

552.5

М54

МИЯ НАУК СССР

# Методы поисков и разведки погребенных риффов



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»

АКАДЕМИЯ НАУК СССР  
НАУЧНЫЙ СОВЕТ ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ НЕФТИ И ГАЗА  
МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ  
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

552.5  
М 54

# Методы поисков и разведки погребенных рифов



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»  
Москва 1983

Освещаются результаты региональных и детальных геолого-геофизических исследований нефтегазоносных рифогенных карбонатных резервуаров в различных осадочных бассейнах СССР. Анализируются методы прогнозирования и поисков погребенных построек. Описываются условия их формирования, геологическое строение, рассматриваются особенности формирования емкостных и фильтрационных свойств биохомогенных пород-коллекторов. Сборник посвящен актуальной проблеме — исследованию нефтегазоносных рифогенных карбонатных резервуаров в различных осадочных бассейнах СССР.

Ответственные редакторы

чл.-кор. АН УССР В. В. ГЛУШКО,

доктора геол.-минерал. наук М. М. ИВАНЮТА, В. А. БАБАДАГЛЫ

## Раздел I

### ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ ПОГРЕБЕННЫХ РИФОВ

УДК 551.263:552.58

*И. К. Королюк*

#### ФОРМАЦИОННЫЕ КРИТЕРИИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ РАЗНЫХ ТИПОВ ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЕК

Как хорошо известно, органогенные постройки представляют тела размером от дециметров до многих километров, причем влияние на распространение залежей углеводородов оказывают как крупные, так и мелкие органогенные постройки (ОП). Разнообразие ОП выявлено работами большого коллектива геологов, главным образом нефтяников. Очевидно, что для успешных поисков нефтегазоносных ОП необходимо прогнозировать не только зоны их возможного распространения, но и типы ОП в этих зонах, так как емкостные и коллекторские свойства ОП определяются в значительной степени набором породообразователей, сложностью экосистем ОП, устойчивостью их во времени, общим ходом эволюции ОП и рядом других причин, которые проявляются в литолого-экологических показателях. Именно на этих же показателях основана используемая нами классификация ОП [1].

Возникновение тех или иных типов ОП определяется палеогеографией и тектоникой, т. е. теми же факторами, что и развитие тех или иных формаций. Связь между типами ОП в толще и прочими ее формационными признаками настолько тесная, что именно тип ОП может быть принят за один из основных показателей для классификации карбонатных формаций. По предлагаемой схеме классификации карбонатные формации приняты за особый класс формаций, в классе выделены подклассы, группы, типы [2]. Органогенные постройки встречаются во многих, но не во всех типах карбонатных формаций. Многим формациям свойственны определенные типы ОП или их определенное сочетание.

В доломитистых формациях [3] встречаются строматолитовые и микрофитолитовые биостромы, строматолитовые онкоиды или пласты онкоидов. Для них типично относительно простое строение, нередко биогермная слоистость и смена типов пород по слоям. Таковы органогенные постройки кембрия юга Восточной Сибири.

В верхнефаменско-турнейских отложениях Волго-Уральской области, объединяемых в «тройственную» формацию [3], наиболее обычны мелкие и крупные иловые холмы, в той или иной степени скрепленные каркасными организмами. Для массивов характерны очень слабо выраженная вертикальная и горизонтальная зональность, общая плоская форма. Большое количество хомогенного материала в ОП приводит к тому, что массивы в

#### МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ ПОГРЕБЕННЫХ РИФОВ

Утверждено к печати

Научным советом по проблемам геологии и геохимии нефти и газа

Редактор издательства Л.В. Миракова. Художник Н.Н. Якубовская

Художественный редактор И.Ю. Нестерова. Технический редактор А.Л. Шелудченко

Корректор Н.Л. Голубцова

ИБ № 24498

Подписано к печати 15.04.83. Т — 09309. Формат 60х90 1/16. Бумага офсетная № 2  
Гарнитура литературная (фотонабор). Набор изготовлен во 2-й типографии изд-ва "Наука"  
Печать офсетная. Усл.печ. л. 11,5 + 0,3 вкл. Усл. кр.-отт. 11,9. Уч.-изд.л. 15,1. Тираж 900 экз.  
Гип. зак. 595 Цена 2р. 30к.

Издательство "Наука", 117864 ГСП-7, Москва В-485, Профсоюзная ул., д. 90

4-я типография издательства "Наука"  
630077, Новосибирск, 77, ул. Станиславского, 25

большинстве случаев являются лишь причиной возникновения ловушек в структурах облекания. Именно таковы «риффы» Камско-Кинельской системы прогибов.

Для фитолитовых формаций [2] типичны биоритмиты [1].

В формациях известняков и доломитизированных известняков [2] ОП вообще редки, но относительно часто встречаются в их краевых частях, где наблюдается латеральный переход в особые рифогенные формации. В самой формации известняков и доломитизированных известняков отмечены биогермы и биостромы из однообразных биоценозов.

Для формаций слоистых известняков [2] характерно широкое развитие пластов потенциальных рифообразователей, а ОП возникают только иногда, вероятно, в том случае, когда формация развивается в условиях резкого блокового расчленения территории. При этом на приподнятых блоках отлагаются формации слоистых известняков, а края блоков оконтуриваются зонами рифообразования. В этих условиях ОП разнообразны — от мелких биогермов до относительно крупных биогермных и рифовых массивов, таких как в нижнем карбоне Англии или нефтегазоносные меловые «риффы» Сирии.

Четко выделяется ряд формаций, в которых ОП и продукты их разрушения — главные члены. Обычно считается, что достаточно выделения одной рифовой (рифогенной) формации, однако сравнение конкретных разновозрастных формаций между собой привело к выводу о существовании целой группы рифогенных формаций.

Рифовые формации — карбонатные толщи, сложенные почти исключительно биогермными известняками и продуктами их разрушения; содержат разные по величине рифовые массивы, иногда очень крупные, обособленные, нередко мелкие, тесно переплетающиеся с обломочными породами, произошедшими за счет их разрушения. Настоящие рифовые формации, как правило, распространены в геосинклиналях и их нефтегазоносность пока не установлена. Иногда краевые градации этих формаций оказываются в результате позднейших тектонических перестроек в пригеосинклинальных зонах краевых прогибов, где соответственно обнаруживаются или погребенные рифовые массивы, или различные тектонические ловушки в дислоцированных отложениях. Можно предполагать, что обособление изолированных массивов ОП для этих формаций не типично.

Формация биогермных массивов — карбонатные толщи обычных детритовых известняков, содержащие значительное количество изолированных рифовых и биогермных массивов, что определяет резкую изменчивость мощности формации. Обособленность массивов в основном первоначальная, а так как образуются они сложными рифовыми биоценозами, то в массивах в большей или меньшей степени сохраняется зональное строение. Формация имеет полосовое или площадное развитие и обычно приурочена к склонам крупных краевых впадин платформ. Распределение массивов в пределах формаций обычно контролируется палеорельефом и структурой региона. Типичная нефтегазоносная формация этого типа — Ишимбаевская нижнепермская.

Банково-рифовые формации — карбонатные толщи с четко выраженным направленным развитием от детритовых слоистых толщ через горизонты банковых поселений к биогермным известнякам рифовых фаций. Формация обычно развита полосой, а расчленение ее на отдельные массивы во многих случаях определяется эрозией. Сочетание рифового фактора

с эрозионным обычно ведет к повышению емкостных способностей массивов. Вероятно, к нефтегазоносным формациям этого типа относятся массивы Золотого пояса Мексики и ряд других.

Формации слоистых известняков с рассеянными ОП — толщи слоистых известняков, с массовыми мелкими биогермами и биостромами, рассеянными только в определенных горизонтах. От формаций биогермных массивов отличаются отсутствием крупных массивов, относительно постоянной мощностью толщи в зоне массовых ОП и вне их, т. е. органогенные постройки включены в толщу, но они не изменяют принципиально ее мощности. От рифовых формаций, в которых иногда также много мелких биогермов, отличаются незначительным объемом обломочного рифового материала и, наоборот, значительным количеством нормально-слоистых пород. Ввиду мелких размеров большинства ОП в формациях ловушками углеводородов нередко оказываются антиклинальные складки, но емкостные свойства пород определены отложениями рифовых фаций. Реже встречаются и нефтегазоносные изолированные мелкие биогермные массивы.

Кроме как в карбонатных формациях, органогенные постройки имеются в краевых грациях соленосных формаций, в которых особенно часто возникают биостромные массивы, биоритмиты из строматолитов или экологически близких им сообществ. ОП имеют несколько расплывчатую форму, но распространение их четко контролируется структурными элементами бассейна седиментации. Нужно подчеркнуть, что ОП вообще часто фиксируются совместно с соленосными формациями, однако в большинстве случаев это определяется перекрытием формаций, содержащих ОП, соленосными формациями, а не одновременным накоплением ОП и солей.

В прочих формациях (терригенных, вулканогенных, в молассах) ОП встречаются, но редко содержат скопления нефти и газа.

Связь формаций и органогенных построек проявляется не только в том, что многим типам формаций свойствен свой набор ОП, но и в общей эволюции карбонатных формаций во времени и в циклах рифообразования. Последние, вероятно, глобальны, но пока четко выявлены, например, на Урале, где наблюдается два крупных цикла — ордовикско-турнейский и средневизейско-пермский, во время которых происходит нарастание и спад интенсивности рифообразования. Кроме того, в каждый определенный период рифообразования внутри цикла также наблюдается закономерная смена мелких ОП крупными, а затем опять мелкими.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Ископаемые органогенные постройки, рифы, методы их изучения и нефтегазоносность./Королюк И. К., Михайлова М. В., Равикович А. И. и др. М.: Наука, 1975, с. 30—48.
2. Королюк И. К. Карбонатные формации. — В кн.: Постседиментационные изменения карбонатных пород и их значение для историко-геологических реконструкций. М.: Наука, 1980, с. 84—89.
3. Королюк И. К., Максимова С. В. К вопросу о классификации карбонатных формаций. — Там же, с. 74—84.

А. Джумагулов

## ВОПРОСЫ ТРАССИРОВАНИЯ ПОГРЕБЕННЫХ РИФОГЕННЫХ ПОСТРОЕК

Пространственная локализация рифогенных формационных тел определяется в одних случаях тектоническими, в других палеогеоморфологическими факторами. Палеогеоморфологический контроль процесса формирования барьерного рифа в условиях бортовой зоны парагеосинклинального прогиба был охарактеризован В. А. Бабадаглы [1] на примере серпуховских органогенных построек северных окраин Донбасса.

Ниже мы рассмотрим некоторые варианты тектонического контроля геосинклинального рифообразования, взяв в качестве моделей ранне-среднепалеозойские карбонатные формации Тянь-Шаня. Среднепалеозойские рифовые постройки Южного Тянь-Шаня, возрастной диапазон которых весьма велик — от силура до низов среднего карбона, а мощность превышает иногда 1 км, в пределах линейных субширотных кордильерных зон Алай-Туркестанской геосинклинали образуют четко выраженные прерывистые барьерные гряды, редко отдельные массивы.

В современной структуре описываемого района это явление обуславливает чередование полос, сложенных кордильерными карбонатными формациями и эффузивно-сланцевыми межкордильерными. Мощности среднего палеозоя в пределах межкордильерных зон, как правило, существенно редуцированы в связи с развитием здесь кремнисто-сланцевых пород глубоководных силицитовых формаций.

В орогенном этапе этим зонам отвечают участки развития мощных флишоидно-молассовых терригенных формаций среднего — верхнего палеозоя. Эти формации представляют собой компенсационное выполнение унаследованных от среднегерцинских межкордильерных зон локальных позднегерцинских мульд, слившихся затем в единой структуре краевого прогиба.

В естественных разрезах правого борта долины р. Исфайрам у впадения в нее р. Сурметаш четко прослеживается облекание кровли раннемосковского рифа отложениями терригенной позднемосковской авандельтовой формации, мощность которой быстро возрастает в южном направлении, т. е. к осевой части унаследованной от Даудинской среднегерцинской геосинклинальной межкордильерной зоны [4] Сурметашской мульды краевого прогиба.

Д. П. Резвой и И. А. Марушкин [6] в бассейне среднего течения р. Сох описали поле развития сингенетично-сокращенных кремнисто-терригенно-карбонатных разрезов силур-девонских и намюр-нижнемосковских отложений. Мощность их 650—800 м. Это поле окружено рифогенными постройками, сложенными органогенными известняками лудлова (мощность около 250 м), эйфеля-франа (1100 м), визе-намюра (400 м). Рифы в плане образуют кольцо, внутри которого развит сингенетично-сокращенный разрез. Весьма характерно перекрытие его мощной (1—2 км) флишоидной толщей нижнемосковского подъяруса — верхнего карбона. Указанные авторы относят этот район к зоне Туркестанского глубинного разлома. Необходимо отметить, что резкие перепады мощностей верхнепалеозойских

терригенных формаций орогенного этажа, редуцированных над рифовыми постройками и аномально больших в окружающих их зонах развития сокращенных разрезов геосинклинального среднего палеозоя, вообще характерны для Южного Тянь-Шаня.

Между тем тектоническая основа локализации палеозойского биогеомообразования в описываемом регионе не однозначна. Наши наблюдения позволяют наметить по крайней мере три модели рифообразования. Первая из них изучена на примере верхнесилурийско-нижнедевонских рифов Яссинской структурно-формационной зоны каледонско-герцинского приразломного прогиба юго-западного крыла Таласо-Ферганского линеамента. Эта модель (первая) отражает формирование рифовых гряд на реликтовых линейных каледонских поднятиях, поперечных простиранию приразломного прогиба.

Вторая модель пользуется широким распространением в Баубашатинской структурно-формационной зоне того же приразломного прогиба, в меньшей степени — в Восточно-Алайской зоне. Она представлена различной величины рифовыми массивами с возрастным интервалом от верхнего силура до нижнего карбона. В среднепалеозойском структурном этапе они образуют резко изогнутые складки, среди которых весьма характерны гемиструктуры, имеющие только одно направление погружения шарниров. Этим вторая модель отличается от обычных, охарактеризованных выше линейных субширотных кордильерных рифовых гряд Южного Тянь-Шаня (третья модель).

Существование первой и второй моделей связано с палеозойской историей Ферганского хребта, а именно с образованием вдоль юго-западного крыла Таласо-Ферганского линеамента приразломного прогиба, наложенного на каледонско-герцинскую эвгеосинклиналь Среднего Тянь-Шаня, частично на герцинскую миеосинклиналь Южного Тянь-Шаня. Необходимо отметить, что палеозойская история развития этого района уже более полувек является предметом оживленной дискуссии. Дело в том, что в региональной структуре Тянь-Шаня Ферганский хребет четко выделяется резким отклонением субширотных алай-туркестанских простираний к северу и северо-западу на 180 км. Лишь в Атойнакском хребте они вновь приобретают субширотное и юго-восточное простирание.

Для Баубашатинской структурно-формационной зоны, расположенной в северо-западной части Ферганского хребта, характерны мощные (до 4—6 км), преимущественно карбонатные, реже эффузивно-карбонатные толщи, отвечающие стратиграфическому интервалу от верхнего силура до нижнего карбона включительно. Под ними залегают столь же мощные (до 2—3 км) песчано-сланцевые толщи силура. Формации орогенного этапа представлены здесь венчающей известняковые разрезы маломощной (первые сотни метров) песчано-конгломератовой пачкой (конуртубинская свита —  $S_{2V}$ ).

По периферии крупных известняковых, преимущественно рифогенных массивов с баубашатинским типом разреза [2] в описываемой зоне повсеместно распространены сокращенные кремнисто-сланцевые разрезы среднего палеозоя (сересуйский тип). Разрезы сересуйского типа связаны постепенными переходами с известняково-вулканогенными (окджатпесский тип) и вулканогенными (каракорумский тип) разрезами среднего палеозоя.

Присутствие в Баубашатинской зоне мощных известняков верхнесилурийско-эйфельского возраста послужило В. И. Попову (1938 г.) одной

из основных причин отнесения ее к южнотяньшаньским герцинидам. Впоследствии В. И. Попов пересмотрел этот вывод и на составленной им в 1968 г. «Схеме структурно-формационного районирования востока Средней Азии» северо-западная часть Ферганского хребта отнесена к Срединному Тянь-Шаню.

Тем не менее начиная с 40-х годов и по настоящее время исследователи, рассматривающие Таласо-Ферганский линеймент в качестве правостороннего сдвига с амплитудой 150—180 км (В. Н. Огнев, 1940 г.; В. Г. Королев, 1961 г.; Г. Л. Бельговский, 1961 г.; Т. А. Додонова, 1962 г.; В. С. Буртман и А. В. Пейве, 1963 г.; Г. С. Поршняков, 1969 г.), в качестве одного из доказательств своей концепции приводят южнотяньшаньский тип среднепалеозойского разреза Баубашатинской зоны. Смещенным по сдвигу восточным продолжением этой зоны перечисленные авторы считают герциниды хр. Кок-Шаал. Однако сторонники мобилистского подхода к объяснению структурно-формационных особенностей Ферганского хребта отмечают необычайность для линейных субширотных структур герцинид Южного Тянь-Шаня ориентировки и морфологии элементов структуры Баубашатинской зоны.

Другой фиксистерский подход (Н. М. Сеницын, 1949—1960 гг.; А. Е. Довжиков, 1958—1977 гг.; Л. И. Турбин, 1960 г.; В. И. Кнауф, 1966 г.; В. Д. Брежнев, 1969 г. и др.) объясняет сигмоидальное простираание структур Ферганского хребта вертикальными блоковыми движениями крыльев Таласо-Ферганского линеймента, обусловившими своеобразные контуры среднепалеозойских поднятий и прогибов и в связи с этим рисунок седиментационных бассейнов. Предположение о том, что Баубашатинская зона представляла в среднем палеозое приразломный прогиб, наложенный на каледониды Срединного Тянь-Шаня и вытянутый в отличие от них и герцинид Южного Тянь-Шаня вдоль Таласо-Ферганского линеймента, было высказано А. Е. Довжиковым [3].

Мы полагаем, что высказанная точка зрения наиболее оптимальна и находит подтверждение при анализе геологических особенностей юго-восточной части Ферганского хребта, известной в качестве Ясинской структурно-формационной зоны.

Выполненные нами в 1968—1973 гг. полевые формационные наблюдения позволяют констатировать, что именно структурная основа и возраст рифообразования в охарактеризованных регионах более всего отвечают истории их развития.

Начиная с работ В. И. Тихонова (1949 г.), В. Н. Огнева (1959 г.) и Н. М. Сеницына (1960 г.), Ясинская структурно-формационная зона выделяется всеми исследователями как область развития карбонатных и сланцевых формаций силура — нижнего девона, перекрытых очень мощными песчано-сланцевыми толщами девона, карбона и нижней перми. Современная структура этой зоны относительно проста. В. Н. Огнев (1949 г.) ее описывает в качестве Ясинской брахиантиклинали, крылья которой осложнены чешуйчатыми надвигами. Г. С. Поршняков [5] именует ее Кипчальминским полукуполом.

Таким образом, в Ясинской зоне необычны и структура и тип палеозойского разреза. В нижней его части особый интерес представляют рифогенные карбонатные формации семизской ( $S_2$ — $D_1$ ?) и туйвинской ( $D_1$ ) толщ, развитых в бассейне верхнего течения р. Яссы и разделенных чит-

тинской толщей ( $D_1$ ?) сланцев и линзовидно-слоистых известняков и доломитов.

Северо-восточные выходы перечисленных толщ описаны Г. С. Поршняковым, Г. С. Бискэ, Г. А. Талашмановым и А. В. Яговкиным в бассейнах рек Пчан и Биргузы, где они прослеживаются примерно на 30 км непрерывно вдоль условной линии Таласо-Ферганского линеймента, ограничивая в этом районе его юго-западное крыло. Эти два поля выходов карбонатно-сланцевых толщ силура—нижнего девона разобщены обширной зоной терригенных разрезов юры вдоль осевой линии Ферганского хребта.

Не приводя здесь подробных характеристик разрезов силура—нижнего девона, отметим присутствие в них массивных рифогенных мраморов и доломитов мощностью до 1000 м, седиментационное единство рифовых гряд бассейнов рек Пчан, Биргузы и Яссы и характерное их северо-восточное простираание, сменяющееся на противоположном склоне Ферганского хребта северо-западным.

Северо-восточное простираание рифовых гряд семизской и туйвинской толщ в районе «Кипчальминского ущелья» подтверждается северо-восточным направлением сноса, установленным в косослоистых линзовидных доломитах течениевой сланцево-карбонатной формации читтинской толщи. Подобная ситуация позволяет предположить наличие реликтовой позднекаледонской перемычки, фиксируемой рифовой грядой, секущей общее северо-западное простираание приразломного силурийско-раннедевонского некомпенсированного прогиба.

Для герцинской истории Ясинской зоны наиболее характерно длительное (в центральной части с фамена до начала позднего карбона, в периферической с фамена до раннемосковского времени) существование некомпенсированного глубоководного прогиба.

В палеогеографической ситуации фаменско-раннекаменноугольной фазы его развития обращает на себя внимание существование синхронного рифового обрамления, причем не только в юго-западном, но и в северо-восточном крыле Таласо-Ферганского линеймента, что подтверждает версию о вертикальном характере движений по нему в палеозое (рис. 1). Особенно интересна в этом отношении небольшая фаменско-визейская рифовая постройка гребня Янгиз-Кыр, вытянутая параллельно условной линии линеймента вдоль его северо-восточного крыла.

В разновозрастных интервалах ( $S_1$ — $2$ ) сокращенных разрезов джуректашской и шаланской свит нами изучена глинисто-карбонатная течениевая формация. В верховьях р. Кугарт замеры в ней косой слоистости показывают северное направление сноса, в верховьях р. Урумбаш — северо-восточное. Это позволяет предположить, что по крайней мере в раннем и среднем карбоне Ясинская зона некомпенсированного прогибания имела продолжение в северо-восточном крыле Таласо-Ферганского линеймента на территории современной Нарынской межгорной впадины. С севера эта часть области глубоководной седиментации, очевидно, ограничивалась широтной раннекаменноугольной карбонатной грядой Баралбас-Молдатауского поднятия, описанной Е. В. Христовым [7], а с юга разновозрастными рифогенными постройками хр. Акшийряк.

На юге фаменско-позднекаменноугольные сланцевые и кремнисто-карбонатные сокращенные разрезы Ясинской зоны хорошо увязываются с разновозрастными рифовыми массивами Восточного Алая. В межрифовых

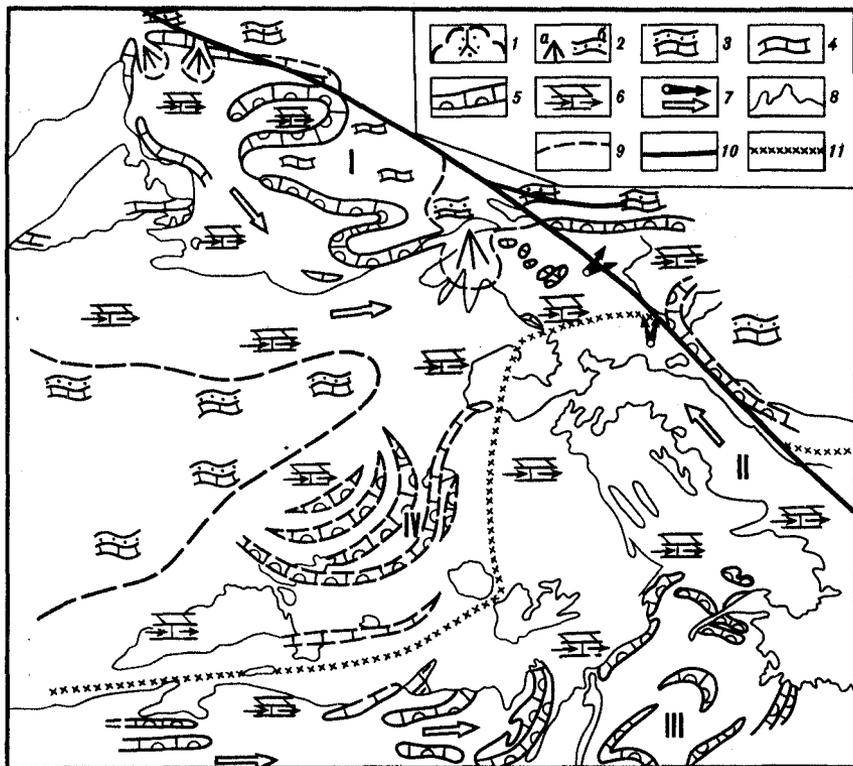


Рис. 1. Палеогеографическая схема позднего девона—раннего карбона

1 — суша, в том числе островная; 2 — мелководно-морской терригенный шельф (область накопления преимущественно авандельтовых (а) и волноприбойных (б) формаций); 3 — мелководно-морской терригенно-карбонатный шельф; 4 — мелководно-морской карбонатный шельф; 5 — рифогенные карбонатные постройки; 6 — область глубоководно-морской седиментации (сочетание донно-течениевых и отстойных фаций); 7 — направление сноса: а — установленное, б — предполагаемое; 8 — границы выходов палеозоя на поверхность; 9 — границы областей с различными обстановками осадконакопления; 10 — Таласо-Ферганский линеймент и «линия Николаева»; 11 — граница Срединного и Южного Тянь-Шаня; структурно-формационные зоны: I — Баубашатинская, II — Яссинская, III — Восточно-Алайская, IV — Грунч-Мазарская

впадинах и прогибах здесь в среднем палеозое накапливались маломощные эффузивно-кремнисто-сланцевые породы разрезов калмакасуйского типа, перекрытые в позднем палеозое мощной нижней молассой.

Установленное глубоким бурением в юго-восточной части Ферганской впадины на площадях Грунч-Мазар, Булакбаши и Кургантепе присутствие мощных рифогенных массивных мраморизованных известняков  $D_3-C_1$  позволяет наметить бывшую до сих пор неясной западную границу Яссинской структурно-формационной зоны.

Вскрытый на перечисленных площадях крупный девонско-раннекаменноугольный карбонатный массив близок по морфологии и характеру формационных соотношений к Баубашатинским. Его восточная периферия обрамлена одновозрастными рифовыми грядами гор Суганде и Сюрень-тюбе,

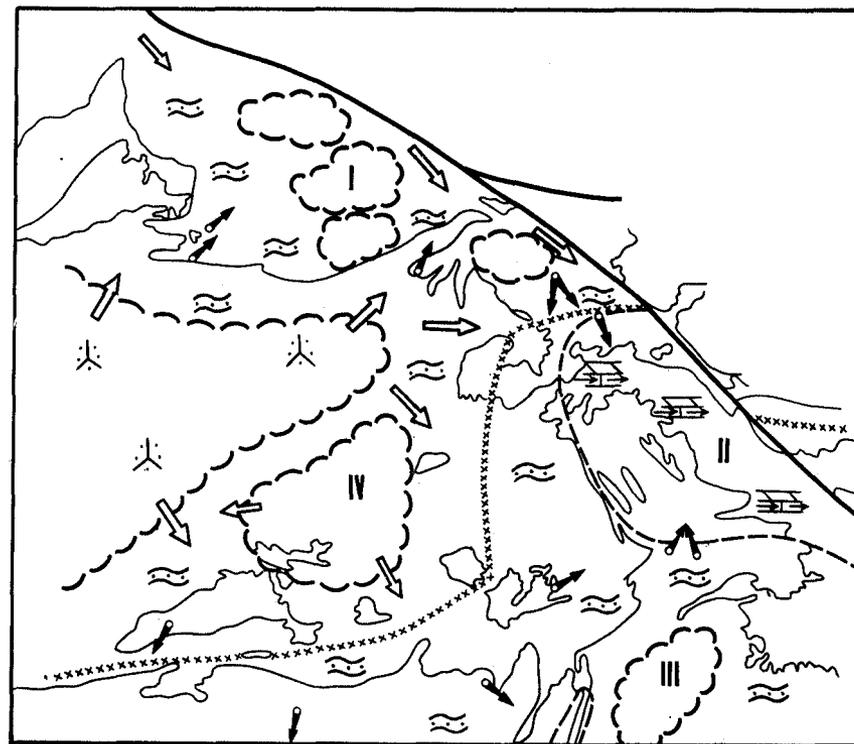


Рис. 2. Палеогеографическая схема позднемосковско-позднекаменноугольного времени

Условные обозначения см. на рис. 1

юго-западная — рифовыми грядами Ошских гор. Не исключено, что весь этот район представляет собой большей частью скрытую под альпийским чехлом крупную гемискладку, крылья которой сложены концентрическими девонско-каменноугольными рифовыми грядами, разделенными зонами сокращенных эффузивно-кремнисто-сланцевых разрезов верхнего силура—девона. Нижняя часть палеозойского разреза здесь, очевидно, представлена мощной песчано-сланцевой толщей, датируемой Г. С. Поршняковым нижним палеозоем—нижним силуром. По периферии описываемой структурно-формационной зоны (мы предлагаем назвать ее «Грунч-Мазарской») эта толща обнажена в массиве Сюрень-тюбе (михайловская толща) и горах Суганде (канская серия).

В целом можно констатировать аналогию геологического строения Баубашатинской и Грунч-Мазарской структурно-формационных зон, разделенных в раннем и среднем палеозое вдольосевым каледонским поднятием Срединного Тянь-Шаня.

В среднем и позднем карбоне области девонско-раннекаменноугольного рифообразования представляли поднятия, поставляющие вместе с погребенным в настоящее время Ферганским поднятием Срединного Тянь-Шаня обильный терригенный материал в Яссинскую структурно-формационную

зону (рис. 2). Здесь до дастарского времени позднего карбона сохранялась реликтовая глубоководная впадина, обрамленная мощными авандельтовыми постройками впадавших в нее преимущественно с северо-запада (Срединный и Северный Тянь-Шань) и юго-востока (Восточно-Алайское поднятие, Таримский массив) речных систем.

### Заключение

Палеозойская история Ферганского хребта и прилегающих районов (Восточный Алай, Юго-Восточная Фергана) связана с формированием крупнейшего приразломного прогиба, возникшего в зоне пересечения Таласо-Ферганским линеаментом каледонско-герцинских структур Срединного Тянь-Шаня и герцинских Южного Тянь-Шаня. Стиль тектонических деформаций в этом прогибе был не линейным геосинклинальным, а скорее глыбово-складчатым германотипным. Преобладание активных нисходящих движений привело к образованию долгоживущих некомпенсированных прогибов типа Яссинского, приуроченных территориально не только к юго-западному, но и северо-восточному крыльям линеамента.

В яссинском прогибе рифообразование происходило в позднем силуре—раннем девоне и было приурочено к реликтовым каледонским поднятиям северо-восточного простирания, которые позже были поглощены общим опусканием этой зоны. В Баубашатинской, Восточно-Алайской и Грунч-Мазарской структурно-формационных зонах приразломного прогиба в позднем силуре—раннем карбоне рифообразование происходило в сводовых частях крупных брахиформных поднятий, разделенных некомпенсированными прогибами. Формационные соотношения разрезов среднего палеозоя здесь аналогичны южнотяньшаньским.

Нет никаких формационно-палеогеографических свидетельств сколь-нибудь значительных горизонтальных перемещений по Таласо-Ферганскому линеamentу в палеозое.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Бабадаглы В. А. Некоторые особенности каменноугольной истории системы Днепровско-Донецкая впадина — Донбас в связи с поисками погребенных рифов. — В кн.: Геология нефтегазоносных пластовых резервуаров. М.: Наука, 1981, с. 42—52.
2. Бискэ Ю. С., Поршняков Г. С. Стратиграфия среднего палеозоя северо-восточной Ферганы/Вопросы стратиграфии. Л.: Изд-во ЛГУ, 1974, вып. 1.
3. Довжиков А. Е. Тектоника Южного Тянь-Шаня (Геологические условия формирования палеозойских складчатых структур). — Тр. ВСЕГЕИ. Нов. сер., 1977, т. 231.
4. Попов В. И., Коннов Л. И., Запрометов В. Ю. и др. О структурно-формационном районировании Южного Тянь-Шаня в связи с его бокситоносностью. — В кн.: Материалы Юбилейной научной сессии АН УзССР. Ташкент, 1967, с. 12—17.
5. Поршняков Г. С. Герциниды Алая и смежных районов Южного Тянь-Шаня. Л.: Изд-во ЛГУ, 1973.
6. Резвой Д. П., Марушкин И. А. Формационная неустойчивость — характерная черта зон глубинных разломов (р. Сох, Алайский хребет). — Геол. сб. Львов. геол. о-ва. Львов: Изд-во ЛГУ, 1973, № 14, с. 99—105.
7. Христов Е. В. Переходные среднепалеозойские разрезы северного склона хребта Молдо-Гау и их положение в региональной структуре Тянь-Шаня./Тектоника допалеозойских и палеозойских толщ Тянь-Шаня. Фрунзе: Илим, 1970.

А. Г. Алексин, В. Т. Хромов, Л. П. Климушина, Н. В. Мелик-Пашаева

### ПУТИ РАЗРАБОТКИ МЕТОДИКИ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЛОВУШКАХ НЕАНТИКЛИНАЛЬНОГО ТИПА

Характеризуя условия проведения геологоразведочных работ на перспективу, следует отметить, что со временем они будут более усложняться. Это связано с увеличением разведанности территории СССР по верхним структурным этажам, с сокращением подготовленных структур антиклинального строения, с необходимостью проведения во все возрастающем объеме поисков залежей углеводородов на значительных глубинах (свыше 4—5 тыс. м) с выходом в новые неосвоенные регионы. Ввиду этого одним из важнейших и еще неосвоенных резервов обеспечения запасами растущей добычи страны являются поиски и разведка месторождений (залежей) литолого-стратиграфического типа. Пока что не разработаны надежные апробированные методы картирования ловушек такого типа, и поэтому обоснование перспектив их поисков не идет далее общих региональных оценок и не доводится до локального прогноза.

Решение проблемы мы видим в постановке комплекса опытно-методических, прежде всего геофизических, работ по выявлению и картированию ловушек и залежей неантиклинального типа в пределах специально выбранных в нефтегазоносных бассейнах (НГБ) полигонов: достаточно характерных, крупных (80×30 км) и наиболее перспективных участков. Разработав на них рациональную методику и открыв ряд залежей, можно реально оценить возможности разворота поисковых работ в целом по каждому региону. Выбор опорных полигонов контролируется несколькими требованиями.

1. Достижением достаточно высокой степени изученности региона в целом или намечаемого района геофизическими методами и бурением.

2. Благоприятными геологическими предпосылками широко развитых региональных и локальных зон литологического выклинивания и стратиграфического несогласия, а также формированием в их пределах достаточно крупных и перспективных в нефтегазоносном отношении ловушек и даже залежей подобного типа.

3. Новыми объектами для поисков залежей в неантиклинальных ловушках, намеченных в результате ревизии и обобщения геолого-геофизических материалов по району.

4. Существованием относительно благоприятных условий для проведения геофизических исследований. Это условие предопределяет необходимость предварительного геофизического моделирования геологической среды выбранного под полигон района для установления принципиальной возможности решения поставленных методических задач различными геофизическими методами.

Указанные требования выбора опорных полигонов и рекомендации, связанные непосредственно с составлением проекта работ на них, методически разработаны в ИГиРГИ. В ней главным являются рекомендации, касающиеся отработки методики всего комплекса геолого-географических

работ, включая бурение на «эталонных участках», т. е. там, где уже установлены промышленные залежи углеводородов неантиклинального или комбинированного типов. Именно на участке с промышленной залежью и выработывается рациональная методика картирования ловушек литолого-стратиграфического типа. В последующем для апробации этой методики осуществляются работы выработанным комплексом на том же полигоне, но уже в пределах других перспективных участков. Следует сразу же указать, что организация опытно-методических работ в конкретных НГБ сталкивается с двумя ситуациями. Первая полностью отвечает требованиям по выбору участка под полигон. В его пределах уже есть доказанная залежь нефти и газа неантиклинального типа, т. е. «эталон» для отработки методики. Вторая характеризуется необходимостью проведения в наиболее перспективном районе НГБ предварительных целенаправленных поисковых работ по созданию подобных «эталонных участков», т. е. быстрейшему открытию промышленных скоплений углеводородов данного типа. Придерживаясь вышеуказанных основных требований были начаты опытно-методические работы на опорных полигонах в пределах Волго-Уральского, Прикаспийского, Предкавказского и Западно-Сибирского регионов.

В геологическом отношении полигоны выбраны так, чтобы охватить наибольшее количество разнообразных условий формирования литолого-стратиграфических ловушек. Так, в пределах древней платформы на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции организовано пять полигонов. Два из них связаны с разработкой методики поисков неантиклинальных ловушек и залежей в терригенном девоне. Это — юго-восточный моноклиальный склон Жигулевско-Пугачевского свода (Покровско-Спирidonовский полигон, Куйбышевская область). Главный объект — литологические и структурно-литологические ловушки. Район Тавтиманово-Ушкарского грабена и Аскараровско-Бекетовской зоны горстовидных поднятий платформенной Башкирии (Тавтиманово-Уршакский полигон). Здесь прослеживаются зоны выклинивания пластов терригенного девона и широкое развитие ловушек литологического и структурно-литологического типов.

Методика картирования литолого-стратиграфических ловушек в терригенных отложениях нижнего карбона и поисков в них залежей углеводородов отработывается на отдельных участках Камско-Кинельской системы прогибов, характеризующихся наибольшими перспективами поисков этого типа объектов (Муханово-Ероховский полигон—заливообразное выклинивание, Куйбышевская область и Усть-Черемшанский полигон — «эрозионные» турнейские врезы, Татария).

В пределах молодых платформ опытно-методические работы организованы в Предкавказском и Западно-Сибирском регионах. Здесь для обработки методики поисков литологических и стратиграфических ловушек и связанных с ними залежей нефти и газа в зонах регионального выклинивания продуктивных пластов-коллекторов майкопа, юры и мела рекомендованы в Предкавказском регионе Саратовский полигон на южном и северном бортах Западно-Кубанского прогиба (заливообразные ловушки в майкопе на моноклинали) и в Западно-Сибирском регионе Правдинско-Усть-Балыкский полигон в Центральной и Даниловско-Верхне-Лемьинский полигон в Краевой областях нефтегазонакопления. В пределах Правдинско-Усть-Балыкского полигона фациальное замещение меловых отложений связано не с береговой линией бассейна, а с переходом в его более глубоководную

часть. На Даниловско-Верхне-Лемьинском полигоне планируется картирование береговых форм палеорельефа вогулкинской толщи юры и изучение сложного извилистого контура залежей при их разведке.

Для отработки методики поисков погребенных рифов в карбонатном девоне и карбоне намечены Актаныш-Чишминский (Башкирия), Коробковско-Нижнедобринский (Волгоградская область) и Ровненско-Лебедевский (Саратовская область) полигоны. Так, Коробковско-Нижнедобринский полигон расположен в районе западного борта Уметовско-Линевской погребенной депрессии, где развит алатырско-верхнефранский рифогенный комплекс. Наиболее хорошо он разбурен на Коробковско-Моисеевском участке. Здесь выявлена цепочка органогенных построек, на продолжении которых намечается целый ряд новых перспективных объектов. Разведанное месторождение нефти, связанное с Котовским рифом (глубина 2400—2700 м), служит «эталонным» участком. На полигоне предусмотрен широкий комплекс исследований: сейсморазведка МОГТ и МОГ с цифровой регистрацией, электроразведка ЗСТ, высокоточная гравиразведка, детальная аэромагнитная съемка, дистанционные космоаэрогеологическая и геохимическая съемки. Поисково-методическое бурение предусматривает на «эталонном» участке вскрытие всего тела рифа, зарифовых и предрифовых фаций с проведением ВСП, АК, гравикаротажа и всего комплекса промыслово-геофизических исследований. В пределах проектируемого Ровненско-Лебедевского полигона нет пока доказанной «эталонной» залежи рифового генезиса, однако поиски нефти и газа на рифовых «трендах» девона и карбона бортовой зоны Прикаспийской впадины являются актуальнейшей задачей. В этой связи бурение скважин и геофизические исследования будут сконцентрированы на Лиманской и Лебедевской площадях для подготовки их как «эталонных». В пределах полигона имеется также несколько «перспективных» участков, где прогнозируются новые рифовые постройки.

Таким образом, для совершенствования методики поисков погребенных рифов и связанных с ними залежей нефти и газа начаты серьезные опытно-методические работы на опорных полигонах. По-видимому, это единственно правильный путь для решения аналогичной проблемы на территории Украины и Белоруссии. В пределах их нефтегазоносных бассейнов, например в Днепровско-Донецкой впадине и Припятском прогибе, следует обосновать и запланировать опытно-методические полигоны с объектами на доступных для современных методов глубинах.

В заключение следует сказать, что успешность проведения данного эксперимента будет зависеть от выполнения работ геофизическими и геологическими службами на основе нестандартных методов и методик с применением самой новейшей аппаратуры, обеспечения геофизики достаточным объемом параметрического, структурного и поискового бурения.

М. А. Каршенбаум, В. М. Попов

## ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ВЫСОКОТОЧНОЙ ГРАВИРАЗВЕДКИ ПРИ ПОИСКАХ РИФОГЕННЫХ СТРУКТУР В КРЫМУ

Месторождения нефти и газа, приуроченные к погребенным рифовым образованиям, обнаружены в различных регионах земного шара, в том числе и в СССР. С ними связаны значительные запасы нефти и газа.

Сравнительный анализ геолого-структурного и стратиграфического положения рифогенных образований в различных нефтегазоносных бассейнах Средиземноморья и рифогенных комплексов Крыма, проведенный сотрудниками ИМРа, показал, что в Крыму имеются благоприятные предпосылки для поисков залежей нефти и газа в карбонатных отложениях от палеозоя до неогена.

Наибольшим распространением пользуются рифогенные образования юрского возраста как по площади, так и по мощности отдельных массивов, значительная часть которых обнажается на поверхности. Одно из таких обнажений выявлено в восточной части Горного Крыма (гора Агармыш), где в разрезе верхнеюрских карбонатных отложений обнажаются рифогенные известняки. На основании изучения литофаций верхнеюрских отложений, данных сейсморазведки и палеогеографической обстановки района выделена предполагаемая зона развития рифовых массивов. Для обнаружения погребенных органогенных построек на восточном продолжении этой предполагаемой зоны (Тамбовская площадь) Днепропетровской геофизической комплексной экспедицией объединения Укргеофизика в 1979 г. выполнены высокоточные гравиметрические исследования масштаба 1:10 000 по сети 100×100 м с точностью аномалий Буге  $\pm 0,04$  мгл.

Известно, что гравиразведка — один из основных геофизических методов, который с успехом применяется при поисках погребенных рифов как в СССР, так и за рубежом. Основание для постановки гравиметрических работ на рифах — отличие рифовых образований по плотности от вмещающих пород. При этом, как правило, рифы обладают положительной эффективной плотностью до  $0,1—0,2^2/\text{см}^3$  и более [1].

Предпосылкой проведения исследований именно в данном районе послужило установление в разрезах скв. 5 Гончаровской площади (интервал 610—960 м), скв. 1 (интервал 4220—4528 м) и скв. 3 (интервал 3437—4380 м) Тамбовской площади рифогенных образований юрского возраста.

Площадной гравиметрической съемке предшествовали профильные исследования на Тамбовской площади, по которым южнее скважин 1 и 3 намечился обширный малоамплитудный максимум гравитационного поля, предположительно связанный с рифогенным комплексом. Пробуренная в пределах аномалии  $\Delta g$  скв. 1 Видненской площади подтвердила прогноз: на глубине 1707 м вскрыт рифогенный массив берриассового и титонского возрастов. При испытании пробуренной скв. 1 притоков нефти и газа не обнаружено, что объясняется неблагоприятными коллекторскими свойствами вскрытых пород.

Проведенные площадные гравиметрические исследования позволили построить карту  $\Delta g$  с сечением изоаномал 0,1 мгл. Резкоградиентный характер

гравитационного поля участка работ с перепадом до 6 мгл/км затрудняет проведение качественной интерпретации материалов. Для локализации полезной информации и частичного исключения регионального фона произведен пересчет наблюденного поля в функции Саксова—Нигарда  $F(\Delta g)$ .

В поле  $F(\Delta g)$  в районе скв. 1 Видненской площади четко фиксируется интенсивный локальный максимум. Предполагается, что контур этой аномалии в плане отображает распространение погребенного рифогенного массива. Севернее тамбовских скважин также намечается полоса положительных аномалий  $F(\Delta g)$ , которые могут быть вызваны органогенными постройками. Полоса имеет северно-восточное простирание и уходит за пределы площади съемки.

Как показывают расчеты для различных рифовых тел, объяснить природу выявленных аномалий только влиянием рифов невозможно. Практически аномалии отличаются меньшей протяженностью и большей амплитудой.

Следовательно, аномалии силы тяжести над погребенными рифами обуславливаются не только самими органогенными постройками, но и неоднородностями (повышением плотности) пород, залегающих выше по разрезу непосредственно над рифами. Не исключено, что это связано с дифференциальным уплотнением глинистых пород, залегающих над рифами, в процессе отложения осадков [2]. Над рифом, видимо, мы имеем так называемую структуру уплотнения. Гравитационный эффект от этой структуры может быть того же порядка, что и от самого рифа, а в случае глубокого залегания последнего превышать его. В то же время плотностные неоднородности на меньших глубинах объясняют более локальный характер отвечающих им аномалий. Такая гравитационная модель рифа затрудняет проведение количественной интерпретации из-за недостаточного знания плотностных свойств надрифового комплекса пород. Уплотнение горных пород над рифами может происходить до небольших глубин от поверхности. В этом случае достаточно незначительного повышения плотности пород (порядка  $0,01—0,03 \text{ г/см}^3$ ) для создания заметных гравитационных аномалий, соизмеримых с выделенными на Тамбовской и Видненской площадях.

Отмеченная в северной части площади полоса положительных аномалий  $F(\Delta g)$ , возможно, продолжается в районе Владиславовской площади, где по расчетному профилю подсечена довольно интенсивная положительная аномалия, которая сопровождается по краям минимумами меньшей амплитуды. Такие локальные аномалии типа «сомбреро» наиболее часто встречаются над рифами [3]. Причем линейные размеры их хорошо совпадают с линейными размерами рифа вне зависимости от глубины залегания последнего. Не исключено, что выделенная аномалия связана с наличием в юрских, а возможно, и в меловых отложениях погребенного рифа. На возможное присутствие рифа косвенно указывают данные электроразведки МТЗ, по которым в этом районе намечается поднятие опорного высокоомного горизонта. Для оконтуривания в плане выделенного максимума  $\Delta g$  необходимо выполнение площадных гравиметрических исследований.

Таким образом, в результате проведенных работ установлена принципиальная возможность использования высокоточной гравиразведки для выделения и прослеживания рифогенных образований в Крыму. Для уменьшения неоднозначности интерпретации большое значение приобретает тщательное изучение плотностных свойств пород надрифового комплекса.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Интерпретация данных высокоточной гравиразведки на неструктурных месторождениях нефти и газа. М.: Недра, 1979, с. 149.
2. Стратиграфические и литологические залегаия нефти и газа./Под ред. Р. Е. Кинга. М.: Недра, 1975, с. 246—247.
3. Jungul S. H. Gravity prospecting for reefs. — Geophysics, 1961, vol. 26, N 1, p. 45—56.

УДК 551.382:553.982

*Н. Г. Калик, А. И. Кобленц, Л. Ф. Бержинская,  
В. А. Котык, Б. Б. Заволянский, В. И. Юшкевич*

### **МЕТОДЫ И НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПОИСКАХ И КАРТИРОВАНИИ ЮРСКИХ И СИЛУРИЙСКИХ РИФОВ (на примере Предкарпатского и Львовского прогибов)**

В настоящее время на территориях Львовской впадины и Предкарпатского прогиба ведутся работы, направленные на выявление и картирование погребенных рифов, рассматриваемых в качестве перспективных нефтегазопромысловых объектов.

В Львовском прогибе, в прогнозируемой на его восточном борту зоне силурийских рифов намечено три полосы развития барьерно-рифовых сооружений, связанных с карбонатными комплексами баговицкого, малиновецкого и скальского горизонтов верхнего силура [1]. Прогноз распространения двух последних из указанных полос наиболее обоснован керновым материалом и данными промыслово-геофизических исследований по ряду скважин (4, 5, 8—10, 12, 15 на площади Локачи). Здесь сосредоточенность поисковых работ была обусловлена существованием одноименного валообразного поднятия, которое, как предполагается, участвует в образовании рифовых, потенциально нефтегазоносных комбинированных ловушек. В отличие от данных профильного бурения на Коропец-Пышковском пересечении (см. рисунок), где впервые была выявлена рифовая постройка скальского возраста, материалы бурения с целью изучения рифов на Локачинском валу оказались более информативными. Они были положены в основу создания модели геологического разреза верхнесилурийских образований, отражающей строение и пространственное положение рифовых построек, их соотношение с вмещающими толщами [4]. Эта модель может быть использована при продолжении комплексных работ в целях картирования, изучения строения и нефтегазоносности силурийских рифов на других участках Львовского прогиба.

На территории Предкарпатского прогиба развитие верхнеюрских рифов носит, по-видимому, закономерный характер, на что указывают сведения о проявлении позднеюрского максимума мезозойского рифообразования в Альпийской тектонической области и на сопредельных с ней территориях [2].

Предположения о рифогенной природе мощных (до 800 м) карбонатных толщ, встреченных отдельными скважинами в юрских отложениях Предкарпатья, высказывались в работах В. Н. Утробина, Я. М. Сандлера и других исследователей. В связи с этим в 1978 г. был проведен анализ фациальных соотношений верхнеюрского разреза с использованием данных бурения и геофизики по линии Грушев—Северные Медынич. В итоге наметилось положение рифовой постройки высотой до 500 м, приуроченной к образованиям опарской свиты [3]. Затем в 1979 г. Ю. И. Янишиным и другими исследователями по данным геологической интерпретации материалов сейсморазведки на площадях Бонов и Судовая Верхня удалось выделить предполагаемые рифовые тела в образованиях верхней юры. Аккумулятивный характер этих тел, фиксируемых на ряде геолого-геофизических профилей, подтверждается их положением между залегающими субпараллельно торонским гипсо-ангидритовым горизонтом и поверхностью терригенной толщи средней юры. Впоследствии скв. 2 на площади Бонов были подтверждены результаты интерпретации сейсморазведки. Верхнеюрские образования, вскрытые скв. 2, представлены кавернозными и трещиноватыми карбонатными породами, изобилующими рифостроящими организмами.

Приведенные данные позволили пока еще в общих чертах обозначить положение зоны верхнеюрских рифов (см. рисунок), для картирования которых было бы целесообразно использовать опорные материалы, полученные в районе площади Бонов.

Опыт картирования рифов за рубежом показывает, что эта проблема эффективно решается с помощью направленного комплекса буровых и геофизических работ. При этом отмечено, что значительные объемы бурения, затрачиваемые на первых этапах поисковых работ для проверки геофизических аномалий, постепенно снижаются, поскольку возникают возможности отбраковывания ложных аномалий, что, в свою очередь, позволяет корректировать методику полевых геофизических наблюдений. Примером успешного комплексирования сейсморазведки МОГТ и бурения при поисках рифов является опыт картирования силурийских рифов Северо-Мичиганского рифового пояса в США [5]. Здесь поиски рифов сейсморазведкой проводились в несколько этапов и на каждом после сгущения профилей данные геофизики проверялись бурением. Эффективность сейсморазведки в этом случае определялась своевременным получением моделей строения рифов по данным бурения и использованием результатов скважинной геофизики. Особенно эффективно применение эталонных временных сейсмических разрезов, полученных при изучении хорошо разбуренных построек.

В связи с трудностями решения проблемы поисков нефти и газа в рифах Львовского и Предкарпатского прогибов предлагается следующий план развития комплексных исследований для картирования рифовых полос на рассматриваемых территориях.

Львовский прогиб. Здесь для повышения эффективности работ по картированию силурийских рифов на территориях Гороховского и Подберезьевского валов и Немиловско-Пелчинской зоны поднятий (см. рисунок) необходимо провести предварительные опытные исследования для изучения геофизических критериев обнаружения погребенных построек. Такие исследования были проведены Л. Е. Фильштинским и Л. И. Пахольчуком в 1975—1976 гг. в районе Коропец-Пышковского профиля скважин. Однако выявленные при этом геофизические аномалии, отождествляемые с рифами,

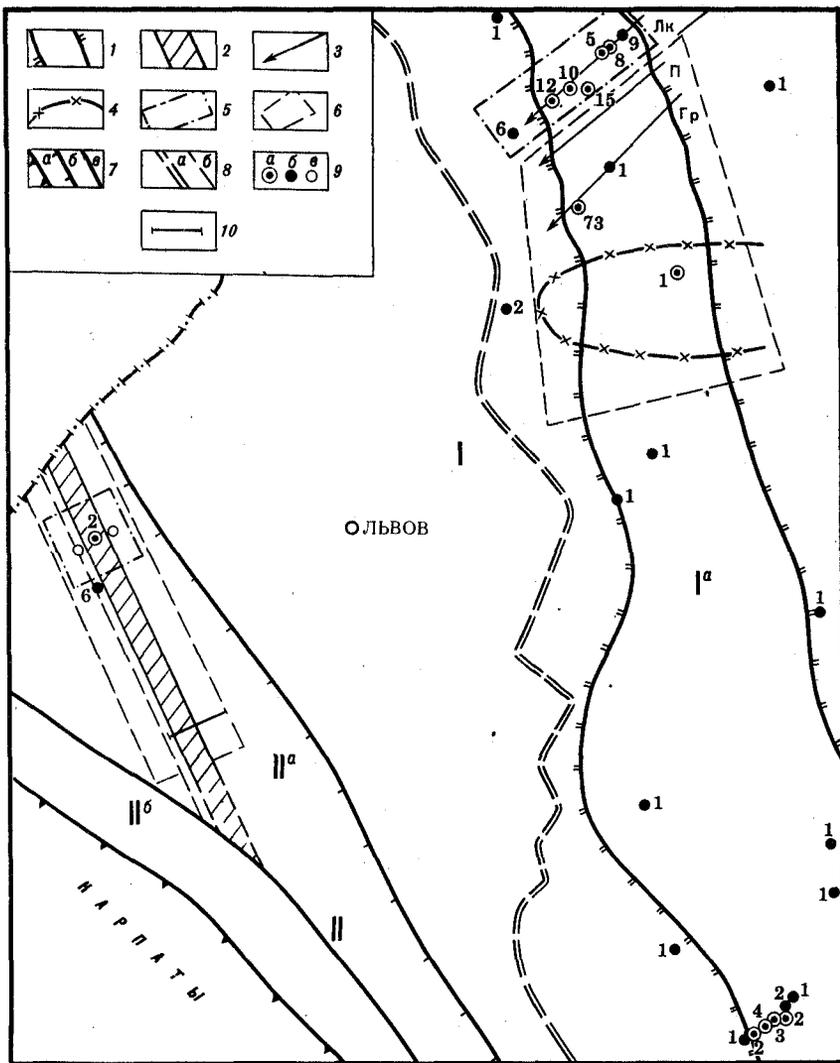


Схема распространения вероятных рифовых зон и направления геолого-геофизических работ для обнаружения и картирования погребенных построек

1 — западная и восточная границы зоны развития верхнесилурийских рифов; 2 — зона развития верхнеюрских рифов; 3 — оси валообразных поднятий (Лк — Локачинского, П — Подберезьевского, Гр — Гороховского); 4 — контур Немиловско-Пелченской зоны субширотных поднятий; площади, рекомендуемые для постановки: 5 — опытных геофизических исследований, 6 — для развития комплексных исследований с целью картирования, изучения строения и нефтегазоносности погребенных рифов; 7 — границы тектонических элементов: а — Карпатского надвига, между Внутренней (б) и Внешней (в) зонами Предкарпатского прогиба; 8 — глубинные разломы: а — Устилуг-Рогатинский, б — Краковецкий; 9 — скважины и их номера: а — встретившие рифогенные образования, б — встретившие зарифовые либо предрифовые комплексы пород, в — рекомендуемые (параметрические); 10 — положение Грушевско-Медяницкого пересечения, по которому составлена первая модель геолого-геофизического разреза верхнеюрских рифов. Структуры: I — Воляно-Подольская окраина Русской плиты (Львовский палеозойский прогиб); Ia — Подольская моноклинал (восточная бортовая зона Львовского прогиба); II — Предкарпатский прогиб; IIa — Внешняя зона, IIб — Внутренняя зона

не были в дальнейшем проверены бурением. Подобные обстоятельства сложились и после проведения геофизических работ в районах Гороховского и Немиловского поднятий.

В настоящее время сравнительно высокая разбуренность площади Локачи, на котором рифы с признаками нефти обнаружены многими скважинами, позволяет выдвинуть ее в качестве наиболее перспективного полигона для продолжения опытных геолого-геофизических работ. Они должны включать в себя отработку двух комплексных геофизических профилей (сейсморазведка МОГТ, высокоточная гравиметрия) с учетом использования полного набора скважинных наблюдений, включая обязательно ВСП, гравиметрический и акустический каротажи. С этой целью может быть использована находящаяся в бурении скв. 27 на площади Локачи. Положение геофизических профилей должно совпадать с положением профиля скважин, выявивших рифогенные породы.

Предкарпатский прогиб. Исследования в этом регионе ориентируются на разработку рационального комплекса геолого-геофизических работ для изучения и картирования верхнеюрских рифов. Реальный объект для решения этой задачи — площадь Бонов, в пределах которой впервые получены дополняющие друг друга данные геофизики и бурения, отражающие наличие рифового тела в толще верхнеюрского разреза. Здесь в первую очередь работы следует начать с бурения двух скважин в профиле со скв. 2 площади Бонов, необходимых для уточнения модели строения рифового тела (см. рисунок). Затем на основе этой модели рекомендуется отработать два-три комплексных геофизических профиля (сейсморазведка МОГТ, высокоточная гравиметрия) с целью изучения признаков выявления рифов в геофизических полях и получения эталонных материалов для использования их при дальнейших работах. Предполагается, что картирование верхнеюрских рифов гравиразведкой будет более эффективным, чем силурийских, так как это обусловлено значительной мощностью и сравнительно неглубоким залеганием верхнеюрских рифовых сооружений. Кроме того, успешное применение гравиразведки может быть обеспечено надрифовыми структурами уплотнения, предполагаемыми по данным сейсморазведки и анализа рельефа размытой поверхности юрских отложений. Такие структуры совместно с рифами дают суммарный гравитационный эффект, хорошо проявляющийся в гравитационном поле.

Использование материалов опытных работ обеспечит более успешное картирование рифов и позволит подготовить основу для постановки детальных исследований с целью оконтуривания участков, с которыми могут связываться рифовые ловушки нефти и газа на рассматриваемых территориях.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Грачевский М. М., Калик Н. Г., Котык В. А. и др. Палеозойские барьерные рифы — новое направление поисков нефти и газа на Украине: Экспресс-информация. М.: ВИЭМС, 1974. 12 с. (Геологические методы разведки поисков и разведки месторождений нефти и газа, № 8).
2. Зубова М. А., Калик Н. Г., Кобленц А. И. и др. Закономерности распространения нефтегазоносных рифов и особенности их поисков: Обзор. Нефтегазовая геология и геофизика; М.: ВНИИОЭНГ, 1979. 62 с.
3. Ископаемые органогенные постройки, рифы, методы их изучения и нефтегазоносность./Королюк И. К., Михайлова М. В., Равикович А. И. и др. М.: Наука, 1975. 236 с.

4. *Калик Н. Г., Котык В. А., Юшкевич В. И.* Перспективы поисков нефтегазоносных рифов в отложениях верхней юры Предкарпатского прогиба. ЭИ. Нефтегазовая геология и геофизика. 1978, № 17, с. 4—7.
5. *Caughlin W. G., Luchia F. G., McIver N. L.* The detection and development of silurian reefs in northern Michigan. — Geophysics, 1976, vol. 41, № 4, p. 112—121.

УДК 553.981/982(550.8:003.13)

*М. М. Грачевский, Е. В. Кучерук, В. Г. Осадчий,  
И. А. Скворцов*

### **НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ ПРИ ПОИСКАХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РИФОВ**

Резкое сокращение во многих нефтегазоносных районах мира возможностей обнаружения новых антиклинальных складок, перспективных на нефть и газ, особенно на небольших и средних глубинах, поставило перед геологами и геофизиками трудную задачу — искать нефть и газ в ловушках, не связанных с антиклиналями. Образование большей части таких ловушек обусловлено погребенным рельефом, и такие ловушки более правильно называть палеогеоморфологическими. Оценка палеогеоморфологической ситуации района возможна не только по данным бурения, но и на основе интерпретации геофизических наблюдений. В применении к геофизике это означает отказ от принципов слоистой модели, положенной в основу структурной геофизики, и разработку нового подхода к интерпретации геофизических материалов, который может быть назван палеогеоморфологическим. Методы и принципы геофизических исследований, обеспечивающие возможность палеогеоморфологической интерпретации, можно назвать палеогеоморфологической геофизикой. Палеогеоморфологический подход означает переоценку значимости каждого метода, которую он имеет в структурной геофизике. Примером может служить геотерморазведка, почти не применявшаяся в структурной геофизике. В палеогеоморфологической геофизике температурные аномалии, вызванные изменением литологии пород (рифы, соляные или глинистые диапиры, линзы терригенных пород среди эвапоритов и т. д.) [3], — ценный критерий палеогеоморфологической интерпретации. Палеогеоморфологический подход в сейсморазведке привел к разработке принципов сейсмостратиграфии и анализа сейсмических фаций [4].

Согласно принципам палеогеоморфологического подхода, в каждом регионе следует подбирать свой комплекс геофизических методов, основанный на знании общей палеогеоморфологической ситуации и петрофизической модели конкретного региона. Нами проведены обобщения физических параметров основных типов пород по ряду районов европейской части СССР с целью получения ориентировочных средних значений параметров. Эти средние значения, а также граничные, были использованы для расчета геофизических полей вдоль профилей над основными моделями одиночных и барьерных рифов. Опираясь на данные полевых исследований и модельные расчеты, можно для конкретной палеогеоморфологической ситуации выбрать наиболее рациональный комплекс геофизических исследований.

В современной практике геофизических исследований при поисках нефти и газа широко применяется сейсмический метод общей глубинной точки, опирающийся при поиске рифов на целый ряд критериев [2], применение которых возможно при хорошем первичном материале. Однако во многих случаях материалов только сейсмической разведки недостаточно для однозначного решения, но, наоборот, часто достаточно для создания предварительной петрофизической модели района, которая в последующем уточняется по данным других геофизических методов. Поясним сказанное примером интерпретации геофизических материалов по Юго-Западной Туркмении на Монжуклинской площади в пределах барьерного рифа неокомского возраста, обрамляющего с севера и востока Южнокаспийский нефтегазоносный бассейн. Здесь на сейсмическом разрезе четко прослеживаются отражающие горизонты только в отложениях не древнее красноцветных. На площади Монжуклы эти отложения регионально погружаются на юг, причем на юге, за линией барьерного рифа они выполняют компенсационную мульду, из которой выжаты в надрифовую часть понтические глины. Эти глины образуют диапир в районе рифового гребня и полностью маскируют риф на сейсмических разрезах. На разрезах можно различить лишь дальнюю клиноформу бассейнового склона рифа и границы в отложениях зарифовой области.

По сейсмическим данным метода ОГТ остаются открытыми, во-первых, вопрос о наличии в разрезах карбонатов вообще, а в случае их присутствия — положение их кровли и положение гребня рифа, его мощность. Клиноформенные залегания в предрифовой части могли быть обусловлены глинистым диапиризмом, как и отсутствие регулярной записи отраженных волн в районе диапира и предполагавшегося рифа. На основании сейсмических разрезов была составлена палеогеоморфологическая модель поперечного сечения рифового уступа с наименее вероятными и предельными значениями физических параметров пород рифа и его окружения. Поскольку риф — атектоническое сооружение, то было принято, что ниже подошвы рифа температура под ним и под толщей заполнения бассейна должна быть одинакова. По замерам температур и температурного градиента в скважине, расположенной в толще выполнения бассейна, была вычислена температура у подошвы (подошвы толщи заполнения) рифа (см. рисунок). По тем же параметрам в скважине, расположенной заведомо в палеошельфовой части (что видно по сейсмостратиграфической интерпретации сейсмических данных), рассчитана температура на предполагаемой кровле рифа. По разности температур между первой и второй скважинами вычислен температурный градиент в толще пород, ранее считавшихся карбонатами шельфа. Оказалось, что вычисленный градиент точно совпадает с градиентом в карбонатных породах района. Это позволило утверждать, что в разрезе имеются карбонаты мощностью, приблизительно равной расчетной.

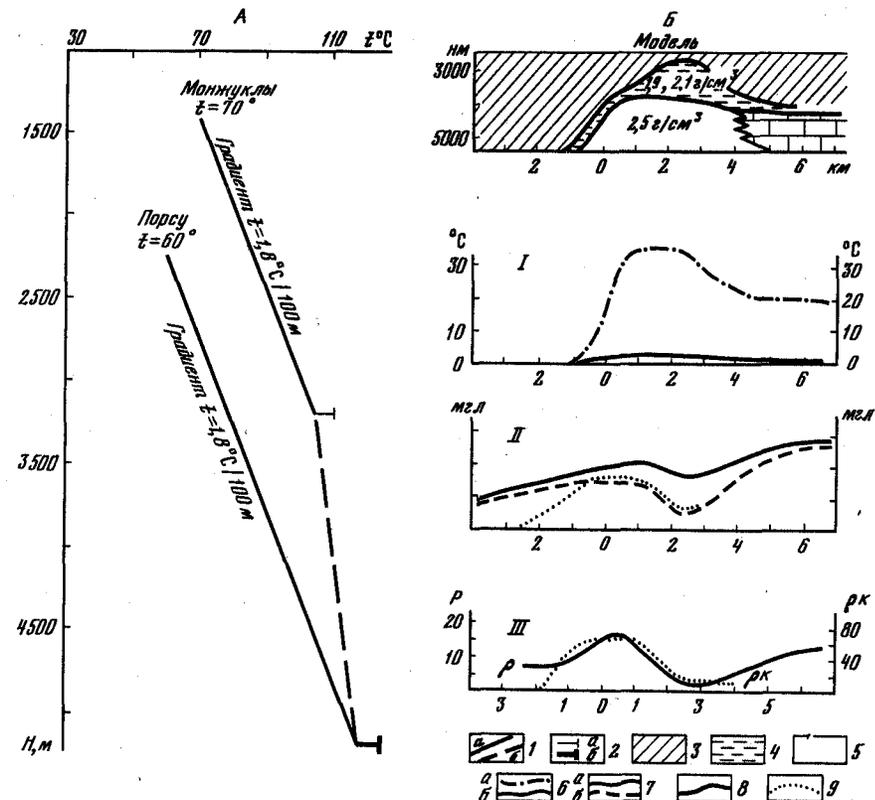
Таким образом, в рассматриваемом случае было применено комплексирование полевых наблюдений с модельными расчетами. Опубликованные позднее результаты обобщения замеров температур в скважинах по Западно-Туркменской впадине [1] подтвердили то, что на Монжуклинской площади на срезе в 2000 м существует аномалия температур амплитудой 15° С. Пересчет аномалии вниз с использованием известных градиентов температур показывает, что оценка мощности карбонатов, полученная нашими расчетами, совпадает с оценкой по результатам пересчета температур.

К сожалению, в нашем распоряжении не имелось материалов приповерхностной температурной съемки или материалов КМПВ, с помощью которых можно было бы локализовать положение рифового гребня и границы терригены—карбонаты. Об эффективности приповерхностной геотермической съемки над барьерными рифами свидетельствуют проведенные работы как в СССР, так и за рубежом [3—7]. Так, геотермическая съемка в районе северного борта Прикаспийской впадины [6] четко фиксирует борт впадины повышенными значениями температур на глубине 1500 м. Аномалия температур относительно внешней части борта составляет 3—4° С. Эта аномалия полностью объясняется разностью теплопроводности пород рифа по сравнению с породами окружения. Высота рифового гребня относительно зарифовой части составляет 200 м, что при разности в температурных градиентах между карбонатами и терригенами в 2,2° С/100 м обусловит указанную выше аномалию. На Коробковской площади аномалия над поверхностью рифа на глубине 3 км составляет 20° С, а на поверхности 2,5—3° С. Аналогичная аномалия существует над Осинским рифом Камско-Кинельской впадины [3].

Таким образом, в отличие от тектонической интерпретации [5] более вероятно седиментационно-палеогеоморфологическая интерпретация во всех рассмотренных случаях. Геотермические исследования, проведенные в районе барьерного рифа Эдвардс в штате Техас (США), также четко фиксируют положение рифа максимальными значениями геотермических градиентов [7], обусловленными глинистым диапиризмом над ним.

Преимущество тепловой съемки заключается в том, что в таких сложных для других геофизических методов районах как Юго-Западная Туркмения, где широко развиты явления глинистого диапиризма, диапиры, видимо, будут мало влиять на ее результаты. Опыт говорит, что КМПВ также может оказаться весьма полезным при прослеживании поверхности карбонатов борта под терригенными отложениями или солью, как это имеет место в Западно-Туркменской и Прикаспийской впадинах. Этот метод, не нашедший широкого применения в структурной геофизике, должен широко применяться в палеогеоморфологической геофизике в комплексе с МОГТ. Такое комплексирование позволит выполнить сейсмостратиграфическую интерпретацию результатов сейсморазведки.

На площади Монжуклы, кроме сейсмических разрезов ОГТ, имелись еще материалы гравиразведки и электроразведки, фиксировавшие положительные аномалии силы тяжести и кажущихся сопротивлений, совпадавшие в плане между собой и с предполагаемым гребнем барьерного рифа. Пользуясь тем же методом сравнения модельных расчетов с наблюдаемыми полями, по петрофизической схеме строения барьерно-рифового уступа были вычислены теоретические аномалии силы тяжести и кажущегося сопротивления (см. рисунок). Совпадение вычисленных и наблюдаемых аномалий позволило локализовать положение рифового гребня и полагать, что рифовое тело в случае пористости содержит флюид высокого сопротивления. В противном случае мы не имели бы положительной аномалии кажущихся сопротивлений. Все это позволило рекомендовать заложение глубокой разведочной скважины с расчетом вскрытия рифового тела неокома на глубинах 3500—4000 м, возможно, содержащего залежь нефти. В 1972—1973 гг. были проведены геотермосъемочные исследования на территории Вольно-Подольской плиты (площадь Локачи), которыми выделена локальная



Применение замеров температур и температурного градиента в скважинах для установления карбонатов в разрезе и определения их мощности (А) и отражение барьерного рифа в геофизических полях (Б)

1 — рост температуры (по данным замеров) с глубиной в красноцветах (а) и то же (б), в карбонатах (расчетный); подошва красноцветов: 2 — на предполагаемом карбонатном борту (а) и в компенсационной мульде в подножие бортового уступа (б); 3 — красноцветы; 4 — глины диапира; 5 — карбонаты; расчетные кривые в геофизических полях: I — геотермическом: 6 — температура над кровлей рифа (а) и на поверхности (б), II — гравитационном: 7 — при различной плотности глины диапира: а — 2,1 г/см<sup>3</sup> и б — 1,9 г/см<sup>3</sup>, III — электрическом: 8 — расчетная кривая; 9 — кривая по данным наблюдений

геотемпературная аномалия ( $\Delta t = 1,8^\circ \text{C}$ ), по своей природе отвечающая рифовой модели. Позже проведенное бурение подтвердило наличие рифа и привело к обнаружению залежи газа в структуре уплотнения над рифом.

Геолого-геофизические данные о существовании малым-неокомского барьерно-рифового уступа, протягивающегося вдоль края современного шельфа Черного моря примерно в 10 км от его края в сторону суши, показывают, что уступ, очевидно, прослеживается до Тарханкутского полуострова. Геотермические исследования, проведенные на черноморском шельфе СССР (площади Голицына, Шмидта, Сельского, Одесского поднятия и др.), судя по форме и характеру аномалий ( $\Delta t = 1,2\text{—}1,8^\circ \text{C}$ ), позволяют, кроме того, наметить зону верхнемелового барьерного рифа.

Подводя итог изложенному, следовало бы начинать разведку в районе Монжуклы с наиболее дешевых, быстрых и эффективных методов разведки, таких, как геотермическая съемка, гравиразведка, электроразведка ЗСТ, дополнив эти работы рядом профилей ОГТ в сочетании с целенаправленным КМПВ. Такой подход позволил бы решить задачу разведки барьерно-рифового уступа более эффективно и с большей детальностью. Без этих данных осталось неясным точное положение подошвы рифа, строение подрифовых отложений, точное положение кровли карбонатов, что имеет немаловажное значение для проектирования глубоких разведочных скважин.

Указанный комплекс исследований может быть применен в районах с терригенным заполнением, например в Юго-Западном Причерноморье и сопредельном шельфе, Воыно-Подольской впадине, а возможно, и во внешней зоне Предкарпатского прогиба.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Аширмамедов М. А., Хаджикуров Н., Мамисенов Н. и др. Геотермические условия плиоценовых отложений Западно-Туркменской впадины. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1980, вып. 7, с. 24—28.
2. Грачевский М. М., Кучерук Е. В., Скворцов И. А. Нефтегазоносность рифовых комплексов и особенности поисков в них нефтегазовых залежей в зарубежных странах: М.: ВНИИОЭНГ, 1977. 72 с.
3. Грачевский М. М., Кучерук Е. В., Скворцов И. А. Возможности тепловой съемки при поисках рифов, перспективных на нефть и газ. М.: ВИНТИ, 1979. 9 с. Рукопись Деп. в ВИНТИ 19.09.79, № 4302—79 Деп.
4. Грачевский М. М., Кучерук Е. В., Скворцов И. А. Использование геофизических методов для поисков нефти и газа в ловушках неструктурного типа. М.: ВНИИОЭНГ, 1981. 54 с.
5. Осадчий В. Г., Лурье А. И., Ерофеев В. Ф. Геотермические критерии нефтегазоносности недр. Киев: Наук. думка, 1976. 143 с.
6. Яковлев Б. А. Решение задач нефтяной геологии методами термометрии. М.: Недра, 1979. 143 с.
7. Shelton S. W., Norn M. K., Lassley R. N. U. S. geothermal, geologic patterns compared. — Oil and gas J., 1974, vol. 72, N 47, p. 173, 174.

УДК 553.982:23.052(470.45)

А. А. Акимова, Д. А. Бабич, В. Н. Михалькова

#### КРИТЕРИИ ПОИСКА ПОГРЕБЕННЫХ РИФОВ И СВЯЗАННЫХ С НИМИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ (в районах Нижнего Поволжья)

В пределах Коробковско-Нижнедобринской зоны Нижнего Поволжья погребенные залежи углеводородов (УВ) в отложениях верхнего девона связываются с органогенным евлановско-ливенским горизонтом верхнефранского яруса. Район приурочен к тектонически активной мобильной зоне сочленения двух крупных структур древнего заложения (Терсинского палеоподнятия и Уметовско-Линевской депрессии), сложная и длительная история развития которых предопределила своеобразие палеогеографической и палеогеоморфологической обстановок.

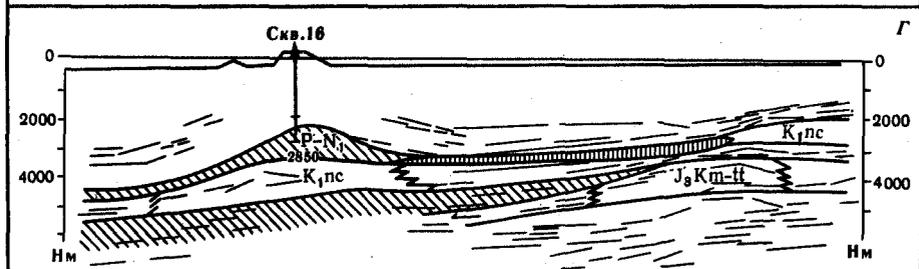
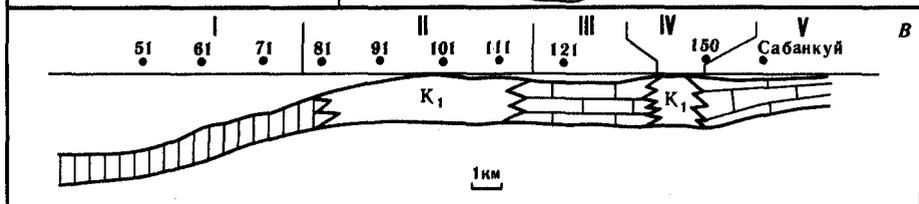
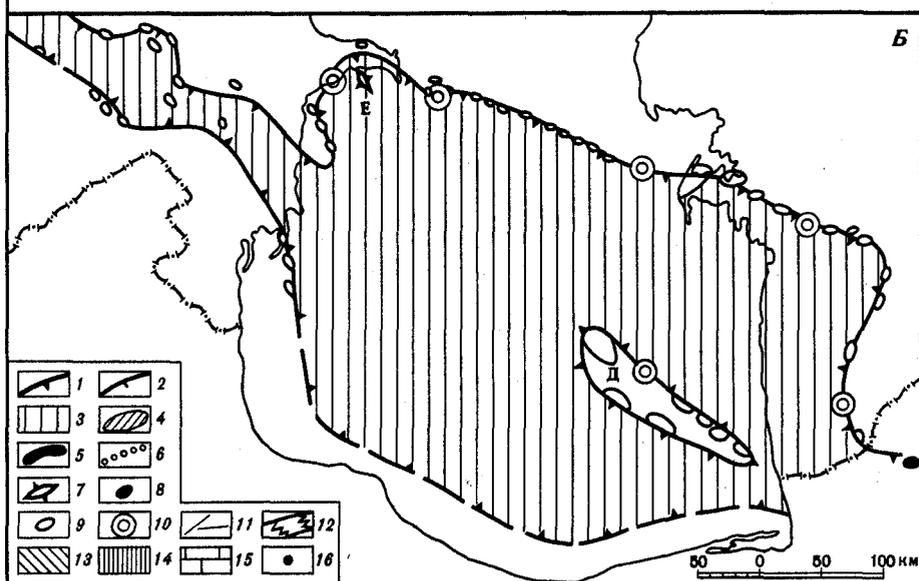
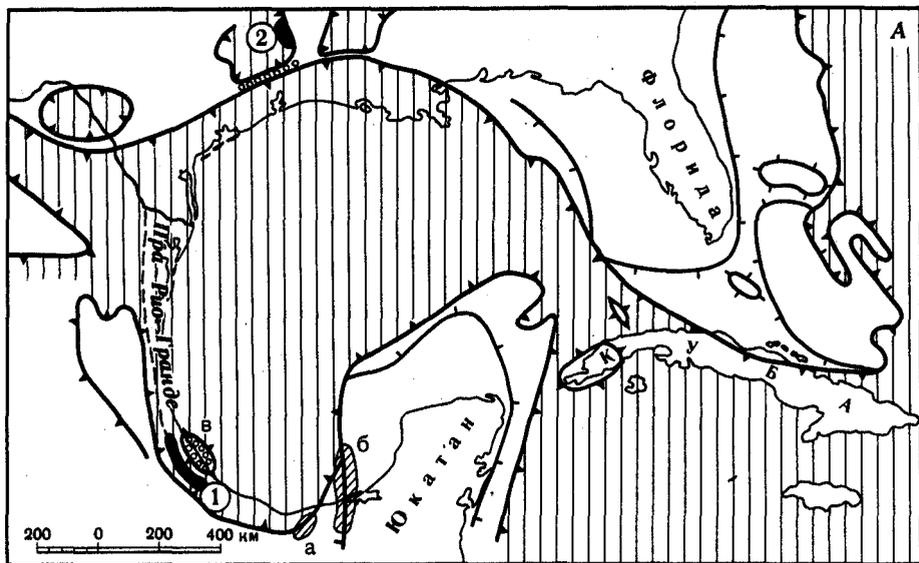
С целью повышения эффективности поисковых работ наряду с сейсмо-разведкой здесь проводится комплекс исследований данных структурного

бурения и поисковой геохимии. К настоящему времени евлановско-ливенские органогенные образования наиболее полно охарактеризованы только в пределах Котовского месторождения. По данным глубокого бурения структурная поверхность продуктивного горизонта в зоне развития рифовой гряды имеет сложное строение. В западном и восточном направлениях отмечается резкое погружение слоев. При этом граница восточного погружения контролируется бортовым уступом Уметовско-Линевской депрессии [3]. Вдоль этой границы наиболее высокое положение занимают гребни Ольховского и Котовского рифов.

Литологически евлановско-ливенские органогенные образования представлены известняками строматопоровыми, водорослевыми (сгустковыми), неравномерноглинистыми (до 8%), стилолитизированными, пиритизированными (10%), с прослоями вторичных доломитов по водорослевым известнякам; прослоями известняки интенсивно перекристаллизованы и состоят из зерен кальцита и гранулированных водорослей. Широким распространением в описываемом комплексе пользуются стилолиты мелкозубчатой и бугорчатой форм, выполненные глинисто-органическим веществом коричневого цвета, по которым часто развиты открытые трещины. Порода содержит обилие пор и каверн, до появления «сетчатых» разностей с пористостью до 20%. Размеры пор от 0,02 мм до 1—2 см, соединенные каналами и трещинами как открытыми, так и выполненными нефтью. В порах, кавернах и трещинах встречен битум трех генераций: темный, черный, окисленный; коричневый и светло-желтый, часто в виде примазок, иногда окрашивает зерна кальцита. Тип коллектора — каверново-порово-трещинный. Емкость коллектора складывается из первичной седиментационной пористости и вторичной, обусловленной явлениями перекристаллизации, доломитизации и выщелачивания. Фильтрация осуществляется преимущественно по трещинам. Параметры трещиноватости изменяются в следующих пределах:  $T$  — густота трещин от 30 до 157  $1/m$ , наиболее характерные значения 60  $1/m$ ;  $K_f$  — трещинная проницаемость от 1 до 15,6 мД, наиболее характерные значения — 4—6 мД.

Глубокие разведочные и поисковые скважины, как правило, расположены в узкой зоне предполагаемой рифовой гряды, а плотная сеть структурных скважин перекрывает значительно большую территорию, с которой связывают основную прирост запасов УВ. Глубина структурных скважин не превышает 500 м. Вскрытый ими разрез сложен отложениями мела, верхней и средней юры. Структурная поверхность горизонтов в этом интервале разреза представляет собой моноклираль, плавно, но неравномерно погружающуюся в западном и северо-западном направлении. Моноклираль осложнена флексурным уступом и отдельными террасами. На некоторых участках флексурный уступ совпадает с зоной развития девонской рифогенной гряды. Практика разведочных работ на данной территории показала, что, несмотря на такие совпадения, нельзя определить только по этому признаку участки, соответствующие гребням рифов, к которым приурочены ловушки нефти.

Последовательный анализ мощностей в интервале залегания продуктивных отложений девона и каменноугольных образований показал, что верхнефранские рифовые гряды отражаются в фаменских и нижнекаменноугольных отложениях как структуры облекания, а между структурными отметками залегания кровли евлановско-ливенского горизонта и опорных



К статье М. М. Грачевского

Палеогеоморфологическое сопоставление мезозойских бортов нефтегазоносных бассейнов Мексиканского залива и Южного Каспия. Составил М. М. Грачевский (1980 г.)

А — бассейн Мексиканского залива, Б — бассейн Южного Каспия, В — упрощенный палеоседиментологический разрез нижнемеловых барьерных рифов месторождения Ситио-Гранде — зона Реформа в юго-восточной Мексике, по А. Флоресу Варгасу (1978 г.), Г — геолого-геофизический разрез нижнемеловых и верхнеюрского барьерных рифов в районе площади Монжуклы — Юго-Западная Туркмения, по М. М. Грачевскому и др. (1978 г.). Для В и Г на профиле показаны эксплуатационные скважины месторождений Ситио-Гранде и Сабанкуй: I — Эвксинский бассейн, II — комплекс внешнего барьерного рифа, III — внешняя лагуна, IV — комплекс внутреннего барьерного рифа, V — внутренняя лагуна. А и Б: а — меловые, б — палеоценовые; 3 — мезозойская микроокеаническая аккумуляционно-топографическая впадина; 4 — нефтеносный барьерный тренд Реформа: а — нижнемеловой, б — палеоценовый; 5 — гигантские нефтяные месторождения в подводном палеоканьоне Чиконтелек (1) и в верхнемеловом конусе Ист-Тексас (2); 6 — мелкие и средние месторождения в барьерных рифах и мегаатолле Голден-Лейн — в; 7 — внутрибассейновые рифы: д — Южно-Каспийский мегаатолл, е — одиночный риф Бахар; 8 — месторождения в мезозойских отложениях; 9 — антиклинальные поднятия; 10 — рекомендуемые на мезозойский рифовый уступ скважины глубокого бурения; 11 — отражающие площадки; 12 — барьерно-рифовый комплекс, включая предрифовый шлейф и тыльные фации рифа; 13 — глинистые толщи заполнения (диапиро- и террасообразующие); 14 — высокобитуминозные сланцы доманикового типа (нефтегазо-материнские); 15 — карбонатные отложения шельфа; 16 — эксплуатационные скважины

горизонтов в отложениях юры и мела взаимосвязь усложняется [1]. Это очевидно, обусловлено сложной историей тектонического развития территории. На решающую роль колебательных движений земной коры при формировании карбонатного коллектора указывает результат статистического анализа распределения плотности трещин и их минерального выполнения, проведенного для разных площадей Нижнего Поволжья. Из данных этого анализа следует, что трещинная проницаемость и вторичная пористость пород определяются в основном силой проявления тектонического фактора, в том числе обусловленного периодом неотектонической активности.

Учитывая приуроченность изученных рифогенных образований к тектонически активной зоне, очевидно, что одним из поисковых критериев может служить проявление тектонических напряжений в приповерхностных отложениях на локальных участках территории.

В процессе обработки фактического материала по структурному бурению в пределах Коробковско-Нижнедобринской зоны было подмечено, что на отдельных участках моноклиналичного склона скорость погружения структурных поверхностей нарушается. К этим же участкам, по данным анализа мощностей узких интервалов разреза, приурочены знакопеременные во времени колебательные движения. Этот факт позволяет рассматривать изменение скорости моноклиналичного погружения (деформации) структурных поверхностей приповерхностных слоев на локальных участках как передачу импульсов тектонических напряжений от погребенных поднятий вверх по разрезу. На площади исследования выделено несколько таких участков, которые на плане прослеживаются в виде кулисообразных прерывистых аномалий субмеридионального простираения. Пространственно эти аномалии совпадают с положением Котовского и Ольховского рифов и в целом описывают контур месторождения нефти. С участками измененной скорости моноклиналичного погружения приповерхностных слоев на площади исследований связываются повышенные концентрации своеобразного насыщенного пород битумоидами и углеводородными газами. Здесь между компонентами таких газов отмечается нарушенная взаимосвязь в ряду метан—пентан [2] и ростом содержаний битумоидов, что, очевидно, свидетельствует о поступлении сюда углеводородных газов, в том числе и путем прорыва от залежи по высокопроницаемым трещинам. Допуская присутствие некоторых ареалов рассеивания этих газов в приповерхностных отложениях за счет смещения центров тектонических напряжений во времени, а следовательно, и путей миграции УВ по отношению к современному структурному положению погребенной залежи, нами, основываясь на известных подходах к решению этой задачи [4], выработан комплекс показателей качественной характеристики углеводородных газов, способный применительно к условиям Нижнего Поволжья определить контуры погребенной залежи. При этом за оптимальные приняты те показатели, значения которых максимально приближаются к таковым для растворенных газов нефтей вскрытой залежи. По выбранному комплексу геолого-геохимических критериев прогноза, полученных в приповерхностных отложениях, построены статистические модели распознавания пространственного размещения погребенных залежей, в результате чего уточнены не только контуры известного месторождения, приуроченного к рифогенной ловушке, но и локализованы участки ее повышенной трещиноватости и вторичной пористости. Основываясь на вышеизложенном совместно с данными сейсморазведки и аэрогеологии, наме-

чены новые перспективные участки для постановки поискового бурения.

Полученные положительные результаты указывают на важность и необходимость включения в поисковый комплекс детального структурного бурения, позволяющего давать богатейшую геолого-геохимическую информацию для прогноза погребенных рифогенных ловушек и связанных с ними залежей.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Акимов А. А., Михалькова В. Н., Жигунов А. Г., Кренделев Е. Т.* Опыт численного прогноза рифогенных ловушек нефти в отложениях верхнего девона Волгоградского Поволжья. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1979, № 3, с. 3—4.
2. *Акимов А. А., Михалькова В. Н., Кренделев Е. Т., Гусев А. Н.* Особенности аномалийных эффектов углеводородных газов в приповерхностных слоях над погребенными залежами нефти. — Геология нефти и газа, 1980, № 2, с. 35—39.
3. *Михалькова В. Н., Новиков А. А.* Перспективные направления поисковых работ в Волгоградской области. — Геология нефти и газа, 1976, № 10.
4. *Старобинец И. С., Архангельский А. В.* и др. Роль осадочных пород в распределении рассеянных углеводородных газов. М.: Недра, 1976, с. 117—136.

УДК 550.834.53:553.98:551.351 (470.44)

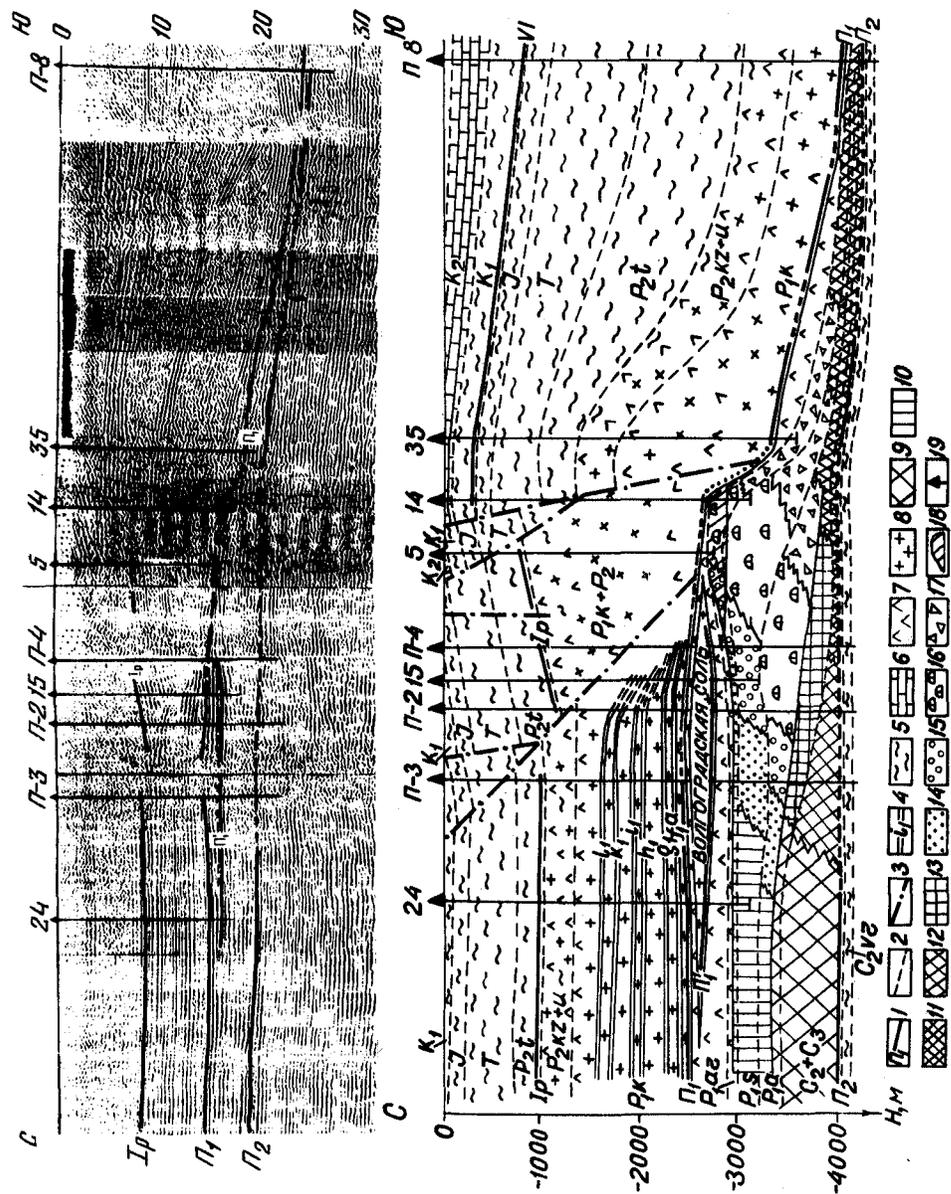
*Ю. И. Никитин, Т. А. Сипко, В. Б. Щеглов,  
А. М. Иванчук, Г. Н. Алексеев*

#### **КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ МОГТ И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЙ КАК ОСНОВА РАЗРАБОТКИ КОМПЛЕКСА ГЕОЛОГО-СЕЙСМИЧЕСКИХ ПОИСКОВЫХ ПРИЗНАКОВ ПОГРЕБЕННЫХ РИФОВ (на примере нижнепермских рифов северной бортовой зоны Прикаспийской впадины)**

Практика нефтегазопроисковых работ в пределах относительно изученных зон биогермообразования [1, 3, 5, 6] показывает, что достоверность выделения органогенных построек (структур) при интерпретации материалов сейсморазведки МОГТ, как правило, базируется на использовании геологически обоснованного комплекса поисковых сейсмических признаков данных объектов. Последний представляет совокупность проявлений в регистрируемых волновых полях МОГТ их характерных геологических особенностей. Для каждой зоны биогермообразования набор признаков специфичен и определяется особенностями ее геологического строения.

В основе разработки такого комплекса лежит создание инвариантной, всесторонне обоснованной модели геологического строения зоны биогермообразования и учет ее сейсмогеологических условий, что возможно только при совместном детальном анализе всей имеющейся геологической и геофизической информации.

Одна из наиболее крупных погребенных органогенных систем юго-востока Восточно-Европейской платформы — нижнепермский барьерный риф



Геологический разрез Западно-Тепловского пересечения северной бортовой зоны Прикаспийской впадины

1 — отражающие горизонты: VI — кровля юрских отложений, Ir — кровля гидрохимической пачки казанского яруса, П<sub>1</sub> — подошва соли балыклейской ритмопачки, П<sub>2</sub> — подошва соли волгоградской ритмопачки, П<sub>3</sub> — поверхность терригенных отложений среднего карбона; 2 — стратиграфические границы; 3 — дизъюнктивные нарушения; 4 — внутрисолевые реперные ангидритовые пласти (индексация по Ю. А. Писаренко, НВНИИГГ); 5 — терригенные породы; 6 — известняки; 7 — ангидриты; 8 — соль; 9 — мелководно-шельфовая, 10 — лагунно-шельфовая, 11 — глубоководная, 12 — переходная от мелководно-морской шельфовой к глубоководной без развития рифогенных пород; фации рифогенного комплекса нижней перми: 13 — рифовой платформы, 14 — переходные от лагунно-шельфовых к фациям рифового плато, 15 — рифового плато, 16 — ядра рифа, 17 — предрифового шельфа; 18 — нефтегазоконденсатная залежь; 19 — глубокие скважины

Прикаспийской впадины [2], который формирует основной бортовой уступ по поверхности подсолевого палеозоя. Характерная особенность сложно построенного ассельско-артинского рифового сооружения — четкая фациальная зональность слагающих его пород. Наряду с типичной для барьерного рифа сменой фациальных зон вкrest простираюся органогенной системы (от лагунно-шельфовых фаций через фации рифового плато и ядра к фации предрифового шлейфа) отмечается строго выдержанная в пределах всей северной бортовой зоны вертикальная зональность. Последняя обусловлена регрессивным построением нижнепермской рифовой системы, выражающимся в последовательном смещении на юг, в сторону депрессионной зоны палеобассейна более молодых (от ассельской до нижнеартинской) рифовых субформаций (см. рисунок). В этом же направлении в перекрывающих рифовый комплекс отложения происходит резкое выклинивание верхнеартинско-нижнекунгурской карбонатно-сульфатной толщи и волгоградской ритмопачки соленосного комплекса кунгура. Минимальные мощности карбонатно-сульфатной толщи и полоса отсутствия волгоградской пачки соли в плане соответствуют полосе развития нижнеартинской рифовой субформации (за исключением зоны ее предрифового шлейфа). Это указывает на то, что в позднеартинско-раннекунгурское время полоса развития нижнеартинских рифовых фаций морфологически была выражена в рельефе дна существовавшего палеобассейна в виде протяженной приподнятой зоны-гребня нижнепермской рифовой системы. Именно эта зона, с которой связаны все выявленные в пределах нижнепермского бортового уступа месторождения УВ Уральской области, представляет наибольший интерес с точки зрения поиска в ее пределах скоплений нефти и газа.

Практически в пределах всех разбуренных пересечений северной бортовой зоны нижнепермский рифовый рельеф уже к балыклейскому времени [3] оказывается полностью снівелированным и не находит своего отображения по разрезу выше волгоградской ритмопачки, где расположены основные сейсмические границы. При этом зона рифового гребня характеризуется высокой степенью сложности сейсмогеологических условий: значительная нарушенность и резкая скоростная неоднородность верхней части разреза, выклинивания, сейсмическая тонкослоистость и фациальная зо-

<sup>1</sup> Используется схема расчленения соленосной толщи кунгура по Ю. А. Писаренко (НВ НИИГГ) [4].

нальность в подсолевых отложениях обуславливают формирование сложного волнового поля с интенсивным фоном волн-помех различного типа. Все это создает значительные трудности при выделении нижнепермских рифовых выступов сейсморазведкой МОГТ.

Северное ограничение нижеартинского гребня рифовой системы определяется зоной выклинивания волгоградской пачки соли, которая в волновом поле МОГТ на соответствующем временном уровне отображается в виде «сейсмического клина». С юга гребень ограничивается внутренним бассейновым склоном (представлен фацией предрифового шлейфа нижеартинской рифовой субформации), для которого характерны углы наклона, превышающие  $45^\circ$ . В связи с этим бассейновый склон не картируется сейсморазведкой МОГТ и в регистрируемых волновых полях ему повсеместно соответствует зона аномальной сейсмической записи, которой присущи признаки проявления бескорневого дизъюнктивного нарушения, затрагивающего только нижнепермский интервал. Особенно четко эта зона выделяется к западу от уральской части борта Прикаспийской впадины, в пределах Дальнего Саратовского Заволжья, где для нее характерны следующие особенности волнового поля.

1. Скачкообразное, с перепадом в сотни метров в секунду на расстоянии менее 0,5 км изменение скорости и уровня прослеживания отражения от подошвы соленосного комплекса ( $\Pi_1$ ), отображающее резкое изменение ее (подошвы) гипсометрического положения. При этом при относительно спокойном поведении отражений от более глубоких границ ( $\Pi_2$ )  $\Delta T_0$  интервала, соответствующего надверейскому подсолевому комплексу, сокращается с севера на юг в 1,5—3 раза и более.

2. В области уступа на уровне регистрации отражений от горизонтов нижней перми локализуется зона сложной интерференционной записи сейсмических колебаний, для которой, как правило, характерно большое количество осей синфазности, отличающихся аномально низкими кажущимися скоростями, видимо обусловленными высоким фоном дифрагированных волн. На временах регистрации отражений от горизонтов карбона и девона волновая картина упрощается, при этом влияние рифового уступа нижней перми выражается в значительном ухудшении прослеживаемости отражений  $\Pi_2$  и  $\Pi_3$ , зачастую до их полного отсутствия.

Приведенные геолого-сейсмические признаки северного и южного ограничения гребня нижнепермской рифовой системы наблюдаются на всем протяжении северного борта Прикаспийской впадины. При этом характер их проявления по простиранию борта несколько изменяется в соответствии со сменой геологической обстановки.

В Саратовской геофизической экспедиции используется следующая методика выделения нижнепермских рифогенных структур по данным сейсморазведки МОГТ

1. На основании применения комплекса геолого-семантических признаков трассируется гребень нижнепермского барьерного рифа.

2. Составляется структурная карта по подошве соленосного комплекса в целом. Подошва соленосного комплекса к северу от гребня и в его пределах совпадает соответственно с нижними границами волгоградской и балыклейской пачек соли. Рифовым выступам в пределах протрассированного гребня будут на данной карте соответствовать так называемые сейсмические структуры облекания.

3. С целью более правильной оценки амплитуды намечаемых рифовых выступов составляется структурная схема по поверхности карбонатной нижней перми (по кровле рифового комплекса). Схема составляется методом схождения от построенной по сейсмическим данным подошвы соленосного комплекса.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Аккуратов Г. В., Белов В. М., Гейман Б. М. и др. Комплекс скважинной и наземной сейсморазведки при поисках и изучении рифов. — В кн.: Рифогенные образования нефтеносных областей Русской платформы. М., 1976, с. 44—52. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 194).
2. Грачевский М. М., Сипко Т. А. Фации нижнепермского барьерного рифа в Саратовском Поволжье. — Докл. АН СССР. Сер. геол., 1973, т. 210, № 2, с. 419—421.
3. Куряева В. В., Кухаренко Ю. Н., Хатьянов Ф. И. и др. К методологии геологической интерпретации данных МОГТ при поисках погребенных рифов в условиях латеральной зональности физических свойств осадочных пород. — В кн.: Латеральная изменчивость состава и физических свойств осадочной толщи в пределах локальных структур и ее отражение в зональности геофизических полей. Пермь, 1974, с. 230—243. (Тр. КО ВНИГНИ; Вып. 160).
4. Писаренко Ю. А., Белоножко В. С., Бурунков С. Б. и др. Результаты корреляции соленосной толщи северо-западной части бортовой зоны Прикаспийской впадины. — В кн.: Проблемы соленакпления, Новосибирск, 1977, т. 2, с. 36—39.
5. Рифы Урало-Поволжья, их роль в размещении залежей нефти и газа и методика поисков/Мирчинк М. Ф., Мкртчян Л. М., Хатьянов Ф. И. и др. М.: Недра, 1974. 152 с.
6. Хатьянов Ф. И. Поиски рифов комплексом геофизических методов. — В кн.: Рифогенные образования нефтеносных областей Русской платформы. М., 1976, с. 29—43. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 194).

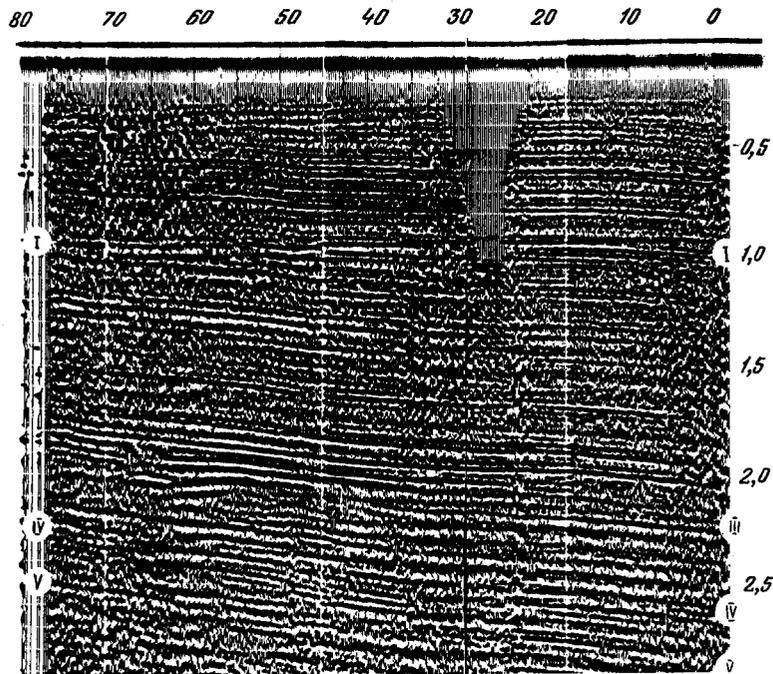
УДК 550.834

*С. В. Клушин, К. И. Левашев, А. А. Белинский, И. Д. Кудрявец*

#### **ОСОБЕННОСТИ МЕТОДИКИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ОРГАНОГЕННЫХ ОБРАЗОВАНИЙ (в условиях Припятского прогиба)**

Непрерывное увеличение информации о геологическом строении нефтеперспективных районов и ускорение темпов развития научных исследований в области нефтяной геологии вызывают постоянное расширение и усложнение задач, стоящих перед современной сейсморазведкой, в направлении повышения детальности изучения сложнопостроенных структур, увеличения глубинности исследований, выявления и изучения новых объектов — малоамплитудных складчато-блоковых структур, зон выклинивания и фациального замещения, литологических неоднородностей и других неантиклинальных ловушек. В последние годы перспективы открытия новых нефтяных залежей в Припятском прогибе в значительной степени связаны с выявлением различных органогенных образований, приуроченных в основном к задонско-елецким отложениям верхнего девона, получившим название межсолевой толщи.

При изучении межсолевых отложений сейсморазведка сталкивает-



Аномалия волновой картины на временном разрезе МОГТ (волна III, интервал пикетов —65 — —40), предположительно отождествляемая с органогенным образованием в межсолевых отложениях

ся с большими трудностями, обусловленными изменчивостью упругих свойств пород, слагающих толщу, негладкостью (шероховатостью) ее поверхности, изменением мощности тонких пластов внутри толщи, тонкостойкостью вмещающих солёных пород, влиянием низкоскоростных волн-помех и многократных отражений. Такие же, но менее значительные трудности имеют место и при изучении глубинного строения подсолевой толщи (евлановские, воронежские и семилукские отложения верхнего девона).

Для решения задач изучения детального строения сложных структурных зон и относительно небольших локальных объектов в условиях Припятского прогиба разработана единая методика полевых наблюдений, обработки и интерпретации сейсмических материалов, основанная прежде всего на расширении частотного диапазона сейсмических волн в область нижних и верхних частот.

В результате теоретических расчетов и полевых экспериментов установлено, что для получения широкополосного спектра сейсмических волн заряд должен быть погружен на 7—8 м под зону малых скоростей, а сейсмоприемники — обеспечивать регистрацию сейсмических волн, начиная с преобладающей частоты 8—10 Гц. Повышение разрешающей способности и одновременное улучшение соотношения сигнал/помеха обеспечивается использованием небольших баз группирования источников и приемников колебаний (суммарная база не должна превышать 50—60 м, т. е. 15—25 м при возбуждении и 25—35 м при регистра-

ции колебаний). Более полное подавление волн-помех при сохранении достаточно высокой разрешающей способности достигается повышением кратности систем наблюдений до 24—48. Максимальное расстояние взрыв — прибор не должно превышать 1500—1700 м.

Для получения временных разрезов ОГТ наряду с открытым каналом (8—80 Гц) используется набор относительно узкополосных частотных фильтров с полосами пропускания от 8—15 до 40—80 Гц. Использование при интерпретации всего набора фильтров позволяет сформировать изображения моделей среды различной степени сложности и получить наиболее полные и достоверные сведения о глубинном строении. Необходимо подчеркнуть, что в условиях тонкостойкого разреза с изменяющимися по площади мощностями тонких пластов и отражающими свойствами границ раздела вообще невозможно подобрать одну оптимальную частоту. Применение переменной во времени фильтрации также не дает достаточного эффекта.

В условиях Припятского прогиба при использовании полосы пропускания 8—15 Гц на временных разрезах формируется изображение двухслойной модели (осадочная толща — фундамент), при фильтрации 15—30 Гц — изображение толстослойной модели, при фильтрации 35—60 Гц отображается внутреннее строение толстых пластов. Применение МРПП позволяет расшифровать сложные волновые картины и осветить тонкие детали строения границ.

Использование набора различных фильтров дает возможность выявить и изучить геологические объекты относительно небольших размеров — малоамплитудные локальные поднятия, осложненные во многих случаях небольшими разрывными нарушениями, зоны выклинивания, а также различные литологические неоднородности, в том числе и органогенные постройки. Критериями для выделения органогенных построек на временных разрезах являются аномалии волновой картины, проявляющиеся в нарушении регулярности волн, связанных с границами органогенного образования внутри толщи, появление волн дифракционного характера, создающих на временном разрезе своеобразное куполовидное образование, аномальное увеличение или уменьшение значений  $\Delta t$  — разности времен регистрации волн, отраженных от кровли и подошвы толщи. В настоящее время ряд таких аномалий обнаружен в северной части прогиба. Пример аномалии волновой картины — предполагаемой органогенной постройки — приведен на рисунке.

В. Н. Бескопильный, Г. В. Пименов, Ю. А. Усков

### ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ПРИ ПОИСКАХ ПОГРЕБЕННЫХ ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЕК (в восточной части Припятской впадины)

В последние годы все возрастающую роль в общем балансе прироста запасов нефти и газа играют рифогенные образования. Естественно, что этим и объясняется повышенный интерес геологов и геофизиков к поиску и детальному изучению условий залегания рифогенных тел. В настоящее время существуют классификации рифогенных образований по их видам. Не разбирая достоинства и недостатки отдельных классификаций, в дальнейшем рифогенные образования Припятской впадины будут называться нами органогенными постройками.

Постановка и решение задачи поиска органогенных построек в Припятской впадине стали возможными благодаря широкому внедрению в сейсморазведке сложных систем метода общей глубинной точки (ОГТ) и все усложняющимся графам обработки сейсмических материалов на ЭВМ.

В рассматриваемом районе органогенные постройки приурочены к межсолевым отложениям фаменского яруса девонского возраста. Они выявлены в северной части впадины на глубинах от 1800 до 4000 м. Непосредственно в районе северного борта постройки находятся на глубинах до 500 м и менее. Формы — от простых куполовидных образований до довольно протяженных массивов. Интересен тот факт, что мощность построек, как правило, лишь на метры и первые десятки метров превышает мощность одновозрастных вмещающих пластов и толщ, т. е. морфологически органогенные постройки выражены слабо. Литологически они представлены органогенными известняками и вторичными доломитами. В формировании этих отложений основную роль играют синезеленые и бурые водоросли. Наряду с ними встречаются брахиоподы, мшанки, остракоды, единичные кораллы.

В зависимости от условий формирования органогенных построек (ядерные рифогенные фации, фации шлейфа и т. д.) они обладают различными величинами коллекторских свойств — от высоко- до низкочастотных коллекторов.

Все изученные органогенные постройки приурочены к моноклиальному склону в сравнительно незначительной удаленности от региональных разломов. К межсолевым отложениям Припятской впадины, в том числе и к орогенным постройкам (месторождения Осташковичское, Дубровское, Красносельское, Тишковское и др.), относятся около 50% разведанных запасов нефти. Важность поиска орогенных построек по мере разбуривания крупных структур возрастает с каждым годом и становится наиболее эффективным направлением в условиях Припятской впадины. До последнего времени прогноз распространения органогенных построек базировался на тех или иных тектонических, палеогеографических, литолого-фациальных предпосылках и характеризовался сравнительно низкой достоверностью. Подобные предпосылки позволили выде-

лить районы возможного существования рифовых фаций, что при незначительных размерах построек явно недостаточно. В этих условиях наиболее существенную роль играют геофизические методы исследований, от успешного применения которых во многом зависит эффективность всего геологоразведочного процесса.

Сегодня основным геофизическим методом поиска и картирования органогенной постройки является сейсморазведка методом ОГТ. В различных районах этим методом изучались рифовые образования и уже имеются общие признаки выделения рифовых тел. Основная трудность картирования методом ОГТ — в большинстве случаев отсутствие четко выраженных отражений от границ тела, а также появление дифрагированных волн, затрудняющих однозначное интерпретирование сейсмической записи. К тому же отраженная волна от границ органогенных построек менее интенсивна, чем волны от вмещающих пород.

При анализе сейсмических материалов на площади восточной части Припятской впадины основное внимание было обращено на локальные признаки осложнения сейсмической записи в интервале времен регистрации отражений от межсолевых отложений девона. Таких признаков несколько:

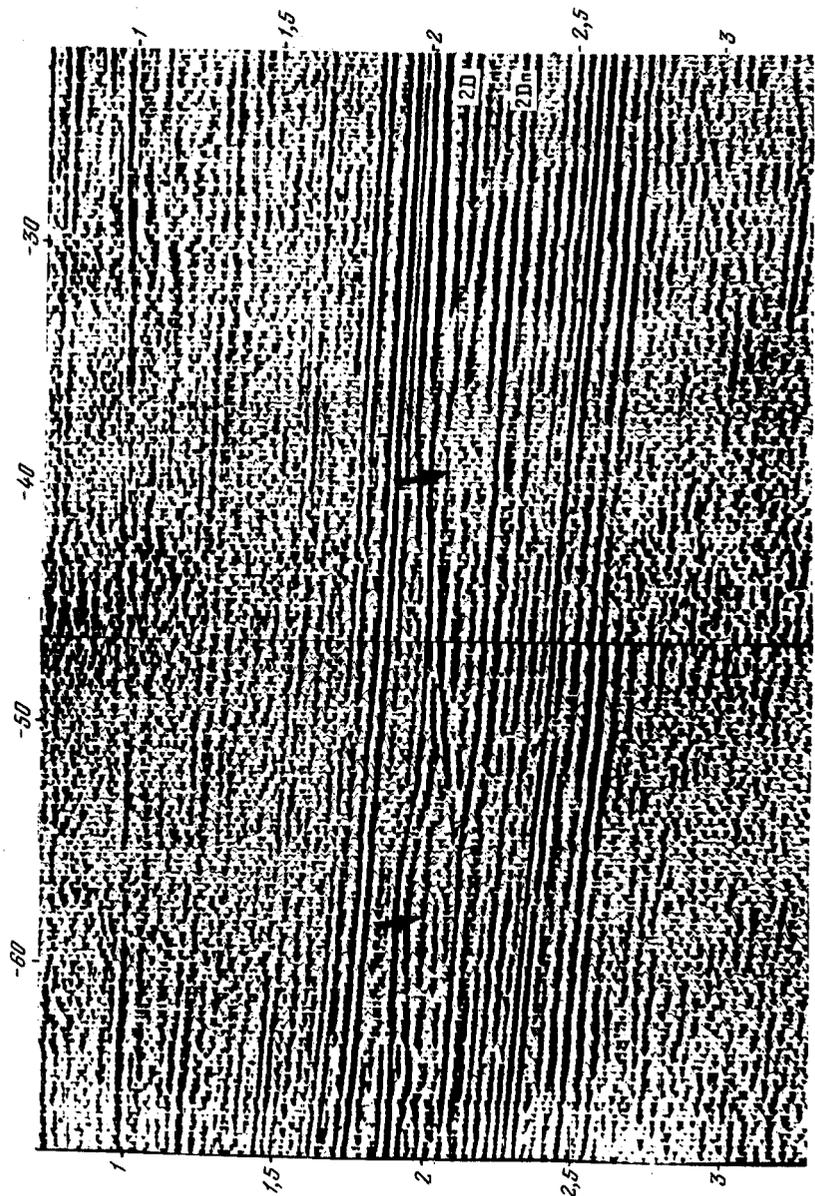
- 1) локальное увеличение мощности отдельных слоев межсолевых отложений или всей толщи в целом;
- 2) развитие структур облекания в низах галитовой подтолщи верхней соленосной толщи над органогенными постройками;
- 3) угловое несогласие отражений от горизонтов внутри межсолевой толщи с отражениями от поверхности и подошвы межсолевых отложений;
- 4) ухудшение корреляции или полное отсутствие отражений от орогенной постройки;
- 5) наличие сейсмических горизонтов резко изменчивой интенсивности и видимого периода колебания, а также незначительной протяженности;
- 6) присутствие дифрагированных волн в краевых частях постройки (см. рисунок).

Как правило, отдельная органогенная постройка не обладает всеми признаками. Изучая выявленные органогенные постройки в пределах восточной части Припятского прогиба по сейсмической записи нами выделено несколько типов.

1. Постройки значительной высоты (>200 м). Они характеризуются структурой облекания по вышележащим карбонатным пропласткам, локальным увеличением мощности межсолевых отложений, дифрагированными волнами, практически полным отсутствием отражений в ядре. Они приурочены к моноклиальному склону подсолевых структур поднятых крыльев.

2. Органогенные постройки незначительной мощности характеризуются лишь локальным увеличением мощности отдельных горизонтов внутри межсолевой толщи и отсутствием отраженных волн в ядре.

3. Органогенная постройка Дубровского типа характеризуется четким перегибом по кровле межсолевых образований, локальным изменением интенсивности и видимого периода отражения от внутримежсолевых горизонтов.



Выделение органогенной постройки на временном разрезе. Стрелками показаны ядерные части постройки

Выделенные типы органогенных построек группируются в три зоны: Узножскую, Центральную и Рудецкую. Центральная и Рудецкая зоны непосредственно примыкают к Осташковичскому рифовому массиву — нефтяному месторождению. Узножская зона расположена в наиболее опущенной части подсолевой структуры. Дубровский тип постройки характеризует структура Дубровская, где уже открыта нефтяная залежь. Она располагается на приподнятом крыле подсолевой структуры и относится к Рудецкой зоне. Причем вся зона приурочена к тектоническому нарушению.

Основная трудность при картировании границ органогенной постройки на изучаемой территории — присутствие интенсивных дифрагированных волн, регистрируемых, вероятнее всего, как от несолевых пропластков галитовых отложений, так и от краевых частей постройки. Сложная волновая картина затрудняет корреляцию отраженных волн и не позволяет в настоящий момент с высокой точностью дать контуры постройки.

В условиях восточной части Шатиловской депрессии Припятской впадины получена нефть на одной Дубровской органогенной застройке. Разведочная скважина вскрыла верхнюю часть постройки не в самых оптимальных по сейсмическим данным условиям, и был получен фонтан нефти около 1000 м<sup>3</sup>/сут. Несомненный интерес представляет не только верхняя сводовая часть постройки, но и все тело Дубровской структуры. По материалам сейсморазведки основной массив размещен ниже вскрытой части разреза.

В районах Припятской впадины для решения задачи поиска биогермных построек сейсморазведкой с достаточно высокой точностью необходимо соблюдение нескольких условий.

1. Усложнить методику полевых исследований МОГТ (уменьшить шаг между центрами групп, увеличить кратность до 48, применить цифровые сейсмостанции и т. д.).
2. Усложнить методику обработки (применение дифракционного преобразования, частотной селекции и т. д.).
3. Комплексование геологических и геофизических методов.

УДК 551.4:551.8:552.54:553.98

*М. М. Грачевский*

#### ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РИФОВ

Ч. Дарвин называл современные рифы памятниками над затонувшими поднятиями, оставленными прирастающими организмами с карбонатными скелетами в результате локальной компенсации тектонического погружения дна бассейна. Тем самым была показана геоморфологическая роль рифов как образователей высокоамплитудного подводного аккумуляционного рельефа, резко усиливающих первоначальный рельеф цокольных поднятий любой природы: тектонической, эрозионной или аккумулятивной, как, например, вулканические конусы. Погребенные рифы — это карбонатные массивные пористо-кавернозные тела с признаками волноустой-

чивости и фашиальной зональности, с углами склонов выше 6°, окруженные инородной толщей заполнения межрифового рельефа.

Поскольку околорифовые и межрифовые пространства первоначально отличались некомпенсацией погружения дна бассейна осадками, погребенные рифы в своем распространении ограничены пределами аккумуляционно-топографических впадин (АТВ), переживших фазу некомпенсации и отличающихся так называемым депрессионным циклом седиментации [2, 3, 5]. Последний обычно представлен конденсированными планктогенными потенциально нефтегазоматеринскими высокоуглеродистыми сланцами трансгрессивной фазы некомпенсации (углубления) и сравнительно мощной околорифовой регрессивной соленосной, терригенной или эффузивно-осадочной толщей фазы заполнения АТВ.

Рифы формируются только в трансгрессивные фазы эвстатических циклов в период некомпенсации и углубления АТВ и подвергаются карстованию и разрушению в регрессивные эвстатические фазы региональных перерывов седиментации на палеошельфе, когда образуются клиноформные терригенные или галогенные террасы в краевой части АТВ, на бровке которых только и могут формироваться последующие «регрессивные» рифы (регрессивно смещающиеся внутри бассейна). Поэтому крайне сомнительна схема регрессивного смещения и пространственно-разобшения рифовых зон в условиях отсутствия подобных террас, популярная в Узбекистане. Тектонические погружения бортов АТВ приводят к последовательному трансгрессивному смещению рифов и, в частности, к ступенчатому залеганию барьерно-рифовых уступов в виде рифового амфитеатра.

В американской литературе появился новый термин — синоним АТВ — «топографический бассейн», — вместо прежнего расплывчатого термина «бассейн», которому противопоставлялся «шельф». Геотермически зрелые отложения фазы некомпенсации АТВ типа доманика являются генетической сердцевиной нефтегазоносных бассейнов и определяют контур их промышленной нефтегазоносности. Обычно они залегают в нижней или средней части нормального разреза под тепловым экраном вышележащих пород. АТВ необязательно связана с нефтегазоносным бассейном. Но нет нефтегазоносного бассейна без АТВ.

Рифовые нефтегазоносные бассейны (НГБ) широко распространены, а безрифовых НГБ на Земле, по-видимому, гораздо меньше, чем считалось еще совсем недавно. Причина этого — климатические изменения в течение длительных периодов. В результате шанс захоронения в разрезе НГБ теплолюбивых рифов достаточно велик. Пока «стерильными» в отношении рифов остаются только фронтальные НГБ восточной (американской) части Тихоокеанского пояса, что, очевидно, определяется сильным геоморфологическим расчленением суши, дающей много обломочного материала при субдукции океанической коры под континент в условиях отсутствия островных дуг<sup>1</sup>.

Барьерные рифы слагают бортовые уступы АТВ и отдельных их частей от обрамляющего приподнятого в виде порога карбонатно-галогенного или карбонатно-терригенного шельфа. Обратный склон барьерного

рифа наиболее отчетливо выражен в случае образования зарифовой АТВ (менее глубокой, чем предрифовая). Но даже при отсутствии таковой обратный (лагунный) склон барьерного рифа нередко обособляется в результате эпигенетического уплотнения зарифовых лагунных карбонатов.

Образование эпиконтинентальных зарифовых лагунных АТВ происходит при расчленении барьерного рифа поперечными конседиментационными прогибами, разделенными промежуточными поднятиями. Против таких прогибов образуется двусклонный барьерный риф, а против конседиментационных поднятий односклоновый. На шельфовых бортах лагунной АТВ формируются также односклоновые рифы. При слабой палеотектонической активности поперечных прогибов барьерный риф меняет конфигурацию только в поперечном сечении, а при возрастании этой активности усложняются очертания барьерного рифа в плане: поперечным поднятиям соответствуют мысовидные выступы, а прогибам — заливы бассейновой АТВ и оконтуривающие их петли барьерного рифа. Пример нерасчлененного в плане и участками расчлененного в разрезе барьерного рифа (против лагунных АТВ) — нефтегазоносный меловой риф Эдвардс в США высотой в 600 м и шириной в несколько километров, обрамляющий с севера в виде непрерывного пояса нефтегазоносный бассейн Мексиканского залива, точнее его внутриводоразделную АТВ (см. вклейку). Месторождения в барьерном рифе Эдвардс известны только против лагунной АТВ между палеоподнятиями Себин и Ллано. Здесь известно 17 мелких месторождений с общими запасами 70 млрд. м<sup>3</sup> газа, контролируемых гребневой частью непрерывно-линейного барьерного рифа в комбинации с поперечными структурными носами, сбросами и литологическим экранированием. Аналогичный непрерывно-линейный риф нижнепермского возраста протяженностью 1000 км, прогнозированный нами [1], продуктивен в комбинированных ловушках на северном и западном бортах — 20 нефтегазоносных мелких месторождений в комбинированных мелких и средних ловушках, из которых наиболее характерно Западно-Тепловское нефтегазоконденсатное месторождение.

В существовании прямолинейных нерасчлененных рифов убеждает единая рифовая залежь месторождения Южный Кайбоб в западной части провинции Альберта протяженностью 50 км при ширине 2 км и высоте 40 м, приуроченная к среднедевонскому «трапезигерму».

При некотором увеличении скорости погружения увеличивается высота рифа и может формироваться не только отчетливый обратный склон, но и сохраняются межрифовые каналы, т. е. происходит продольное расчленение единого рифа на цепочку надбарьерных локальных рифов (пиннаклов). Это происходит в случае прямолинейной Рибей-Ледюкской надбарьерной продуктивной цепочки (Западная Канада), по-видимому, при участии приливных течений.

Вследствие палеотектонической пассивности Волго-Уральского внутриводораздела НГБ, т. е. недостаточной скорости погружения, непосредственно над рифами в результате перерывов седиментации отсутствовали надежные покрывки, и нефть мигрировала вверх в надрифовые структуры уплотнения, образовавшиеся в закарстованных известняках под верейской и башкирской региональными покрывками. С возрастанием палеотектонической активности погружения краевых частей Русской плиты в Башкирии и Пермской области над девонскими рифами

<sup>1</sup> При субдукции под островную дугу вместо высокогорного хребта возникает глубоководный желоб.

появляются покрывки, соответствующие регрессивным эвстатическим фазам седиментации, и здесь появляются залежи в верхнедевонских рифах.

Поперечные к бортам АТВ палеотектонические поднятия и надстраивающие их мысовидные угловатые выступы палеошельфа — наиболее благоприятные места образования локальных рифов и «рифовых пирамид»: цепочка Суон-Хилс — Джуди Крик в Канаде, Хилковский одиночный риф и Батырбайский атолл в Камско-Кинельской впадине, Карачаганакский атолл и Нагумановский риф в Прикаспийской впадине, мысовидный выступ палеошельфа над поднятием Гаргаф в бассейне Сирт (Ливия), контролирующий местоположение нефтеносных рифов Интезар А и Д, газоносный риф Арун (Индонезия) и др.

Высота рифового рельефа, образующего бортовые барьерные уступы в океанической АТВ, достигает в Северо-Западной Атлантике 4000—5000 м. В микроокеанических АТВ типа Прикаспийской впадины, Мексиканского залива и Южного Каспия — 3000 м (при этом в соответствии с тектоническим погружением суммарная высота рифов может здесь достигать за счет полициклического возрождения АТВ 10 000—12 000 м), в краевых прогибах (Предуральском, Месопотамском) и авлакогенах (Атласском, Куринском) — до 1000 м, в эпиконтинентальных АТВ (Камско-Кинельская впадина) — 500 м. Высота рифовых уступов, как и глубина связанных с ними АТВ, увеличивается с уменьшением толщины гранитного слоя земной коры.

В природе нет тектоно-морфогенетической спецификации рифов. Геосинклинально-океанические рифы отличаются от платформенно-эпиконтинентальных лишь максимальной высотой, но не морфологией, нет морфогенетической эволюции рифообразования, а есть эволюция рифообразователей. Погребенные рифы — надежные геоморфологические индикаторы геодинамики и палеогеографии крупных блоков земной коры и целых континентов, т. е. это указатели крупных изменений лика Земли в целом. По геодинамической позиции погребенные рифы можно подразделить следующим образом:

1) периконтинентальные барьерно-рифовые уступы (периконтинентально-океанические, периконтинентально-микроокеанические);

2) микроконтинентальные мегаатоллы и рифовые пирамиды в АТВ микроокеанического типа;

3) тыльно-островодужные рифы (барьерные и мегаатолловые);

4) фронтально-островодужные, в том числе эпиаккреционные пиннаклы;

5) индивулканические атоллы;

6) интраконтинентально-авлакогенные и эпиконтинентальные рифы платформенных АТВ: барьерно-рифовые уступы, атоллы, пирамиды, пиннаклы и рифовые банки («утопленные» внутрибассейновые и периферические). Рифы первых трех подразделений и последнего обусловлены рифтогенезом.

Рифтогенный Атлантический океан, переживший микроокеаническую стадию развития, имеет рифовое обрамление в виде барьерно-рифового периконтинентального бортового уступа мелового возраста со стороны четырех континентов. То же справедливо для Африканского и Индостанского бортов Индийского океана. Периконтинентальные рифы отличаются наибольшей протяженностью в масштабе планеты и обычно формируются на стыке континентальной и океанической коры, как, впрочем, и менее протяженные периконтинентально-микроокеанические или интраконтинентально-

авлакогенные рифы. Пример периконтинентальных барьерно-рифовых уступов — нижнепермский барьерный риф северного бортового уступа Прикаспийской впадины, а также подстилающий его девонско-башкирский риф и продолжающий его со стороны платформы предуральские барьерно-рифовые уступы (ассельский и артинский); ассельский уступ в Предуральском прогибе надстроен цепочкой пиннаклов.

Мезозойские (меловые) периконтинентальные барьерно-рифовые уступы Северной Атлантики высотой около 4 км затоплены (от плато Блейк до Джорджес Бэнк и со стороны Северной Африки) на глубину от 1 до 3 км (см. рисунок). Они бывают перекрыты лишь незначительной по мощности толщей глубоководных отложений более молодого возраста. Поэтому их предрифовые черносланцевые депрессионные фации не всегда достигают геохимической зрелости в качестве нефтегазоматеринских пород и не могут реализовать своего нефтематеринского потенциала вследствие недостаточного экранирования осадками глубинного теплового потока и слабого прогрева. Считают, что для достижения геотермической и геохимической зрелости потенциально нефтематеринских депрессионных фаций здесь необходимо накопление пятикилометровой толщи осадков в Мексиканском заливе, где эти условия обеспечены.

Меловые рифы высокопродуктивны особенно на островодужном краю НГБ — тыльно-островодужные рифы (тренд Реформа с геологическими запасами 10 млрд. т). На пассивной континентальной окраине высокоперспективен также Восточно-Канадский шельф к северу от Джорджес-Банк до Нью-Фаундленда, где также есть необходимое перекрытие при значительной высоте рифа.

Тыльно-дуговые и внутриконтинентальные рифтогенные микроокеанические нефтегазоносные бассейны и соответствующие АТВ — рифоносны (Карибский, Мексиканского залива, Черноморский, Прикаспийский, Южно-Каспийский, Ленско-Вилюйский, Сведруп и др.). Палеогеоморфологическая их глубина достигает 5000 м, как и суммарная высота рифов. Аналогичной высоты мезозойские барьеры достигают в Северной Атлантике, по материалам б/с «Гломар Челленджер», формировавшиеся, как полагают, в полузакнутом бассейне эвксинского (черноморского) типа.

Максимальная высота нефтегазоносных рифов и надежность покрывок отмечаются на тыльно-островодужных бортах микроокеанических НГБ, где осуществляется их наиболее герметичное захоронение. Именно здесь же находятся связанные с ними наиболее продуктивные и богатые по запасам рифовые нефтяные и газовые месторождения мира. Это неокомский барьерно-рифовый нефтеносный тренд Реформа (10 млрд. т.) в бассейне Мексиканского залива и газовое месторождение Арун 450 млрд. м<sup>3</sup> в Андаманском НГБ — среднемиоценовый риф под глинистой диапировой «шапкой» на о. Суматра в западной части Индо-Тихоокеанской рифовой провинции.

Нефтегазоносные бассейны, осложненные мантийным диапиризмом на глубине, как правило, отличаются глинистым или солевым диапиризмом в осадочном глубоководном чехле и рифовыми бортами, надстроенными диапировыми валами. Таким образом, предлагаемая новая модель диапирового микроокеанического НГБ с рифовыми бортами справедлива и для Андаманского НГБ (Арун).

Кристаллический фундамент во впадине Мексиканского залива, представленный базальтовым слоем, залегает на глубине около 15—18 км под

мощным осадочным депрессионно-циклическим разрезом океанического типа, подразделенным на сейсмопачки и сейсмостратиграфические комплексы. В основании разреза залегают диапириобразующая соленосная толща средней — верхней юры. Фазе некомпенсации АТВ соответствует маломощная надсолевая высокобитуминозная нефтегазоматеринская свита Тамаулипас (неоком), аналоги которой установлены глубоководным бурением и сейсмопрофилированием и в Атлантическом океане (сейсмогоризонт  $\beta$ ). Ее фациально-палеогеоморфологический аналог в Прикаспийской впадине — депрессионная доманиковая фация  $D_3-C-P_1$ , обрамленная однообразными бортовыми барьерно-рифовыми клиноформными уступами амплитудой до 3 км. Эти рифовые уступы имеют общую тенденцию трансгрессивного смещения к периферии бассейна, создавая в обоих случаях «рифовый амфитеатр». Локальное регрессивное смещение рифов связано с местным развитием терригенных аккумулятивных террас.

По аналогии с неокомским рифовым уступом атлантического края Северо-Американского континента нижний барьерно-рифовый комплекс (кембрийско-нижнедевонский) прогнозируется на глубине около 8 км в зоне выклинивания гранитной коры, т. е. по границе субокеанической коры.

Выступы гранитного фундамента Прикаспийской впадины по аналогии с нефтеносным атоллom Голден-Лейн (Мексика) «прикрыты» прогнозируемыми среднедевонскими атоллами и рифовыми пирамидами с глубиной залегания 6—7,5 км. Северо-Каспийский визейско-башкирский мегаатолл на глубине 4 км выделен по данным сейсморазведки и бурения [4].

Гигантские запасы нефти (14 млрд. т) в палеоценовых турбидитах подводного палеоканьона на мексиканском месторождении Чиконтепек, по-видимому, объясняются не только объемом ловушек, но прежде всего эффективной термической возгонкой углеводородов из подстилающей эту залежь депрессионной черносланцевой свиты Тамаулипас в условиях повышенного теплового потока в тыльной части островной дуги над внутренней зоной Беньофа. Вероятный аналог этой внутренней аккреционной зоны в Прикаспийской впадине — Бузачинская зона, где значительные скопления нефти также обнаружены на малой глубине в мезозое и, надо полагать, обусловлены вертикальной миграцией из палеозойских депрессионных фаций субдукционного желоба. Аналог Голден-Лейн здесь — восточная часть Северо-Каспийского мегаатолла, где на Тенгизском рифовом поднятии (20×20 км) получен приток нефти с дебитом 400 т (в сутки). Структура гранитного фундамента по поперечным профилям КМПВ и ГСЗ через Южно-Эмбенско-Бузачинскую зону весьма сходна со структурой зоны Беньофа по данным ГСЗ в районе дальневосточных морей, с одной стороны, и с предполагаемыми зонами Беньофа в Южнобережном Крыму и Прибалханье — с другой.

Исходя из большого палеогеоморфологического и прямого геологического сходства Южно-Каспийской впадины и бассейна Мексиканского залива (см. рисунок), где сходно не только отсутствие во впадинах гранитной коры, но и возраст карбонатного обрамления, прибалханская нефтеносная зона сопоставлена с мексиканским рифовым трендом Реформа [4].

Меловой барьерный риф залегают в бортовых частях Южно-Каспийского НГБ на глубине 4—6 км в виде уступа высотой от 800 м — 1,5 км до нескольких километров, возможно надстраивая в последнем случае верхнеюрский барьерный уступ, или смещается после орогенической фазы на

край регрессивной аккумулятивной глинистой террасы. Подобно бортовой зоне Прикаспийской впадины, здесь имеется тенденция смещения надрифового бортового диапирового вала в сторону зарифового шельфа и замещения в разрезе диапирового комплекса в результате полного его выжимания красноцветным комплексом мульд в пределах рифового бортового уступа, а иногда даже в пределах рифового гребня (красноцветный пермотриас Прикаспийской впадины и красноцветная толща плиоцена Туркмении). Подобные же соотношения имеются и в Мексиканском заливе. Для надрифового глинисто-диапирового комплекса НГБ Мексиканского залива, как и для Южно-Каспийского, характерны аномально-высокие давления, порожденные этим диапиризмом.

В отличие от Южно-Каспийского НГБ и от НГБ Прикаспийской впадины подрифовый комплекс НГБ Мексиканского залива представлен солями, но тоже является диапировым, в том числе в бортовой зоне, способствуя образованию комбинированных ловушек (тренд Реформа). Структура поверхности рифового комплекса у тренда Реформа по своей развитости сбросами напоминает структуры Челекена и соляных куполов Эмбы.

О глубоководной океанической седиментации в Черноморской акватории в мезозое свидетельствует резкое сокращение мощностей мезозоя по геофизическим данным в зоне современного северо-западного континентального склона Черного моря. На сейсмических профилях VII и XVII восточнее Варны, на внешнем шельфе Болгарии нами намечен по динамике записи и сейсмическому клину на глубине 1200 м при высоте около 1000 м мальмнеокомский (возможно, титон-берриасовый) барьерно-рифовый клиноформный уступ, протягивающийся предположительно вдоль края шельфа в сторону Крыма, в 10 км северо-западнее современного континентального склона в направлении Тарханкутского полуострова при глубине шельфа 40 м.

Верхнеюрский барьерный периконтинентальный риф в пределах Северо-Западного Крыма, возможно, был оторван от континента вместе с новообразованной полуостровной дугой в меловое время и сдвинут в сторону моря по трансформному северо-западному разлому от Тарханкута до современного местоположения полуострова Херсонес. Во всяком случае, в Степном Крыму известны аммонитовая фация баррема (фаза некомпенсации АТВ) и компенсирующая подводный рельеф геосинклиальная «салгирская» флишевая фация альба [6], подтверждающая вероятность сделанного нами предположения. Титон-берриасовая рифовая формация Восточного Крыма, вскрытая недавно глубоким бурением, несомненно соответствует периконтинентальному барьерному рифу (см. статью: Л. Г. Плахотный и др., в наст. сборнике), как, вероятно, и оксфорд-нижнекемериджский риф Горного Крыма. Тильно-островодужные рифы здесь известны только в обнажениях (ургонские), тогда как именно с ними обычно связана наибольшая нефтегазоносность (Арун, Реформа, Голден-Лейн). Высокоперспективны ургонские погребенные рифы Степного Крыма — тильно-островодужные и периконтинентальные.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Грачевский М. М. О возможных рифах пермского возраста в прибортовой части Северного Прикаспия. — Новости нефтяной техники (геология), 1961, № 11.
2. Грачевский М. М. О депрессионных циклах. — В кн.: Депрессионные циклы. М.: ОНТИ ВИЭМС, 1966, с. 3—23.
3. Грачевский М. М. Палеогеоморфологические предпосылки распространения нефти и газа. М.: Недра, 1974. (Тр./НИИЗарубежгеология; Вып. 32).

4. Грачевский М. М., Кучерук Е. В. Высокоперспективный барьерно-рифовый уступ туркменской части Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна. М.: ВИНТИ, 1978. 12 с. Рукопись Деп. в ВИНТИ 7.08.18, № 2625—78 Деп.
5. Грачевский М. М., Кучерук Е. В., Скворцов И. А. Нефтегазоносность рифовых комплексов и особенности поисков в них нефтегазовых залежей в зарубежных странах. М.: ВНИИОЭНГ, 1977. 72 с.
6. Наливкин Д. В. Геология СССР. М.; Л.: Изд-во АН СССР, 1962. 813 с.

УДК.552.578.2

С. Т. Зелизна, А. Т. Мурич, Р. М. Смишко,  
Г. Н. Широкова

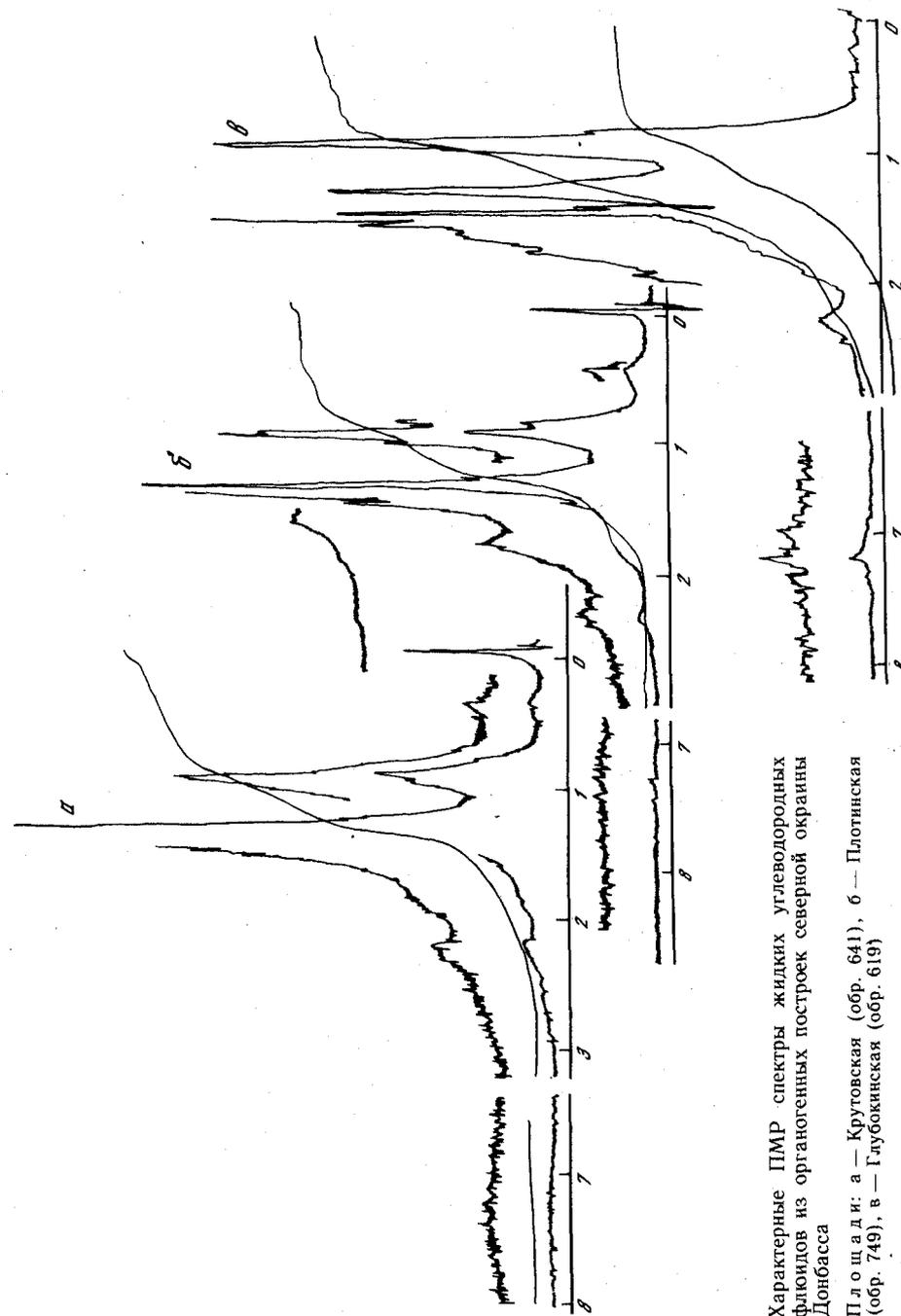
### РЕЗУЛЬТАТЫ РАДИОСПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ РИФОГЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ СЕВЕРНОГО ДОНБАССА

К окраинам паралических угольных бассейнов приурочены крупные месторождения нефти во многих районах мира (Северного моря, Великих равнин США и др.). Территория Донбасса долгое время считалась классическим примером каменноугольного бассейна. К настоящему времени в его пределах и на окраинах выявлены многочисленные структуры, содержащие промышленные залежи углеводородов. Северная окраина Донбасса, в частности зона сочленения его с Воронежским массивом, оценивается как перспективная территория в отношении нефтегазоносности. Многочисленные нефтегазопроявления, находки жидких и твердых битумов, в частности в органогенных фациях нижнего карбона, стали прямыми критериями для поисков здесь промышленных месторождений нефти и газа.

Закономерности размещения залежей горючих ископаемых различного характера (твердых, жидких и газообразных) в областях перехода угленосных формаций в карбонатные представляют значительный научный и практический интерес. В связи с этим наряду с анализом геологической обстановки [3, 5, 6] целесообразно исследование углеводородных флюидов.

Нами исследовались флюиды нефтяного и конденсатного типов, а также жидкие углеводороды и натёки асфальтообразного вещества из кровли песчанистого пласта в шахте им. Менжинского. Цель исследований — получение общей характеристики углеводородных флюидов, залегающих в карбонатно-рифогенных коллекторах и выделение из всего их разнообразия наиболее специфических типов. Типизация флюидов может быть полезной для геохимической их корреляции, прогнозирования свойств флюидов в карбонатно-рифовых формациях и последующей разработки поисковых геохимических критериев.

Выбор методов радиоспектротрии — ядерного магнитного и электронного парамагнитного резонансов (ПМР и ЭПР) — для получения общей характеристики углеводородных флюидов обусловлен их относительно высокой информативностью при минимальном объеме исследуемого вещества и небольших затратах времени для выполнения анализа. Но наиболее ценное достоинство радиоспектротрии — уникальность получаемой информации [4, 7, 9].



Характерные ПМР спектры жидких углеводородных флюидов из органогенных построек северной окраины Донбасса

Площади: а — Крутовская (обр. 641), б — Плотинская (обр. 749), в — Глубокинская (обр. 619)

ПМР и ЭПР-характеристики жидких углеводородных флюидов из погребенных органических построек северной окраины Донбасса

Площадь	Лабораторный шифр	Интервал отбора, м	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Степень разветвленности алкановой цепи			Содержание цикланов	
				высокая	средняя	низкая	высокое	среднее
Крутовская	641	1386—1392	0,877			X		
»	649	1490—1562	0,841			X		
»	642	2042—2076	0,860		X			
»	634	2055—2175	0,823			X		
»	626	2116—2124	0,802			X		
Глубокинская	619	2113—2117	0,762	X			X	
»	746	3323—3360	0,744			X	X	
»	633	3610—3625	0,794			X	X	
Плотинская	749	Со сборн.	0,792		X			
Дружелюбовская	748	1767—1776	0,800		X			
Курнолиповская	605	2422—2444	0,852		X			
Тишгинская	612	2078—2094	0,838	X			X	
»	745	2844—2867	0,800	X			X	
Ольховская	599	Со сборн.	0,737	X			X	
Муратовская	752	2990—3005	0,775	X			X	
Мажуровская	747	2952—3084	0,821		X			
Первомайская	721	Шахта	0,813		X			

\*Интенсивность сигналов: З — значительная, С — средняя, Н — незначительная.

Спектры ПМР снимались на радиоспектрометре РЯ-2308 с рабочей частотой 60 мГц. В качестве внешнего эталона применялся гексаметилди-силоксан (ГМДС). Исследовались 10%-ные растворы флюидов в СС<sub>4</sub>.

Определялись химические сдвиги протонов основных структурных фрагментов, составляющих углеводороды (СН<sub>3</sub>алк., СН<sub>2</sub>алк., СН<sub>2</sub>цикл., СН<sub>3</sub>, СН<sub>2</sub>, СН зам. ар. и цикл., СН ар.). Записывались интегральные кривые спектров, исходя из которых подсчитывалось относительное количественное распределение протонов между структурными фрагментами. Ряд образцов предварительно разгоняли на узкие температурные фракции [8]. Пофракционное исследование показало, что спектры ПМР высокотемпературных фракций флюидов нефтяного и конденсатного типов очень сходны между собой, а низкотемпературных значительно различаются. По мере утяжеления углеводородных флюидов наблюдается явная тенденция к увеличению содержания алифатических неразветвленных структур. Как полагают С. Т. Зелизна и Г. Н. Широкова [1], это объясняется тем, что изопарафиновые и нафтеновые структуры концентрируются в легких фракциях, количество которых в конденсатах больше.

Результаты спектрометрии ПМР дают основание отнести все исследованные жидкие углеводородные флюиды к одному алкано-циклановому типу. В зависимости от содержания цикланов и степени разветвленности алкановых цепей среди них можно выделить три разновидности (см. таблицу и рисунок):

алкановая цепь мало разветвленная, содержание циклановых углеводородов очень низкое (обр. 641 Крутовской и обр. 746 Глубокинской площадей);

	Содержание ароматических заместителей				Интенсивность сигналов * аренов и цикланов на ПМР-спектр				КПЦ/г
	низкое	высокое	среднее	низкое	С <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	С <sub>6</sub> H <sub>12</sub>	С <sub>5</sub> H <sub>11</sub> СН <sub>3</sub>	полициклических ароматических	
				X			Н		1,45 · 10 <sup>15</sup>
				X	С	З	З	С	7,2 · 10 <sup>16</sup>
X				X		З	Н		1,6 · 10 <sup>16</sup>
X				X		З			5,9 · 10 <sup>15</sup>
				X		З			5,68 · 10 <sup>17</sup>
				X		З			Сл.
		X		X		З		С	8 · 10 <sup>14</sup>
X			X	X		С		С	8 · 10 <sup>14</sup>
X				X		С		С	7 · 10 <sup>14</sup>
X				X		З	С		7 · 10 <sup>14</sup>
				X		З			1,6 · 10 <sup>17</sup>
				X	Н	З		Н	1,4 · 10 <sup>16</sup>
				X		З	З		5,28 · 10 <sup>15</sup>
				X		З	З	Н	—
X				X		З		С	1 · 10 <sup>14</sup>
X				X		З		С	1,6 · 10 <sup>16</sup>
				X		Н			6,52 · 10 <sup>15</sup>

алкановая цепь среднеразветвленная, содержание цикланов среднее или низкое (Плотинская, Дружелюбовская, Курнолиповская и др.);

алкановая цепь сильно разветвленная, содержание цикланов высокое (Тишгинская, Ольховская, Муратовская, Глубокинская, обр. 619, и др.).

Разрешающая способность радиоспектрометра падает с повышением содержания высокомолекулярных асфальтено-смолистых компонентов и твердого парафина, в связи с чем дальнейшее исследование целесообразно продолжать методом термостатирования.

Исследовались также парамагнитные свойства флюидов. Вопрос о природе парамагнетизма природных углеводородов пока остается открытым. Наиболее вероятно, он обусловлен наличием свободных радикалов или ионов [2].

Сигнал ЭПР флюидов записывали на радиоспектрометре РЭ-1306 с рабочей частотой около 9,4 ГГц и модуляцией магнитного поля 100 кГц. В таблице приведены значения концентраций парамагнитных центров (КПЦ), определенные относительно условного стандарта — сахарного угля (КПЦ = 0,1 · 10<sup>17</sup> на 1 г).

По парамагнитным свойствам установлена также значительная дифференцированность флюидов, в общем коррелирующая со значением их плотности.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Бойчевская Л. Т., Галабуда Н. И., Гринберг И. В. и др. Изучение закономерностей изменения свойств нефти и газов нефтегазоносных провинций Украинской ССР. — Тр. Ин-та геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР, 1978, вып. 11, с. 99—121. ВИНТИ. М., 1979. Рукопись деп. в ВИНТИ 2.10.79, № 3433—79 Деп.

2. Былина Э. А., Родионова К. Ф., Чуткерашвили С. О. и др. Электронно-парамагнитный резонанс в узких фракциях органических веществ осадочных пород. — В кн.: Современное состояние исследований органических веществ осадочных пород. М.: Недра, 1969, с. 171—182.
3. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. М.: Госгеолтехиздат, 1963. Т. 1. 1201 с.
4. Казицына Л. А., Куплетская Н. Б. Применение УФ-, ИК- и ЯМР-спектроскопии в органической химии. М.: Высшая школа, 1971. 264 с.
5. Кононов Н. И., Чернявский Г. В. Новые данные о строении междвиговой зоны северо-восточной окраины Донбасса. — Сов. геология, 1975, № 1, с. 141—146.
6. Мурич А. Т., Кононов Н. И., Макаров В. А. Нефтеносность каменноугольных отложений южной части склонов Воронежской антеклизы. — Геология нефти и газа, 1979, № 6, с. 11—15.
7. Родионова К. Ф. Ядерно-магнитный резонанс. — В кн.: Современное состояние исследований органического вещества осадочных пород. М.: Недра, 1969, с. 183—187.
8. Спектрометрическая и хроматографическая характеристика нефтей и конденсатов некоторых месторождений Советского Союза. М.: Недра, 1972. 87 с.
9. Эмсли Дж., Финей Дж., Сатклиф Л. Спектроскопия ядерного магнитного резонанса высокого разрешения. М.: Мир, 1978. 225 с.

## Раздел II

### ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОГРЕБЕННЫХ ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЕК

УДК 551.351.5:551.762.3(47+57—13)

*Н. В. Безносос, В. Д. Ильин, Л. Н. Смирнов,  
В. В. Кутузова, А. К. Зюбко, Н. Г. Калик,  
А. И. Кобленц, Г. Б. Сальман*

#### **ПРОГНОЗ РАСПРОСТРАНЕНИЯ И ТИПОВ РИФОВЫХ ЛОВУШЕК НЕФТИ И ГАЗА**

**(в верхнеюрских отложениях Юга СССР)**

Органогенные постройки широко распространены в верхнеюрских отложениях Юга СССР и представлены разнообразными типами от одиночных биогермов до сложно построенных систем барьерных и береговых рифов. Для обозначения выявленных и предполагаемых нефтегазоносных ловушек, связанных с орогенными постройками в верхнеюрских отложениях Юга СССР, в статье приняты следующие термины:

- седиментационная ловушка, приуроченная к погребенному выступу аккумулятивного рельефа, образованному органогенной постройкой;
- денудационная ловушка, приуроченная к погребенному денудационному выступу, полностью или частично слагаемому породами органогенной постройки;
- отторженцевая ловушка, приуроченная к тектоническому или оползневому отторженцу, образованному породами органогенной постройки;
- структурная ловушка, приуроченная к антиклинальной складке, флексурному перегибу, структурному носу;
- комбинированная ловушка, строение которой зависит от нескольких перечисленных выше факторов.

Морфология, тип рассматриваемых ловушек нефти и газа определяются строением образующих их органогенных построек, их соотношениями с вмещающими породами, условиями залегания.

Наиболее мощные (до 1,5 км) и длительно развивающиеся органогенные постройки в отложениях верхней юры Юга СССР представлены рифовыми комплексами барьерных и береговых рифов, приуроченных к шовным зонам, ограничивавшим геосинклинальные трюги. Для таких зон характерны стабильное во времени положение внешнего края палеогеоморфологического шельфа, резкая контрастность и большая интенсивность тектонических движений как кон-, так и постседиментационных. К барьерному и береговому типам рифов принадлежат постройки, установленные в районах Крыма, Кавказа, Западной Туркмении. В них отчасти выявлены и прогнозируются ловушки комбинированные, структурно-седиментационные и структурно-денудационные. Кроме того, могут быть встречены денудационные и отторженцевые ловушки.

Островные (локальные) постройки в геосинклинальных областях установлены в Горном Крыму, на Северо-Западном Кавказе и на Малом Кавказе. В палеоструктуре они приурочены к склонам синклиналий и к поднятиям внутри них. Мощность рифовых и биогермных массивов может достигать первых сотен метров, площадь — первых десятков квадратных километров. Островные постройки Крыма и Северо-Западного Кавказа, залегающие среди глубоководных глин и флиша, потенциально могут образовывать ловушки структурно-седиментационного и отторженцевого типов. Возможность обнаружения этих ловушек следует учитывать при проведении поисковых работ на антиклинальных складах Песбекского антиклинория Северо-Западного Кавказа.

В отличие от обладающих тесной связью с палеоструктурой органогенных построек геосинклинальных областей распространение органогенных построек в прогибах платформ контролировалось в основном изменениями палеогеографии, в первую очередь трансгрессиями и регрессиями моря. В начале трансгрессии накапливались мелководные хемогенные, обломочные, детритовые и биохемогенные карбонаты прибрежной зоны. По мере развития трансгрессии и углубления бассейна происходила смена накопления мелководных карбонатов относительно глубоководными. В момент этого перехода создавались благоприятные условия для возникновения и роста органогенных построек островного типа на локальных поднятиях дна бассейна. Такие постройки высотой до 100—150 м обнаружены И. Г. Михеевым и Н. К. Фортунатовой в обнажениях хр. Кугитангтау в Гиссаре. Они перекрыты слабо проницаемыми глинистыми известняками и в принципе могут формировать седиментационные и структурно-седиментационные ловушки.

В максимум трансгрессии, во время относительно стабильного положения береговой линии и уровня моря формировались барьерно-береговые рифы небольшой мощности (Карасан-Карабаирского типа), постройки которых сложены в основном обломочным и детритовым материалом. Эти постройки, залегающие внутри карбонатной формации, образуют структурные и структурно-седиментационные ловушки. Они установлены в Карасан-Карабаирском, Мубарекском и Аулатском барьерных рифах в Западном Узбекистане.

На стадии регрессии происходила постепенная миграция систем барьерных рифов в направлении от берега и формировался широкий закрытый шельф, занимаемый поясом осолоняющихся лагун. Поскольку регрессия наиболее резко проявлялась в пределах палеогеоморфологического шельфа и осадконакопление полностью компенсировало прогибание, то на внешнем крае шельфа возникал резкий перегиб дна, благоприятный для формирования относительно мощных — до 200—400 м — органогенных построек.

Постоянное смещение от берега характерно не только для разновозрастных систем барьерных рифов в целом, но и для отдельных построек, образующих эти системы. Благодаря этому барьерные рифы регрессивной стадии развития платформенных бассейнов достигают общей ширины от первых десятков километров и состоят из параллельных гряд построек.

В рассматриваемом типе барьерных рифов постройки залегают в кровле или близ кровли карбонатной формации, перекрытой ангидритами и солями, образующими надежную покрывку. С этими рифами могут связываться седиментационные и структурно-седиментационные ловушки, установленные в Ляйлян-Каракумском и Кугитанг-Денгизкульском барьерных рифах Западного Узбекистана и Восточной Туркмении.

Аналогичные условия залегания органогенных построек наблюдаются в обнажениях Скалистого хребта на Северокавказском краевом массиве в междуречье Зеленчук и Ходзя и в Восточнокубанском барьерном рифе.

Помимо упомянутых выше рифов в платформенных прогибах Юга СССР с различной степенью обоснованности прогнозируются и другие системы погребенных барьерных построек в районах Юго-Восточной и Южной Туркмении. В первом из этих районов, в области распространения ангидритовой покрывки предполагаются седиментационные и структурно-седиментационные ловушки, во втором — структурно-седиментационные и структурно-денудационные. Аналогичные ловушки могут быть развиты на южном борту Южномангышлакского прогиба в Прикарабагазском барьерном рифе. Обнажающийся в междуречье Ходзя и Зеленчук Восточнокубанский барьерный риф может формировать седиментационные и структурно-седиментационные ловушки, экранированные солью в Восточнокубанской впадине. В Преддобруджской впадине предполагается развитие седиментационных и структурно-седиментационных ловушек в постройках Баймаклия-Килийского барьерного рифа, в Предкарпатском прогибе — структурно-седиментационных и структурно-денудационных в полосе Кохановско-Опарского рифа.

Возможное содержание УВ в рифовых комплексах может быть оценено из средних величин плотностей запасов на 1 м пог. рифового тренда равных 1—1,5 млн. т/км условного топлива (без учета АВПД для газовых залежей).

Таким образом, протяженные погребенные рифовые комплексы верхней юры представляют собой крупный резерв прироста запасов на Юге СССР. В качестве первоочередных регионов для постановки целенаправленных поисков залежей в ловушках рифового типа необходимо указать Юго-Восточную Туркмению, где можно ожидать длительный и стабильный прирост запасов, а также старые нефтегазоносные регионы — Юго-Западную Туркмению, Восточнокубанскую впадину, Предкарпатский прогиб.

Геологоразведочные работы на нефть и газ в погребенных рифах целесообразно сосредоточить на отдельных перспективных участках указанных регионов. При выделении таких участков должны учитываться глубина залегания рифов, благоприятная для сохранения залежей углеводородов (обычно не менее 700—1000 м), и наличие изолирующих пород-покрывок.

Особенности размещения юрских рифов на Юге СССР определяют для каждого региона необходимый комплекс и методы проведения геолого-геофизических работ для поисков нефтегазоносных рифовых ловушек. Так, в районе Предкарпатья, Молдавии и Западного Причерноморья, где юрские рифы залегают на глубинах не более 1500 м, поиски ловушек можно успешно осуществить высокоточной гравиразведкой с последующей проверкой аномалий силы тяжести сейсморазведкой (МОВ, ОГТ) по отдельным профилям и структурным бурением. В Крыму, на Кавказе и в Средней Азии юрские рифы залегают на глубинах более 2000—2500 м. В этих районах хорошие результаты при обнаружении нефти и газа в рифовых скоплениях могут быть получены сейсморазведкой МОГТ по густой сети профилей. При этом надежность и достоверность интерпретации данных сейсморазведки обуславливаются предварительным изучением и применением данных промысловой геофизики, а также сейсмо- и акустического каротажа скважин.

Опыт обнаружения нефтегазоносных рифов показывает, что в этом случае эффективность поисковых работ достигается их планомерным проведением и направленностью.

А. С. Махнач, С. А. Кручек, И. И. Урьев,  
Т. И. Левкова

### ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЕК В НИЖНЕФАМЕНСКИХ МЕЖСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПРИПЯТСКОЙ ВПАДИНЫ (БССР)

Погребенные органогенные постройки в Белоруссии известны на различных стратиграфических уровнях в пределах большинства основных структурных элементов ее платформенного чехла. Обзор их распространения в палеозойской толще в связи с поисками нефти приведен в работе [3]. В разное время роль главных породообразователей выполняли представители различных систематических групп известьвыделяющих организмов (водоросли, строматопороидеи, табуляты, ругозы, мшанки и т. д.). С точки зрения нефтепоискового дела представляют большой интерес развития на территории Припятской впадины органогенные постройки семилукского возраста — широко распространенный по площади коралловый известняк в верхней части этого горизонта мощностью от 3—6 до 10 м, а также водорослевые постройки нежефаменского межсолевого комплекса, общие особенности распространения которых рассмотрены нами ранее [3, 6]. Промышленная нефтегазоносность обоих объектов доказана открытием месторождений нефти.

В межсолевой толще Припятской впадины основными постройкообразователями являются синезеленые водоросли. Сложенные ими органогенные тела пластовой и уплощенно-линзовидной формы представляют биостромы и многослойные пачки водорослевых пород, формировавшиеся по типу банок. Указанные пласты и пачки в чередовании с анергогенными породами образуют сложно построенные карбонатные толщи, которые [2] можно отнести к образованиям типа рифобанок, характеризующихся отсутствием четко выраженных волнолома и шлейфа, свойственных типичным рифам. Существенную роль в сложении этих построек играли онколиты синезеленых водорослей, представляющих собой желваки от нескольких миллиметров до 2—3 см в поперечнике, иногда до 5—6 см, с клубковидной слоистостью водорослевых нитей, обволакивающих обломки органогенного и иного происхождения. Степень насыщенности разреза водорослями заметно изменялась во времени и по площади. Фация онколитовых известняков содержит обычно комплекс сопутствующих организмов: брахиоподы, остракоды, криноидеи, реже мшанки, единичные кораллы, серпулы, гастроподы, пелециподы.

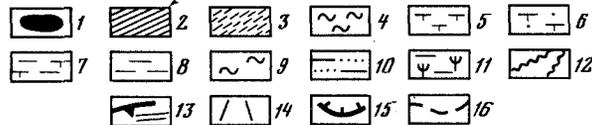
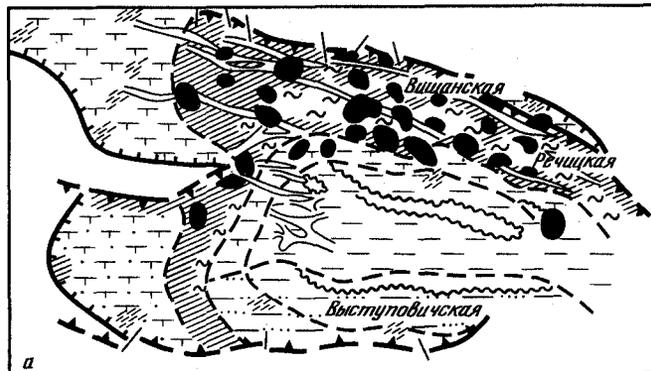
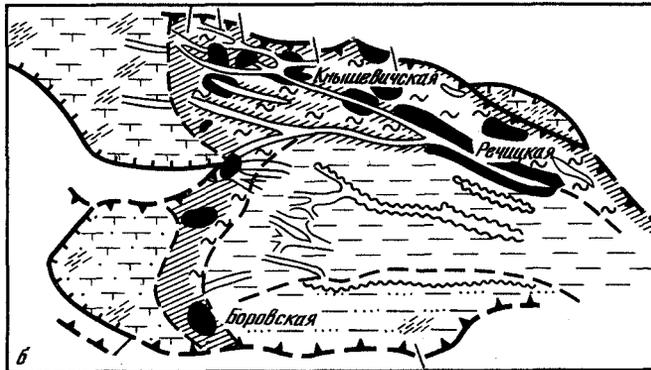
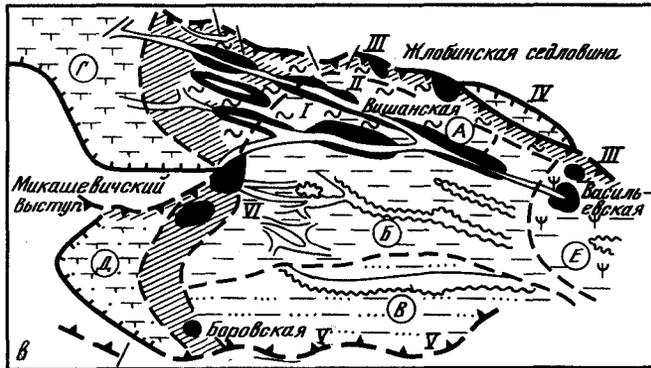
Наряду с онколитами в ряде разрезов развиты катаграфии — мелкие карбонатные стяжения разнообразной формы, ограниченные темной оболочкой. В последнее время получены сведения [4] о достаточно широком распространении в северной части Припятской впадины наряду с онколитовыми известняками (и замещающими их вторичными доломитами) пород с онколитово-строматолитовыми и строматолитовыми водорослевыми постройками. Последние, по нашим наблюдениям, менее характерны для межсолевой толщи, для которой типично формирование не столько каркасных

рифовых построек, сколько построек типа твердых наростов на дне водоема, подчас достигающих значительной мощности. В их образовании определяющую роль играли известьвыделяющие организмы, главным образом принадлежащие водорослям родов *Coactillum* и *Girvanella* [5].

Для выяснения палеогеографической приуроченности органогенных построек межсолевой комплекс, характеризующийся пестротой состава отложений и значительными колебаниями мощностей (при средней мощности около 450 м они достигают 800—900 м и более), был расчленен [1] на ряд изохронных частей, распространение которых прослежено по всей площади Припятской впадины. На базе этого расчленения выполнен литолого-фациальный анализ ниже- и верхнезаконской и елецкой частей межсолевой толщи, который свидетельствует о направленной во времени миграции фациальных зон, повлекшей за собой латеральное смещение участков развития органогенных построек, изменения интенсивности их формирования в разных частях впадины. Зоны широкого развития органогенных построек, как видно на картах-схемах (см. рисунок), связаны с фациальными обстановками неглубокого моря с ограниченным поступлением кластогенного материала. Формирование построек было приурочено к подводным уступам: головам и склонам выраженных в рельефе дна тектонических ступеней, флексурным перегибам, локальным поднятиям. Прослеживается тенденция формирования внешнего пояса органогенных построек на границе литолого-фациальных зон — мелководных и относительно глубоководных частей водоема. Знание этих закономерностей даёт возможность прогнозирования построек в участках, еще не освещенных бурением. Наряду с фактическими данными на картах отражены элементы прогноза развития построек.

Органогенные постройки раннезаконского времени (см. рисунок, а) приурочены главным образом к северной и западной частям впадины. Выделяется несколько субшироко ориентированных полос развития построек: внешняя и внутренние, а также субмеридиональная на границе с переходной зоной от углубленных участков шельфа к относительно глубоководному морю. Отдельные прослои карбонатных пород с остатками водорослей (мелкие онколиты, катаграфии) встречены и в других частях впадины: центральной, где развиты относительно глубоководные отложения, и на юге, в зоне развития кластогенных прибрежных фаций. Однако здесь трудно ожидать значительных построек ввиду неблагоприятной фациальной ситуации.

Унаследованный характер развития органогенных построек в позднезаконское время виден из сравнения рисунков а и б. Некоторые отличия выражаются в незначительном уменьшении площади постройкообразования вследствие постепенного углубления бассейна в зоне сочленения северной и западной областей с депрессионными отложениями центральной части впадины. С позднезаконского времени начала проявляться тенденция к постепенной миграции относительно глубоководных фаций на запад и особенно на север. На ряде площадей (Северо-Калиновская, Восточно-Дроздовская и др.), где смещение фаций в законское время практически не ощущалось, образовались достаточно мощные водорослево-раковинные (онколитово-криноидно-брахиоподовые и др.) или водорослевые (онколитово-строматолитовые) постройки. В некоторых разрезах, особенно в зонах приразломных опусканий севера впадины в верхнезаконских отложениях



выделяется ангидритовая пачка, содержащая водорослевые строматолитовые прослои.

Благоприятные условия для формирования органогенных построек на всем протяжении задонского времени, видимо, существовали в восточной части Старобинской депрессии — зоне сочленения карбонатных отложений мелководного и углубленного шельфа.

В центральной зоне Припятской впадины в верхнезадонских глубоководных отложениях водорослевых прослоев не обнаружено. Отдельные водорослевые прослои встречаются на юге — в Ельской грабенсинклинали. В елецкое время при общей унаследованности органогенных построек на их формирование наложило отпечаток более интенсивное общее погружение территории впадины. Углубление моря вызвало частичное, а участками полное прекращение их роста в северной и западной частях региона. Елецкому времени, по-видимому, присущ островной характер распространения построек. Смещение депрессионных фаций к северу сопровождалось миграцией оцениваются в несколько километров, т. е. молодые постройки оказываются чаще всего на склонах ранее сформировавшихся систем. Иногда (для внутренних полос) это смещение малосущественно — тогда имеет место практически полная унаследованность (см. рисунок, в).

Интересна приуроченность елецких водорослевых построек к области развития вулканогенных пород на востоке Припятской впадины. Как и для подстилающих отложений, нахождение существенных по мощности органогенных тел елецкого возраста в центральной части впадины маловероятно из-за неблагоприятных экологических условий, хотя отмечено эмбриональное построикообразование (небольшие линзы-биостромы в карбонатных прослоях) на некоторых морфологических уступах (Заречинская, Прудокская площади).

Анализ распространения органогенных построек показывает, что наиболее существенные из них приурочены в основном к зонам приразломных поднятий и склонам ступеней, могут присутствовать в зонах сочленения мелководных и депрессионных фаций, районах перехода от вулканогенных пород к нормально-осадочным. В замещении отложений органогенных построек синхронными породами иного генезиса существует определенная

←  
 Карты-схемы зон распространения органогенных построек в ниже- (а), верхнезадонских (б) и елецких (в) отложениях Припятской впадины

1 — зоны развития органогенных построек, установленных по керну; 2 — зоны наиболее вероятного развития органогенных построек; 3 — участки предполагаемого наличия органогенных построек; 4 — карбонатные фации углубленных участков шельфа; 5 — карбонатные фации мелководного шельфа; 6 — терригенно-карбонатные фации мелководного шельфа; 7 — глинисто-карбонатные фации переходной зоны от углубленных участков шельфа к относительно глубоководному морю; 8 — карбонатно-глинистые фации относительно глубоководного моря (депрессионные); 9 — смена фаций углубленных участков шельфа карбонатно-глинистыми фациями относительно глубоководного моря; 10 — чередование терригенных и карбонатных фаций мелководного и относительно глубоководного моря; 11 — вулканогенные отложения; 12 — зоны отсутствия межселевых отложений; 13 — разломы, ограничивающие Припятскую впадину; 14 — разломные зоны внутри впадины; 15 — границы современного распространения отложений; 16 — границы литолого-фациальных зон. Части Припятской впадины: А — северная, В — центральная, Г — южная (Ельская грабен-синклинали), Г — северо-западная (Старобинская депрессия), Д — юго-западная (Туровская депрессия), Е — восточная; другие тектонические элементы (ступени): I — Малодушинско-Червонослободская, II — Речицко-Шатилковская, III — Березинская, IV — Городокско-Хатецкая, V — Вышневичская, VI — Петриковский погребенный выступ

зависимость: внешние субширотная и субмеридиональная полосы построек сменяются к центральной части водоема относительно глубоководными карбонатно-глинистыми образованиями, внутренние полосы — относительно менее глубоководными карбонатными и глинисто-карбонатными. В первом случае литологический контраст исключительно резкий, во втором — сглаженный, что затрудняет идентификацию органогенных отложений, особенно при бескерновом бурении. Здесь для решения вопроса о наличии или отсутствии органогенных построек на первый план выступают фациально-палеогеографические критерии прогноза.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Кручек С. А. О стратиграфической схеме межсолевых отложений верхнего девона Припятской впадины. — В кн.: Геологическое изучение территории Белоруссии. Минск: Наука и техника, 1976, с. 5—15.
2. Максимов С. П., Каледда Г. А., Гейман Б. М., Такаев Ю. Г. Тектонические закономерности распространения рифов, их нефтегазоносность и методика поисков. — В кн.: Рифогенные образования нефтеносных областей Русской платформы. М., 1976, с. 5—20. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 194).
3. Махнач А. С., Кручек С. А., Голубцов В. К., Урьев И. И. О распространении органогенных построек в палеозойских отложениях Белоруссии. — В кн.: Рифогенные образования нефтеносных областей Русской платформы. М., 1976, с. 171—179. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 194).
4. Москвич В. А. Литофации и нефтеносность задонско-елецких отложений верхнего девона Припятского прогиба: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М.: ИГиРГИ, 1978. 22 с.
5. Нарожных Л. И. Закономерности развития органогенных построек в карбонатной формации фаменского яруса Припятского прогиба. — В кн.: Осадочные формации и их нефтегазоносность: Тез. докл. М.: Изд-во МГУ, 1978, с. 110—111.
6. Урьев И. И., Махнач А. С., Кручек С. А. Фации водорослевых известняков задонско-елецкого комплекса Припятского прогиба. — Докл. АН БССР, 1974, т. 18, № 10, с. 917—920.

УДК 551.7.022.4+560.074.6:552.58

Л. А. Демидович, Л. С. Линник

#### ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЙ И ПАЛЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЙ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОГРЕБЕННЫХ ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЕК

Высокоемкие коллекторы, приуроченные к органогенным постройкам, обладают высокой первично-седиментационной пористостью и проницаемостью. Они характеризуются большим разнообразием форм и генезиса различных пустот, связанных с формой породообразующих организмов, что в дальнейшем способствовало благоприятному для формирования коллекторов течению вторичных процессов (выщелачиванию, доломитизации, перекристаллизации).

Погребенные органогенные постройки в Припятском регионе установлены по материалам глубокого бурения; они вскрыты и пройдены на полную мощность, что позволяет оценить размеры органогенных сооружений и их амплитуду.

Область распространения органогенных построек — северная часть Припятского прогиба, где у северного его борта в девонских отложениях установлены погребенные биогермные массивы, играющие важную роль в формировании литологически и стратиграфически экранированных ловушек нефти, представляя собой природные резервуары. Здесь расположены основные промышленные месторождения нефти. В настоящее время доказано присутствие отдельных органогенных построек в западной и южной частях Припятского прогиба. Однако остается неясным вопрос о типах органогенных построек, масштабах биогермообразования и о закономерностях их расположения.

Наиболее хорошо органогенные постройки изучены на Березинской площади и Речицко-Вишанском валообразном поднятии.

Возраст биогермных построек датирует многочисленная и разнообразная фауна; и по данным палеонтологических исследований начало возникновения органогенных построек относится к франскому веку — времени накопления карбонатной толщи. Биогермообразование в Припятском палеобассейне закончилось к середине фаменского века, совпавшего со временем завершения формирования отложений межсолевого комплекса. Положение зон органогенных построек в течение девонского времени было постоянным, и лишь некоторые из них прекратили существование к елецкому времени.

Палеогеографический анализ девонских отложений позволил установить определенную закономерность размещения зон органогенных построек и выделить предполагаемые. Обычно органогенные сооружения развиты на конседиментационных поднятиях, имеют сложный генезис и различную форму (биоостромые, биогермы, банки).

Подстилающие биогермные массивы отложения представлены среднедевонскими карбонатно-терригенными отложениями. Характер залегания верхнезадонского биогермного массива дает возможность предполагать, что его нижняя поверхность повторяет древний рельеф, созданный унаследованно развивающимися и выраженными в теле фундамента поднятиями. Биогермные массивы сложены несколькими куполами. Биогермостроителями являются в основном онколиты синезеленых водорослей, умбеллы, гирванеллы, строматолиты, строматопороидеи, мшанки, кораллы и сопутствующая им фауна рифолюбов — гастроподы, брахиоподы, остракоды, криноидеи, морские ежи, черви и др.

Породы, слагающие биогермные массивы, представлены платформенными нормально наслоенными фациями — биоморфными, кластогенными и хемогенными известняками и метасоматическими доломитами. Биогермные образования перекрываются сульфатно-карбонатной пачкой верхней соленосной толщи лебедянского горизонта. Мощность построек франского яруса 60—100 м, фаменского 250—400 м.

Наиболее мощные органогенные сооружения в Припятском прогибе наблюдаются в межсолевом карбонатном комплексе нижнефаменского подъяруса. Последний представляет собой сложно построенную разнофациальную толщу, в которой распределение пород-коллекторов было тесно связано с формировавшимися в процессе седиментогенеза литофациями. Пространственное размещение и приуроченность литофаций в пределах конседиментационных структур второго порядка были обусловлены проявившимися в задонско-елецкое время тектоническими движениями. Конседиментационно развивающиеся палеоподнятия в зависимости от степени выраженности

ин в рельефе дна бассейна седиментации контролировали границы и характер распределения фаций, их мощности, сообщества организмов, их морфологические и экологические особенности. Согласно нашим исследованиям [1], фации, сформировавшиеся в течение межсолевого времени, четко отражают генетическую совокупность литологических и палеонтологических особенностей пород. Поэтому на основе примененного нами палеобиогеографического анализа, включающего литолого-фациальные и палеоэкологические исследования, возможно прогнозирование зон развития органогенных построек и, следовательно, прогнозирование коллекторских свойств пород. Этот анализ позволил осуществить прогноз развития коллекторов в нижнефаменских отложениях на региональных склонах структур второго порядка [2], что в дальнейшем подтвердилось результатами геофизических и буровых работ.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Демидович Л. А., Линник Л. С. Использование палеонтологии и биостратиграфии при прогнозировании, поисках и разведке месторождений нефти на территории Припятского прогиба. — В кн.: Современные задачи палеонтологии и биостратиграфии в развитии минерально-сырьевой базы. Свердловск, 1980, с. 34—35.
2. Демидович Л. А. Формирование коллекторов нефтеносных комплексов Припятского прогиба. Минск: Наука и техника, 1979, с. 138—152.

УДК 553.98:552.54 (477.6)

В. К. Иванов

### О ДОСТОВЕРНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РАННЕПЕРМСКИХ РИФОВ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

Интерес к рифовым ловушкам углеводородов на Украине обостряется тем, что почти все антиклинальные ловушки на технически доступных глубинах уже разведаны. Особенно хотелось бы найти погребенные рифы в отложениях нижней перми Днепровско-Донецкой впадины, чтобы вскрывать их скважинами не глубже 3—4 тыс. м. Возможно, поэтому предположения о широкой распространенности таких рифов [2, 3, 5—7, 9] пользуются большим успехом, несмотря на очевидное повторение аргументов, которые сводятся к следующему.

В соленосной толще нижней перми Днепровско-Донецкой впадины имеются карбонатные отложения, образованные при участии морских, в том числе рифостроящих организмов. Отсутствие галитовых пластов по краям соленосной толщи позволяет различать шельфовую и депрессионную зоны, вдоль границы которых нередко формируются барьерные рифы. Кроме того, на локальных поднятиях, к сводам которых солевые горизонты выклиниваются, возможны кольцевые рифы-атоллы. Строя на этих палеогеографических предпосылках прогнозные карты раннепермских рифов, геологи упускают из виду, что распространение разновозрастных галитовых пластов [1] намечено уже по результатам непосредственного прослеживания тех самых карбонатных горизонтов, где нам хотелось бы видеть рифы. Марки-

рующие известняковые и доломитовые горизонты соленосной толщи вскрыты сотнями глубоких скважин, плотность которых достаточна, чтобы прийти к неутешительному выводу об отсутствии в нижней перми как барьерных рифов, так и атоллов.

Незначительные размеры коралловых построек, найденных в нижней перми северо-западных окраин Донецкого кряжа, удивляли еще Н. Н. Яковлева [11], объяснявшего их тем, что палеозойские табуляты и ругозы не содержали зооксантелл, совместное развитие с которыми увеличивает скорость кальцификации примерно в 30 раз [5]. Однако, судя по мощности раннепермских рифов Прикаспийской впадины, главная причина — отсутствие не зооксантелл, а времени, достаточного для формирования сколько-нибудь крупных сооружений. Как известно, в нормально-соленых водах Прикаспийской впадины рифостроители неизменно процветали на протяжении трех веков ранней перми, тогда как в Днепровско-Донецкой впадине они лишь изредка появлялись в промежутках средне- и позднеассельского галогенеза.

Все до сих пор известные органогенно-карбонатные постройки нижней перми Днепровско-Донецкой впадины образованы в периоды слишком краткой связи внутриконтинентального водоема с морем и представляют собой небольшие (до 30 м) утолщения карбонатных горизонтов, разобщенных другими отложениями. Эти утолщения слишком плоски, чтобы образовывать ловушки без тектонических деформаций, и недостаточно емки, чтобы вмещать газ, имеющий самостоятельное промышленное значение. Они представляют интерес в пределах нефтяного поля Восточно-Украинского бассейна и как объекты попутного опробования в антиклинальных газовых месторождениях [4].

Вопреки ожиданиям, промышленные газовые залежи нижнепермской соленосной толщи на Мелиховском, Кегичевском и некоторых других месторождениях связаны не с наиболее «открытоморскими» известняками  $R_3+4$  и  $S_3$ , а с подбрянцевскими горизонтами  $S_1$  и особенно  $S_2$ . К тому же положительные аномалии мощности горизонта  $S_2$  неодинаковы. Самые резкие из аномалий (пяти-, шестикратные) не имеют никакого отношения к деятельности порообразующих организмов. Они возникли по соседству с девонскими соляными штоками, растворение которых оживлялось как раз тогда, когда соленость внутреннего водоема Днепровско-Донецкой впадины понижалась почти до нормально-морской. Продукты механического размыва кепрока образовывали песчано-гравелитовые шлейфы (на Мелиховском поднятии до 40 м мощностью), к которым в настоящее время приурочены газовые залежи.

Влияние порообразующих организмов на седиментогенез ограничивалось небольшим увеличением мощности карбонатных горизонтов на перегибах от плоской верхушки поднятия к его склонам. По наблюдениям Н. В. Глушенко скважины с промышленными дебитами газа опоясывают поднятия именно вдоль таких перегибов, тогда как на сводах, несмотря на лучшие показатели пористости (как, например, на Кегичевском поднятии [10]), они гораздо менее продуктивны.

Сказанным исчерпываются имеющиеся данные о связи между газоносностью нижнепермских отложений и жизнедеятельностью морских организмов с известковым скелетом, которые при более благоприятных условиях могли бы строить рифы и в Днепровско-Донецкой впадине. Тем не

менее эти данные вносят существенные коррективы в доразведку бескорневых залежей соленосной толщи. В отличие от круговых залежей в подсолевых терригенных отложениях, коллекторские свойства которых улучшаются к сводам поднятий, такие залежи следует рассматривать как кольцевые, что уменьшит ошибки при подсчете запасов и будет способствовать оптимальному расположению эксплуатационных скважин.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Андреева В. И., Коган В. Д., Коломиец Я. И., Черняков А. М. Признаки трансгрессивного залегания бахмутской серии в Днепровско-Донецком прогибе. — Сов. геология, 1971, № 10, с. 93—101.
2. Вакарчук Г. И., Лукин А. Е., Мясников В. И. и др. Перспективы нефтегазоносности карбонатных пород нижней перми Днепровско-Донецкой впадины. — Геология нефти и газа, 1975, № 2, с. 35—41.
3. Галицкий И. В. Разведка нижнепермских рифов в депрессиях юго-востока Днепровско-Донецкой впадины. — Геология нефти и газа, 1977, № 8, с. 14—18.
4. Иванов В. К. Перспективы нефтегазоносности нижнепермских органогенно-карбонатных отложений Днепровско-Донецкой впадины. — В кн.: Геология и разработка газовых и газоконденсатных месторождений Украины. М., 1979, с. 20—24. (Тр. ВНИИЭГАЗПРОМ; Вып. 1/13).
5. Ископаемые органогенные постройки, рифы, методы их изучения и нефтегазоносность/Королюк И. К., Михайлова М. В., Равикович А. И. и др. М.: Наука, 1975. 236 с.
6. Лукин А. Е. Перспективы поисков неантиклинальных залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине. — Сов. геология, 1976, № 8, с. 14—25.
7. Лукин А. Е., Галицкий И. В. О биогермах в нижнепермских отложениях Днепровско-Донецкой впадины. — Докл. АН СССР, 1974, т. 215, № 1, с. 170—173.
8. Лукин А. Е., Ларченко А. Я. Зоны развития карбонатных рифогенных коллекторов в палеозое Днепровско-Донецкой впадины и перспективы их нефтегазоносности. — В кн.: Рифогенные образования нефтеносных областей Русской платформы. М., 1976, с. 158—170. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 194).
9. Лукин О. Ю. Про перспективи нафтогазоносності Дніпровсько-Донецької западини в зв'язку з пошуками палеозойських біогермів. — В кн.: Перспективи пошуків родовищ нафти на газу в Дніпровсько-Донецькій западині. Львів: УкрНДГРІ, 1972, с. 62—70.
10. Прилипко И. П., Засядчук И. М. Особенности залегания газоносных пластов среди солено-ангидритовых пород юго-востока Днепровско-Донецкой впадины: ЭИ Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИЭГАЗПРОМ, 1973, № 4, с. 3—8.
11. Яковлев Н. Н. Существовали ли коралловые рифы в палеозое? — Изв. Геол. ком., 1911, вып. 30. 21 с.

УДК 551.734.5:551.248.1(476—13)

Г. И. Морозов, Р. Д. Гершзон

#### ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОГРЕБЕННЫХ ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЕК (в межсолевых задонско-елецких отложениях Припятского прогиба)

Погребенные органогенные постройки в межсолевых девонских отложениях Припятского прогиба сравнительно широко развиты в пределах Северной структурно-тектонической зоны (Речицко-Вишанская и Северная прибортовая зоны поднятий), а также обнаружены в пределах западной части Центральной структурной зоны [1, 2].

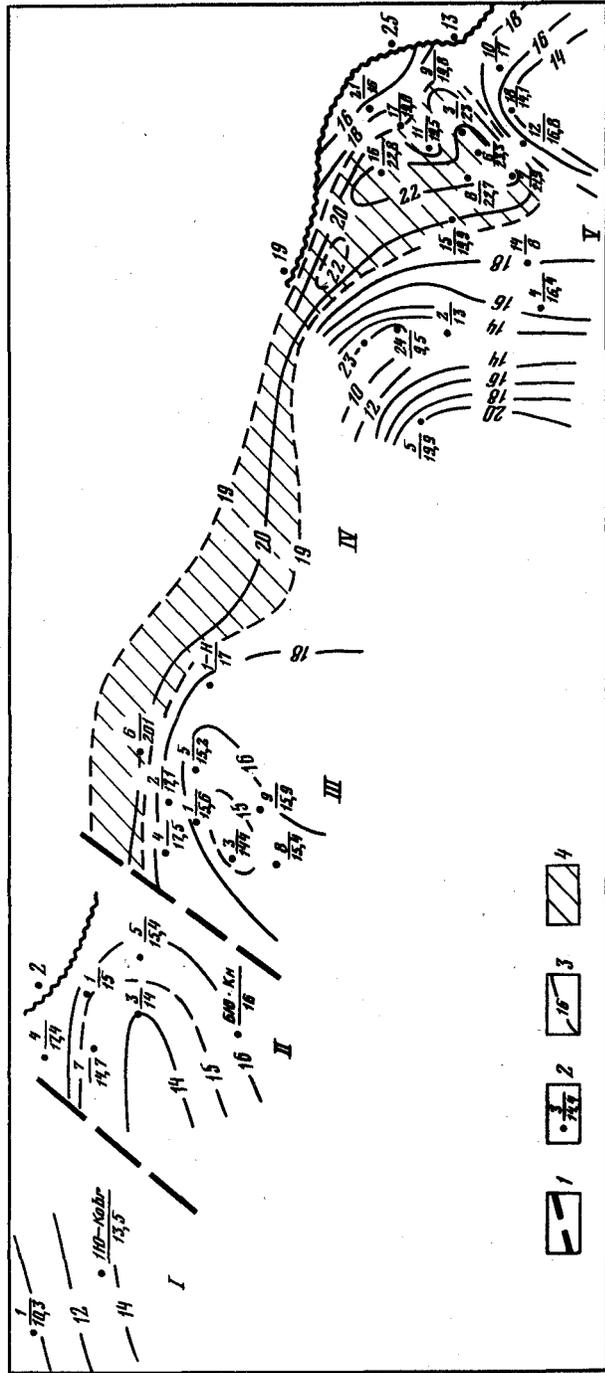
Органогенные тела имеют пластообразную и линзовую формы залегания и чередуются в разрезе с прослоями и лачками хемогенных или хемогенно-органогенных, плотных, глинистых разностей пород. В районе Речицко-Вишанской зоны поднятий органогенные постройки приурочены преимущественно к отложениям задонско-нижнеелецкого возраста, а в пределах Северной прибортовой зоны они встречаются в отложениях верхнезадонско-нижнеелецкого возраста [2].

Нами рассмотрен ряд сравнительно детально разбуренных структур в пределах центральной части Северной прибортовой зоны поднятий (Ковчицкая, Кнышевичская, Судовицкая, Искровская и Березинская площади) и сделаны определенные выводы о палеотектонических критериях прогнозирования погребенных органогенных построек в межсолевых отложениях Припятского прогиба.

К особенностям вышеперечисленных площадей можно отнести интенсивный размыв вплоть до полного отсутствия отдельных горизонтов в подсолевых отложениях, интенсивный соляной тектогенез в ливенской и лебедянской толщах, многочисленные дизъюнктивные нарушения различной амплитуды, размывы в межсолевых отложениях [1, 3, 4]. Многие исследователи отмечают наличие в раннееелецкое время регионального перерыва в осадконакоплении (Макаревич и др., 1968 г.; Урьев и др., 1970 г.), который в значительной степени эродировал и снивелировал существовавшие к тому времени рифовые постройки. Эти особенности тектоники исследуемой территории, как и Припятского прогиба в целом, создают значительные трудности при палеотектонических реконструкциях.

Существует предположение, что органогенным постройкам в Припятском прогибе соответствуют увеличенные мощности межсолевых отложений [1]. Но данные по скважинам, вскрывшим в центральной части Северной прибортовой зоны органогенные постройки (Березинская, Кнышевичская и Судовицкая площади), не в полной мере соответствуют этому представлению. Если на Судовицкой и Кнышевичской площадях мощности межсолевых отложений увеличиваются в северном направлении, то на Ковчицкой площади — в южном, а на Березинской площади — в восточном.

Как уже указывалось ранее, органогенные постройки в межсолевых отложениях Северной прибортовой зоны встречаются в отложениях верхнезадонско-нижнеелецкого возраста [2]. Проведенные нами палео-



Северная прибортовая зона поднятий. Карта перспектив развития органогенных построек межсоловых отложений (по коэффициенту вероятного роста органогенной структуры)

Площадки: I — Ковчицкая, II — Крышевичская, III — Судовицкая, IV — Искровская, V — Березинская

1 — разрывные нарушения; 2 — скважины; в числителе — номер, в знаменателе — коэффициент вероятного роста органогенной структуры; 3 — линии равных значений коэффициента вероятного роста органогенной структуры; 4 — зона развития органогенных построек

тектонические реконструкции по Березинской, Судовицкой, Искровской, Кнышевичской и Ковчицкой площадям этой зоны (см. рисунок, 1) дают основания полагать, что органогенные постройки в верхнезадонско-нижнеелецких отложениях приурочены к участкам раннезадонских палеоподнятий, характеризующихся сокращенными мощностями нижнезадонских отложений.

Последние в определенной степени характеризуют унаследованность режима тектонического развития, и сводовым частям палеоструктур соответствуют минимальные мощности данных отложений. Органогенные постройки в раннезадонское время не имели существенного развития и были как бы «цокольными» частями будущих органогенных построек.

Палеотектонические профили, построенные нами, подтверждают предположение о том, что существуют достаточно мощные органогенные постройки на участках сокращенных мощностей нижнезадонских отложений. Однако сокращенные мощности нижнезадонских отложений в отдельных скважинах не всегда указывают на органогенные постройки в этом районе. Точно так же мощности верхней части межсоловых отложений, как и межсоловой толщи в целом, не могут дать представления о развитии органогенных построек, если рассматривать эти величины независимо друг от друга и от мощностей «цокольной» части задонских отложений.

Если учесть, что рост органогенной постройки происходил в основном в позднезадонско-раннеелецкое время на «цокольном» основании нижнезадонского подгоризонта, то для целей палеотектонического анализа, очевидно, необходимо учитывать пропорциональное соотношение мощностей этих отложений. Отношение мощностей верхней и нижней частей межсоловой толщи, где первая часть характеризует мощность современной органогенной постройки, а вторая раннезадонское палеоподнятие, составляет показатель, определяющий особенности тектонического развития и роста рифогенной структуры. В связи с этим нами вводится показатель — коэффициент вероятного роста органогенной постройки в межсоловых отложениях ( $K_{\text{роста}}$ ).

Коэффициент вероятного роста органогенной постройки для данной территории представляет собой отношение мощности нижнеелецко-верхнезадонских отложений межсоловой толщи (пачки V и VI по номенклатуре треста Белнефтегазразведка) к мощности нижнезадонских отложений (пачки I—IV):

$$K_{\text{роста}} = \frac{Mzd_2 + Mel_1}{Mzd_1} \cdot 10.$$

С использованием этого показателя нами построена карта прогнозирования органогенных построек в межсоловых отложениях Северной прибортовой зоны поднятий (см. рисунок). На карте отчетливо выделяются зоны развития органогенных построек по увеличенным значениям коэффициента вероятного роста органогенной структуры. В целом участки развития органогенных построек характеризуются значениями коэффициента от 19 до 23. На Березинской площади в зону повышенных значений этого коэффициента попадают все скважины, вскрывшие органогенные постройки и давшие промышленные притоки нефти.

Соотношение исходных величин мощностей для формулы коэффициента вероятного роста органогенной постройки не является постоянным для всех структурно-тектонических зон Припятского прогиба. Данный вывод сделан только для территории Северной прибортовой зоны поднятий. Представляется, что для прогнозирования погребенных органогенных построек в межсолевых отложениях Речицко-Вишанской зоны поднятий в качестве «цокольной» части необходимо брать мощности только нижней части раннезаконских отложений (пачки I—III).

В целом, при палеотектонических реконструкциях с целью прогнозирования органогенных построек, которые не имеют классически выраженных в рельефе форм и характеризуются линзовидной или пластообразной формой залегания, представляется целесообразным выделять мощности «цокольной» части разреза, которые характеризуют степень благоприятности палеотектонических условий для развития органогенной постройки (свод поднятия) и мощности верхней части межсолевых отложений, где может быть развита органогенная постройка. Соотношение мощностей этих подтощ, по нашему мнению, — основной показатель при палеотектонических реконструкциях толщ, содержащих погребенные органогенные постройки в межсолевых задонско-елецких отложениях Припятского прогиба. Подобный метод прогноза можно применить и для других районов, перспективных для поисков органогенных построек.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Грачевский М. М., Берлин Ю. М., Дубовской И. Т., Ульмишек Г. Ф. Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа. М.: Недра, 1976. 295 с.
2. Демидович Л. А. Формирование коллекторов нефтеносных комплексов Припятского прогиба. Минск: Наука и техника, 1979. 160 с.
3. Кусов Б. Р. Новые данные о строении задонско-елецких (межсолевых) отложений Припятской впадины. — Геология нефти и газа, 1980, № 2, с. 21—25.
4. Махнач А. С., Корзун В. П., Курочка В. П. и др. Литология и геохимия девонских отложений Припятского прогиба в связи с их нефтеносностью. Минск: Наука и техника, 1966. 316 с.
5. Машкович К. А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. М.: Наука, 1976. 220 с.
6. Микуцкий С. П., Богомолов В. А., Фомкин К. В. Проблема рифогенных структур в Припятском прогибе. — В кн.: Проблемы тектоники Припятского прогиба. Минск: Наука и техника, 1974, с. 130—136.
7. Хачатрян Р. О., Батурич Ю. И. Методика количественного изучения тектонического и седиментационного фактора в строении и формировании локальных поднятий. — В кн.: Тектоника и размещение нефтегазовых месторождений востока Русской платформы. М.: Наука, 1968, с. 49—60.

УДК 551.8+551.24:(575.15+575.192)

Г. Ю. Алферов, Л. И. Буняк, В. И. Внучков,  
В. В. Курбатов, Т. Ш. Шаякубов

#### ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ И ТЕКТОНИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОГРЕБЕННЫХ ВЕРХНЕЮРСКИХ РИФОВЫХ КОМПЛЕКСОВ (на примере Южного Узбекистана)

Открытие в верхнеюрских отложениях Узбекистана крупных высокодебитных месторождений, приуроченных к ловушкам рифового типа, привело к пересмотру ранее принятой методики геолого-поисковых и разведочных работ и стало основанием для целенаправленного поиска погребенных рифов, осуществляемому на основе палеогеографических реконструкций: по выявленным закономерностям литофациальных изменений карбонатных отложений, изменений их мощности [4], соотношения с покрывающими сульфатно-галогенными образованиями и особенностями строения последних [2].

Верхнеюрская карбонатная формация (кугитангская серия) имеет сложное строение и быструю фациальную изменчивость. В направлении с запад-юго-запада на восток-северо-восток на разных стратиграфических уровнях карбонатной формации происходит последовательное замещение отложений открытого морского бассейна рифовыми комплексами и последних отложениями отшнурованного бассейна или прибрежно-морскими отложениями. Граница между карбонатной и вышележащей сульфатно-галогенной (гаурдакская серия) формациями — регрессивная и изменяется в пределах Узбекистана от верхнего оксфорда до нижнего кимериджа [2].

Предложенное ниже выделение генетических типов отложений карбонатной и низов сульфатно-галогенной формаций основано на экологическом методе [3].

Среди генетических типов выделены отложения мелкого моря с нормальной соленостью; прибрежные мелкого моря с нормальной соленостью; рифового комплекса; межрифовые депрессионные, тесно связанные с открытым морем; отшнурованного бассейна — закрытого шельфа с несколько повышенной соленостью; прибрежные отшнурованного бассейна с резко повышенной соленостью; лагун, периодически соединяющихся с морем, и др.

1. Отложения мелкого моря с нормальной соленостью (захарлинская свита) представлены разнообразными слоистыми известняками. Характерно разнообразие и обилие моллюсков и брахиопод. Среди фораминифер в раннем келловее преобладают раковины с известковистым скелетом. Обычны одиночные и небольшие скопления ветвистых кораллов, много мшанок, морских ежей, серпул, губок, гастропод, багряных водорослей. Количество родов и видов фауны уменьшается от келловей к оксфорду.

2. Прибрежные отложения мелкого моря с нормальной соленостью (зармасская свита) представлены разнообразными известняками с

терригенными прослоями. В последних часто наблюдаются горизонтальная и косая слоистость, большое скопление детрита, знаки ряби. Аммониты редки, двустворки того же состава, что и в открытом мелком море, но более бедны и однообразны. Часто встречаются устрицы, много остракод, брахиопод, гастропод, кораллов, багряных водорослей, практически отсутствуют синезеленые водоросли. Среди фораминифер увеличивается количество раковин с агглютированным скелетом.

3. Отложения рифового комплекса, под которым вслед за И. Г. Михеевым и Н. К. Фортунатовой [4] понимаются отложения, слагающие ископаемую органогенную постройку, представляющую вместе с окружающими шлейфами рифовый массив. Строителями каркаса верхнеюрских биогермов были шестилучевые кораллы, хететиды, строматопоридеи, рудисты, багряные и синезеленые водоросли, мшанки; заполнители их остатков — рифолубы, которые представлены илоядами, двустворчатыми моллюсками, остракодами, губками, брахиоподами, иглокожими, гастроподами. Каркас совместно с заполнителем представляет биогенный известняк. В Юго-Западном Гиссаре установлено более 70 рифовых массивов, которые образуют пространственно-ограниченные рифовые комплексы: Карасанский, Аулатский, Ляйляканский, Кугитангский и др. Аналогичные рифовые массивы вскрыты бурением и в пределах закрытых территорий равнинного Узбекистана. Отложения рифового комплекса входят в захарлинскую или зармасскую свиты.

4. Межрифовые депрессионные отложения, тесно связанные с открытым морем (тюбегатанская свита), представлены черными битуминозными мергелями с прослоями известняков. Они расположены между рифовыми массивами, отшнуровывая их. Отличаются обилием своеобразных позднеоксфордских и раннекимериджских аммонитов. Среди двустворчатых моллюсков характерны *Parallelodon*, *Isognomon*, *Pinna*, много устриц, встречаются рыбы, водоросли, гастроподы, брахиоподы, фораминиферы.

5. Отложения отшнурованного бассейна — закрытого шельфа с несколько повышенной соленостью (курекская свита) — представлены пелитоморфными мелкокомковатыми известняками, нередко доломитизированными. В этих отложениях практически отсутствуют аммониты, много брахиопод, синезеленых водорослей, встречаются губки — известковистые и гидроидные. Среди фораминифер отмечаются своеобразные *Karaisella*, *Trosholina*, *Alveosepta*, характерные для рифовых областей Тетиса. Двустворчатые моллюски представлены *Plesiocyprina*, *Parallelodon*, *Camptonectes*, несущими признаки угнетенности.

6. Прибрежные отложения отшнурованного бассейна с резко повышенной соленостью (сангмилдинская свита) представлены глинами, алевролитами, песчаниками и известняками с прослоями гипса. Комплекс органических остатков близок комплексу закрытого шельфа, но более беден.

7. Отложения лагун, периодически соединяющихся с морем (лянгарская, иргайлинская, ташкурганская свиты), представлены ангидритами (гипсами) с прослоями известняков. В известняках встречаются характерные угнетенные и однообразные как в родовом и видовом, так и в количественном отношении двустворчатые моллюски, мечехвостые, брахиоподы и аммониты, сопоставимые с аммонитами тюбегатанской свиты.

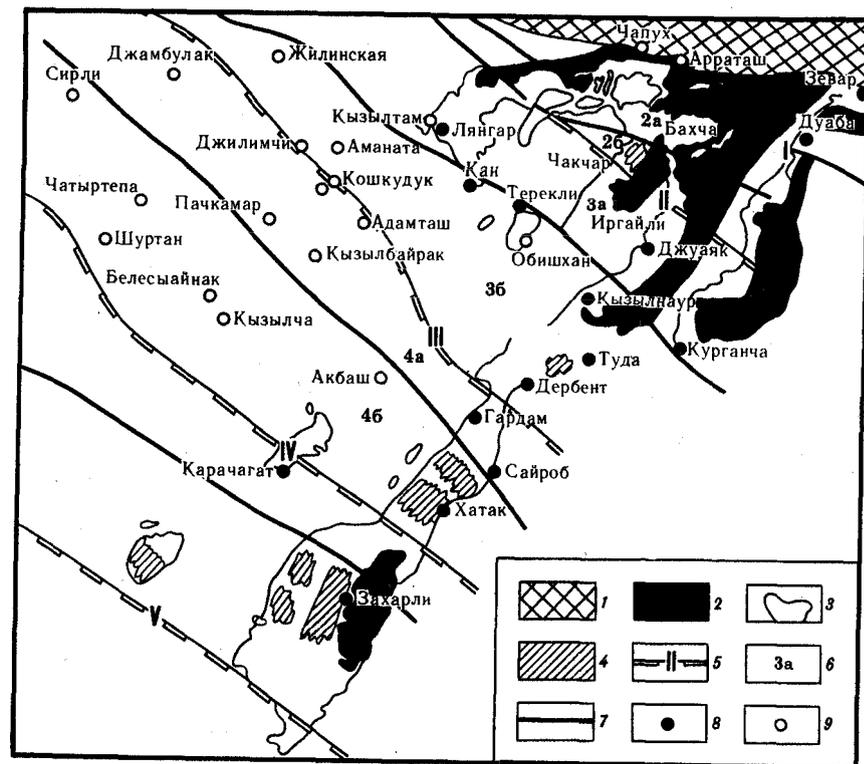


Схема районирования территории Южного Узбекистана по типу строения карбонатных и пограничных слоев сульфатно-галогенной формации

1 — суша; 2 — выходы доюрских отложений; 3 — выходы юрских отложений; 4 — рифовые массивы, выходящие на поверхность; 5 — границы областей распространения с северо-востока на юго-запад: I — Южногиссарско-Янгиказганская, II — Карасан-Карабаирская, III — Аулат-Обишханская, IV — Ляйлякан-Каракумская, V — Кугитанг-Денгизгульская; 6 — расположение зон с северо-востока на юго-запад: 2а — Зармас-Ташкурганская межрифовая, 2б — Карасан-Карабаирская рифовых комплексов, 3а — Иргайли-Лянгарская межрифовая, 3б — Аулат-Обишханская межрифовая, 4а — Гардам-Адамташская межрифовая, 4б — Ляйлякан-Каракумская рифовых комплексов; 7 — границы зон; места составления разрезов: 8 — по обнажениям, 9 — по скважинам

Изучение рассмотренных отложений в обнаженной части Юго-Западного Гиссара и материалы бурения по закрытой его территории позволили авторам установить пространственную связь рифовых и нерифовых комплексов со строением палеозойского фундамента, дизъюнктивные структуры которого имеют северо-западное направление. Последние выражены в современной складчатой структуре региона флексурно-разрывными зонами [1] и контролируют площадное распространение рифовых и нерифовых комплексов. Привлечение дистанционных методов исследования (дешифрирование космических снимков) подтвердило существование указанных выше разломов (ступеней) и позволило уточнить их границы. Прямая связь между строением палеозойского фундамента и расположением рифовых и нерифовых зон подтверждается

также материалами изучения строения палеозойского фундамента в северо-восточной части Юго-Западного Гиссара [6]. Так «эффузивный» глубинный разлом отчетливо совпадает в границах с Карасан-Карабаирской зоной рифовых комплексов, а Дербентский рифовый массив Аулат-Обишханской зоны рифовых комплексов расположен в пределах Южно-Сурхантауского глубинного разлома. Указанные разломы контролировали вулканизм позднего палеозоя и сохранили активность в палеозойское время. Это обусловило движения блоков, определявших развитие рифовых комплексов и их место на площади, что говорит не только о пространственной, но и о генетической связи разлом — риф.

Изложенные материалы позволили уточнить предложенное ранее районирование карбонатной формации и прогнозировать зоны рифовых комплексов как перспективные для поисков неструктурных ловушек (см. рисунок). Наиболее интересна Ляйлякан-Каракумская зона рифовых комплексов, где первоочередным для поисков нефти и газа является малоизученный район Дехканабадской синклинали между площадями Белесайнак и Акбаш.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Алферов Г. Ю., Буяк Л. И., Курбатов В. В. и др. Закономерности распространения рифовых комплексов в верхнеюрских отложениях южной части Юго-Западного Гиссара в связи с историей геологического развития района. — В кн.: Геология и нефтегазоносность рифовых комплексов Юга СССР. М., 1978, с. 78—86. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 210).
2. Безносков Н. В., Кутузова В. В., Румакин В. Н. Строение и возраст пограничных слоев сульфатно-галогенной формации в Западном Узбекистане. — Там же, с. 69—77.
3. Курбатов В. В., Репман Е. А. Корреляция разнофациальных отложений и соотношение экологических систем различных обстановок на примере изучения верхнеюрских отложений юго-западных отрогов Гиссара и его южного склона. — В кн.: Экостратиграфия и экостратиграфические системы геологического прошлого: Тез. докл. XXII сессии ВПО. М.: Наука, 1976. 42 с.
4. Михеев И. Г., Фортунатова Н. К., Вето В. И. и др. Строение и распределение верхнеюрских рифовых комплексов в Южном и Западном Узбекистане. — В кн.: Геология и нефтегазоносность рифовых комплексов Юга СССР. М., 1978, с. 54—68. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 210).
5. Строение верхнеюрской карбонатной формации центральных областей Средней Азии. М., 1976. 128 с. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 164).
6. Шаякубов Т. Ш. Геология и рудоносность палеозойских вулканогенных формаций Южного Узбекистана. Душанбе: Фан, 1978. 127 с.

УДК 552.58(476.2)

И. Е. Котельников, В. Н. Бескопильный,  
М. А. Ринский, А. М. Ильинчик, Е. Н. Мещерская

#### ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОГРЕБЕННЫХ ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЕК (в восточной части Припятской впадины)

Припятская впадина, расположенная в западной части Восточно-Европейской платформы, выполнена мощной (до 6 км) толщей осадочных отложений, почти две трети которой отнесены к девонскому возрасту. В составе верхнего девона выделяются две карбонатные толщи — подсолевая, распространенная в пределах всей впадины, и межсолевая — преимущественно в северной тектонической зоне.

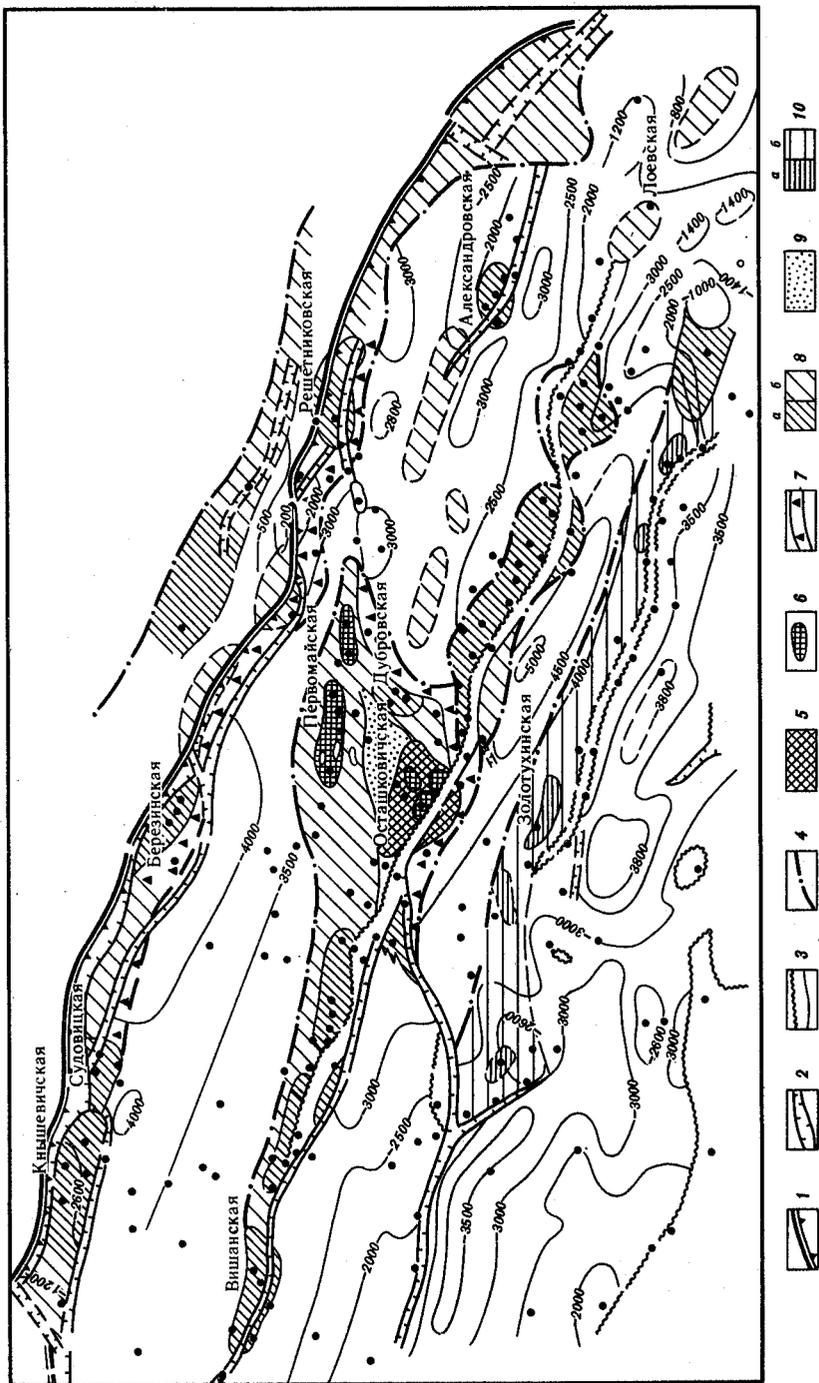
Характерные особенности карбонатного седиментогенеза — существенная микро- и мезоритмичная осцилляция дна морского бассейна, значительное число как внутри-, так и межформационных перерывов, преимущественное конседиментационное развитие субширотных и субмеридиональных разрывов, подводные уступы, выступы, острова, накопление подсолевых карбонатных отложений в этап синеклизы и межсолевых — в авлакогенный этап развития впадины, вулканогенная деятельность вдоль ее восточной границы. Все вместе взятое предопределило развитие различных типов органогенных построек в Припятской впадине. Наибольшее развитие они получили в межсолевой задонско-елецкой толще, и с ними связано большинство выявленных залежей нефти.

Согласно классификации [1], эти постройки мы разделяем на простые и сложные. Простые представлены биогермами и биостромами. К биогермам отнесены сравнительно небольшие массивные тела выпуклой формы (линзы), сложенные почти исключительно биогермными породами. Размеры биогермов изменяются от 4×6 (Александровский) до 4×10 км (Озерщинский, Решетниковский, Березинский), мощность до 260 м. Биостромы представляют пластообразные органогенные постройки мощностью до 30—40 м, залегающие среди шламово-сгустковых, органогенно-детритовых и онколитовых известняков.

Наряду с биогермами и биостромами встречаются участки, где образованы крупные, сложные органогенные постройки за счет различного сочетания простых форм. Такие постройки можно отнести к рифовым массивам (Осташковичской и др.).

Особый тип сложных органогенных построек представляют биоритмиты — постройки, образованные многократно повторяющимися в разрезе биостромами: органогенными известняками мощностью 5—20 см, разделенными, как правило, глинистыми известняками.

В целом в Северной тектонической зоне межсолевые отложения представляют осадки карбонатного плато, лишь в восточной части замещенные вулканогенными образованиями. Северная граница распространения органогенных построек не установлена. К югу от Северного краевого разлома впадины наблюдается смена типов построек от биогермов к биостромам, а затем биоритмитам (см. рисунок). Карбонатное плато почти по всей площади своего распространения сложено органогенны-



ми и хемогенными известняками, в отдельных местах доломитизированными. Органогенные известняки приурочены преимущественно к зонам развития дизъюнктивных нарушений, и особенно к участкам пересечения сбросов субширотной и субмеридиональной ориентировки. Линейная зональность тектонических нарушений обусловила и линейную зональность распространения органогенных построек в подсолевой карбонатной толще. Влияние разнонаправленных сбросов, с которыми связаны последние, в межсолевой толще обусловило их кулисообразное расположение (см. рисунок).

Биогермные и биостромные карбонатные породы по своему генезису обладают высокой первичной емкостью. Система тектонических нарушений обеспечила развитие системы трещин и периодическую циркуляцию высокомагнезиальных вод, что привело к доломитизации известняков, карсто- и кавернообразованию и формированию сложного типа емкостного пространства. В результате сложного и дифференцированного воздействия различных физико-химических и тектонических факторов на карбонатные породы сформированы трещинно-каверново-поровые коллекторы в пределах органогенных построек. В биоритмитах распространена преимущественно трещинная и каверново-трещинная емкость.

Опыт детального изучения органогенных построек в пределах Припятской впадины позволил установить ряд тектонических, палеогеографических, литофациальных и геотермических критериев прогнозирования погребенных органогенных построек.

Выделены основные тектонические закономерности.

1. Приуроченность рифовых массивов к наиболее тектонически напряженным участкам региона — зонам пересечения региональных субширотных глубинных разломов (например Речицко-Вишанского и Северного Краевого с региональным субмеридиональным Заозерно-Домановичским разломом).

2. Приуроченность биогермов к относительно менее тектонически напряженным участкам впадины, связанным с зонами пересечения региональных субширотных разломов с локальными субмеридиональными разломами.

3. Связь большинства органогенных построек с унаследованно развивавшимися конседиментационными поднятиями.

4. На участках развития соляного тектогенеза ливенской соленосной толщи органогенные постройки могут быть смещены на крыльях современных поднятий, что легко выявляется в результате анализа мощности межсолевой толщи по данным сейсморазведки.

5. Корреляционная связь между распространением органогенных построек и зонами значительных градиентов современных тектонических движений.

←  
Схема размещения и основные типы органогенных построек межсолевых отложений восточной части Припятской впадины

1 — краевые глубинные разломы; 2 — прочие разрывные нарушения; 3 — зоны отсутствия межсолевых отложений; 4 — границы участков преимущественного распространения органогенных построек; 5 — рифовые массивы; 6 — центральные (ядерные) части построек; 7 — фация склона; 8 — участки преимущественного распространения органогенных построек; а — изученные, б — слабо изученные и предполагаемые; 9 — зоны развития органогенных построек по данным сейсморазведки; 10 — зоны развития биоритмитов: а — изученные, б — слабо изученные

В качестве главных палеогеографических критериев прогнозирования погребенных органогенных построек можно выделить три.

1. Приуроченность органогенных построек к поднятиям палеорельефа дна задонско-елецкого бассейна седиментации.

2. Развитие органогенных построек вдоль границы распространения вулканогенных формаций. Смещение со временем этой границы обуславливает миграцию в том же направлении органогенных построек.

3. Образование биоритмитов на участках с часто меняющимися глубинами бассейна осадконакопления.

Изучение палео- и современных геотермических условий Припятской впадины позволило установить, что наиболее перспективными для обнаружения органогенных построек, при прочих равных условиях, являются участки регионов, испытавшие воздействие наиболее напряженного палеогеотермического поля.

Большое значение при поисках погребенных органогенных построек имеет литофациальный анализ задонско-елецкой толщи. В этом отношении важны следующие показатели.

1. Ядерные фации характеризуются развитием наиболее крупных и высокочастотных органогенных построек. К склоновой фации приурочены, как правило, отдельные биогермы. Со шлейфовой фацией связаны в основном биостромы. На границе шлейфовой и депрессионной фаций развиты биоритмиты.

2. Анализ мощностей всего межсолевого комплекса позволяет выявить только рифовые массивы и наиболее крупные биогермы. Более мелкие биогермы выделяются увеличенными мощностями только среди вмещающих одновозрастных пачек. Биостромы не отличаются мощностями среди вмещающих пород.

3. В направлении от участков распространения депрессионной фации к ядерной литологический состав межсолевого комплекса изменяется от карбонатных тонкослоистых глинистых пород к органогенно-обломочным известнякам и затем массивным вторичным доломитам, развитым по строматолитовым известнякам.

4. Намечается связь распространения органогенных построек с участками развития ангидритов в перекрывающих постройки отложениях. Причем повышенные мощности ангидритового пласта в плане соответствуют ядерной части постройки.

5. Минимальные мощности глинисто-карбонатных отложений верхней части разреза межсолевой толщи могут указывать на местоположение органогенных построек в подстилающих отложениях.

Учитывая все перечисленные критерии прогнозирования погребенных органогенных построек, нами намечаются следующие наиболее перспективные участки для их поисков.

1. Крайняя восточная часть впадины вдоль границы распространения вулканогенной формации. 2. Центральная часть Шатилковской депрессии. 3. Малодушинская зона поднятий. 4. Северная прибортовой зона поднятий.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Ископаемые органогенные постройки, рифы, методы их изучения и нефтегазоспособность/Королюк И. К., Михайлова М. В., Равикович А. И. и др. М.: Наука, 1975. 236 с.

## Раздел III

### УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ, ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПОГРЕБЕННЫХ ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЕК

УДК 553.98.041:552.58:551.762.31 (575.16+575.192)

*А. М. Акрамходжаев, А. Х. Нугманов,  
Ш. Н. Дусмухамедов, М. В. Эгамбердыев*

#### ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ РИФОВЫХ ЛОВУШЕК БУХАРО-ХИВИНСКОГО РЕГИОНА

С открытием и разведкой Уртабулакского и других месторождений, приуроченных к ловушкам рифового типа, наступил новый этап поисково-разведочных работ в Западном Узбекистане. С этого времени начаты целенаправленные поиски органогенных построек в карбонатной толще среднекелловей-кимериджского возраста. Большая роль в изучении закономерностей образования и размещения по разрезу карбонатов, распределения их на территории Бухаро-Хивинского региона, а также в реализации разработанных представлений на практике принадлежит Н. Х. Алимухамедову, А. Г. Ибрагимову, В. Д. Ильину и др. Изучению пород рифогенного комплекса в Западном и Южном Узбекистане много времени уделили также М. Х. Арифджанов, М. Эгамбердыев и др.

В настоящее время по Бухаро-Хивинскому региону накоплен значительный материал по глубокому бурению и геофизическим исследованиям, позволяющий (исходя из существующего уровня изученности верхнеюрских карбонатов) судить о закономерностях размещения рифовых тел на территории региона, о времени возникновения и приуроченности их к стратиграфическому разрезу карбонатной толщи и о перспективах поисково-разведочных работ в зонах распространения пород рифового комплекса.

Анализ имеющегося материала показывает, что верхнеюрская карбонатная толща развита почти на всей территории Бухаро-Хивинского региона. Она отсутствует лишь на севере Бухарской ступени, где в прибортовой зоне была уничтожена предмеловым размывом. Южнее, в пределах отдельных структур размыв охватил только верхнюю часть карбонатной толщи. По времени этот размыв соответствует позднему оксфорду.

Верхнеюрские карбонатные образования по физическим параметрам неоднородны. По промыслово-геофизическим материалам и данным литолого-петрографических исследований они подразделяются на хорошо прослеживаемые почти по всей территории Бухаро-Хивинского региона горизонты: XVI в нижней части, XVa<sub>3</sub>, XVa<sub>2</sub> (в промысловой практике иногда объединяются в XV подрифовый), XVa<sub>1</sub> (XV рифовый) и XV в кровле (XV надрифовый).

Горизонты XVI, XVa<sub>3</sub> и XVa<sub>2</sub> имеют выдержанную в пределах локальных участков мощность на фоне общего возрастания их мощности к центру

седиментационного бассейна. Эта закономерность сохраняется как в зоне развития рифовых тел, так и за ее пределами, что позволяет сделать заключение об отсутствии процессов рифообразования на этапе накопления пород нижней части карбонатного разреза. Сказанное подтверждается также материалами изучения литолого-петрографического состава пород, слагающих XVI, XV<sub>a3</sub> и XV<sub>a2</sub> горизонты. Так, XVI горизонт представлен афанитовыми криптокристаллическими известняками с прослоями обломочно-детритусовых, сгустково-комковатых и водорослевых разновидностей. Горизонты XV<sub>a3</sub> и XV<sub>a2</sub> слагают темно-серые, серые тонко- и толстослоистые пелитоморфные известняки, переслаивающиеся с органогенно-детритовыми.

Горизонт XV<sub>a1</sub> развит практически повсеместно, за исключением участков, где он размыт в предкимериджское или предмеловое время. Для горизонта XV<sub>a1</sub> наряду с сокращениями характерно аномальное возрастание мощности на локальных площадях (биогермы, биостромы) региона.

В зонах развития пород рифового комплекса горизонт XV<sub>a1</sub> сложен органогенными известняками с прослоями обломочных, комковатых и органогенно-детритовых их разновидностей, характеризующихся, как правило, высокой пористостью и проницаемостью. На Бухарской ступени часто встречаются пласты мелоподобных и участки вторично измененных доломитизированных известняков.

Возрастными аналогами пород рифового комплекса за пределами их развития являются афанитовые, оолитовые, органогенно-детритовые, обломочные и другие известняки.

Над горизонтом XV<sub>a1</sub> залегают горизонт XV (нижний кимеридж), представленный темно-серыми микрозернистыми доломитизированными известняками с гнездами и прослоями ангидрита. Судя по анализу мощности горизонта XV<sub>a1</sub>, высота пород рифового комплекса неодинакова на всех площадях их распространения. По этому признаку, обусловленному тектонической жизнью на этапе образования пород этого горизонта, в пределах Бухаро-Хивинского региона могут быть выделены следующие зоны: Мубарекская на Бухарской ступени, Уртабулакская, Южно-Бешкентская и Шуртанская на Чарджуоской ступени.

Для Мубарекской зоны характерны площади, на которых мощность пород рифового комплекса достигает 30—40 м (Караулбазар, Сарыташ и Акджар в Каганском поднятии) и 120—170 м (Южный и Северный Мубарек и Каракум в Мубарекском поднятии).

Преобладающий тип коллекторов — трещинно-поровый. Средняя величина открытой пористости составляет 8—9%, проницаемость — 9—46 мД. Однако параметры коллекторов горизонта XV<sub>a1</sub> в пределах Каганского поднятия несколько ниже, чем в Мубарекском. На участках за пределами развития пород рифового комплекса коллекторы этого горизонта представлены преимущественно порово-трещинным типом с пористостью 4—9%, проницаемостью 1—12 мД.

В Уртабулакской зоне, охватывающей площади Южный Зекры, Пирназар, Умид, Марковское, Северный Уртабулак, Северный Денгизкуль, Денгизкуль, Хаузак, Уртабулак, Зеварды, Алан, Памук и другие, мощность пород рифового комплекса горизонта XV<sub>a1</sub> достигает 120—265 м. Коллекторы представлены трещинно-каверново-поровым и трещинно-поровым типами. Средняя открытая пористость их 13%, проницаемость 108 мД, что заметно выше их величин в коллекторах за пределами рифов.

В Южно-Бешкентской зоне предполагается распространение органогенных тел высотой до 65—70 м. Здесь хорошо изучены площади Камаш и Бешкент, на которых развиты коллекторы трещинно-порового типа с пористостью 8% и проницаемостью до 4 мД.

В Шуртанской зоне рифы с мощностью до 150 м достаточно полно охарактеризованы лишь на площади Шуртан, имеющей сложное геологическое строение. Коллекторы горизонта XV<sub>a1</sub> имеют каверново-поровый и трещинно-поровый тип. Открытая пористость в среднем 14%, проницаемость — 70 мД.

Опыт работ в пределах Бухаро-Хивинского региона показывает, что еще ни одно разведанное рифовое тело не оказалось непродуктивным. Причем величины запасов углеводородов зависят от объема ловушек и их принадлежности к той или иной зоне. В связи с этим можно считать, что принятая объединением Узбекнефтегазгеология в последнее десятилетие ориентация на поиски и разведку в первую очередь ловушек, приуроченных к рифовым комплексам, полностью себя оправдала, так как с этими ловушками связаны основные перспективы. Это видно из сравнения выявленных запасов нефти и газа за весь период работы в Бухаро-Хивинском регионе. Если и суммарные запасы в горизонтах XV и XV<sub>a1</sub> принять за 100%, то из них 80% приурочены к рифовым ловушкам, в том числе в Мубарекской зоне — 4%, Уртабулакской — 43%, Южно-Бешкентской — 1%, Шуртанской — 32%. Можно сравнить и величины осредненных запасов одной ловушки по зонам. Максимальная плотность запасов приходится на Уртабулакскую зону, где в среднем на выявленную залежь в горизонтах XV и XV<sub>a1</sub> приходится 2,8% всех запасов Бухаро-Хивинского региона по этим горизонтам, в Мубарекской зоне — 0,25%, Южно-Бешкентской — пока 0,3%. Высокая плотность запасов ожидается в Шуртанской зоне, где выявлено одно месторождение, приуроченное к рифовой ловушке. На высокую плотность запасов нефти и газа в ловушках, приуроченных к рифовым телам, указывал ранее В. Д. Ильин.

Таким образом, приведенные материалы позволяют делать следующие выводы.

1. Распространение ловушек, связанных с органогенными постройками (биогермы, биостромы), ограничено определенными зонами, границы которых в ряде участков совпадают с линиями тектонических нарушений. Фрагменты этих линий установлены на западе, востоке и севере Шуртанской, севере Южно-Бешкентской, юге Мубарекской и на севере Уртабулакской зон.

2. Особенности тектонической жизни каждой из этих зон способствовали образованию органогенных построек оксфордского возраста, различающихся по размерам и высоте.

3. Ловушки, приуроченные к органогенным постройкам, повсеместно продуктивны.

4. Наибольшая эффективность поисково-разведочных работ в Бухаро-Хивинском регионе ожидается в зонах развития биогермов и биостромов, и в первую очередь в Уртабулакской и Шуртанской зонах.

Т. А. Знаменская, И. И. Чебаненко

## РАЗЛОМНО-БЛОКОВАЯ ТЕКТНИКА ВОЛЫНО-ПОДОЛИИ И СВЯЗЬ С НЕЙ ЗОН РИФООБРАЗОВАНИЯ

Вопросы поисков зон рифообразования в пределах древних платформ тесно связаны с выяснением региональных закономерностей разломно-блоковой тектоники фундамента и ее отражения в структуре осадочного покрова. Являясь в большинстве случаев спутниками длительно развивающихся глубинных разломов [9], рифы имеют важное значение для восстановления истории развития и тектоногенеза земной коры.

Успехи глубокого бурения и региональных геолого-геофизических исследований последних десятилетий позволили выявить наиболее общие черты гетерогенно-блокового строения фундамента Восточно-Европейской платформы. Блоки фундамента, сложенные разновозрастными структурно-метаморфическими комплексами, и разделяющие их линейные протяженные зоны разломов рассматриваются как структуры I порядка [6]. Они характеризуются индивидуальными особенностями геофизических полей, различной историей развития и закономерной ориентировкой систем внутривблоковых нарушений. Отмечается определенная зависимость между структурой осадочного чехла и внутренним строением фундамента. Блоки, сложенные протерозойскими структурно-метаморфическими комплексами (свекофенно-карелиды), проявляют себя в платформенный этап как более подвижные в сравнении с архейскими. К ним приурочены наиболее погруженные участки плит.

Данные геофизических исследований, бурения и изотопной геохронологии свидетельствуют о том, что строение фундамента Волыно-Подоллии, как и остальной части Восточно-Европейской платформы, определяет закономерное соотношение слагающих его архейских (бугиды) и свекофенно-карельских (азово-волыниды, волыниды) блоков [2]. Границы их раздела представлены структурными швами — Пержанско-Кременецкой, Толтровской и Росточско-Опольской зонами глубинных разломов, образующими закономерную систему диагональных планетарных разломов [9]. Граничные зоны разломов четко выражены в современном рельефе. С Пержанско-Кременецкой зоной совпадает северо-западный уступ Подольского плато с линейно расположенными вдоль него возвышенностями: Кременецкой, Гологорами и Вороньяками. Толтровская зона выражена Толтровым краем, Росточско-Опольская — цепочкой Перемышлянско-Чернелецких возвышенностей, переходящих в линейную гряду Ростоцьа. Последняя в геологической литературе известна под названием линии В. Тейссейра, впервые указавшего на ее тектоническую природу. Она рассматривается как фрагмент протяженного Балто-Подольского линеамента, определяющего юго-западную границу Восточно-Европейской платформы [7].

Поэтапный палеотектонический анализ выявляет прямую связь между контурами гетерогенных блоков и общим планом размещения формаций осадочного покрова, что подтверждает конседиментационный характер их развития [4]. Разная подвижность сопряженных гетерогенных блоков обуславливала шарнирный характер их перемещения. Следствие этого — лате-

ральная изменчивость и изменение во времени региональных наклонов осадочных толщ, определяющих направление сноса терригенного материала, а также миграцию углеводородов. К зонам глубинных разломов, имеющих характер тектонических шарниров, приурочены участки выклинивания литолого-стратиграфических комплексов и локальные структуры. Именно эти места наиболее благоприятны для образования рифов и формирования связанных с ними нефтегазовых месторождений (см. рисунок).

Яркий пример связи рифовых структур с глубинными пограничными швами гетерогенных блоков фундамента — зона миоценовых рифов Толтрового края, приуроченная к юго-западной границе Подольского архейского блока [3]. Параллельно Толтровой гряде в нижнем тортоне выделяется зона рифогенных фаций, расположенная вдоль Росточско-Опольской зоны разломов по линии Перемышляны — Бучач.

Толтровый край представляет собой уникальный пример уцелевшей и выраженной в современном рельефе гряды ископаемых рифов, доступных прямому наблюдению. Изучение особенностей его строения имеет важное значение для выяснения общих закономерностей формирования и размещения платформенных рифовых структур, в частности силурийских, перспективных для обнаружения в них скоплений нефти и газа. Среди этих особенностей важнейшими являются следующие.

1. Эпохи миоценового рифообразования совпадают с этапами активизации тектонических движений в Карпатской геосинклинали.

2. Пространственное размещение рифов контролируется зонами разломов, простирающие которых совпадает с господствующей ориентировкой структурного плана. Поперечные разломы нарушают размещение рифов в едином структурном плане.

3. Рифовые массивы приурочены в большинстве случаев к системам пологих конседиментационных антиклиналей, кулисообразное размещение которых в определенной степени отражает внутреннюю структуру глубинных швов, представляющих, как правило, систему эшелонирования разломов.

4. Для рифовых зон характерна постседиментационная (пострифовая) локальная подвижность, сопровождающаяся формированием куполовидных складок, осложненных системой продольных и поперечных нарушений, и как следствие — образование комбинированных ловушек.

Ограниченный объем бурения не позволяет с уверенностью говорить о масштабах рифообразования на площади Волыно-Подоллии и точном размещении рифов в силурийских отложениях. Однако, судя по данным изучения днестровских разрезов и материалов бурения, широкое развитие биогермных известняков в верхнесилурийской толще не вызывает сомнения.

Исходя из особенностей верхнесилурийского структурного плана, наиболее перспективными для рифообразования в позднем силуре представляются Толтровая и Росточско-Опольская зоны. К Толтровой зоне приурочено развитие лудловских биогермов в Подольском Приднестровье. К ее волинскому флангу пространственно тяготеют рифогенные образования, установленные бурением в районе Локачей. Простирающие волинского фланга лудловской рифовой зоны намечается по линии Локачи—Тернополь [5], совпадающей с ориентировкой Толтровой зоны, контролирующей в лудлове границу нормально-морских и лагунных карбонатных фаций.

Существенное влияние на размещение силурийских фаций оказывала поперечная тектоническая зональность, обусловленная системой северо-

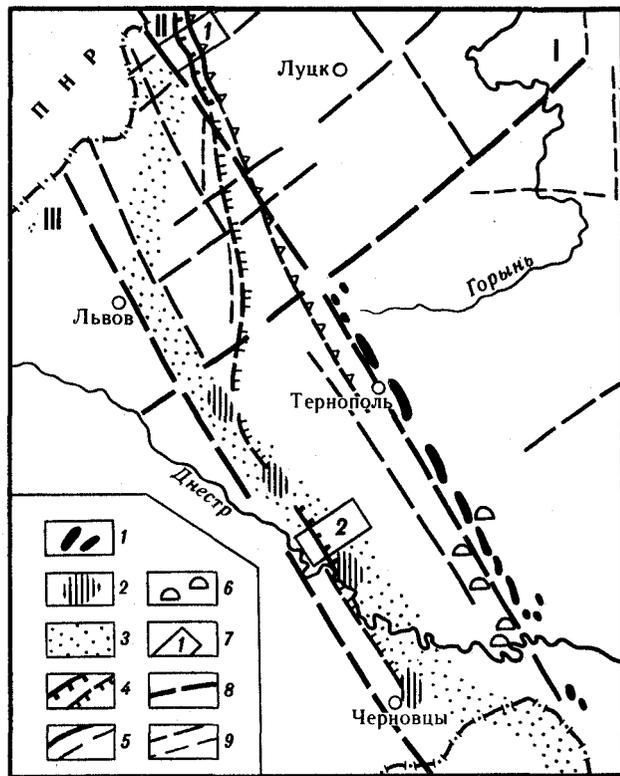


Схема размещения зон рифообразования на территории Воыно-Подолли

1 — зона верхнетортонских и нижнесарматских рифов — Толтровый краж; 2 — рифогенные образования нижнего тортона; 3 — предполагаемая зона верхнесилурийских рифов [1]; 4 — зона развития скальского барьерного рифа [5]; 5 — зона развития лудловского барьерного рифа [5]; 6 — силурийские биогермы; 7 — площади, где верхнесилурийские рифы подтверждены бурением: 1 — Локачи, 2 — Подгайцы; 8 — структурные швы гетерогенных блоков фундамента: I — Пержанско-Кременецкая, II — Толтровая, III — Росточно-Опольская зоны разломов; 9 — внутриблоковые нарушения

восточных разломов. С Воынским поперечным прогибом связано проникновение глубоководных миогеосинклинальных глинистых фаций значительно восточнее, чем на Подолье. В размещении рифов важную роль играли поперечные конседиментационные валообразные поднятия, отражающие систему северо-восточных разломов фундамента (Локачинский вал и др.) Они определяли постепенность фациальных переходов и более широкое расселение органогенных построек. Кон- и постседиментационное развитие этих структур рассматривается как определяющий фактор формирования комбинированных структурно-литологических ловушек [5]. Существенно иными условиями рифообразования характеризовалась Росточно-Опольская зона в пределах ее подольского фланга. Рифы здесь связаны с конседиментационными антиклиналями вдоль прибортовой зоны миогеосинклинального прогиба. Тектонические особенности позволяют предполагать здесь более мощные, чем на Воынии, рифовые постройки.

Важный фактор, подтверждающий перспективность Росточно-Опольской и Толтровой зон на рифы, — многократное возобновление в их пределах рифообразования. С силурийскими рифами совпадают миоценовые. На продолжении Росточно-Опольской зоны в Польше (по линии Торнквиста) предполагают рифы в ордовике [1].

Таким образом, эффективность поисков рифогенных структур Воыно-Подолли и связанных с ними месторождений нефти и газа во многом зависит от степени изучения разломно-блоковой тектоники и выяснения ее влияния на осадконакопление.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Грачевский М. М., Дубовский И. Г., Калик Н. Г. Зоны вероятного нефтегазонакопления в отложениях нижнего палеозоя на западном склоне Восточно-Европейской платформы. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1973, № 11, с. 59—65.
2. Гуревич Б. Л., Распопова М. Г. О строении докембрийского фундамента западной части Восточно-Европейской платформы. — Сов. геология, 1976, № 5, с. 147—149.
3. Знаменская Т. А. Толтровый краж и его место в структуре юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы. — Геол. журн., 1976, № 36, в. 5, с. 57—67.
4. Знаменская Т. А., Чебаненко И. И. Об отражении разломно-блоковой тектоники фундамента Воыно-Подольской синеклизы в строении ее осадочного покрова и рельефе. — Докл. АН УССР. Сер. Б, 1979, № 12, с. 996—999.
5. Котык В. А., Калик Н. Г. Силурийские рифы Воыно-Подольской окраины Русской платформы и их связь со структурой региона. — Докл. АН УССР. Сер. Б, 1976, № 2, с. 111—112.
6. Проблемы тектоники территории СССР и размещение полезных ископаемых: Тезисы докладов. М.: Б. и., 1977. 35 с.
7. Тектоника Европы и смежных областей. М.: Наука, 1978. 422 с.
8. Хаин В. Е. Рифы и тектоника. — В кн.: Значение биосферы в геологических процессах. М.: Госгеолтехиздат, 1962, с. 162—170.
9. Чебаненко И. И. Розломна тектоника України. Київ: Наук. думка, 1966. 177 с.

УДК 551.351:551.734.5+551.735.1 (471.43+471.56)

Г. В. Нартов

#### ТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ФАЦИАЛЬНЫЕ КРИТЕРИИ РАЗМЕЩЕНИЯ ВЕРХНЕДЕВОНСКО-ТУРНЕЙСКИХ ОРГАНОГЕННЫХ ПОДНЯТИЙ НА ЮГЕ УРАЛО-ПОВОЛЖЬЯ

На территории Урало-Поволжья выявлено несколько сотен органогенных поднятий, контролирующих скопления углеводородов. В настоящее время ведется поиск главным образом небольших, часто одиночных массивов. В связи с этим резко возросла необходимость научного объяснения причин их неравномерного пространственного распространения, т. е. решения проблемы закономерностей размещения структур органогенного генезиса. Важную роль при этом приобретает сравнительный анализ участков, на которых органогенные поднятия отсутствуют или имеют ограниченное распространение, и участков их широкого площадного распространения.

В южной части Урало-Поволжья органогенные массивы, в большей или меньшей степени определяющие строение локальных структур, могут быть уверенно выделены более чем на 120 разведочных площадях. В основ-

ном они располагаются в пределах изменяющихся по ширине (обычно 15—25 км) полос, получивших наименование «внешних прибортовых», или «краевых», зон, окаймляющих Муханово-Ероховскую впадину Камско-Кинельской системы [2, 3]. В пределах обеих зон наряду с участками широкого развития органогенных поднятий (Большекинский, Покровский, Бобровский, Лебяжинско-Алексеевский и др.) выделены районы, где они редки или совсем отсутствуют: Сокско-Шешминский, Северо-Большекинский, Войковский, Иргизский, Ставропольский и др.

Для выяснения причин неравномерности размещения органогенных поднятий было проведено уточнение палеотектонических и фашиально-геоморфологических условий их зарождения и развития. Основой исследования послужил детальный литолого-фашиальный анализ геолого-геофизических материалов почти по 400 разведочным площадям, проведенный с применением методики, направленной на разделение по площади и в разрезе средне-франско-турнейского комплекса двух групп литофаций, резко отличающихся условиями накопления, составом и мощностью. Одну группу составляют мелководные карбонатные, часто органогенные породы, другую — депрессионные отложения, накопившиеся в относительно более глубоководных частях бассейна (впадинах, депрессиях и т. д.) и представленные обычно глинисто-кремнисто-карбонатными породами преимущественно доманикового типа. Лито-фашиальный анализ был дополнен результатами литолого-стратиграфического изучения кернового материала, проведенного многочисленными исследователями. Полученные данные позволили провести поэтапную реконструкцию структурно-фашиальной обстановки и выявить серьезные различия в истории развития отдельных элементов морского бассейна, что оказало решающее влияние на размещение и формирование органогенных построек.

Прежде всего выделяются две крупные области, совершенно лишенные органогенных построек: на юге и в центре территории (см. рисунок на вкл.). Первая из них связана с системой пологих сводовых поднятий (Жигулевское, Сыртовское и Соль-Илецкое), ограничивавших Муханово-Ероховскую впадину с юго-запада, юга и юго-востока. Наиболее высокие части поднятий длительное время представляли собой области суши. Муханово-Ероховская впадина, характеризующаяся относительно глубоководными условиями осадконакопления на протяжении всего этапа, также совершенно лишена органогенных поднятий. Изолированные Хилковский и Кулешовско-Благодаровский рифы зародились и развивались на небольших отмелях, приуроченных к конседиментационно формировавшимся тектоническим структурам.

Органогенное структуроформирование происходило в пределах наиболее благоприятных участков склонов поднятий, вблизи фашиального раздела. Такими участками были крупные поперечные выступы (Скоковско-Сорочинский, Бобровский, Лебяжинско-Алексеевский), далеко вдававшиеся между депрессиями (заливами, лагунами) юго-западного борта Муханово-Ероховской впадины. На этих выступах начиная с семилукского времени формировались органогенные банки, насыщенные разнообразными по форме, размерам и высоте каркасными постройками. Наибольших размеров достигли постройки (Покровская, Бобровская, Ветлянская), расположенные вблизи фашиального раздела, где они развивались вплоть до конца этапа. Участки морского бассейна, разделявшие органогенные банки (Войковская и Иргизская лагуны и др.), длительное время, до конца фаменского века, пред-

ставляли относительно опущенные геоморфологические элементы, в которых существовал режим изолированных заиленных депрессий, неблагоприятный для развития органогенных построек.

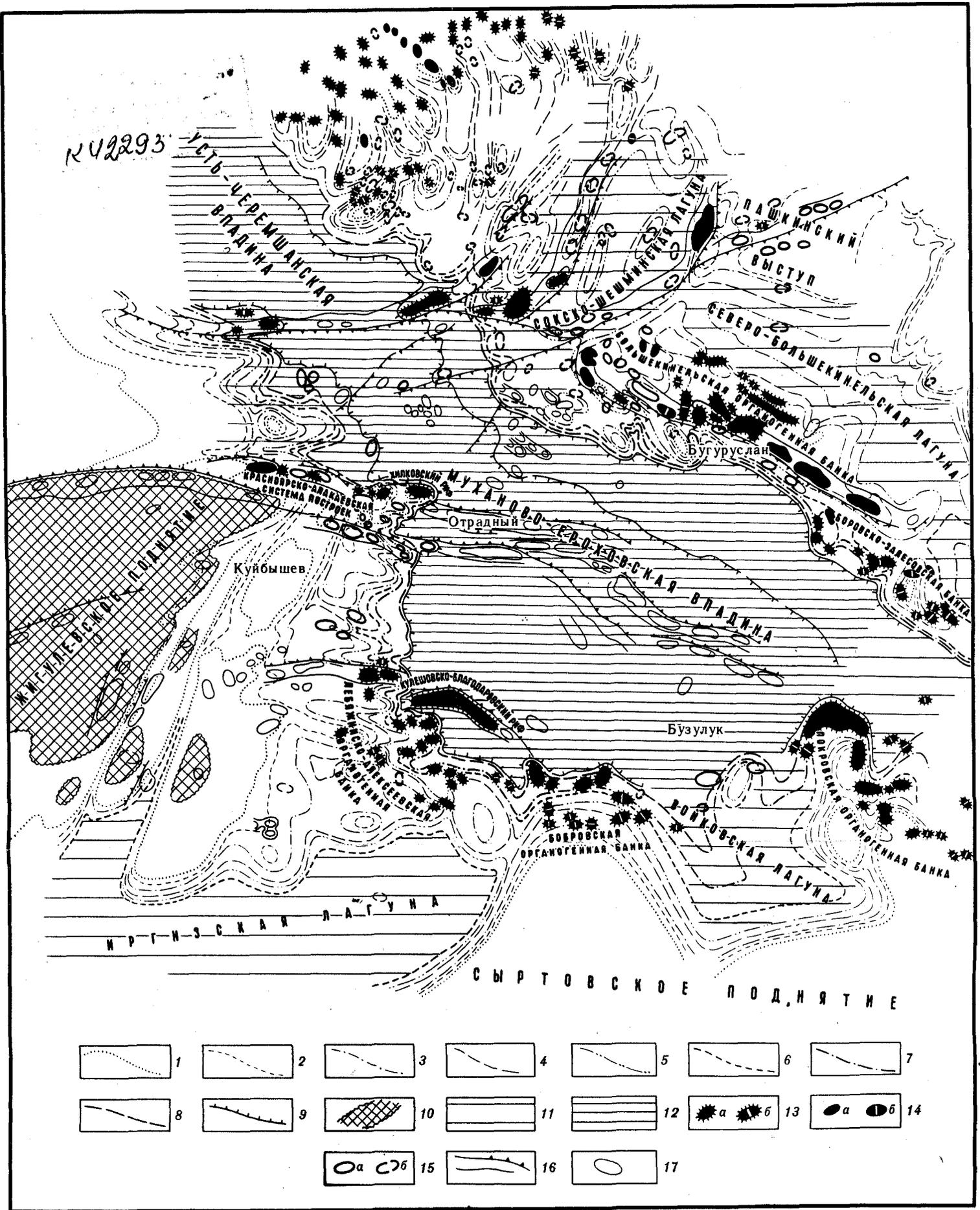
Незначительное развитие органогенных массивов на северо-восточном склоне Жигулевского поднятия и в Ставропольском районе объясняется, по-видимому, близостью длительно существовавшей суши, поставившей обломочный терригенный и карбонатный материал, нивелировавший органогенный рельеф мелководья.

Северо-восточнее Муханово-Ероховской впадины существовали совершенно другие структурно-фашиальные условия. В начале этапа эта территория была частью крупной доманиковой впадины [1], охватывавшей большую часть Урало-Поволжья. Значительные участки мелководной седиментации (Шкаповско-Белебеевская, Альметьевская и др.) здесь возникли к концу семилукского времени. Однако уже в начале его в Большекинском районе и на западном склоне Южно-Татарского свода существовала группа небольших отмелей, ставших очагами мелководного осадконакопления. К концу семилукского времени их количество и размеры значительно увеличились и в их пределах установились условия, благоприятные для развития разнообразного и обильного биоценоза, превратившего их в органогенные банки сложного строения. На западном склоне Южно-Татарского свода органогенные банки формировались на крупных вытянутых блоках, разделенных прогибами, которые были унаследованы от живетско-раннефранского этапа. Протяженные прогибы, расчленявшие Южно-Татарское мелководье и раскрывавшиеся в более глубоководные впадины Камско-Кинельской системы, стали важным элементом экологической среды. По мере их заполнения, в конце франского — начале фаменского веков, происходило затухание органогенного структурообразования на значительных пространствах мелководья и смещение этого процесса в его краевые части, где вблизи резкого структурно-фашиального раздела продолжали формироваться краевые и одиночные массивы.

Большекинельская органогенная банка формировалась вдоль конседиментационно развивавшейся системы линейных тектонических структур. Большое количество и разнообразие органогенных построек в пределах этой банки объясняются ее исключительно благоприятным структурно-геоморфологическим положением, так как длительное время (до конца фаменского века) она была окружена более глубокими частями морского бассейна: Муханово-Ероховской впадиной, Сокско-Шешминский и Северо-Большекинельский лагунами. Последние образовывали заливы впадины, и в них преобладал режим седиментации заиленных изолированных депрессий, неблагоприятный для формирования органогенных массивов.

Изучение особенностей формирования и размещения органогенных построек на юге Урало-Поволжья показало, что изменение их строения и численности имеет закономерный характер и объясняется различием тектонического строения и структурно-фашиальной эволюции разных частей территории. Анализ этой эволюции позволяет выделить по крайней мере три группы (ранга) предпосылок формирования органогенных поднятий.

1. Глобальные, обеспечившие тектонические (формационные), климатические, геохимические и другие условия для формирования морского бассейна, в пределах которого существенную роль играло органогенно-карбонатное осадконакопление.



К статье Г. В. Нартова  
Структурно-фациальная схема среднефранско-турнейского этапа юга Урало-Поволжья

Структурно-фациальные границы мелководных и относительно глубоководных частей (участков) морского бассейна: 1 — в начале семилюкского времени, 2 — в конце семилюкского времени, 3 — в конце буресского времени, 4 — в конце воронежского времени, 5 — в конце ливенского времени, 6 — в конце раннефаменского времени, 7 — в конце фаменского времени, 8 — в конце заводжского времени; 9 — линейные, наиболее резко выра-

женные перегибы (уступы) кровли комплекса седиментационной природы; 10 — участки суши, существовавшие в семилюкско-воронежское время; 11 — заиленные лагуны (депрессии) среднефранско-фаменского времени; 12 — наиболее глубокая (недокомпенсированная осадками) часть морского бассейна в конце этапа; органогенные массивы (а — установленные, б — предполагаемые); 13 — играющие решающую роль в строении локальных поднятий, 14 — играющие заметную роль в строении локальных поднятий, 15 — играющие незначительную роль в строении локальных поднятий; 16 — прифлексурные валы; 17 — локальные поднятия абиогенной природы

II. Регионально-тектонические, определившие дифференциацию бассейна на области мелководного (органогенного) и депрессионного (не компенсирующего) прогибания осадконакопления.

III. Структурно-фациальные, характеризующие особенности эволюции раздела между разнофациальными частями морского бассейна во времени и пространстве. Эти условия, собственно, и определяют морфологию и численность органогенных массивов в различных частях бассейна.

Наиболее важные структурно-фациальные условия следующие.

1. Длительность и устойчивость сохранения мелководных условий осадконакопления.

2. Близость структурно-фациального раздела — границы мелководной и относительно глубоководной седиментации.

3. Хорошая геоморфологическая выраженность раздела, связанная с контрастностью структурно-тектонической дифференциации.

4. Устойчивость структурно-фациального раздела во времени и пространстве, т. е. длительность сохранения его местоположения.

5. Связь участка органогенной седиментации с открытым морем (наиболее глубокими частями морского бассейна).

6. Удаленность от областей размыва и неустойчивого осадконакопления, с которых сносился терригенный и карбонатный обломочный материал.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Мирчинк М. Ф., Мкртчян О. М., Трохова А. А., Митрейкин Ю. Б. Палеотектонические и палеогеоморфологические особенности Волго-Уральского доманикового бассейна. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1975, № 12, с. 9—18.
2. Нартов Г. В. Тектоника и нефтегазоносность Муханово-Ероховского прогиба. — В кн.: Тектоническое развитие и современная структура нефтегазоносных областей Восточно-Европейской (Русской) платформы. М.: Наука, 1965, с. 122—130.
3. Тектоника и зоны нефтегазоаккумуляции Камско-Кинельской системы прогибов / Мирчинк М. Ф., Хачатрян Р. О., Громека В. И. и др. М.: Наука, 1965. 214 с.

УДК 552.58:552.2:553.982

В. Г. Кузнецов

### ОСОБЕННОСТИ ВНУТРЕННЕГО СТРОЕНИЯ И ПРОСТРАНСТВЕННЫЕ СМЕЩЕНИЯ РИФОВЫХ СИСТЕМ ПРИ ИЗМЕНЕНИЯХ УРОВНЯ МОРЯ

Практически одновременно исследованиями в ряде стран было показано, что протяженные рифовые системы при трансгрессиях и регрессиях моря смещаются в пространстве [4, 6—8]. При трансгрессии более молодые рифы залегают на зарифовых отложениях, а древние перекрываются более глубоководными предрифовыми образованиями. При регрессии молодые рифы смещаются в сторону бассейна и залегают на предрифовых фациях, а древние перекрываются мелководными зарифовыми: нормально-морскими и лагунными. Такие рифовые системы были названы соответственно трансгрессивными и регрессивными [7]. Дальнейшие специальные разработки этой проблемы позволили установить ряд важных особенностей в строении и развитии таких систем [1—3].

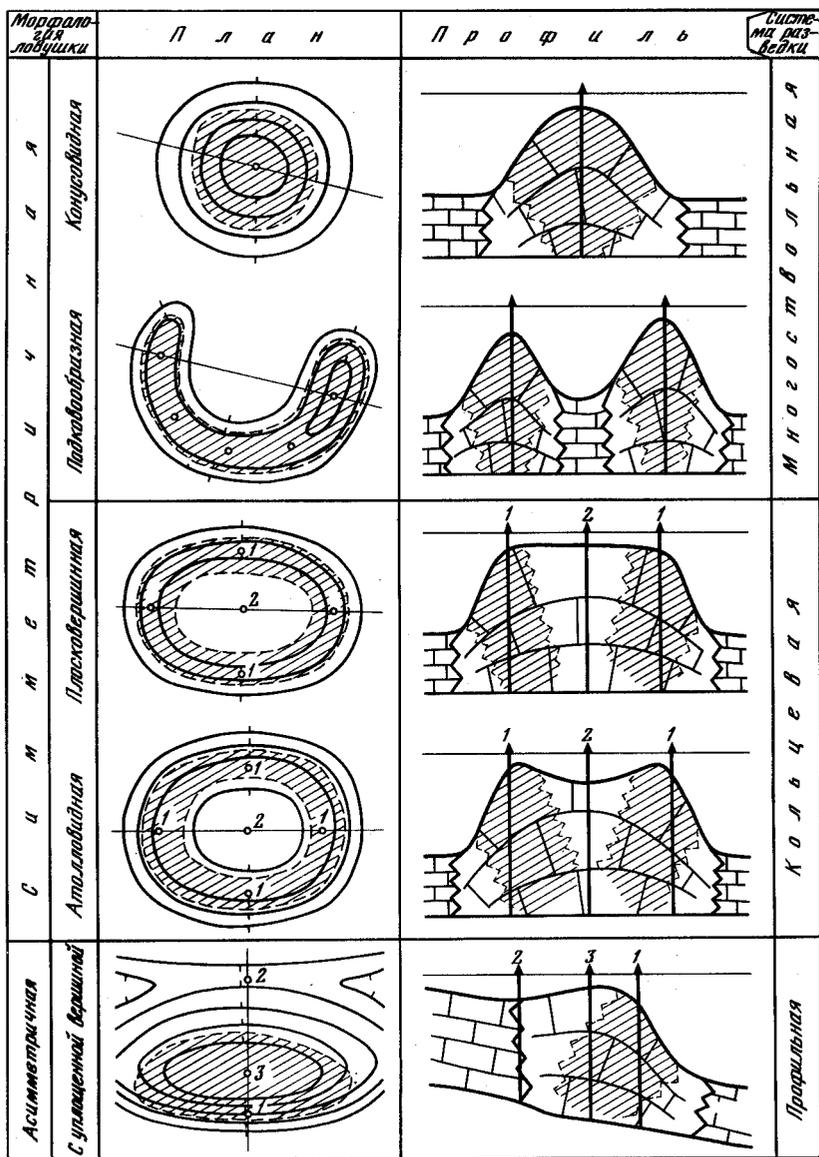
В трансгрессивных системах величина перемещения молодых систем относительно древних обычно достаточно значительна. Регрессивные смещения, во-первых, встречаются значительно чаще трансгрессивных, особенно в платформенных областях, и, во-вторых, характеризуются разным масштабом перемещения. Известны как значительные смещения, достигающие нескольких десятков километров, так и сравнительно небольшие, когда молодые рифы развиваются на крутых бассейновых склонах предшествующих систем, причем последний вариант более распространен. Это обстоятельство обусловлено, естественно, не преобладанием регрессий, а особенностями формирования рифов. Скорость их роста, как правило, опережает темп тектонического прогибания (включая сюда и эвстатический подъем уровня моря), и в условиях трансгрессии рифы растут не только не вверх, компенсируя прогибание, но и в сторону глубокого моря. Можно отметить, что этой же причиной — высокой скоростью роста, превышающей скорость прогибания, — обусловлено и смещение «регрессивного типа» биогермных частей в одиночных крупных плосковершинных и атолловидных рифах, так как образующие биогермы организмы обитают преимущественно на внешних частях рифов и последовательно смещаются на крутой склон и предрифовый шлейф.

Таким образом, формирование регрессивных рифовых систем с небольшим смещением относительно друг друга в трансгрессирующем бассейне со сравнительно невысоким темпом прогибания обусловлено главным образом седиментационными причинами. Рифовые же системы со значительным смещением образуются в обстановке прерывистого развития бассейна, когда их рост по тем или иным причинам прерывался. Появление же морфологических уступов, на которых начинается развитие рифов, определяется преимущественно или исключительно тектоническими причинами.

Но известны случаи, когда в одной, более мобильной, части бассейна формируются трансгрессивные, а в другой, более стабильной, — регрессивные рифовые системы. Например, в бортовой зоне северо-западной части Прикаспийской впадины (Уральская, Саратовская и северная часть Волгоградской области) среднекаменноугольные — нижнепермские рифовые системы имеют регрессивный характер по отношению с верхнедевонским — нижнекаменноугольным. В северо-восточных и юго-западных же ее частях, приближенных к герцинидам Урала и краях Карпинского и вовлеченных в перми в активное прогибание, отмечается значительное трансгрессивное смещение.

Не во всех, однако, случаях колебания уровня моря ведут к пространственным смещениям рифовых систем. Интересный пример в этом отношении представляют нижнекаменноугольные рифы северного склона Донбасса. Их стабильное положение в условиях циклического развития при частых сменах трансгрессий обусловлено определяющим влиянием палеогеоморфологического фактора — резким морфологическим уступом, тогда как прогибания и поднятия кратковременны и сравнительно невелики по амплитуде.

Возможность трансгрессивных и регрессивных смещений, естественно, должна учитываться при прогнозировании и поисках погребенных рифов, а характер смещения — при оценке перспектив их нефтегазоносности. Дело в том, что в регрессивных краевых системах древние рифы представляют меньший интерес, так как часто перекрываются проницаемыми мелководными отложениями, т. е. не имеют надежных покрывок, и основная нефтега-



Рекомендуемая схема разведки рифов различного типа

1 — рифовые образования; 2 — зона оптимального развития коллекторов; 3 — нерифовые отложения. Арабскими цифрами обозначена предлагаемая очередность бурения скважин

зоносность связана с рифами завершающего этапа, которые перекрываются непроницаемыми толщами выполнения (в меньшей степени сказанное относится с барьерным рифам, где возможно их перекрытие лагунными непроницаемыми отложениями). В трансгрессивных же рифах, которые перекрываются депрессионными, обычно непроницаемыми отложениями, интерес представляют рифовые сооружения различного возраста.

Особенности формирования рифов ведут к определенному закономерному распределению в их теле различных литологических типов, что, в свою очередь, определяет размещение наиболее емких и проницаемых коллекторов. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают обычно собственно биогермные разности, развитые преимущественно на внешней, обращенной к глубокому морю стороне рифа, а также органогенно-обломочные отложения верхней части рифового шлейфа. Поэтому в асимметричных рифовых системах и зона лучших коллекторов располагается, как правило, асимметрично и сдвинута к внешней части рифов (Кларк-Лейк и Редуотер в Канаде, Кэпитен в США, Киркук в Ираке и др.). В наиболее распространенных случаях небольших регрессивных смещений, когда происходит последовательное перемещение биогермного гребня и рифовых шлейфов, можно ожидать подобное же смещение и зон оптимальных коллекторских свойств. Аналогичная картина наблюдается и в плосковершинных и атоллоидных рифах, как, например, в рифах Редуотер и Рейнбоу «В» в Западной Канаде.

Иная картина распределения коллекторов устанавливается в рифах, формирующихся без пространственных смещений. Биогермные разности слагают обычно ядерную часть рифа, причем характер их распределения по разрезу, смена различных рифостроителей и изменение форм их роста, что в конечном счете определяет тип коллекторов, обусловлены определенной цикличностью развития региона, вызывающей изменение глубин водоема, а следовательно освещенности, гидродинамики и т. д. Поэтому распределение литологических типов и коллекторских свойств пород в теле рифа имеет пластовый и линзовидно-пластовый характер (рифь Хоршу в США, сакмаро-артинские рифы Приуралья и др.). Если рифы формируются в условиях частых и кратковременных трансгрессий и регрессий, то в периоды подъема и обмеления, когда в бассейне осаждаются терригенные и глинистые осадки, рифы, представляющие собой приподнятые участки морского дна, сравнительно быстро выводятся выше уровня моря и карстуются. Это улучшает в целом емкостные и фильтрационные свойства рифовых массивов, а пластовое распределение коллекторов становится более отчетливым.

Учитывая различный характер рифового резервуара и специфику распределения коллекторов, рекомендуется планировать и различные системы разведки (см. рисунок). Разведку стабильно развивающихся рифов целесообразно вести, располагая скважины в их центральных частях; при испытаниях скважин, подсчете запасов и создании системы разработки необходимо учитывать линзовидно-пластовый характер распределения коллекторских зон. При разведке регрессивно-смещающихся рифовых систем первые скважины лучше располагать не только на наиболее приподнятых в современном структурном плане участках, но и сдвигать их в область фронтально-рифовых образований. Поскольку «критическое направление» ловушки, т. е. участок наиболее слабо выраженного замыкания, определяющий воз-

возможность сохранения залежи и ее вероятную высоту [5], в таких рифах располагается в тыльно-рифтовой части, целесообразно одну из первых разведочных скважин проектировать в этом районе с целью установления самого перегиба, его амплитуды, а также решения вопроса о возможном дополнительном литологическом экранировании.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Кузнецов В. Г. О развитии рифов при изменениях уровня моря (к теории трансгрессивных и регрессивных рифов). — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1971, № 11, с. 124—132.
2. Кузнецов В. Г. Рифовые системы — строение, развитие, нефтегазоносность, методика поисков и разведки. — Тр. МИНХиГП, 1977, вып. 130, с. 143—152.
3. Кузнецов В. Г. Геология рифов и их нефтегазоносность. М.: Недра, 1978. 304 с.
4. Наливкин В. Д. Фации и геологическая история Уфимского плато и Юрюзано-Сылвенской депрессии. М., 1950, 127 с. (Тр. ВНИИГРИ; Вып. 47).
5. Семенович В. В., Максимов С. П., Габриэлянц Т. А. и др. Пути совершенствования методики поисково-разведочного бурения на нефть и газ. — Геология нефти и газа, 1974, № 7, с. 1—11.
6. Henson F. R. S. Cretaceous and tertiary reef formations and associated sediments in middle East. — Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1950, pt II, vol. 34, N 2, p. 215—238.
7. Link Th. A. Theory of transgressive and regressive reef (bioherm) development and origin of oil. — Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1950, part II, vol. 34, № 2, p. 263—294.
8. Van Bellen R. C. The stratigraphy of the «Main Limestone» of the Kirkuk, Bai Nassan, and Qaran Chaug Dagh structures in North Iraq. — J. Inst. Petroleum, London, 1956, vol. 42, N 393, p. 233—263.

УДК 553.98.2.061.15:552.58+551.762(47—14)

Б. М. Полухтович, А. Д. Самарский, В. И. Хныкин

### УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И СТРОЕНИЕ ВЕРХНЕЮРСКИХ РИФОГЕННЫХ ОБРАЗОВАНИЙ НА ЮГО-ЗАПАДЕ СССР

Рифогенные постройки позднеюрского возраста на юго-западе СССР развиты в разрезе Предкарпатья, частично Карпат, Преддобруджского юрского прогиба и Крымско-Кавказской области. Анализ имеющихся геолого-геофизических материалов позволил в этих пределах наметить регионально развитые барьерные рифы (см. рисунок).

Региональная палеогеографическая обстановка в поздней юре характеризовалась следующим образом. В келловейском веке существовал единый обширный морской бассейн от Карпат через Добруджу до Крымско-Кавказской области включительно [1]. В оксфордское время под влиянием региональных восходящих движений, охвативших юго-западную окраину Восточно-Европейской платформы, море частично регрессировало и занимало только наиболее активные участки прогибания, сохранявшиеся на пологой равнине северо-восточного побережья в виде небольших изолированных и полузамкнутых лагун. В общем мелководный оксфордский бассейн характеризовался устойчивым морским режимом. Вдоль его западной, относительно глубокой части в большом количестве селились рифообразующие организмы,

представленные одиночными, кустистыми и колониальными кораллами, крупными толстостенными брахиоподами и мшанками. Их развитию благоприятствовал теплый климат. Такая палеогеографическая обстановка сохранялась до титонского, возможно берриасского, века и способствовала образованию барьерных, преимущественно водорослево-коралловых рифов.

Согласно палеогеографическим построениям И. В. Вишнякова, В. В. Глушко, В. Г. Дулуб и Я. М. Сандлера (1979 г.) формирование органо-генных комплексов в поздней юре было приурочено к мобильной зоне, располагающейся между геосинклинальным прогибом Предкарпат и вовлеченным в опускание краем платформы — пригеосинклинальным Стрыйским прогибом. Структурным контролем этой зоны является полоса сближенных нарушений между Краковецким и Кохановским глубинными разломами. Они, видимо, проявлялись геоморфологически, что находит свое отражение в распределении фациальных типов пород: комплексов аккумуляционной низменности к востоку и сравнительно глубокого шельфа к западу от этой полосы. В ее же пределах развиты отложения мелководного шельфа, среди которых установлены рифогенные образования.

Вытянутые параллельно крупным разломам участки рифообразования несколько асинхронны по возрасту и смещены в пространстве. Рифовые фации оксфордского возраста залегают в виде биогермов и биостромов от 10 до 80 м среди карбонатных образований рудковской свиты и перекрываются глинисто-карбонатно-хемогенным лагунным комплексом рава-русской свиты.

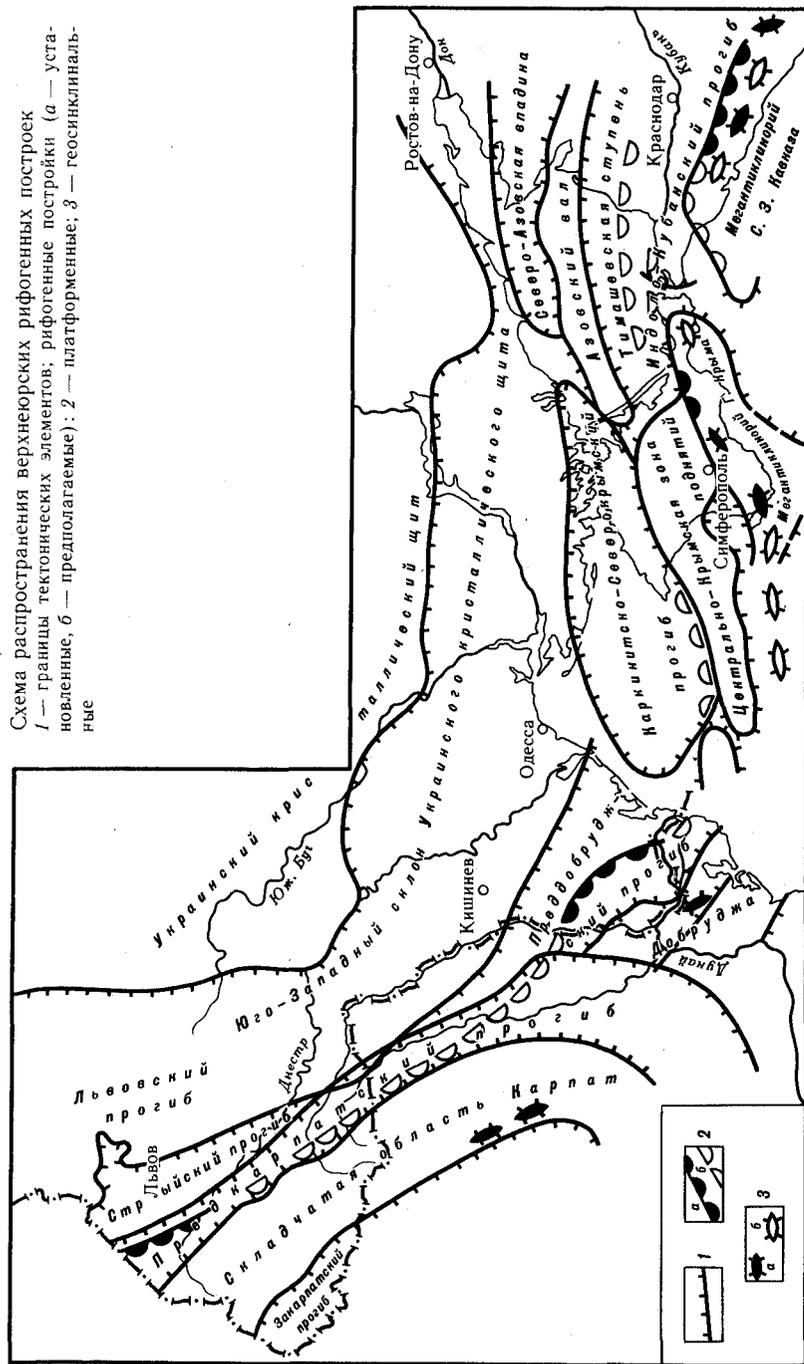
Кимеридж-титонские органо-генно-обломочные известняки развиты несколько юго-западнее, в полосе между Краковецким и Судово-Вишнянским разломами. В плане выделяются (по В. Н. Утробину, И. Б. Вишнякову, Ю. Р. Карпенчуку) крупные обособленные тела, образующие зону Опарского барьерного рифа протяженностью до 100 км при ширине 4—10 км. К юго-западу встречены относительно мелководные образования, а к северо-востоку — шельфовые зарифовые фации (рава-русская свита).

Рассматривая верхнеюрские органо-генные постройки запада Украины, можно отметить, что в целом здесь наблюдается регрессивный характер взаимоотношения между разновозрастными рифогенными комплексами. Кроме того, хорошо выраженная линейность развития тел, их обособленность в пределах зон, наличие трех параллельных полос и сравнительно небольшие мощности свидетельствуют о том, что они представляют собой типичные платформенные постройки.

Вопрос о верхнеюрских геосинклинальных образованиях, в том числе рифогенных, в пределах Советских Карпат неясен. В Румынии они известны в районах Бучеджи, Пятра-Краюлуй, Кодля, Марамуреш и др. [6].

Оксфордско-нижнекимериджские рифы довольно детально изучены в Западном Причерноморье [7, 8], особенно в его западной части (район Готешты — Чадыр-Лунга). Структурные перестройки, имевшие место в Преддобруджье на границе келловей и оксфорда, в совокупности с изменением климата обусловили резкую перемену геологической обстановки, что нашло свое отражение в полифациальном характере оксфордских отложений. В центральной части и у юго-западного борта юрского прогиба, сохранивших тенденцию к прогибанию, продолжалось накопление относительно мощной толщи карбонатно-глинистых и песчано-алевритовых пород. Вдоль северо-восточного борта формировались водорослево-мшанковые и корал-

Схема распространения верхнеюрских рифогенных построек  
 1 — границы тектонических элементов; рифогенные постройки (а — установленные, б — предполагаемые); 2 — платформенные; 3 — геосинклинальные



ловые органогенные постройки. К северо-востоку они замещались маломощной (15—40 м) толщиной органогенно-детритусовых (преобладают остатки нерифообразующих организмов) и хемогенных известняков мелкого шельфа.

Алуатско-Килийская зона рифогенных образований оксфордско-раннекимериджского возраста по материалам электроразведки и бурения протягивается с северо-запада на юго-восток почти на 150 км. Ширина полосы до 7—10 км, мощность 120—400 м. Тектонический контроль однозначно устанавливается для западного участка в виде Баймаклийско-Чадыр-Лунгского разлома.

По комплексу признаков (структурные и тектонические особенности пород, состав породообразующих организмов, характер взаимоотношения с одновозрастными образованиями, форма залегания и др.) известняковый массив представляет барьерный риф, сформировавшийся в зоне резкого перехода мелкого шельфа в относительно прогнутую котловину приосевой части Предбурдужского прогиба. Кимеридж-титонские отложения, перекрывающие рифовый массив на большей части прогиба, представлены серыми известняками и глинами с прослоями доломитов и гипсо-ангидритов, переходящих вверх по разрезу в пестроцветные глины, алевролиты и песчаники. Суммарная мощность их достигает 800 м. Это типично регрессивный комплекс представляет толщу выполнения, захороняющую и нивелирующую рельеф, созданный оксфордскими — раннекимериджскими рифами.

К северо-западу, на территории Румынии, Предбурдужский прогиб переходит в Бырладский, в котором юрские отложения в сходных фациях вскрыты редкими скважинами до широты г. Редееуцы, что позволяет исследователям (В. В. Глушко) увязывать их в единую систему платформенных впадин [3].

В пределах Добруджи верхнеоксфордские — кимериджские известняки содержат редкие рифовые тела, сходные по строению, взаимоотношению с вмещающими породами и истории образования с одновозрастными и, по-видимому, однотипными толщами геосинклинали Горного Крыма [5]. Трассировка этих отложений в северо-западной части акватории Черного моря в настоящее время возможна сугубо гипотетически. Можно предполагать, что платформенные рифы типа Алуатско-Килийского будут приурочены к склонам Килийско-Змеиного и Каламитского поднятий, ограниченных крупными разломами.

В Крыму органогенные образования верхней юры широко развиты в пределах Горнокрымской геосинклинали. Здесь отложения келловей — титона на значительной территории образуют рифогенные толщи мощностью до 1000 м. Установленные биогермы отличаются чрезвычайно широким разнообразием типов ископаемых тел и обладают всем набором признаков, присущих геосинклинальным органогенным постройкам [5].

Иной тип рифогенных тел на востоке мегантиклинория Горного Крыма и его погружения, уже в пределах Керченского полуострова, выделяется в последние годы Л. Г. Плехотным [4]. Здесь намечается барьерный риф, сформировавшийся в титон-берриасе (?) в зоне сочленения Восточно-Крымского синклинория с прилегающей с севера Скифской платформой. Он протягивается в виде полосы от Караби-Яйлинских нагорий через массив Агармыш, Видненскую площадь

и восточнее вдоль северного склона Керченского вала. Структурным контролем, вероятнее всего, является Тамбовско-Восходовская зона крупных разломов, разграничивающая погребенные элементы Горного Крыма и Скифскую плиту.

Южнее, в пределах Восточно-Туакского поднятия ожидается развитие более древних оксфордских геосинклинальных рифогенных массивов, однотипных с синхронными образованиями Туакского антиклинория и Судакского синклинория Горного Крыма.

В Западном Кавказе и Предкавказье в отложениях верхней юры также выделяются геосинклинальные и платформенные (барьерные) рифы. Первые из них, как и аналогичные образования Горного Крыма, характеризуются многообразием типов ископаемых тел и тесной взаимосвязью с разнорядковыми структурами, что и обуславливает их мозаичное распределение по площади. Примером подобных образований, по-видимому, служат мощные (до 1500 м) рифовые постройки Лаганакского нагорья, где они контролируются Цицинским и Курджинским разломами [5] антикавказского направления.

Барьерный риф значительной протяженности и линейной выдержанности устанавливается на границе Скифской платформы и Кавказской геосинклинали. В тектоническом отношении рифогенные образования приурочены к крупной Ахтырской шовной зоне и в значительной мере ею контролируются [2]. Косвенным указанием на продолжение рифа далеко к западу служат обнаруженные А. Н. Шардановым [9] рифогенные известняки позднеюрского возраста в выбросах грязевых вулканов Гладковский, Джигинский и Шуго в пределах Таманского полуострова.

Пространственная корреляция Восточно-Крымского и Предкавказского барьерных рифов в настоящее время затруднительна, так как нет окончательного решения проблемы сочленения Горно-Крымского и Западно-Кавказского геосинклинальных прогибов в верхней юре. Последние результаты геофизических исследований и их анализ все больше указывают на то, что за поперечным Джигинским разломом структуры Кавказской геосинклинали меняют свое простираение с северо-западного на широтное и даже юго-западное. В соответствии с этим смещается к югу и положение западного продолжения шовной зоны, контролирующей Предкавказский барьерный риф.

Наличие крупного верхнеюрского пригеосинклинального прогиба в западном Предкавказье и на юге Азовского моря позволяет допустить возможность развития платформенных рифовых построек, приуроченных к погребенным Булганакско-Фонталовской и Шубинско-Южноазовской зонам поднятий. В такой же мере можно предположить присутствие сходных образований вдоль южного склона (крупной флексуры) Тимашевской ступени, контролируемой Ново-Титаровским разломом

Таким образом, для районов юго-запада и юга европейской части СССР время поздней юры характеризуется образованием геосинклинальных и платформенных органогенных построек.

Геосинклинальные рифы предположительно протягиваются от Румынских Карпат через Добруджу, Горный Крым и Кавказ. Они представлены преимущественно одиночными или небольшими группами тел, резко изменчивыми по площади, хотя в разрезе достигают огромных мощностей.

Платформенные рифы связаны со склонами древней и молодой платформ

в пограничных участках со смежными многоосинклинальными и пригеосинклинальными прогибами, характеризуются развитием протяженной системы барьерного или берегового рифа, на большей территории погребенного под более молодые отложения. Прогибы, с бортами которых связаны описанные рифы, в тектоническом плане весьма разнородны, хотя в общем генетически определены Альпийской геосинклиналью. На западе это пригеосинклинальный прогиб, связанный с ее заложением, на юго-западе — платформенная впадина, обусловленная киммерийской стадией развития Добруджи, в Восточном Крыму — частный синклинорий стадии замыкания ранних альпид Горного Крыма, на востоке — Абино-Гунайский флишевый прогиб зрелой стадии геосинклинали Кавказа. По-видимому, определяющим фактором в локализации зоны рифообразования может считаться крупный жесткий массив — Украинский кристаллический щит (в широких границах), местами с припаянными участками байкалит и герцинит. Подтверждением этому служит консервативность местоположения органогенных тел в силуре—нижнем девоне, юре и даже неогене на западе и юго-западе СССР. В палеозое—кайнозое по обрамлению Восточно-Европейской платформы происходили крупнейшие геотектонические процессы и вместе с тем отмечается относительная выдержанность условий рифообразования при этих перестройках, которую могла обеспечить стабильность самого кратона.

Платформенные барьерные рифы поздней юры представляют несомненный интерес с точки зрения перспектив нефтегазоносности на протяжении всей полосы своего развития. Безусловно, заслуживают внимания и геосинклинальные органогенные постройки, прогнозируемые между Горным Крымом и Добруджей. Во всех случаях практический интерес представляют не только рифовые тела, но и зоны сопровождающих шлейфов, а также зарифовые фации.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Атлас палеогеографических карт Украинської і Молдавської РСР. Київ.: Вид-во АН УРСР, 1960. 80 с.
2. Безносов Н. Б., Дьяконов А. И., Кабанова В. К. и др. Геология и перспективы нефтегазоносности рифовых комплексов Крымско-Кавказской области. — В кн.: Геология и нефтегазоносность рифовых комплексов юга СССР. М., 1978, с. 106—115. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 210).
3. Глушко В. В. Тектоника и нефтегазоносность Карпат и прилегающих прогибов. М.: Недра, 1968. 264 с.
4. Добровольская Т. И., Родионова Т. В., Сальман Г. Б. и др. Нефтегазоносность карбонатных комплексов Средиземноморского пояса и возможности поисков залежей нефти и газа в рифогенных образованиях Крыма. — В кн.: Геология и нефтегазоносность рифовых комплексов юга СССР. М., 1978, с. 123—137. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 210).
5. Ископаемые органогенные постройки, рифы, методы их изучения и нефтегазоносность/Королюк И. К., Михайлова М. В., Равикович А. И. и др. М.: Наука, 1975. 236 с.
6. Онческу Н. Геология Румынской Народной Республики. М.: Изд-во иностр. лит., 1960. 520 с.
7. Полухтович Б. М. О литологических ловушках для нефти и газа в оксфордских отложениях юго-запада Молдавии. — Геология нефти и газа, 1963, № 8, с. 38—42.
8. Слюсарь Б. С. Юрские отложения северо-западного Причерноморья. Кишинев: Штиинца, 1971. 247 с.
9. Шарданов А. Н., Мальшек В. Т., Пекло В. П. О корнях грязевых вулканов Таманского полуострова. — В кн.: Геологический сборник. М.: Гостоптехиздат, 1962, с. 53—66. (Тр. КФВНИИ; Вып. 10).

А. В. Ярошенко

**РОЛЬ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКОГО ФАКТОРА  
В ФОРМИРОВАНИИ ПОЗДНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ  
ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЕК  
(на примере северного борта  
Прикаспийской синеклизы)**

Вопрос о природе северного бортового уступа Прикаспийской синеклизы до настоящего времени остается дискуссионным [2]. Отсутствие единой точки зрения ведет к разной ориентации геолого-поисковых работ на нефть и газ на территории северного и северо-западного обрамления синеклизы. Детальный формационный анализ подсолевых раннепермских и позднекаменноугольных отложений, вскрытых глубокими скважинами в пределах северного борта Прикаспийской синеклизы, позволяет сделать предположение о четкой связи тектонических движений этого участка Восточно-Европейской платформы с этапами развития южной части Предуральского прогиба и Уральской геосинклинали.

Палеозойские отложения юго-востока Восточно-Европейской платформы, Предуральского прогиба и его обрамления представлены тремя типами: платформенным, орогенным и геосинклинальным, сменяющими друг друга с запада на восток. Платформенный тип разреза вскрыт скважинами в прибортовой зоне синеклизы — Щучкинской Г-1, Новосергиевской 1, Ташлинской 25 и другими скважинами — и включает терригенно-карбонатную толщу девона и нижнего карбона и карбонатную среднего—верхнего карбона и нижней перми общей мощностью около 3000 м. Для девонских отложений характерно резкое колебание мощностей вплоть до выпадения из разрезов. Так, в центральной части Оренбургского вала терригенные отложения ордовика перекрываются непосредственно карбонатными породами нижнего карбона.

В южной части Предуральского прогиба разрезы палеозоя представлены платформенными и орогенными формациями. Скважины 81, 91 и другие вскрывают платформенные известняки среднего карбона мощностью 130 м, глинисто-кремнисто-карбонатные депрессионные отложения верхнего карбона—нижней перми ( $C_3$ — $P_{1a}$ —23 м), кунгурские соленосные отложения (1500 м и более), красноцветные терригенные отложения ( $P_2$ — $T_1$ —до 3500 м) орогенного типа. Восточнее депрессионные отложения сменяются сероцветными молассами мощностью до 2800—3000 м, и вся толща с более поздними образованиями относится к орогенному типу (см. рисунок).

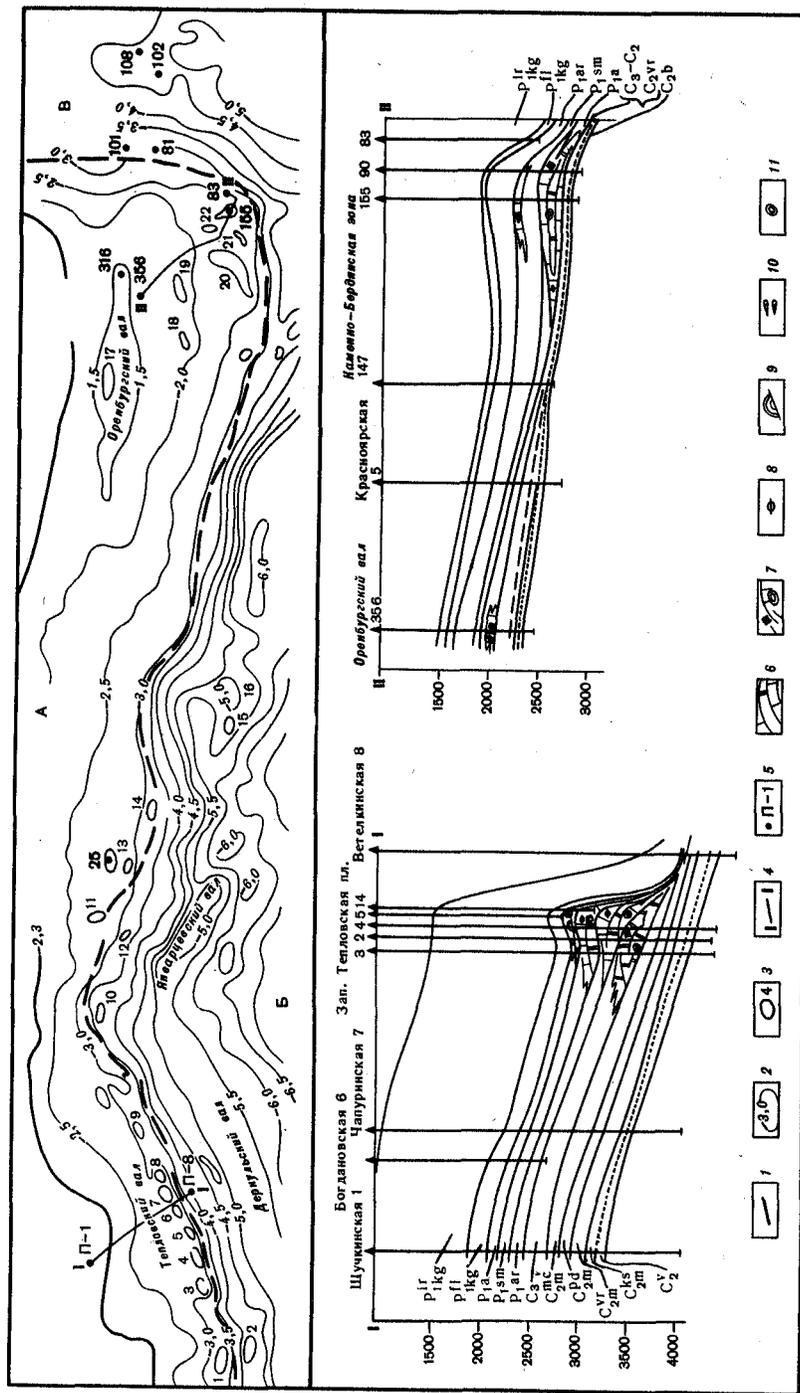
В пределах северного бортового уступа Прикаспийской синеклизы скважины вскрывают отложения не древнее нижнего карбона. Повсеместно вскрытые разрезы нижнего и среднего карбона отличаются сходной литофациальной характеристикой и близкими мощностями отдельных стратиграфических подразделений. Различия появляются только в позднекаменноугольных и раннепермских разрезах, где можно выделить мелководно-шельфовые отложения с нормальными мощностями отдельных стратиграфических подразделений ( $P_{1a}$ — $C_2^d m$  — 885 м, Щучкинская скв. Г-1), отложения более мелководных участков шельфа (бортовые) увеличенной мощности

( $P_{1a}$  —  $C_2^d m$  — 950 м, в Западно-Тепловской скв. П-2) и отложения депрессионные резко уменьшенной мощности ( $P_{1a}$ — $C_2^d m$ (?) — 24 м, в Ветёлкинской скв. П-8) и глинисто-мергелистого состава, почти лишённые фаунистических остатков, особенно бентосных форм [1]. Такая закономерность в смене типов разрезов вкострости простирается северного борта синеклизы наблюдается на Щучкинско-Ветёлкинском пересечении, Кардаилово-Карачаганакском, Оренбургско-Бердянском и Оренбургско-Предуральском (см. рисунок, профили). Дифференциация зон осадконакопления, установленная в послебашкирское время в пределах северной бортовой зоны Прикаспийской синеклизы и южной части Предуральского прогиба, очевидно, связана с заключительным этапом орогенных движений в Уральской геосинклинали. Этот этап продолжался в течение позднего карбона и пермского периода и закончился в разных частях геосинклинали в раннем, среднем и позднем триасе. По сравнению с предшествующими этапами, для него характерно преобладание поднятий над опусканиями.

Стратиграфическое сопоставление разрезов глубоких скважин по кровле башкирского яруса позволяет выделить несколько перерывов в осадконакоплении в пределах изученной территории [3]. Наиболее значительные и региональные для юго-востока Восточно-Европейской платформы — предверейский и предассельский перерывы. Их стратиграфическая амплитуда увеличивается в направлении к Уралу и достигает максимума в районе расположения скважин 81, 101 и 102 на территории Предуральского прогиба. Здесь башкирский ярус, представленный в объеме нижнебашкирского подъяруса (краснополянский горизонт), сложен мелководными органогенными известняками и перекрывается артинскими карбонатными (скважины 81 и 101) и карбонатно-терригенными отложениями (скв. 102) с переотложенной фауной ассельско-сакмарского возраста.

Несколько менее значительных перерывов в осадконакоплении (предкаширский, предсакмарский, предартинский) фиксируется в присводовых частях отдельных тектонических структур более древнего заложения — Ташлинско-Чинаревской зоны поднятий, Оренбургского вала и т. д. В ряде разрезов установлено, что этим перерывам соответствуют зоны интенсивного развития процессов выщелачивания и перекристаллизации, типичных для условий гипергенеза. Так, в скважинах Западно-Тепловских П-2 и П-3 органогенные известняки ассельского яруса перекрывают перекристаллизованные пористые и кавернозные доломиты верхнего карбона с реликтами фауны.

В начале позднего карбона происходит перестройка структурного плана юго-востока Восточно-Европейской платформы, обособляется Предуральская депрессия и начинается формирование северного бортового уступа Прикаспийской синеклизы как морфологически выраженной структуры, соответствующей в современном плане гравиметрической ступени по поверхности подсолевого палеозоя. Зона бортового уступа фиксирует границу распространения разнофациальных типов разрезов — мелководного шельфа и более глубоководных его участков. В пределах северной бортовой зоны Прикаспийской синеклизы по поверхности сейсмического горизонта  $P_1$ , отождествляемого здесь с поверхностью артинского яруса, выделяются крупные валлообразные структуры субширотной ориентировки и унаследованного развития — Тепловский и Оренбургский валы, Чинаревско-Ташлинская зона поднятий и т. д. Подобные валлообразные поднятия — Деркульский, Январцевский, Троицкий и другие — прослеживаются и во внутренней



зоне синеклизы (см. рисунок). Ряд структур изометричной формы связан с развитием процессов биогермообразования, приуроченных к флексуобразной зоне бортового уступа: Цыгановская, Гремяченская, Западно-Тепловская и др. Аналогичные биогермы известны на западном борту южной части Предуральского прогиба (Совхозная, Украинская, Раздольская, Шубинская и др.) и в других районах на юго-востоке Восточно-Европейской платформы. Стратиграфический интервал их распространения ограничивается частью яруса, ярусом или несколькими ярусами.

Оптимальными экологическими зонами для развития биогермов были крылья и присводовые части структур, конседиментационно развивавшихся в течение позднего палеозоя. Так, на Оренбургском валу органогенные постройки описаны в разрезах скв. 316 (нижняя часть касимовского яруса, мощность 40 м) и скв. 356 (верхняя часть касимовского—нижняя часть гжельского, мощность 60 м). На структурах Каменно-Бердянской зоны выделено несколько биогермов ассельского возраста мощностью более 200 м (в скв. 148 Каменной и скв. 155 Бердянской площадей и др.).

В районах Ташлинско-Иртекской группы структур маломощные биогермы установлены в разрезах ассельского и артинского возраста.

Таким образом, сопоставление разрезов верхнего палеозоя позволило выявить в пределах изученной территории районы с различным тектоническим режимом, который контролирует процессы осадконакопления и, в частности, биогермообразования. Наиболее длительным процесс биогермообразования был в пределах северного борта синеклизы и в западной части Предуральского прогиба. Он охватывает временной интервал от позднего карбона (C<sub>3</sub>) до раннеартинского времени. Поэтому здесь сформировались органогенные постройки большой мощности (до 500—600 м) — рифы с морфологически выраженным гребнем по поверхности артинских отложений и набором фаций, характерных для подобных структур. К структурам такого типа приурочены известные в данном районе месторождения нефти и газа.

В тех районах, которые испытывали неоднократные тектонические инверсии, развивались биогермы и биостромы небольшой мощности и ограниченного стратиграфического распространения. Как правило, органогенные постройки такого типа осложняют флексуры и валообразные поднятия более древнего заложения. Поэтому биогермы и биостромы следует рассматривать как поисковый признак при выявлении зон палеоподнятий.

Структурная схема северной бортовой зоны Прикаспийской синеклизы и прилегающих территорий по горизонту P<sub>1</sub> (кровля P<sub>1a</sub>)

А — юго-восточный склон Восточно-Европейской платформы, В — Прикаспийская синеклиза, В — Предуральский прогиб; 1 — бортовой уступ Прикаспийской синеклизы по поверхности P<sub>1a</sub>; 2 — изогипсы по поверхности сейсмического горизонта П<sub>1</sub> (кровля P<sub>1a</sub>); 3 — структуры; 4 — профили; 5 — глубокие скважины; 6 — биогермные известняки и доломиты; известняки: 7 — мшанково-тубифитовые, 8 — мелкофораминиферовые, 9 — строматолитовые, 10 — коралловые, 11 — онколитовые; структуры: 1 — Цыгановская, 2 — Первосветская, 3 — Ульяновская, 4 — Гремячинская, 5 — Переметнинская, 6 — Западно-Тепловская, 7 — Тепловская, 8 — Восточно-Тепловская, 9 — Усовская, 10 — Павловская, 11 — Чинаревская, 12 — Рожковская, 13 — Ташлинская, 14 — Иртекская, 15 — Предуральская, 16 — Карачаганакская, 17 — Аксайская, 18 — Караданловская, 19 — Черниговская, 20 — Комаровская, 21 — Каменная, 22 — Соль-Илецкая, 23 — Бердянская, 24 — Копанская, 25 — Шубинская, 26 — Раздольская, 27 — Украинская, 28 — Чебеньковская, 29 — Совхозная

## ЛИТЕРАТУРА

1. Гибишман Н. Б., Ярошенко А. В. Разрез подсолевых палеозойских отложений Прикаспийской синеклизы по скв. П-8 Ветёлкинская (Уральская обл.): Экспресс-информация М., 1978, с. 7—13. (Нефтегазовая геология и геофизика; № 5).
2. Грачевский М. М., Калинин Н. А., Чепелюгин А. Б. Направление и методика поисково-разведочных работ на газ и нефть на нижнепермском рифовом борту Прикаспийской впадины. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1971, № 12.
3. Макарова С. П., Шапова Н. П., Короткова Е. И., Осипенко Н. Г. и др. О перерывах в осадконакоплении в районе Оренбургского вала. Саратов: Приволж. кн. изд-во, 1975, с. 50—53. (Тр. ЮУО ВНИГНИ; Вып. 3).

УДК 551.133.3:552.54:553.041 (477.8)

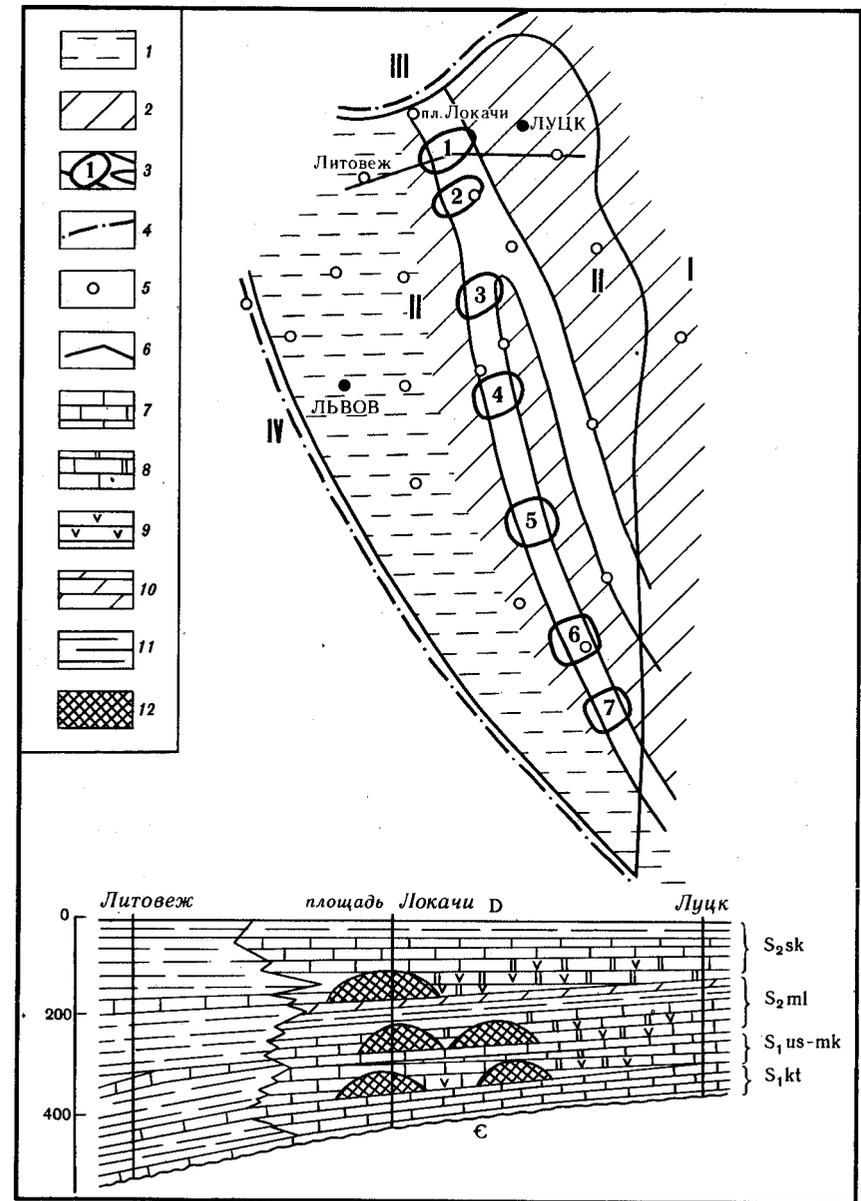
В. И. Юшкевич, Я. М. Сандлер, В. А. Котык,  
Л. Ф. Берзинская, Л. Я. Пашковская, Б. Б. Заволянский

### СИЛУРИЙСКИЕ РИФЫ ЛЬВОВСКОГО ПРОГИБА И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В комплексе осадочных образований Волыно-Подольской окраины Русской платформы и Предкарпатского прогиба широко развиты карбонатные породы, среди которых значительная роль принадлежит известнякам органического происхождения. Последние приурочены здесь к отложениям нижнего и верхнего силура, верхнего девона, нижнего карбона, верхней юры, мела и неогена. Интерес к силурийским отложениям Львовского палеозойского прогиба, равно как и к юрским отложениям Предкарпатского прогиба, определяется в настоящее время тем, что в их составе установлены рифовые постройки, с которыми связываются перспективы нефтегазоносности этого региона. К тому же рифы находятся на небольших глубинах (1200—2000 м) и в них отмечены нефтегазопроявления, а в конце 1979 г. на Волыно-Подоллии (площадь Локачи) над органическими постройками силура в отложениях среднего девона выявлены промышленные залежи газа.

Отложения силурийской системы мощностью от 300 до 900 м развиты во Львовском прогибе повсеместно. Они трансгрессивно лежат либо на породах ордовика, либо кембрия и согласно перекрываются отложениями нижнего девона. Изучение литолого-фациального состава силура показало приуроченность рифовых построек к зоне, примыкающей к Радехов-Рогатинскому нарушению, к западу от которого отмечается резкое погружение фундамента, что отразилось на литолого-фациальном составе осадочных пород: мелководно-морские шельфовые осадки сменяются более глубоководными образованиями.

В общем комплексе пород силура разрез восточной части Львовского прогиба сложен различными типами известняков и доломитов; в западной части преобладают аргиллиты. Граница двух фациальных зон, где происходит смена карбонатного типа разреза глинистым, проходит вблизи населенных пунктов Литовеж, Новый Витков, Бережаны, Завадовка, Черновцы. Рифовые постройки выявлены в известняково-доломитовой толще на трех стратиграфических уровнях, приуроченных к скальскому, малиновецкому и мукшинско-устьевскому горизонтам; они пересекают весь Львовский прогиб с севера на юг, простираясь на 300 км от Владимир-Волынска до Черновца. Рифы образуют две ветви, которые к юго-востоку от площади Локачи несколько расходятся (см. рисунок). Пока еще не выяснено, протягиваются ли



Схематическая карта и профиль распространения рифов в отложениях силура Львовского прогиба

I — западный склон Украинского щита; II — Львовский прогиб; III — Волинский выступ; IV — Рава-Русская зона палеозойской складчатости; образования: 1 — глубоководные, 2 — мелководно-морские и лагунные; 3 — предполагаемые полосы развития силурийских рифов с контурами перспективных площадей: 1 — Локачи, 2 — Горохов, 3 — Немилев-Лопатин, 4 — Золочев, 5 — Бережаны, 6 — Подгайцы, 7 — Беремяны; 4 — тектонические нарушения; 5 — скважины; 6 — линия профиля; 7 — известняки; 8 — доломиты и доломитизированные известняки; 9 — ангидриты; 10 — мергели; 11 — аргиллиты; 12 — рифовые постройки; горизонты: sk — скальский, ml — малиновецкий, us-mk — устьевский — мукшанский, kt — китайгородский

они сплошными полосами или это цепочка небольших по размеру отдельных построек. Западная ветвь (полоса) проходит через населенные пункты Локачи, Золочев, Бережаны, Бучач, Черновцы, восточная тянется от площади Локачи на населенные пункты Заложцы, Дарахов, Хмелевка.

Рифовые постройки сложены светло-серыми, кремовато-серыми и серыми органогенными известняками и вторичными доломитами с реликтами органогенной структуры; они мелко- и крупнокристаллические, массивные, кавернозные, с незначительной примесью глинистого материала, с обилием кораллов, строматопор, водорослей, мшанок, криноидей, брахиопод. Основные строители рифов — кораллы, строматопоры и водоросли. Состав органических остатков, формировавших риф, различный в разных его частях.

В одной части (на западе) рифы скальского горизонта криноидно-водорослевые, в другой (центральной) — кораллово-строматопорово-водорослевые и водорослево-криноидные. Известняки, слагающие тело рифа, характеризуются высокими электрическими сопротивлениями, наличием пористо-проницаемых зон и низкой радиоактивностью. Постройки сформировались в переходной полосе континентального уступа, их ширина 5—7 км, высота 50—60 м. Они представляли барьер, отделявший типично лагунные образования на востоке, сложенные сульфатизированными доломитами с прослойками аргиллитов, мергелей и ангидритов, от морских депрессионных отложений из комковатых известняков, переходящих к западу в аргиллиты с граптолитами. Все литологические разновидности хорошо прослежены по многим скважинам площади Локачи, по профилю Литовеж—Локачи—Луцк (см. рисунок), а также по профилю Подгайцы—Коропец. При этом бассейновый склон более крутой, с углами падения 10—15°, а лагунный — пологий. Такие факторы, как развитие рифовых, лагунных и морских образований, асимметричное строение и полосовая литофациальная зональность, подтверждают барьерный характер рифов Львовского прогиба.

С рифовыми постройками связаны прямые и косвенные признаки нефтегазоносности; они обладают хорошими коллекторскими свойствами. Почти повсеместно в биогермных известняках и доломитах площадей Локачи, Подгайцы, Коропец—Пышковцы отмечается битуминозный запах, в кавернах и трещинах наблюдались примазки и включения окисленной и жидкой нефти, а отдельные интервалы в несколько метров были полностью пропитаны (насыщены) нефтью. При прохождении рифогенных пород неоднократно происходило разгазирование глинистого раствора с резким падением его удельного веса (скв. 15, площадь Локачи и скв. 1, площадь Бучач и др.). Нефтепроявления в скальском горизонте площади Локачи отмечались в скважинах 5, 6, 12, 15, 22; обильные проявления приурочены к малиновецкому горизонту в скв. 10 (интервал 1398—1425 м), скв. 15 (интервалы 1399—1407 и 1418—1423 м); менее значительные проявления в породах этого горизонта отмечены в скв. 5 (интервал 1375—1379 м) и скв. 8 (интервал 1302—1318 и 1332—1360 м). В устьевско-мушкинском горизонте нефтепроявления отмечались в скв. 15 (интервал 1447—1437 м). При опробовании пластоиспытателем скальского горизонта в скв. 12 с интервала 1350—1483 м получен небольшой приток нефти. Незначительный приток нефти также получен из малиновецкого горизонта в скв. 10 (интервал 1383—1404 м) и скв. 15 (интервал 1410—1442 м), а выделявшийся метановый газ горел на устье скважины. Нефти, приуроченные к барьерным рифам центральной части площади Локачи (скважины 10, 12, 15), — светло-желтого цвета,

сильно загазированные, легкие (уд. вес 0,82—0,85), с большим содержанием масел, от мало до сильно парафинистых (2,9—19,7%). К северо-востоку, в скважинах 5 и 8 нефти темно-коричневого цвета, окисленные.

В биогермных известняках и доломитах развита первичная и вторичная пористость; первая — обусловлена пустотами внутри организмов и между ними, вторая — связана с процессами доломитизации, выщелачивания и тектоническими подвижками пород (каверны, трещины и др.). По лабораторным исследованиям рифовые породы относятся к микро- и макрокавернозным коллекторам, у которых открытая пористость достигает 7,8—10%, проницаемость — до 46,9 мД. Лучшими емкостными способностями обладают рифовые постройки малиновецкого горизонта, претерпевшие более интенсивные вторичные изменения (доломитизация, выщелачивание). Положительная оценка перспектив нефтегазоносности органогенных построек Львовского прогиба и возможность открытия в них промышленных залежей углеводородов базируются на сумме факторов, включающих, во-первых, благоприятные структурные особенности, во-вторых, наличие нефтегазопроявлений и получение небольших притоков нефти (пока на одной площади Локачи) и, в-третьих, развитие коллекторов и непроницаемых покрышек.

Наиболее перспективные и соответственно первоочередные объекты для проведения геолого-поисковых работ — Локачинский, Гороховский, Немилоско-Лопатинский, Золочевский, Бережанский, Подгайцевский и Береманский участки (см. рисунок), а также выделенный в последнее время Хобултово-Туминский на севере Львовского прогиба у Владимир-Вольнского разлома. Располагаясь в пределах западной полосы развития рифов, они представляют различного рода ловушки, сформировавшиеся за счет пересечения рифовой полосы с выступами фундамента, поперечными валами, флексурными изгибами и др. На этих участках наряду с рифовыми постройками интерес в отношении нефтегазоносности представляют как подстилающие (кембрийские), так и перекрывающие (девонские) отложения. Не исключено, что Локачинское газовое месторождение генетически связано с рифами силура. В связи с этим, на каждом из выделенных участков рекомендуются детальные сейсмические исследования методом ОГТ и бурение пяти-шести структурно-поисковых скважин глубиной от 1500 до 2000 м со вскрытием отложений кембрия. Для более эффективного ведения поисково-разведочных работ необходимо в каждой скважине изучить и оценить весь комплекс перспективных отложений.

*В. Н. Щербаков, А. Н. Муравьев, М. Л. Хацкель,  
Н. И. Кононов, В. А. Макаров, С. И. Филин,  
В. С. Коваленко*

## **РИФОГЕННЫЕ ОБРАЗОВАНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮГА РУССКОЙ ПЛИТЫ**

Основной объект исследований при поисках нефти и газа на южных окраинах Русской плиты в пределах Ростовской области — мощная карбонатная формация нижнего—среднего карбона. Образования формации трансгрессивно залегают на поверхности добайкальского кристаллического фундамента, имеющего сложное блоковое и погружающегося в южном и юго-восточном направлениях от —1 км на севере до —5 ÷ —6 км на юге в зоне сочленения с Донецкими варисцидами.

Разрез осадочного чехла на южных окраинах плиты начинается слоями карбонатной формации, развитой почти по всей территории региона. Лишь на западе и юго-западе территории формация сменяется разновозрастной толщей карбонатно-терригенных осадков. Стратиграфический диапазон карбонатного комплекса включает отложения нижнего карбона в составе турнейского, визейского и серпуховского ярусов, а также подошвенные горизонты башкирского яруса среднего карбона. Стратиграфическая полнота разреза карбонатной формации закономерно увеличивается в северном направлении. Глубина залегания кровли формации изменяется от 100 м на севере в районах свода Воронежской антеклизы до 2500—3500 м на юге у системы Северно-Донецких надвигов.

Мощность пород карбонатной формации, по данным бурения и сейсморазведочных работ, изменяется в широких пределах (100—1000 м), достигая максимума в зоне Краснорецких сбросов и резко уменьшаясь в юго-западной части региона, где происходит замещение карбонатных фаций платформенного типа терригенными и терригенно-карбонатными фациями донбасского типа.

Накопление образований карбонатной формации началось в турнейский век и происходило в условиях тектонической активизации режима осадконакопления вплоть до окского времени. Обильный привнос терригенного материала отмечается в нижних горизонтах карбонатной толщи почти повсеместно. Результаты геохимических и палеотермобарических исследований позволили отнести нижнюю часть визейского яруса к нефтегазопроизводящим толщам, погружавшимся на глубины, соответствующие условиям главной фазы нефтегазообразования.

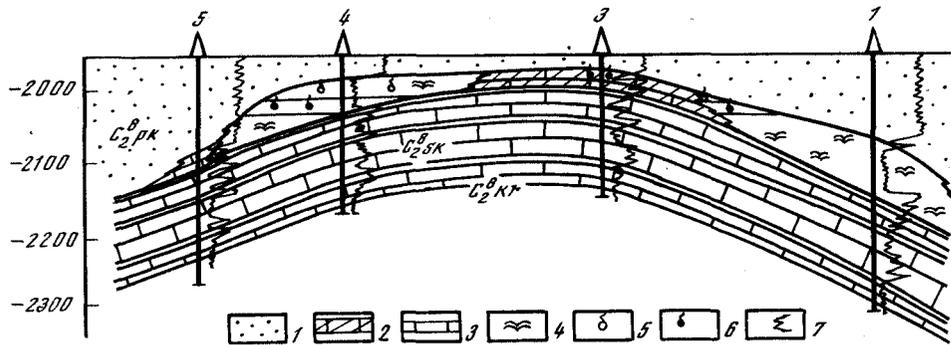
К концу окского времени на рассматриваемой территории наступает этап тектонической стабилизации, резко сокращается привнос терригенно-обломочного материала, начинается интенсивное карбонатонакопление в исключительно благоприятных условиях, о чем свидетельствует обилие колониальных кораллов и разнообразных рифостроителей. Формирование биогермов в начале серпуховского века происходило в условиях переходной зоны на границе мелководного и глубоководного бассейнов. Многочисленные результаты комплексного фациального анализа, выполненные А. Е. Лукиным, свидетельствуют о развитии в серпуховско-красно-

полянское время единого ряда рифогенных фаций. Органогенные постройки образовали обширные по площади и протяженности тела. Характер пространственного размещения рифогенных фаций свидетельствует о контроле рифогенным массивом границей зоны платформенного шельфа.

Своеобразная выпуклая форма рифа и выклинивание синхронных отложений в своде поднятий прослеживаются на временных разрезах МОГТ через Серебрянскую, Дубовскую, Власовскую и другие структуры западной части региона. Тщательная интерпретация промыслово-геофизических исследований позволила авторам выделить в осадочном разрезе тело серпуховско-краснополянского барьерного рифа, залегающего в толще слабопроницаемых глинисто-карбонатных пород. Риф характеризуется асимметричной формой и развит в узкой полосе двух-трех малоамплитудных сбросовых ступеней фундамента (Краснорецкой и Веселогоровской). Ширина рифовой зоны в западной части региона 10—16 км, протяженность — десятки километров, мощность рифа — 170—210 м. На юге региона зона рифа ограничена опущенным крылом Краснорецкого сброса, на севере — зоной развития зарифового лагунного шельфа (скв. 41, Каюковская площадь). В области зарифового лагунного шельфа в серпуховско-краснополянское время происходило накопление синхронных карбонатных пород, обогащенных терригенным материалом. Осадки предрифового шельфа значительно разнообразнее: в юго-западной части региона отмечаются глинисто-карбонатные и терригенные фации, в южной — карбонатные плотные глинистые осадки с редкими прослоями песчаников. Серпуховско-краснополянский риф сложен практически полностью известняками, реже отмечаются вторичные доломиты. Известняки обильно инкрустированы мозаичным кальцитом, со следами оползания обломков рифостоящих организмов, часто коралловые, кавернозные. При испытании поисковых скважин из комплекса получены мощные притоки высокоминерализованных пластовых вод дебитом до 600 м<sup>3</sup>/сут (скв. 1, Тишкинская площадь).

В нижнебашкирское время палеогеографическая обстановка в регионе существенно не меняется, лишь на юге в результате продолжающегося ступенчатого погружения бассейна происходит накопление терригенных фаций. В центральных и северных районах территории имеет место карбонатонакопление с формированием локальных рифогенных тел. Поисковыми работами в своде конседиментационного Глубокинского поднятия в северокельтменских карбонатных фациях выявлено рифогенное тело мощностью до 70 м. Образование рифа происходило в своде поднятия, с накоплением на предрифовом шельфе синхронных глинистых пород. В области зарифового шельфа разновозрастные отложения представлены карбонатно-глинистыми, слоистыми породами кровли карбонатной формации.

В процессе дальнейшего осадконакопления отмечается постепенное расширение морского бассейна со стороны Донецкой геосинклинальной области на север региона. В направлении шельфа происходит и пространственное смещение более молодых рифогенных фаций. В прикрасное время на склонах Тишкинской антиклинали формируется атолллоподобный риф кольцевого типа размерами 6×3 км и мощностью до 70 м (см. рисунок). Рифогенные образования представлены органогенными



Геологический профиль Тишкинского среднекаменноугольного атоллоподобного рифа. Составил В. А. Макаров

1 — аргиллиты; 2 — глинистые известняки; 3 — известняки; 4 — рифовые известняки; 5 — газ; 6 — нефть; 7 — кривая ГК; горизонты: C<sub>2рк</sub> — прикаспийский, C<sub>2ск</sub> — северокетменский, C<sub>2кк</sub> — краснополянский

известняками, сильно трещиноватыми и кавернозными. Синхронные рифовому комплексу лагунные осадки сложены карбонатно-глинистыми породами и имеют значительно меньшую мощность. Исследования емкостных параметров рифогенных образований свидетельствуют о том, что открытая пористость коллекторов составляет 5—20%, а проницаемость — 40—150 мД. В скв. 4 Тишкинской площади при испытании из интервала 2080—2126 м рифового массива в открытом стволе получен приток газа и нефти.

Развитие аналогичных рифогенных образований на территории юга Русской плиты следует ожидать и в висячих блоках Краснорецкого, Веселогоровского, Тарасовского и других протяженных конседиментационных сбросов субширотного простирания, осложняющих фациальную обстановку накопления карбонатной формации.

Анализ нефтегазоносности пород карбонатной формации свидетельствует о том, что все опосредованные рифогенные образования (Тишкинский и Глубокинский) содержат значительные запасы газа и нефти, представляют собой наиболее емкие коллекторы со сложным порово-кавернозным типом пустотного пространства. Выделенные органогенные постройки характеризуются различной взаимосвязью со структурным строением вышележащих пород. В терригенном комплексе верхнебашкирских отложений над рифовыми телами, как правило, образуются типичные структуры уплотнения с последующим выполаживанием в осадках московского яруса. Залежи структур уплотнения представляют собой интерес — заключенные в них запасы нефти и газа могут в несколько раз превышать запасы рифа. Характерный пример — мощный фонтан газа, полученный из структуры уплотнения над Тишкинским атоллоподобным рифом. Дебит газа в скв. 4 из пласта песчаника (интервал 1678—1716 м) составил 460 т м<sup>3</sup>/сут.

Резюмируя изложенное, необходимо отметить широкое развитие рифогенных образований в карбонатной формации нижнего — среднего карбона южных окраин Русской плиты и высокие перспективы нефтегазоносности разновозрастных рифов.

Тщательный анализ совокупности геологического материала позволил выделить основные поисковые направления выделения рифогенных тел.

1. Научное обоснование пространственного размещения рифогенных фаций.

2. Комплексные сейсмические исследования с выделением зон резко структурного несоответствия, существенного изменения мощностей и появления зоны потери корреляции в сейсмических материалах. Существенной информативностью также обладают промыслово-геофизические исследования, а также высокоточная гравиметрия и электроразведочные методы (ЗСБЗ).

Разработка и внедрение новых методов ведения поисково-разведочных работ и выявления рифов позволят существенно увеличить прирост запасов углеводородов в пределах рассматриваемой территории.

УДК 553.98.041

В. П. Шебалдин

### РИФОГЕННЫЕ СИСТЕМЫ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ (данные сейсморазведки)

Сейсморазведка МОВ—ОГТ — ведущий поисковый метод, который несколько лет назад начал обнаруживать, а к настоящему времени протрассировал по всему периметру Прикаспийской впадины разновозрастные рифовые системы типа краевых и барьерных рифовых сооружений, а также атоллов и одиночных рифов и осуществляет подготовку к бурению локальных вершин рифового гребня и отдельных рифов. Этому также помогает высокоточная гравиразведка. Сейчас в Саратовской, Волгоградской, Гурьевской и Уральской областях выявлено более 100 рифовых объектов, в Оренбургской и Актюбинской областях такие объекты намечаются.

Формирование в верхнепалеозойское время глубоководной Прикаспийской впадины при некоторых других факторах способствовало образованию почти по всему ее обрамлению на краю карбонатного шельфа рифовых систем (РС), состоящих из краевых и барьерных рифов. Геофизическими методами и бурением они относительно лучше изучены в северо-западном обрамлении впадины [3].

#### Некоторые особенности расположения и формирования рифовых систем

В палеозойском циклическом разрезе шельфа впадины рифовые фации стратиграфически четко отвечают центральному элементу крупных циклов (максимуму трансгрессии): франскому, фаменско-турнейскому, визейско-башкирскому, московско-оренбургскому и пермскому. Общее для рифовых систем — непрерывный характер их развития и четкая латеральная изменчивость фаций вкост бортовой зоны впадины. Для них характерны максимальные мощности карбонатных комплексов благодаря активному росту рифов и резкое сокращение этой мощности в сто-

рону глубоководного бассейна с образованием крутого седиментационного уступа (рифового тренда).

Однако рифовые системы северо-западного и северного платформенного склона впадины существенно отличаются от таких систем южного и юго-восточного пригеосинклинального склона. Первые имеют регрессивный характер формирования, т. е. мигрируют со временем в сторону впадины по мере наращивания шельфа, при этом в регрессивную фазу цикла происходит частичная компенсация впадины глинисто-карбонатным (в кунгуре галогенным) материалом с образованием клиноформы у седиментационного уступа. Краевые и барьерные рифы — это узкие (200—1000 м) в поперечнике линейные сооружения (мощность рифа составляет 400—1000 м), однако превышение гребня рифа над поверхностью зарифовых отложений редко бывает более 100 м (Котовский, Карпенский, Западно-Тепловский). Простираение рифовых систем контролируется тектоническими структурами Волго-Уральской антеклизы. Над рифовым гребнем и его отдельными вершинами, как правило, формируются структуры облекания и уплотнения. В лагунной части нередко обнаруживаются одиночные биогермы, а в глубоком бассейне встречен рифовый атолл (Карачаганак).

Для рифовых систем пригеосинклинального склона характерно трансгрессивное смещение их в сторону варисцид, в связи с чем со стороны впадины отсутствуют терригенные клиноформы. Развитие рифовых фаций в непосредственной близости к зоне сочленения Прикаспийской плиты с тектонически активными варисцидами положительным образом повлияло на образование весьма крупных рифовых сооружений. Длительное развитие Астраханско-Актюбинской цепи выступов фундамента привело к активному росту и широкому распространению рифов в пределах Астраханского и Приморского сводов.

При общем линейном расположении рифовых трендов [2] в пределах унаследованно развивавшихся сводов формировались крупные рифы. Так, по периметру Приморского свода образовался Северо-Каспийский мегаатолл, состоящий из столовых рифов (Приморский, Королевский, Тенгизский, Огайский) площадью по 100—400 км<sup>2</sup> при амплитуде их до 1000 м [1].

#### Поиски рифов по сейсмическим и гравиметрическим данным

Пермский рифовый тренд был выделен в качестве основной гравитационной ступени Прикаспийской впадины при региональных гравиметрических наблюдениях. Перепад значений в 15—30 мгл создавался за счет резкого сокращения мощности каменноугольно-пермских карбонатов и соответственного увеличения мощности менее плотных отложений кунгурской соли и пермотриаса. Выделить положение верхнедевонского-турнейского и визейско-нижнебашкирского рифового тренда (Саратовская область) удалось только на материалах высокоточной гравиразведки (сечение между изоаномалами 0,25 мгл). Видимо, аномальный эффект создается за счет структур уплотнения, но это не очевидно. С целью повышения эффективности гравиразведки сейчас проводится дублирование сейсмических профилей гравиразведкой с шагом наблюдений

100 м в зоне рифов, что позволяет в два-три раза повысить точность измерений при поисках вершин рифового гребня.

Поиски подсольевых рифов в южноэмбенском секторе впадины затруднялись искажающим влиянием контрастного солянокупольного этажа. Успешным оказалась комплексная интерпретация гравиметрических данных по сейсмическим профилям, основанная на принципе итерации. В результате интерпретации оказалось, что высокоамплитудным карбонатным массивам отвечают пониженные значения плотностей, что правомерно для рифов Южной Эмбы.

На временных разрезах, секущих рифовые системы на северо-западе впадины, отмечается ряд признаков, характерных для рифов.

1. Компенсирующая глинисто-карбонатная клиноформа (уметско-линевская, малиновская, мелекеская), примыкающая со стороны Прикаспийского бассейна к рифовому тренду и образующая в разрезе так называемый сейсмический клин. Соответственно резкое сокращение в мощности карбонатной толщи с образованием уступа.

2. Антиклинальные структуры — структуры облекания и уплотнения над приподнятыми частями рифового гребня.

3. Максимальные мощности карбонатных отложений в пределах рифового тренда и сокращенные мощности отложений, перекрывающих рифы.

4. Для зоны рифов характерны наклоненные оси синфазности и дифрагированных волн.

5. Затухание регулярной записи в теле рифа.

6. Ухудшение корреляции отражающих горизонтов под рифом.

Несмотря на сложный характер волнового поля бортовой зоны, рифы на временных разрезах устанавливаются достаточно надежно.

На юго-восточной окраине впадины сейсморазведкой наиболее изучены рифы Южной Эмбы.

Выделение рифов по Северо-Каспийскому мегаатоллу осуществлялось по нескольким признакам.

1. Резкое сокращение амплитуды карбонатного массива по нижним отражающим горизонтам. Если по поверхности этого массива (горизонт II<sub>1</sub>) амплитуда составляет 350—1000 м, то по нижележащим горизонтам амплитуда сокращается в несколько раз.

2. Затухание регулярной записи в толще рифового массива.

3. Общее сокращение мощности карбонатной толщи в сторону глубокого бассейна.

Однако без знания условий осадконакопления и палеогеоморфологии поиск рифов только на основании установленных признаков оказывается малоэффективным.

В настоящее время по северо-западу впадины сейсморазведкой ведется подготовка к бурению отдельных вершин рифового гребня и одиночных рифов в отложениях карбона и девона. Используются цифровые сейсмостанции «Волжанка-А», работы ведутся с 24-кратным перекрытием, плотность сейсмических профилей достигает 3 лог. км/км<sup>2</sup>. Обработка ведется по современным комплексам программ обработки (СЦС—3) с применением программ прогнозирования геологического разреза. Но существующего технико-методического и программно-алгоритмического обеспечения для качественного решения задач подготовки рифовых объектов пока еще недостаточно.

## Перспективы нефтегазоносности рифовых систем

Рифовая природа выявленных сейсморазведкой сооружений подтверждена бурением и результатами литолого-фациального анализа по ряду объектов. Несмотря на сложный характер волнового поля, сейсморазведка успешно справляется с подготовкой рифов к постановке бурения (коэффициент достоверности по 40 введенным в бурение объектам составляет 0,8).

В пределах рифовых систем выделяются рифовые ловушки двух основных типов: палеогеоморфологические и структурно-палеогеоморфологические. Объем ловушки первого типа определяется превышением рифа над зарифовыми отложениями. Именно к такому типу ловушек приурочены месторождения, открытые в рифовых системах северо-западного обрамления. Отсутствие зарифовой запирающей фации резко уменьшает объем ловушки.

Все обнаруженные залежи сосредоточены в апикальных частях вершин рифового гребня либо в надрифовой структуре облекания. С вершинами рифового гребня связано нефтяное Котовское месторождение во Франской рифовой системе (перспективы его выше благодаря участию структурного фактора), Павловско-Милорадовское и Западно-Тепловское в нижнепермской рифовой системе. Со структурами облекания над пермским и фаменско-турнейским рифовыми сооружениями связаны нефтегазовые месторождения в Саратовской области. Все месторождения, за исключением Котовского, относятся к мелким.

Более перспективными представляются структурно-палеогеоморфологические ловушки юго-восточного обрамления. В нижнебашкирском рифовом комплексе открыто крупное газовое месторождение на Астраханском своде. В пределах Приморского свода поисковое бурение ведется на двух рифах Северо-Каспийского мегаатолла: Тенгизском и Приморском. Эти рифы выделяются крупными размерами, площадь каждого из них превышает 400 км<sup>2</sup>, а амплитуда достигает 1000 м. На Приморском рифе при вскрытии скв. 13 на площади Тажигали нижнебашкирских отложений (интервал 3797—3819 м) получен фонтан газа абсолютно свободным дебитом до 1 млн. м<sup>3</sup>/сут с нефтью. При вскрытии подсолевых нижнебашкирских отложений на Тенгизском рифе скв. 1 (интервал 4055—4084 м, вскрыто всего 29 м) получен приток нефти дебитом 432 м<sup>3</sup>/сут.

Приведенные данные подтверждают перспективы нефтегазоносности рифовых систем Прикаспийской впадины. Изучение их геофизическими методами и бурением становится главным поисково-разведочным направлением. Результаты работ требуют необходимости увеличения объемов разведочного бурения на рифы впадины и более всего на рифы ее юго-восточной и южной части.

Для повышения эффективности сейсмических исследований необходимо применение узконаправленных по частотным характеристикам систем регистрации и обработки с целью повышения разрешенности сейсмической записи и дальнейшее совершенствование программ прогнозирования геологического разреза.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Грачевский М. М., Шебалдин В. П., Кучерук Е. В. и др. О потенциально нефтегазоносном Северо-Каспийском мегаатолле: Экспресс-информация. М.: ВНИИОЭНГ, 1978. (Нефтегазовая геология и геофизика, № 14).
2. Соколов В. Л., Силантьев Ю. Б., Хвилевичкий М. О. Повышение эффективности картирования подсолевой карбонатной толщи в восточной части Прикаспийской впадины. — Геология нефти и газа, 1979, № 10, с. 11—18.
3. Шебалдин В. П., Пахомов И. Б., Русецкая Н. Н. Особенности геологического строения северо-западного обрамления Прикаспийской впадины в связи с перспективами нефтегазоносности: Экспресс-информация. М.: ВНИИОЭНГ, 1976, с. 9—12 (Нефтегазовая геология и геофизика, № 5).

УДК 553.98(-02):551.762.31:552.54(575.16+575.192)

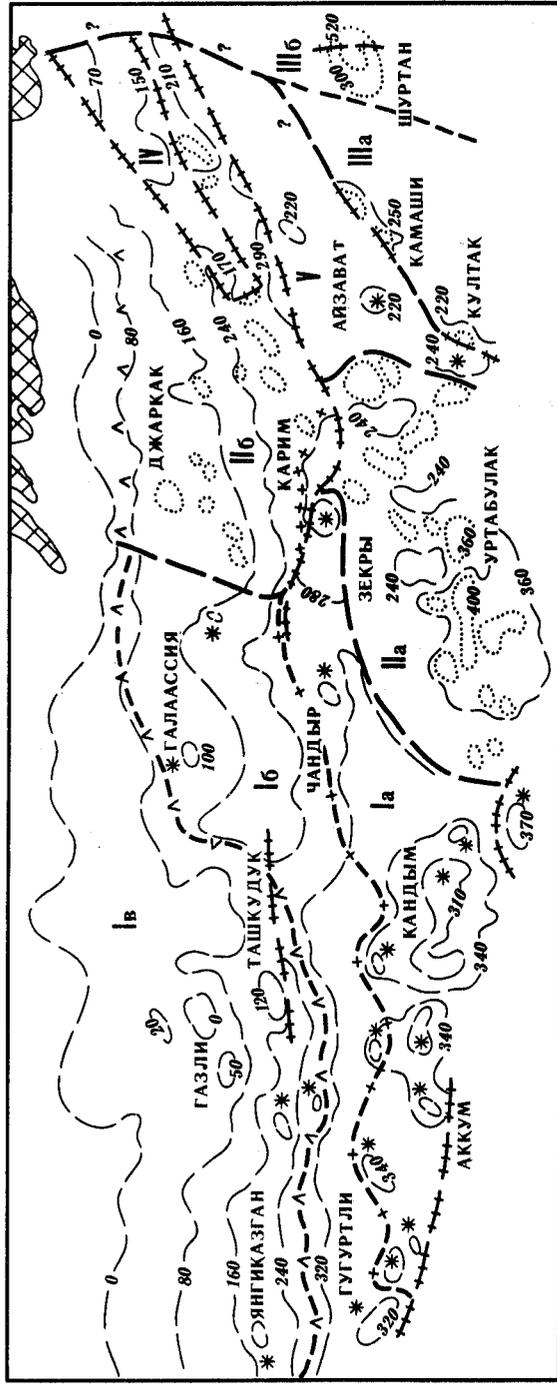
*А. Х. Нугманов, Е. Н. Жданова*

## НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ БУХАРО-ХИВИНСКОГО РЕГИОНА (в верхнеюрской карбонатной толще)

В настоящее время на картах нефтегеологического районирования в пределах Бухаро-Хивинского региона выделены или одна область, подразделенная на районы (Бухарскую и Чарджоускую) и участки, или две области (Бухарская и Чарджоуская) и ряд районов в них, соответствующие участкам первого варианта. Однако по сути эти районирования не различаются между собой. Вместе с тем в применяемом районировании все границы районов и участков полностью совпадают с границами поднятий и прогибов, выделенных на Бухарской и Чарджоуской тектонических ступенях. Таким образом, нефтегеологическое (как и тектоническое) районирование Бухаро-Хивинского региона основано на распределении мощности неоген-четвертичных отложений и размещении современных крупных разломов, развивавшихся, возможно, с перерывами в течение мезозойско-кайнозойского времени.

Рассмотренный подход к нефтегеологическому районированию оставляет практически без внимания всю донеогеновую историю геологического развития региона, в том числе и на этапе от времени накопления продуктивных толщ до завершения в них региональной эмиграции углеводородов. Это обстоятельство приводит к тому, что существующее «нефтегеологическое» районирование не отражает перспектив нефтегазоносности продуктивных комплексов районов и зон. Так как нефтегеологическое районирование должно охарактеризовать перспективу каждой зоны, нами была разработана новая методика [1]. Она основана на определении генетического типа ловушек, сформировавшихся в продуктивном комплексе до завершения региональных эмиграционных процессов и других параметров.

Необходимость нефтегеологического районирования, основанного на генетическом типе ловушек, обусловлена также и тем, что антиклинальные ловушки, сформировавшиеся в неоген-четвертичный этап в карбонатной толще Бухаро-Хивинского региона на участках с моноклиналь-



Карта нефтегеологического районирования Бухаро-Хивинского региона к этапу завершения юрского осадконакопления  
 I — границы нефтегеологических районов (I—III) и самостоятельных зон (IV, V); 1 — Газли-Кандымский, II — Уртабулак-Мубарекский, III — Южно-Бешкент-Шуртанский, IV — Азляртепинская, V — Айзаватская; 2 — границы зон внутри районов: Ia — Аккум-Зекринская, Ib — Гугуртли-Рометанская, IIa — Янгиказган-Ташкудукская, IIb — Уртабулакская, IIIa — Мубарекская, IIIb — Южно-Бешкентская, IIIc — Шуртанская; северная граница кимеридж-титонских отложений: 3 — ангидритов, 4 — солей, 5 — тектонические нарушения, проявившиеся в верхнеюрский этап; 6 — изопахиты продуктивной карбонатной толщи среднекелловей-кимериджского возраста: ловушки; 7 — конседиментационные, 8 — облекания

ным ее залеганием, практически все оказались непродуктивными. Из 47 опоскованных структур только в одной выявлена небольшая залежь газа. Наряду с этим ловушки, возникшие в верхнеюрское время, продуктивны в 47 случаях из 59.

В соответствии с новой методикой были проанализированы мощности отдельных секций осадочного разреза верхней юры — палеогена. Установлено, что на территории Бухаро-Хивинского региона имеются три типа изменения мощности карбонатных пород верхней юры на локальных участках: сокращение в результате конседиментационного складкообразования, увеличение за счет процессов рифообразования и в связи с прогибанием отдельных площадей. Произведенное подразделение подтверждается также результатами анализа мощностей вышележащих пород соляно-ангидритовой толщи, которая сложена серией чередующихся слоев ангидритов и каменных солей.

Представленные материалы позволяют заключить, что на территории Бухаро-Хивинского региона в период образования пород верхней юры, т. е. задолго до завершения региональной эмиграции углеводородов, были развиты два генетических типа ловушек: конседиментационный и осадочного облекания [1]. Этот факт послужил основой для нефтегеологического районирования, поскольку каждый из типов с характерной для них плотностью нефти и газа имеет ограниченную зону развития. Учитывая, что после накопления верхнеюрских отложений в течение всего мела существенных тектонических движений не происходило, районирование произведено к моменту образования хемогенных пород кимеридж-титона.

В соответствии с предложенным методом нефтегеологического районирования Бухаро-Хивинский регион подразделен на три района (Газли-Кандымский, Уртабулак-Мубарекский и Южно-Бешкент-Шуртанский) и две самостоятельные зоны (Азляртепинскую и Айзаватскую), границы которых только в одном случае совпадают с границами тектонического районирования (см. рисунок).

Газли-Кандымский район расположен на северо-западе Бухаро-Хивинского региона. Здесь развиты конседиментационные ловушки, формирование которых совпадает с временем накопления продуктивной толщи среднего келловей — кимериджа и перекрывающих их непроницаемых отложений кимеридж-титона. По характеру изменения мощности и петрографическому составу пород-покрышек Газли-Кандымский район подразделен с юга на север на Аккум-Зекринскую, Гугуртли-Рометанскую и Янгиказган-Ташкудукскую зоны. В Аккум-Зекринской зоне экранная роль хемогенных осадков усиливается из-за присутствия солей. Гугуртли-Рометанская зона расположена на территории, где флюидоупоры над карбонатами представлены только ангидритами мощностью 0—20 м. В Янгиказган-Ташкудукской зоне породы кимеридж-титона размыты, мощности карабельских глин в низах неокома сильно сокращены, а на ряде площадей (Газли, Курбанали и др.) они выпадают из разреза, что становится причиной отсутствия на многих структурах ловушек в карбонатной толще.

Условия, в соответствии с которыми произведено подразделение района, определяют перспективы каждой из зон. Самую низкую плотность запасов в районе имеет Янгиказган-Ташкудукская зона, а самую вы-

сокую — Аккум-Зекринская. Уртабулак-Мубарекский район охватывает Денгизкульское и большую часть Каганского, Мубарекского, Зекринского и Зевардинского поднятий. Для района характерны ловушки, приуроченные к биогермам и биостромам, перекрытым осадками соляно-ангидритовой толщи.

По характеру изменения мощности карбонатной толщи, петрографическому составу пород флюидоупоров и высоте ловушек район подразделяется на Мубарекскую и Уртабулакскую зоны. Граница между ними проведена по разлому, который существовал во время накопления карбонатов верхней юры и контролировал их мощности. Мубарекская зона значительно уступает по перспективности Уртабулакской. Одна из причин этого — относительно маленькая высота большинства ловушек в первой зоне. Кроме того, здесь (за исключением нескольких участков на юге) флюидоупоры представлены ангидритами с закономерно уменьшающимися с юга на север мощностями, что также повлияло на перспективы нефтегазоносности.

Южно-Бешкент-Шуртанский район располагается на юге и востоке Бешкентского прогиба (см. рисунок). Для района характерно развитие ловушек осадочного облекания. По распределению мощностей карбонатной толщи, по высоте и виду ловушек в Южно-Бешкент-Шуртанском районе выделяются Южно-Бешкентская и Шуртанская зоны, сильно различающиеся по плотности запасов нефти и газа.

В Южно-Бешкентской зоне, северная граница которой проведена по разлому на площадях Бешкент, Камаша, а западная — на площади Култак, «фоновая» мощность карбонатной толщи составляет 220 м, а высота ловушек, связанных с биостромами, 15—20 м. В Шуртанской зоне, заключенной между Лянгаро-Караильским разломом на востоке, Бухарским на севере и Аляуданским на западе, мощность карбонатов за пределами рифовых построек достигает 300 м и больше, а высота ловушек облекания может превышать 100 м.

Кроме этих районов, выделены две самостоятельные зоны, для которых характерно развитие ловушек конседиментационного типа.

В Азляртепинской зоне мощность карбонатных отложений верхней юры заметно сокращена по сравнению с окружающей ее Мубарекской зоной, от которой она отделяется конседиментационными разломами. Перспективы этой зоны, учитывая ее положение и генетический тип ловушек, должны быть ниже, чем в зонах развития ловушек облекания, приуроченных к органогенным постройкам.

Айзаватская зона охватывает северную часть Бешкентского прогиба и восточный склон Зевардинского поднятия. Здесь конседиментационное сокращение карбонатных пород может сопровождаться размывом в своде складки, как это было на Култакской антиклинали.

Плотность прогнозных запасов оценивается примерно на уровне Южно-Бешкентской зоны, хотя следует отметить, что на нее могут оказать влияние условия эмиграции углеводородов, размеры ловушек и их ранняя изоляция, сопровождающаяся образованием АВПД.

Вышензложенное показывает, что метод нефтегеологического районирования, основанный на использовании генетической классификации ловушек, позволяет с высокой достоверностью оценивать перспек-

тивы нефтегазоносности каждого из районов и зон, обоснованно выбрать направление поисково-разведочных работ, схему опонскования и т. д. Авторы считают, что этот метод применим ко всем нефтегазоносным регионам независимо от глубины залегания продуктивных толщ, их возраста и вещественного состава пород.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Нугманов А. Х. К вопросу о нефтегеологическом районировании. — В кн.: Вопросы региональной геологии и тектоники нефтегазоносных областей Узбекистана. Ташкент: САИГМС, 1979, вып. 7, с. 51—66.

УДК 552.54:551.73/553.98(574)

А. Джумагулов

### ВОЗМОЖНЫЕ ОБЪЕКТЫ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА В РИФОГЕННЫХ ФОРМАЦИЯХ ПАЛЕОЗОЯ ФЕРГАНСКОЙ МЕЖГОРНОЙ ВПАДИНЫ

Опоскование палеозойского складчатого фундамента Ферганской межгорной впадины, вмещающей многочисленные залежи нефти и газа в покровных осадочных формациях мезозоя и кайнозоя, не получает должного развития из-за ряда факторов. Главные из них — высокая степень катагенной и метаморфогенной преобразования потенциальных нефтегазовмещающих толщ, а также тектоническая нарушенность возможных антиклинальных ловушек для залежей углеводородов. Необходимо констатировать, что с перечисленными факторами в настоящее время все чаще сталкивается нефтегазодобывающая промышленность в глобальном масштабе в связи с разбуриванием глубоко залегающих горизонтов осадочного чехла. Именно этим объясняется наблюдаемое постоянное смещение акцента поисков в сторону изучения природных резервуаров в карбонатных формациях, в первую очередь погребенных рифов. В качестве примера можно привести Прикаспийскую впадину, где в 70-х годах наиболее крупные открытия связаны с разведкой карбонатного подсолевого палеозоя (Астраханское и Карачаганакское месторождения).

Характер распространения пород-коллекторов в карбонатных толщах разнообразен и обусловлен как спецификой седиментогенеза, так и направленностью литогенеза. Чаще всего рассматриваемые породы-коллекторы имеют локальное распространение в контуре залежи (погребенные органогенные постройки) и отличаются высокой неоднородностью физических параметров. Сложный спектр таких постседиментационных процессов, как уплотнение, растворение под давлением, перекристаллизация, выщелачивание, кальцитизация и сульфатизация, обычно способствует сохранению даже на значительных глубинах высоких емкостных и фильтрационных свойств пород-коллекторов.

В связи с изложенным представляется полезным анализ возможных объектов опоскования в геосинклинальных и орогенных карбонатных формациях палеозоя, погребенных под покровом мезозойско-кайнозойских от-

ложений Ферганской межгорной впадины. Геосинклинальные и орогенные формации каледонско-варисского мобильного пояса Южного Тянь-Шаня довольно хорошо изучены в низких и высоких предгорьях Алай-Туркестанской горной системы, палеозойских грядях и массивах южного и юго-восточного бортов Ферганской впадины (горы Каратау, Гузан, Карачатыр, Ошские горки), а также вскрыты в ее пределах глубокими разведочными скважинами. Пространственная локализация геосинклинальных карбонатных формаций девона — среднего карбона подчиняется здесь субширотной структурно-формационной зональности, которая в восточной части впадины в Узгенском прогибе резко меняется на субмеридиональную в связи с существованием так называемой Ферганской сигмоиды Д. И. Мушкетова.

В. И. Попов, В. Ю. Запрометов, О. Д. Шевченко [3] в Южнотяньшаньской геосинклинальной зоне и на окраинах смежных переходных зон выделили 11 субширотных кордильерных и межкордильерных подзон, сопряженных между собой и закономерно сменявших друг друга в пространстве. В период геосинклинального развития региона оротектонически этим подзонам отвечали кордильерные поднятия и разделяющие их межкордильерные прогибы, заложившиеся еще на ранней стадии жизни геосинклинали. Благодаря приподнятому структурному положению, в пределах кордильерных поднятий господствовали мелководно-морские условия осадконакопления, следствием чего стало накопление здесь преимущественно карбонатных формаций. Межкордильерные структурно-формационные подзоны представляли более глубоководные прогибы, часто некомпенсированные в связи с дефицитом поступления твердого стока. В строении этих подзон основную роль играют терригенные, вулканогенные и силицитовые формации.

Как следствие в современной структуре южнотяньшаньского геосинклинального комплекса устанавливается чередование полос, сложенных кордильерными карбонатными формациями и существенно эффузивно-сланцевыми межкордильерными. К подобному выводу в свое время пришел и Г. А. Каледя [2] при изучении девонских формаций описываемого региона. Вдоль южной границы Кызылкум-Кураминского срединного массива В. И. Попов выделил Гузанскую полукордильерную подзону, отвечающую Карачатырской зоне Н. М. Синицына [5]. Располагаясь на погружающейся к югу мелководно-морской окраине срединного массива (Ферганская переходная зона), эта полукордильера имеет отчетливо выраженное широкое южное крыло с практически неразвитым северным. Эта подзона прослеживается по выходам палеозойских формаций в горах Каратау, Гузан, Кызыл-Кунгей и Карачатыр. На значительных площадях она перекрыта мезозойскими и кайнозойскими отложениями южной бортовой зоны Ферганской впадины. Наиболее мощные геосинклинальные карбонатные формации датируются здесь верхним девонem — турне. По данным Г. А. Каледы [2], в горах Каратау и Гузан в основании видимой части фаменских отложений (подошва их не изучена) залегают темно-серые тонкослоистые известняки мощностью около 100 м. Они перекрываются 400-метровой толщей серых слоистых доломитов с редкими прослоями черных известняков, на которых несогласно залегают отложения верхнего палеозоя.

В непосредственной близости от естественных выходов карбонатные формации, датируемые фаменом — турне, вскрыты глубокими скважинами под мел-палеогеновыми отложениями на площадях Карагач, Восточный Карагач, Тузлук, Бешкент, Западный Риштан, Дигмай и Гальча. Они пред-

ставлены мелкокристаллическими органогенными известняками, частично перекристаллизованными, тонкослоистыми, полосчатыми, иногда сильно брекчированными. Эти породы, так же как и на выходах, представляют мелководно-морскую шельфовую слоистую карбонатную формацию.

Рифогенная формация краевой части девонско-раннекаменноугольного карбонатного шельфа Гузанской подзоны описана В. Ю. Запрометовым в северной части междуречья Аксу—Исфара на границе со следующей к югу Вуадильской предкордильерной подзоной.

Фаменско-турнейская шельфовая карбонатная формация Гузанской подзоны представляет интерес с точки зрения поисков залежей нефти и газа в коллекторах карстового происхождения. Последние встречены в ее кровле, на контакте с терригенными породами верхнего мела—палеогена. Этим объясняются и большие дебиты вод из Х продуктивного пласта, который залегают непосредственно на размытой поверхности карбонатного палеозоя.

Следующее крупное поле развития девонско-нижекаменноугольной карбонатной формации вскрыто семью глубокими скважинами на площадях Султанабад, Кургантепе, Грунчмазар и Булакбаши в юго-восточной части Ферганской впадины. Эти площади расположены в непосредственной близости от палеозойских массивов Чиль-Майрам и Чиль-Устун, входящих в систему Ошских гор. Глубина залегания кровли палеозойского фундамента здесь небольшая (500—900 м), поскольку перечисленные площади тяготеют к Карасуйской гряде, соединяющей в альпийской структуре поднятия Суганды и Карачатыр.

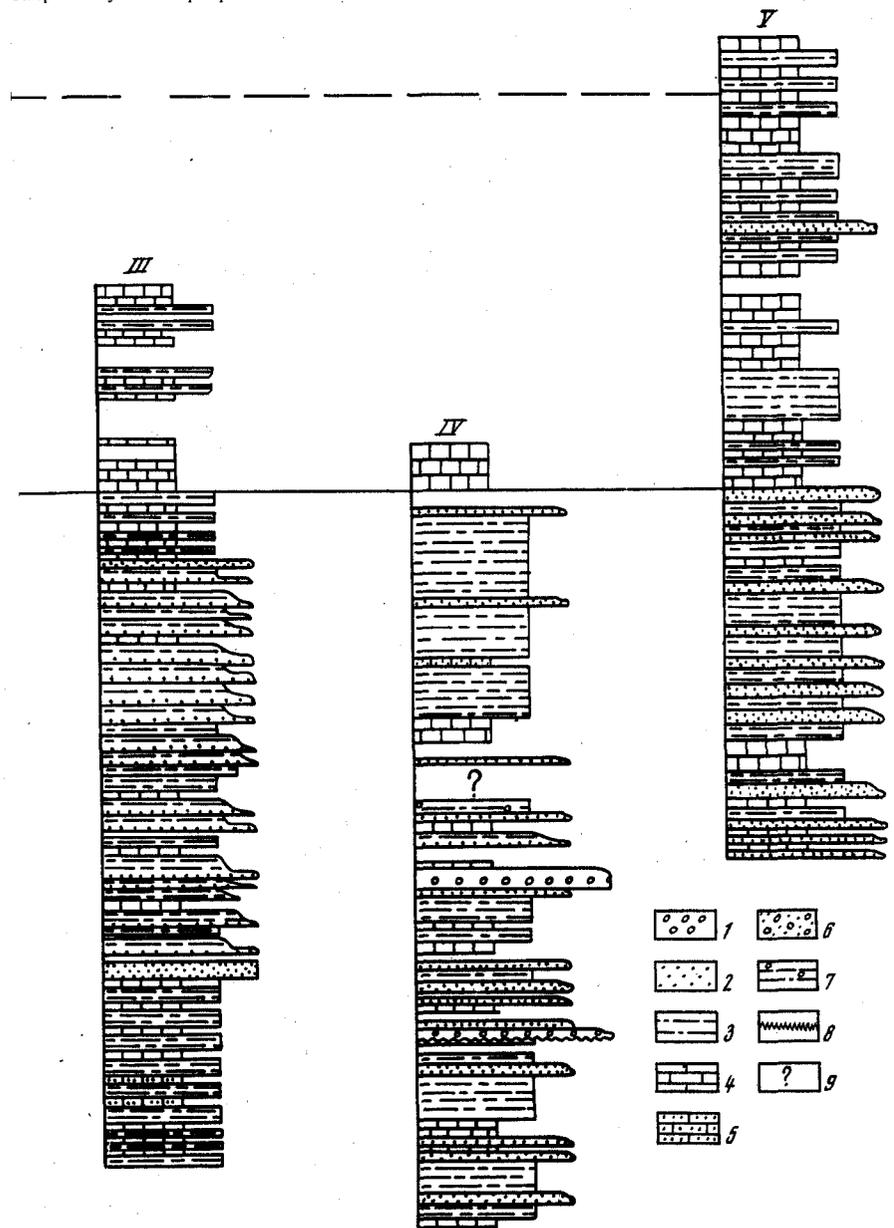
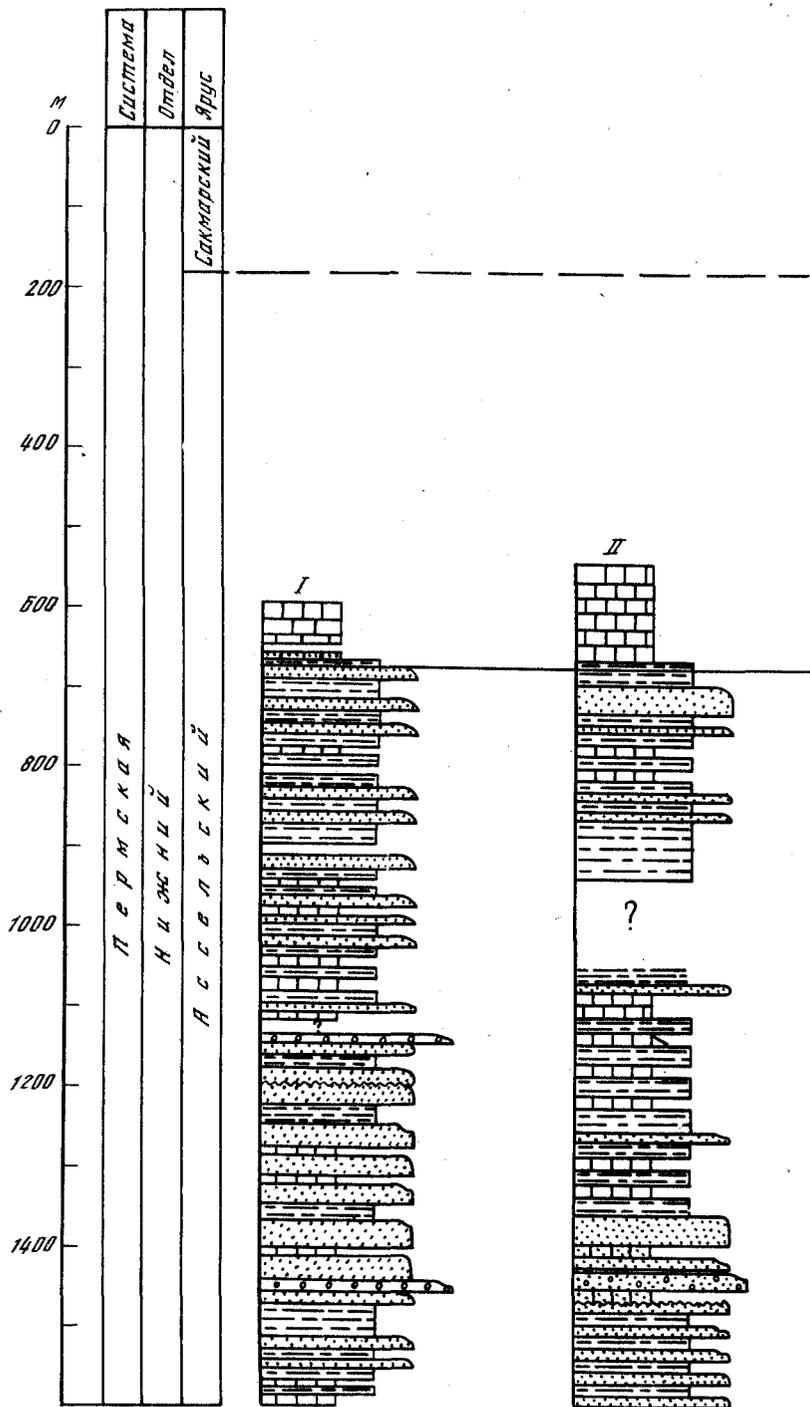
В массивах Чиль-Майрам и Чиль-Устун мощные светло-серые, розовые рифогенные известняки описаны Г. А. Каледой [2] среди жединских, кобленцких и живетских отложений. Характерно, что на восточном и западном окончаниях массива Чиль-Майрам среди них появляются прослои кремнистых и глинистых сланцев, что подтверждает субмеридиональное, точнее, северо-западное простираание варисской структуры в этом районе. Вскрытые на перечисленных выше площадях карбонатные породы девона представлены светло-серыми мраморизированными известняками, содержащими до 1,5—2% доломитовой примеси, и пигментированным пылевидным углистым веществом.

По возрастному диапазону рифогенной карбонатной формации ( $D_3-C_1$ ), расположению ее среди поля развития эффузивно-терригенного «межкордильерного» типа разреза этот район, включая рифовые гряды Ошских гор, близок к Баубашатинской зоне Срединного Тянь-Шаня. Об этом говорит более всего брахиформная морфология рифового массива Грунч-Мазар, окруженного отдельными карбонатными грядами. Как и Баубашатинская зона, описываемый район относится к той части Срединного Тянь-Шаня, которая формировалась под воздействием резко дифференцированных по амплитуде и знаку движений вдоль юго-западного крыла Таласо-Ферганского линеймента.

Рифогенное девонско-раннекаменноугольное поднятие Грунч-Мазар с востока, очевидно, окаймлялось узкими рифовыми грядами, фрагменты которых мы наблюдаем в горах Суганде и Сюрень-Тюбе, и далее граничило с обширным Яссинским глубоководным прогибом, где с фамена до начала позднего карбона медленно накапливались маломощные (80—100 м) силицитовые, карбонатные и глинисто-сланцевые формации джуректашской свиты и подстилающих их так называемых кендысуйских сланцев.

Сопоставление разрезов нижепермских отложений гор Карачатыр. Составил А. Джумагулов с использованием материалов А. Д. Гончара

I — Ак-Булак, II — центриклиналь, III — Джилгин-сай, IV — Сай-Булак, V — Данги-Булак;  
 1 — конгломераты; 2 — песчаники; 3 — алевролиты; 4 — известняки; 5 — песчанистые известняки; 6 — паттумы; 7 — алевролиты с гравийной примесью; 8 — местные размыты; 9 — закрытые участки разреза



- |  |   |  |   |
|--|---|--|---|
|  | 1 |  | 6 |
|  | 2 |  | 7 |
|  | 3 |  | 8 |
|  | 4 |  | 9 |
|  | 5 |  |   |

Наиболее интересный и первоочередной объект изучения и опoискования в пределах южного борта Ферганской впадины — рифогенные формации джилгинсайского горизонта касимовского яруса верхнего карбона и керкидонского горизонта ассельского яруса нижней перми. В естественных разрезах гор Карачатыр эти формации залегают среди мощных орогенных нижнемолассовых накоплений, представленных переслаивающимися между собой прибрежно-морской терригенной волноприбойной, прибрежно-морской терригенной авандельтовой и наземной терригенной равнинно-аллювиальной формациями. Судя по преобладающему сносу в южном направлении, терригенная нижняя моласса позднемосковско-ассельского (верхи разреза в горах Карачатыр датируются сакмарским ярусом) возраста, изученная нами по Шуран-саю (район Канского рудного поля), в низовьях р. Исфайрам и в Джилгансайском разрезе гор Карачатыр, фиксирует внешний борт краевого прогиба варисского орогена Южного Тянь-Шаня. Конфигурация и тектонический рельеф этого прогиба необычен из-за близкого расположения к платформе Северного Тянь-Шаня Кызылкумо-Кураминского срединного массива Срединного Тянь-Шаня — геоструктуры, которая, по мнению В. В. Белоусова [1], может рассматриваться как маленькая платформа, включенная в геосинклиналь и ею «обтекаемая». Следовательно, в данном случае можно говорить о существовании на рассматриваемой территории в позднем палеозое единого краевого прогиба, расположенного между варисским орогеном Южного Тянь-Шаня и системой платформа Северного Тянь-Шаня — Кызылкумо-Кураминский срединный массив Срединного Тянь-Шаня.

Указанное обстоятельство чрезвычайно важно, поскольку оно определяет пространственную локализацию органогенных карбонатных построек верхнего карбона и нижней перми, вытянутых вдоль внешнего борта краевого прогиба. В горах Карачатыр биогермные постройки джилгинсайского горизонта сложены серыми толстослоистыми и массивными детритовыми водорослевыми известняками мощностью от 25 до 200 м. Раздувание мощности известняков наблюдается в районах Туя-Муюн, Мантакай, в гряде Курташ. Характерен пятнистый облик известняков, объясняется инкрустационным цементом с неравномерной пигментацией пылеватым органическим веществом. По данным Ф. Р. Бенш [4], в известняках спорадически присутствуют фузулиниды, брахиоподы, кораллы, феретронные губки, наблюдаются многочисленные обломки морских лилий.

Биогермные постройки керкидонского горизонта ассельского яруса хорошо просматриваются визуально при пересечении гор Карачатыр вдоль автодороги Караван—Пахтачи. Здесь, по сухому руслу Джилгинсая нами описан разрез нижней перми (см. рисунок), сопоставленный с материалами А. Д. Гончара по смежным районам гор Карачатыр. Из сопоставления следует, что биогермные известняки наиболее характерны для зоны *Schwagerina glomerosa*, составляющей верхнюю часть керкидонского горизонта. Характерно сочетание в разрезе пород преобладающей по мощности терригенной авандельтовой формации, резко подчиненной слоистой карбонатной шельфовой формации и массивной карбонатной рифогенной формации. Биогермные известняки слагают линзы широтного простирания мощностью до 170 м и протяженностью до 300—500 м. Окраска их серая, темно-серая пятнистая. Визуально в известняках наблюдаются крупные поры и каверны

(до 8 см в поперечнике), инкрустированные кальцитом. По данным лабораторных измерений открытая пористость колеблется от 8 до 32%, проницаемость достигает 670 мД. По данным Ф. Р. Бенш [4], рифостроителями здесь являются водоросли, относящиеся к листовидным *Codiacea*, дазикладовым, синезеленым и багряным. Водорослевые известняки содержат остатки беспозвоночных, часто распределенных хаотично.

Нижнемолассовый комплекс верхнего палеозоя вскрыт единичными глубокими скважинами вдоль южного борта Ферганской впадины под покровом мезозойско-кайнозойских отложений западнее гор Карачатыр, на площадях Ходжагаир, Ханкыз, Гальча, Северный Сох, Северный Риштан, Нефтеабад и Ким. Именно здесь, в пределах Чимионской зоны поднятий и террас, согласно тектонической схеме Ферганской впадины, по А. Р. Ходжаеву [6], следует сосредоточить поиски погребенных широтных барьерно-рифовых построек верхнекаменноугольного и нижнепермского возраста, продолжающих к западу их секции, обнаженные в горах Карачатыр. Нет никаких оснований полагать, что орогенный структурный план герцинид будет здесь сильно отличаться по простиранию от хорошо изученного широтного геосинклинального. Глубина залегания палеозоя в указанном районе варьирует от —3156 (Ханкыз) до —2368 м (Северный Сох) и менее —200 м (на площади Гальча).

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Белоусов В. В. Основы геотектоники. М.: Недра, 1975. 262 с.
2. Каледа Г. А. Девонские отложения Южной Ферганы. — В кн.: Вопросы геологии Южного Тянь-Шаня. Львов: Изд-во ЛГУ, 1960, т. 2, с. 185—239.
3. Попов В. И., Запругов В. Ю., Шевченко О. Д. Среднепалеозойские формации междуречья Исфайрам—Сох. — В кн.: К геохимии и литологии Средней Азии. Л.: Недра, 1972, с. 114—117.
4. Путеводитель экскурсии по разрезам карбона Средней Азии/Балакин Г. В., Бенш Ф. Р., Бухарин А. К. и др. М.: Наука, 1975. 196 с.
5. Синицын Н. М. Тектоника горного обрамления Ферганы. Л.: Изд-во ЛГУ, 1960. 220 с.
6. Ходжаев А. Р. Геология и нефтегазоносность Северной Ферганы. Ташкент: Узбекистан, 1969. 192 с.

УДК 551.734/553.98+812.33(477.51)

А. Д. Бритченко, Г. И. Вакарчук, Г. П. Козак

#### БИОГЕРМНЫЕ ОБРАЗОВАНИЯ МЕЖСОЛЕВОГО ДЕВОНА СЕВЕРО-ЗАПАДА ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ (на примере Борковской площади)

Повышение эффективности поисковых работ на нефть и газ в девонских отложениях северо-запада Днепровско-Донецкой впадины, как и в Припятском прогибе [2], сейчас можно связывать с вовлечением в опoискование ловушек биогермного типа, создаваемых рифогенными фациями известняков, часто встречающимися в межсолевых фаменских отложениях северной краевой зоны впадины. Одна из высокоперспективных площадей для осуществления работ этого направления — Борковская площадь, на которой зафиксированы многочисленные нефтегазопрооявления, приуроченные к рифогенным известнякам в глинисто-карбонатной межсолевой толще.

Тектоническое строение межсоловых девонских отложений на этой площади весьма сложное. По отражающему горизонту  $VI_2^3$ , приуроченному к кровле глинисто-карбонатной межсоловой толщи, в центральной части Борковской площади располагается грабенообразный Осьмаковский прогиб северо-западного простирания, ограниченный крупноамплитудными нарушениями. К югу от прогиба располагаются Борковское и Ушнянско-Холмское, а к северу Дяговское и Лесковское солянокупольные поднятия, у которых крылья, обращенные к прогибу, срезаны нарушениями. Кроме этих основных элементов, в северной части площади прослеживается еще Менское поднятие, отделенное пологим Максаковским прогибом от Лесковского (см рисунок А).

Данными бурения (скв. 1—3, 7—9, 11, 12, 14, 15) установлено, что на Борковской площади разрез межсоловых отложений имеет двучленное литолого-стратиграфическое подразделение. В нем прослеживаются нижняя глинисто-карбонатная задонская и верхняя терригенная елецкая толщи.

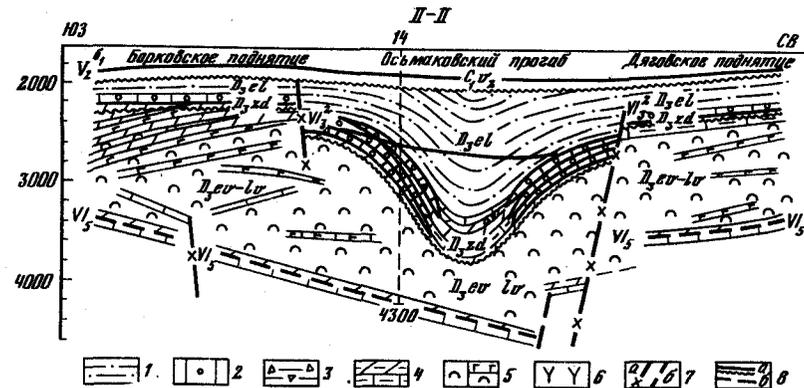
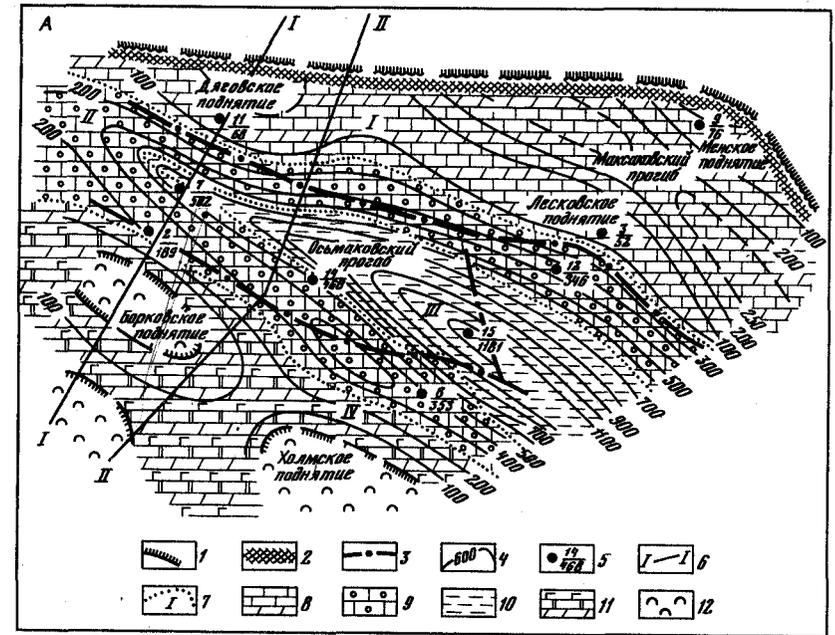
Глинисто-карбонатная межсоловая толща, представляющая наиболее перспективную часть разреза, характеризуется невыдержанными мощностями и резким изменением фациального состава на небольших расстояниях, отражая изменения условий седиментации локальных участков и зон в зависимости от структурно-тектонического расположения.

В сводах приподнятых солянокупольных структур (Борковское и Холмское поднятия) межсоловые отложения полностью (скв. 6, 10) или в значительной степени (скв. 2) размыты. На северной бортовой ступени мощности глинисто-карбонатной межсоловой толщи изменяются от 62—76 (Лесковское, Дяговское и Менское поднятия; скв. 3, 9, 11) до 200—250 м (Максаковский прогиб). В зонах крупноамплитудных нарушений, окаймляющих Осьмаковский прогиб, мощности резко увеличиваются до 286—346—502 м (скв. 1, 7, 12, 14), достигая максимума — 1181 м в центриклинали прогиба (скв. 15).

На карте литофаций глинисто-карбонатной толщи выделяются четыре поля (см. рисунок, А). Поле I характеризуется разрезами (скв. 3, 9, 11), сложенными светлыми слоистыми известняками, чередующимися с зеленовато-серыми мергелями и аргиллитами. Эти осадки характерны для мелководного шельфа. В поле II (скв. 1, 7, 8, 12, 14) развиты разрезы, сложенные преимущественно чистыми светло-серыми, иногда белыми массивными известняками, часто водорослевыми: онколитовыми, стустковыми, губчатыми,

Карта мощностей и литофаций глинисто-карбонатной толщи девона Борковской площади

А. 1 — границы распространения глинисто-карбонатной межсоловой толщи; 2 — северное краевое нарушение впадины по данным КМПВ; 3 — крупноамплитудные разрывные нарушения; 4 — изопакеты глинисто-карбонатной межсоловой толщи; 5 — номер скважины и мощность отложений; 6 — линии сейсмогеологических профилей; 7 — номер и границы литофациальных полей; 8 — шельфовых, 9 — рифогенных известняков, 10 — депрессионных, 11 — внутренней лагуны; 12 — верхнефранские сульфатно-соленосные отложения; Б — фрагменты сейсмогеологических профилей I—I и II—II. 1 — песчано-глинистые отложения межсоловой терригенной толщи; 2 — рифогенные фаши известняков межсоловой глинисто-карбонатной толщи; 3 — карбонатно-обломочные образования предрифового шлейфа; 4 — депрессионные фаши глинисто-карбонатных межсоловых отложений; 5 — верхнефранские сульфатно-соленосные отложения; 6 — верхнефранские эффузивно-туфогенные образования; 7 — разрывные нарушения: а — по сейсмическим данным, б — по геологическим данным; 8 — отражающие сейсмические горизонты: а — в межсоловых отложениях, б — в подсоловых отложениях



строматолитовыми, чередующимися с обломочно-калькарениновыми разностями. Породы характерны для рифогенных фаций как ядерной, так и склоновой частей биогермных построек. Поле II имеет конфигурацию вокруг Осьмаковского прогиба, приурочиваясь к зонам крупноамплитудных нарушений. Осадки этого поля формировались в условиях компенсированного прогибания. Поле III (скв. 15) характеризуется разрезами, сложенными темными глинисто-мергельными породами, чередующимися с глинистыми известняками и кремнистыми туффитами. Зафиксированы признаки сероводородного заражения. Это поле приурочено к центриклинали Осьмаковского прогиба. Его осадки характерны для депрессионного участка с условиями некомпенсированного прогибания. Поле IV (скв. 2) имеет глинисто-мергельный разрез с присутствием прослоев ангидритов. Оно приурочено к присводовой части Борковского поднятия и, вероятно, формировалось в условиях внутренней лагуны.

Таким образом, в пределах Борковской площади прослеживается полный набор фаций, отвечающих рифогенной формации: депрессионные (бассейновые), собственно рифовые и предрифовые (шлейфовые), а также зарифовые (тыловые) шельфовые и лагунные отложения.

Закономерности пространственного распространения рифогенных фаций и их взаимоотношение с другими фациями на площади и морфология биогермных построек отражены на геологических профилях I—I и II—II (см. рисунок). На профилях видно, что рифогенные известняки развиты вдоль южного и северного нарушений, ограничивающих Осьмаковский прогиб. При этом более благоприятные условия для них, вероятно, приурочены к срезанным крыльям солянокупольных поднятий. В сводах структур эти образования интенсивно размыты вплоть до полного уничтожения. Вследствие внутриформационных размывов на крыльях структур в значительной мере формировались обломочно-калькарениновые образования шлейфовых фаций. Зоны развития рифогенных фаций узкие и не превышают 1—1,5 км. Морфологически биогермные постройки близки к банкам, биостромам или слабо выраженным куполовидным рифам. Залегают они под крутыми углами в 40—45°, возрастающими у нарушений до 60°, чем затрудняется картирование их обычными сейсмическими методами. В самом теле рифов иногда встречаются вертикальные примыкания пород различного типа.

Коллекторские свойства известняков глинисто-карбонатной межсолевой толщи на Борковской площади различны. Среди них иногда встречаются разности с очень высокими емкостными и фильтрационными свойствами. В скв. 1 с интервала 2752,6—2765,1 м губчато-сгустковые известняки по лабораторным определениям имеют пористость 10—16%, а проницаемость до 240 мД, увеличивающуюся за счет трещиноватости до 650 мД. По промыслово-геофизическим данным такие же коллекторы выделяются в интервалах 2638—2676, 2726—2730 и 2748—2766 м (пористость 8—11, 6—8 и 9—10%). В скв. 7 и 12 в ряде интервалов встречаются пласты аналогичных карбонатных коллекторов, но глинистые известняки депрессионного разреза в скв. 12 имеют пористость не более 5—6% при матричной проницаемости менее 0,1 мД. В распределении коллекторов по площади отмечается увеличение их суммарной мощности и процентного содержания в поле II (скв. 1, 7, 8, 12, 14) с развитием рифогенных фаций известняков при понижении этих параметров в депрессионном поле III (скв. 15).

Нефтегазопроявления по керну в разрезах рассматриваемой толщи были

зафиксированы в скв. 1 (интервал 2752—2765 м), скв. 7 (интервалы 2766—2774 и 2861—2868 м), скв. 8 (интервал 2806—2829 м), скв. 14 (интервал 2768—2835 м), скв. 15 (интервалы 4179—4184 и 4220—4228 м). В большинстве — это скопления густой нефти в пустотах и трещинах рифогенных известняков, реже (скв. 14) пропитывание их легкой разгазированной нефтью и в скв. 15 выделение легкой желтой нефти из туфов. При испытании (скв. 3, интервал 1860—1868 м, скв. 7, интервалы 3044—3068 и 2815—2841 м) в пластовых водах установлено повышенное содержание углеводородов с предельными 4,9—22,6%. Но из других объектов с нефтегазопроявлениями притоков пластовых флюидов не получено, что можно объяснить либо низкими коллекторскими свойствами карбонатных пород этих объектов, либо недостаточно эффективной методикой испытаний.

Терригенная межсолевая толща на Борковской площади — толща выполнения рифового и солянокупольного рельефа. В отличие от рифогенного комплекса глинисто-карбонатной толщи она характеризуется тонкой слоистостью, темной окраской глинистых пород, глубоководной фауной гонитов, бухиол и тонкостенных посейдоний. Эта толща сложена в нижней части глинисто-мергельными породами со слоями афанитовых известняков, а в верхней — чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. В самых верхах толщи (скв. 12, 15) появляются иногда пачки сгустково-оолитовых светлых известняков, указывающих на переход к мелководным отложениям, весьма характерным для толщ выполнения [1]. Мощности терригенной толщи резко уменьшаются над солянокупольными структурами (42—65 м), в меньшей мере над биогермными постройками (380—388 м), достигая максимальных значений (1030 м) в центриклинали Осьмаковского прогиба.

Подводя итог вышеизложенному, следует отметить следующее.

1. В межсолевой глинисто-карбонатной толще на Борковской площади развиты водорослевые известняки рифогенных фаций, среди которых встречаются разности с хорошими коллекторскими свойствами.

2. К рифогенным известнякам приурочены выявленные на площади нефтегазопроявления.

3. Зоны рифогенных известняков и возможных биогермных построек развиты вдоль крупноамплитудных нарушений, окаймляющих Осьмаковский прогиб, и приурочены к срезанным крыльям Борковского, Ушнянского, Дяговского и Лесковского солянокупольных поднятий.

4. Морфологически биогермные постройки близки к банкам, линзам, биостромам и слабым куполовидным рифам, залегающим под крутыми углами от 40 до 60°.

5. Методика картирования построек сейсмическими методами еще не отработана, поэтому зоны их развития в пределах площади должны уточняться, а в них выделяться участки с оптимальными условиями для заложения поисковых скважин.

Наши рекомендации к направлению работ на выявление нефтяных залежей в биогермных постройках на Борковской площади сводятся к следующему.

В зоне литофациального поля II с развитием рифогенных известняков необходимо провести крупномасштабные сейсмические работы. На поднятиях по кровле глинисто-карбонатной толщи дальнейшие поиски проводить разбуриванием в зоне поперечных профилей скважин, расстояние между которыми

не должно превышать 500—700 м. Скважины в профилях должны быть зависимыми и корректироваться фациями вскрываемых отложений. Процент отбора керна по рифогенному комплексу должен быть высоким, так как от точности определения фаций осадков будет зависеть дальнейшее направление поисков.

Сейчас, предварительно на площади можно рекомендовать бурение двух скважин на полное вскрытие глинисто-карбонатных межсолевых отложений. Одна из них в пределах срезанного крыла Борковского поднятия северо-западнее скв. 14, а другая на периклинали Ушнянского поднятия северо-западнее скв. 8.

После апробации на Борковской площади это новое направление поисковых работ на биогермные образования в межсолевых девонских отложениях можно будет применить на Ивашковской, Червоногорской, Холмской, Великозагорской и других площадях северной краевой зоны Днепровско-Донецкой впадины.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Горкушин А. С., Фролов И. Ф., Стасенков В. В. и др. О новом направлении поисково-разведочных работ на нефть и газ в Восточном Предкавказье в связи с поисками рифов в триасовых отложениях. — Геология нефти и газа, 1974, № 7, с. 11—17.
2. Сахибгареев Р. С., Москвич В. А. О двух рифогенных формациях верхнего девона Припятского прогиба. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1975, № 7, с. 136—140.

УДК 552.54:56.074.6:551.735 (477.6)

Е. В. Самарская, Б. И. Кельбас, Т. В. Ершова,  
И. И. Партыка, О. С. Турик

#### О ПОЗДНЕСЕРПУХОВСКОМ БАРЬЕРНОМ РИФЕ СЕВЕРНЫХ ОКРАИН ДОНБАССА

В раннесерпуховское время изучаемая территория представляла мелко-водноморской шельф, на краю которого формировались дельтовые постройки свиты  $S_3^3$ , сложенной преимущественно глинистыми породами с немногочисленными пластами алевролитов и известняков.

Дугообразные внешние контуры «лапчатых» дельт предопределили извилистые очертания позднесерпуховского барьерного рифа, формирование которого в восточной части изучаемого района началось на раннем этапе трансгрессии одновременно с началом устойчивого карбоната накопления. Подобным образом можно объяснить дугообразный изгиб к югу барьерного рифа на участке Лобачевская — Буденновская — Надеждинская площади. Существование такой дуги способствовало образованию обширной, гидродинамически застойной зоны шельфа, в пределах которой карбонатная седиментация сменилась образованием зарифовых лагунных ангидритов. Последние описаны в нижней части разреза свиты  $S_4^1$  на Вергунской, Кондрашевской, Ольховской, Кружиловской, Буденновской и Надеждинской площадях.

Цоколем рифа в восточной части изучаемой территории (Ольховская, Лобачевская и Трехизбенская площади) являются терригенно-глинистые отложения дельтовой постройки свиты  $S_3^3$ . На западе рифообразование началось несколько позже, поскольку здесь на раннем этапе трансгрессии с Воронежской суши все еще приносилась терригенная взвесь. Так, на Муратовской, Капитановской и Боровской площадях росту рифа предшествовало накопление 100-метровой пачки терригенно-карбонатных осадков. Обильный принос в бассейн твердого стока способствовал тому, что далее на северо-запад (Краснопоповская, Ольговская, Зайцевская и Дружелюбовская площади) рифообразование затухает. Разрез здесь сложен терригенно-карбонатными отложениями.

В раннетрансгрессивном комплексе свиты  $S_4^1$  выделены три типа разрезов, характеризующих рифовый фациальный профиль: шельфовый, бортовой рифогенный и депрессионный, относительно глубоководный. Последний не охарактеризован керном, но по интерпретации разных видов каротажа (стандартного, бокового, гамма- и нейтронного) и кавернометрии он представлен маломощными пластами аргиллитов или глинистых известняков. Прогибание глубоководных участков территории компенсировалось впоследствии накоплением авандельтовых глинистых пачек как свиты  $S_4^1$ , так и вышележащих.

Среди шельфовых разрезов различаются терригенно-карбонатный, приближенный к источнику сноса обломочного материала; карбонатный, удаленный от него, и лагунный ангидритовый.

Имеющийся в настоящее время материал позволяет предполагать, что морфологически позднесерпуховский барьерный риф представляет собой гряду — линейное сочетание соединенных органогенных построек, каждая из которых имеет сложное строение. Ширина гряды составляет до 6 км, протяженность — до 100 км на территории УССР. Высота рифогенных тел — порядка 100—300 м, форма уплощенная холмовидная, причудливо неправильная.

Комплекс слагающих органогенные постройки пород обладает характерными [1, 2] для рифогенных образований признаками: наличием рифостроющих каркасных организмов, организмов-рифолобов и цементаторов; массивной текстурой и отсутствием слойчатости; светлой окраской пород; пятнистостью; чистым химическим составом; широким развитием перекристаллизации, инкрустационных структур, доломитизации, кавернозности, трещиноватости, стилолитизации.

Рифогенную толщу слагают биогермные, детритусовые, хемогенные и биохемогенные известняки.

В построении каркаса и накоплении массы всего тела рифа принимают участие разные организмы. Основные рифостроители — водоросли и мшанки, организмы-«рифолобы» — брахиоподы, иглокожие, моллюски и сверлильщики. Мшанки представлены в основном родом *Fenestella*, кроме того, наблюдаются *Polypora*, *Nikiforopora*, *Nikiforovella* и др. Колонии мшанок нередко развиваются вокруг иглокожих или других мшанок.

Основные породообразующие водоросли — фасциеллы (в частности, *Fasciella kizilica* Ivan. = *Shartymophycus fusus* Kulik) и разные виды *Girvanella*. Последние наблюдаются в виде клубков, нитей, волокон, обволакивают органические остатки. Часты желваки характерного облика, напоминающие клубки *Bevocastria*, придающие породам ступово-

комковатый облик. Кроме того, встречаются *Ungdarella*, *Praedonezella*, *Camaena*, *Pseudocamaena*, *Palaeoberesella*, *Koninckopora*, *Pseudoisinella* и другие сифониковые и багряные водоросли. Очень характерны для изучаемых пород сверлящие синезеленые водоросли. Нередко в симбиозе с водорослями находятся *Nubecularia*.

Важные пороодообразующие организмы — иглокожие, в основном морские лилии. В краевых частях органогенных построек (например скв. 7 на Муратовской площади) криноидные известняки образуют мощные пласты. Размеры члеников криноидей колеблются в значительных пределах: от микроскопических до визуально наблюдаемых в керне (до 2 см в поперечнике).

Нередко в качестве пороодообразователей выступают кальцитовые или кремнистые спикулы губок, брахиоподы, фораминиферы — эолязиодискусы, тетратаксисы, вальвулинееллы, хаучинии, палеотекстулярии, климакаммины, архедискусы, а также архесферы, паратураммины, туберитины.

Остается пока неясным, какую роль в рифо- и пороодообразовании серпуховских построек играли кораллы, довольно редко встречающиеся в изученных образцах. Возможно, местами они были пороодообразователями, но не сохранились в ископаемом состоянии вследствие значительной их перекристаллизации.

Очень характерны для изученных рифогенных образований вторичные процессы — перекристаллизация, доломитизация, выщелачивание, меньше — окремнение. Наиболее широко развит процесс перекристаллизации, особенно в биогермных известняках. Степень и характер перекристаллизации различны: от развития отдельных микроскопических участков кристаллически-зернистого кальцита до формирования массивных кристаллически-зернистых известняков с просматривающимися в керне первичными органогенными структурами. Размер кристаллов также не одинаков — от тонко- до крупно- и грубозернистого. Часто кристаллический кальцит развит по трещинам и разрастается в окружающую их породу. Особенно интенсивно перекристаллизации подверглись органические остатки, которые в известняках ядерных частей органогенных построек встречаются чрезвычайно редко. В связи с этим изучение строящих рифы организмов проводилось в основном в краевых частях построек и даже в породах смежных фаций, куда они сносились в периоды разрушения органогенной постройки.

Доломитизация, как и перекристаллизация, проявляется в разной степени — от развития единичных кристаллов до почти полного замещения известняков доломитом (или анкеритом) с реликтами органических остатков и зажатых между кристаллами доломита (или анкерита) участками микрозернистого известняка. Это приводит к мысли о том, что большинство встречаемых в разрезах доломитов, вероятно, вторичные.

Выщелачивание особенно характерно для биогермных известняков и проявляется в широком развитии крупных каверн, пор, стилолитов.

Окремнение известняков выражается в развитии аутигенного халцедона и кварца по основной массе и органическим остаткам. В керне были встречены силициты, в которых сквозь тонкоагрегатную кремнеземистую массу в шлифах просматриваются органогенные структуры, мшанки, фораминиферы, иглокожие. Наблюдалась приуроченность к участкам развития таких силицитов спикуловых известняков. Это позволяет предположить, что образование их связано с внутрiformационным перераспределением кремне-

зема, накопленного губками, которые развивались в местах подтока глубинных морских вод, обогащенных кремнеземом.

Органогенные постройки не представляют собой однородных массивов — в них достаточно четко выделяются две части: нижняя массивная и верхняя менее однородная. Нижняя массивная часть лучше всего охарактеризована керном из скв. 21 на Лобачевской площади. Толща сложена преимущественно перекристаллизованными известняками, в которых в керне просматривается первичный биогермный облик. Известняки кристаллически-зернистые, разнотельные, с характерными структурами — инкрустационной, лучисто-шестоватой, радиально-лучистой, шестовато-призматической. Органические остатки полностью перекристаллизованы. Они частично сохраняются в известняках в нижней части толщи, где встречаются мшанки (фенестеллы и др.), обволакивающие водоросли и фораминиферы. Местами такие известняки переходят в органогенные мшанковые, частично комковатые. В самом основании биогермной толщи залегают микрозернистые известняки с органогенным детритом и обволакивающими водорослями. В скв. 5 Муратовской площади в этой толще встречены микрозернисто-перекристаллизованные и органогенные разности известняков.

Перекристаллизация придает микрозернистым известнякам узорчатый облик. Участками они ступчатые, комковатые и пеллетовые. Органогенный материал составляет до 10% и представлен водорослями, фораминиферами, спикулами губок, обрывками мшанок, обломками брахиопод, гастропод и иглокожих, в шлифах наблюдались характерные сечения трилобитов. Среди органогенных известняков имеются полибиоморфные, фораминиферо-криноидные, мшанково-водорослевые и водорослевые разности. Следует отметить, что все известняки характеризуются значительным разнообразием органических остатков, как правило, не встречаются разности, образованные одним или немногими видами организмов.

Верхняя часть рифогенной постройки характеризуется менее однородным строением, присутствием в рифовом теле линз и слоев сопутствующих пород. Известняки здесь в целом более плотные, чем в нижней части, от светло- до темно-серых, коричневатые, участками кавернозные, местами с хорошо выраженными сутуро-стилолитами. Толщу слагают в основном органогенные известняки, среди которых по преобладающим пороодообразующим организмам выделяются полибиоморфные, водорослевые, ступчатоводорослевые, мшанковые, мшанково-губковые окремненные, криноидно-мшанковые и мшанково-криноидные, фораминиферо-мшанково-криноидные, криноидные, криноидно-брахиоподовые и брахиоподово-криноидные.

Кроме органогенных, в значительном количестве присутствуют микрозернисто-перекристаллизованные известняки характерного узорчатого облика, с инкрустационной лучисто-шестоватой структурой. Среди них выделяются микрозернисто-пеллетовые и микрозернисто-ступчатые разности.

Органогенный материал, составляющий от 5 до 30%, представлен фораминиферами, однокамерными организмами неясного систематического положения, водорослями, иглокожими, обломками брахиопод, «глазками» мшанок, ядрами остракод, кальцитовыми и кремнистыми спикулами губок.

Особую разновидность представляют оолитовые и псевдооолитовые лагунные известняки, приуроченные к перерывам в рифообразовании, а также к заключительным его этапам. Такие известняки наблюдались в скв. 21 на Лобачевской площади (интервалы 2557—2561 и 2625—2631 м) и в скв. 5

Муратовской площади (интервалы 2966—2976 и 2917—2924 м). В светлой кристаллически-зернистой (спаритовой) кальцитовых массе этих известняков как бы плавают органические остатки (фораминиферы, членики криноидей, сифониковые водоросли, обрывки мшанок и др.), желваки водорослей, оолиты. Органические остатки окаймляются оторочками микрозернистого кальцита и обволакивающими водорослями.

Непосредственно над рифовой толщей залегает маломощная (10—15 м) пачка тонкого переслаивания глинистых и карбонатных пород, которая перекрывается известняками с прослоями глин (мощностью до 20 м). Завершает свиту  $S_1^4$  терригенная пачка мощностью 40—50 м, сложенная аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Выше следует свита  $S_1^5$  нижне-башкирского возраста, сложенная песчано-алевритовыми породами с редкими прослоями известняков.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Ископаемые органогенные постройки, рифы, методы их изучения и нефтегазоносность/Королюк И. К., Михайлова М. В., Равикович А. И. и др. М., Наука, 1975. 236 с.
2. Королюк И. Н., Михайлова М. В. Терминология, критерии выделения, классификация и методы изучения рифогенных отложений. — Литология и полез. ископаемые, 1977, № 2, с. 24—35.

УДК 552.58/551.8+551.7.022(476—13)

Т. А. Шевченко, Л. А. Демидович, Г. Г. Стадник

#### ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ И ФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ОРГАНОГЕННЫХ МАССИВОВ В СЕВЕРНОЙ ЗОНЕ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

Прирост нефти и газа в Припятском прогибе возможен за счет выявления ископаемых органогенных построек в девонских отложениях прогиба, обладающих высоким коллекторским потенциалом. Для этих целей выработана новая комплексная методика изучения рифогенных толщ с применением литофациальных и палеоструктурных реконструкций, специфики использования промыслово-геофизических материалов и скважинной сейсморазведки по методике Г. Г. Стадник, позволивших разобраться в сложном строении межсолевых отложений северной прибортовой зоны прогиба. Конкретным объектом исследований стали межсолевые нижнезадонские отложения Березинской площади.

Современная глубина залегания нижнезадонских отложений 1670 (скв. 19) — 3460 м (скв. 5); мощность — до 215 м. Строение нижнезадонского подгоризонта девона — полициклическое. В его составе выделено шесть циклов. Каждый цикл — самостоятельная литолого-стратиграфическая единица с целым набором фаций. Их распространение по площади контролируется тектоническим фактором.

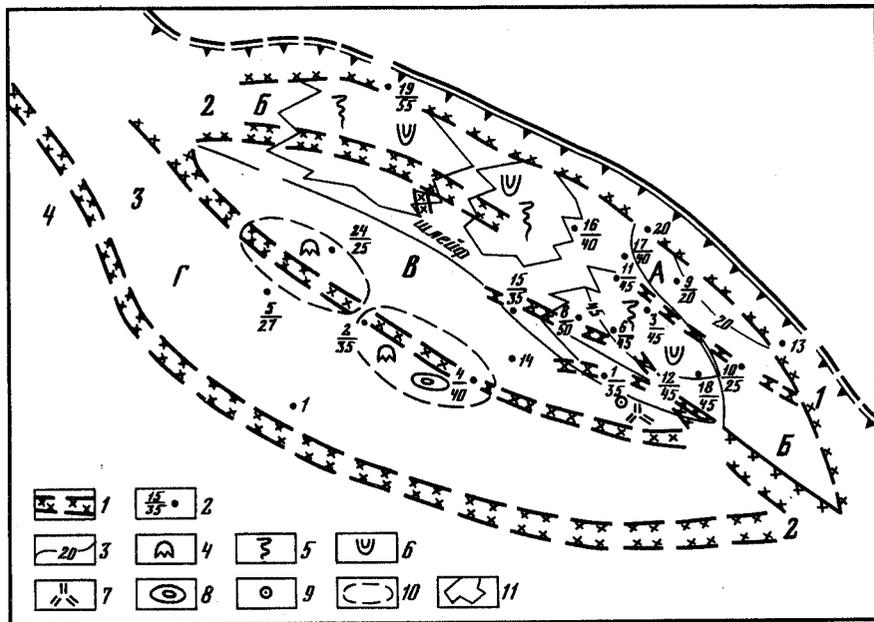
Карбонатная платформа мощностью 13—35 м сложена пачкой уплотненных карбонатных пород: серыми известняками с прослоями известково-доломитовых мергелей. Накопление их происходило в период трансгрессии со стороны Львовской впадины в условиях морского мелководного бассейна.

Распределение мощностей и фаций контролировали северный и южный древние разломы субширотного простираения. Ими были сформированы две подводные террасы А—Б и В—Г (см. рисунок), на которых происходило образование известняков: лагунных на севере; лагунно-морских на северо-востоке и морских на юге.

Отложения первого цикла мощностью 17—35 м встречаются повсеместно. Мощность отложений отражает рельеф дна палеобассейна, испытавшего дальнейшую дифференциацию структурного плана. Тектоническая активность привела к усложнению подводного рельефа и появлению четырех террас, определивших зональность выделенных литофаций. На террасе А развиты лагунные фации, представленные доломитами. Обилие желваков синезеленых водорослей, крупных ядер брахиопод, слоистости и текстур оползания предполагает в этой зоне водорослево-брахиоподовые банки. На террасе Б развиты лагунно-морские фации, представленные светло-серыми известняками. На склоне террасы Б намечается поле развития остракодо-водорослевого ракушняка (скв. 8, 12). Террасу Б окаймляет зона развития обломочных пород (скв. 7, 15). В пределах террасы В образовались фации внутреннего моря (скв. 4, 14). Они представлены известняками с обильными остатками харовых водорослей (утрикул, умбелл), принявших участие в формировании умбеллового биострома. Пластовое распространение харовых водорослей способствовало возникновению биострома длиной до 11 км, шириной до 2 км. Типично морские отложения, сложенные светло-серыми известняками (скв. 2), распространены на террасе Г. На формирование террас оказали влияние конседиментационные разломы 1—4 (на рисунке), параллельные борту прогиба. Коллекторские свойства органогенных банок высокие и по данным ВСП составляют 8—15%. Общая пористость известняков обломочной фации до 12%.

Отложения второго цикла встречаются повсеместно. Северные разрезы сложены доломитами, южные — известняками. Мощность отложений до 60 м. Происходит дальнейшая дифференциация морского дна: четко выделяются террасы А—Г, на которых происходит образование органогенных банок и биостромов. Новая полоса развития органогенных банок связана с древними конседиментационными разломами. В центре Березинской площади образуется внутренний морской водоем, конкретнее выделяется флексурный перегиб, нормально-морской отложения смещаются к юго-востоку. На террасе А, представляющей отмель, формируется лагуна и происходит образование водорослево-брахиоподовых и брахиоподо-онколитовых банок субширотного простираения длиной до 3,5 км, шириной до 1 км. Подобная отмель отмечается и на террасе Г. На склоне террасы Б сохраняется остракодо-водорослевый ракушняк. Южнее развиты прибрежно-морские шельфовые фации. Центральная терраса В опускается. Внутреннее море, ограниченное с юга новой полосой развития органогенных банок (скв. 4, 5), характеризуется возникновением сифонного биостромного массива длиной до 11,5 км. Наиболее глубоководная часть водоема отмечается в районе скважин 8, 12, 15. Разница в мощностях, составе пород, фациях и составе биоценозов свидетельствует о высоте флексуры в 15—20 м. Прямые признаки нефтеносности отмечены в органогенных банках (скв. 12, 17).

Отложения третьего цикла прослеживаются повсеместно, но представлены различными фациями: на севере — доломиты, в центре



Фациально-палеогеографическая карта нижнезатонского подгоризонта Березинской площади на время формирования отложений третьего цикла

*A — Г* — тектонические террасы; 1 — тектонические нарушения, контролирующие распределение фаций; 2 — скважины: в числителе номер скважины, в знаменателе — мощность отложений; 3 — изопахиты; 4 — брахиоподы; 5 — черви; 6 — водоросли; 7 — губки; 8 — онколиты; 9 — криноидеи; 10 — органогенная банка; 11 — биогермы

и на юге — известняки. Структурный план не изменяется. Мощность отложений 20—55 м. Часть из них накапливалась в условиях некомпенсированного прогибания. В этот отрезок времени возникает ряд биогермов, накапливаются отложения, синхронные им (7—15 м), и промежуточная толща выполнения (20—35 м). Регрессия нижнезатонского моря способствовала устойчивому сохранению лагуны на террасе *A — Б* и обмелению моря в пределах террасы *В — Г*.

На склоне террасы *Б* на границе лагунной и морской сред в массовом количестве развиваются синезеленые водоросли и серпулы, образующие простые серпуло-водорослевые биогермы длиной до 3,5 км. Рельеф морского дна расчленен на террасы: *A — Б* и *В — Г*, положение которых контролировалось бортовым разломом и разломами 1—3. Центральная терраса *В — Г* тектонически мобильна, что приводит к элементам некомпенсации. Здесь сохраняется полузамкнутый морской бассейн, накапливаются органогенно-детритовые известняки. Связь с морем осуществлялась на юго-востоке, о чем свидетельствует детрит известняковых губок и сифониковых водорослей. На террасе *В — Г* возникают водорослево-брахиоподовые и брахиоподо-онколитовые банки длительного существования мощностью 20—40 м, длиной до 3 км и шириной до 1,5 км. Установлена зональность фаций (с севера на юг): лагунная за биогермом, биогермная, шлейфовая и морская (относительно глубоководная область шельфа). Рост органогенных построек прекра-

тился в результате усиленного привноса глинистого материала, а образовавшаяся пачка глинисто-мергельных пород выполнила сложившийся ранее рельеф. Эта закономерность прослеживается в кровле каждого цикла, подчеркивая регрессивный характер отлагающихся осадков. Породы-коллекторы связаны со структурой порового пространства самих биогермов и органогенных банок, а также с отложениями шлейфовой фации. Общая пористость последних, по данным ВСП, — 12% (выше, чем пористость пород в пределах биогермов). Тип коллектора — порово-трещинно-каверновый.

Отложения четвертого цикла мощностью 40—50 м встречаются только в пределах террас *В* и *Г*. Нижняя часть его сложена доломитами (20—30 м), верхняя глинистыми известняками (15—20 м). Накопление отложений происходило в условиях нового прогибания террас *В* и *Г*: глинисто-мергельные породы и ангидриты сменялись карбонатными образованиями. Терраса *A — Б* приподнята. Возникший в результате неравномерного прогибания, разной скорости седиментации и биогермообразования рельеф дна нижнезатонского моря в пределах террас *A — Б* и *В — Г* начал выравниваться за счет толщи выполнения, представленной биостромами различной мощности и состава. Отсутствие части разреза в скважинах 2, 5 и 24 свидетельствует о том, что этот участок в конце четвертого цикла был приподнят. Биостромный массив нижней части в результате новых тектонических подвижек также подвергся эрозии, что способствовало формированию пластов-коллекторов. Лагунно-морские условия сохранялись в центре, а морские на юго-востоке. В конце цикла наступил небольшой перерыв в осадконакоплении, и вся поверхность нижнезатонских отложений сnivelировалась и покрылась однотипной толщей карбонатных мергелей, гли и глинистых известняков.

Отложения пятого цикла распространены повсеместно. Это лагунные образования, однородные на всей территории. Они завершили компенсацию нижнезатонских отложений на центральной и южной террасах *В — Г* по отношению к северной террасе *A — Б*, оставшейся приподнятой. Над биогермом значения мощностей минимальны (5—8 м), а вне его — до 15 м. На террасе *A — Б*, в условиях зрелой лагуны происходит образование пластовых ангидритов, на остальной территории — карбонатно-сульфатных пород. Связь с нижнезатонским морем затрудняется, что приводит к изоляции площади и образованию общей лагуны. Сохраняются только окаймляющие разломы. Южнее разлома 2 (см. рисунок) установились прибрежно-морские и морские условия осадконакопления. Этот переход лагунно-морских фаций в морские имел региональный, типичный для всей северной прибортовой структурно-фациальной зоны характер и свидетельствовал о направлении отступающего регрессирующего морского бассейна с северо-запада на юго-восток.

В результате проведенных исследований установлены биостромы, органогенные банки, ракушняки и биогермы на различных стратиграфических уровнях; изучен состав биоценозов; выделены биогермные фации, шлейфовые, лагунные и морские; установлен регрессивный тип органогенных построек; выявлена зональная смена отдельных органогенных тел с юга на север от биостромов к органогенным банкам и к биогермам, что является важнейшим прогнозирующим признаком для сопредельных территорий северной прибортовой зоны Припятского прогиба. В тесной связи с зональ-

ным распределением органогенных тел находятся и закономерности изменения коллекторских свойств как в пределах всего органогенного массива, так и в пределах вмещающих их фаций. Наличие внутреннего моря с мобильным тектоническим режимом, водорослевым биоценозом и аномальным гидрохимическим составом вод приводило к возникновению нефтематеринских пород и связанным с ними пластообразных залежей.

Выявленные на Березинской площади особенности разломов в образовании террас позволяют предположить террасовидное строение всей северной тектонической зоны Припятского прогиба.

Полученные данные свидетельствуют о новом нефтеперспективном объекте в северной прибортовой зоне прогиба, связанном с органогенными постройками нижнезадонского подгоризонта.

УДК 550.812.1:555.351 (477—13)

*Л. Г. Плахотный, Р. В. Палинский,  
М. Е. Герасимов, Т. И. Добровольская,  
Г. Б. Сальман, В. А. Верескун,  
Ф. И. Загоруйко*

### ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ПОГРЕБЕННЫЕ РИФОГЕННЫЕ ПОСТРОЙКИ НА ЮГЕ УКРАИНЫ

Наиболее благоприятные эпохи рифообразования в пределах юга Украины установлены в палеозое (силур, девон), в мезозое (поздняя юра, ранний мел) и в кайнозое. В качестве перспективных для поисков погребенных рифов выделены три района: восточное погружение Горного Крыма и юг Керченского полуострова, Индольский и Придобруджинский прогибы. Прогноз развития ловушек базируется на анализе литофаций, палеотектонической и палеогеоморфологической обстановок и условий осадконакопления (рис. 1, 2).

В разрезе Восточного Крыма выделено два уровня рифообразования: оксфордский и титон-берриассовый. Рифогенные массивы оксфордского возраста известны в восточной части Горного Крыма, где они обнажаются в пределах Судакско-Карадагской складчатой зоны. Эти одиночные постройки залегают в толще разновозрастных глин и группируются на периклинальных окончаниях древних поднятий. Судакско-Карадагская складчатая зона к востоку погружается и протягивается в пределы южной части Керченского полуострова. Здесь отдельные рифогенные постройки оксфордского возраста могут быть обнаружены под толщей более молодых образований титона, мела и палеогена.

Рифогенные постройки титонского и берриассового времени связаны с формированием в конце титонского века протяженного барьерного рифа на внешнем крае палеошельфа древнего морского бассейна. Они прослеживаются узкой полосой от массива Караби-яйлы до горы Агармыш в Восточном Крыму. Погребенное продолжение рифогенной зоны установлено на Гончаровской и Видненской площадях и предполагается далее на восток

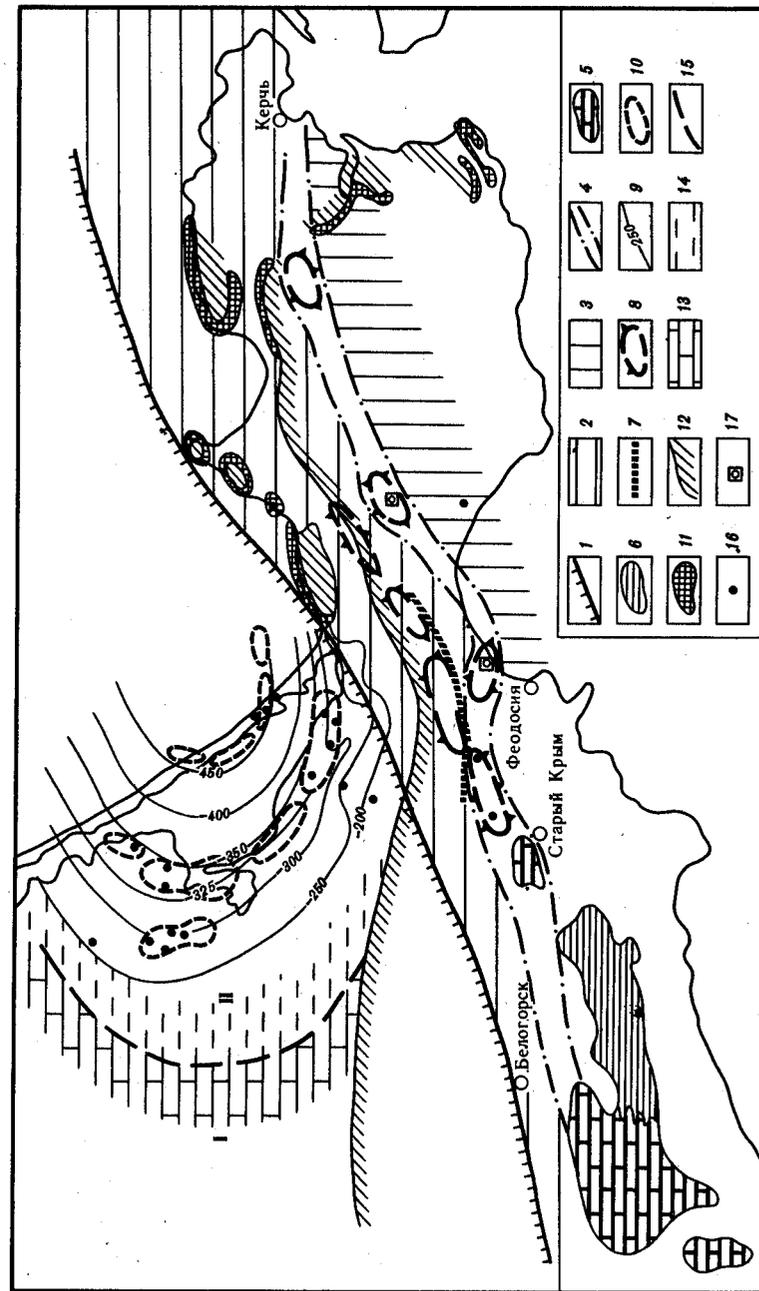
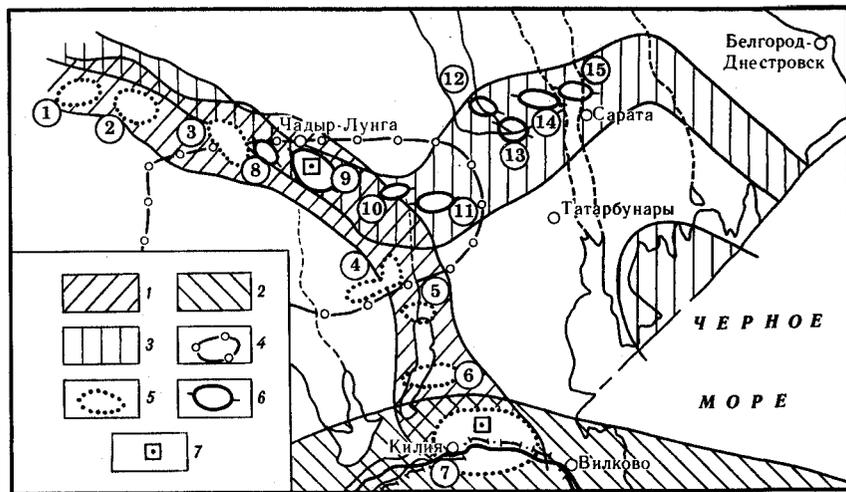


Рис. 1. Схема распространения погребенных органогенных построек в Восточном Крыму и на Керченском полуострове  
1 — северная граница распространения морских отложений титон-валанжина; 2 — зона мелководного палеошельфа (конгломераты, песчанки, обломочные известняки, мергели); 3 — зона склона палеошельфа (терригенно-карбонатный флиш); 4 — зона внешнего края палеошельфа (рифогенные известняки); 5 — выходы рифогенных известняков на поверхность; 6 — выходы флишевых образований на поверхность; 7 — Владиславовский разлом; 8 — предполагаемые рифовые массивы титон-берриасса; 9 — стратонизонты подошвы мезотических отложений; 10 — предполагаемые мезотические рифы; 11 — выходы мезотических рифов на поверхность; 12 — область отсутствия отложений мезотиса; зона преимущественного развития фаций мезотиса; 13 — карбонатных, 14 — глинистых; 15 — граница фациальных зон; 16 — пробуренные скважины; 17 — рекомендуемые параметрические скважины



Р и с. 2. Схема распространения погребенных органогенных построек в Западном Причерноморье

1 — полоса оксфордского барьерного рифа; зона предполагаемого развития биогермных построек; 2 — в нижнем девоне, 3 — в силуре; 4 — область максимальной плотности эмиграции углеводородов из отложений юры (по Е. Ф. Шевченко и А. В. Хижнякову, 1977 г.); 5 — локальные поднятия в юрских отложениях: 1 — Готештское, 2 — Ваймаклийское, 3 — Баурчинское, 4 — Виноградовское, 5 — Старотрояновское, 6 — Черноярское, 7 — Килийское; 6 — локальные поднятия в силурийских отложениях: 8 — Кирутинское, 9 — Валя-Пержийское, 10 — Вольненское, 11 — Деленское, 12 — Мирнопольское, 13 — Забарское, 14 — Вознесенское, 15 — Плахтеевское; 7 — рекомендуемые параметрические скважины для изучения развития биогермных построек в отложениях силура и нижнего девона

через весь Керченский полуостров, примерно параллельно Парпачскому гребню. Рифогенные массивы в пределах этой зоны имеют сложное строение и сложный характер развития коллекторов. Так, на Гончаровской площади из рифогенного массива известняков титона был получен мощный приток воды дебитом до 1000 м<sup>3</sup>/сут, а в разрезе Видненской скважины получены ограниченные притоки пластовых вод из того же массива известняков. Комплексный анализ данных гравиметрии и сейсморазведки позволяет протрассировать погребенную рифогенную зону далее на восток и выделить участки, перспективные для поисков отдельных погребенных рифовых массивов. Один из таких массивов прогнозируется у берега Феодосийского залива.

Севернее зоны барьерного рифа в пределах палеошельфа титон-берриассового морского бассейна существовали, по-видимому, отдельные рифовые массивы и одиночные органогенные постройки. Возможно, что такой рифовый массив встречен в скв. 1 Тамбовской площади, где вскрыта толща органогенных известняков мощностью свыше 200 м. При опробовании этой части разреза получены притоки пластовой воды дебитом до 70 м<sup>3</sup>/сут. Расположение рифогенных построек в пределах палеошельфа, очевидно, контролируется крупным Владиславовским разломом.

На сейсморазведочных профилях устанавливается сокращение мощности постваланжинских отложений, что является одним из поисковых признаков погребенных рифовых массивов. По данным электроразведки к таким участкам также приурочены поднятия кровли высокоомного горизонта.

С целью выработки рациональной методики поисков рифов проводится комплекс геофизических исследований, который включает сейсморазведку, высокоточную гравиметрию и электроразведку. Для геологического обеспечения геофизических работ и выявления фациальной зональности предусматривается бурение ряда параметрических скважин.

В пределах Индольского прогиба широким распространением пользуются органогенные постройки мэотического возраста. На Керченском полуострове мэотические рифовые известняки слагают многочисленные возвышенности и приурочены к антиклинальным структурам, располагаясь в присводовых частях. Часто, как, например, на мысе Казантип, известняки образуют в плане кольцевые структуры — свидетельство древних коралловых островов. Перспективы обнаружения погребенных рифовых построек мэотического возраста связаны с районами центриклинальной части Индольского прогиба, где биогермные тела в мэотических отложениях приурочены к полосе смены мелководных глинисто-карбонатных фаций более глубоководными карбонатно-глинистыми образованиями. Отложения мэотиса представлены преимущественно глинами, среди которых залегают линзы и прослои мшанковых известняков. Мощность рифовых построек составляет 15—20 м; она сопоставима с мощностью известняковых прослоев и линз в разрезе мэотиса в центральной части Индольского прогиба. В отличие от Керченского полуострова, погребенные рифогенные постройки здесь в современном структурном плане залегают в условиях моноклинального погружения неогеновых отложений и лишь в отдельных случаях приурочены к поднятиям (например Шубинскому). Прогнозируемые рифогенные постройки мэотического возраста простираются отдельными массивами параллельно береговой линии древнего бассейна и залегают на глубинах 300—450 м. В некоторых скважинах мшанковые известняки были опробованы и из них получены притоки минерализованной воды дебитом 70—85 м<sup>3</sup>/сут со значительным содержанием углеводородных газов (Индольская площадь, скв. 8, 11, 12).

С целью изучения нефтегазоносности прогнозируемых органогенных построек мэотического возраста объединением «Крымгеология» планируется бурение структурно-поисковых скважин на перспективных площадях Дмитровской, Сольпромвской, Белостаднинской, Некрасовской и Шубинской.

В Западном Причерноморье в осадочном разрезе можно выделить несколько уровней рифообразования, которые включают отложения силура, нижнего девона и верхней юры.

Перспективы обнаружения погребенных органогенных построек в силурийских отложениях в Придобруджинском прогибе определяются в достаточно общей форме. На возможность обнаружения здесь рифогенных образований указывают мелководные органогенные известняки силурийского возраста, развитые в широкой полосе, обрамляющей с севера прогиб (скв. 1 на площади Сарат и скважины 304 и 305 на Измаильской площади), а также в пределах Алибейской зоны поднятий (скв. 1 на Лиманской площади). Эти мелководные карбонатные образования, вероятно, трассируют зону палеошельфа силурийского морского бассейна, по внешнему краю которого можно прогнозировать развитие рифогенной зоны.

В отложениях нижнего девона органогенные постройки могут быть выделены в пределах Килийско-Змеиной зоны поднятий по данным скв. 1 на Морской площади (о. Змеиный). В разрезе установлено присутствие нижнедевонских известняков, содержащих разнообразную фауну кораллов, кри-

ноидей и брахиопод, характерных для рифовых построек. Можно предположить, что рифогенные известняки о-ва Змеиного протягиваются в западном направлении в Придунайский район. Эта проблема может быть решена путем бурения параметрической скв. 1.

Рифогенные образования оксфорда протягиваются полосой при ширине 5—20 км по линии Мурджен—Баймакля—Конгаз—Валя-Пержий—Ново-Ивановка—Старые Трояны—Киля. Известняки оксфорда представлены коралловыми, мшанковыми и водорослевыми обломочными разностями, типичными для рифогенных построек: Рифогенная зона отделяет область развития мелководных карбонатных фаций оксфорда, которые занимают северную часть, от глинистых, сравнительно глубоководных образований оксфордского времени, выполняющих Алуатскую депрессию.

Перспективы поисков погребенных рифогенных массивов оксфорда приурочены в первую очередь к Виноградовскому поднятию, где они залегают на значительных глубинах. Интересно, что погребенная рифогенная зона связана с участком максимальной плотности эмиграции углеводородов, установленным геохимическими исследованиями В. Ф. Шевченко, А. В. Хижнякова и др. Покрышкой для залежей углеводородов в рифогенных массивах могут служить карбонатно-сульфатные отложения кимерджа—титона.

С целью изучения нефтегазоносности оксфордских органических построек объединение «Крымгеология» планирует проведение детальных сейсморазведочных работ и поискового бурения в пределах Алуатской депрессии и ее обрамления.

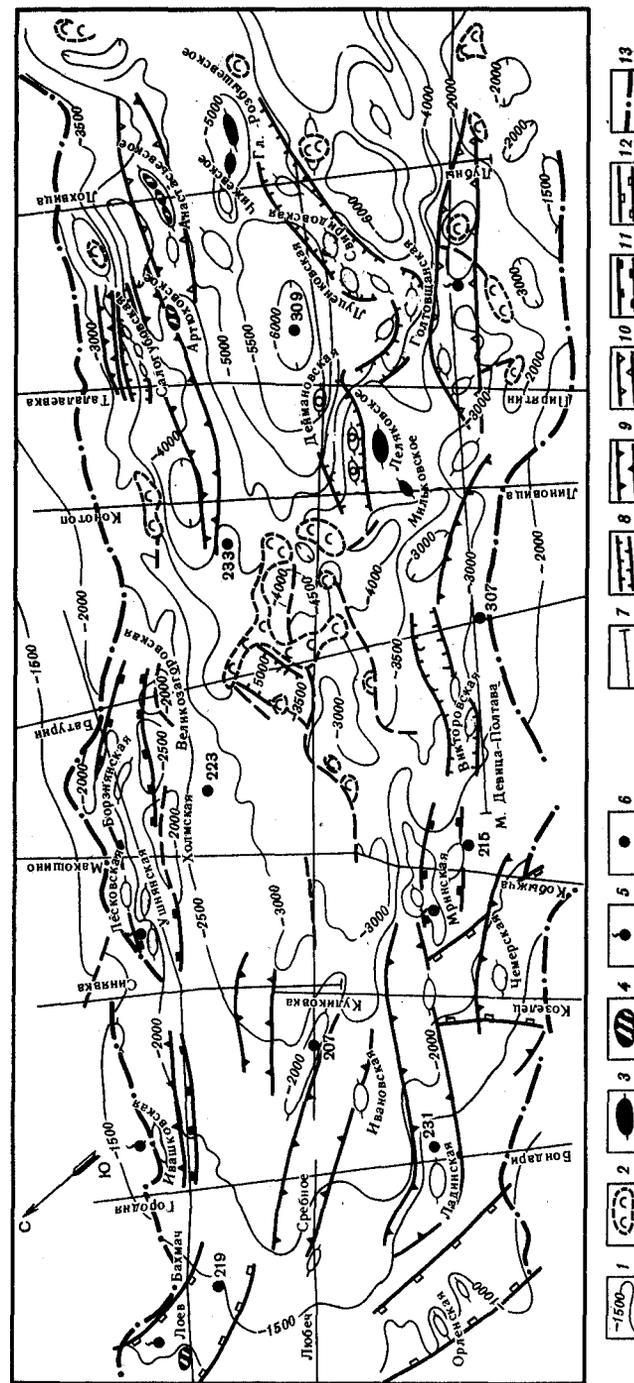
Таким образом, в южных районах Украины имеются объекты для проведения поисковых работ на нефть и газ, которые представляют собой погребенные ловушки, связанные с органическими постройками. Наиболее подготовлены и изучены рифогенные образования юрского возраста.

УДК 553.98:550.83(477.5—17)

Г. П. Козак, А. Д. Бритченко, Г. И. Вакарчук,  
К. К. Филошкин

### КАРБОНАТНЫЕ ОБРАЗОВАНИЯ ПАЛЕОЗОЯ КАК ОДНО ИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ (в северо-западной части Днепро-Донецкой впадины)

подавляющее большинство выявленных до настоящего времени месторождений нефти и газа в карбоне и нижней перми северо-западной части Днепро-Донецкой впадины (ДДВ) приурочены к брахиантиклинальным структурам. Открытие новых месторождений нефти и газа в северо-западной части впадины связывается с глубокопогруженными отложениями нижнего карбона Сребненской и Ждановской депрессий, залегающими на глубинах 5000—6000 м и более. Поэтому особо важное значение приобретает разработка новых направлений по поискам залежей нефти и газа на небольших глубинах. Одно из таких направлений, на наш взгляд,— поиски залежей



Карта перспектив нефтегазоносности карбонатных образований девона северо-западной части Днепро-Донецкой впадины

1 — изогипсы по подошве визейского яруса; 2 — соляные штоки; 3 — нефтепроявления, связанные с карбонатными породами перми; 4 — притоки нефти из карбонатных пород палеозоя; 5 — нефтегазопроявления; 6 — скважины пробуренные; 7 — региональные профили КМПВ; зоны возможного распространения; 8 — нижнепермских рифовых образований; 9 — поглощающих горизонтов в башкирской «плите»; 10 — пластов-коллекторов в нижней визейской «плите»; 11 — межслоевых девонских биотерминальных образований; 12 — карбонатных коллекторов в подслоевом девоне; 13 — краевые нарушения

нефти и газа, связанные с кавернозными, порово-кавернозными, трещинными, порово-трещинными и другими типами карбонатных коллекторов, которые генетически наиболее тесно сопряжены с рифогенными образованиями (см. рисунок).

В северо-западной части ДДВ выделяются три перспективных комплекса: девонский, каменноугольный и нижнепермский. Результаты палеотектонического, палеогеографического и фациального анализов свидетельствуют о том, что на протяжении палеозойского осадконакопления на рассматриваемой территории неоднократно возникали условия, благоприятные для развития разнообразных органогенных построек [1—3]. Такие условия отмечены для отдельных стратиграфических подразделений девонского (задонско-елецкий горизонт), каменноугольного (башкирский ярус) и нижнепермского (никитовская и славянская свиты) нефтегазоносных комплексов.

### Девонский нефтеносный комплекс

Анализ фактического материала показывает, что широкое развитие карбонатного осадконакопления в девоне связано с двумя стратиграфическими уровнями: саргаевским и семилукским горизонтами франского времени и задонско-елецким горизонтом фаменского времени. Именно в этих горизонтах в Припятском прогибе открыты наиболее крупные залежи нефти [7, 8].

Саргаевский и семилукский горизонты вскрыты целым рядом скважин в различных тектонических зонах северо-запада ДДВ и представлены существенно карбонатной толщей с глинистыми прослоями. Мощности их меняются в незначительных пределах (от 30 до 60 м), что свидетельствует о существовании впадины в виде синеклизы. Поэтому в условиях незначительной дифференциации седиментационного бассейна не было палеотектонических условий для образования рифогенных построек. Улучшение емкостных и фильтрационных свойств карбонатных коллекторов может быть связано с зонами трещиноватости, которые, как правило, локализуются в сводовых частях поднятий или вдоль зон региональных тектонических нарушений.

Задонско-елецкие (межсолевые) отложения наиболее широко развиты в северном и южном прибортовых трогах, где они достигают мощности 2000—2500 м (скв. 15 на площади Борковка, скв. 11 на площади Бахмач, скв. 10 на площади Малая Девица, скв. 1 на площади Галица). В северо-западной части впадины, как и в Припятском прогибе, они характеризуются наибольшим развитием карбонатных биогермных известняков.

По литологическим особенностям задонско-елецкие отложения подразделяются на две толщи: нижнюю — глинисто-карбонатную и верхнюю — терригенную, преимущественно глинисто-алевролитовую, соответственно отвечающие задонскому и елецкому горизонтам.

В отличие от разрезов северо-восточной части Припятского прогиба в северо-западной части ДДВ развитие карбонатных отложений связано только с нижней частью межсолевого комплекса, т. е. с задонским горизонтом фаменского яруса. Органогенные постройки задонского возраста имеют достаточно широкое развитие в северной прибортовой зоне на участке Грибовая Рудня—Борковка и в южной зоне на участке Олишевка—Мрин. Так, на Борковской площади — это светло-серые, почти белые брек-

чиевидно-комковатые и онколитовые, реже сгустковые и губчатые массивы, иногда слоистые строматолитовые водорослевые известняки. Среди описанных пород были зафиксированы разности известняков с различными, иногда с очень высокими емкостными и фильтрационными свойствами. Например, в скв. 1 на Борковской площади в керне с глубины 2752,6—2765,1 м губчато-сгустковые известняки имеют пористость 10—16% и проницаемость до 240 мД, увеличивающуюся в единичных образцах за счет трещиноватости до 650 мД.

Таким образом, можно считать, что в глинисто-карбонатной толще межсолевого девона в северо-западной части ДДВ широко развиты разнообразные органогенные постройки, распространение которых контролируется в северной и южной прибортовых зонах. Данные бурения свидетельствуют о том, что развитие этих построек наиболее часто приурочено к зонам крупноамплитудных разрывных нарушений, окаймляющих депрессионные участки. В морфологическом отношении это преимущественно клиноформные линзовидные тела типа банок, биостромов или уплотненных линзовидных и малоамплитудных куполовидных рифовых построек.

Пространственно рассматриваемые биогермные постройки, вероятно, могут быть как одиночными типа атоллов, так и группироваться в протяженные цепочки, отвечая зонам подобно краевым или барьерным рифам (см. рисунок).

### Каменноугольный нефтегазоносный комплекс

Каменноугольный комплекс в пределах как северо-запада, так и на всей территории ДДВ представлен преимущественно терригенной полифациальной угленосной толщей. До недавнего времени перспективы нефтеносности карбона связывались только с песчаными гранулярными коллекторами. Изучению каменноугольных известняков и доломитов как возможных коллекторов нефти и газа практически не уделялось внимания, а карбонатные толщи визейского яруса нижнего карбона и башкирского яруса рассматривались только как региональные покрывки.

Нижневизейский подъярус выделяется в объеме XIV и XIII микрофаунистических горизонтов и характеризуется определенной лито-фациальной зональностью. На крайнем северо-западе отложения подъяруса представлены терригенными пестроцветными образованиями. В области Ждановской и Сребненской депрессий и зон их обрамления они представлены двумя толщами: нижней — глинисто-алевролитовой и верхней — существенно карбонатной. Последняя представлена темно-серыми, черными органогенными, часто окремненными известняками с фауной брахиопод, остракод, многочисленными водорослями, спикулами губок и остатками радиолярий. Палеотектонический анализ и фациальный состав пород нижнего визе не позволяют проследить здесь развитие характерных для рифогенных фаций шельфовых и депрессионных глубоководных зон, на стыке которых могли бы развиваться полосы органогенных построек.

Основные типы коллекторов — трещинные, трещинно-поровые и реже кавернозные. Наиболее благоприятные участки для развития таких коллекторов намечаются в сводах поднятий и антиклинальных валов и в зонах развития тектонических нарушений.

Башкирские карбонатные отложения (свита С<sub>15</sub>, С<sub>21</sub>, низы С<sub>22</sub>) рас-

смагивались ранее как одна из региональных малопроницаемых толщ. Однако в последнее время на ряде площадей северной зоны впадин (Ивашковская, Седневская, Ярошевская и др.) были зафиксированы большие катастрофические поглощения буровых растворов, а в центральной части впадины в отдельных скважинах — приток минерализованной воды. Анализ строения и мощностей карбонатных отложений нижней части башкирского яруса позволил установить, что повышенные емкостные и фильтрационные свойства карбонатных горизонтов связаны с разнообразными по морфологии рифогенными телами.

Обширные по площади донецеллово-гидрактиневые рифы (рифовые банки) обнаружены в свите  $C_2^1$  и  $C_2^2$  в районе северо-западного замыкания впадины на Тваньской, Анисовской, Вертиевской, в северной краевой части на Борковской, Ивашковской, Адамовской и других площадях. В сторону центральной части Сребненской депрессии мощности известняков уменьшаются, и они становятся темно-серыми, глинистыми с угнетенной и весьма редкой фауной, свидетельствующей о депрессионных условиях их образования.

### Нижнепермский нефтегазоносный комплекс

Характерная особенность нижнепермских отложений — строгая ритмичность. Она четко выражена в пределах Ждановской, Сребненской, Ольшанской и Остеродеснянской соленосных депрессий, где в разрезе нижней перми выделено восемь ритмопачек, в том числе две ритмопачки в никитовской (святогорская  $R_1—R_2$  и торская  $R_3—R_4$ ) и три в славянской (подбрянцевская  $S_1—S_2$ , брянцевская  $S_2^1—S_3$ , надбрянцевская  $S_3^1—S_4^1$ ) свитах. За пределами соленосных депрессий соленосным ритмопачкам никитовской и славянской свит соответствуют мелководно-морские и шельфовые светлосерые известняки с прослоями терригенных разностей. Состав фауны в известняке никитовской и славянской свит в центриклинальной части Ждановской, Сребненской и Ольшанской депрессий очень бедный, угнетенный, представлен глубоководными остракодами и гастроподами, тогда как в области обрамления этих депрессий известняки характеризуются богатством и большим разнообразием органических остатков, среди которых преобладают фораминиферы, водоросли, криноидеи, кораллы и тубифитесы. Приведенные данные и анализ мощностей отложений ярко свидетельствуют о существовании палеовпадин на протяжении всего асельского времени.

Именно на стыке палеодепрессий и области шельфа создавались благоприятные палеотектонические и палеогеографические условия для образования разнообразных органогенных построек (см. рисунок).

Здесь лишь необходимо отметить, что площадь палеовпадин и шельфа не была постоянной в плане для никитовской и славянской свит, а менялась во времени, что позволяет прогнозировать биогермные постройки на склонах крупных депрессий в виде двух самостоятельных зон. Анализ мощностей и литофаций показывает, что в целом биогермные постройки нижней перми имеют развитие в области наибольшего градиента мощностей нижней перми.

В органогенных постройках славянской свиты к настоящему времени уже открыты залежи нефти на Мильковском и Чижевском месторождениях и Леляковское месторождение нефти.

Вышеизложенный материал позволяет сделать вывод о том, что в от-

ложениях палеозоя северо-западной части ДДВ на различных стратиграфических уровнях широко развиты карбонатные резервуары нефти и газа, основная часть которых имеет рифогенную природу.

Учитывая полученные данные бурения и сейсмозвездки, основные перспективы нефтегазоносности карбонатных коллекторов намечаются в саргаевско-семилукских и задонско-елецких отложениях верхнего девона, нижневизейских и башкирских нижнего и среднего карбона, славянской и никитовской свитах нижней перми.

Основные районы для целенаправленной постановки сейсмозвездки и бурения для выявления залежей углеводородов в карбонатных коллекторах рифогенного типа следующие:

— по девонским подсолевым (семилукско-саргаевским) и межсолевым задонско-елецким отложениям: Седневско-Червоногорский, Борковско-Максаковский и Мринско-Орешнинский участки (см. рисунок);

— по нижнепермским отложениям рекомендуется пробурить два профиля скважин глубиной 2300—2800 м в пределах южного склона Сребненского прогиба на участке Иванница—Брагинцы, а также ряд скважин глубиной 2500—2800 м в пределах Луценковско-Краснозаводского участка (см. рисунок);

— изучение перспектив нефтегазоносности карбонатных коллекторов нижнего визе и башкира планируется вести попутно в пределах Гнединцевско-Чернухинской зоны и Артюховско-Липоводолинского вала.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Вакарчук Г. И., Лукин А. Е., Мясников В. Н. и др. Перспективы нефтегазоносности карбонатных пород нижней перми Днепровско-Донецкой впадины. — Геология нефти и газа, 1975, № 2, с. 35—41.
2. Горкушин А. С., Фролов И. Ф., Стасенков В. В. и др. О новом направлении поисково-разведочных работ на нефть и газ в Восточном Предкавказье в связи с поисками рифов в триасовых отложениях. — Там же, 1974, № 7, с. 11—17.
3. Грачевский М. М., Берлин Ю. М., Дубовский И. Т., Ульмишек Г. Ф. Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа. М.: Недра, 1969. 295 с.
4. Леворсен А. И. Геология нефти и газа. М.: Мир, 1970. 520 с.
5. Лукин А. Е. О перспективах нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины в связи с поисками палеозойских биогермов. — В кн.: Перспективы поисков месторождений нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине. Львов: УкрНИГРИ, 1972, с. 62—70.
6. Максимович Г. А., Быков В. Н. Карст карбонатных нефтегазоносных толщ. Пермь, 1978. 100 с.
7. Сахибгареев Р. С., Москвич В. А. О двух рифогенных формациях верхнего девона Припятского прогиба. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1975, № 7, с. 136—140.
8. Сахибгареев Р. С., Москвич В. А., Комаров О. И. О рифогенной природе межсолевых отложений Осташковичского месторождения. — Докл. АН БССР, 1975, т. 19, № 5, с. 452—454.

А. В. Алексеевко, А. В. Березанский,  
С. Б. Гуцин, В. М. Пай, Д. П. Резвой,  
И. И. Солошенко

## ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ КАРАТУМИНСКОГО РИФОИДА И ОКРУЖАЮЩИХ ЕГО ТЕРРИТОРИЙ

(Восточный Алай)

Общеизвестно значение крупных древних карбонатных массивов — биогерм и рифов. В захороненном состоянии они представляют собой потенциальные ловушки неантиклинального типа для залежей нефти и газа. На их долю приходится не менее половины мировой добычи нефти [2]. Выделенные на поверхность, расконсервированные, они, естественно, не могут служитьместищем горючих полезных ископаемых, но представляют интерес как объекты, доступные для детального изучения. Одна из таких структур — горный массив Каратума, расположенный на междуречье Акбогус и Чонказык — левых притоков р. Тар в Восточном Алае.

Горный узел Каратума, имея абсолютную высоту более 4 км, возвышается над окружающими его долинами более чем на 2,5 км. В плане он имеет форму плавной асимметричной дуги, ориентированной выпуклостью к северу. В общей структуре региона массив Каратума представляет фрагмент в цепи карбонатных гряд, опоясывающих дугами Восточноалайский антиклинорий [5]. Геологическое строение этой территории отражено в работах многих исследователей [1, 3, 7]. В настоящей статье рассмотрены лишь отложения палеозоя, представленные образованиями от лlandoвери до нижней перми включительно. Однако привести единую стратиграфическую колонку этих отложений не представляется возможным, так как литофациальный состав толщ, их мощности, возрастной интервал и фаунистическая характеристика чрезвычайно изменчивы. Подчеркнем, что различия касаются только среднепалеозойской части разреза от лудлова до визе. Лlandoвери-венлокское основание разреза и его верхние части (от серпуховского яруса до нижней перми) характеризуются литологическим однообразием и различаются в разных частях территории лишь в деталях, что с несомненностью свидетельствует о единообразии палеоседиментогенных обстановок и тектонического режима этих временных интервалов.

По особенностям строения в районе выделяются сложно устроенный Каратуминский рифоид [I], Буданский (II), Джусалинский (III) и Акбогусский (IV) блоки. На схеме (см. рисунок) границы между блоками условно проведены вдоль конседиментационных разломов, с которыми эти границы иногда совпадают. Чаще всего они постепенные, расплывчатые.

Каратуминский рифоид (I) характеризуется непрерывным карбонатным разрезом, накопление которого началось в раннем лудлове и закончилось в раннемосковское время. В распределении литофаций выделяются северный и южный рифы, центральная и окраинная зоны (см. рисунок).

Северный и Южный рифы сложены преимущественно мелкокристаллическими массивно-слоистыми, слоистыми и тонкослоистыми известняками. Иногда встречаются доломитизированные разности. Значительная часть карбонатов имеет ооидную структуру. В низах разреза известняки мрамор-

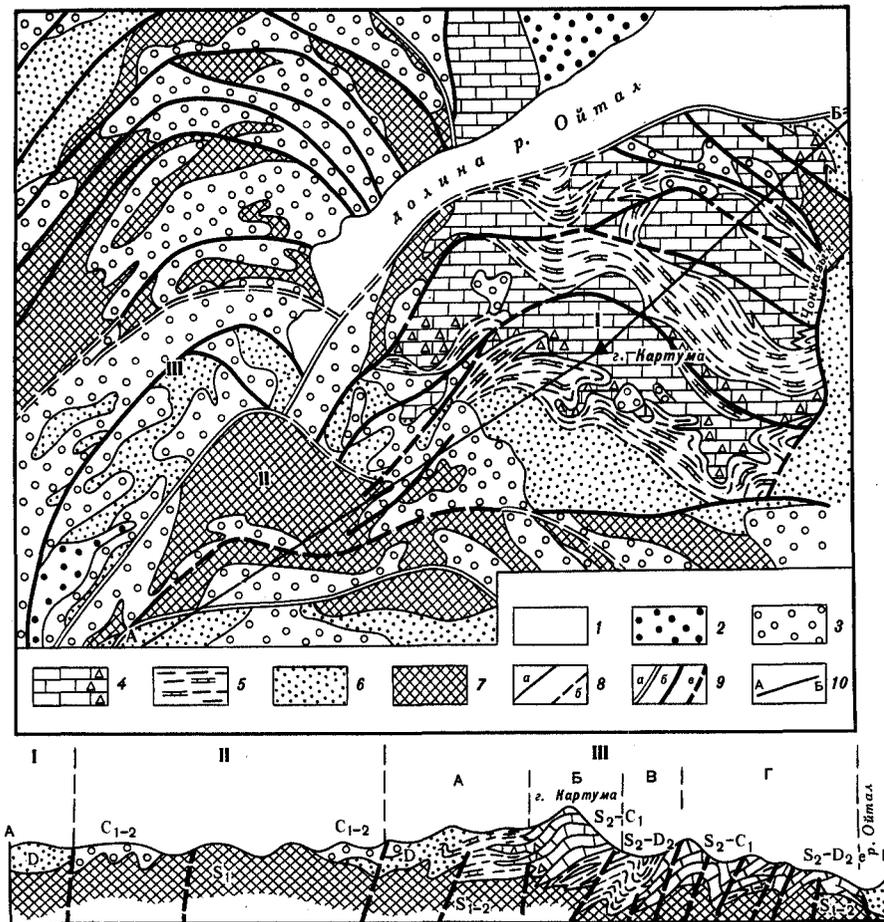


Схема распределения литофаций Каратуминского рифоида и смежных территорий

1 — красноцветные песчаники, глины, гипсы верхнего мела; 2 — алевролиты, песчаники, гравелиты нижней перми — верхнего карбона; 3 — ритмичное переслаивание алевролитов и песчаников среднего карбона, в основании — терригенно-кремнисто-карбонатные отложения визейского — башкирского ярусов; 4 — разнослоистые органогенные, брекчиевидные известняки, известковистые песчаники верхнего силура, девона и нижнего карбона; 5 — слоистые глинистые известняки, известковистые алевролиты, песчаники и кремнистые сланцы девона; 6 — переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов, иногда прослои криноидных и тентакулитовых глинистых известняков; 7 — глинистые, глинисто-углистые сланцы, алевролиты и песчаники с прослоями кремней верхнего силура — девона; 8 — геологические границы между венлоком — нижним лудловом: а — достоверные, б — предполагаемые; 9 — разломы: а — межблоковые конседиментационные, б — прочие достоверные, в — предполагаемые; 10 — линия геологического разреза. Б л о к и: I — Джусалинский, II — Буданский, III — Каратуминский; А — Окраинная зона, Б — Южнокаратуминский риф, В — Центральная зона, Г — Северокаратуминский блок

ризованы и часто переходят в крупнокристаллические. Пелитоморфные известняки, как и породы, содержащие глинистый материал, встречаются в подчиненном количестве. В отдельных прослоях обнаружены известковистые песчаники и брекчии. Как правило, известняки содержат большое

количество фауны, среди которой преобладают кораллы (табуляты и ругозы) и брахиоподы. В верхах разреза, кроме того, появляется большое количество фораминифер. Обилие фауны указывает на органогенное происхождение карбонатов. Наличие карбонатно-обломочных пород не противоречит органическому происхождению постройки. Специальными исследованиями установлено, что образование таких типов пород может быть обусловлено многими, в том числе биологическими процессами, включающими деятельность сверлящих и роющих организмов [4, 6]. Мощность отложений в рифах максимальна для всего района и достигает 950—1300 м.

Центральная зона широкой полосой вытягивается от урочища Бова в запад-северо-западном направлении в бассейн р. Акбогус, отделяя северный риф от южного. Здесь преобладают слоистые и тонкослоистые, обычно темноокрашенные известняки, переслаивающиеся с алевролитами и песчаниками. Значительная часть карбонатов имеет вид обломочных пород аккреционного типа. Последние, как правило, приурочены к краевым частям рифовых построек, от которых они отходят в виде «хвостов» и быстровыклинивающих линз. Известняки содержат брахиоподы, отдельные фавозиты и амфипоры. В основании разреза встречаются прослои вулканогенно-терригенных пород. Мощность отложений этой зоны в 1,5—2 раза меньше мощности разновозрастных образований рифа. Полная мощность разреза неизвестна из-за отсутствия отложений моложе девона.

Окраинная зона почти повсеместно, прерывистым овалом охватывает Каратуминский рифоид. Здесь можно наблюдать быстрое выклинивание массивных известняков и замещение их глинисто-карбонатными и песчанистыми породами; линзами залегают известковистые брекчии. Известняки пелитоморфные, глинистые, тентакулитовые или криноидные. В алевролитах и аргиллитах также значительна примесь карбонатного материала. В удалении от известняковых массивов нередко прослои и линзы гравелитов и конгломератов. Существенную роль в разрезах силура и девона этой зоны играют кремнистые породы, в которых обнаружены скопления радиолярий. По набору литофаций и их фаунистической характеристике эта зона переходная от рифовой постройки к шельфовой зоне.

Буданский (II) и сходный с ним по строению Акбогусский (IV) блоки расположены соответственно к юго- и северо-западу от карбонатного массива Каратума. Особенность территорий — полное выпадение из разреза отложений девона. Здесь на глинистых, углисто-глинистых, песчанистых и кремнистых породах среднего лландовери, венлока и нижнего лудлова с резким угловым и стратиграфическим несогласием залегают толща (мощностью не менее 600 м) ритмично переслаивающихся песчаников и алевролитов верхнемосковского подъяруса. В основании толщи почти повсеместно находится маломощная (до 80 м) пачка тонкоплитчатых известняков, кремней, песчаников серпуховского и раннемосковского возраста. В устье сая Буданэ в этих базальных образованиях резко возрастают количество и размер обломочного материала — здесь нередко гравелиты и конгломераты, содержащие в цементе нижнемосковские фораминиферы, а в обломках разнообразную переотложенную фауну девона. Своеобразие последовательности напластования позволяет рассматривать эти территории как верхне-силурийские и девонские островные поднятия (области денудации), затопляемые мелководным морем в раннем карбоне.

Джусалинский (III) блок, вытянутый в северо-восточном направ-

лении, разделяет Акбогусский и Буданский блоки. Своей восточной частью он упирается в Каратуминский рифоид, огибая его с юга и переходя в его окраинную зону. Для этой территории типично присутствие девонских отложений в терригенных фациях, лежащих на кремнисто-карбонатно-терригенных образованиях силура. Разрез венчается кремнисто-карбонатными и флишoidalными толщами карбона. Отложения девона представлены известково-глинистыми сланцами, алевролитами, песчаниками, изредка гравелитами и конгломератами. Вся толща пронизана маломощными прослоями и линзами кремней и мергелистых, пелитоморфных и мелкокристаллических известняков; иногда встречаются известковистые брекчии и продукты вулканической деятельности основного состава — туфы, туффиты, туфоалевролиты. Мощность девонских отложений непостоянна — в центральных частях блока она не превышает 600 м, на периферии, на окраинах Буданской и Акбогусской структур — уменьшается до нуля.

Таким образом, массивы Каратума, сложенные биогермными известняками, представляют собой сложноустроенную рифовую постройку барьерного типа. Она расположена среди поля распространения разновозрастных с ней терригенных пород. Каратуминский риф развивался наиболее интенсивно в лудловское, девонское и в начале нижнекаменноугольного времени. Он возник на небольшом удалении от девонских поднятий (зон размытия), разделенных проливом, запольным терригенными отложениями. Карбонатные биостромы, встреченные здесь, резко отличаются по своему составу, структурам и мощностям от синхронных образований рифоида. В районе рифоида царил обстановка резко дифференцированных тектонических движений. Рядом с воздымающимися зонами размытия располагался барьерный риф, амплитуда прогиба которого составила не менее 1 км. Вероятно, эти контрастные движения обусловили формирование крупных конседиментационных разломов, имеющих в плане дугообразную форму. Вдоль разломов проявился эффузивный и экструзивный вулканизм основного состава.

Со второй половины раннекаменноугольного времени седиментогенная обстановка в районе выравнилась — началось накопление единого плаща флишoidalных верхнепалеозойских толщ. Лишь в Каратуминском рифе до раннемосковского времени включительно карбонатное накопление продолжалось. В основном зона рифообразования сместилась к северо-западу, в район гор Мому — Чаканташ, где началось формирование верхнепалеозойских (до верхнего карбона) барьерных рифов.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Брежнев В. Д. К геологии силурийских и девонских отложений Юго-Восточной Ферганы (массив Каратума). — В кн.: Тектоника допалеозойских и палеозойских толщ Тянь-Шаня. Фрунзе: Илим, 1970, с. 174—182.
2. Гарбаух Дж. У. Карбонатные коллекторы нефти. — В кн.: Карбонатные породы. М.: Мир, 1970, т. 1, с. 320—356.
3. Дженчураева А. В. Стратиграфия и фораминиферы среднекаменноугольных отложений северных склонов Туркестано-Алая. Фрунзе: Илим, 1979. 182 с.
4. Равикович А. И. Современные и ископаемые рифы. М.: Изд-во АН СССР, 1954. 169 с.
5. Резвой Д. П., Алексеенко А. В., Резвой П. Д., Солошенко И. И. Кольцевые структуры Алайского хребта. — Докл. АН СССР, 1978, т. 241, № 4, с. 906—908.
6. Сендерс Дж. И., Фридмен Дж. М. Происхождение и распространение известняков. — В кн.: Карбонатные породы. М.: Мир, 1970, т. 1, с. 165—248.
7. Яговкин А. В. Сокращенные разрезы среднего палеозоя Восточно-Алайского хребта и южных склонов Алая. — В кн.: Вопросы стратиграфии палеозоя. Львов: Изд-во ЛГУ, 1969, с. 57—70.

## ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ЕМКОСТНЫХ И ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ БИОХЕМОГЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

УДК 552.58:539.217.1 (476—13)

*Н. В. Назарова*

### ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРЫ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЕК ДЕВОНА (северной части Припятского прогиба)

В северной части Припятского прогиба в задонско-елецких отложениях девона развиты органогенные постройки, к которым приурочены основные месторождения нефти и газа региона. Они широко распространены в пределах Речицко-Вишанской и Северной прибортовой зон (Кнышевичская, Судовицкая, Березинская, Решетниковская, Озерщинская) и переходной между ними зоне (Северо-Полесская, Дубровинская), в Шатилковской депрессии (Шатилковская, Первомайская, Верхне-Первомайская площади) и в Жлобинской седловине (Хатецкая площадь).

Мощность органогенных построек колеблется от нескольких метров (биостромы) на Золотухинской площади до нескольких сотен метров в биогермных постройках (Осташковичская, Южно-Осташковичская, Первомайская, Красносельская, Хатецкая, Решетниковская, Кнышевичская, Березинская и другие площади). Они образованы сложным комплексом фаций, взаимосвязанных друг с другом по условиям образования [1].

Коллекторы зернистой и реже органогенной структуры пустотного пространства слагают собственно рифовую (ядерную) фацию в сводовых участках поднятий Речицко-Вишанского и западной части Червонослободско-Малодушинского валобразных поднятий, а также разрезы некоторых скважин северной части Припятского прогиба (Кнышевичская, Моисеевская и Шатилковская площади). Они представлены пористо-кавернозно-трещиноватыми средне-мелкозернистыми (0,25—0,5 мм) доломитами с реликтами органогенной (водорослевой) структуры и сильно доломитизированными зоогенно-водорослевыми известняками. Для них характерно отсутствие слоистости. Модель пустотного пространства, изготовленная по разработанной в 1972 г. методике [2], представляет собой ажурный каркас из переплетающихся поровых каналов, люминесцирующих желтовато-зеленым цветом. Пустотное пространство образовано крупными (до 120 мкм) межзерновыми порами и пустотами выщелачивания размером до 1—2 см. Связь между ними осуществляется через широкие (20—100 мкм и более), слабо извилистые каналы, а также трещины, раскрытость которых не превышает 1000 мкм. В связи с этим породы собственно рифовой фации обладают наилучшими коллекторскими свойствами: открытая пористость — 15—20%, проницаемость — 100—1000 мД и более, остаточная водонасыщенность около 10—20%.

Пористость доломитов Осташковичской органогенной постройки составляет 19,4%, газопроницаемость — 603,6 мД, осадочная водонасыщенность — 14%. Программы, полученные методом капилляриметрии, подтверждают значительное количество пор большого радиуса — свыше 50 мкм. Изучение порового пространства некоторых образцов пород (скв. 20 Осташковичской площади, скв. 2 Вишанской площади, скв. 7 Шатилковской площади и др.) с помощью люминесцентно-фотометрического метода показало на программах несколько максимумов, что свидетельствует о неоднородности строения пустотного пространства. При этом на Осташковичской площади коэффициент микронеоднородности, определенный по методике Ф. И. Котяхова (1953 и 1970 гг.), колеблется в пределах от 0,363 до 0,677. На Тишковской площади этот коэффициент выше — 0,747, на Давыдовской еще выше — в пределах от 0,7 до 0,813, а на Кнышевичской невысок — 0,450. Анализ полученных материалов показал, что наблюдается тенденция увеличения значений открытой пористости, проницаемости и среднего радиуса пор с уменьшением коэффициента микронеоднородности и уменьшения в том же направлении величины остаточной водонасыщенности.

Неоднородность строения пустотного пространства пород выражается в том, что отдельные пористо-кавернозные участки разобщены плотной тонкозернистой матрицей. Примером могут служить доломиты Давыдовской рифогенной постройки, изученные<sup>1</sup> по методике В. А. Ругуша. Диаметры расширений в них изменяются от 5 до 140 мкм. Наибольшая доля порового пространства приходится на пустоты диаметром около 30 мкм. Пережимы характеризуются значениями от 5 до 80 мкм с преобладающим размером 15 мкм. Условный диаметр поровых каналов равен 19,5 мкм, просветность пережимов  $\Pi_n = 0,063$ , расчетная проницаемость наиболее пористо-кавернозного участка составляет 751 мД. Тогда как в матрице, сложенной тонко-мелкозернистым карбонатом (размер зерен 20—40 мкм), поры чаще мелкие, диаметром до 10—20 мкм, плохо сообщающиеся между собой, расчетная проницаемость менее 0,1 мД.

Поскольку органогенные постройки северной зоны Припятского прогиба располагались в сфере действия волн, то они частично разрушались, давая массу карбонатных обломков различной размерности. Эти обломки выносились на склоны построек. В результате собственно рифовая фация сменяется зоной шлейфов: близкого и дальнего. В фациях близкого шлейфа размер обломков, по В. А. Москвичу, превышает 1—2 мм, дальнего — менее 1 мм. В литологическом отношении зона близкого шлейфа представлена органогенно-биоморфными, водорослевыми, псевдоолитовыми, сгустково-комковатыми, онколитовыми и желваково-строматолитовыми известняками, среди которых встречаются подчиненные прослои вторичных доломитов, исчезающие в направлении понижения склона (в фации дальнего шлейфа). Пустотное пространство названных известняков представлено крупными пустотами между органогенными остатками, соединенными широкими, короткими, значительно разветвленными, но хорошо взаимосвязанными каналами. Тонкие открытые или заполненные битумом каналы можно наблюдать с помощью метода люминесцентной микроскопии внутри органогенных остатков. Поскольку формирование данного типа порового пространства происходило в условиях волнений (мелководья), то тонкий материал выносился, а остав-

<sup>1</sup> Исследования выполнены совместно с Ф. Я. Бенсманом.

шиеся органогенные остатки, их обломки и сгустки приобрели «рыхлое» взаимное расположение. Этим объясняются высокие коллекторские свойства пород фации близкого шлейфа: открытая пористость — 15—20%, газопроницаемость — 100—300 мД. В более поздние стадии литогенеза вследствие образования крустификационных каемок (кальцита, доломита и ангидрита II генерации) участками произошло уменьшение сечения поровых каналов. Поэтому даже при высокой пористости (до 10—20%) проницаемость пород мала (не более 10—20 мД). Следовательно, первоначально однородное поровое пространство было превращено в неоднородное, что отразилось на ухудшении коллекторских свойств.

Пустотное пространство органогенно-детритовых, сгустково-комковатых и онколитовых известняков, слагающих зону дальнего шлейфа, характеризуется значительной сложностью. Это обусловлено превращением межформенных пустот в межзерновые вследствие процессов перекристаллизации. Под влиянием же вторичных процессов минералообразования, органогенные остатки и их детрит, а также сгустки и онколиты были сцементированы кальцитом II генерации. Поэтому сообщение пустот между собой происходит по слабо взаимосвязанным узким (5—10 мкм) извилистым каналам, повторяющим очертания зерен цемента, а также проходящим вдоль контуров органогенных остатков и по тонким открытым трещинам внутри стилолитов. Диаметр пор небольшой, просветность пережимов малая — 0,001—0,003, степень сообщаемости низкая — 0,2—0,4. В связи с этим коллекторские свойства пород данной части органогенных построек невысокие: открытая пористость 6—10%, остаточная водонасыщенность от 60 до 90%.

Ухудшение коллекторских свойств пород рифогенных фаций наблюдается и в зоне водонефтяного контакта Речицкой, Осташковичской, Сосновской, Давыдовской и Вишанской структур. Их пустотное пространство залечено окисленным битумом и кальцитом III генерации, образующимися в ходе процессов сульфатредукции. Поэтому размеры расширений и пережимов поровых каналов, их диаметр и просветность пережимов небольшие, степень разветвленности и сообщаемости — низкие.

Значительной сложностью порового пространства характеризуются породы присбросовых зон органогенных построек. Интенсивная залеченность вторичными минералами (ангидрит II генерации, кальцит и доломит II генерации, каменная соль и др.) обуславливает чрезвычайно узкие (до 10 мкм) и извилистые прерывистые каналы и мелкие, нередко тупиковые поры. Коллекторские свойства пород этой зоны весьма низкие.

Таким образом, структура пустотного пространства органогенных построек определяет емкостные и фильтрационные свойства слагающих их пород коллекторов, что необходимо учитывать при разработке связанных с ними месторождений.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Карасев И. П., Назарова Н. В., Казенкина Г. А., Демидович Л. А. К вопросу об участии водорослей в формировании нефтегазоносных межсолевых отложений девона северо-восточной части Припятского прогиба. — Докл. АН БССР, 1972, т. 16, с. 158—161.
2. Назарова Н. В., Демидович Л. А. Метод люминесцирующих моделей пустотного пространства пород. — В кн.: Особенности формирования пород-коллекторов впадин запада Русской платформы. Минск: БелНИГРИ, 1977, с. 129—131.

УДК 553.98.061.4:552.58 (470.45)

Н. В. Данышина

### ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ КАРБОНАТНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

(на примере Котовско-Мирошниковской зоны Волгоградской области)

Проблема карбонатных коллекторов приобретает все большее значение в связи с открытием в последнее время в Нижнем Поволжье залежей нефти, приуроченных к рифовым фациям верхнефранского возраста. Ископаемые органогенные постройки Котовско-Мирошниковской зоны расположены по западному обрамлению Уметовско-Линевской депрессии. Осадки накапливались в морской среде, в условиях мелководья и представлены в основном известняками, реже доломитами. Среди органогенных известняков выделяются три типа: биоморфные, которые по преобладанию слагающих организмов подразделяются на водорослевые, фораминиферовые и стеллопоровые (причем в каждом из этих типов организмов намечаются сообщества с различными избирательными особенностями к условиям существования), биоморфно-детритовые и сгустково-комковатые. Кроме того, в строении органогенных построек принимают участие оолитовые известняки.

В зависимости от экологических условий выявлена определенная зональность в распространении различных сообществ организмов.

На Котовском массиве сообщество организмов отличается как многообразием видового и родового состава, так и количеством особей. Основа сообщества — водоросли *Coactylum*, *Epiphyton*, *Girvanella*, *Izhella*, *Shuguria*, которые поселялись только в зоне рифов и активно участвовали в их создании [1]. Многие фораминиферы приспособились к существованию в зоне рифа и представлены *Parathurammia paracushmani* Reitl., *P. dagmarae* Sul., *P. obnata* Tchuv., *P. devonica* Viss., *Cribrosphaeroides ovalis* Pojark., *C. permirus* (Antrop.), *Eovolulina elementa* Antrop., *Uralinella bicamerata* Byk., *Caligella borovkensis* Antrop., *Tikhinella measpis* Byk., *Nodosaria evlanensis* Lip., *N. rauserae* (N. Tchern.), *Geinitzina devonica* (Lip.).

Котовский массив (скв. 24, 28) формировался непосредственно на морфологическом уступе морского дна на границе мелководного и относительно глубоководного участков бассейна. Эти условия благоприятствовали образованию сложнопостроенного рифового массива. Об этом свидетельствует дифференцированный набор пород, образованных разнообразными известковыми водорослями, фораминиферами, строматопоратами и мшанками.

Совершенно иное сообщество организмов на Мирошниковском массиве (скв. 2, 3, 30). Основа сообщества здесь — строматопориты с участием (значительно в меньшей степени) водорослей и фораминифер. Это сообщество отличается однообразием при резком преобладании фауны стеллопор. Известняки образованы скоплениями тонких цилиндрических ценостеумов стеллопор. Ценостеумы захоронены вблизи места обитания их скоплений и не несут следов какой-либо сортировки.

На Мирошниковской площади, помимо вышеописанного сообщества, четко обособляется участок с типично рифовым сообществом организмов Котовского массива (скв. 4, 14). Но в отличие от Котовского массива где широко

распространены органогенно-детритовые известняки, здесь преобладают биоморфные, почти повсеместно сложенные водорослями, а также фораминиферами, находящимися в прижизненном состоянии. Сохранность организмов позволяет видеть в шлифах совершенно нетронутые кусты водорослей *Epiphyton*, слоевища *Izhella*, *Shuguria*, нанизанные одна на другую, как ожерелья, раковины фораминифер *Uralinella bicamerata* Вук. Водоросли, переполняя породу, занимают 95% ее объема.

Мирошниковский массив развивался на более спокойном пологом поднятии морского шельфа. Здесь обособляются Голубковский массив (скв. 4, 14) небольшого размера со специфическим фаунистическим комплексом небольшой рифовой постройки и «стеллопоровый луг» (скв. 2, 3, 30), сформировавшийся в периферийном участке отмели вблизи рифового массива со сложным комплексом мелководных осадков.

Первичные литолого-фациальные условия осадконакопления преопределили в отложениях Котовско-Мирошниковской зоны первичную пористость. Формирование емкостного пространства пород Мирошниковской площади определялось седиментационными, в меньшей степени постседиментационными условиями, тогда как основную долю емкости пород Котовского массива составляют вторичные пустоты выщелачивания и перекристаллизации. Характерная особенность Котовского массива — высокая кавернозность. Прослоями каверновая пористость составляет до 60—70% открытой пористости пород. Преобладает кавернозность, связанная с выщелачиванием органического материала.

Формирование порового пространства обусловлено различными процессами, при этом ясно видна большая роль организмов в его формировании. Пористые породы образуют в теле массивов линзы и неправильной формы участки.

Таким образом, накопление осадков на Котовском и Мирошниковском массивах происходило в несколько различных литолого-фациальных условиях и тектоническом режиме. Тектонический фактор активнее проявлялся на Котовской площади, о чем свидетельствует интенсивно развитая по сравнению с Мирошниковским массивом сеть разнонаправленных и залеченных трещин, сильнее выражены вторичные преобразования — перекристаллизация, выщелачивание, новообразования доломита и кальцита.

В зоне Мирошниковского и Котовского массивов широко распространены коллекторы каверново-порового и трещинно-порово-кавернового типов. При этом тип коллектора находится в прямой зависимости от распределения сообществ организмов органогенных построек.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Чувазов Б. И. История развития и биомическая характеристика позднедевонского бассейна на западном склоне Среднего и Южного Урала. М.: Наука, 1968. 130 с.

УДК 622.244.6

Ю. А. Клименко, Л. Ф. Горлачева

### ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТ ПО ИСПЫТАНИЮ РИФОГЕННЫХ (КАРБОНАТНЫХ) ОТЛОЖЕНИЙ (в условиях Днепровско-Донецкой впадины)

Одно из направлений прироста запасов нефти и газа в УССР на ближайшие годы — открытие промышленных залежей в девонских отложениях северо-западной и южной прибортовых частей Днепровско-Донецкой впадины.

По результатам исследования кернового материала и данным промышленной геофизики преобладающее развитие в девонских отложениях имеют трещиноватые и кавернозные коллекторы, представленные в основном известняками и доломитами с очень низкими коллекторскими свойствами. При вскрытии таких отложений бурением и дальнейшем цементировании эксплуатационных колонн проницаемость пластов резко снижается за счет проникновения по трещинам промывочной жидкости и цементного раствора. Ухудшение естественной проницаемости трещиноватых коллекторов, а порой и полная их закупорка в значительной мере затрудняют процесс поиска и разведки месторождений нефти и газа.

Один из самых прогрессивных методов испытания перспективных пластов — метод испытания скважин в процессе бурения, который обеспечивает возможность проведения исследования трещиновато-кавернозных отложений, сохранивших свои естественные коллекторские свойства. Поэтому при поиске и разведке нефтяных и газовых месторождений в трещиноватых породах, приуроченных к рифам, очень важно рационально сочетать промыслово-геофизические методы с прямыми методами исследования скважин, и в первую очередь с испытанием скважин трубными испытателями пластов в процессе бурения.

Основное преимущество испытания скважин в процессе бурения — максимальное приближение времени исследования пласта к моменту его вскрытия. В особенной мере это относится к трещиноватым коллекторам, сложенным известняками и доломитами.

В отечественной практике ведения геологоразведочных работ на нефть и газ накоплен значительный опыт испытания объектов в карбонатных отложениях с помощью испытателей пластов, в результате чего открыт ряд месторождений нефти и газа на территории Украины и Белоруссии.

В течение 1976—1979 гг. на разведочных площадях Днепровско-Донецкой впадины (объединения "Черниговнефтегазгеология" и "Полтавнефтегазгеология") при испытании девонских отложений испытателями пластов выполнено 129 операций, из которых 14 в обсадной колонне и 115 в открытом стволе. Из 109 удачно проведенных операций восемь выполнены в обсадной колонне, 14 — с установкой пакера в башмаке обсадной колонны и 87 с установкой пакера в открытом стволе. Всего испытано 95 объектов, из них — восемь в обсадной колонне и 87 в открытом стволе. Из 95 испытанных объектов приток нефти получен из двух (скважины 3 и 5 Кинашевской площади), приток пластовой воды — из 12, приток воды с пленкой нефти — из трех объектов и по 78 объектам притоков не получено.

Испытание скважин осуществлялось по общепринятой в нашей стране методике с использованием серийных испытателей пластов и глубинных манометров. В тех случаях, когда получали приток нефти и/или пластовой воды, снимали кривую восстановления забойного давления и по ней определяли величину пластового давления, гидропроводность пласта и его пористость. Коэффициент призабойной закупорки пласта не определялся, поэтому судить о степени засорения пласта в процессе его вскрытия бурением не представляется возможным. Это, в свою очередь, не позволяет судить о качестве применяемых промывочных жидкостей с точки зрения закупорки пластов.

В результате анализа установлена прямая зависимость количества выполненных удачных и неудачных испытаний от времени воздействия промывочной жидкости на пласт и мощности испытываемых интервалов. Так, из шести операций по спуску испытателей пластов спустя трое суток после вскрытия бурением объектов и мощности испытываемых интервалов до 25 м было установлено, что все объекты выполнены удачно (100%). При увеличении времени воздействия промывочной жидкости на пласт до 10 суток и увеличении мощности испытываемых интервалов до 50 м количество удачных операций снизилось до 94,3%, а при более длительном воздействии — больше 10 суток и увеличении интервалов испытания свыше 50 м — количество удачных испытаний снизилось до 79,5%. Тем не менее основной объем (95%) работ по испытанию был проведен в самых неблагоприятных условиях, т. е. при длительности воздействия промывочной жидкости на пласт свыше трех суток и увеличении мощности испытываемых интервалов более чем на 25 м.

В ряде случаев были получены притоки пластовой воды в условиях, когда пласт длительное время находился под воздействием промывочной жидкости. Так, например, в скв. 1 Жовтневої площаді (інтервал 3595—3675 м) пласт находился под воздействием промывочной жидкости в течение 275 суток, а приток пластовой воды был получен в течение 30 мин при депрессии на пласт 170 кгс/см<sup>2</sup>. При испытании скв. 10 Щуровської площаді (інтервал 3619—3740 м) спустя 60 суток после вскрытия пласта при депрессии на пласт 170 кгс/см<sup>2</sup> приток пластовой воды был получен в течение 190 мин. В скв. 1 Ловинської площаді приток пластовой воды был получен спустя 17 суток после вскрытия пласта при депрессии 80 кгс/см<sup>2</sup> и времени стояния на притоке равном 60 мин.

При испытании трещиноватых коллекторов в процессе бурения имели место случаи, когда приток начинался спустя много времени после открытия впускного клапана. Так, приток нефти в скв. 3 Кинашевської площаді (інтервал 2021—2205 м) был получен лишь при третьем спуске испытателя пластов спустя 14 час. 30 мин, после открытия впускного клапана. Это еще раз подтверждает, какое непоправимое влияние может оказать длительное воздействие промывочной жидкости на фильтрационные параметры трещиноватых нефтегазонасыщенных коллекторов и на результаты их испытаний.

Для определения достоверности испытания карбонатных отложений девона в процессе бурения полученные результаты сравнивались с данными лаборатории физики пласта (пористостью и газопроницаемостью). В результате анализа установлено, что во всех пластах, которые представлены породами с пористостью ниже 7% и газопроницаемостью ниже 0,1 мД, притоки не были получены. Из отложений, которые имели пористость свыше 10%, были получены притоки пластовой воды.

Существенное влияние на качество испытания карбонатных коллекторов в отложениях девона оказывают время стояния на притоке и величина депрессии на пласт. Анализ фактического материала показывает, что наиболее высокая вероятность удачных испытаний достигается при продолжительности открытого периода испытания в пределах 3 ч и величине депрессии на пласт до 120 кгс/см<sup>2</sup>.

В целях повышения эффективности работ по испытанию карбонатных отложений в процессе бурения скважин в условиях ДДВ предлагается следующий комплекс мероприятий.

1. Испытанию должны подвергаться свежевскрытые пласты (с разрывом во времени не позже трех суток после их вскрытия бурением) и ограничением мощности испытываемых интервалов до 25 м.

2. С целью предотвращения смыкания трещин в период испытания величину депрессии ограничивать до 170 кгс/см<sup>2</sup>. Целесообразно для установления оптимальной величины депрессии провести ряд испытаний продуктивных отложений с различной величиной депрессии и определением каждый раз интенсивности притока.

3. Время открытого периода испытания необходимо устанавливать в зависимости от интенсивности притока; оно должно исходить из поступления в бурильные трубы пластового флюида в количестве не менее трех объемов подпакерного пространства. Интенсивность притока следует определять при помощи устьевого измерителя дебита, оснащенного газовым счетчиком типа РГ-40 и шайбным измерителем.

4. Для значительного увеличения времени стояния на притоке испытание лучше проводить с применением испытателей пластов с промывкой подпакерной части скважины и опорных хвостовиков из легкосплавных бурильных труб без стальных замков.

5. С целью оценки закупоривающих свойств промывочной жидкости в процессе вскрытия пластов бурением в обязательном порядке по кривым притока и восстановления давления определять коэффициент закупорки в призабойной и удаленной частях пласта.

УДК 552.58.243(476—13)

*Н. Т. Аракчеев, А. Ш. Хайбуллин*

#### **ХАРАКТЕРИСТИКА И ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ ЕМКОСТНЫХ И ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ РИФОГЕННЫХ ОБРАЗОВАНИЙ (по ядерным и геофизическим данным)**

Основные месторождения нефти Припятского прогиба приурочены к карбонатным отложениям верхнего девона. По результатам анализа ядерных и геофизических исследований они характеризуются значительной анизотропией литологического состава и коллекторских свойств пород как по площади, так и по разрезу скважин. Карбонатные коллекторы продуктивных горизонтов представлены вторичными доломитами и органогенными известняками. Для них характерен смешанный порово-каверново-трещинный тип коллектора. Основная часть их емкости обусловлена межзерновой пористостью и кавернозностью. Открытая емкость известняков находится в

пределах 1—8%, доломитов — 3—17%. Трещины составляют незначительную часть емкости, однако играют ведущую роль в миграции флюидов.

Газопроницаемость известняков, установленная лабораторными методами, не превышает 5—10 мД, а доломитов — 180—200 мД; проницаемость же их в пластовых условиях по данным гидродинамических исследований достигает 400—800 мД.

При изучении карбонатных коллекторов по комплексу промыслово-геофизических методов и лабораторных исследований на кернах в Припятском прогибе выявлены определенные закономерности в изменении емкостных и фильтрационных свойств. Для карбонатных пород северной зоны характерны низкая глинистость до 8% и высокая (свыше 10%) емкость пород-коллекторов. На площадях центральной зоны глинистость карбонатных отложений увеличивается до 16%, а емкость пород-коллекторов снижается до 6%. В этом же направлении изменяется и эффективная емкость карбонатных коллекторов. Максимальная величина ее отмечается в северной зоне. Здесь в межсолевых отложениях на отдельных площадях она достигает 100 м и более. В центральной зоне мощность пород-коллекторов значительно меньше, чем в северной. Она снижается до 1,5—2 м. В южной зоне карбонатные породы вообще непроницаемы, коллекторами в межсолевых отложениях там являются терригенные породы.

Наиболее выдержаны по мощности и коллекторским свойствам доломиты подсолевых семилукских отложений. Выше- и нижележащие воронжские и саргаевские карбонатные отложения характеризуются значительной изменчивостью. Коллекторские свойства более низкие, чем пород семилукских отложений. Однако на отдельных площадях отмечается повышенная трещиноватость этих отложений.

Сложная литофизическая характеристика карбонатных коллекторов и значительная их изменчивость выдвигают задачи совершенствования методики совместной обработки данных анализа керна и геофизических исследований скважин при оценке основных параметров продуктивных карбонатных отложений: пористости, нефтегазонасыщенности, проницаемости, глинистости и т. д.

Как известно, в карбонатных разрезах емкость пород оценивается в основном методом нейтронного гамма-каротажа (НГК). Но использование этого параметра в неоднородных карбонатных разрезах Припятского прогиба сопряжено со значительными трудностями. Это обусловлено тем, что при существующих режимах бурения скважины, вскрытия и освоения коллекторов такого типа в их емкостное пространство проникает промысловая жидкость с частицами выбуренной породы, причем глубина проникновения значительно превышает радиус исследования нейтронного каротажа. Кроме того, физико-химические особенности промысловой жидкости, проникающей в трещины и каверны коллекторов, и пластового флюида, насыщающего породы до проникновения, различны, что не может не сказаться на показаниях нейтронного каротажа.

На показания нейтронных методов оказывает также искажающее влияние и промысловая жидкость, заполняющая скважину и представляющая сложную и непостоянную по составу и нейтронным свойствам среду. Точный учет искажающего влияния среды, заполняющей скважину и емкостное пространство коллекторов, практически невозможен из-за того, что существующие зависимости получены на моделях только для растворов хлористого

натрия различной концентрации. Это приводит к тому, что основная характеристика коллекторов — пористость — определяется по нейтронным методам в таких условиях с большой погрешностью.

В БелНИГРИ разработан способ определения пористости трещинно-кавернозных карбонатных коллекторов по данным нейтронных методов, каротажа, позволяющий учесть аномальное влияние промысловой жидкости, заполняющей скважину и загрязняющей коллекторы этого типа. На основе его по комплексу НГК, АК и ЭК разработана методика, позволяющая повысить точность определения вещественного состава и емкости карбонатных пород. Методика прошла опытно-промышленное опробование в условиях Припятской впадины и подтвердила свою эффективность.

Как показали результаты исследования связей геофизических параметров с коллекторскими свойствами пород, по данным существующих методов в настоящее время возможна оценка емкостных свойств, а оценка фильтрационных параметров не находит еще удовлетворительного практического решения. Эти параметры оцениваются по данным керновых и гидродинамических исследований. В большинстве интервалов, в которых получены притоки нефти из карбонатных коллекторов, величина проницаемости изменяется в диапазоне от 0,1 до 500 мД. Причем для межсолевых отложений наблюдается довольно значительная анизотропия проницаемости; подсолевые карбонатные отложения по проницаемости более выдержаны. Отмечается улучшение фильтрационных свойств в сводовых частях поднятий и на крутых крыльях структур.

Результаты математической обработки лабораторных исследований показали, что из всех рассмотренных параметров проницаемость наиболее тесно связана лишь с эффективной емкостью пород. При определении его использованы данные электрического, акустического и радиоактивного каротажа, а также результаты лабораторных исследований, выполненные на кернах в процессе фильтрации флюидов. Поэтому эффективная емкость — комплексный параметр. Она характеризует не только емкостные, но и фильтрационные свойства пород. Кроме того, эффективная емкость может входить в качестве самостоятельного коэффициента в формулу подсчета извлекаемых запасов нефти в карбонатных коллекторах объемным методом.

УДК 553.981 / 982.061.4

*В. М. Кляровский, А. Н. Снарский, И. Г. Пилип*

### **ОСОБЕННОСТИ ПОРОМЕТРИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ОРГАНОГЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА**

При поисково-разведочных работах на нефть и газ все больше внимания уделяется карбонатным породам как возможным коллекторам. Это обусловлено еще и тем, что с ними связано более 40% всей мировой добычи нефти и газа. Хотя за последние годы открыт ряд месторождений (в частности, Оренбургское газоконденсатное месторождение), перспективы карбонатных пород-коллекторов реализуются медленно.

Как показывает практика, большинство месторождений приурочено

к органогенным карбонатным породам, оценка коллекторских свойств которых на разных этапах поисково-разведочных работ имеет большое практическое значение.

Следует отметить, что некоторое сходство структуры и текстуры терригенных и органогенных карбонатных пород привело исследователей к закономерным попыткам использовать одинаковые методы изучения их коллекторских свойств. Проводимые нами исследования органогенных карбонатных пород Белоруссии и Оренбуржья в основном подтверждают правомерность такого подхода. Однако при этом установлено, что в связи с имеющимися минерало-петрографическими отличиями терригенных и органогенных карбонатных пород оценка емкостных и фильтрационных свойств последних имеет свои особенности. В частности, эти особенности проявляются при оценке коллекторских свойств органогенных пород по порометрическим данным изучения структуры их порового пространства, проводимого нами с помощью метода окрашенных шлифов (методика В. А. Регуша) и ртутной порометрии.

Изучение структуры порового пространства органогенных карбонатных пород Белоруссии и Оренбуржья показывает, что наряду с емкостью поровой системы между раковинами окаменевших организмов (или их обломками) во многих случаях дополнительная емкость связана с пустотами в самих раковинах. Этим, а также сравнительно рыхлой укладкой раковин может быть объяснена достаточно высокая пористость органогенных карбонатных пород, в том числе и рифогенных.

О наличии внутрираковинного порового пространства свидетельствует частичное заполнение его при пропитке пород окрашенным бакелитовым лаком. Некоторая доля всей поровой системы при пропитке бакелитовым лаком не заполняется, так как этому, видимо, препятствует небольшой размер сужений поровых каналов, соединяющих внутрираковинную поровую систему с межраковинной. По своему характеру внутрираковинные поры в этом случае близки к тупиковым или закрытым, и заполняющие их жидкости, вероятно, слабо участвуют в фильтрационном процессе, что в конечном итоге может приводить к снижению реальной нефтеотдачи. Газоотдача с таких пор (в частности, на Оренбургском месторождении) до момента подтягивания подошвенных вод может достигать значений, общих для всей системы пор.

Изучение структуры порового пространства органогенных карбонатных пород-коллекторов методом ртутной порометрии (диапазон изменения величины определяемых радиусов пор при применении порометра ПВД-1 конструкции Н. А. Николаенко от 0,03 до 100 мкм) показывает, что часто в таких породах фиксируется два максимума в распределении долей пористости по радиусам пор. Это указывает на то, что после заполнения межраковинных пор ртутью (первый максимум) при более высоком давлении заполняются внутрираковинные поры (второй максимум). В ряде случаев эти два максимума сливаются в один, охватывающий значительный интервал радиусов пор. Расчет распределения долей проницаемости указывает на то, что поровые системы (межраковинные и внутрираковинные) достаточно различаются по величинам радиусов пор (два максимума на кривой) и тогда более мелкопоровая внутрираковинная система практически не участвует в проницаемости. Таким образом, уменьшается общая доля пористости, участвующей в фильтрации, что подтверждается и уменьшением величины

литолого-структурного коэффициента, указывающего в общем на рост степени сложности порового пространства. Следует подчеркнуть, что встречаются случаи, когда после цементации межраковинные поры становятся мельче, чем внутрираковинные, и поэтому интерпретация данных ртутной порометрии должна проводиться с детальной увязкой изучения пород в шлифах.

Установлено также, что для органогенных карбонатных пород теснота положительной корреляционной связи между пористостью и размером пор ниже, чем для терригенных, что связано, видимо, с отмечаемой более сложной структурой порового пространства.

Резюмируя сказанное выше, необходимо подчеркнуть важность дальнейшего совершенствования способов геолого-промышленной интерпретации и порометрической оценки органогенных карбонатных пород-коллекторов нефти и газа в комплексе с другими характеристиками, так как данные о структуре порового пространства и его особенностях имеют важное значение как при подсчете запасов, так и для рациональной разработки месторождений и мероприятий по охране недр.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Гмид Л. П., Леви С. Ш. Атлас карбонатных пород-коллекторов. Л.: Недра, 1972, с. 37—41.
2. Десятков В. М., Филип И. Г. К вопросу изучения условий формирования пород-коллекторов Калининградской области по параметрам их моделей. — В кн.: Особенности формирования пород-коллекторов впадин запада Русской платформы. Минск: БелНИГРИ, 1977, с. 9—10.
3. Снарский А. Н. Геологические основы физики нефтяного пласта. Киев: Гостехиздат, 1961, с. 28—29.

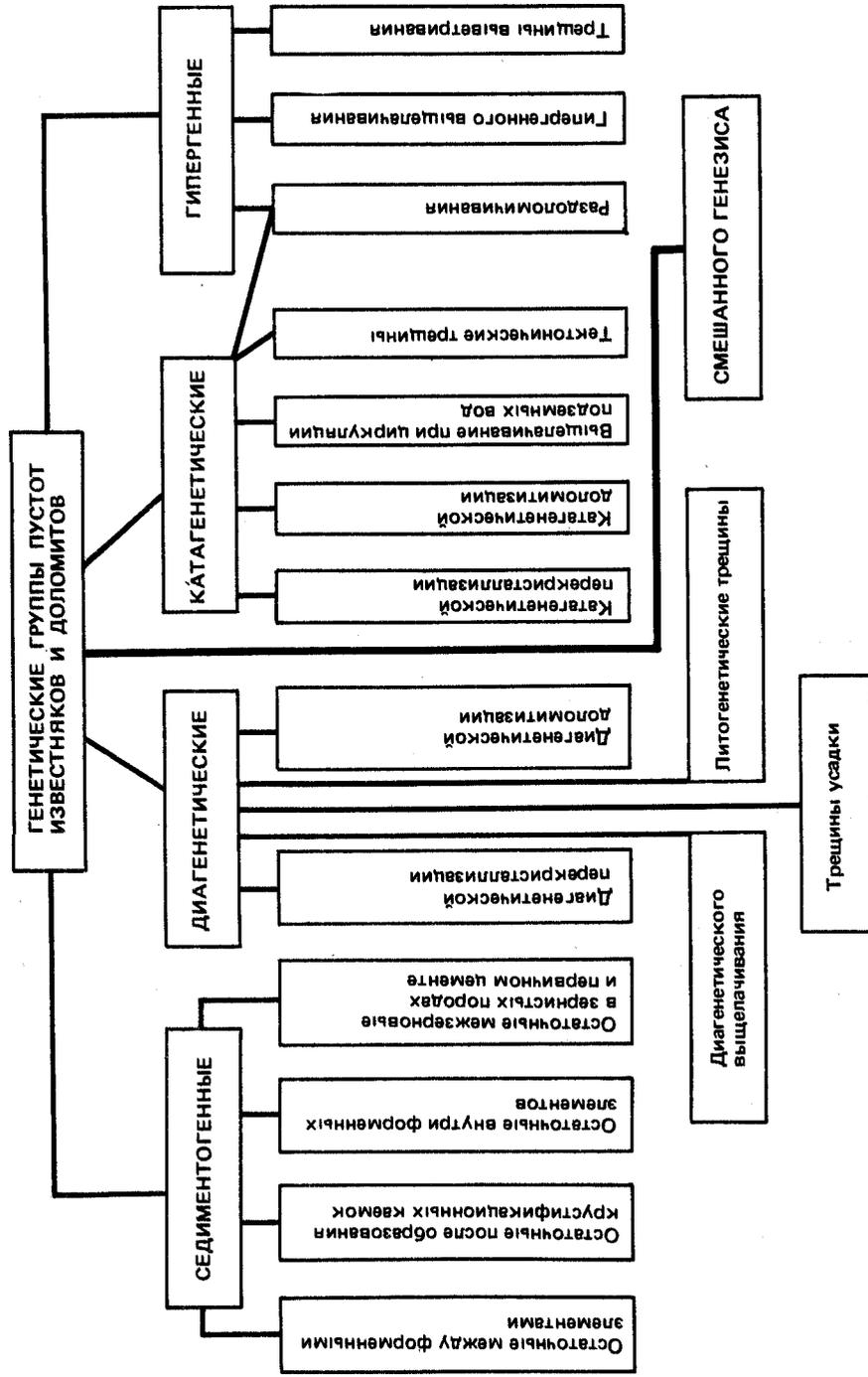
УДК 553.98.061.4:552.54 (571.5—13)

*Т. И. Гурова, М. М. Потлова, Л. С. Чернова*

#### **КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ОРГАНОГЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ЮЖНОЙ ЧАСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ**

Среди нижнекембрийских карбонатных и галогенно-карбонатных отложений Сибирской платформы выявлены нефтегазоносные горизонты, сложенные известняками и доломитами. Органогенные разновидности карбонатных пород составляют значительную часть продуктивных горизонтов. Это преимущественно водорослевые и микрофитолиговые известняки и доломиты. В отдельных разрезах обнаружены строматолиты, археоциаты, гастроподы, хиолиты, катографии и водорослевая проблематика. Кроме карбонатных пород, с форменными элементами в продуктивных горизонтах постоянны зернистые разности известняков и доломитов разнообразной структуры, а также прослоев и линз ангидрито-доломитов, доломито-ангидритов, иногда солей, мергелей и аргиллитов.

В настоящей работе приводится сравнительная характеристика коллекторских свойств карбонатных пород с органогенной и зернистой структурами. Объектом исследования стал керновый материал пяти нижнекембрийских



Генетическая классификация пустот известняков и доломитов. Составила Т. И. Гурова

продуктивных горизонтов (снизу вверх): преображенского, усть-кутского, юряхского, осинского и христофоровского. Преобладающий тип пород первых трех горизонтов — доломиты. В осинском горизонте во многих разрезах наблюдается трехчленное строение, причем водорослевыми известняками и доломитами обогатена средняя часть горизонта. В христофоровском горизонте при преобладании доломитов прослой известняков встречаются по всему разрезу.

Максимальные мощности (общая 70—85 м, эффективная 12—13 м) при- сущи отложениям христофоровского, минимальные (общая 15—18 м, эффективная 4—2 м) — преображенского горизонтов. Наиболее часто в породах горизонтов проявляются массивные горизонтальные и горизонтально-волнистые слоистые текстуры. Кроме того, в преображенском горизонте распространены линзовидные, в усть-кутском и осинском пятнистые и узорчатые текстуры. В породах отмечены также следы взмучивания, размыва, оползания осадка, а в осинском горизонте трещины усыхания. Наиболее заглинизированы породы преображенского и верхней части усть-кутского, заметная примесь алевроита слюдисто-кварцевого состава характерна для доломитов преображенского горизонта.

Среди вторичных процессов установлены засоление, сульфатизация, окремнение, кальцитизация, пиритизация, уплотнение, перекристаллизация, выщелачивание и редко раздоломичивание. Породы всех горизонтов трещиноваты и стилолитизированы, особенно их органогенные разновидности.

Среди карбонатных отложений продуктивных горизонтов установлены коллекторы порово-трещинного, каверново-порово-трещинного, порово-кавернового, порового, трещинного и стилолитово-трещинного типов. Изученным коллекторам свойственны неоднородное строение пустотного пространства, одновременное наличие пор и трещин различных генераций. Трещины литологические, послойные, по стилолитовым швам, но в основном тектонические — линейные, волнистые, вертикальные и под разными углами к слоистости, параллельные и взаимопересекающиеся, ветвящиеся, кулисообразные, сквозные и затухающие, прерывистые, открытые полностью и частично и закрытые. Заполнители трещин: ангидрит, каменная соль, кальцит, доломит, кремнезем, битум, редко пирит, единично флюорит.

Стилолитовые швы бугорчатые, зубчатые, бугорчато-зубчатые, редко столбчатые, параллельные и наклонные к слоистости, с амплитудой до 1—10 мм, реже более, заполнены глинистым и битуминозно-глинистым веществом, битумом, редко частично открытые. Пустотное пространство, связанное со стилолитами, выражено порами и трещинами. Породы в ряде случаев мелкокавернозные, часто пористы.

Четко проявляются различия пустотного пространства в органогенных и зернистых карбонатных породах. Среди водорослевых и микрофитолитовых известняков и доломитов распространены межформенные и внутриформенные поры на месте форменных элементов, а также межзерновые, внутризерновые и внутрицементные. По генезису среди них отмечаются остаточные седиментогенные, диагенетической и катагенетической перекристаллизации, выщелачивания и доломитизации. В зернистых карбонатных породах преобладают (90—100%) межзерновые поры, реже встречаются внутризерновые, а также поры и каверны выщелачивания участков породы.

В изученных отложениях установлена сплошная, реже агрегативная и линзовидно-послойная собирательная перекристаллизация. Перекристал-

Н. З. Залаяв

### МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА И ЭФФЕКТИВНОЙ ЕМКОСТИ РИФОГЕННЫХ ОБРАЗОВАНИЙ (по материалам каротажа с помощью ЭВМ)

лизованные на 40—60% карбонатные породы имеют пористость более 5%, иногда до 30%. Причем интенсивнее этот процесс, при прочих равных условиях, проявил себя в породах с форменными элементами.

Формирование пор и каверн выщелачивания связано в основном с циркуляцией подземных вод по трещинам, стилолитовым зонам и остаточным седиментогенным пустотам. Кроме того, поры и каверны возникали в полужатвердевшем осадке при кратковременном выходе его из-под уровня моря, что подтверждается трещинами усыхания и послойными кавернами, а также в период более длительного перерыва в осадконакоплении, когда возникали условия, благоприятные для процесса карстообразования. Проявление палеокарста установлено в осинском горизонте. Выщелачивание интенсивнее проявляется в карбонатных породах, содержащих форменные элементы свыше 60%, с повышенной первичной пористостью и незначительным количеством нерастворимого остатка.

Поры в зернистых породах имеют сечения угловатой, клиновидной и короткоудлиненной формы; размеры от 0,01 до 0,05 мм, реже до 0,2 мм, сообщаются тончайшими каналами, длина которых не превышает размеры пор, и микротрещинами. Поры в водорослевых доломитах и известняках имеют более разнообразную форму. Сечения их прямоугольные, многоугольные, щелевидные, овальные и причудливых очертаний. Размеры диаметра пор изменяются от 0,01 до 0,5 мм, реже до 1 мм. Поры сообщаются непосредственно друг с другом каналами и микротрещинами, размеры диаметра каверн чаще 1—2,5 мм, редко более. В шлифах известняков и доломитов изученных горизонтов количество пор достигает иногда 20—30%, но основная их часть заполнена сульфатами, каменной солью, кальцитом, кремнеземом, доломитом и битумом. Количество свободных пор редко превышает 15%, межзерновая проницаемость < 0,01 до 200 мД, обычно менее 50 мД. Удельная поверхность трещин большей частью составляет 6—50 м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>, в том числе открытых — 10—15 м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>, трещинная проницаемость от 0 до 1000 мД.

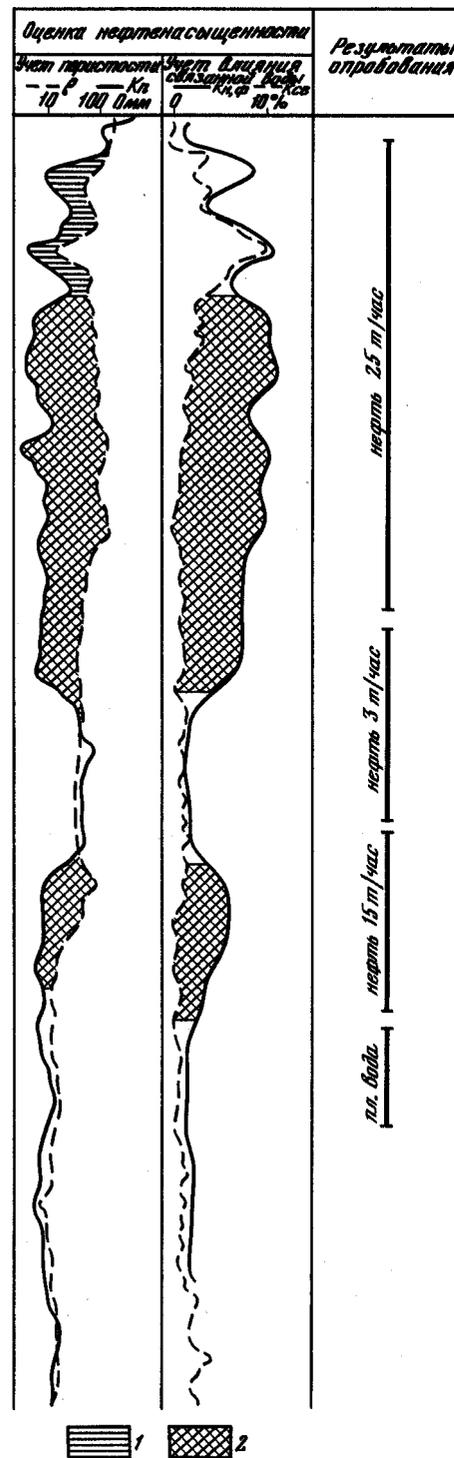
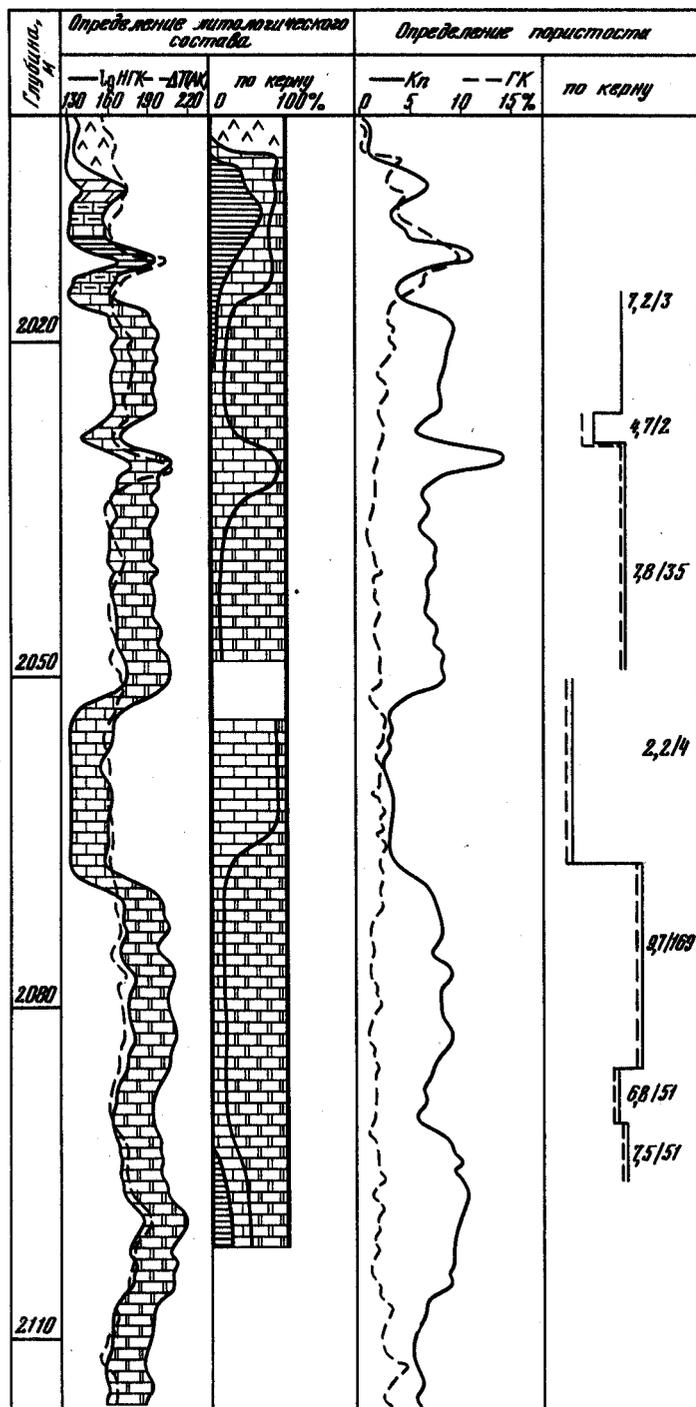
Коллекторы II—III классов проницаемости с пористостью 15—20% соответствуют обычно карбонатным породам органогенной природы. Среди зернистых доломитов и известняков преимущественно распространены коллекторы IV—VI классов с емкостью менее 15%. Исключение составляют мелко- и среднезернистые доломиты, среди которых также были встречены коллекторы III класса.

На основе результатов исследования разрезов нижнего кембрия Сибирской платформы, а также анализа опубликованных материалов рекомендуется генетическая классификация пустот в известняках и доломитах. Выделено (см. рисунок) пять групп пустот: седиментогенные, диагенетические, катагенетические, гипергенные и смешанные. В каждой группе установлены типы пустот по их генезису. Формирование пустот в карбонатных породах тесно связано с генетическими типами осадочных толщ различных стадий литогенеза. Поэтому при отнесении пустот пород к различным генетическим группам следует учитывать их взаимосвязь с генетическим обликом исследуемой карбонатной толщи в целом.

Органогенные постройки по природе своего происхождения связаны с переходными зонами условий осадконакопления. Поэтому разрезы, в которых они содержатся и которые их окружают, характеризуются неоднородным литологическим составом и изменчивостью емкостных свойств. При изучении рифогенных коллекторов весьма важно иметь детальные сведения об этих изменениях. Они помогают устанавливать рифовую природу коллекторов и прогнозировать направления вероятного развития органогенных построек. Данные о литологическом составе необходимы также для правильной интерпретации каротажных материалов. Например, если не учитывать состав пород, то пористость в доломитах при определении ее по НГК может быть завышена на 7% (в абсолютных единицах). Такая разница существует между показаниями НГК в доломитах и ангидритах при одной и той же их пористости. Эти породы в разрезах с рифами сопутствуют друг другу, и ангидриты обычно принимаются за плотный опорный пласт при оценке пористости, отсюда и возникает указанная ошибка. По этой же причине может быть занижена пористость в известняковых коллекторах относительно доломитов на 4%. Изучение литологического состава и емкостных характеристик пород по керну нереально; целесообразнее это делать по данным промысловой геофизики [1].

Поставленные задачи рекомендуется решать интеграцией геофизических параметров в геологически информативную систему методом функциональных их преобразований на ЭВМ (система ИНГЕФ). Сущность этой методики заключается в следующем. Показания разных по природе каротажных методов непрерывными функциональными преобразованиями приводятся к эквивалентному масштабу по чувствительности к изменениям пористости. Этим приемом интерпретация данных сводится к сравнению показаний геофизических методов непосредственными сопоставлениями в разных комбинациях. При вычислении разности между приведенными параметрами влияния пористости на них взаимно компенсируются. Поэтому при сопоставлении эти параметры в однотипных породах совпадают, а в породах другого литологического или флюидного состава расходятся. По величине и характеру различия соответствующим образом подобранных и составленных параметров определяется вещественный состав пород, устанавливается соотношение связанной и свободной воды в породах, оценивается эффективная емкость коллекторов, выявляется содержание углеводородов в них.

Вещественный состав изучается сопоставлением приведенных диаграмм НГК и АК (или ГК). При этом в целях нормализации масштаба показания НГК предварительно логарифмируются с модулем, обеспечивающим одинаковость амплитуд их отклонений в породах одной литологии. При совмещении таких кривых в известняках другие породы (доломиты, ангидриты, соли и др.) отмечаются расхождениями. Для каждой литологической разности свойственна определенная величина такого расхождения. По отклонениям от них в комплексе с другими признаками определяются процентное содержание



Пример интеграции геофизических параметров методом функциональных преобразований для определения вещественного состава и коллекторских свойств карбонатных пород

Эффекты: 1 — связанной воды, 2 — нефти известняка и доломита, наличие пластов ангидрита и солей. По данным ГК или ПС оценивается глинистость разреза. На рисунке показан пример определения вещественного состава описанным способом в сопоставлении с результатами химического анализа керна.

Существенное различие показаний НГК и АК, приведенных к единому масштабу пористости, указывает на необходимость учета литологической неоднородности разрезов при определении пористости по данным этих методов. Специальными исследованиями установлены закономерности влияния литологии на каждый из геофизических параметров. На основе их разработана методика определения пористости по комплексу НГК и АК (или ГК), которая путем использования характера и величины нормализованных кривых автоматически исключает возможные неточности в оценке пористости и обеспечивает получение надежных результатов в неоднородных разрезах.

В получаемое значение общей пористости вносится также поправка на влияние связанной воды. Для оценки содержания связанной воды, кроме данных стандартных методов — ГК и ПС, предлагается использовать различие, получаемое при сравнении нормализованных геофизических параметров, чувствительных к связанной воде (НГК + НК<sub>г</sub>, АК + ГК, КП + КС). Такое различие обуславливается аномальными свойствами

связанной воды, что объясняется ее особым физическим состоянием. Она находится под действием поверхностных зарядов твердых частиц породы, чем вызваны малая подвижность ионов, избирательная адсорбция катионов натрия и пониженная концентрация ионов хлора в связанной воде по сравнению с минерализованной свободной водой.

Для учета связанной воды данные по ГК, ПС или полученные вышеописанными способами нормализуют с кривой общей пористости, добываясь их совмещения в глинах, мергелях и плотных непроницаемых породах (см. рисунок,  $K_p$  и ГК). По разнице таких параметров находится емкость за вычетом объема связанной воды в глинистом материале и в блоках породы, т. е. пористость, близкая к эффективной.

Общими же приемами выявляется эффект влияния на электрическое сопротивление углеводородов. При этом сначала исключается влияние пористости путем нормализации и сравнения ее с кривой сопротивления. А затем полученное расхождение сравнивается с кривой связанной воды и тем самым учитывается отличие ее по электропроводности от свободной пластовой воды (см. рисунок,  $\epsilon_p$ ,  $K_p$ ,  $K_{н. ф.}$ ,  $K_{св}$ ). В результате получается эффект приращения сопротивления, вызванное содержанием углеводородов в коллекторах.

Благодаря детальному учету литологических неоднородностей и других факторов, описанную методику можно использовать в разных геологических условиях. Это подтверждено положительным опытом применения ее для изучения карбонатных разрезов Белоруссии, Тимано-Печорской провинции, Прикаспийской впадины, Западной Сибири, Украины. За счет увязки геофизических параметров на основе их взаимосвязей, устанавливаемых непосредственно по используемым каротажным диаграммам, удастся при интерпретации пользоваться минимальными петрофизическими исследованиями на керне и моделях.

На основе анализа и обобщения результатов описанных детальных определений выявлен ряд опознавательных признаков рифогенных коллекторов по каротажным материалам.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Дахнов В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М.: Недра, 1975.

УДК 553.98.061.4:003.12

*В. М. Бортницкая*

### ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ ДЕВОНА ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

Карбонатные породы в отложениях подсолевого и межсолевого комплексов девона широко развиты в северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины. Они связаны с карбонатными толщами воронежского и евланского горизонтов и глинисто-карбонатной толщей задонских отложений межсолевого комплекса. Суммарные мощности коллекторов здесь достигают 40—65 м и сокращаются до 1—10 м в центральной и южной краевых частях северо-запада впадины. Глубина залегания карбонатных пород — от 800 до 4900 м. Это в основном плотные известняки, доломиты и мергели.

Интенсивно трещиноватые зоны переслаивания карбонатных с глинистыми и туфогенными породами. Почти половина (46,2%) поднятых в керне карбонатных пород представлена трещиноватыми разностями. Преобладают тектонические вертикальные и субвертикальные трещины, которые образуют одну систему параллельных или же две системы пересекающихся под углом трещин. Эффективные открытые трещины шириной не более 0,02 мм со следами тяжелого осмоленного и легкого маслянистого битума. Иногда в керне наблюдается кавернозность. Каверны чаще всего небольшие — 1—2 мм. Несмотря на большие объемы исследованного керна, коллекторские возможности отложенной девона на значительной территории впадины слабо изучены. Это связано с разнообразием генетических типов карбонатных пород, своеобразной тектоникой и гидродинамическим режимом, которые обуславливают сложную структуру вторичной пустотности и неравномерное распределение ее по разрезу.

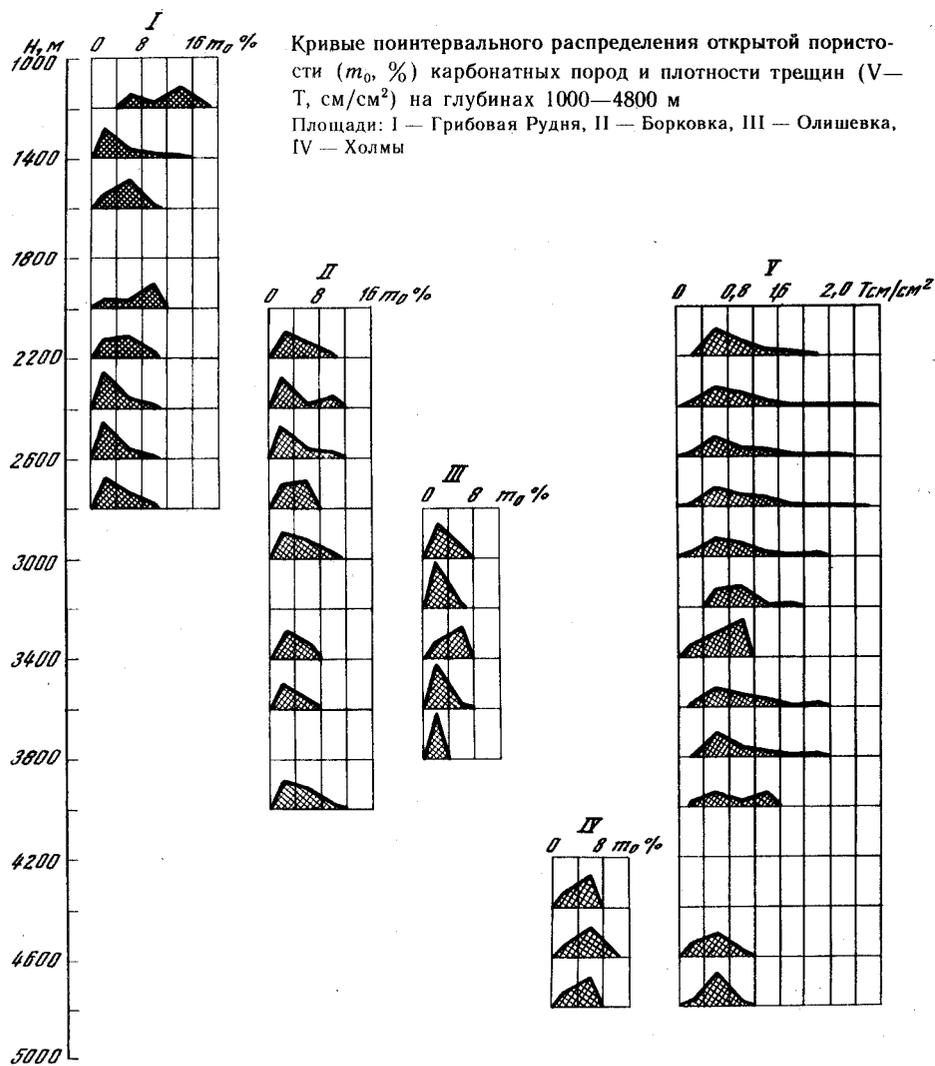
На глубинах до 1400 м пористость карбонатных пород достигает 16%, ниже, в интервале 1400—4800 м она обычно не превышает 8%, лишь иногда достигая 12% за счет каверн. Поровая проницаемость свойственна очень малому количеству образцов (Борковская площадь), основная же масса (97%) карбонатных разностей имеет практически непроницаемую матрицу (менее 0,01 мД). Их фильтрационные свойства обусловлены только трещинами. Снижения пористости и проницаемости с глубиной (1400—4800 м) не наблюдается (см. рисунок). Коллекторские свойства в первую очередь определяются степенью эпигенетических преобразований.

Повышению фильтрационно-емкостных свойств пород способствуют процессы доломитизации и выщелачивания. Пористость при этом повышается до 11—15%, а проницаемость за счет трещин достигает 100 мД. Обычно улучшение свойств наблюдается в приразломных и присводовых участках, а также в связи с перерывами в осадконакоплении (скв. 1 Ивашковской, скв. 210 Мринской, скв. 1, 7 Борковской, скв. 661 Ведильцевской, скв. 227, 651 Пакульской площадей и др.). Улучшение свойств приурочено также к зонам развития рифовых и биогермных построек. Направленного изменения параметров трещиноватости с глубиной залегания также не установлено (см. рисунок). При удовлетворительной освещенности разреза керновым материалом можно составить представление о характере емкости и фильтрационных возможностях карбонатного резервуара.

Следует подчеркнуть важность извлечения максимальной информации о коллекторах по керну, так как стоимость аналитических исследований несоизмеримо мала по сравнению со стоимостью извлечения керна, особенно с больших глубин. Поэтому при отборе керна из коллекторов трещинного типа важно первичное макроописание: интервалы развития трещиноватых пород, интенсивность трещин, ориентировка, направление, сообщаемость, заполнитель. Сведения о выносе помогают оценить представительность керна и надежность полученных данных. Эта первичная информация значительно облегчает интерпретацию материалов.

При оценке параметров в трещинном, трещинно-поровом или трещинно-каверново-поровом коллекторе специфика заключается в раздельном определении параметров в пористой среде (матрице) и вторичной пустотности (трещинах и кавернах).

Исследования фильтрационных свойств пород на больших образцах в специальном кернодержателе с характерными для карбонатных пород



Кривые поинтервального распределения открытой пористости ( $m_0$ , %) карбонатных пород и плотности трещин ( $V-T$ , см/см<sup>2</sup>) на глубинах 1000—4800 м  
Площади: I — Грибовая Рудня, II — Борковка, III — Олишевка, IV — Холмы

моделями вертикальных трещин (единичной трещиной, одной системой вертикальных и двумя системами пересекающихся трещин) показали следующее соотношение проницаемости в вышеуказанной последовательности 1:1,47:1,95. Эти данные также подтверждаются при определении микроскопическим методом.

Фильтрационные свойства трещиноватых пород девона в основном обусловлены трещинной проницаемостью. Так, слабые притоки нефти и минерализованной воды (скв. I, площадь Грибовая Рудня, интервалы 2500—2550, 2650—2710 и 2750—2852 м) получены из породы с малой проницаемостью (менее 0,01 мД) и интенсивно развитой трещиноватостью. Плотность эффективных ( $T$ ) обычно не менее 0,4 см/см<sup>2</sup>. В связи в этом одним из критериев выделения в разрезе коллекторов трещинного типа (по керну) была принята величина плотности трещин, равная 0,4 см/см<sup>2</sup>.

Кроме того, учитывались характер трещиноватости, пористость и проницаемость матрицы породы. Это позволило предложить следующие диагностические признаки выделения карбонатных коллекторов разных типов в отложениях девона [4].

Тип коллектора	Пористость открытая, %	Проницаемость поровая, мД	Трещинная плотность, см/см <sup>2</sup>
Поровый	>4	>0,5	—
Трещинный	<3	<0,01	>0,4
Трещинно-поровый	>3	<0,01	>0,4

Использование полученных признаков дало возможность выделить трещинно-поровые карбонатные коллекторы в отложениях подсолевого, межсолевого, в меньшей степени нижнесоленосного комплекса северной зоны и карбонатной толщи подсолевого комплекса южной зоны.

Экспериментальные работы методического характера показали, что применяемые для определения емкости, проницаемости и насыщенности пород со сложной системой пустотности лабораторные методы достоверны и могут быть использованы в практике. При этом во всех случаях для правильного определения емкости матрицы тонкопористого карбонатного коллектора очень важно соблюдение режима капиллярной пропитки [3]. Методы определения емкости кавернозно-пористых пород основаны на раздельном учете емкости матрицы и пустот при последовательном заполнении их разными наполнителями либо по сравнению плотностей кавернозной породы с плотностью матрицы.

Опробование методов и сравнение результатов с контрольными на образцах правильной формы и искусственными кавернами убедительно доказывает возможность использования этих методов для оперативного измерения емкости кавернозно-поровых коллекторов. Другое подтверждение относительной надежности этих методов получено в процессе длительных гидродинамических откачек воды из неглубоких скважин, вскрывших верхнедевонский водоносный горизонт на площади Сасов (Вольно-Подолья). Было доказано, что аккумулирующей емкостью служат каверны (от 3 до 17%) и поровое пространство (до 3%). При коэффициенте водоотдачи трещин и каверн, близком к 1, а пористой среды — 0,2—0,4, фильтрация подземных вод в трещинно-поровом и трещинно-кавернозно-поровом коллекторе осуществляется в два этапа [3].

Для определения параметров трещиноватости используются усовершенствованный микроскопический метод, разработанный в ВНИГРИ, и насыщение люминофорами [1]. Сопоставление параметров трещиноватости, определенных названными методами, дало высокую сходимость результатов.

Коэффициент нефтегазонасыщенности вторичных пустот очень высок (0,9—1,0), так как пленка остаточной воды, удерживаемая на поверхности твердой фазы силами молекулярного сцепления, незначительна по сравнению с размерами вторичных пустот. Коэффициент остаточной водонасыщенности матрицы плотных карбонатных пород достигает 0,7, поэтому коэффициент нефтегазонасыщенности матрицы может быть равен 0,3. Соответственно резко отличаются и коэффициенты нефтегазоотдачи вторичной пустотности и матрицы.

Проведенный условный подсчет запасов [2] показал, что даже в плотных карбонатных трещиноватых породах девона Днепровско-Донецкой впадины с низкой межзерновой пористостью при больших эффективных мощностях до 35% извлекаемых запасов приходится на трещины.

1. *Багринцева К. И.* Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1977. 221 с.
2. *Бортницкая В. М.* Оценка емкости трещинно-порового коллектора по керну. — Геология нефти и газа, 1976, № 7, с. 54—59.
3. *Бортницкая В. М., Алешкина Э. С., Лютый Г. Г.* Изучение фильтрационных и емкостных характеристик пород девона. — Разведка и охрана недр, 1973, № 8, с. 56—58.
4. *Бортницкая В. М., Алешкина Э. С., Галкин В. П.* и др. Диагностические признаки коллекторов в девонских отложениях Днепровско-Донецкой впадины. — Нефть и газовая пром-сть, 1975, № 4, с. 8—11.
5. *Бортницкая В. М., Кутовая Д. В., Алешкина Э. С.* Методическое письмо по отбору и изучению керна из трещинных коллекторов нефти и газа. Львов: УкрНИГРИ, 1971. 14 с.

УДК 553.981/.982:550.8:003.13

*Е. В. Кучерук*

### ЭПИГЕНЕТИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫЕ ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПОГРЕБЕННЫХ РИФАХ

До недавнего времени при поисках залежей нефти и газа, не связанных с антиклинальными складками, основное внимание уделялось изучению условий осадконакопления перспективной в нефтегазоносном отношении толщи и мало внимания обращалось на выяснение постседиментационных процессов, которым она подвергалась. Лучшее понимание условий осадконакопления позволило обнаружить многие такие залежи, особенно в терригенных отложениях, где седиментационные факторы часто оказывали решающее влияние на коллекторские свойства пород. Между тем в изменении коллекторских свойств пород, знание которых важно как при поисках залежей нефти и газа, не связанных с антиклиналями, так и при разведке и разработке скоплений углеводородов, вторичные (эпигенетические) процессы имеют немаловажное, а порой и решающее значение. Это приводит к тому, что породы-коллекторы, сформировавшиеся в одинаковых фациальных условиях, характеризуются в настоящее время различными коллекторскими свойствами. Особенно велико значение эпигенетических процессов в формировании и разрушении емкостных и фильтрационных способностей карбонатных пород, коллекторские свойства которых, в отличие от терригенных образований, в большинстве случаев определяются вторичными процессами.

К эпигенетическому изменению коллекторских свойств карбонатных пород обычно приводят кальцитизация, доломитизация, сульфатизация, сульфидизация, галитизация и др. [1]. Большинство этих процессов приводит к ухудшению емкостных и фильтрационных способностей карбонатных пластов-коллекторов. Они наиболее активно протекают в водонасыщенной части коллектора и могут привести к очень сильному снижению их коллекторских свойств, а в ряде случаев превратить пласты-коллекторы в практически непроницаемые породы, способные быть покрышками, а не коллекторами. В то же время наличие углеводородов в коллекторе затормаживает либо вовсе прекращает вторичное минералообразование и выпадение цементирующих веществ, что препятствует ухудшению коллекторских свойств в нефте-

насыщенной части пласта. Поэтому при раннем поступлении нефти в коллектор, в нем, как правило, сохраняются высокая пористость и проницаемость.

Вторичные процессы активно протекают в водоносной части коллектора, особенно в зоне ВНК, что часто приводит к полной изоляции залежи. Последняя оказывается как бы «замороженной» [11], и последующий региональный наклон либо другая структурная перестройка региона не приводят к ее расформированию и разрушению. Из-за образования непроницаемых литологических барьеров, созданных в результате эпигенетических процессов, активно протекающих в водоносной части коллектора, и особенно в зоне ВНК, залежь удерживается в своем первоначальном положении. Нефть не может из нее мигрировать в новообразованные ловушки структурного и другого типов, расположенные в более благоприятных структурных условиях по отношению к новообразованному структурному плану. Такие залежи предложено называть эпигенетически экранированными [5, 7]. Наиболее перспективны в отношении их обнаружения крупные древние ловушки с залежами раннего формирования, которые подверглись действию тектонических движений, приведших к их расформированию (главным образом в результате возникновения нового регионального наклона) на последних этапах геологической истории [6].

Следует подчеркнуть, что среди эпигенетических ловушек, к которым приурочены эпигенетически экранированные залежи, имеется много таких, которые частично экранированы. Вторичные процессы, хотя и привели к значительному снижению емкостных и фильтрационных способностей коллектора в его водоносной части, но не повсеместно либо не настолько, чтобы залежь стала полностью изолированной. Это следует учитывать как при поисках таких залежей, так и при выборе рациональной методики их разведки и разработки.

Необходимо отметить, что сохранение залежей нефти на месте палеоловушек после расформирования последних может быть и результатом образования до возникновения нового регионального наклона или других структурных перестроек твердой или полутвердой асфальтоподобной зоны из окисленной нефти на древнем ВНК. Асфальтоподобная масса целиком заполняет поры и трещины коллектора и консервирует залежь в ее первоначальном месте. Образование таких зон происходило в прошлом в результате окисления содержащейся в залежи нефти движущимися пластовыми водами, а также в результате активной микробиологической деятельности в зоне ВНК [5, 7].

Погребенные рифы как одиночные, так и барьерные — самые ранние ловушки, способные аккумулировать нефть и газ сразу же после образования над ними непроницаемой покрышки. Такие ловушки в меньшей степени подвержены расформированию на протяжении геологической истории в результате изменения региональных наклонов и других структурных перестроек, особенно в платформенных условиях, чем развитые с ними по соседству антиклинальные складки, амплитуды которых, как правило, значительно меньше высоты рифовых построек. Поэтому погребенные рифы наиболее благоприятны для формирования в их недрах эпигенетически экранированных залежей.

Анализ нефтяных и газовых скоплений, связанных с погребенными рифами во многих нефтегазоносных бассейнах мира [2, 3], показывает, что многие такие залежи полностью либо частично изолированы в своей подошве

ниже ВНК и не всегда приурочены к наиболее приподнятым участкам рифов в современном структурном плане. Об изолированности многих залежей нефти и газа, связанных с рифами, свидетельствуют часто фиксируемые здесь как аномально высокие пластовые давления, так и аномально низкие.

На Лееляковском месторождении в Днепровско-Донецкой впадине основной объем добываемой нефти приходится на карбонатный пласт  $P_{1-2}$  пермского возраста, который по последним представлениям является рифогенным. Мощность его колеблется от 11 до 32 м. Наблюдается значительное ухудшение коллекторских свойств ниже ВНК. В процессе разработки фиксировалось довольно большое снижение пластового давления. Законтурные воды оказались неактивными, что не позволило использовать законтурное заводнение при его разработке [4]. Все это свидетельствует об изолированности залежи, заключенной в рифогенном коллекторе.

Резкое ухудшение коллекторских свойств в зонах ВНК за счет интенсивной вторичной минерализации наблюдается на болгарских месторождениях Долни-Дыбник и Горни-Дыбник, содержащих скопления углеводородов в рифогенных карбонатных отложениях триасового возраста [9], в то время как нефтенасыщенные интервалы характеризуются высокими коллекторскими свойствами.

В Пермском бассейне США много залежей нефти и газа связано с погребенными рифами. Выделяется своей нефтеносностью карбонатная толща пермского возраста, известная под названием Биг-Лайм. Она нефтеносна на месторождении Йейтс — одном из крупнейших в бассейне. Коллектор представлен гранулярными и оолитовыми известняками и доломитами. По периферии залежи и ниже ВНК наблюдается резкое снижение коллекторских свойств в результате значительного увеличения цементирующего материала. В зоне нефтенасыщения коллектор характеризуется высокими фильтрационными способностями. Весьма похоже на него месторождение Хендрикс, расположенное в этом же бассейне. Оно также содержит залежь, изолированную в подошве. Об этом, в частности, свидетельствует резкое отличие по минерализации и химическому составу вод этого месторождения от вод, окружающих залежь водоносных горизонтов. К тому же продуктивная часть этого рифа не совпадает с наиболее гипсометрически приподнятой его частью в современном структурном плане.

Хороший пример эпигенетически экранированной залежи, связанной с погребенным рифом, — залежь в рифе пенсильванского возраста на месторождении Дезерт-Крик в бассейне Парадокс (США). Она находится на периклинали крупного куполообразного поднятия, сформированного в период ларамийского орогенеза. Риф, к которому приурочена залежь, оказался на его северо-восточном крыле. Первая скважина, пробуренная в своде куполообразного поднятия, вскрыла очень плотные известняки, скопления углеводородов в которых отсутствовали. Лишь позднее, при разбуривании его периклиналей с целью поисков залежей неструктурного типа была выявлена залежь в погребенном рифе. Она оказалась довольно значительной по своим запасам, хотя по отношению к современному структурному плану располагается в менее благоприятных структурных условиях, чем близрасположенное крупное куполообразное поднятие позднего формирования, которое непродуктивно.

Много залежей нефти, изолированных в подошве зоной непроницаемых пород, образовавшихся в результате эпигенетических процессов, обнару-

жено в погребенных рифах в Канаде. Одно из них — месторождение Норман-Уэллс, расположенное в нефтегазоносном бассейне Маккензи, — открыто еще в 1920 г. Оно приурочено к рифу среднедевонского возраста, залегающему на глубине всего 300 м. Широко известны такие залежи в рифах Западно-Канадского нефтегазоносного бассейна. Это залежи на известном месторождении Голден-Спайк, добыча в котором в начальный период его эксплуатации составляла 1350 т/сут; залежь в отложениях верхнедевонской свиты Ледюк на месторождении Бони-Глен; залежь в отложениях свиты Ниску (верхний девон) на месторождении Ледюк-Вудбенд и многие другие.

Полная, либо частичная изоляция залежей наблюдается в миоценовых рифах, выявленных в последние годы в бассейне Салавати (Индонезия). Так, на месторождении Джайа в нефтеносной части рифогенного коллектора пористость достигает 30% и более. Ниже ВНК наблюдается обильное выпадение вторичного кальцита, заполняющего пустоты и трещины в известняках. Пористость здесь значительно уменьшается и не превышает 20% [11].

Много залежей в погребенных рифах, характеризующихся полной либо частичной изоляцией, известно в нефтегазоносном бассейне Персидского залива и других нефтегазоносных бассейнах мира [2, 3, 5, 7, 8].

Широким распространением пользуются нефтяные залежи в рифах, изолированные снизу асфальтоподобными зонами из окисленной нефти [5, 7]. Этим, по нашему мнению, можно объяснить негоризонтальность и причудливую форму ВНК на многих залежах, приуроченных к рифам в Предуральском прогибе, где почти во всех нефтяных залежах, выявленных в недрах рифов, установлено присутствие ниже ВНК зоны сильно окисленной загустевшей нефти (мощностью от 30 до 80 м), заполняющей каверны, поры и трещины [10].

Рассмотренные примеры свидетельствуют о возможности обнаружения в погребенных рифах эпигенетически экранированных залежей, многие из которых не обязательно будут приурочены к наиболее приподнятым частям рифов в современном структурном плане. При разработке залежей нефти и газа, связанных с рифами, следует учитывать роль эпигенетических процессов, в результате которых очень часто скопления углеводородов, заключенные в рифовых постройках, характеризуются полной или частичной изолированностью ниже ВНК.

Для успешного поиска эпигенетически экранированных залежей в погребенных рифах необходимо прежде всего выяснить следующее: а) в бассейне какого типа и на каком этапе его развития формировались рифовые постройки; б) существовали ли условия для ранней генерации углеводородов и заполнения ими рифовых ловушек; в) когда и в каком направлении происходило изменение регионального наклона в результате структурных перестроек. Сочетание рифовых построек с условиями ранней генерации и миграции углеводородов наиболее характерно для бассейнов рифового типа и предгорных в связи с их морфологической расчлененностью, высокими скоростями прогибания и осадконакопления, а в рифовых бассейнах также высокими геотермическими градиентами [8]. В рифовых бассейнах рифы развиваются над горстовыми поднятиями и на склонах блоковых структур, ограниченных разломами, а в предгорных характерно формирование барьерных рифов в шарнирной зоне на границе прогиба с платформой. При дальнейшей эволюции рифовый бассейн может оказаться

погребенным под отложениями шельфа и континентального склона бассейна пассивной окраины континента и приобрести региональный наклон в сторону океана. В предгорных бассейнах происходит последовательная миграция шарнирной зоны в сторону платформы с вовлечением в прогибание частей внутри- и окраинно-платформенных бассейнов, также содержащих свои рифовые постройки. Региональный наклон для более ранних рифовых построек предгорного прогиба в этом случае увеличивается, а у внутриплатформенных рифов может даже измениться на обратный. Таким образом, научнообоснованные поиски эпигенетически экранированных залежей углеводородов в рифовых постройках любого разведываемого бассейна возможны лишь с учетом особенностей его эволюции на протяжении геологической истории.

## ЛИТЕРАТУРА

1. *Архипов А. Я., Кучерук Е. В., Петухов А. В.* Геохимические методы поисков месторождений нефти и газа. — В кн.: Итоги науки и техники. Сер. Геологические и геохимические методы поисков полезных ископаемых. М.: ВИНТИ, 1980, т. 5, 143 с.
2. *Высоцкий В. И., Кучерук Е. В.* Современное состояние учения о нефтегазоносных бассейнах. Ч. 2. Основные типы нефтегазоносных бассейнов и особенности размещения в них залежей нефти и газа. — В кн.: Итоги науки и техники. Сер. Месторождения горючих полезных ископаемых. 1978, т. 8, 331 с.
3. *Грачевский М. М., Кучерук Е. В., Скворцов И. А.* Нефтегазоносность рифовых комплексов и особенности поисков в них нефтегазовых залежей в зарубежных странах. М.: ВНИИОЭНГ, 1977. 72 с.
4. *Клочко И. П., Демиденко Н. Г.* Особенности разработки горизонта П-1 Леляковского нефтяного месторождения. — Нефть. хоз-во, 1968, № 5, с. 29—31.
5. *Кузьмина Е. М., Кучерук Е. В.* Новый тип неструктурных залежей нефти и газа. М.: ВНИИОЭНГ, 1978. 63 с.
6. *Кучерук Е. В.* Об одной из причин формирования погребенных поднятий в платформенных областях. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1966, № 2, с. 102—108.
7. *Кучерук Е. В.* Эпигенетически экранированные залежи нефти и газа и перспективы их обнаружения в нефтегазоносных бассейнах СССР. М.: ВИНТИ, 1978. 16 с. Рукопись деп. в ВИНТИ 15.12.78, № 3816-78 Деп.
8. *Кучерук Е. В., Такаев Ю. Г.* Формирование эпигенетически экранированных залежей нефти и газа в связи с особенностями развития нефтегазоносных бассейнов. — Тр. Всес. н.-и. ин-та, 1981, № 230, с. 138—149.
9. *Радев Г., Венена Р., Дончева М.* Ролята на напукваного при формироване колекторските свойства на скалите в Северна България. — Годишн. Софийск. ун-т. Геол.-геогр. фак., 1977—1978 (1979), т. 70, № 1, с. 279—285.
10. *Тагиров И. А., Яруллин К. С.* Характер водонептяного контакта залежей нефти в Предураальском прогибе. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1978, № 8, с. 7—10.
11. *Vincelette R. R., Soeparjadi R. A.* Oil-bearing reefs is Salawati basin of Irian Jaya, Indonesia. — Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1976, vol. 60, № 9, p. 1448—1462.
12. *Wilson N. N.* «Frozen-in» hydrocarbon accumulation or diagenetic traps exploration targets. — Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1977, vol. 61, № 4, p. 483—491.

## СОДЕРЖАНИЕ

### Раздел I

#### ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ ПОГРЕБЕННЫХ РИФОВ

- Королюк И. К.* Формационные критерии распространения разных типов органогенных построек . . . . . 3
- Джумагулов А.* Вопросы трассирования погребенных рифогенных построек . . . . . 6
- Алексин А. Г., Хромов В. Т., Климушина Л. П., Мелик-Пашаева Н. В.* Пути разработки методики поисков залежей углеводородов в ловушках неантиклинального типа . . . . . 13
- Каршенбаум М. А., Попов В. М.* Опыт применения высокоточной гравиметрической разведки при поисках рифогенных структур в Крыму . . . . . 16
- Калик Н. Г., Кобленц А. И., Бержинская Л. Ф., Котык В. А., Заволянский Б. Б., Юшкевич В. И.* Методы и направления развития геолого-геофизических исследований при поисках и картировании юрских и силурийских рифов (на примере Предкарпатского и Львовского прогибов) . . . . . 18
- Грачевский М. М., Кучерук Е. В., Осадчий В. Г., Скворцов И. А.* Новые возможности разведочной геофизики при поисках нефтегазоносных рифов . . . . . 22
- Акимова А. А., Бабич Д. А., Михалькова В. Н.* Критерии поиска погребенных рифов и связанных с ними залежей углеводородов (в районах Нижнего Поволжья) . . . . . 26
- Никитин Ю. И., Сипко Т. А., Щеглов В. Б., Иванчук А. М., Алексеев Г. Н.* Комплексирование сейсморазведки МОГТ и геологических методов исследований как основа разработки комплекса геолого-сейсмических поисковых признаков погребенных рифов (на примере нижепермских рифов северной бортовой зоны Прикаспийской впадины) . . . . . 29
- Клушин С. В., Левашов К. И., Белинский А. А., Кудрявец И. Д.* Особенности методики сейсморазведки при изучении органогенных образований (в условиях Припятского прогиба) . . . . . 33
- Бескопильный В. Н., Пименов Г. В., Усков Ю. А.* Использование сейсморазведки при поисках погребенных органогенных построек (в восточной части Припятской впадины) . . . . . 36
- Грачевский М. М.* Палеогеоморфологические закономерности распространения нефтегазоносных рифов . . . . . 39
- Зелизна С. Т., Мурич А. Т., Смишко Р. М., Широкова Г. Н.* Результаты радиоспектрометрических исследований углеводородов рифогенных комплексов Северного Донбасса . . . . . 46

### Раздел II

#### ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОГРЕБЕННЫХ ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЕК

- Безносков Н. В., Ильин В. Д., Смирнов Л. Н., Кутузова В. В., Зюбка А. К., Калик Н. Г., Кобленц А. И., Сальман Г. Б.* Прогноз распространения и типов рифовых ловушек нефти и газа (в верхнеюрских отложениях Юга СССР) . . . . . 51

<i>Махнач А. С., Кручек С. А., Урьев И. И., Левкова Т. И.</i> Палеогеографические критерии прогнозирования распространения органогенных построек в нижнефаменных межсоловых отложениях Припятской впадины (БССР)	54	<i>Козак Г. П., Бритченко А. Д., Вакарчук Г. И., Филюшкин К. К.</i> Карбонатные образования палеозоя как одно из перспективных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ (в северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины)	136
<i>Демидович Л. А., Линник Л. С.</i> Литолого-фациальный и палеоэкологический критерии прогнозирования погребенных органогенных построек	58	<i>Алексеевко А. В., Березанский А. В., Гушин С. Б., Пай В. М., Резвой П. Д., Солошенко И. И.</i> Особенности геологического строения и история развития Каратуминского рифоида и окружающих его территорий (Восточный Алай)	142
<i>Иванов В. К.</i> О достоверности прогнозирования раннепермских рифов Днепровско-Донецкой впадины	60		
<i>Морозов Г. И., Гершон Р. Д.</i> Палеотектонические критерии прогнозирования погребенных органогенных построек (в межсоловых задонско-елецких отложениях Припятского прогиба)	60	Раздел IV	
<i>Алферов Г. Ю., Буняк Л. И., Внучков В. И., Курбатов В. В., Шаякубов Т. Ш.</i> Палеогеографические и тектонические критерии прогнозирования погребенных верхнеюрских рифовых комплексов (на примере Южного Узбекистана)	67	ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ЕМКОСТНЫХ И ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ БИОХЕМОГЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ	
<i>Котельников И. Е., Бескопыльный В. Н., Ринский М. А., Ильинчик А. М., Мещерская Е. Н.</i> Геологические критерии прогнозирования погребенных органогенных построек (в восточной части Припятской впадины)	71	<i>Назарова Н. В.</i> Особенности структуры пустотного пространства органогенных построек девона (северной части Припятского прогиба)	146
Раздел III		<i>Даньшина Н. В.</i> Закономерности формирования карбонатных резервуаров (на примере Котовско-Мирошниковской зоны Волгоградской области)	149
УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ, ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПОГРЕБЕННЫХ ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЕК		<i>Клименко Ю. А., Горлачева Л. Ф.</i> Повышение эффективности работ по испытанию рифогенных (карбонатных) отложений (в условиях Днепровско-Донецкой впадины)	151
<i>Акрамходжаев А. М., Нугманов А. Х., Дусмухамедов Ш. Н., Эгамбердыев М. В.</i> Закономерности размещения рифовых ловушек Бухаро-Хивинского региона	75	<i>Аракчеев Н. Т., Хайбуллин А. Ш.</i> Характеристика и особенности оценки емкостных и фильтрационных свойств рифогенных образований (по керновым и геофизическим данным)	153
<i>Знаменская Т. А., Чебаненко И. И.</i> Разломно-блоковая тектоника Вольно-Подолки и связь с ней зон рифообразования	78	<i>Кляровский В. М., Снарский А. Н., Пилип И. Г.</i> Особенности порометрической оценки органогенных карбонатных пород-коллекторов нефти и газа	155
<i>Нартов Г. В.</i> Тектонические и фациальные критерии размещения верхнедевонско-турнейских органогенных поднятий на юге Урало-Поволжья	81	<i>Гурова Т. И., Потлова М. М., Чернова Л. С.</i> Коллекторские свойства органогенных карбонатных пород южной части Сибирской платформы	157
<i>Кузнецов В. Г.</i> Особенности внутреннего строения и пространственные смещения рифовых систем при изменениях уровня моря	84	<i>Залаяв Н. З.</i> Методика определения вещественного состава и эффективной емкости рифогенных образований (по материалам каротажа с помощью ЭВМ)	161
<i>Полухтович Б. М., Самарский А. Д., Хныкин В. И.</i> Условия формирования и строение верхнеюрских рифогенных образований на юго-западе СССР	88	<i>Бортницкая В. М.</i> Особенности оценки параметров коллекторов девона Днепровско-Донецкой впадины	164
<i>Ярошенко А. В.</i> Роль структурно-тектонического фактора в формировании позднепалеозойских органогенных построек (на примере северного борта Прикаспийской синеклизы)	94	<i>Кучерук Е. В.</i> Эпигенетически экранированные залежи углеводородов в погребенных рифах	168
<i>Юшкевич В. И., Сандлер Я. М., Котык В. А., Бержинская Л. Ф., Пашковская Л. Я., Заволянский Б. Б.</i> Силурийские рифы Львовского прогиба и перспективы их нефтегазоносности	98		
<i>Щербаков В. П., Муравьев А. Н., Хацкель М. Л., Кононов Н. И., Макаров В. А., Филли С. И., Коваленко В. С.</i> Рифогенные образования и перспективы нефтегазоносности юга Русской плиты	102		
<i>Шебалдин В. П.</i> Рифогенные системы Прикаспийской впадины (данные сейсморазведки)	105		
<i>Нугманов А. Х., Жданова Е. Н.</i> Нефтегеологическое районирование Бухаро-Хивинского региона (в верхнеюрской карбонатной толще)	109		
<i>Джумагулов А.</i> Возможные объекты поисков нефти и газа в рифогенных формациях палеозоя Ферганской межгорной впадины	113		
<i>Бритченко А. Д., Вакарчук Г. И., Козак Г. П.</i> Биогермные образования межсолового девона северо-запада Днепровско-Донецкой впадины (на примере Борковской площади)	119		
<i>Самарская Е. В., Кельбас Б. И., Ершова Т. В., Партыка И. И., Турик О. С.</i> О позднесерпуховском барьерном рифе северных окраин Донбасса	124		
<i>Шевченко Т. А., Демидович Л. А., Стадник Г. Г.</i> Палеогеографические и фациальные особенности формирования органогенных массивов в северной зоне Припятского прогиба	128		
<i>Плахотный Л. Г., Палинский Р. В., Герасимов М. Е., Добровольская Т. И., Сальман Г. Б., Верескун В. А., Загоруйко Ф. И.</i> Перспективные направления поисково-разведочных работ на погребенные рифогенные постройки на юге Украины	132		

УДК 551.263:552.58

**Формационные критерии распространения различных типов органогенных построек. Королёв И. К.** — В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 3—5.

В результате анализа детальной классификации карбонатных формаций сделан вывод о том, что в различных типах карбонатных формаций распространены разные литолого-экологические типы органогенных построек и их разные наборы. Выделены типы рифогенных формаций, в которых ловушками нефти и газа являются, помимо обособленных органогенных массивов, антиклинали и эрозионные останцы. Библиогр. 3 назв.

УДК 552.54:551.735 (477.6+235.216)

**Вопросы трассирования погребенных рифогенных построек. Джумагулов А.** — В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 6—12.

Описаны две модели пространственной локализации барьерных рифов в условиях чередования карбонатных и терригенных шельфовых формаций. Ил. 2. Библиогр. 7 назв.

УДК 553.98.551 (471.6)

**Пути разработки методики поисков залежей углеводородов в ловушках неантиклинального типа. Алексин А. Г., Хромов В. Т., Климушина Л. П., Мелик-Пашаева Н. В.** — В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 13—15.

Ввиду отсутствия апробированной методики поисков залежей нефти и газа в ловушках неантиклинального типа обосновывается необходимость проведения опытных геолого-геофизических исследований на опорных полигонах, которые по инициативе ИГиРГИ начаты Миннефтепромом в пределах Предкавказского, Западно-Сибирского, Прикаспийского и Волго-Уральского регионов. Рекомендуется для разработки методики поисков погребенных рифов приступить к подобным работам на полигонах в Днепровско-Донецкой впадине и Припятском прогибе.

УДК 550.831:551.351.5

**Опыт применения высокоточной гравиразведки при поисках рифогенных структур в Крыму. Каршенбаум М. А., Попов В. М.** — В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 16—18.

Проведенные в 1979 г. детальные высокоточные гравиметрические исследования в Крыму позволили доказать принципиальную возможность использования гравиразведки для картирования рифогенных массивов и выделения перспективных площадей для поисков в их пределах рифогенных образований. Библиогр. 3 назв.

УДК 551.382:553.982

**Методы и направления развития геолого-геофизических исследований при поисках и картировании юрских и силурийских рифов (на примере Предкарпатского и Львовского прогибов). Калик Н. Г., Кобленц А. И., Бержинская Л. Ф., Котык В. А., Заволянский Б. Б., Юшкевич В. И.** — В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 18—22.

В статье приводятся данные о распространении рифов в отложениях силура и юры рассматриваемых регионов. Определены полигоны для постановки опытных геолого-геофизических исследований с целью отработки методики картирования погребенных построек. Указаны направления дальнейших поисковых работ для обнаружения этих построек и оценки их нефтегазоносности. Ил. 1. Библиогр. 5 назв.

176

УДК 553.981/982 (550.8:003.13)

**Новые возможности разведочной геофизики при поисках нефтегазоносных рифов. Грачевский М. М., Кучерук Е. В., Осадчий В. Г., Скворцов И. А.** — В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 22—26.

На примере геофизических материалов Монжуклинской площади Юго-Западной Туркмении, в сравнении с другими регионами мира, показано значение температурных аномалий как ценного критерия палеогеоморфологической интерпретации. Ил. 1. Библиогр. 7 назв.

УДК 553.982:23.052 (470.45)

**Критерии поиска погребенных рифов и связанных с ними залежей углеводородов (в районах Нижнего Поволжья). Акимова А. А., Бабич Д. А., Михалькова В. Н.** — В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 26—29.

Сделана попытка выделения в приповерхностных слоях геолого-геохимических признаков, позволяющих с большой степенью уверенности прогнозировать пространственное положение погребенных рифовых ловушек и характер заполнения их флюидом. Показано, что повышенная трещиноватость и вторичная пористость погребенных рифогенных ловушек локализуются в пределах выделенных аномалий нарушенной скорости моноклинального погружения приповерхностных отложений. Библиогр. 4 назв.

УДК 550.834.53:553.98:551.351 (470.44)

**Комплексирование сейсморазведки МОГТ и геологических методов исследований как основа разработки комплекса геолого-сейсмических поисковых признаков погребенных рифов (на примере нижнепермских рифов северной бортовой зоны Прикаспийской впадины). Никитин Ю. И., Сипко Т. А., Щеглов В. Б., Иванчук А. М., Алексеев Г. Н.** — В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 29—33.

На основе совместного анализа геологического строения нижнепермского барьерного рифа северной бортовой зоны Прикаспийской впадины и наблюдаемых в его пределах волновых полей МОГТ определен комплекс геолого-сейсмических поисковых признаков нижнепермских органогенных структур, показана методика выделения этих объектов по материалам сейсморазведки МОГТ. Ил. 1. Библиогр. 6 назв.

УДК 550.834

**Особенности методики сейсморазведки при изучении органогенных образований (в условиях Припятского прогиба). Клушин С. В., Левашев К. И., Белинский А. А., Кудрявец И. Д.** — В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 33—35.

Комплекс методических приемов при проведении полевых наблюдений, обработки и интерпретации данных сейсморазведки обеспечивает получение сейсмических импульсов с широким спектром частот; позволяет сформировать модели среды различной сложности — от двухслойной до тонкослойной, повысить разрешающую способность сейсморазведки и изучить относительно небольшие геологические объекты: малоамплитудные поднятия и нарушения, зоны выклинивания, ловушки неантиклинального типа, в том числе и органогенные образования. Критериями для выявления последних являются специфические аномалии волновых полей на временных сейсмических разрезах. Ил. 1.

УДК 550.834 (476)

**Использование сейсморазведки при поисках погребенных органогенных построек (в восточной части Припятской впадины). Бескопильный В. Н., Пименов Г. В., Усков Ю. А.** — В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 36—39.

Статья посвящена вопросу поисков погребенных органогенных построек сейсморазведкой МОГТ. Описаны поисковые признаки выделения органогенных построек и их основные типы в восточной части Припятской впадины. Ил. 1.

**Палеогеоморфологические закономерности распространения нефтегазоносных рифов.** Грачевский М. М.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 39—46.

На примере ряда отечественных и зарубежных нефтегазоносных бассейнов показано, что погребенные рифы — надежный геоморфологический индикатор геодинамики и палеогеографии крупных блоков земной коры. Предложена классификация рифов по их геодинамической позиции. Проведено сопоставление Прибалханской нефтеносной зоны с Мексиканским рифовым трендом Реформа. Протрассированы мезозойские рифы Черноморской акватории и Крыма. Ил. 1. Библиогр. 6 назв.

УДК 552.578.2

**Результаты радиоспектроскопических исследований углеводородов рифогенных комплексов Северного Донбасса.** Зелизна С. Т., Мурич А. Т., Смишко Р. М., Широбокова Г. Н.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 46—50.

Методом радиоспектрометрии ядерного магнитного резонанса установлен алканодикланный тип углеводородных флюидов с рифовых образований Северного Донбасса и выделены три их разновидности. Парамагнитные свойства (определяемые методом электронного парамагнитного резонанса) изменяются параллельно с плотностью флюидов. Табл. 1. Ил. 1. Библиогр. 9 назв.

УДК 551.351.5:551.762.3(47+57—13)

**Прогноз распространения и типов рифовых ловушек нефти и газа (в верхнеюрских отложениях Юга СССР).** Безносков Н. В., Ильин В. Д., Смирнов Л. Н., Кутузова В. В., Зюбко А. К., Калик Н. Г., Кобленц А. И., Сальман Г. Б.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 51—53.

Рассмотрено распространение выявленных и прогнозируемых локальных, барьерных и береговых рифов в юрских отложениях Юга СССР и связанных с ними ловушек нефти и газа. Показано, что погребенные рифовые комплексы могут быть крупным резервом прироста запасов в старых нефтегазодобывающих районах юга страны.

УДК 551.351:551.734(476.2)

**Палеогеографические критерии прогнозирования распространения органогенных построек в нижнефаменских межсоловых отложениях Припятской впадины (БССР).** Махнач А. С., Кручек С. А., Урьев И. И., Левкова Т. И.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 54—58.

Проанализированы фациально-палеогеографические условия распространения перспективных на нефть водорослевых органогенных построек ранне-, позднезандонского и елецкого времени девона Припятской впадины. Установлено, что наиболее существенные постройки приурочены к зонам приразломных поднятий и склонам ступеней, участкам сочленения мелководных и депрессионных фаций, районам перехода от вулканогенных пород к нормально-осадочным. Оценена возможность прогноза органогенных построек по палеогеографическим критериям. Ил. 1. Библиогр. 6 назв.

УДК 551.7.022.4+560.074.6:552.58

**Литолого-фациальный и палеоэкологический критерии прогнозирования погребенных органогенных построек.** Демидович Л. А., Линник Л. С.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 58—60.

Высокоемки коллекторы в карбонатных отложениях Припятского прогиба приурочены к органогенным постройкам, развитым на конседиментационных поднятиях. На основе примененного палеобиогеографического анализа, включающего литолого-фациальные и палеоэкологические исследования, возможно прогнозирование зон развития органогенных построек и, следовательно, коллекторских свойств пород. Библиогр. 2 назв.

УДК 553.98:552.54(477.6)

**О достоверности прогнозирования раннепермских рифов Днепровско-Донецкой впадины.** Иванов В. К.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 60—62.

Отрицается существование раннепермских барьерных рифов и атоллов в Днепровско-Донецкой впадине. Библиогр. 11 назв.

УДК 551.734.5:551.248.1(476—13)

**Палеотектонические критерии прогнозирования погребенных органогенных построек (в межсоловых задонско-елецких отложениях Припятского прогиба).** Морозов Г. И., Гершзон Р. Д.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 63—66.

Для целей палеотектонических реконструкций и прогнозирования погребенных органогенных построек в межсоловых задонско-елецких отложениях Припятского прогиба введен новый показатель — коэффициент вероятного роста органогенной структуры. Рекомендуется выделять мощности «цокольной» части и «органогенной» надстройки в пределах межсоловой толщи, отношение которых дает искомый показатель. Ил. 1. Библиогр. 7 назв.

УДК 551.8+551.24:(575.15+575.192)

**Палеогеографические и тектонические критерии прогнозирования погребенных верхнеюрских рифовых комплексов (на примере Южного Узбекистана).** Алферов Г. Ю., Буняк Л. И., Виучков В. И., Курбатов В. В., Шаякубов Т. Ш.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 67—70.

Экологическим методом выделены генетические типы верхнеюрских отложений, уточнено районирование карбонатной формации и выделены области с зонами рифовых и нерифовых комплексов. Установлена пространственно-генетическая связь последних с северо-западными разломами фундамента и отвечающими им флексурно-разрывными зонами покрова. Лейлякан-Каракумская зона рифовых комплексов выдвигается как первоочередной район для поисков неструктурных ловушек нефти и газа. Ил. 1. Библиогр. 6 назв.

УДК 552.58(476.2)

**Геологические критерии прогнозирования погребенных органогенных построек (в восточной части Припятской впадины).** Котельников И. Е., Бескопыльный В. Н., Ринский М. А., Ильинчик А. М., Мещерская Е. Н.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 71—74.

Рассмотрены основные тектонические, палеогеографические, литолого-фациальные и палеогеотермические критерии прогнозирования погребенных рифовых, биогермных и биостромных массивов, биоритмитов, биогермов и биостромов, приуроченных к девонскому межсоловому комплексу восточной части Припятской впадины. Намечены перспективные участки поисков органогенных построек. Ил. 1. Библиогр. 1 назв.

УДК 553.98.041:552.58:551.762.31(575.16+575.192)

**Закономерности размещения рифовых ловушек Бухаро-Хивинского региона.** Акрамходжаев А. М., Нугманов А. Х., Дусмухамедов Ш. Н., Эгамбердыев М. В.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 75—77.

Обосновывается одновозрастность органогенных построек, возраст которых датируется условно как оxfordский. С учетом мощности пород коллекторов рифового комплекса и высоты ловушек выделены четыре зоны развития органогенных построек, различающиеся по перспективности. Основные перспективы связываются с Уртабулакской и Шуртанской зонами.

УДК 551.242.5:552.58(477)

**Разломно-блоковая тектоника Волюно-Подолли и связь с ней зон рифообразования.** Знаменская Т. А., Чебаненко И. И.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 78—81.

Рассматриваются закономерности пространственного размещения зон рифообразования в пределах юго-западной (Волыно-Подольской) окраины Восточно-Европейской платформы с позиций разломно-блоковой тектоники. Ил. 1. Библиогр. 9 назв.

УДК 551.351:551.734.5+551.735.1 (471.43+471.56)

**Тектонические и фациальные критерии размещения верхнедевонско-турнейских органогенных поднятий на юге Урало-Поволжья.** Нартов Г. В.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 81—84.

Применение нового методического приема позволило провести поэтапную реконструкцию структурно-фациальной обстановки, показавшую закономерный характер неравномерности пространственного распространения нефтеносных органогенных поднятий. Наиболее благоприятными для их формирования были относительно приподнятые участки дна бассейна, приуроченные к унаследованным или конседиментационно развивавшимся тектоническим структурным элементам разного генезиса, находившимся в непосредственной близости от структурно-фациального раздела (блоковые поднятия западного склона Южно-Татарского свода, Большекиральская система валов, Скоковско-Сорочинский, Бобровский и Лебяжинско-Алексеевский поперечные выступы). Ил. 1. Библиогр. 3 назв.

УДК 552.58:552.2:553.982

**Особенности внутреннего строения и пространственные смещения рифовых систем при изменениях уровня моря.** Кузнецов В. Г.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 84—88.

Среди трансгрессивных и регрессивных рифовых систем количественно преобладают регрессивные с незначительным смещением, что обусловлено преимущественно седиментацией. Появление значительных смещений определяется тектоническими причинами. При наличии контрастного рельефа в условиях кратковременных и малоамплитудных поднятий и опусканий рост рифов стабилизирован в пространстве. Расмотрено распределение зон коллекторов в различных типах рифов, на основе чего рекомендуются различные системы разведки. Ил. 1. Библиогр. 8 назв.

УДК 553.98.2.061.15:552.58+551.762 (47—14)

**Условия формирования и строение верхнеюрских рифогенных образований на юго-западе СССР.** Полухтович Б. М., Самарский А. Д., Хныкин В. И.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 88—93.

На юго-западе СССР установлено два типа рифогенных комплексов позднеюрского возраста. Платформенные рифы в виде сравнительно маломощных, но протяженных, тел приурочены к зонам сочленения древней и молодой платформ со смежными мио- и пригеосинклинальными прогибами. Геосинклинальные рифы в форме изолированных, но часто значительных по мощности массивов развиты в прилегающей тектонически мобильной области от Румынских Карпат через Добруджу, Горный Крым на Кавказ. Практический интерес для поисков УВ представляют преимущественно погребенные платформенные рифы и их шлейфы. Ил. 1. Библиогр. 9 назв.

УДК 551.24:551.73 (470.56)

**Роль структурно-тектонического фактора в формировании позднепалеозойских органогенных построек (на примере северного борта Прикаспийской синеклизы).** Ярошенко А. В.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 94—98.

В статье рассматривается строение надбашкирской толщи верхнего палеозоя в пределах северного борта Прикаспийской синеклизы. Анализ обширного фактического материала, включающего результаты литолого-фациального исследования керн глубоких скважин, показал связь процессов биогермообразования с поздними фазами герцинского орогенеза Уральской многогеосинклинали. Выявленные закономерности могут быть использованы при поисках и разведке погребенных рифогенных структур. Ил. 1. Библиогр. 3 назв.

УДК 551.133.3:552.54:553.041 (477.8)

**Силурийские рифы Львовского прогиба и перспективы их нефтегазоносности.** Юшкевич В. И., Сандлер Я. М., Котык В. А., Бержинская Л. Ф., Пашковская Л. Я., Заволянский Б. Б.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 98—101.

В отложениях силура Львовского прогиба рифовые постройки установлены на трех стратиграфических уровнях. Благоприятные структурные особенности, развитие коллекторов и покрышек, выявленные нефтегазопроявления позволяют рассматривать рифы как перспективный объект поисков углеводородных залежей на небольших глубинах ряда участков прогиба. Ил. 1.

УДК 558.98.041:551.735.1

**Рифогенные образования и перспективы нефтегазоносности юга Русской плиты.** Щербakov В. П., Муравьев А. Н., Хацкель М. Л., Кононов Н. И., Макаров В. А., Филин С. И., Коваленко В. С.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 102—105.

Приводятся основные закономерности условий формирования рифогенных образований на южной окраине Русской плиты — Воронежской антеклизе. Выделяются зоны развития рифов, приуроченных к линиям региональных субширотных сбросов. Определяются основные поисковые критерии органогенных построек. Обоснованы высокие перспективы нефтегазоносности карбонатной формации нижнего—среднего карбона на южных окраинах Русской плиты. Ил. 1.

УДК 553.98.041

**Рифогенные системы Прикаспийской впадины (данные сейсморазведки).** Шабалин В. П.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 105—109.

Описываются рифовые системы Прикаспийской впадины, выделенные по сейсмическим данным, признаки выявления их на временных сейсмических разрезах, оценивается перспективность рифов в нефтегазоносном отношении, даются предложения с целью повышения эффективности работ. Библиогр. 3 назв.

УДК 553.98 (—02):551.762.31:552.54 (575.16+575.192)

**Нефтегеологическое районирование Бухаро-Хивинского региона (в верхнеюрской карбонатной толще).** Нугманов А. Х., Жданова Е. Н.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 109—113.

Выделены три района и две самостоятельные зоны, границы которых практически не совпадают с границами существующего районирования. Доказывается, что новое районирование позволяет определять степень перспективности каждого из подразделений с высокой достоверностью. Отмечается, что использованный метод районирования применим и к другим нефтегазоносным регионам. Ил. 1. Библиогр. 1 назв.

УДК 552.54:551.73/553.98 (574)

**Возможные объекты поисков нефти и газа в рифогенных формациях палеозоя Ферганской межгорной впадины.** Джумагулов А.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 113—119.

Рассмотрены перспективы нефтегазоносности геосинклинальной девонской и орогенной верхнекаменноугольной и нижнепермской рифогенных формаций Южного Тянь-Шаня. Ил. 1. Библиогр. 6 назв.

УДК 551.734/553.98+812.33 (477.51)

**Биогермные образования межсолового девона северо-запада Днепровско-Донецкой впадины (на примере Борковской площади).** Бритченко А. Д., Вакарчук Г. И., Козак Г. П.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 119—124.

Зоны развития собственно рифовых фаций приурочены к нарушениям, окаймляющим Осьмаковский прогиб, центрикулярный которого заполнена депрессионными

фациями. Рифогенные водорослевые известняки имеют повышенные коллекторские свойства, к ним приурочены нефтепроявления, они создают биогермные постройки типа банок, биостромов и слабо выраженных куполовидных рифов. В зонах развития рифогенных фаций рекомендуются нефтепоисковые работы на этих объектах методом разбуривания поперечных профилей зависимых скважин, местоположение которых уточняется данными фашиального анализа. Эту методику можно будет применять, кроме Борковской, и на других площадях северной краевой зоны Днепровско-Донецкой впадины. Ил. 1. Библиогр. 2 назв.

УДК 552.54:56.074.6:551.735 (477.6)

**О позднесерпуховском барьерном рифе северных окраин Донбасса. Самарская Е. В., Кельбас Б. И., Ершова Т. В., Партыка И. И., Турик О. С.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 124—128.**

В раннетрансгрессивном комплексе свиты  $S_4^1$  выделены три типа разрезов, характеризующих рифовый фашиальный профиль: шельфовый, бортовой рифогенный и депрессионный, относительно глубоководный. Барьерный риф представляет линейное сочетание соединенных органогенных построек. Дана характеристика пород, породообразующих организмов, вторичных процессов. Библиогр. 2 назв.

УДК 552.58/551.8+551.7.022 (476—13)

**Палеогеографические и фашиальные особенности формирования органогенных массивов в северной зоне Припятского прогиба. Шевченко Т. А., Демидович Л. А., Стадник Г. Г.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 128—132.**

Рассматриваются условия образования органогенных построек в тесной связи с тектоническими, палеогеографическими и фашиальными особенностями накопления карбонатных отложений в северной прибортовой зоне Припятского прогиба. Ил. 1.

УДК 550.812.1:555.351 (477—13)

**Перспективные направления поисково-разведочных работ на погребенные рифогенные постройки на юге Украины. Плахотный Л. Г., Палинский Р. В., Герасимов М. Е., Добровольская Т. И., Сальман Г. Б., Верескун В. А., Загоруйко Ф. И.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 132—136.**

Установлены наиболее благоприятные эпохи рифообразования на юге Украины: силур, девон, поздняя юра и кайнозой. В качестве перспективных выделены три района, где возможно обнаружение погребенных рифогенных массивов: восточное погружение Горного Крыма и юг Керченского полуострова (перспективы для поисков титон-берриасовых рифов), Индольский прогиб (перспективы связываются с поисками погребенных рифов мзотиса), западное Причерноморье (перспективы поисков погребенных рифов силура, нижнего девона и оксфорда). Для каждого из районов рассмотрено возможное развитие рифогенных массивов и приведен рациональный комплекс поисковых геолого-геофизических работ и параметрического бурения. Ил. 2.

УДК 553.98:550.83 (477.5—17)

**Карбонатные образования палеозоя как одно из перспективных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ (в северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины). Козак Г. П., Бритченко А. Д., Вакарчук Г. И., Филюшкин К. К.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 136—141.**

В разрезе палеозоя северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) установлено три уровня развития органогенных построек. Такие условия отмечены для отдельных стратиграфических подразделений девонского, каменноугольного и нижнепермского нефтегазоносных комплексов. Установлено также улучшение емкостных и фильтрационных свойств карбонатных коллекторов нижнего визе и под-солевого девона в пределах сводовых частей поднятий и вдоль зон тектонических нарушений и связанных с зонами трещиноватости. Даны рекомендации по постановке целенаправленной сейсморазведки и бурения для выявления залежей углеводородов в карбонатных коллекторах северо-западной части ДДВ. Ил. 1. Библиогр. 8 назв.

УДК 551.24:551.733:551.734 (575.22)

**Особенности геологического строения и история развития Каратуминского рифонда и окружающих его территорий (Восточный Алай). Алексеенко А. В., Березанский А. В., Гущин С. Б., Пай В. М., Резвой Д. П., Солошенко И. И.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 142—145.**

Статья посвящена описанию геологии Каратуминского рифонда — фрагмента в цепи карбонатных гряд, опоясывающих Восточно-Алайский антиклинорий. На основании сопоставления разрезов проведено районирование всей территории и дана среднепалеозойская история формирования структур. Приурочен рифонд к шельфовой зоне Буданского островного поднятия, существовавшего с лудловского до нижне-московского времени. Ил. 1. Библиогр. 7 назв.

УДК 552.58:539.217.1 (476—13)

**Особенности структуры пустотного пространства органогенных построек девона (северной части Припятского прогиба). Назарова Н. В.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 146—148.**

Характеризуются особенности структуры пустотного пространства комплекса фаций, слагающих органогенные постройки задонско-елецкого горизонта верхнего девона северной части Припятского прогиба. Библиогр. 2 назв.

УДК 553.98.061.4:552.58 (470.45)

**Закономерности формирования карбонатных резервуаров (на примере Котовско-Мирошниковской зоны Волгоградской области). Данышина Н. В.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 149—150.**

Дается характеристика сообществ организмов органогенных построек евлановско-ливенских отложений Котовско-Мирошниковской зоны рифов. Тип коллектора находится в прямой зависимости от распределения сообществ организмов в органогенных постройках. Библиогр. 1 назв.

УДК 622.244.6

**Повышение эффективности работ по испытанию рифогенных (карбонатных) отложений (в условиях Днепровско-Донецкой впадины). Клименко Ю. А., Горлачева Л. Ф.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 151—153.**

Приведены результаты испытания карбонатных отложений в процессе бурения скважин на разведочных площадях ДДВ за 1976—1979 гг., выявлены основные недостатки и даны рекомендации по повышению эффективности этих работ.

УДК 552.58.243 (476—13)

**Характеристика и особенности оценки емкостных и фильтрационных свойств рифогенных образований (по ядерным и геофизическим данным). Аракчеев Н. Т., Хайбуллин А. Ш.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 153—155.**

В статье дана характеристика и выявлены особенности оценки емкостных и фильтрационных свойств карбонатных коллекторов продуктивных отложений Припятского прогиба по ядерным и геофизическим данным, показаны возможности совместного их использования в анизотропных карбонатных разрезах.

УДК 553.981/982.061.4

**Особенности порометрической оценки органогенных карбонатных пород-коллекторов нефти и газа. Кляровский В. М., Снарский А. Н., Пилип И. Г.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 155—157.**

Рассматриваются некоторые вопросы изучения структуры порового пространства органогенных карбонатных пород-коллекторов нефти и газа методами окрашенных шлфов и ртутной порометрии. Показано, что по порометрическим данным можно судить о степени сообщаемости межраковинных и внутрираковинных пустот. Указано

также, что по сравнению с терригенными для органогенных карбонатных пород отмечается меньшая теснота положительной корреляционной связи пористости и радиусов пор (в частности, для изученных пород Белоруссии и Оренбуржья). Библиогр. 3 назв.

УДК 553.98.061.4:552.54(571.5—13)

**Коллекторские свойства органогенных карбонатных пород южной части Сибирской платформы.** Гурова Т. И., Потлова М. М., Чернова Л. С.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 157—160.

На основе изучения литологии и коллекторских свойств пород продуктивных горизонтов нижнего кембрия с органогенной и зернистой структурой показаны их отличительные особенности. Рекомендуются генетическая классификация пустот в известняках и доломитах. Ил. 1.

УДК 552.58:551.243(476—13)

**Методика определения вещественного состава и эффективной емкости рифогенных образований (по материалам каротажа с помощью ЭВМ).** Залаяв Н. З.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Недра, 1982, с. 161—164.

Описывается методика комплексной интерпретации промыслово-геофизических данных функциональными преобразованиями их с помощью ЭВМ, показаны возможности определения по ней вещественного состава, эффективной емкости и нефтегазо-насыщения неоднородных карбонатных пород, в том числе и рифогенных. Ил. 1. Библиогр. 1 назв.

УДК 553.98.061.4:003.12

**Особенности оценки параметров коллекторов девона Днепровско-Донецкой впадины.** Бортницкая В. М.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 164—168.

На примере карбонатных коллекторов девона ДДВ показаны изменения фильтрационно-емкостных свойств пород с глубиной в пределах локальных структур. Рассмотрены оценка полезной емкости и возможности отдачи карбонатного коллектора со сложной структурой пустотности. Ил. 1. Библиогр. 5 назв.

УДК 553.981/982:550.8:003.13

**Эпигенетически экранированные залежи углеводородов в погребенных рифах.** Кучерук Е. В.— В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Наука, 1982, с. 168—172.

Показано важное влияние эпигенетических процессов на коллекторские свойства карбонатных пород. Эти процессы (кальцитизация, доломитизация, сульфатизация, сульфидизация, галитизация и др.), ведущие к ухудшению коллекторских свойств, активно протекают в водоносной части коллектора. Высокие значения пористости и проницаемости сохраняются при раннем поступлении нефти в коллектор, что тормозит или вовсе прекращает вторичное минералообразование. В результате в погребенных рифах часто образуются частично или полностью изолированные залежи углеводородов, названные эпигенетически экранированными, которые в меньшей степени подвержены переформированию. Приведены примеры таких залежей, выявленных в СССР и за рубежом. Библиогр. 12 назв.