

УДК [551.351+553.982](021)

## ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ, БИОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ СТРОЕНИЕ РИФОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА

© 2021 г. В. Г. Кузнецов<sup>a, b, \*</sup>, Л. М. Журавлева<sup>a, \*\*</sup>

<sup>a</sup>РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина,  
Ленинский просп., 65, Москва, 119991 Россия

<sup>b</sup>Институт проблем нефти и газа РАН,  
ул. Губкина, 3, Москва, 119333 Россия

\*e-mail: vgzkuz@yandex.ru

\*\*e-mail: zhurawlewa.lilia@yandex.ru

Поступила в редакцию 29.07.2020 г.

После доработки 11.12.2020 г.

Принята к публикации 17.02.2021 г.

Нефтегазоносные рифы широко развиты в палеозое древних платформ – Северо-Американской, Восточно-Европейской и Сибирской. Выделены два основных типа рифов по их морфологии и палеогеографическому положению. Одиночные изолированные рифы формировались в обстановке в той или иной мере глубоководных водоемов и представляют собой относительно симметричные в поперечном сечении сооружения куполовидной плосковершинной или атолловидной формы, замещающиеся со всех сторон маломощными глинисто-кремнисто-карбонатными глубоководными отложениями. Асимметричные рифы локализованы на перегибах от мелкого к глубокому морю и характеризуются отчетливой морфологической и литолого-фациальной разнородностью. Их возвышение над зарифовыми мелководными отложениями невелико, и склоны достаточно пологие, над предрифовыми глубоководными – превышение значительно, склоны нередко крутые. Тектонические движения, происходившие после рифообразования, практически не влияют на объем резервуара одиночных рифов, но существенно воздействуют на полезный объем рифов асимметричных систем, как увеличивая его, так и сокращая, вплоть до полной ликвидации. Внутреннее строение самих резервуаров определяется сугубо литологическими факторами – фациальной зональностью в пределах рифов.

*Ключевые слова:* нефтегазоносность, рифы одиночные симметричные, рифы асимметричные, строение рифовых резервуаров.

DOI: 10.31857/S0024497X21040042

### ЗАДАЧИ И ОБЪЕКТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

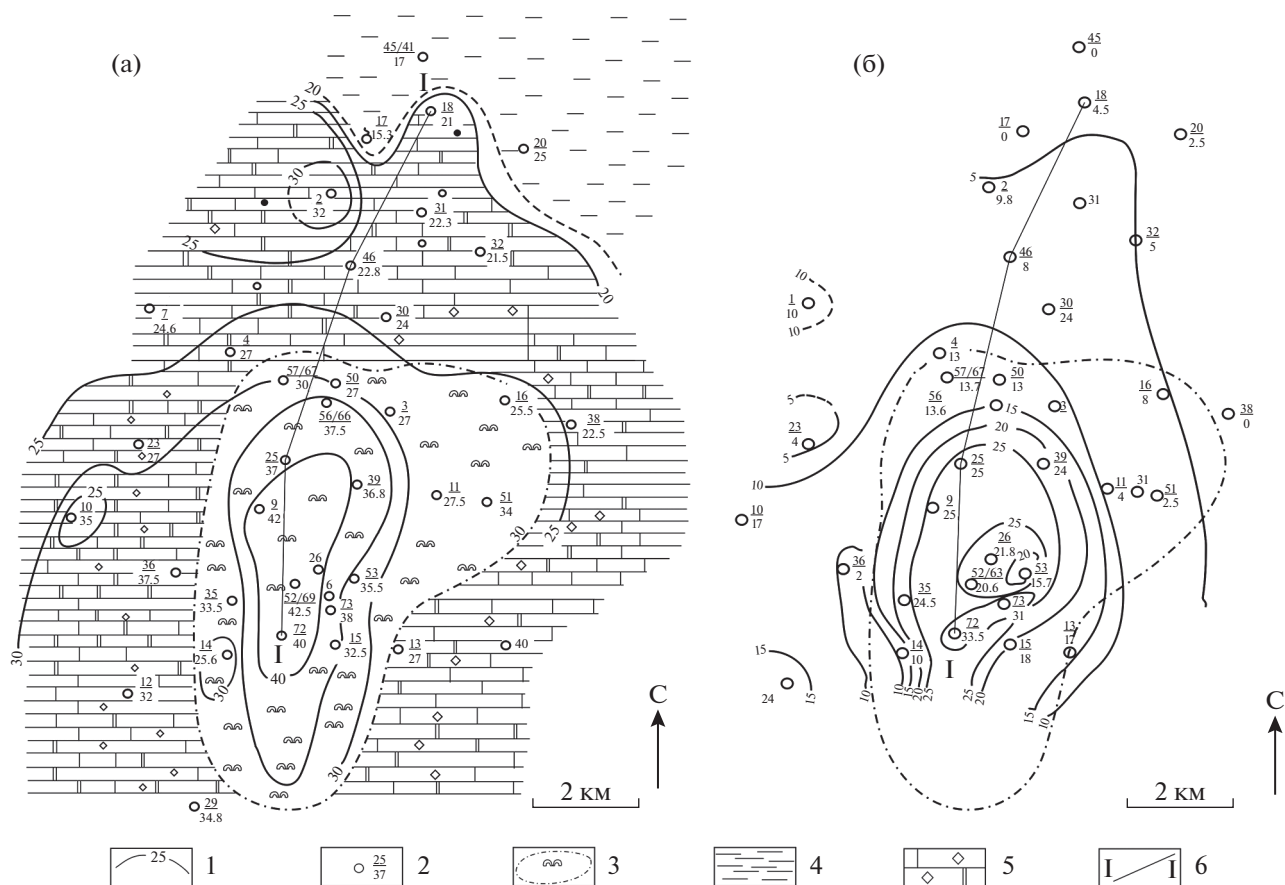
Рифовые массивы представляют собой специфические объекты, содержащие залежи углеводородов. Их нефтегазоносность установлена в широком стратиграфическом диапазоне – практически по всему фанерозойскому разрезу.

Объектом настоящего исследования являлись рифовые месторождения палеозоя, развитые в пределах платформ северной полушария: Восточно-Европейской, Сибирской, Северо-Американской. Анализировалось строение ловушек и резервуаров рифов различного типа и разного возраста, начиная с кембрийских образований и заканчивая рифами перми.

При этом рифы рассматривались как геологические образования, созданные в результате жизнедеятельности организмов и представляющие

собой карбонатные массивы, которые во время своего образования возвышались над дном окружающего моря, и мощность которых превышала мощность синхронных вмещающих отложений (см. подробнее [Современные ..., 1990, с. 117–118]). Биостромы и биогермы, равно как биостромные и биогермные массивы, иловые холмы, в данной работе не обсуждаются.

Палеозойское рифообразование имеет отчетливо циклический характер, связанный в том числе с эпохами массовых вымираний. Установлены раннекембрийский, средне-позднеордовикский, силурийско-франский, поздневизейско-серпуховский и пермский этапы рифообразования, причем в рифах четырех из них (исключая ордовикский) установлена промышленная нефтегазоносность [Кузнецов, Журавлева, 2019]. При этом силурийско-девонский этап подразделяется на



**Рис. 1.** Строение природного резервуара Среднеботуобинской площади. Нижний кембрий. Восточная Сибирь. Схематические карты мощностей и фаций (а) и суммарной мощности коллекторов (б) (по [Древние ..., 2000]). 1 — изопахиты, м; 2 — скважина, ее номер и значение мощности отложений, м; 3 — рифовый массив; 4 — относительно глубоководные предрифовые отложения; 5 — мелководно-морские известняки и доломиты; 6 — направление профильного разреза.

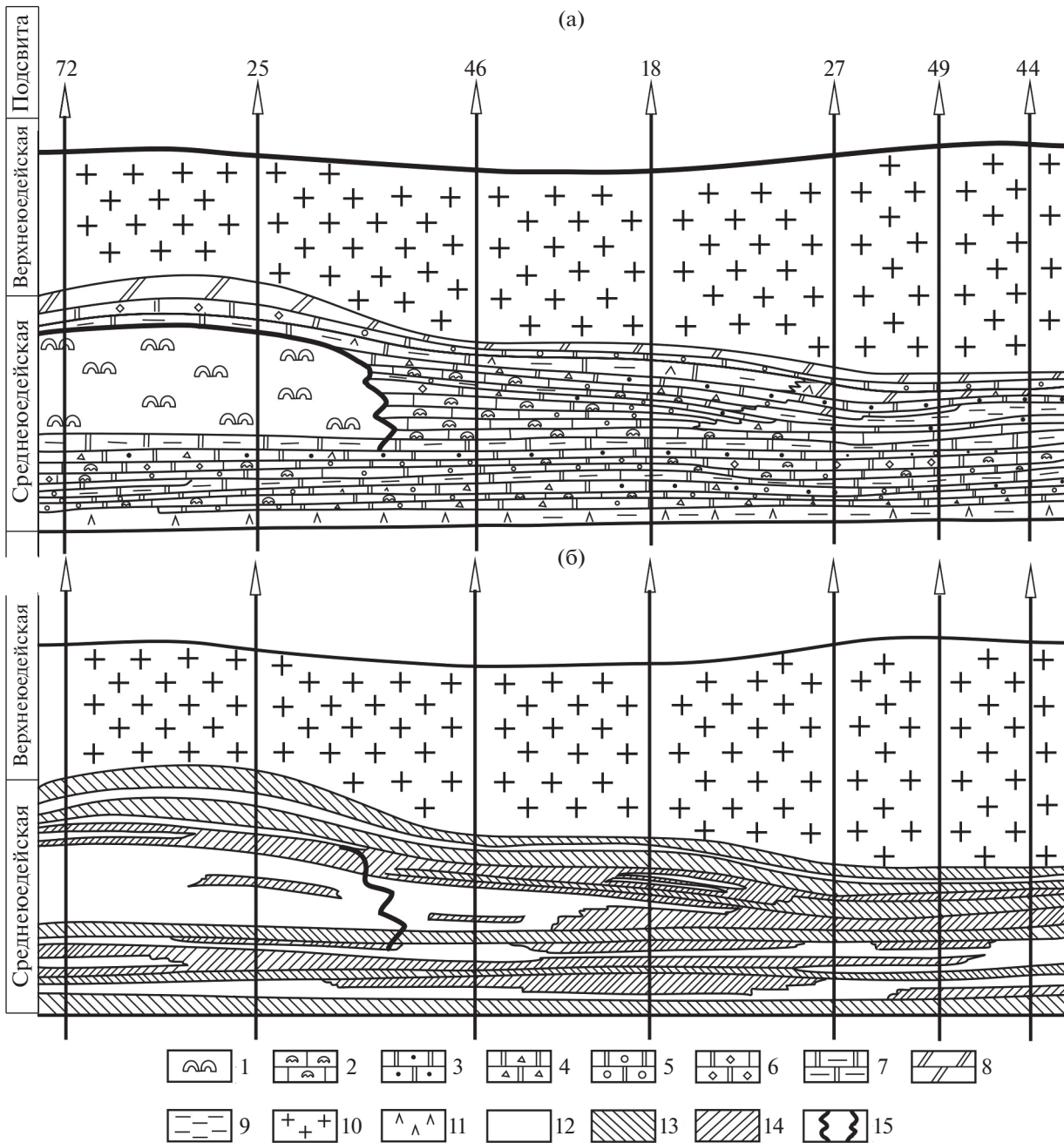
два подэтапа, которые различаются, в том числе, по характеру нефтегазоносности.

### КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РИФОВ ПАЛЕОЗОЯ

#### *Нефтегазоносные рифы кембрия*

Древнейшие нефтегазоносные рифы установлены в нижнекембрийских образованиях Сибирской платформы. В большинстве они представляют собой значительные по площади, но сравнительно маломощные постройки, обрамляющие Непско-Ботуобинскую и Байкитскую антеклизы южной и юго-западной частей платформы. В пределах первой выявлены Среднеботуобинский, Большетирский, Верхне-Чонский и др. рифы; на склонах второй антеклизы вскрыты близкие по строению Оморинский, Вэдрэшевский, другие рифы и связанные с ними залежи.

Наиболее изученным является рифовый массив и, соответственно, ловушка и резервуар Среднеботуобинского месторождения (рис. 1, 2). Для резервуара характерно асимметричное строение. Относительно однородный “массивный” разрез в центральной зоне, где практически отсутствуют микрозернистые и глинистые разности, а мощности промышленных коллекторов составляют 65–80% разреза. В “зарифовых” областях, собственно, Ботуобинской антеклизы мощность синхронных отложений примерно в 1.5 раза меньше, а главное — разрез становится более дифференцированным, появляются пачки глинистых и плотных пелитоморфных карбонатных пород. Это обуславливает, во-первых, замещение массивного в целом резервуара пластовым, и, во-вторых, сокращение эффективной мощности в 3–4 раза. Еще более резко уменьшаются мощности в относительно глубоководных разрезах, в депрессионных впадинах это уменьшение достигает 2–2.5 раз, причем, что существенно, еще более резко сокра-



**Рис. 2.** Литологический профильный разрез Среднеботуобинского месторождения (а) и строение его резервуара (б) (по [Древние ..., 2000]).  
 1, 2 – известняки: 1 – биогермные, 2 – полифитовые; 3–7 – доломиты: 3 – микрозернистые, 4 – мелкозернистые, 5 – онколитовые, 6 – разнотернистые, 7 – глинистые, 8 – мергели, 9 – аргиллиты, 10 – каменная соль, 11 – глинистые ангидриты, 12 – промышленные коллектора, 13, 14 – полупокрышки: 13 – глинистые породы, 14 – плотные карбонаты; 15 – границы рифового массива.

щаются число и мощности проницаемых прослоев (см. рис. 1, 2) [Древние ..., 2000].

*Нефтегазоносные рифы силура*

Нефтегазоносность рифов силура установлена на востоке Северо-Американской платформы, в пределах Иллинойского, Мичиганского бассей-

нов и частично Преаппалачского краевого бассейна. Здесь в средне-верхнесилурийской формации Ниагара и в некоторой части покрывающей ее формации Сэлайна обнаружено значительное количество продуктивных рифов.

В пределах бассейнов рифы развиты на их склонах в виде одиночных построек, иногда обра-

зующих линейные зоны. Рифы располагались преимущественно на моноклинальных склонах бассейнов, возможно, местами осложненных некими “уступами”, или относительно горизонтальными “ступенями”, причем само положение отдельных рифов, по-видимому, было обусловлено существованием слабо выраженных локальных тектонических поднятий. Рифы представляют собой изолированные относительно симметричные куполовидные постройки – пиннаклы, по английской терминологии, – мощностью до 150–180 м. В плане это округлые или овальные, иногда серповидные сооружения с поперечным размером до 1.5–2 км [Bristol, 1974]. В ряде случаев, особенно во второй половине времени рифообразования, рост рифов прекращался за счет резкого осолонения бассейна и перекрытия их сульфатами кальция, или, в случае осушения их кровли, последние отлагались на их склонах. При возвращении прежних условий, то есть при повышении уровня водоема и некотором распреснении, формирование рифов возобновлялось.

Эффективная нефтенасыщенная мощность изменяется от 12 до 86 м при среднем значении для всех месторождений около 50 м. Средняя пористость продуктивных интервалов около 8.5%, при колебаниях от 3.8 до 19.6%. Примерно в половине продуктивных рифов она составляет 6–10% [Aminian et al., 1987].

#### *Нефтегазоносные рифы девона*

Существенно более разнообразны рифы девона и, соответственно, типы их ловушек и резервуаров.

Многочисленные месторождения нефти и газа обнаружены в пределах рассматриваемых в статье древних платформ – Северо-Американской и Восточно-Европейской, некоторые характеристики этих месторождений приводились в предыдущих публикациях [Журавлева, 2017; Кузнецов, Журавлева, 2018а, б и др.].

На Северо-Американской платформе многочисленные и хорошо изученные месторождения находятся в пределах Западно-Канадского бассейна, где они локализованы на трех стратиграфических уровнях: в среднем живете – формация Рейнбоу, верхнем живете – формация Суон Хиллс, и среднем фране – формация Ледюк. В абсолютном большинстве случаев это одиночные, изолированные, относительно симметричные постройки: изометричные округлые или овальные в плане, куполовидные с относительно остроугольной кровлей (Рейнбоу А, рифы цепи Римби–Ледюк–Клайд: Уэстрозе, Бонни Гленн, Визард Гленн, Ледюк Вудбенд, Ачесон), плосковершинные (Голден Спайк, Джуди Крик) или атоллоидные (Рейнбоу В, Редуотер, Норман

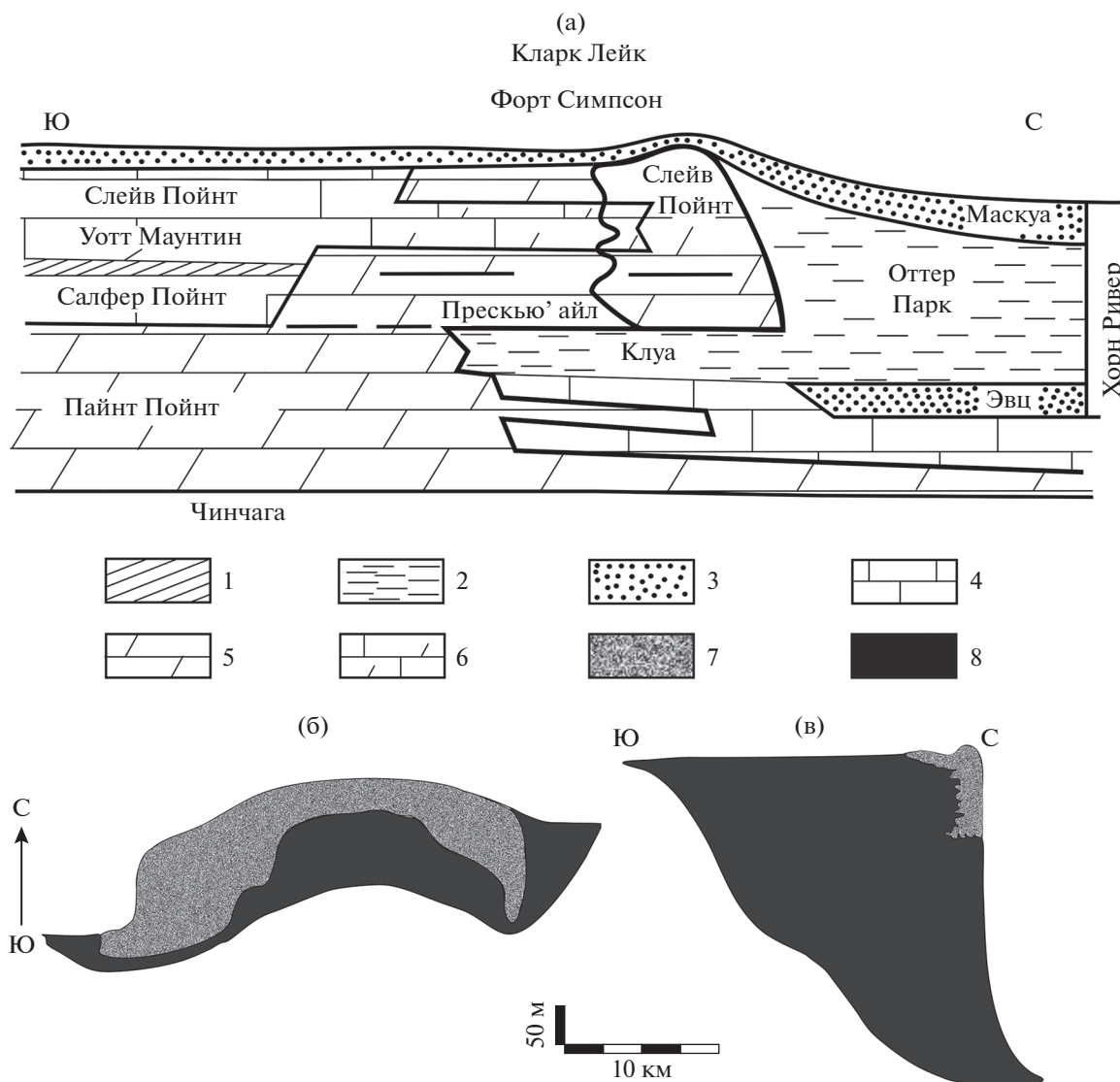
Уэллс). Морфология ловушек и характер их резервуаров во многом определяются соответствующим морфологическим и генетическим типом рифа. Например, при сравнительно небольших размерах куполовидных и плосковершинных рифов резервуар с кондиционными значениями коллекторских параметров включает практически весь объем рифа. Таковы, например, резервуары рифов Голден Спайк, Рейнбоу А. В случае плосковершинных рифов более крупных размеров и, тем более, атоллоидных, собственно резервуарная часть локализована на периферии сооружений, а в центральных – лагунных – областях породы практически непроницаемы (рифы Джуди Крик, Редуотер).

В пределах Западно-Канадского бассейна на севере провинции Альберта в формации Слейв Пойнт развита асимметричная рифовая система, в пределах которой обнаружены месторождения Котчо Лейк, Кларк Лейк (рис. 3) и др. [Gray, Kasube, 1963; Jardine, Wilshart, 1987]. Эта система субширотного простирания датируется живетским веком. К северу рифовые известняки замещаются черными битуминозными сланцами и известняками пачки Эви, а к югу – на шельфе – известняками той же формации Слейв Пойнт. Субаквальный достаточно расчлененный палеорельеф времени Слейв Пойнт сnivelирован сланцами Оттер Парк, которые, в свою очередь, перекрываются пачкой Маскуа, развитой как в пределах шельфового бассейна, так и над рифами, и над депрессионным “сланцевым” бассейном. Зарифовая часть формации Слейв Пойнт сложена темноцветными битуминозными микритовыми известняками. В рифовой гряде преобладают известняки с крупными обломками строматопоридей, при этом вершина рифов лишь слегка возвышается над зарифовыми мелководными отложениями, но существенно – над предрифовыми.

Спецификой литологического состава самого рифа и, соответственно, слагающих его пород-коллекторов является интенсивная доломитизация, которая практически и определяет емкостные параметры самого рифа.

Широко представлены рифы в девоне Восточно-Европейской платформы. Их продуктивность установлена на юго-западе платформы в пределах Прикаспийской впадины и ее обрамления [Кузнецов, Журавлева, 2018а, б], а также на северо-востоке, в Тимано-Печорской провинции [Журавлева, 2017].

Первые рифы в обрамлении Прикаспийской впадины появились во время накопления терригенно-карбонатной автохтонной формации в позднем эйфеле. Более широко рифы этой формации распространены в живете, а завершилось рифообразование в кыновское время раннего франа. Рифы этого этапа развивались на локаль-



**Рис. 3.** Месторождение Кларк Лейк, Канада. Девон, живетский ярус.

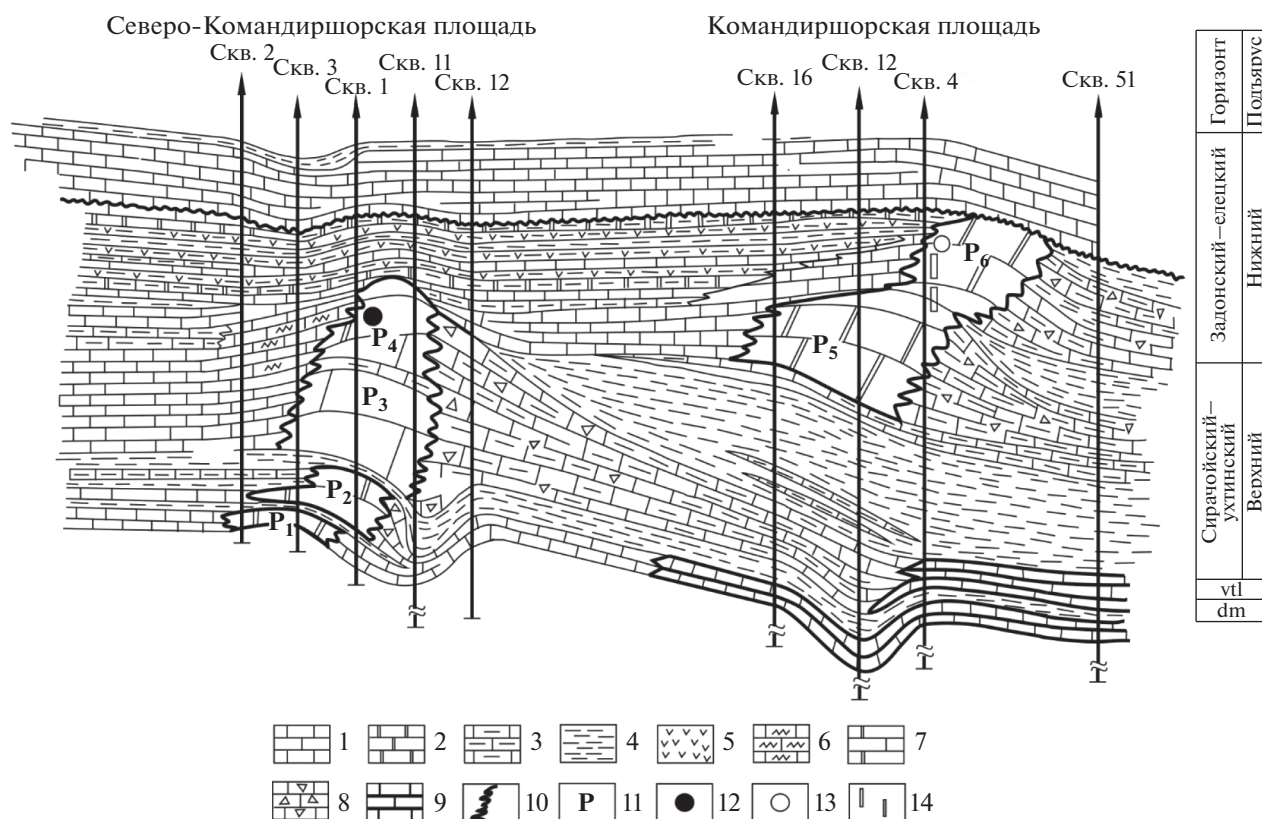
а – литолого-фациальный профиль ([Gray, Kassube, 1963] с изменениями); б, в – строение залежи в плане (б) и разрезе (в) ([Jardine, Wilshart, 1987] с изменениями).

1 – зеленые глины Уотт Маунтин; 2 – темно-серые сланцеватые глины; 3 – битуминозные слоистые глины; 4 – известняки; 5 – доломиты; 6 – известняки доломитизированные; 7 – газонасыщенный коллектор; 8 – водонасыщенный, или неэффективный, коллектор.

ных участках во время общего подъема уровня моря, когда регионально происходило накопление карбонатных и глинисто-карбонатных пачек, а на локальных, приподнятых над дном моря участках формировались одиночные куполовидные, округлые и овальные, иногда серповидные в плане постройки. Перекрываются рифы глинистыми пачками, которые служат региональными флюидоупорами, изолируя рифы как в их кровле, так и с флангов. Резервуары самих рифов массивные относительно простого строения.

Более широко распространены и более важны с точки зрения нефтегазоносности рифы карбонатного комплекса среднего–верхнего франа. Образования этого возраста представлены двумя типами. На границе мелководного шельфа, где происходила карбонатная седиментация, с относительно более глубоководной частью бассейна, которая располагалась в пределах Прикаспийской впадины и представляла собой в это время краевое котловинное море северного обрамления Палеотетиса, формировались рифы асимметрич-





**Рис. 4.** Литолого-фациальный профиль Северо-Командиршорской и Командиршорской площадей. Девон. Печорская синеклиза ([Чочия, Булахова, 1991] с упрощением).

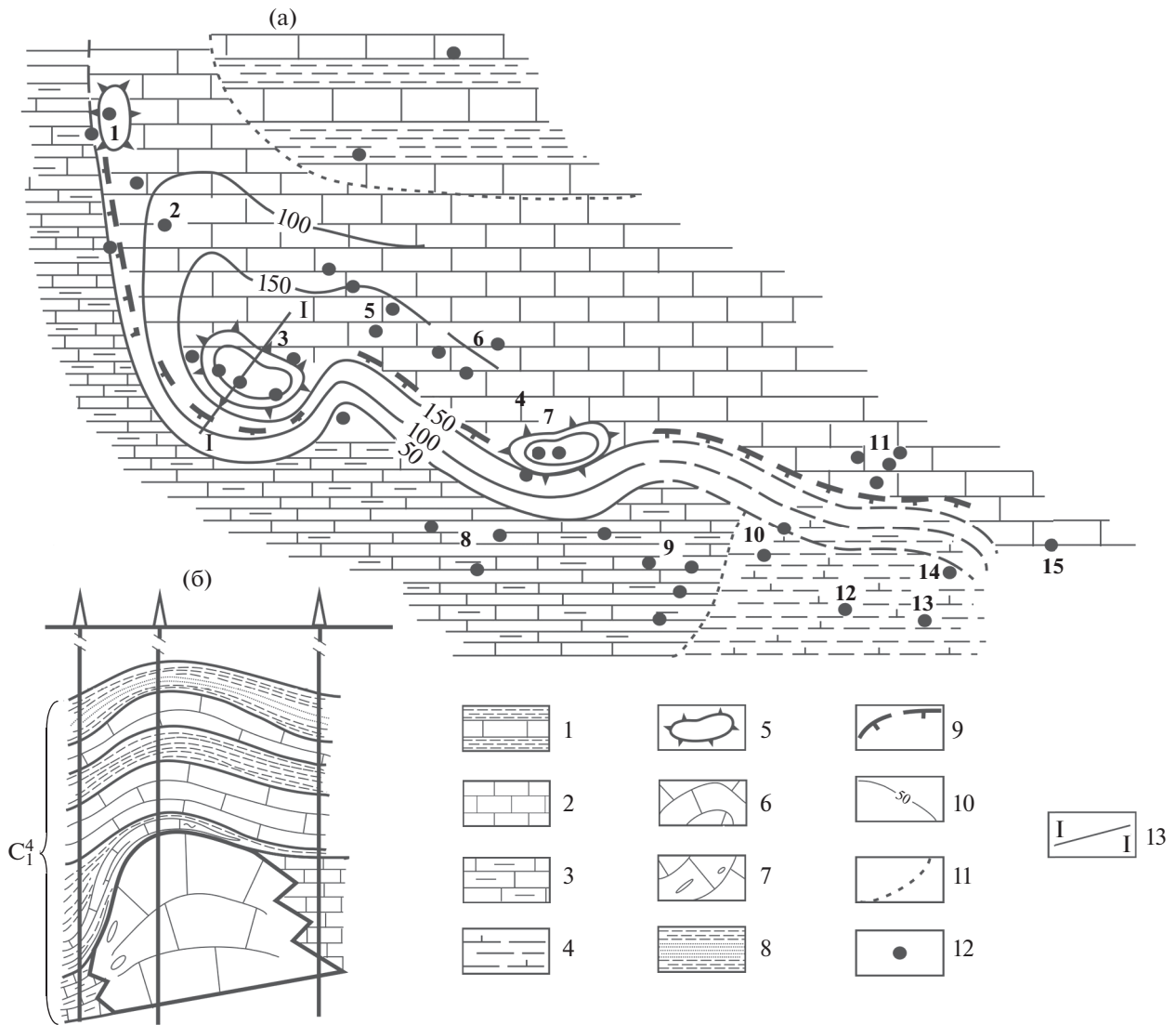
1–6 – породы: 1 – известняки, 2 – доломиты, 3 – глинистые известняки, 4 – глины и аргиллиты, 5 – гипсы и ангидриты, 6 – известняки и доломиты водорослевые узорчатые; 7–9 – фации: 7 – рифогенные, 8 – склоновые, 9 – доманикоидные; 10 – границы резких фациальных замещений; 11 – рифогенные тела; 12, 13 – залежи нефти (12), газа (13); 14 – пласты-коллекторы.

ного строения, представленные на Жирновской, Западно-Линевской, Новокоробковской и других площадях и имеющие преимущественно алатырско-воронежский возраст. Резервуары этих рифов в целом массивные, а их объем, а точнее высота залежи, в основном определяется превышением рифа над зарифовыми отложениями и последующей тектоникой, поскольку синхронные рифу зарифовые карбонатные отложения представлены в целом пористыми и проницаемыми породами.

Второй тип франских рифов – это сооружения в пределах Прикаспийского моря и его заливов, они представляют собой куполообразные линейно вытянутые в плане рифы, установленные на Котовской, Памятно-Сасовской площадях на западе впадины, и на Рыбkinской площади – в северной ее части [Вилесов и др., 2019; Кузнецов, Журавлева, 20186]. Эти рифы в кровле и с флангов изолируются глинистыми толщами волгоградского горизонта. Резервуары в рифах в основ-

ном массивного типа и, соответственно, того же типа и сами залежи. При этом объем резервуара практически равен объему рифов.

Целый ряд промышленных месторождений нефти выявлен в девонских рифах Печорской синеклизы. Большинство их связано с рифами асимметричных систем. При этом положение ловушек и тип резервуара во многом, кроме тектоники, определяется типом рифов и их фациальными взаимоотношениями с вмещающими толщами. Наиболее распространены залежи в рифах асимметричных систем, в которых рифы и изолирующие их отложения имеют разный возраст: доманиковые рифы, перекрытые ветласянской глинистой пачкой; сирачойские рифы, перекрытые глинистой пачкой основания ухтинского горизонта, ухтинские рифы верхов франского яруса. Например, на Северо-Командиршорской площади продуктивным является риф сирачойского горизонта. Ловушка этого месторождения отчасти имеет тектоническое происхождение, а также



**Рис. 5.** Рифы серпуховского яруса карбона Донбасса ([Кузнецов и др., 1978; Рифогенные ..., 1997] с упрощением). Схематическая карта мощностей и фаций нижней части свиты  $C_1^4$  (а) и геологический профиль рифа Муратовской площади (б).

1–4 – отложения: 1 – мелководные терригенно-карбонатные, 2 – мелководные преимущественно карбонатные, 3 – относительно глубоководные глинисто-карбонатные, 4 – относительно глубоководные преимущественно глинистые, 5 – рифовые известняки и доломиты, 6 – установленные рифы, 7 – предрифовые известняковые брекчии, 8 – перекрывающие рифы песчано-глинистые отложения, 9 – положение рифовой системы, 10 – изопахиты, 11 – границы фаций, 12 – скважины, 13 – направление профильного разреза.

обусловлена палеогеоморфологическим фактором – наличием рифа и его литологическим экранированием, поскольку зарифовые отложения, по крайней мере в их кровле, представлены плотными глинистыми известняками. Подобная ситуация наблюдается и на Командиршорской площади, где риф имеет ухтинский возраст, а зарифовые фации представлены глинисто-карбонатно-сульфатными отложениями [Чочия, Булахова, 1991] (рис. 4).

#### *Нефтегазоносные рифы визе–серпухова*

Нефтегазоносные рифы следующего цикла – поздневизейско-серпуховского – известны в пределах Донбасса и в Прикаспийской впадине [Кузнецов, Антошкина, 2005; Кузнецов и др., 1978; Рифогенные ..., 1997].

В пределах северного обрамления Донбасса на Сиротинской, Муратовской, Лобачевской площадях вскрыты газоносные рифы серпуховского яруса. Они расположены на границе мелковод-

ных карбонатных отложений, представленных в основном чистыми микрозернистыми известняками, переслаивающимися с пластами глин, с относительно глубоководными маломощными существенно глинистыми известняками и перекрыты глинистыми отложениями (рис. 5).

Рифы имеют отчетливо асимметричное строение. Так, наклон кровли рифа к зарифовым отложениям составляет 20–24 м/км, в то время как по отношению к депрессионным возрастает до 70–75 м/км. С точки зрения строения резервуара и его объема важно отметить, что притоки газа получены с глубин в 50–80 м ниже структурного замка Муратовского поднятия в кровле рифосодержащего стратиграфического комплекса. Другими словами, зарифовые отложения, по крайней мере их верхняя часть, представляют собой литологический экран, и ловушка является комбинированной – литолого-палеогеоморфологической (см. рис. 5).

Крупные рифовые массивы поздневизейско-серпуховского возраста вскрыты скважинами в пределах Прикаспийской впадины. Один из них – риф Тенгиз, с которым связано гигантское нефтяное месторождение. Риф имеет в плане овальную форму, размером примерно 17 на 23 км и площадью около 400 км<sup>2</sup>. Риф представлял собой своеобразный атолл с центральной лагуной субмеридионального простирания. Подобная фациальная зональность определяет и распределение коллекторских свойств массива – в пределах рифового кольца пористость составляет 6–18%, в лагунных отложениях – снижается до 5–10%. Целенаправленные исследования этого месторождения, выполненные уже в настоящем столетии, существенно детализировали его строение как геологического тела рифового типа, так и характер его нефтегазоносности [Collins et al., 2006; Kenter et al., 2006, 2010 и др.]. Так, визейская его часть реконструируется как изолированная карбонатная платформа, а в серпуховское время активно формировалось рифовое обрамление этой платформы, с мощным обломочным шлейфом и “лагунными” нефтегазоносными отложениями в центральной части [Collins et al., 2006; Kenter et al., 2006].

Аналогична картина и для рифа Карачаганак, расположенного севернее, практически в прибортовой зоне Прикаспийской впадины. Риф имеет сложную историю развития. В визейско-серпуховское время это было крупное атоллоподобное сооружение, сложенное в существенном количестве водорослево-мшанковыми известняками, мощностью до 750–850 м. Эффективная мощность коллекторов в рифовом кольце 60–62%, а во внутририфовой лагуне – не более 40%. При этом доля высокопористых кавернозных пород составляет в среднем 40–45%, на внешних

склонах рифа примерно 20–25%, в лагунных фациях около 6–7%.

### *Нефтегазоносные рифы перми*

Нижнепермские рифы продуктивны в пределах восточной части Восточно-Европейской платформы, и основные их типы с точки зрения задач настоящей работы описаны в специальной статье [Журавлева, 2020].

Рифы асимметричной системы локализованы в узкой полосе на границе платформы и Предуральского краевого прогиба, а также по северному и западному бортам Прикаспийской синеклизы – то есть в зоне перехода мелководных обстановок платформы к обрамляющим ее глубоководным бассейнам Предуральского прогиба и Прикаспийского котловинного моря. В пределах Предуральского прогиба с рифами этой системы связано, в частности, Кунакбаевское газовое месторождение, где высота залежи определяется превышением кровли рифа над зарифовыми карбонатными отложениями. В обрамлении Прикаспийского бассейна известны рифы на Западно-Тепловской, Гремяченской, Карпенской, Сарпинско-Тингутинской и других площадях. Современная морфология кровли рифосодержащих отложений, как правило, в существенной мере обусловлена последующей тектоникой. Положение конкретных рифов в этой системе определялось, по-видимому, существованием отдельных локальных тектонических поднятий, причем тектонические движения, происходившие после рифообразования, дополнительно увеличили амплитуду рифового рельефа. В глубоководных зонах краевого прогиба и Прикаспийского котловинного моря формировались изолированные рифовые сооружения, такие как Ишимбайский, Столярковский, Введенковский, Совхозный, пермская часть Карачаганакского и др., с которыми связаны промышленные скопления нефти и газа.

Высокопродуктивные среднепермские рифы известны в Пермском бассейне США, где они обрамляют Центральную платформу с мелководноморским карбонатонакоплением. Бассейновые склоны рифов, обращенные в сторону глубоководных зон среднепермского моря – бассейнов Дэлавер и Мидленд – достаточно крутые. Продуктивными являются сводовые части рифов и, частично, их бассейновые склоны, в то время как тыльнорифовые отложения представлены плотными непроницаемыми породами, являющимися латеральными флюидоупорами [Леворсен, 1970].



### ТЕКТНИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ СТРОЕНИЕ И ОБЪЕМ ЛОВУШЕК И РЕЗЕРВУАРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Оценивая влияние тектоники на формирование, строение и объем ловушки рифового резервуара следует рассмотреть три аспекта проблемы: во-первых, роль и значение тектоники в образовании рифов различных морфолого-генетических типов и локализации мест рифообразования; во-вторых, влияние последующих тектонических движений регионального масштаба на сохранение или, в более общем плане, изменение объема ловушки; и, наконец, в-третьих, аналогичное влияние на локальном уровне — тектонические движения непосредственно в пределах самого рифа.

Одиночные относительно симметричные в поперечном сечении рифы (рис. 6а–в) формируются на плоских горизонтальных или, скорее, слабо наклоненных моноклинальных участках морского дна, иногда на некоторых ступенеобразных осложнениях моноклинали, например, в случае силура Мичиганского и Иллинойского бассейнов. Аналогично, цепочки рифов локализованы в пределах линейных дислокаций, как это имеет место в рифовой цепи Римби–Ледюк–Клайд в верхнем девоне Западной Канады. Непосредственное же положение рифа определяется, как правило, малоамплитудными, но выраженными в рельефе дна тектоническими поднятиями (см. рис. 6а). На этих локальных относительно более мелководных участках, в более освещенных условиях, поселяются организмы; последующее общее тектоническое прогибание компенсируется интенсивным, биогенным в своей основе, карбонатонакоплением, что обеспечивает формирование рифа, в то время как в окружающих зонах скорость осадконакопления прогрессивно снижается. В итоге превышение уровня рифа над синхронными окружающими его отложениями существенно возрастает.

Асимметричные рифовые системы (см. рис. 6г–е) возникают в пределах линейных зон тектонически обусловленного расчленения дна бассейна, которое ведет к разделению последнего на мелководную и более глубоководную его части. Подобное более или менее резкое или относительно слабо выраженное геоморфологическое разделение дна водоема в виде уступа обусловлено тектоническими причинами регионального масштаба (см. рис. 6г). Конкретное же положение отдельных рифовых массивов определяется уже локальными причинами — существованием локальных тектонических структур, осложняющих региональные дислокации линейной в целом формы.

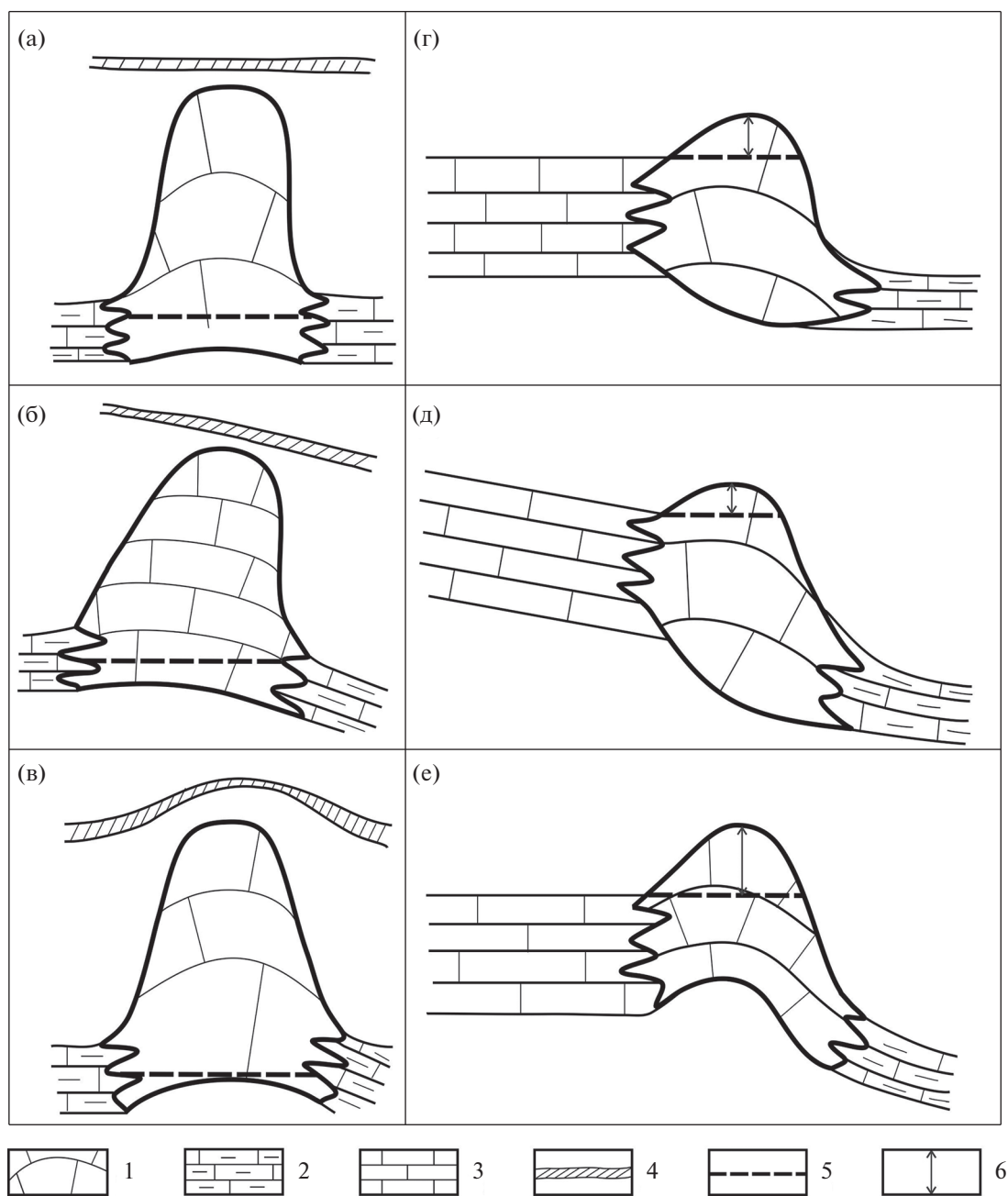
Второй аспект проблемы — региональные тектонические движения, их направленность и масштабы, влияющие на общий тектонический план.

Пострифовые тектонические движения, вызывающие изменения регионального наклона отложений, как правило, практически не влияют на изменение объема ловушки одиночных куполовидных относительно симметричных в сечении рифов. Дело в том, что высота рифа, то есть превышение его кровли относительно поверхности окружающих его синхронных отложений, достаточно велика, по крайней мере больше амплитуды последующих пострифовых региональных наклонов, поэтому последние практически не влияют или влияют очень слабо на изменение величины замкнутого объема, когда тело рифа как в кровле, так и с флангов ограничено непроницаемыми отложениями толщ заполнения рифового рельефа, играющими роль флюидоупоров — покрывок (см. рис. 6б).

Может быть, отдельным исключением является влияние пострифовой региональной тектоники на очень крупные по площади атолловидные сооружения. Так, региональный наклон рифа Редуотер в Западной Канаде обусловил “раскрытие” пористо-проницаемого участка рифового кольца на западе и локализацию залежи только в восточной, наиболее приподнятой его части. Аналогична ситуация с рифом Норман Уэльс (рис. 7).

Иная ситуация в рифах асимметричных систем. Превышение их кровли над предрифовыми отложениями, как правило, существенно, если не сказать велико, в то время как аналогичное превышение над зарифовыми отложениями часто весьма незначительно (см. рис. 6г). Тектонические движения, последующие за периодом рифообразования, чаще всего определяют более интенсивное прогибание именно депрессионных — предрифовых — областей и, соответственно, общий региональный наклон именно в сторону депрессии. Это ведет к тому, что риф “наклоняется” в сторону депрессии, его превышение над зарифовыми отложениями, изначально не очень значительное, еще более сокращается, и, соответственно, сокращается объем ловушки (см. рис. 6д).

Третий аспект проблемы — влияние локальной тектоники в пределах самого рифа. Пострифовые тектонические движения в случае куполовидных симметричных рифов увеличивают общую амплитуду поднятия — ловушку, что отмечается в подрифовых и надрифовых отложениях, но что практически незаметно непосредственно по кровле рифа, поскольку само превышение его кровли над синхронными внерифовыми отложениями существенно больше амплитуды тектонических движений (см. рис. 6в).

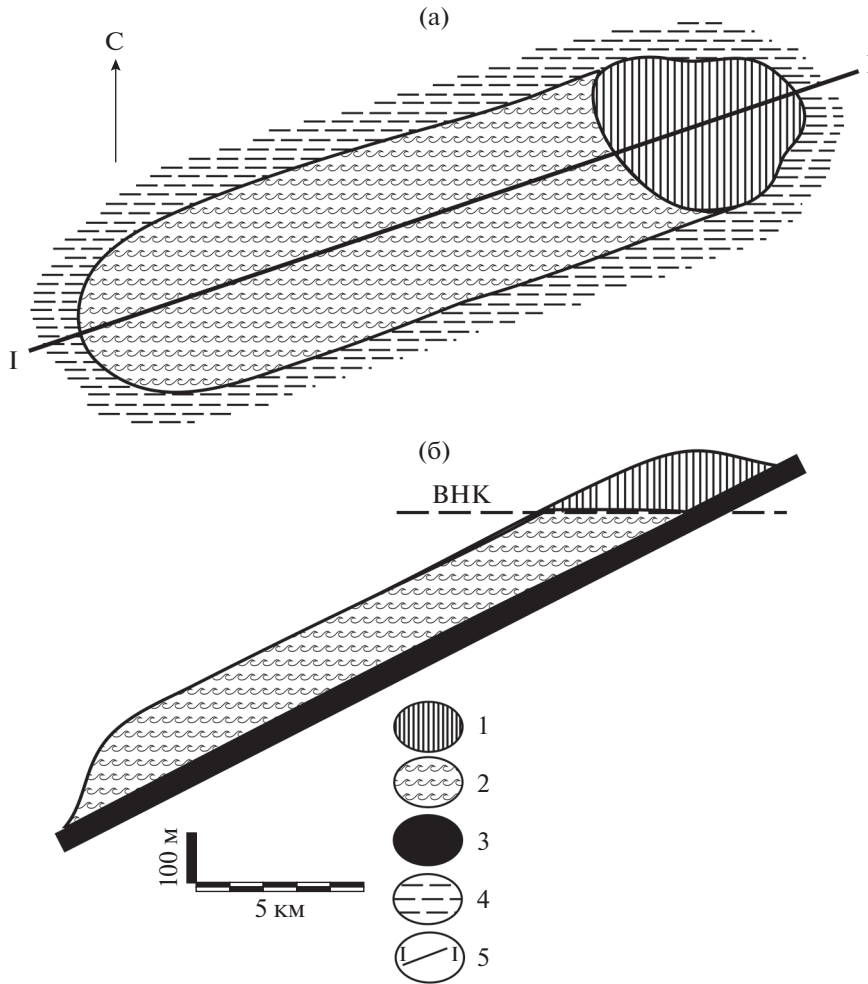


**Рис. 6.** Влияние тектоники на морфологию и объем резервуара различных морфолого-генетических типов рифов. а–в – морфология кровли подстилающих отложений одиночных относительно симметричных рифов: а – горизонтальная с локальным перегибом, б – наклонная с локальным перегибом, в – с антиклинальным поднятием (перегибом за счет пострифовой тектоники); г–е – рифы асимметричных систем: г – первичное (седиментационное) положение кровли рифа, д – положение кровли рифа при последующих региональных движениях, е – положение кровли рифа в результате локальных пострифовых движений.

1 – рифы; 2 – депрессионные межрифовые и предрифовые глинисто-карбонатные отложения; 3 – зарифовые известняки; 4 – реперный горизонт в надрифовых отложениях; 5 – возможный контур нефтегазоносности; 6 – высота залежи.

В случае асимметричных рифовых систем, рост локальных структур, на которых возникли конкретные рифы всей системы, увеличивает превышение их кровли по отношению как к предрифовым, так и зарифовым отложениям. И если относительно первых – предрифовых –

это превышение обычно крайне мало и не существенно, то для вторых – зарифовых – оно весьма значимо. Именно это направление является критическим с точки зрения замкнутой ловушки, ее амплитуды и, соответственно, объема, поэтому рост локальной структуры, на которой росли кон-



**Рис. 7.** Смещение залежи в рифе Норман Уэллс в результате тектонического наклона ([Jardine, Wilshart, 1987] с упрощением).

а — положение в плане, б — то же в профильном сечении. 1 — залежь, 2 — водонасыщение, 3 — подстилающие отложения, 4 — бассейновые глинистые отложения, 5 — направление профильного сечения.

кратные рифы, увеличивает превышение кровли рифа над зарифовыми отложениями и, как следствие, увеличивает объем самой рифовой ловушки (см. рис. 6е).

В итоге можно констатировать, что пострифовая тектоника регионального масштаба, как правило, негативно влияет на размер рифовой ловушки асимметричных систем и не имеет существенного значения для одиночных относительно симметричных рифов.

#### ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ СТРОЕНИЕ И ОБЪЕМ ЛОВУШЕК И РЕЗЕРВУАРОВ РИФОВ

Литологические и биологические факторы влияют на образование пород и рифов как геологических тел, как непосредственно, так и опосредованно, по многим направлениям.

Прежде всего, это само образование рифа как трехмерного геологического тела, локализация которого, как отмечено выше, определяется, в основном, тектоническими причинами — региональными и локальными.

Второе обстоятельство — влияние литологического фактора на внешнее экранирование рифа и, соответственно, возможный объем залежи в нем. Речь в данном случае идет о синхронных рифу отложениях, а не о покрывающих рифы толщах-покрышках — глинистых или солевых, которые экранируют возможные залежи не только в кровле, но в значительной, а нередко основной по мощности склоновой части рифа.

В случае одиночного относительно симметричного рифа, вмещающие его и синхронные ему отложения, как правило, плотные, непроницаемые и являются флюидоупорами. Другое дело, что они изолируют только нижнюю, часто незна-

чительную, его часть, а основной экран — это отложения, покрывающие его кровлю, а часто и основную по мощности часть с флангов. Другими словами, теоретически весь объем рифа является единым резервуаром, однако реально этаж нефтегазоносности, как правило, меньше высоты самого рифа, и подошва залежи располагается выше уровня замещения рифа депрессионными отложениями (рис. 8а–в). Иное положение в случае рифов асимметричной системы. Бассейновый склон надежно изолируется как плотными непроницаемыми одновозрастными депрессионными отложениями, так и, главным образом, что отмечено выше, флюидоупорами толщи заполнения рифового рельефа. Существенно сложнее ситуация на тыльнорифовой стороне, где рифовые образования фациально замещаются зарифовыми мелководно-морскими или, как частный случай, лагунными образованиями. В случае рифовой системы краевой типа, когда зарифовые отложения представлены мелководно-морскими, чаще всего карбонатными отложениями, последние не являются флюидоупорами и объем резервуара — возможная высота рифовой залежи — в лучшем случае равен величине превышения кровли рифа над дном зарифового водоема, что, как правило, очень невелико (см. рис. 8г).

Если же рифовая система — барьерного типа, то есть существует зарифовая лагуна, в последней нередко, особенно в обстановке аридного климата, формируются микрозернистые плотные доломиты, часто сульфатизированные, и даже пласты, пачки сульфатных пород. Последние образуют дополнительное литологическое экранирование, и объем резервуара увеличивается; последнее очень важно в случае пострифового регионально-го наклона в сторону бассейна (см. рис. 8д, е).

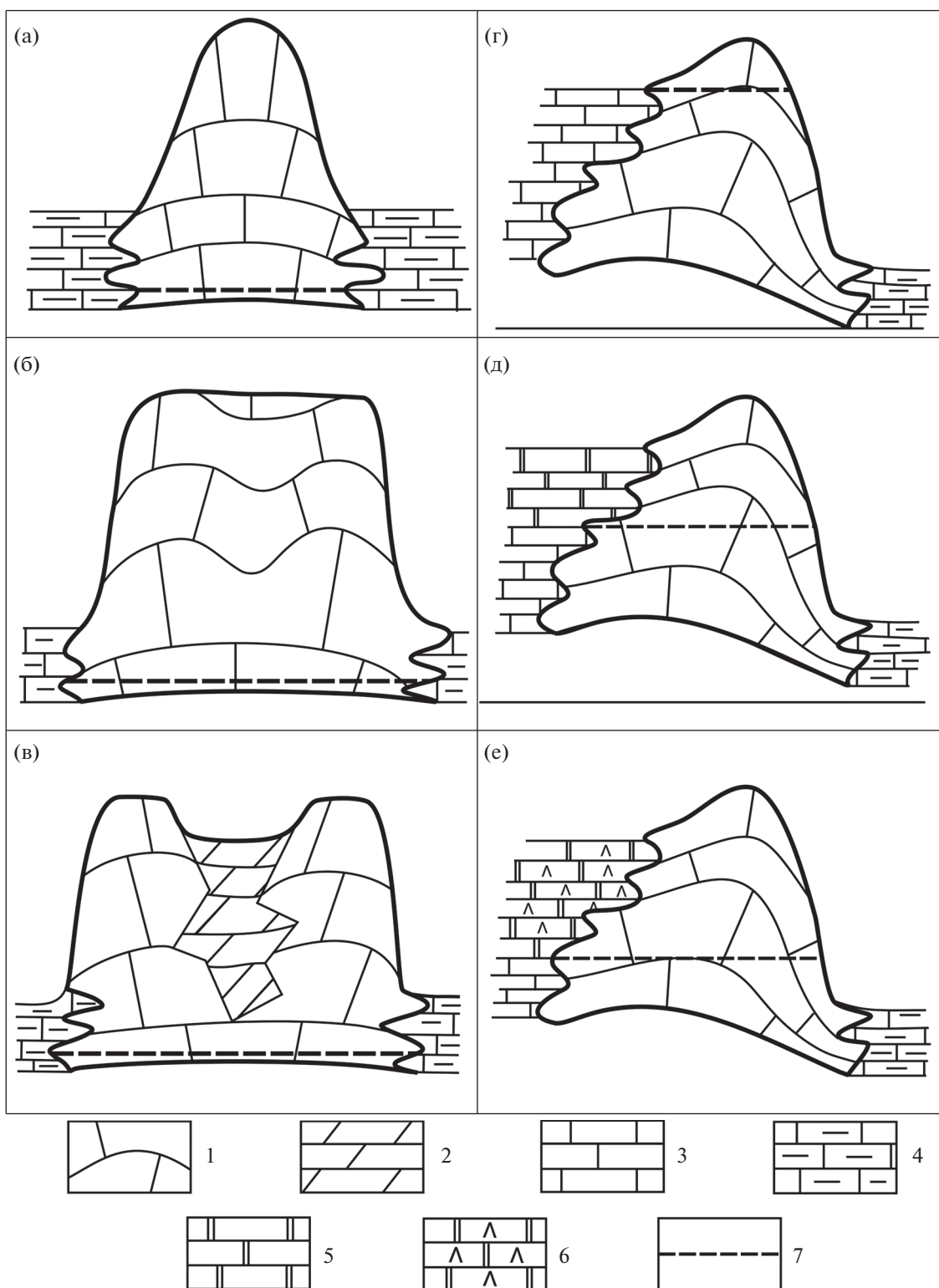
Следующий аспект — влияние литологического фактора на внутреннее строение рифового резервуара определяется развитием в пределах рифа — как в латеральном, так и в вертикальном направлениях — пород с различным типом пустотного пространства и, соответственно, разными значениями коллекторских параметров. Обобщая, существенно генерализируя и упрощая ситуацию, следует отметить, что в целом наилучшими коллекторскими свойствами обладают породы биоморфные, прежде всего созданные каркасными организмами, и биокластовые, сложенные их детритом. Эти же породы, как правило, чаще и в наибольшей степени подвергаются вторичному выщелачиванию с образованием кавернового типа пустотного пространства. Исходя из этого, распределение пустотного пространства и количественные значения коллекторских параметров — пористости и проницаемости — в значительной степени определяются фациальной зональностью рифового комплекса. В случае очень интенсивных вторичных изменений рифовых пород,

например, катагенетической доломитизации, последние тоже в значительной мере предопределяются первичной фациальной зональностью рифа.

Для относительно небольших по площади куполовидных рифов основное развитие рифостроящих организмов и, соответственно, определяемого этим типом пустотного пространства и количественными показателями фильтрационно-емкостных свойств локализовано в осевой их части. На флангах построек развиты, как правило, более плотные и менее проницаемые разности. Наглядным примером этому служит риф Рейнбоу А Западно-Канадского бассейна [Кузнецов, Журавлева, 2018а].

Картина меняется в случае более крупных по площади плосковершинных и, тем более, атолло-видных сооружений (см. рис. 8б, в). Первоначально на относительно приподнятом основании рифостроящая биота колонизирует всю поверхность, однако со временем фауна, обитающая по периферии, оказывается в более благоприятном положении, поскольку она первая утилизирует поступающие из окружающего бассейна питательные компоненты. Это ведет к появлению, во-первых, более плотных популяций, и, во-вторых, к образованию определенного морфологически выраженного кольца — своеобразного прообраза атоллоподобной структуры. Подобная ситуация в общих чертах напоминает классическую схему Ч. Дарвина, когда на побережье вулканического острова появляется береговой риф, который при последующем погружении переходит в барьерный, а затем атолл. В платформенных условиях роль “вулканического острова” отводится внутрибассейновому поднятию. В итоге в центральной части рифа каркасообразующих организмов становится все меньше, одновременно гидродинамическая обстановка становится все более спокойной, и здесь в существенных количествах отлагаются микрозернистые осадки, которые определяют низкие коллекторские свойства комплекса отложений этой фациальной области. Возникает кольцеобразная зона распространения биоморфных и биокластовых разностей известняков с повышенными коллекторскими свойствами, окружающая зону относительно низкопористых и низкопроницаемых пород, которые либо не являются промышленными коллекторами вообще, либо обладают некондиционными значениями. Таково, например, распределение коллекторских свойств в крупном атолло-видном рифе Тенгиз.

Принципиально аналогично развивается жизнь и в рифах асимметричных систем. Питательные компоненты поступают к рифу со стороны открытого моря, и здесь биота развивается наиболее активно, в том числе и, может быть, прежде всего, в виде каркасообразующих организмов.



**Рис. 8.** Влияние литологических параметров на объем и внутреннее строение резервуаров различных морфолого-генетических типов рифов.

Типы рифов: а-в – одиночные: а – куполовидные, б – плосковершинные, в – атолловидные; г-е – асимметричных рифовых систем: г – краевых, д, е – барьерных.

1 – биоморфные и биокластовые известняки рифов и часть рифа с кондиционными значениями коллекторских параметров; 2 – пелитоморфные и микрозернистые известняки с некондиционными значениями коллекторских параметров; 3 – биокластовые мелководные известняки зарифового водоема; 4 – глубоководные межрифовые и предрифовые непроницаемые известняки – флюидоупоры; 5 – непроницаемые пелитоморфные доломиты зарифового бассейна – флюидоупоры; 6 – непроницаемые пелитоморфные доломиты и сульфаты зарифового бассейна – флюидоупоры; 7 – возможный контур нефтегазоносности.



В результате активного биогенного карбонатонакопления поверхность сооружения быстро выводится практически на уровень моря, и развитие организмов в вертикальном направлении становится невозможным. Но организмы не вымирают, и карбонатонакопление не прекращается, а сдвигается в сторону открытого моря, происходит “регрессивное” смещение биогенных фаций — проградация. Соответственно, сюда смещается и зона развития отложений с наилучшими коллекторскими свойствами.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Завершая рассмотрение вопроса о влиянии различных факторов на строение и свойства природных резервуаров рифов различного типа, следует повторить, что тектоника определяет локализацию рифовых сооружений и частично их морфологию, т.е., с точки зрения нефтегазовой геологии, положение и, в основных чертах, тип, размер и морфологию ловушки. Литология, включая биогенно обусловленное карбонатонакопление, влияет на формирование резервуара, его морфологию и, главным образом, определяет внутреннее строение последнего, то есть распределение в его объеме зон разных типов пустотного пространства, с разными параметрами фильтрационно-емкостных свойств.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Вилесов А.П., Никитин Ю.И., Ахтямова И.Р., Широковских О.А.* Франские рифы рыбкинской группы: фациальное строение, этапы формирования, нефтеносность // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 7. С. 4–22.
- Древние карбонатные толщи Восточной Сибири и их нефтегазоносность. М.: Научный мир, 2000. 104 с.
- Журавлева Л.М.* Палеогеографические типы нижнепермских рифов юго-востока Восточно-Европейской платформы и их нефтегазоносность // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 2(338). С. 13–18.
- Журавлева Л.М.* Влияние биотического кризиса на границе франа–фамена на рифообразование в пределах Печорской синеклизы // Изв. вузов. Геология и разведка. 2017. № 1. С. 30–36.
- Кузнецов В.Г., Антошкина А.И.* Поздневизейско-серпуховский этап палеозойского рифообразования // Стратиграфия. Геол. корреляция. 2005. Т. 13. № 4. С. 61–77.
- Кузнецов В.Г., Журавлева Л.М.* Цикличность палеозойского рифообразования разных порядков // Изв. вузов. Геология и разведка. 2019. № 4. С. 26–36.
- Кузнецов В.Г., Журавлева Л.М.* Рифовые образования Западно-Канадского бассейна и их нефтегазоносность // Литология и полез. ископаемые. 2018а. № 3. С. 257–273.
- Кузнецов В.Г., Журавлева Л.М.* Девонское рифообразование в обрамлении Прикаспийской впадины // Литология и полез. ископаемые. 2018б. № 5. С. 432–443.
- Кузнецов В.Г., Абрамевич Э.В., Слюсаренко В.И.* Нижнекаменноугольные рифовые образования Северного Донбасса и перспективы их нефтегазоносности // Геология нефти и газа. 1978. № 7. С. 42–45.
- Леворсен А.* Геология нефти и газа. М.: Мир, 1970. 639 с.
- Рифогенные постройки в палеозое России. М.: Наука, 1997. 160 с.
- Современные и ископаемые рифы. Термины и определения: Справочник / И.Т. Журавлева, В.Н. Космынин, В.Г. Кузнецов (всего 17 авторов). М.: Недра, 1990. 184 с.
- Чочия И.С., Булахова И.Г.* Франские рифогенные образования Командиршорского района Тимано-Печорской провинции и их нефтегазоносность // Рифогенные зоны и их нефтегазоносность. М.: ИГиРГИ, 1991. С. 98–107.
- Aminian K., Ameri S., Bomar R.M.* Evaluation of Silurian–Niagaran reef belt in northeastern Michigan // Society of Petroleum Engineers. 1987. V. 2. Iss. 04. P. 428–434.
- Bristol H.M.* Silurian Pinnacle reefs and Related oil production in Southern Illinois // Illinois Petroleum 102. USA, Urbana: Illinois State Geological Survey, 1974. 98 p.
- Collins J.F., Kenter J.A.M., Harris P.M. et al.* Facies and reservoir quality variations in the Late Visean to Bashkirian Center Platform, rim and flank of the Tengiz buildup, Pricaspian Basin, Kazakhstan // Giant hydrocarbon reservoir of the world: from rocks to reservoir characterization and moderling / Eds P.M. Harris, L.J. Weber // AAPG Memoir 88. 2006. P. 55–95.
- Gray F.F., Kassube J.R.* Geology and Stratigraphy of Clark Lake gas field, British Columbia // AAPG Bull. 1963. № 3. P. 467–483.
- Jardine D., Wilshart J.W.* Carbonate reservoir description // Reservoir Sedimentology / Eds R.W. Tillman, K.J. Weber // SEPМ Spec. Publ. 40. 1987. P. 129–152.
- Kenter J.A.M., Harris P.M., Collins J.F. et al.* Late Visean to Bashkirian platform cyclicity in the central Tengiz buildup, Pricaspian basin, Kazakhstan: depositional evolution and reservoir development // Giant hydrocarbon reservoir of the world: from rocks to reservoir characterization and moderling / Eds P.M. Harris, L.J. Weber // AAPG Memoir 88. 2006. P. 7–54.
- Kenter J.A.M., Skalinski M., Tankersley T.* Tengiz Field (Republic of Kazakhstan) Unit 1 Platform Static model: using a Hybrid depositional – Diagenetic Approach // Society of Petroleum Engineers SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference held in Atyrau, Republic of Kazakhstan, 8–10 November 2010. SPE 139935.

## Lithological, Biological and Tectonic Factors Determining the Structure of Oil and Gas Reservoirs

V. G. Kuznetsov<sup>1, 2, \*</sup>, L. M. Zhuravleva<sup>1, \*\*</sup>

<sup>1</sup>Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Leninsky prosp., 65, Moscow, 119991 Russia

<sup>2</sup>Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences (IPNG RAN), Gubkin str., 3, Moscow, 119333 Russia

\*e-mail: vgkuz@yandex.ru

\*\*e-mail: zhuravleva.lilia@yandex.ru

Oil and gas bearing reefs are widely developed in the Paleozoic of ancient platforms – the North American, East European and Siberian. Two main types of reefs have been identified according to their morphology and paleogeographic position. Single isolated reefs were formed in the setting of more or less deep-water reservoirs and are relatively symmetrical in cross-section structures of dome-shaped flat-topped or atoll-like shape, which are replaced on all sides by thin clay-siliceous-carbonate deep-water sediments. Asymmetric reefs are localized at the bends from shallow to deep sea and are characterized by distinct morphological and lithological-facies heterogeneity. Their elevation above the shallow-water sub-reef sediments is small, and the slopes are rather gentle, the excess over the deep-water pre-reef sediments is significant, the slopes are often steep. Tectonic movements occurred after reef formation, practically do not affect the volume of the reservoir of single reefs, but significantly affect the useful volume of reefs of asymmetric systems, both increasing it and reducing it, up to complete elimination. The internal structure of the reservoirs is determined by purely lithological factors – facies zoning within the reefs.

*Keywords:* oil and gas content, single symmetric reefs, asymmetric reefs, structure of reef reservoirs.