные определения давлений хорошо сопоставимы, что говорит о приемлемости для практического применения использованных методов.

В настоящее время на площадях Предгорного Дагестана имеется значительное количество определений поровых давлений по всем стратиграфическим подразделениям. На основе анализа этих данных сделана попытка выделения в разрезах скважин зон с близкими значениями градиентов давлений.

Зона I (рис. 2) включает карагано-чокракские и нижнесарматские отложения и представлена чередованием песчаников, глин и мергелей, градиенты пластовых давлений в них определяются напором инфильтрационных вод и составляют 0,09—0,13 кгс. см²/м. Зона II сложена глинистой и алевролито-глинистой толщей пород майкопских (олигоцен-нижний миоцен) отложений, градиенты давлений достигают 0,16—0,23 кгс. см²/м. Зона III включает трещиноватые карбонатные породы верхнего мела и палеоцен-эоцена, для которой характерны градиенты давлений 0,14—0,15 кгс. см²/м.

Проведенная работа по выделению зон с близкими значениями градиентов поровых давлений позволила рекомендовать в скважинах Ачи-Су 144 и Алмало 1 бурение верхне- и нижнемайкопских отложений на растворе одинаковой плотности. Эти отложения были успешно пройдены и обсажены соответствующими промежуточными колоннами. Такие же рекомендации приняты при разработке конструкций для скважин Димитровского газового месторождения.

Г. М. Гайдаров

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПОТЕНЦИАЛЫ НЕФТЯНЫХ И ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для расчета тепловой энергии $Q_н$, извлекаемой из объема нефтенасыщенной породы основанием 1 м² и высотой 1 м, нами получена формула:

$$Q_н = 10^7 \, K H_н \text{ [ккал]} \qquad (1)$$

K — коэффициент, характеризующий долю извлекаемого объема нефти по отношению к 1 м³ породы;

$H_н$ — мощность нефтяного пласта, м.

Величина теплоэнергетического потенциала такого же объема (1 м³) горной породы определяется по формулам:

$$Q_{тв} = 550 \, (\Gamma L - 40) \, H_т \qquad t \leqslant 100^\circ C \qquad (2)$$

$$Q_{тп} = 275 \, (\Gamma L + 20) \, H_т \qquad t > 100^\circ C \qquad (3)$$

где: $Q_{тв}$ и $Q_{тп}$ — теплоэнергетические потенциалы при использовании энергии, соответственно горячей воды и пара в ккал.;

Г — геотермический градиент, 1/°С;

L — глубина залегания геотермального пласта, м;

$H_т$ — мощность геотермального пласта, м;

t — температура воды на выходе из скважины, °С.

Пользуясь соотношениями (1), (2) и (3) можно решить некоторые задачи, позволяющие сравнить эффективность капитальных затрат на разведку и освоение нефтяных и геотермальных площадей при условии принятия в качестве критерия только количество энергии.

Задача 1. Определить глубины, на которых теплоэнергетические потенциалы нефтяного и термального месторождения, эквивалентных по объему, становятся равными.

Решая совместно уравнения (1), (2) и (3) при условии $H_т = H_н$, и $Q_т = Q_н$, имеем:

$$L_{вэ} = \frac{1}{\Gamma} (18180 \, K + 40) \text{ для } t \leqslant 100^\circ C \qquad (4)$$

$$L_{пэ} = \frac{1}{\Gamma} (36360 \, K - 20) \text{ для } t > 100^\circ C \qquad (5)$$

где $L_{вэ}$, $L_{пэ}$ — эквивалентные глубины соответственно учета и с учетом пара.

Для получения конкретных результатов оценим величи- K.

В случае терригенных коллекторов, представленных песча- ами, рассмотрим три группы месторождений: а) с наибо- благоприятными коллекторскими свойствами (m=0,2; =0,8; K_2=0,8 и K_3=0,45), в) с средними коллекторскими йствами (m=0,2; K_1=0,5; K_2=0,8; K_3=0,35) и с) низкими ллекторскими свойствами (m=0,15; K_1=0,3; K_2=0,7; =0,25). m, K_1, K_2, K_3 — соответственно коэффициенты ристости, охвата, нефтенасыщенности и нефтеотдачи пласта. В таком случае для каждого из этих групп месторождений лучим следующие значения коэффициента $K = mK_1K_2K_3$:

$$K_а = 0{,}0576; \; K_в = 0{,}028; \; K_с = 0{,}008.$$

Для случая трещинных коллекторов среднее значение остного объема по литературным данным составляет 55 /2/. С учетом коэффициента нефтенасыщенности и нефдачи, для трех таких же групп месторождений, представных трещиноватыми коллекторами, значения коэффициен- K можно принять:

$$K'_с = 0{,}005; \; K'_в = 0{,}002; K'_с = 0{,}0015.$$

На рис. 1 представлены зависимости эквивалентных глуот коэффициента K, рассчитанные по формулам (4) и (5) разных значений геотермического градиента Г. Из графиследует, что величины $L_э$, на которых эквивалентны плоэнергетические потенциалы нефтяных и геотермальных сторождений при их одинаковых объемах, тем меньше, чем ше емкостные и нефтеотдающие свойства коллектора и чем ше геотермический градиент месторождения. Наибольшее имущество геотермальных месторождений наблюдается лучае трещиноватых коллекторов. В этом случае низкие чения коэффициента K, характеризующего емкостные йства коллектора, обуславливает сравнительно небольшие чения $L_э$ и все три группы месторождений, уже на глуих 2000÷4600 м при градиенте Г=0,035°С/м, уступают по му теплоэнергетическому потенциалу геотермальным сторождениям. Из этого следует небезинтересный вывод

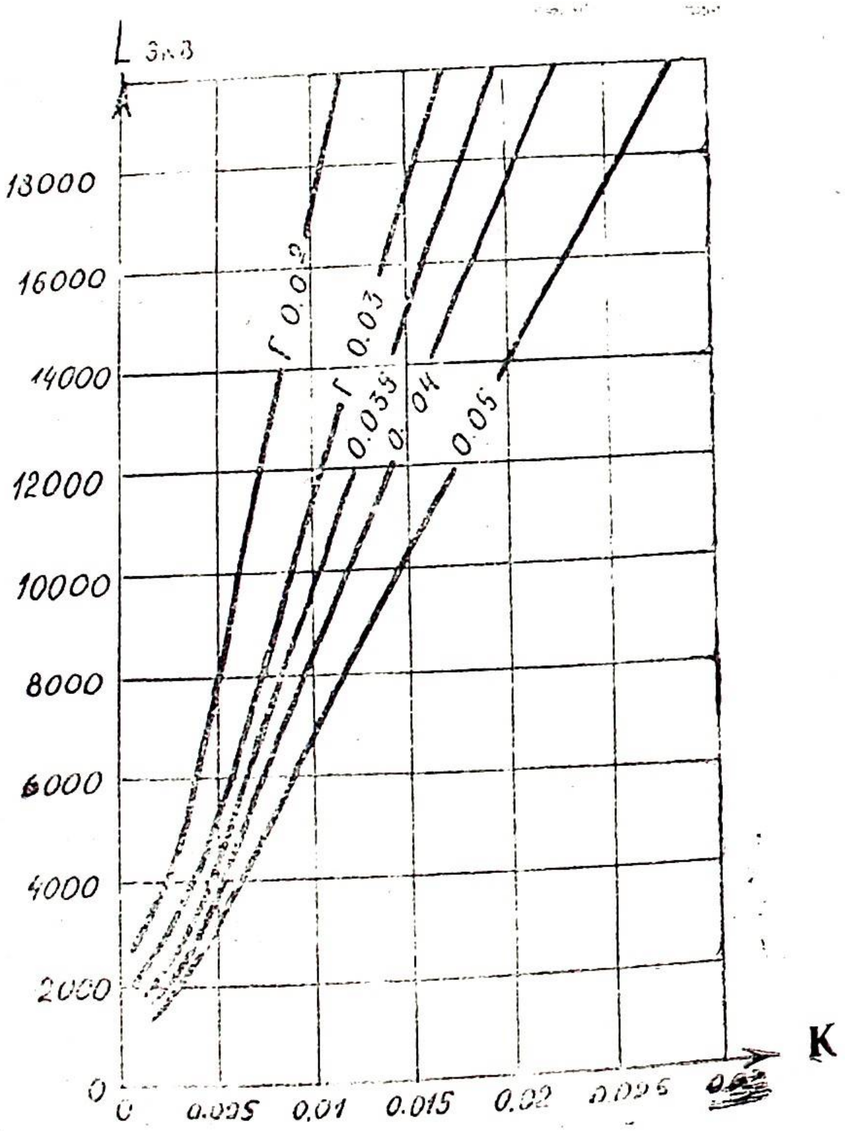


Рис. 1.
Зависимость эквивалентных глубин $L_{эк}$ от коллекторских свойств пластов

о том, что в случае разведки на трещиноватые комплексы на глубинах более 2000÷4600 м (в зависимости от емкостно-коллекторских свойств) выгоднее, в чисто энергетическом отношении, открывать геотермальные месторождения чем нефтяные.

Несколько иначе обстоит дело с терригенными коллекторами. В этом случае даже при худших коллекторских свойствах, до глубины 5300 м (при Г=0,035°С/м) выгоднее открывать нефтяные месторождения, на глубинах более 5300 м

уже выгоднее открытие геотермальных месторождений. В случае групп a и b геотермальные месторождения не могут конкурировать с нефтяными на глубинах менее чем 15 км.

Задача 2. Каковы соотношения теплоэнергетических потенциалов равновеликих по объему геотермальных и нефтяных месторождений на разных глубинах. Ограничимся случаем с использованием пара (7).

Решая совместно (1) и (3) при условии $H_н = H_т$, получаем:

$$\frac{Q_т}{Q_н} = 2{,}75 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{1}{K} (\Gamma L + 20) \qquad (6)$$

Графики уравнения (6) приводятся на рис. 2 и 3. В соответствии с этими графиками отношения теплоэнергетических потенциалов $Q_т / Q_н$ возрастают линейно в зависимости от глубины. Наибольшие значения $Q_т / Q_н$ наблюдаются для трещинных коллекторов, где для глубин 6÷7 км они дости-

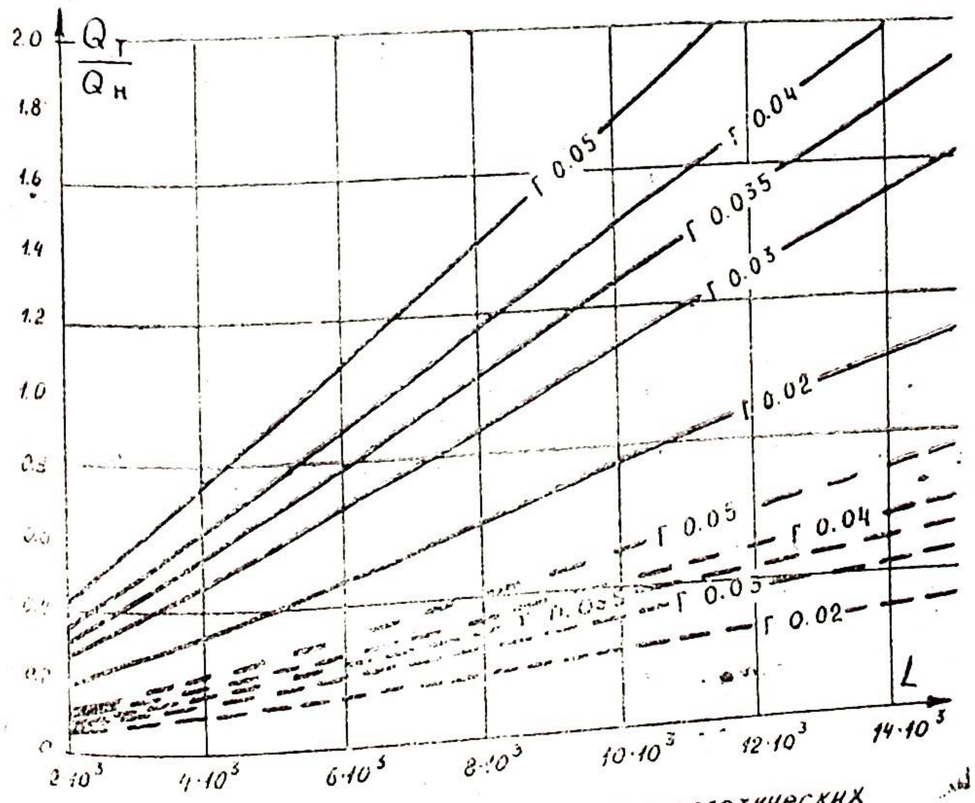


Рис 2. Зависимость отношений теплоэнергетических потенциалов от глубины для терригенных коллекторов

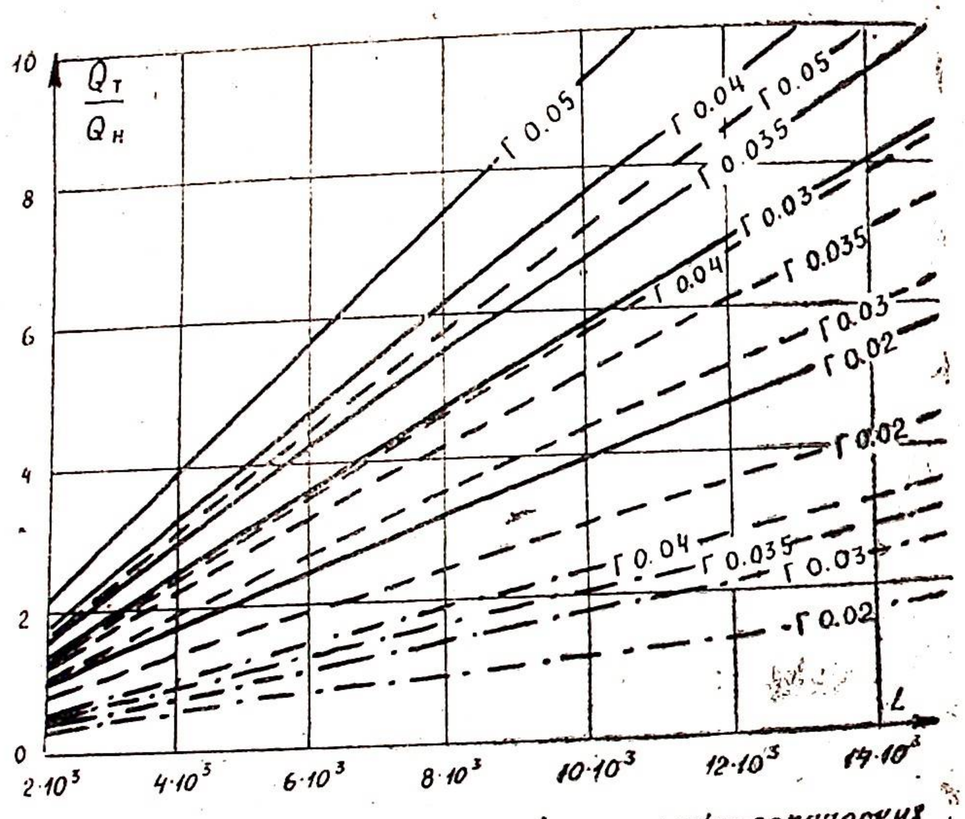


Рис 3. Зависимость отношений теплоэнергетических потенциалов от глубины для трещинных коллекторов

——— $K' = 0.0015$
— — — — $K' = 0.002$
— · — · — $K' = 0.005$

гают 4÷5. Это означает большие преимущества открытия геотермальных месторождений перед нефтяными в случае трещинных коллекторов, особенно на больших глубинах.

Полученные результаты рассматривались в частности для условий нефтяных месторождений и геотермальных характеристик Дагестанской и Чечено-Ингушской АССР, а также Ставропольского края. Анализ результатов подсчета и утверждения запасов месторождений по этим регионам и коэффициенты K_1, K_2, K_3, принятые при этом, позволяют сделать заключение, что в большинстве случаев они относятся к средней группе месторождений с коэффициентом $K=0{,}028$ и $K'=0{,}028$ и $K'=0{,}002$ при геотермическом градиенте $Г=0{,}03\div0{,}035$ °С/м. Только единичные месторождения (Ханкальское в районе г. Грозного, где геотермический градиент достигает 0,05 и более $K=0{,}028$, некоторые месторождения с трещинным коллектором в которых $K'<0{,}002$ и т. д.) могут быть представлены как месторождения, не входящие в средн

нюю группу. Особенно высокими геотермическими потенциалами характеризуется весь юрско-меловой комплекс, распространенный на огромной территории Восточного Предкавказья. Благодаря этому большой объем геологоразведочного и эксплуатационного бурения, проведенный в последние годы в этом регионе может быть успешно использован для реализации геотермического потенциала.

Выявленная возможность значительного прироста энергетических ресурсов за счет геотермального тепла позволяет сделать вывод о целесообразности комплексной разведки глубокопогруженных зон, с совмещением поисков нефтегазовых и геотермальных месторождений. Учитывая высокую стоимость разведочных работ, широкое распространение термоводоносных пластов и технические возможности, такое совмещение позволяет значительно увеличить эффективность разведочных работ на глубокозалегающие горизонты.

Приведенные выше расчеты, как было отмечено, рассматривают задачу сугубо с точки зрения количества энергии. Естественно, что такой анализ не характеризует реальную ценность месторождений источников энергии, при современном состоянии методов преобразования и непосредственной промышленной реализации этих энергий. Однако он позволяет сделать важный вывод о том, что недостатком геотермальной энергетики на сегодняшний день является не отсутствие достаточного количества этой энергии, а отсутствие эффективных методов его использования и низкие КПД существующих технологий. Именно эти задачи на данном этапе представляются главной проблемой геотермальной энергетики, решение которых требует максимальной концентрации научной и инженерно-конструкторской мысли.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Гайдаров Г. М.* Бурение на термальные воды как оптимальная задача.— Тр. Отдела экономики Даг. ФАН СССР, Махачкала, 1967.
2. *Сергиенко С. Н.* Гидротермические критерии оценки аномальности пластовых давлений в мезозойских отложениях Восточного Предкавказья.— В сб.: Термические методы увеличения нефтеотдачи и геотермология нефтяных месторождений. М., 1960. 248 с.

Г. М. Гайдаров, К. Д. Джабраилова, П. К. Тумалаева

ЭФФЕКТ ТЕРМОЛИФТА В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

Естественное фонтанирование нефтяных скважин как отмечается в ряде работ [1], [2] и др. обеспечивается избыточным давлением, обусловленным разностью удельных весов нефти и воды, создающий гидростатический напор и пластовое давление, большими количествами растворенного газа снижающим удельный вес столба жидкости и свободным газом, энергия которого часто играет основную роль в подъеме жидкости с забоя на поверхность. Роли же температурного фактора в работе газонефтяного подъемника уделяется недостаточное внимание и в настоящее время отсутствуют методы, позволяющие оценить его долю в процессе фонтанирования скважины. Забойное давление в нефтяной скважине в момент пуска, когда температура по стволу скважины идентична температуре разреза горных пород, т. е. при условии:

$$t_{пл} = t_н + ГL \tag{1}$$

будет

$$P_з = P_у + 0{,}1[H_н \gamma_{см} + (H - H_н)\gamma_н]. \tag{2}$$

Обозначения:

$P_з$ — давление на забое сразу после пуска скважины, кг/см²;
$P_у$ — устьевое давление, кг/см²;
$H_н$ — уровень насыщения, м;
H — глубина скважины, м;
$\gamma_{нс}$, $\gamma_{см}$ — средние удельные веса соответственно нефти (ниже уровня насыщения) и газонефтяной смеси (выше уровня насыщения), т/м³;
$t_н$, $t_{пл}$ — соответственно температура нейтрального слоя и пласта, °С;
$Г$ — геотермический градиент, 1/°С.

Значения $\gamma_с$ и $\gamma_д$ зависят от температуры следующим образом:

$$\gamma_с = \frac{\gamma_0}{1+\beta(t_с - t_0)} \tag{3}$$

$$\gamma_д = \frac{\gamma_с}{1+\beta(t_д - t_с)}$$

Или

$$\gamma_д = \frac{\gamma_0}{[1+\beta(t_с - t_0)][1+\beta(t_д - t_с)]} \tag{4}$$

В формулах (2) и (3) приняты следующие обозначения:

γ_0 — удельный вес нефти в стандартных условиях (при атмосферном давлении и температуре t_0), т/м³;
β — коэффициент температурного расширения нефти, 1/°С;
$t_д$ — средняя температура ниже уровня насыщения в работающей скважине, °С;
$\gamma_д$ — удельный вес нефти ниже уровня насыщения, в работающей скважине, т/м³.

Удельный вес газо-нефтяной смеси выше уровня насыщения, в первый момент пуска скважины, (условие (1)) будет:

$$\gamma''_{см} = \gamma_с(1-\varphi_г) = \frac{\gamma_0(1-\varphi_г)}{1+\beta(t_с - t_0)} \tag{5}$$

Этот же удельный вес в условиях работы скважины описывается формулой:

$$\gamma''_{см} = \gamma_д(1-\varphi_г)\cdot\frac{T^2_д}{T^2_с} \tag{6}$$

Подставляя из (4) в (6) имеем:

$$\gamma''_{см} = \gamma_0 \frac{T^2_с - \varphi_г T^2_д}{[1+\beta(t_с - t_0)][1+\beta(t_д - t_с)]} \tag{7}$$

В формулах (5) и (6) приняты следующие обозначения:

$\varphi_г$ — среднее газосодержание выше уровня насыщения (при условии (1)), в долях единицы;
$T_с$, $T_д$ — средние температуры в стволе соответственно пущенной в работу (условие (1)) и работающей скважины в градусах абсолютной шкалы.

Величина газосодержания $\varphi_г$ может быть определена по формуле [3]:

$$\varphi_г = 0{,}5\left(\frac{q_н + q_г}{f\omega} + 1\right) - \sqrt{0{,}25\left(\frac{q_н + q_г}{f\omega} + 1\right)^2 - \frac{q_г}{f\omega}} \tag{8}$$

Обозначения:

$q_н$, $q_г$ — объемные расходы соответственно нефти и газа, приведенные к условиям потока, м³/сут.;

f — полное сечение трубы подъемника, м;

ω — относительная скорость газа, м/сут.

Абсолютное уменьшение удельного веса за счет повышения средней температуры в интервале ниже уровня насыщения $\Delta\gamma$ будет:

$$\Delta\gamma = \frac{\gamma_0}{1+\beta(t_c - t_0)}\left[1 - \frac{1}{1+\beta(t_д - t_c)}\right] \qquad (9)$$

То же изменение удельного веса в интервале выше уровня насыщения; $\Delta\gamma'$:

$$\Delta\gamma' = \frac{\gamma_0}{1+\beta(t_c - t_0)}\left[(1-\varphi_г) - \frac{T^2_c - \varphi_г T^2_д}{[1+\beta(t_д - t_c)]\,T^2_c}\right] \qquad (10)$$

Приращение давления за счет эффекта термолифта в таком случае выразится следующей формулой:

$$\Delta P(t) = \frac{0{,}1\,\gamma_0}{1+\beta(t_c - t_0)}\left\{(H - H_н)\left[1 - \frac{1}{1+\beta(t_д - t_c)}\right] + H_н \times \right.$$

$$\left. \times\left[(1-\varphi_г) - \frac{T^2_c - \varphi_г T^2_д}{[1+\beta(t_д - t_c)]\,T^2_c}\right]\right\} \qquad (11)$$

Учитывая приближенный характер расчетов, определение уровня насыщения $H_н$ проводилось по формуле:

$$H_н = \left[H - \frac{10(P_з - P_н)}{\gamma_c}\right]\frac{T_д}{T_c} \qquad (12)$$

Анализ формулы /11/ позволяет сделать вывод о том, что эффект термолифта и перспективы его использования, при прочих равных условиях, быстро возрастают с увеличением глубины способствуя, тем самым, увеличению дебитов скважин, срока фонтанирования и как следствие — коэффициентов нефтеотдачи глубокозалегающих пластов.

Следовательно, учет этого фактора способствует улучшению экономических показателей при обосновании и проведении нефтеразведочных работ на большие глубины.

ЛИТЕРАТУРА

1. Справочная Книга по добыче нефти /Ред.: Ш. К. Гиматудинов — М.: Недра, 1977, 773 с.
2. *Виноградов В. Н.* Движение газонефтяной смеси в вертикальных трубах. — М.: Недра, 1975, 138 с.
3. *Муравьев И. М., Ямпольский В. И.* Основы газлифтной эксплуатации скважин. — М.: Недра, 1973, 186 с.

Т. Б. Малачиханов, Г. А. Матаев, Т. Г. Гасанов, Э. Т. Малачиханов

О МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВАХ ГОРНЫХ ПОРОД СЕВЕРНОГО ДАГЕСТАНА

Одним из узловых вопросов проблемы разработки обоснованных методов глубокого бурения нефтегазоконденсатных и геотермальных скважин является накопление данных о физико-механических свойствах горных пород, соответствующих условиям их естественного залегания. Разрешение этой задачи затрудняется из-за малочисленности теоретических исследований и опытного материала применительно к сложному напряженно-деформированному состоянию и поведению пород при таких условиях. Нужно учесть также неоднородность горных пород по составу, структуре, текстуре и влияние различных геолого-технических факторов на их буримость [1, 2, 3, 4].

В настоящей статье приводятся результаты экспериментальных исследований физико-механических свойств и закономерностей разрушения образцов из кернов песчаников и алевролитов площадей северного Дагестана при всесторонних давлениях до 2000 атм. и более. Эксперименты проведены в Институте проблем глубинных нефтегазовых месторождений (ИПГНГМ) АН Азерб. ССР. Испытанию подвергнуто свыше 500 образцов различных горных пород, керновый материал которых извлечен с глубин до 4000 м [4, 5].

Гранулометрический анализ произведен по методу АзНИИ ДН, а осредненные значения физических и петрографических характеристик испытанных пород приводятся в таблице 1.

Известно, что песчаники представляют собой полиминеральную осадочную горную породу, содержащую сцементированные песчинки псамитового размера (2—0,05 мм). Изученный песчаник относится к мелкозернистым и общее содержание песчаных фракций в нем составляет 91,3%, причем на долю частиц с размерами более 0,25 мм приходится 32,7%, а на глинистые — всего 3,5%. Объемный вес и карбонатность песчаника месторождения Русский Хутор невелики и в среднем колеблются соответственно в пределах 2,35—2,41 г/см³ и 0,8—1,0%, а пористость изменяется в пределах 19,0—20,1%.

Таблица 1

Порода и площадь	Объемный вес γ, г/см³	Пористость, %	Карбонатность, %	Гранулометрический состав, %			
				0,25 мм	0,25—0,10 мм	0,10—0,01 мм	<0,01 мм
Песчинки, Русский хутор	2,38	19,5	0,9	32,7	58,6	5,2	3,5
алевролиты, Солнечная	2,51	12,6	1,6	0,9	1,5	55,9	41,7
Глинистые алевролиты, Буйнакская	2,54	6,6	0,8	0,8	31,2	17,2	50,8

Алевролиты по размеру фракций занимают промежуточное положение между песчаниками и глинистыми породами и их поведение при высоких всесторонних давлениях изучено сравнительно мало [3]. Исследования алевролитовых и аргиллитовых пород площадей Дагестана освещены в работах [4, 5], а методика определения теплофизических свойств горных пород для условий их скважинного залегания приводится в [6].

Определяющим видом деформации при разрушении горных пород шарошечными и лопастными долотами является вдавливание, а поэтому метод внедрения штампа с плоским торцом в образец более полно имитирует процесс бурения. Это объясняется тем, что статические испытания более просты и их результаты незначительно отличаются от динамических вследствие малых скоростей приложения нагрузки при бурении скважин [3, 7]. Способ вдавливания цилиндрического штампа в условиях всестороннего давления позволяет определить твердость породы и оценить ее упругие и пластические свойства. Поэтому для исследования физико-механических характеристик пород применена методика проф. Л. А. Шрейнера [3, 8, 9, 10].

Испытания производились на специальной гидравлической установке высокого давления, краткое описание которой дано в [11, 12]. Применялись образцы пород, изолированные от непосредственного контакта с жидкостью установки, а также и неизолированные. В целях получения более точных данных о напряженно-деформированном состоянии и поведении породы необходимое количество повторных опытов определялось методами математической статистики, в результате чего установлено, что нужно иметь от 3 до 6 повторных испытаний [13].

Экспериментальные исследования серии песчаников показали, что при атмосферном давлении они разрушаются как породы упруго-пластические. При этом, среднее значение твердости по штампу получилось $P_ш = 47{,}04$ кг/мм², предела текучести $P_т = 33{,}60$ кг/мм², коэффициента пластичности $K = 2{,}40$ [14], площади и объема лунки соответственно $F = 22{,}05$ мм² и $V = 15{,}30$ мм³. Средние значения всех этих показателей для изолированных образцов при различных величинах всестороннего давления $P_в$ сведены в таблицу 2.

Таблица 2

Всестороннее давление $P_в$, кг/см²	Число повторных определений	Твердость по штампу $P_ш$, кг/мм²	Предел текучести $P_т$, кг/мм²	Коэф. пластичности K	Площадь лунки F, мм²	Объем лунки V, мм³
1	5	47,04	33,60	2,40	22,05	15,30
150	5	—	47,20	2,46	3,14	—
250	6	—	69,96	2,53	3,14	—
750	5	—	118,40	2,64	3,14	—
1250	4	—	132,10	2,73	3,14	—
1600	5	—	135,15	2,84	3,14	—
1800	5	—	136,00	2,91	3,14	—
2000	5	—	136,70	3,10	3,14	—

При всесторонних давлениях около $P_в = 140—150$ атм. песчаники переходят в пластическое деформационное состояние и не дают разрушения при вдавливании индентора, в связи с чем площадь лунки получается равной площади торца самого штампа, диаметр которого $d = 2$ мм. Из таблицы 2 видно, что с увеличением всестороннего давления от 1 до 2000 атм. предел текучести повысился от 33,60 до 136,70 мм², то есть более, чем в четыре раза. Закономерность изменения предела текучести от всестороннего давления показана на рисунке (сплошная линия). Из рисунка видно, что основной рост предела текучести приходится на интервал давления 1—1300 атм., а далее кривая выполаживается [4, 11].

Найденные экспериментами механические характеристики для полностью изолированных образцов, что соответствует непроницаемому телу, получились завышенными из-за уплотнения породы от воздействия гидростатического давления.

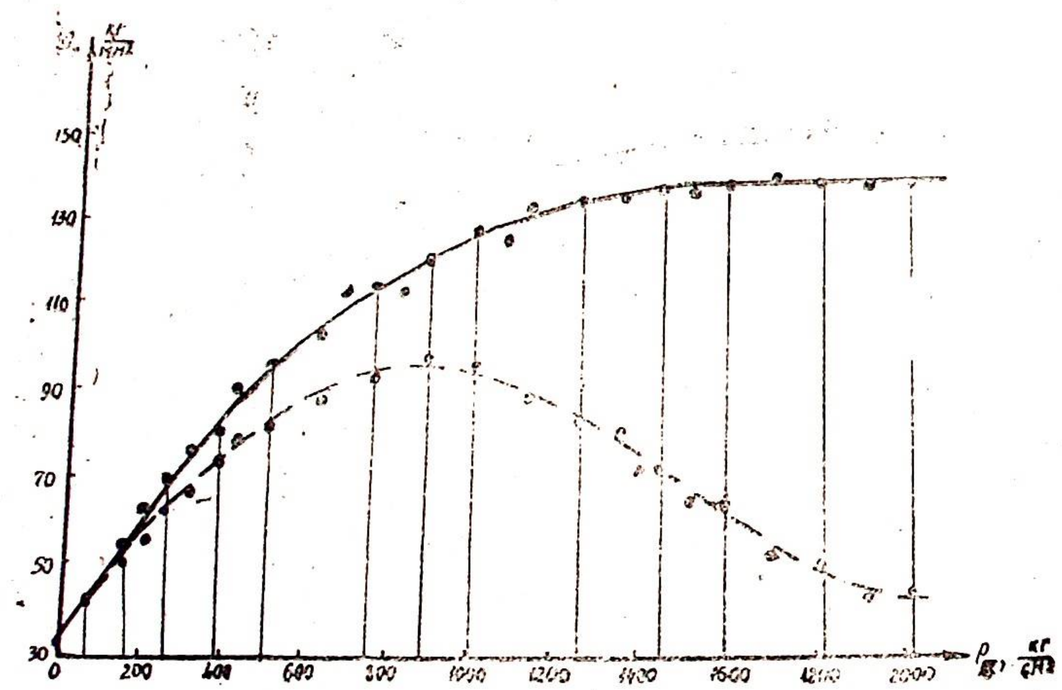


Рис. График зависимости $P_т$ от $P_{вс}$ для песчаника.

В реальных же условиях бурения скважины имеет место непрерывная динамическая фильтрация промывочной жидкости в горные породы призабойной зоны. Указанная фильтрация сопровождается снижением давления в пределах области проникновения промывочного раствора и приводит к уменьшению эффекта уплотнения от $P_в$.

Механизм разрушения зависит от распределения давления жидкости внутри горной породы и от ее петрографических и физических свойств. Таким образом, буримость породы, при прочих равных условиях, зависит и от перепада давления в зонах разрушения и предразрушения. Исходя из этого, с целью приближения экспериментальных результатов к реальным условиям, проведена серия опытов с неизолированными образцами горных пород.

Для установления влияния контактирующей жидкости подобрана смесь масел СУ-10 и трансформаторного с общей вязкостью 40—50 с по СПВ-5, что соответствует вязкости глинистого раствора в интервале отбора кернов исследованных пород. В качестве примера на том же рисунке, для сравнения, показана кривая изменения $P_т$ в зависимости от $P_в$ для неизолированных образцов песчаника (штриховая линия).

Опытами установлено, что влияние контактирующей жидкости на механические свойства и поведение плотных горных пород с низкой пористостью незначительно. Для пористых же и проницаемых пород, как песчаники месторождения Русский Хутор алевролиты площади Солнечная, прочностные и пластические характеристики достигают своих максимальных значений до начала фильтрации жидкости, а минимальных — в интервале полного перепада давления. После этого, с возрастанием давления, вновь наблюдается незначительный рост показателей физико-механических свойств и уменьшение объема зоны разрушения [15, 16, 17].

Рост всестороннего давления обусловливает возрастание пластических свойств горных пород, содействуя их переходу из одного класса в другой, чем мельче зерна, тем пластические деформации протекают более интенсивно. Например, для алевролитов площади Солнечная с содержанием частиц менее 0,1 мм около 97,6% коэффициент пластичности в диапазоне 1—750 атм. увеличился в 2,75 раза. При тех же условиях этот коэффициент для глинистых алевролитов площади Буйнакская с содержанием указанных фракций 68% возрос только в 1,31 раза [6, 13].

Экспериментальные и теоретические исследования по затронутой теме, с учетом других работ подобного направления, могут содействовать расширению и уточнению вопросов, связанных с комплексным изучением физико-механических свойств горных пород и процессами их разрушения при бурении глубоких и сверхглубоких скважин [3, 4, 14, 17].

ЛИТЕРАТУРА

1. *Мустафаев Н. Б.* Некоторые вопросы технологии бурения скважин на севере Дагестана. Дагкнигоиздат, 1965.
2. *Баклашов И. В., Картозия Б. А.* Механика горных пород.— М.: Недра, 1975.
3. *Байдюк Б. В.* Механические свойства горных пород при высоких давлениях и температурах. М.: Гостоптехиздат, 1963.
4. Крепление и завершение глубоких скважин при высоких давлениях и температурах. Тематич. сборник под ред. Г. А. Матаева. Изд. ДГУ, 1970.
5. *Малачиханов Т. Б., Иманов А. А., Кулиев А. К.* Исследование механических свойств аргиллитов месторождений Дагестана при высоких давлениях. Изв. Вузов «Нефть и газ». 1969, № 10.
6. *Николаев А. И., Матаев Г. А., Малачиханов Т. Б.* Упрощенный метод определения теплофизических свойств горных пород в естественных условиях их залегания.— В сб.: Геотермические исследования в Дагестане и вопросы практического использования тепла земли. Даг. ФАН АН СССР. 1979.

7. *Жлобинский Б. А.* Динамическое разрушение горных пород при вдавливании.— М.: Недра, 1970.
8. *Шрейнер Л. А., Петрова О. П.* Зоны пластической деформации и механизм разрушения пластичных пород при вдавливании. — В сб. Вопросы деформации и разрушения горных пород при бурении. ГОСИНТИ, 1961.
9. *Симонянц Л. Е.* Разрушение горных пород и рациональная характеристика двигателей для бурения.— М.: Недра, 1966.
10. *Спивак А. И., Попов А. Н.* Механика горных пород.— М.: Недра, 1975.
11. *Малачиханов Т. Б.* Результаты исследования механических свойств горных пород нефтегазовых месторождений Дагестана при высоких давлениях. Сб. научных сообщений. Изд. ДГУ, 1969.
12. *Шамсиев А. А.* и др. Поведение пород под штампом в условиях, близких к скважинным. Сб. ИПГНГМ АН Азерб. ССР, 1967.
13. *Бронштейн И. Н., Семендяев К. А.* Справочник по математике. М.: Наука, 1981.
14. *Фараджев Т. Г., Фаталиев М. Д.* Горные породы Азербайджана и пути их эффективного разрушения. Азернешр, 1965.
15. *Фаталиев М. Д., Фараджев Т. Г., Казаров А. А.* Влияние жидкостной среды в условиях всестороннего давления на механические характеристики пород при их разрушении. Сб. Техника и технология глубокого бурения, Труды АзНИИБурнефть. — М.: Недра, 1965, вып. 6.
16. *Иманов А. А., Кулиев А. К., Джалилов Т. И., Эфендиев Г. М.* Влияние давления, температуры и жидкостной среды на механические свойства пород с различной физико-петрографической характеристикой. Ученые записки АзИНЕФТЕХИМа, сер. 9, 1971, вып. 5.
17. *Сеид-Рза М. К.* Технология бурения глубоких скважин в осложненных условиях. Азернешр. 1963.

УДК 553.98:551(76) (470.67)

Перспективы нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Дагестане на глубинах более 4,5 км. *Д. А. Мирзоев.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 3—21.

Рассматривается состояние геолого-геофизической изученности глубокозалегающих осадочных образований, приводятся сведения о проявлениях и скоплениях углеводородов на глубинах более 4,5 км, дана оценка перспектив нефтегазоносности и предлагаются рекомендации по направлениям геологоразведочных работ на нефть и газ. Библ. — 9 назв.

УДК 338.94.553.932.23.05 (470.67)

Итоги геологоразведочных работ на нефть и газ в 10-й пятилетке и пути повышения их эффективности на 1981—1985 гг. в Дагестане. *Г. Г. Гасангусейнов, М. О. Джабраилов.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ ФАН СССР, выпуск 27, 1982, стр. 22—31.

Приводятся основные результаты и анализ геологоразведочных работ в Дагестане за 1976—1980 гг., предлагаются рекомендации по повышению их эффективности на 1981—1985 гг.

УДК 553.98.551.76/(470.67)

Результаты геологоразведочных работ на пермо-триасовые отложения в Дагестане. *М. О. Джабраилов.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ ФАН СССР, вып. 1982, стр. 32—36.

Приводятся обобщенные результаты геологоразведочных работ на пермо-триасовые отложения по состоянию на 01. 01. 82 г., приведен анализ их эффективности, определены перспективы нефтегазоносности и даны рекомендации по направлению геологоразведочных работ.

УДК 338.94.550.812.1

Основные результаты и эффективность поисково-разведочных работ на мезозойские отложения в Терско-Сунженском нефтегазоносном районе. *В. И. Коновалов, В. А. Станулис, В. Ф. Хлуднев.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 37—43.

Приведены основные результаты поисково-разведочных работ на нефть и газ, на мезозойские отложения в Терско-Сунженском нефтегазоносном районе, где выделены четыре регионально-нефтегазоносных комплекса пород-верхнемеловой, аптский, валанжин-верхнеюрский надсолевой и верхнеюрский подсолевой. Более 40% всех месторождений и залежей выявлено на глубинах более 4,5 км, эффективность поисково-разведочных работ на открытие одного месторождения или залежи практически не снижается.

Перспективы выявления новых месторождений и залежей на ближайшие годы связываются с погребенными верхнемеловыми структурами в восточных районах ЧИАССР и с «подсолевыми» карбонатными отложениями верхней юры в западной части зоны Терско-Сунженских дислокаций и в Черногорской тектонической зоне. Ил.— 2.

УДК 553.98 (470.67)

Результаты опоискования перспективных на нефть и газ структур в Дагестане. *В. М. Пирбудагов, О. В. Пирбудагова.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 44—53.

В статье дается анализ фонда структур для поисков залежей УВ, изменение его во времени, степень подтверждаемости предполагаемых поднятий бурением, оценка методов подготовки структур и т. д. Ил.— 1. Библ.— 6 назв.

УДК 551.24:553.98.041. (470.67)

Некоторые закономерности в тектонике юго-восточной части Терско-Каспийского прогиба. *Ф. М. Коршенбаум.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 54—64.

В статье рассматриваются закономерности тектонического строения юго-восточной части Терско-Каспийского краевого прогиба, историко-тектонические особенности формирования складчатости и наиболее типичных морфоструктур, соподчиненность и зональность структурных форм в связи с перспективами нефтегазоносности отдельных районов. Ил.— 1. Библ.— 6 назв.

УДК 551.248.52 (470.67)

Основные черты строения и этапы геологического развития пермотриаса платформенной части Дагестана. *Д. А. Мирзоев, Т. Г. Жгенти, И. Б. Беньяминов.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 65—77.

На основании анализа и обобщения геолого-геофизических и литолого-петрографических исследований для Прикумской области Дагестана дана схема тектонического районирования по поверхности палеозойского фундамента и рассмотрены основные этапы геологического развития в пермо-триасовое время. Ил.— 2. Библ.— 6 назв.

УДК 553.982.23.052/055 (470.67)

Перспективы выявления неантиклинальных залежей нефти и газа в Предгорном Дагестане. *К. А. Сабанаев.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 78—84.

В связи с сокращением фонда подготовленных структур автором на основании структурного анализа территории Предгорного Дагестана с учетом ориентировки локальных поднятий выделяются наиболее благоприятные участки возможного нахождения тектонически и литологически экранированных ловушек нефти и газа. Ил.— 2.

УДК 551.252.762. (479.24) (470.67)

Строение и региональная тектоническая трещиноватость юрских отложений Северо-Восточного Азербайджана и Южного Дагестана в связи с нефтегазоносностью. *С. С. Самедов.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 85—94.

Выделяются сложные тектонические ступени глыбово-складчатого строения, усложненные блоками, ограниченными региональными разломами. Описаны природа и типы складок, рассматриваются генетические связи и соотношение складок и разломов Южного Дагестана и СВ Азербайджана. Даны практические значения количественного анализа разрывных смещений с использованием наземных геолого-геофизических данных и космической видио-информации при выявлении залежей, приуроченных к трещиноватым коллекторам. Предлагается увеличить объем параметрического и разведочного бурения на юрские и доюрские отложения в Гала-бя-Кызылбурунской и Хизинской зонах СВ Азербайджана и Предгорном Дагестане. Ил. — 4, библ. — 4 назв.

УДК 551.243.22

О прогнозе погребенных меловых складок в области Дагестанского клина. *А. К. Васильев.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 95—101.

Выявлена закономерность, заключающаяся в том, что в подвергшихся сжатию дислоцированных зонах над поднятием в меловых отложениях при тектонических подвижках неизбежно возникает взбросо-надвиг в майкопской глинистой толще. Следовательно, выходы на поверхность таких разрывов могут служить критерием поисков погребенных под моноклинально залегающими неогеновыми отложениями меловых поднятий. На этой основе сделана попытка прогноза ряда структур в области Дагестанского клина. Ил.— 2. Библ.— 2.

УДК 552.5:551.762.1 (470.67)

Возможности скопления углеводородов в синклинальных прогибах верхнемеловых отложений Предгорного Дагестана. *М. И. Исрапилов.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 102—110.

Рассмотрены вопросы строения верхнемеловых отложений Предгорного Дагестана. На основании анализа обработки параметров нефтяных и газовых залежей показано, что высокопроницаемые зоны верхнемеловых известняков имеют прерывистый, «островной» характер развития, гидроди-

намически изолированы и приурочены к наиболее гипсометрически повышенным участкам антиклиналей или сводовых прогибов. На площади Махачкала-Тарки эксплуатируются две самостоятельные залежи: чистонефтяная и газоконденсатнонефтяная. Последняя приурочена к центральной части сводового прогиба. Приведены схема строения и графики разработки некоторых залежей верхнемеловых отложений Предгорного Дагестана. Предполагается возможность наличия изолированных залежей УВ в синклинальных прогибах. Библ. — 7 назв.

УДК 553.98.041

Историко-генетическая оценка перспектив нефтегазоносности локальных ловушек пермотриаса Восточного Предкавказья. *Н. Ф. Пронченко.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 111—115.

Историко-генетический анализ нефтегазоносности локальных поднятий позволил выяснить временные соотношения процессов нефтегазообразования и формирование ловушек. На основе изучения эволюции вертикальной генерационной зональности и палеоструктурного анализа рассматривается возможная продуктивность ловушек в пермотриасовых отложениях Восточного Предкавказья. Ил. — 1, библ. — 9 назв.

УДК 553.98.061.7:551.761 (470/67)

Особенности строения и состав региональных экранирующих толщ (покрышек) триаса Восточной части Предкавказья. *Л. И. Джапаридзе.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 116—122.

В статье рассматривается строение слабопроницаемых толщ триасовых отложений, характер изменения мощностей, литолого-минералогический состав, проведен анализ распределения залежей по разрезу и дана оценка экранирующих свойств покрышек. Ил.— 1. Библ.— 4 назв.

УДК 553.98.061.4:551.762.2 (470.67)

Закономерности распространения и литолого-петрографическая характеристика коллекторских пачек анизийского яруса Прикумской области Дагестана. *И. Б. Беньяминов.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 123—127.

На основе изучения коллекторских пачек анизия (вещественный состав, мощности, геофизическая характеристика, закономерности распространения и др.) намечены наиболее перспективные участки, где они могут представлять интерес для постановки геологоразведочных работ на нефть и газ. Ил.— 2. Библ.— 2.

УДК 553.98.061.32:551.761/763 (470/67)

Геохимическая характеристика осадочных образований Прикумской области на глубинах более 4,5 км. *Л. И. Джапаридзе, Т. Т. Каймаразова, В. И. Сибилева, В. Г. Сурхаева.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 128—134.

Приводится геолого-геохимическая характеристика нижнемеловых, юрских и триасовых отложений Прикумской нефтегазоносной области Дагестана на глубинах более 4,5 км, прослежены закономерности изменения $C_{орг}$, ХБ, β по разрезу, по соотношению аутигенно-минералогических форм железа, определены фациальные условия образования осадков. Ил.— 1. Табл.— 2.

УДК 552.557.3.551.76 (470.67)

Геолого-геохимическая характеристика верхнеюрских и нижненеокомских отложений месторождения Шамхал-Булак. *Ш. Д. Зангиев, В. И. Сибилева, Т. Т. Каймаразова, В. Г. Сурхаева.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 135—140.

Дана геологическая характеристика месторождения, охарактеризована газоносность верхнеюрско-нижненеокомской толщи. На основании изучения геолого-геохимических особенностей разреза верхней юры и нижнего неокома ($C_{орг}$, битумоиды, формы железа) выделены наиболее благоприятные отложения для сохранения и преобразования РОВ. Ил.— 1, табл.— 1, библ.— 3 назв.

УДК 553.551 (470.67)

Особенности состава реликтовых и легких углеводородов нефтей и конденсатов глубокозалегающих горизонтов Прикумской области Дагестана. *Е. М. Ланда, В. Н. Васильев.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982. стр. 141—149.

Приводятся данные о содержании н-алканов и изопреноидов в нефтях и конденсатах глубокозалегающих горизонтов Равнинного Дагестана. Даны также результаты исследования индивидуального состава бензинов и структурно-кольцевого состава фракции 200° С — к. к. На основании различий в химическом составе нефтей и конденсатов, характеризующихся высокой цикличностью и повышенным содержанием изо-алканов делается вывод о наличии нефтепроизводящих толщ в юре и пермотриасе рассматриваемого района. Ил. — 3, табл. — 1, библ. — 5 назв.

УДК 556.3:550.93(82)

Изотопные отношения водорода и кислорода в подземных водах Платформенного Дагестана. *О. А. Мамаев, К. А. Кудрявцева.*— В сб.

«Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 150—156.

На основании изучения изотопных отношений водорода и кислорода, описываются особенности формирования различных генетических типов подземных вод Платформенного Дагестана; в пластовых водах мезозойских отложений предполагается примесь до 20% древней инфильтрационной воды, в подземных водах плиоцен-четвертичных отложений изотопный состав, аналогичный поверхностным и атмосферным водам. Ил.— 3, библ.— 4 назв.

УДК 551.343 (470.67)

К вопросу генезиса олистостромов Дагестана. *В. Ф. Шарафутдинов.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 157—164.

Рассматриваются вопросы генезиса олистостромов (ископаемых оползней) верхнемеловых, палеогеновых и миоценовых отложений Дагестана. На основании литературных данных и личных наблюдений за внутренней структурой олистолитов и морфологии деформаций одновозрастных слоев в коренном залегании делается вывод о преобладающей роли надвиговых дислокаций, определивших формирование олистостромов и возможно — о надвиговом строении глубокозалегающих мезозойских отложений южного борта Терско-Каспийского передового прогиба. Ил. — 2, библ. — 10 назв.

УДК 552.:551.762.1 (470.67)

Литологические особенности нижнеюрских отложений Прикумской области в связи с их нефтегазоносностью. *М. Е. Слинько.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 165—170.

На основе литолого-петрографического анализа олейниковской и промысловской свит нижней юры в объеме VII_3 и VIII пачек приводится вещественный состав, вторичные изменения пород на стадии катагенеза и перспектив дается оценка их нефтегазоносности, связанных с поисками литологических ловушек. Ил.— 1. Библ.— 4 назв.

УДК 551.73.761.1:552.08 (470.67)

Условия образования и вещественный состав разногенетических коллекторов палеозоя и нижнего триаса месторождения Юбилейное. *Т. Г. Жгенти, А. П. Мигура*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 171—179.

Глубокозалегающий продуктивный резервуар сложен разногенетическими породами — контактово-метаморфическими роговиками палеозоя и седиментационно-диагентическими доломитами нижнего триаса. Первые в условиях поверхностного выветривания образовали порово-каверно-трещинный коллектор, вторые на стадии диагенеза и катагенеза превратились в мощную поровую емкость. Образование и взаимообусловленность их связаны с палеогеографическими и фациальными условиями. Табл. — 2, ил.— 4, библ.— 11 назв.

УДК 563.12:551,763 (470.67)

Зональная стратиграфия меловых отложений Дагестана на основании изучения фораминифер. *К. Г. Самышкина, Ж. К. Гусейнова.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 180—199.

На основании изучения фораминифер меловых отложений Восточного Кавказа составлены схемы их стратиграфического расчленения с выделением зон, подзон и слоев, что имеет большое значение для расчленения и сопоставления как естественных разрезов, так и разрезов скважин и способствует улучшению качества работ при крупномасштабном геологическом картировании. Ил. — 5, библ. — 10 назв.

УДК 551.762

К изучению фораминифер келловейских отложений Центрального Дагестана. *А. М. Магомедов, У. Т. Темирбекова, Н. А. Киласханова.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 200—202.

Изучение фораминифер из келловейских отложений позволило выделить комплексы, соответствующие нижнему, среднему и верхнему его подъярусам, что может быть использовано при расчленении одновозрастных разрезов на нефтеразведочных площадях Дагестана. Библ.— 5 назв.

УДК 551.761.1.081.33 (470.67)

Палинологическая характеристика оленекских отложений нижнего триаса Прикумской области Дагестана. *З. И. Преснякова, К. В. Каминская.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 203—207.

Описан спорово-пыльцевой комплекс оленекских отложений нижнего триаса Прикумской области Дагестана. Палинологические определения согласуются с палеонтологическими находками и корреляцией разрезов скважин. Табл.— 1, библ.— 6 назв.

УДК 531.78.551.77 (470.67)

Некоторые итоги определения АВПД на площадях Предгорного Дагестана. *К. А. Сабанаев, В. И. Ягибеков, В. М. Сейтиев.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 208—211.

Излагаются результаты определения поровых давлений в олигоцен-миоценовых отложениях Предгорного Дагестана, на основе которых в разрезах скважин выделены близкими значениями градиентов давлений. Ил.— 2.

УДК 550.367

Теплоэнергетические потенциалы нефтяных и геотермальных месторождений. *Г. М. Гайдаров.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 212—217.

На основе геолого-математического анализа моделей глубокозалегающих пластов произведена сравнительная оценка теплоэнергетического потенциала нефтяного и геотермального месторождения. Установлено, что, увеличивающийся с ростом глубины теплоэнергетический потенциал геотермальных месторождений, начиная с некоторой глубины L экв. превышает теплоэнергетический потенциал нефтяного месторождения (при равенстве объемов этих месторождений). Это особенно проявляется при низких емкостных параметрах (например, трещинные породы) нефтяных пластов. Следовательно, учитывая возможность существенного прироста энергетических ресурсов за счет геотермального тепла наиболее целесообразным представляется комплексная разведка глубоко залегающих массивов, с совмещением поисков нефтегазовых и геотермальных месторождений.

Учитывая высокую стоимость разведочных работ и широкое распространение термоводоносных пластов, такое совмещение позволяет значительно увеличить эффективность разведочных работ на глубокозалегающие горизонты. Ил. 3, библ. 2.

УДК 622.276.51

Эффект термолифта в нефтяных скважинах. *Г. М. Гайдаров, К. Д. Джабраилова, П. К. Тумалаева.*— В сб.: «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 218—220.

На основе геолого-физического анализа эксплуатации глубокозалегающего нефтяного пласта с учетом глубины залегания, температуры пласта и количества растворенного газа, получена приближенная формула, позволяющая рассчитать величину эффекта термолифта, который вносит существенное дополнение при добыче нефти за счет пластового давления.

Анализ формулы показывает, что эффект термолифта и перспективы его использования, при прочих равных условиях, быстро возрастают с увеличением глубины, что в конечном итоге способствует увеличению дебитов скважин, срока фонтанирования и как следствие — коэффициента нефтеотдачи глубокозалегающих пластов.

Учет этого фактора способствует улучшению экономических показателей при обосновании и проведении нефтеразведочных работ на большие глубины. Библ. 3.

УДК 574.912:550.81

О механических свойствах горных пород Северного Дагестана. *Т. Б. Малачиханов, Г. А. Матаев, Т. Г. Гасанов, Э. Т. Малачиханов.*— В сб. «Нефтегазоносность глубокопогруженных зон Дагестана». Тр. ИГ Даг. ФАН СССР, вып. 27, 1982, стр. 221—226.

Приводятся результаты экспериментальных исследований физико-механических свойств и закономерностей разрушения образцов, изготовленных из кернов песчаников и алевролитов глубокозалегающих нефтегазовых месторождений Дагестана. Ил. 1, таб, 2. Библ. 17.

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

Мирзоев Д. А. Перспективы нефтегазоносности и направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Дагестане на глубинах более 4,5 км. 3

Джабраилов М. О., Гасангусейнов Г. Г. Итоги геологоразведочных работ на нефть и газ в 10-й пятилетке и пути повышения их эффективности в Дагестане 22

Джабраилов М. О. Результаты геологоразведочных работ на пермо-триасовые отложения в Дагестане 32

Коновалов В. И., Станулис В. А., Хлуднев В. Ф. Основные результаты и эффективность поисковоразведочных работ на мезозойские отложения в Терско-Сунженском нефтегазоносном районе . 37

Пирбудагов В. М., Пирбудагова О. В. Результаты опоискования перспективных на нефть и газ структур в Дагестане 44

Коршенбаум Ф. М. Некоторые закономерности в тектонике Юго-восточной части Терско-Каспийского прогиба 54

Мирзоев Д. А., Жгенти Т. Г., Беньяминов И. Б. Основные черты строения и этапы геологического развития пермо-триаса платформенной части Дагестана 65

Сабанаев К. А. Перспективы выявления неантиклинальных залежей нефти и газа в Предгорном Дагестане 78

Самедов С. С. Строение и региональная тектоническая трещиноватость юрских отложений Северо-Восточного Азербайджана и Южного Дагестана в связи с нефтегазоносностью 85

Васильев А. К. О прогнозе погребенных меловых складок в области Дагестанского клина 95

Исрапилов М. И. Возможности скопления углеводородов в синклинальных прогибах верхнемеловых отложений Предгорного Дагестана 102

Пронченко Н. Ф. Историко-генетическая оценка перспектив нефтегазоносности локальных ловушек пермотриаса Восточного Предкавказья 111

Джапаридзе Л. И. Особенности строения и состав региональных экранирующих толщ (покрышек) триаса Восточной части Предкавказья 116

Беньяминов И. Б. Закономерности распространения и литолого-петрографическая характеристика коллекторских пачек анизийского яруса Прикумской области Дагестана 123

Джапаридзе Л. И., Каймаразова Т. Т., Сибилева В. И., Сурнаева В. Г. Геохимическая характеристика осадочных образований Прикумской области на глубинах более 4,5 км 128

Зангиев Ш. Д., Сибилева В. И., Каймаразова Т. Т., Сурнаева В. Г. Геолого-геохимическая характеристика верхне-юрских и нижнеокомских отложений месторождения Шамхал-Булак . . 135

Ланда Е. М., Васильев В. Н. Особенности состава реликтовых легких углеводородов нефтей и конденсатов глубокозалегающих горизонтов Прикумской области Дагестана 141

Мамаев О. А., Кудрявцева К. А. Изотопные отношения водорода и кислорода в подземных водах платформенного Дагестана . 150

Шарафутдинов В. Ф. К вопросу генезиса олистостромов Дагестана 157

Слинько М. Е. Литологические особенности нижнеюрских отложений Прикумской области в связи с их нефтегазоносностью . 165

Жгенти Т. Г., Мигура А. П. Условия образования и вещественный состав разногенетических коллекторов палеозоя и нижнего триаса месторождения Юбилейное 171

Самышкина К. Г., Гусейнова Ж. К. Зональная стратиграфия меловых отложений Дагестана на основании изучения фораминифер . 180

Магомедов А. М., Темирбекова У. Т., Киласханова Н. А. К изучению фораминифер келловейских отложений Центрального Дагестана 200

Преснякова З. И., Каминская К. В. Палинологическая характеристика оленекских отложений нижнего триаса Прикумской области Дагестана 203

Сабанаев К. А., Ягибеков В. И., Сейтиев Б. М. Некоторые итоги определения АВПД на площадях Предгорного Дагестана . 208

Гайдаров Г. М. Теплоэнергетические потенциалы нефтянвых и геотермальных месторождений 212

Гайдаров Г. М., Джабраилова К. Д., Тумалаева П. К. Эффект термолифта в нефтяных скважинах 218

Малачиханов Т. Б., Матаев Г. А., Гасанов Т. Г., Малачиханов Э. Т. О механических свойствах горных пород Северного Дагестана 221

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ЗОН ДАГЕСТАНА

(Сборник статей)

Редактор *Т. Гаджиева*
Технический редактор *В. Вавpешук*

Сдано в набор 14.03.1983. Подписано к печати 30.12.1982.
Формат 60×90 1/16. Бумага тип. № 2. Гарнитура «Литературная».
Печать высокая. Печ. л. 15. Уч.-изд. л. 15,2. Заказ 189.
Тираж 300 экз. Цена 1 руб. 02 коп. С 01723.

Типография Дагестанского филиала АН СССР,
Махачкала, 5-й жил. городок, корпус 10.