



УДК 550.98.044:550.834.05(571.56)

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КЮТИНГДИНСКОГО ГРАБЕНА ПРЕДВЕРХОЯНСКОГО ПЕРИКРАТОННОГО ПРОГИБА ПО АНАЛОГИИ С НЕФТЕГАЗОНОСНЫМИ РИФТОГЕННЫМИ БАССЕЙНАМИ ЗЕМНОГО ШАРА

Ф. А. Мигурский, Е. М. Якупова

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт им. А. П. Карпинского, Москва, Россия

В результате геологической интерпретации сейсмических материалов 2014–2016 гг. получены новые данные о геологическом строении Кютингдинского грабена, который расположен на северо-востоке Сибирской платформы, частично в пределах Предверхоаянского прогиба. С использованием метода аналогий путем сопоставления данных по различным нефтегазоносным грабенам земного шара построена зависимость геологических параметров и масштабов нефтегазоносности. На ее основе выполнена оценка прогнозных ресурсов углеводородов Кютингдинского грабена, необходимая для планирования дальнейших геолого-разведочных работ.

Ключевые слова: Предверхоаянский перикратонный прогиб, Кютингдинский грабен, нефтегазоносные бассейны, нефтегазогенерационный потенциал, нефтегазовая система, прогнозные ресурсы.

PROSPECTS OF OIL AND GAS POTENTIAL OF THE KYUTINGDINSKY GRABEN OF THE PRE-VERKHUYANSKY PERICRATON TROUGH BY ANALOGUE WITH OIL AND GAS-BEARING RIFTOGENIC BASINS OF THE EARTH

F. A. Migurskiy, E. M. Yakupova

All-Russian Scientific Research Geological Petroleum Institute, Moscow, Russia

As a result of the geological interpretation of seismic materials from 2014 to 2016 new data were obtained on the geological structure of the Kyutingdinsky graben, which is located in the northeast of the Siberian platform, partly within the Pre-Verkhoyansky trough [4]. In order to plan further exploration, it is necessary to assess the oil and gas prospects of the graben. Based on the method of analogies, by comparing data on various oil and gas bearing grabens of the globe, the dependence of geological parameters and scales of oil and gas potential is constructed. Based on it, the estimated hydrocarbon resources of the Kyutingdinsky graben are estimated.

Keywords: Pre-Verkhoyansky pericraton trough, Kyutingdinsky graben, oil and gas basins

DOI 10.20403/2078-0575-2020-2-32-46

Предверхоаянский прогиб интенсивно изучался с целью обнаружения скоплений углеводородов в 1950–1960 гг. Тогда в его пределах были открыты Усть-Вилуйское газовое и Собо-Хаинское (не было поставлено на государственный баланс) газоконденсатное месторождения. После этого относительно неудачно пробуренные скважины (четыре параметрические и одна опорная) в меридиональной части Предверхоаянья затормозили активные геолого-разведочные исследования на территории прогиба более чем на 30 лет. Тем не менее доказанная нефтегазоносность других перикратонных прогибов (Предкордильерского, Предуральского, Предкавказского, Предкарпатского и др.) позволяет рассматривать перспективы нефтегазоносности Предверхоаянья достаточно оптимистично.

Имеются отечественные количественные оценки начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья Предверхоаянского прогиба. Нами проанализирована динамика изменения таких оценок начиная с 1971 г. на основе результатов официальных (принятых государственными заказчиками) количественных оценок, доступных в отчетах ВНИГНИ,

а также СНИИГГиМС и ВНИГРИ. Структура начальных суммарных ресурсов углеводородов (НСР УВ) (нефть, свободный газ, конденсат) показана в табл. 1.

Вероятно, выделение самостоятельных нефтегазоносных областей (НГО) на востоке Восточно-Сибирской мегапровинции было проведено впервые при количественной оценке ресурсов УВ по состоянию на 01.01.1988 г. Среди прочих на востоке в пределах предгорных прогибов были выделены три НГО: Предверхоаянская (Лено-Вилуйская НГП), Северо-Алданская и Предпатомская (Лено-Тунгусская НГП) НГО. Основным методом подсчета прогнозных ресурсов – объемно-генетический (ОГМ), однако в связи с недостаточной геохимической изученностью и благодаря развитию вычислительной техники широко применялся и метод генетических (внутренних) аналогий (МГА, МВА).

В рамках последней государственной количественной оценки для Предверхоаянской НГО были приняты начальные суммарные ресурсы в количестве 918,3 млн т УУВ.

На фоне этих оценок особняком стоит карта прогноза на нефть и газ к листу R-(50)-52 за автор-



Таблица 1

Ретроспективный обзор структуры НСР УВ (млн т н. э.) Предверхоанской НГО по результатам количественных оценок разных лет (первая строка – геологические, вторая – извлекаемые)

Дата оценки	Накопленная добыча	Запасы по категориям		Ресурсы по категориям				НСР
		A+B+C ₁	C ₂	C ₃	D ₁	D ₂	C ₃ +D	
01.01.1988	1,5	0,8	24	0	20	815	835	861,3
		0,8	24	0	15	605	620	646,3
01.01.1993	1,5	1,3	24	0	0	830	830	856,8
		1,3	24	0	0	720	720	746,8
01.01.2002	1,5	0,8	0	0	0	917	917	919,3
		0,8	0	0	0	726	726	728,3
01.01.2009	1,5	0,8	0	0	0	916	916	918,3
		0,8	0	0	0	726	726	728,3

ством П. С. Пука [2], показанная на рис. 1: на ней приводится совершенно другое распределение прогнозных ресурсов, близко соответствующее нашим сегодняшним представлениям о геологическом строении территории. Крайне важна приуроченность наибольших плотностей прогнозных ресурсов УВ к зоне Кютингдинского грабена, прогнозные геологические ресурсы которого, возможно, составляют почти 250 млн т нефтяного эквивалента (н. э.) [2].

Наши последние работы показали существенно более глубокое залегание основания этой отрицательной структуры [4], чем представлялось в процессе составления соответствующего листа геологической карты. И уж тем более чехол намного более мощный, чем по данным достаточно странного геологического разреза к новой (2013 г.) геологической карте третьего поколения по листу R-51 (рис. 2).

Для дальнейшего геолого-разведочного изучения Предверхоанского прогиба, принятия решений о постановке нефтегазопроисковых работ необходимы обоснованные представления о его нефтегазовом потенциале. Точность и обоснованность таких представлений зависят от степени геолого-геофизической изученности, наличия данных по емкостно-фильтрационным свойствам, структурным планам основных осадочных толщ, нефтегазоматеринскому потенциалу и степени его реализации. Изученность Предверхоанского прогиба позволяет нам вслед за П. С. Пуком выделить Кютингдинский грабен в качестве наиболее перспективного участка для постановки работ на УВ сырье. Однако для оценки его нефтегазовых прогнозных ресурсов объемно-генетическим методом недостаточно геолого-геохимических данных. Внутренние аналоги в Лено-Вилуйской провинции также не известны.

В связи с этим для прогнозной оценки Кютингдинского грабена на данном этапе мы предлагаем применить метод внешних аналогий. С этой целью из множества разнообразных нефтегазоносных бассейнов мира выбраны те, которые локализованы в пределах грабенов близкого строения (Реконкаво, Камбейский, Суэцкий, Верхнерейнский, Викинг

и Экофиск (Центральный), Евфратский и Днепровско-Донецко-Припятский.

Грабен Реконкаво (Бразилия) входит в состав Восточно-Бразильской рифтовой системы, сформированной в середине мезозоя в результате процессов раскола единого палеоматерика и образования Атлантического океана (рис. 3) [17]. Это одна из трех кулисообразно расположенных частей более крупного грабена – южная, примыкающая к океаническому бассейну Атлантики, две другие его части – Северный и Южный Тукано.

Площадь нефтегазоносного бассейна грабена Реконкаво около 10200 км². Он ориентирован с северо-востока на юго-запад субпараллельно береговой линии. Мощность осадочного чехла около 7000 м. По различным данным грабен начал формироваться в поздней юре – раннем мелу. Дорифтовые комплексы представлены пермскими и, возможно, юрскими отложениями мощностью около 1 км. Общая толщина синрифтовых неоконских (вероятно, верхнеюрских) слоев достигает почти 5 км. Завершают разрез пострифтовые палеогеновые (возможно, частично верхнемеловые) отложения мощностью около 1 км.

Нефтегазогенерационные процессы максимально проявились в конце раннего мела. На конец 2012 г. в бассейне открыты 92 нефтяных и газовых месторождения. Геологические ресурсы углеводородов оцениваются в 1083,76 млн т н. э., накопленная добыча на декабрь 2012 г. 1,6 млрд баррелей нефти и 69,5 млрд м³ газа, а доказанные извлекаемые запасы на то же время – 33,22 млн т нефти и 19,967 млрд м³ газа [15].

Длина **Камбейского грабена** 462 км, средняя ширина 67 км, площадь около 30000 км². Он под косым углом осложняет северо-западную периферию Индийской платформы (рис. 4). Возраст грабена кайнозойский. Его заложению предшествовали позднемеловые излияния деканских базальтовых траппов. Толщина палеогеновых синрифтовых отложений 4000 м, неогеновых пострифтовых 2500 м [13]. Стратиграфия Камбейского бассейна представлена на рис. 4.

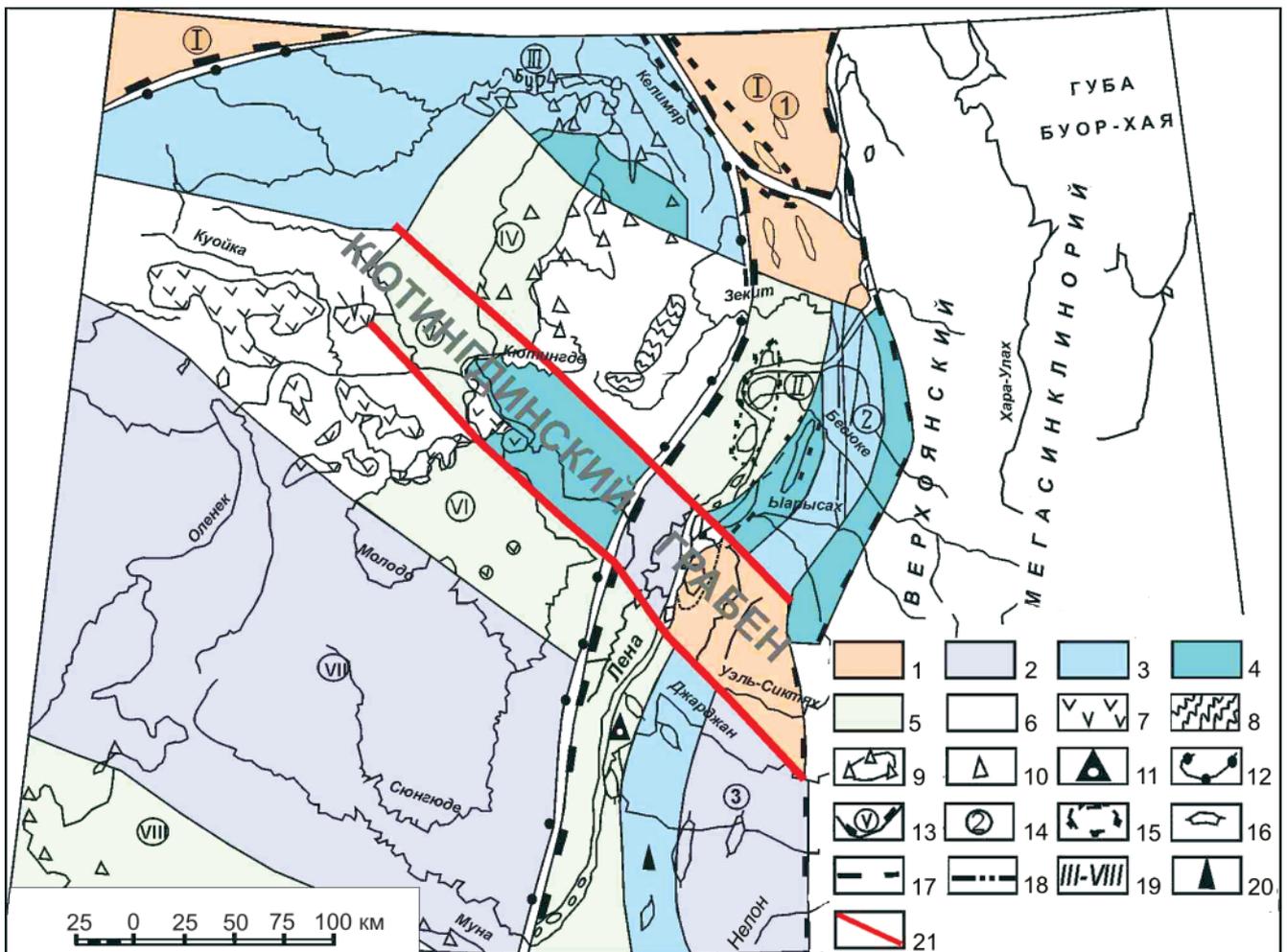


Рис. 1. Карта прогноза на нефть и газ лист R-(50)-52 (по П. С. Пуку, с дополнениями) [2]

1–6 – плотность первоначальных геологических запасов нефти и газа (тыс. т/км²): 1 – от 50 до 30, 2 – от 30 до 20, 3 – от 20 до 10, 4 – от 10 до 5, 5 – не менее 5, 6 – бесперспективные площади; 7 – интрузии траппов; 8 – выход складчатого фундамента; 9–10 – битумы, приуроченные: 9 – к стратиграфическим горизонтам, 10 – к кавернам и трещинам; 11 – Джарджанская глубокая скважина без проявления нефти и газа; 12 – преимущественно перспективные площади; 13 – площади прогибов перспективные (I – Лено-Анабарский, II – Приверхоянский); 14 – впадины (1 – Нижнеленская, 2 – Булунская, 3 – Собопольская); 15 – валы; 16 – локальные поднятия; 17 – региональные разломы; 18 – региональные разломы по геофизическим данным; 19 – структурные платформы: III – IV – Сололийское поднятие (III – севернее Хардахского разлома, IV – южнее Хардахского разлома), V – Кютингдинский грабен, VI – Куойско-Далдынское поднятие, VII – Суханская впадина, VIII – Мунское поднятие и Жиганская зона магнитных аномалий; 20 – выход газа, 21 – границы Кютингдинского грабена

Согласно данным вебсайта Министерства нефти и природного газа (National data repository, Ministry of Petroleum & Natural Gas) по состоянию на 21.04.2019 г. геологические ресурсы углеводородного сырья **Камбейского бассейна** составляли 2050 млн т н. э. Соотношение жидких и газообразных углеводородов в структуре геологических ресурсов приблизительно равно четырем [5].

Нефтегазоносный бассейн Суэцкого залива административно расположен на северо-востоке Египта и структурно приурочен к **Суэцкому грабену**, входящему в состав Суэцко-Красноморской рифтовой системы [3]. Грабен вытянут на 350 км, его площадь примерно 28000 км². Основные события, связанные с его формированием происходили в кайнозое. Мощность чехла достигает 8000 м. Предрифтовые отложения представлены палеозой-кайнозойским

карбонатно-терригенным интервалом чехла с перерывами в осадконакоплении общей мощностью около 2400 м, синрифтовых олигоцен-плейстоценовых – до 4650 м [3]. Стратиграфия и некоторые характеристики нефтегазоносности осадочной толщи в грабене Суэцкого залива представлены на рис. 5.

Как указывают авторы обобщающего исследования (по материалам журнала Oil and Gas за 1994 г.) [3], начальные потенциальные геологические ресурсы УВ Суэцкого НГБ составляют 3173,3 млн т н. э. или несколько выше. Согласно расчетам объемным методом, выполненным в 1992 г. Б. А. Соколовым и Е. Л. Ларченковым [3], извлекаемые прогнозные ресурсы жидких УВ в бассейне достигают 830 млн т, газа 400 млрд м³. По некоторым оценкам, средняя плотность извлекаемых ресурсов оценивается в 53,5 тыс. т/км² [3].

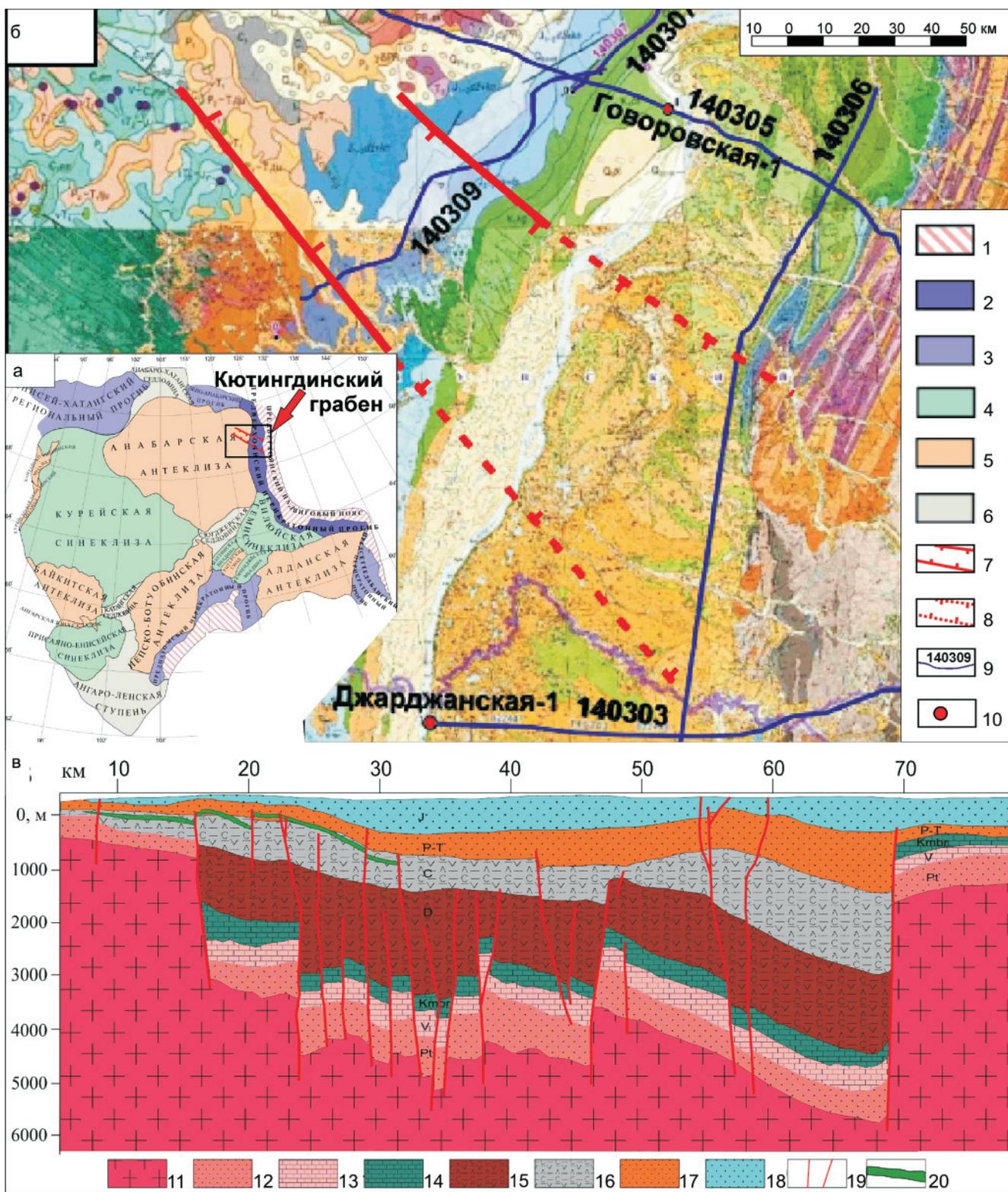


Рис. 2. Положение Кютингдинского грабена на карте структурного районирования Сибирской платформы (а), на геологической карте (б) и его геологический разрез по сейсмическому профилю 140309 (в)

1 – зоны складчато-надвигового обрамления платформы; 2 – Предверхоянский перикратонный прогиб; 3 – другие перикратонные прогибы; 4–6 – структуры: 4 – отрицательные, 5 – положительные, 6 – сочленяющие; 7–8 – сбросы, ограничивающие Кютингдинский грабен: 7 – картируемые, 8 – предполагаемые; 9 – новые сейсмические профили и их номера; 10 – глубокие скважины; 11–18 – геологические образования: 11 – архейские и нижнепротерозойские, 12 – рифейские, 13 – вендские, преимущественно карбонатные, 14 – кембрийские преимущественно карбонатные, 15 – девонские существенно эвапоритовые, 16 – каменноугольные существенно эвапоритовые, 17 – карбон-пермтриасовые терригенные, верхоянский комплекс (терригенный флиш), 18 – юрские терригенные, верхоянский комплекс (терригенный флиш); 19 – разломы; 20 – пермтриасовый силл

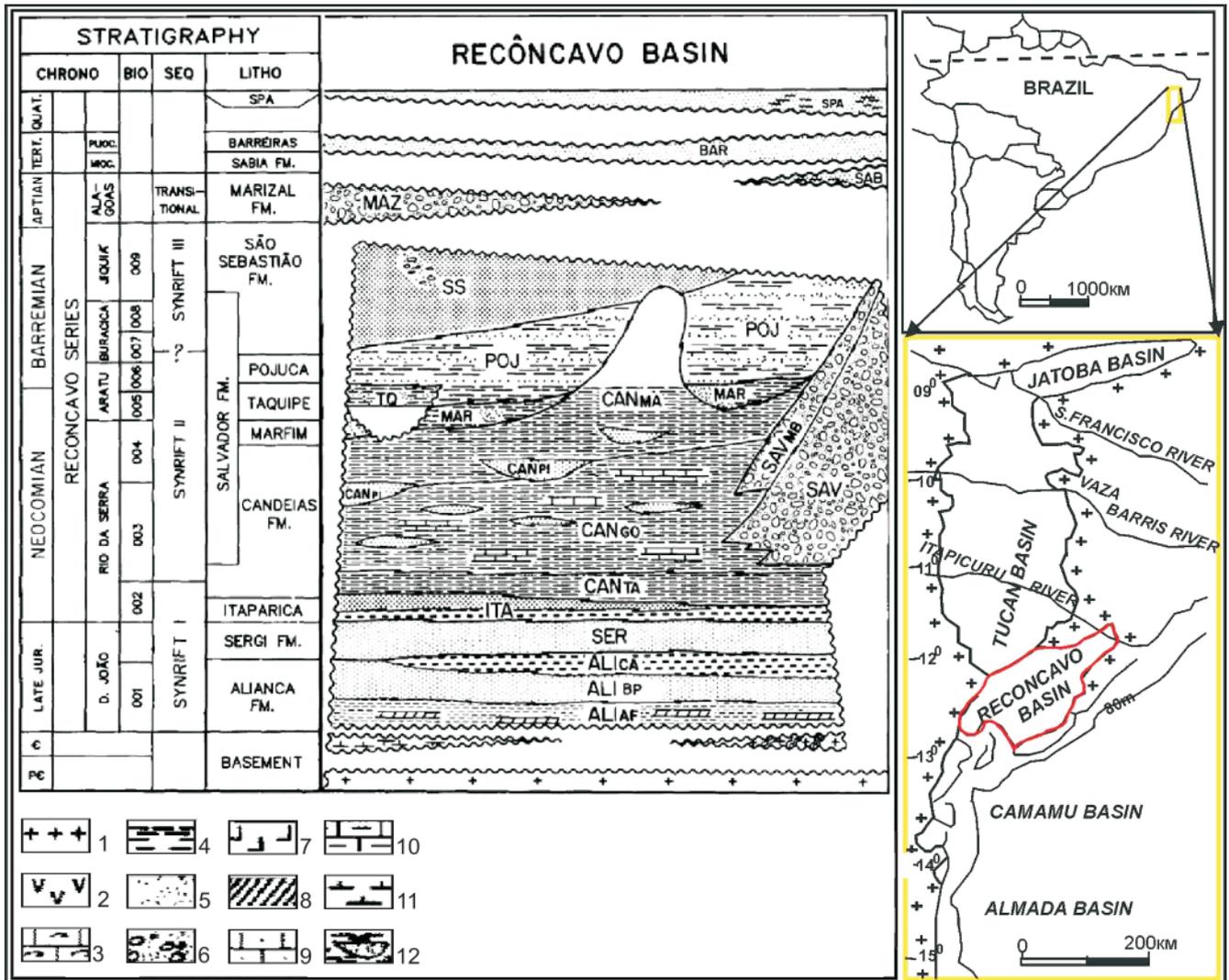


Рис. 3 Стратиграфическая колонка синрифтовых комплексов грабена Реконкаво [17] и его расположение [15]

1 – фундамент; 2 – вулканиты; 3 – ракушечник; 4 – сланец; 5 – песчаник; 6 – конгломерат; 7 – галит; 8 – ангидрит; 9 – известняк кристаллический; 10 – известняк пелитоморфный; 11 – мергель; 12 – турбидитный песчаник

Длина **Верхнерейнского грабена** 250 км, ширина 40 км по р. Рейн от района Базеля (Швейцария) до Франкфурта (Германия) (рис. 6). Грабен образовался в эоцен-олигоценое время, на отдельных участках развитие продолжалось в четвертичном периоде.

Дорифтовые отложения представлены породами от нижнекарбонных до нижнепермских и преимущественно размытых мезозойских (триас, мел), суммарная их мощность до 1500 м (см. рис. 6) [18], синрифтовые – кайнозойскими. Прогибание началось в эоцене. Максимальные толщины кайнозойского заполнения грабена более 3000 м [15].

Нам не удалось найти актуальных опубликованных данных по ресурсной оценке всего бассейна Верхнерейнского грабена. При этом известно, что накопленная добыча суммарно во французской и немецкой его частях составляет 12,67 млн т нефти и 1,01 млрд газа [10]. Извлекаемые ресурсы нефтяных углеводородов для немецкой части оцениваются примерно в 17 млн т, из них накопленная добыча 8,6 млн т. Таким об-

разом, если немецкая и французская части грабена имеют приблизительно одинаковую степень освоённости, суммарные начальные извлекаемые ресурсы нефти Рейнского грабена должны оцениваться в 25 млн т. С учетом того что коэффициент извлечения нефти можно для удобства счета принять равным 33 %, геологические ресурсы нефти должны составить около 75 млн т. Геологические ресурсы УУВ 77 млн т н. э. Именно эту сумму мы примем как оценку суммарных начальных ресурсов углеводородов грабена.

Североморский осадочный бассейн по размерам и промышленной нефтегазоносности резко выделяется как среди других бассейнов атлантической окраины Евразии, так и среди нефтегазоносных бассейнов, связанных с грабенами. При значительной площади (свыше 500 тыс. км²) и начальных геологических ресурсах 21–25 млрд т он является основной нефтегазодобывающей провинцией Западной Европы [3].

В структурном плане бассейн представляет собой Североморскую синеклизу [1], осложняющую

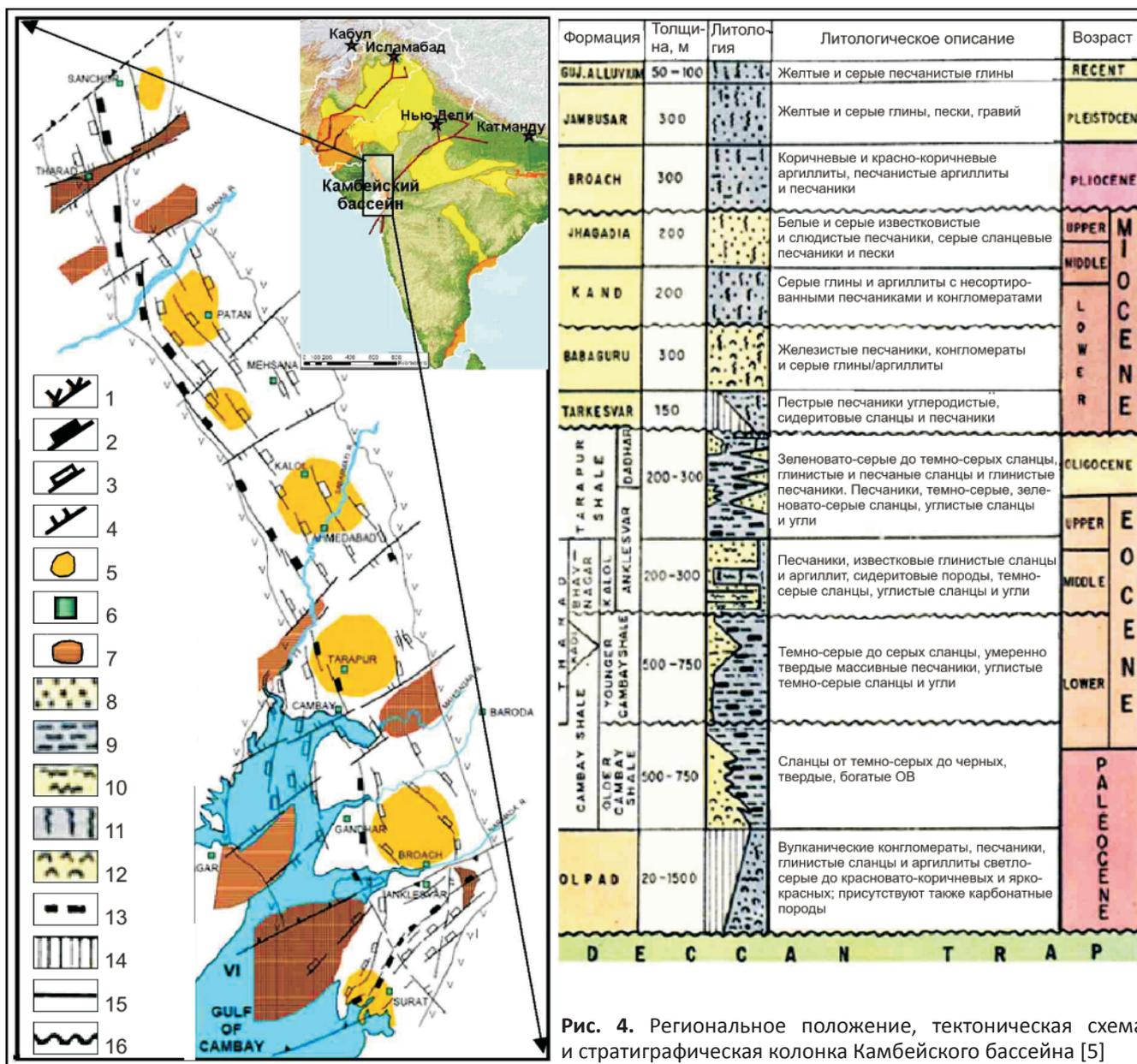


Рис. 4. Региональное положение, тектоническая схема и стратиграфическая колонка Камбейского бассейна [5]

1 – границы синрифтового осадочного комплекса; 2 – главные разломы; 3 – листрические сбросы; 4 – трансформные разломы; 5 – депоцентры осадконакопления; 6 – города; 7 – выступы фундамента; 8 – песок; 9 – сланец; 10 – осадок; 11 – глина; 12 – конгломерат/гравий; 13 – уголь; 14 – отсутствие отложений/эрозия; контакт: 15 – согласный, 16 – несогласный

Восточно-Европейскую платформу и современную байкальско-герцинскую Западно-Европейскую плиту, которая, в свою очередь, наращивает древнюю Восточно-Европейскую платформу к западу. В основании синеклизы залегает связанная с Атлантическим океаном рифтогенная система, объединяющая несколько крупных грабенов. Самые крупные и интересные в плане нефтегазоносности – **Экофиск (Центральный)** и **Викинг** (рис. 7). Так же как грабены Реконкаво, Камбейский, Рейнский, Днепровско-Донецко-Припятский, Кютингдинский, они расположены под углом к краевым линейным структурам континентальной плиты. Синрифтовую стадию осадконакопления грабены прошли с начала поздней юры до начала позднего мела (см. рис. 7). Толщины осадочных пород в их пределах достигают более

10000 м, из них более 5000 м (в зависимости от геодинамики отдельных блоков) может приходиться на синрифтовый или синрифтовый и посткаледонский дорифтовый комплексы суммарно. Толщина пострифтового синеклизного интервала осадочного чехла может составлять до 3500 м.

К 1994 г. Североморском бассейне было добыто 263 млн т нефти и 182 млрд м³ газа. Основная часть (70 % разведанных запасов) приурочена к юрским отложениям, 15 % – к меловым, 15 % – к палеоценовым и доюрским. Таким образом, главная промышленная нефтегазоносность сконцентрирована в юрско-нижнекайнозойском интервале осадочного чехла [3]. Характерный для грабенов Северного моря разрез по одному из сечений представлен на рис. 7.

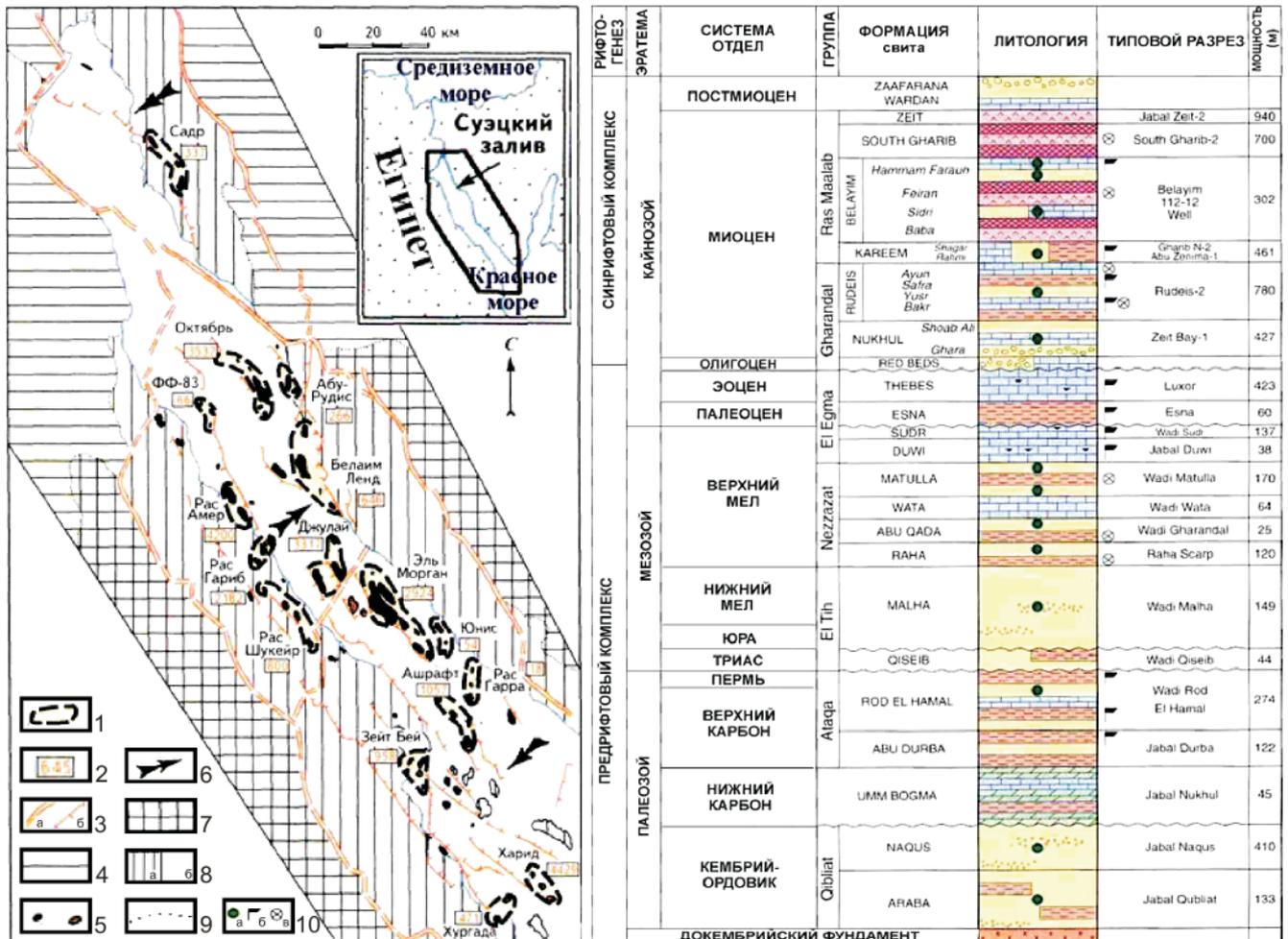


Рис. 5. Региональное положение (врезка), зоны нефтегазоаккумуляции [4] и стратиграфическая колонка с некоторыми элементами углеводородной системы [15] НГБ Суэцкого залива

1 – зоны нефтегазоаккумуляции; 2 – плотность геологических ресурсов УВ в некоторых зонах, тыс. т/км²; 3 – УВ: а – нефть, б – газ; 4 – направления наклона геоблоков; 5 – разрывные нарушения: а – регионального значения, б – сбросы; 6 – докембрийский фундамент; 7 – дорифтовый комплекс (доолигоценный); 8 – рифтовый комплекс (олигоцен-плейстоценовый): а – на суше, б – на акватории; 9 – границы комплексов локального значения; 10 – нефтяные продуктивные горизонты (а), материнские породы (б), покрывки (в)

Сложно оценить общую площадь рассматриваемых грабенов. При подсчете нужно учитывать, что это делается для корреляции между нефтегазоносностью, количественными параметрами, с одной стороны, и масштабами осадочного выполнения – с другой. Поскольку у нас нет возможности разделить залежи на генетически связанные и не связанные с синрифтовыми осадочными толщами грабенов, мы делаем логичное, на наш взгляд, допущение, что грабены являлись очагами генерации для всех прилегающих к ним месторождений. Поэтому необходимо учитывать не только площадь развития синрифтового комплекса, но и синеклизный интервал разреза, вмещающий залежи УВ. Для подсчетов общей нефтегазоносной площади двух грабенов нами были использованы контуры разломов, ограничивающих грабены, и контуры нефтегазовых групп и зон из книги Ю. Н. Григоренко, И. М. Мирчинка и др. [3]. По этим контурам вычисленная с помощью палеточного метода суммарная площадь грабенов

составила 84,7 тыс. км². Авторы работы [3] приводят начальные суммарные геологические ресурсы для двух грабенов и прилегающих площадей 17723 млн т н. э.

Разломная система **Евфратского грабена** тянется на северо-запад от границы с Ираком на юго-востоке и до центральных частей Сирии (рис. 8). Размеры грабена составляют 160×90 км, его площадь, соответственно, 14400 км², при этом максимальные толщины осадочных пород не превышают 6 км. Евфратский грабен – это своего рода бассейн растяжения, который состоит из грабенов, полуграбенов и «тюльпановых» структур [14]. Евфратская рифтогенная система начала развиваться во время позднего мела, в позднем маастрихте прекратилось интенсивное прогибание, формировавшее синрифтовые толщи грабена из-за начавшегося континентального столкновения вдоль северной части Аравийской плиты, которое подтверждено наличием фрагментов офиолитов по ее краям [14]. В результате сформировались около 2,5 км верхнемеловых

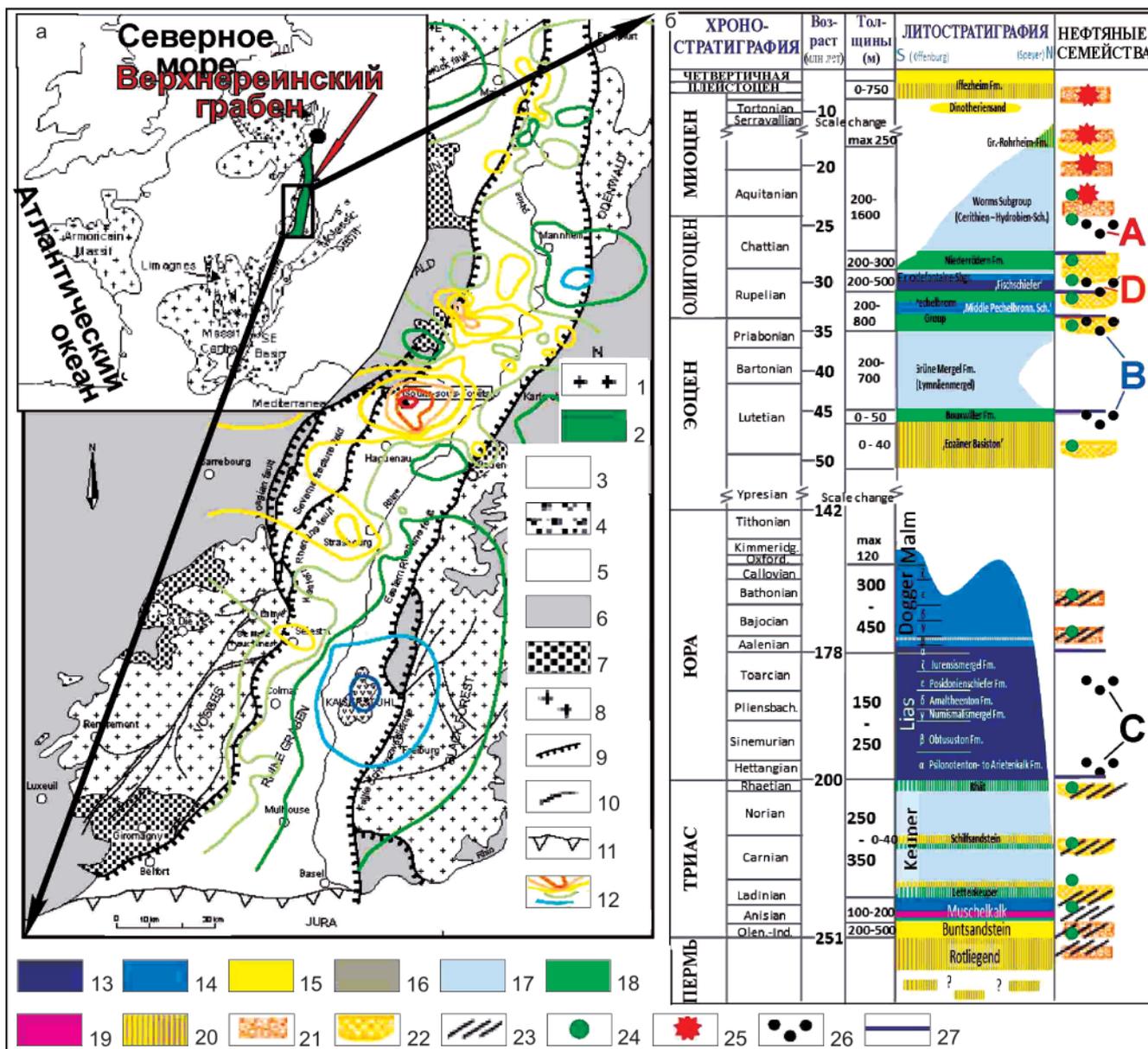


Рис. 6. Расположение, упрощенное геологическое строение (а) [18] и стратиграфическая колонка центральной части Верхнерейнского грабена, включающая элементы нефтяной системы (б) [10]

1 – герцинские массивы; 2 – осадочное выполнение Верхнерейнского грабена; 3 – кайнозойские осадочные толщи; 4 – кайнозойские вулканиты; 5–6 – осадочные породы: 5 – юрские, 6 – триасовые; 7 – пермтриасовые базальты; 8 – герцинский фундамент; 9–10 – разломы: 9 – главные, 10 – второстепенные; 11 – надвиги; 12 – изотермы на абс. отм. –1500 м: от 130 °С (красный) к 50 °С (синий); 13–19 – условия осадконакопления: 13 – морские глубоководные, 14 – морские мелководные, 15 – солоноводные, 16 – речные и озерные, 17 – грубообломочные, 18 – тонкообломочные, 19 – эвапориты; 20 – смешанные фации; 21 – стратиформные пески; 22 – русловые и дельтовые каналы; 23 – трещинные коллекторы; 24 – нефтяные резервуары; 25 – микробиальный газ; 26 – материнские породы, 27 – главные флюидоупоры; А, В, С и D – семейства нефти

синрифтовых, в определенной степени дислоцированных толщ (рис. 8).

Рифтогенный интервал чехла выглядит не слишком впечатляюще на фоне толщин палеозойского предрифтового комплекса (более 4 км) и кайнозойских пострифтовых образований (более 2 км).

Извлекаемые доказанные запасы Евфратского грабена на 1998 г. составляли не менее 1 млрд баррелей нефти [14] в 30 месторождениях. В 2012 г. прогнозные неразведанные извлекаемые ресурсы оценивались приблизительно в 25,37 млн т нефти

и 9,78 млрд м³ газа [9]. Таким образом, с учетом коэффициента извлечения геологические начальные суммарные запасы Евфратского грабена должны составлять около 500 млн т н. э.

Днепровско-Донецко-Припятский грабен (авлакоген) состоит из двух частей (Припятской и Днепровско-Донецкой), протягивающихся на 1000 км при средней ширине около 75 км. Грабен находится между Белорусско-Мазурской и Воронежской антеклизмами на севере и Украинским щитом на юге, от которых отделен краевыми сбросами (рис. 9).

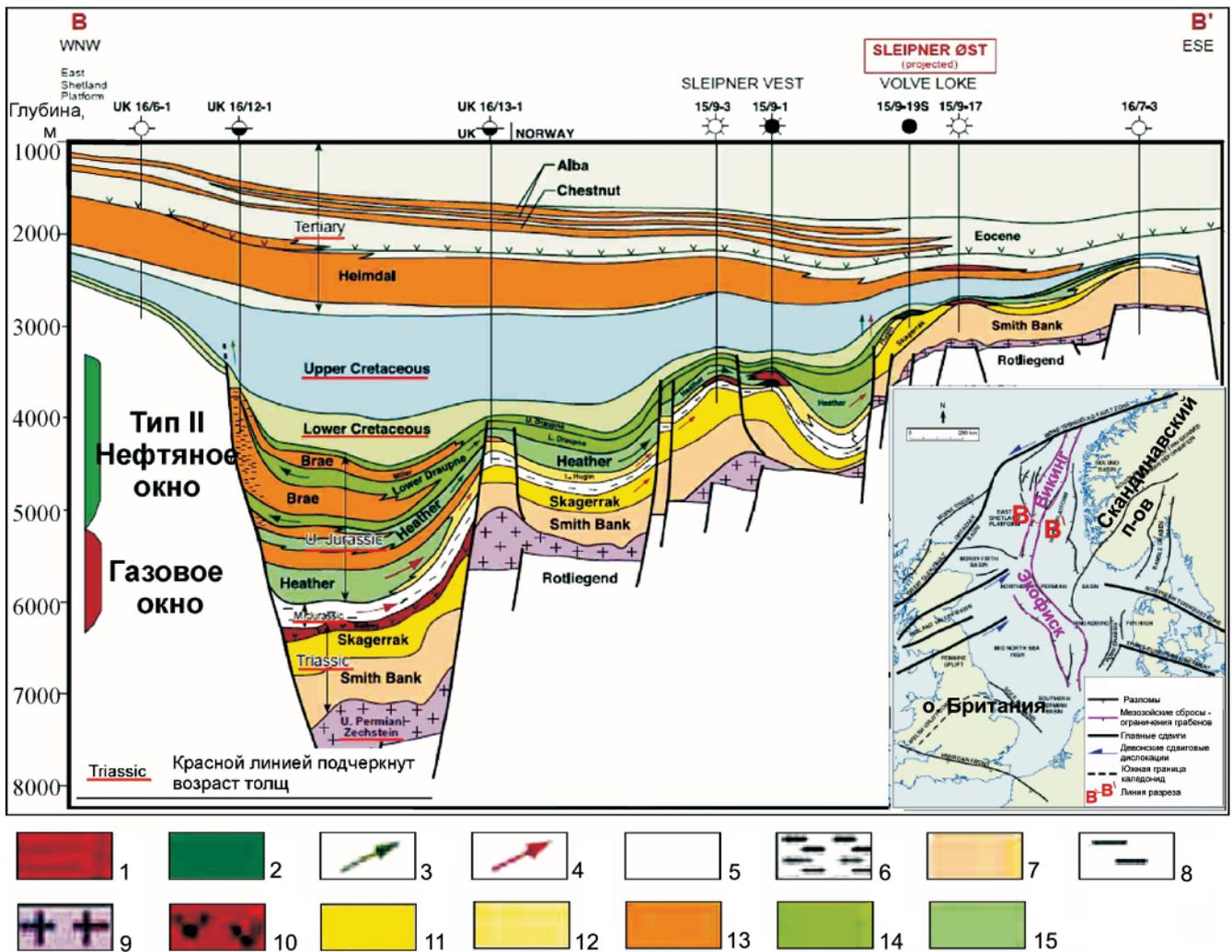


Рис. 7. Географическое положение (на врезке), нефтегазоносность и геологический разрез грабенов Экофиск и Викинг с элементами нефтегазовой системы, по [11, 12]

1 – газ; 2 – нефть; 3–4 – пути миграции: 3 – нефти, 4 – газа; 5 – неколлекторы; 6 – конгломерат; 7 – песчаник; 8 – угли; 9 – эвапориты; 10 – вулканиты; 11 – аллювий; 12 – мелководный шельф; 13 – конусы выноса; материнские толщи и типы органического вещества: 14 – Draupne, тип II; 15 – Heather, тип II/III; 8 – Sleipner/Hugin, тип III, угли

На юге его осадочные комплексы продолжают в пределах Донецкого складчатого сооружения (складчатой зоны), где в результате альпийского тектоногенеза собраны в линейные складки. Фундамент сложен метаморфическими породами архея и нижнего протерозоя, наибольшая глубина его залегания немногим более 10 км. Максимальная мощность среднедевонско-верхнекаменноугольного синрифтового комплекса достигает 9 км, пострифтовых комплексов перми – мезозоя – 1,3 км, кайнозоя – 0,6 км. Предрифтовый интервал чехла, по-видимому, практически полностью эродирован в начальной фазе рифтогенеза. Возраст отложений, характер дислоцированности толщ, толщины и эвапоритовый характер некоторых интервалов осадочного чехла, форма и положение разрывных нарушений преимущественно сбросового характера, вероятно, аналогичны характеристикам Кютингдинского грабена [4].

Общая площадь относительно слабо дислоцированных и преобразованных частей Днепрово-

Донецко-Припятского грабена, включая Припятский «прогиб», около 75000 км². Возраст заложения рифта – средний девон. В соответствии с данными последней количественной оценки по состоянию на начало 1988 г. суммарные НСР условных углеводородов составляли 7290 млн т, а добыто к тому времени было 278 млн т жидких УВ и 1207 млрд м³ растворенного и свободного газа.

Сопоставление количественных параметров осадочного чехла грабенов

Приведенные данные показывают общие черты формирования нефтегазоносных бассейнов, связанных с грабенообразными структурами. Грабены Северного моря, Камбейский, Реконкаво, Днепрово-Донецко-Припятский, Рейнский, Кютингдинский расположены у края континентальных плит. Они имеют косой характер сочленения по отношению к осевой зоне раскрывшегося океана. При этом некоторые грабены, например Реконкаво, демонстрируют большую связь с основным океаническим бассей-

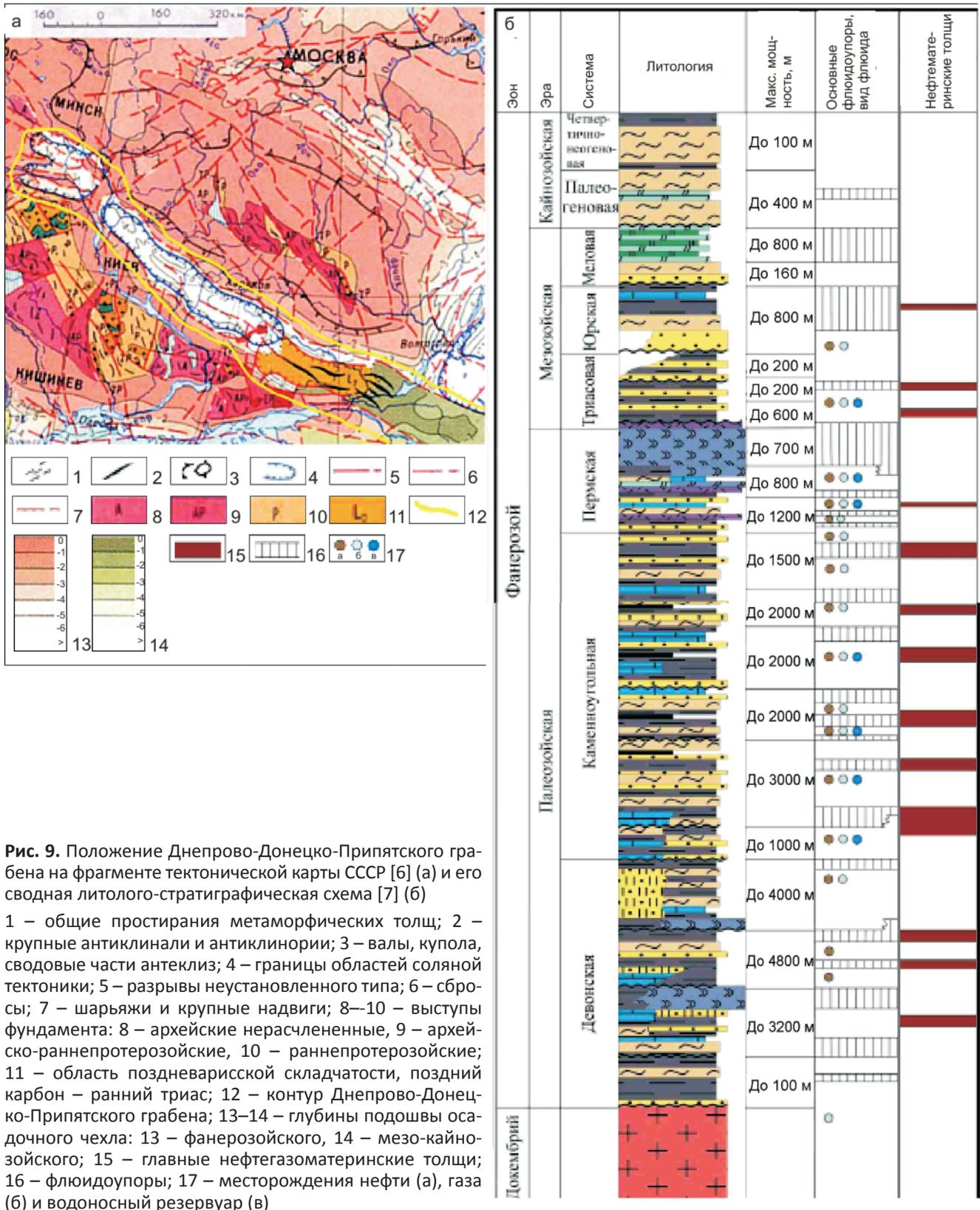


Рис. 9. Положение Днепровско-Донецко-Припятского грабена на фрагменте тектонической карты СССР [6] (а) и его сводная литолого-стратиграфическая схема [7] (б)

1 – общие простирания метаморфических толщ; 2 – крупные антиклинали и антиклинории; 3 – валы, купола, сводовые части антеклиз; 4 – границы областей соляной тектоники; 5 – разрывы неустановленного типа; 6 – сбросы; 7 – шарьяжи и крупные надвижки; 8–10 – выступы фундамента: 8 – архейские нерасчлененные, 9 – архейско-раннепротерозойские, 10 – раннепротерозойские; 11 – область поздневарисской складчатости, поздний карбон – ранний триас; 12 – контур Днепровско-Донецко-Припятского грабена; 13–14 – глубины подошвы осадочного чехла: 13 – фанерозойского, 14 – мезо-кайнозойского; 15 – главные нефтегазоматеринские толщи; 16 – флюидопоры; 17 – месторождения нефти (а), газа (б) и водоносный резервуар (в)

нов и масштабов их нефтегазоносности необходим анализ множества факторов, что само по себе составляет гигантский объем работы в области бассейнового моделирования углеводородных систем и может быть предметом отдельного масштабного исследования.

Попробуем упростить задачу, обратившись к статистике. Используем данные по нефтегазонос-

ности углеводородных систем различного возраста, которые, по нашему мнению, отражают результаты процессов генерации УВ, формирования и сохранения их скопления. В этом случае придется допустить определенную степень приближения, обусловленную процессом обобщения, т. е. рассматривать результаты деятельности разновозрастных и в чем-то различных нефтегазовых систем предрифтовых,

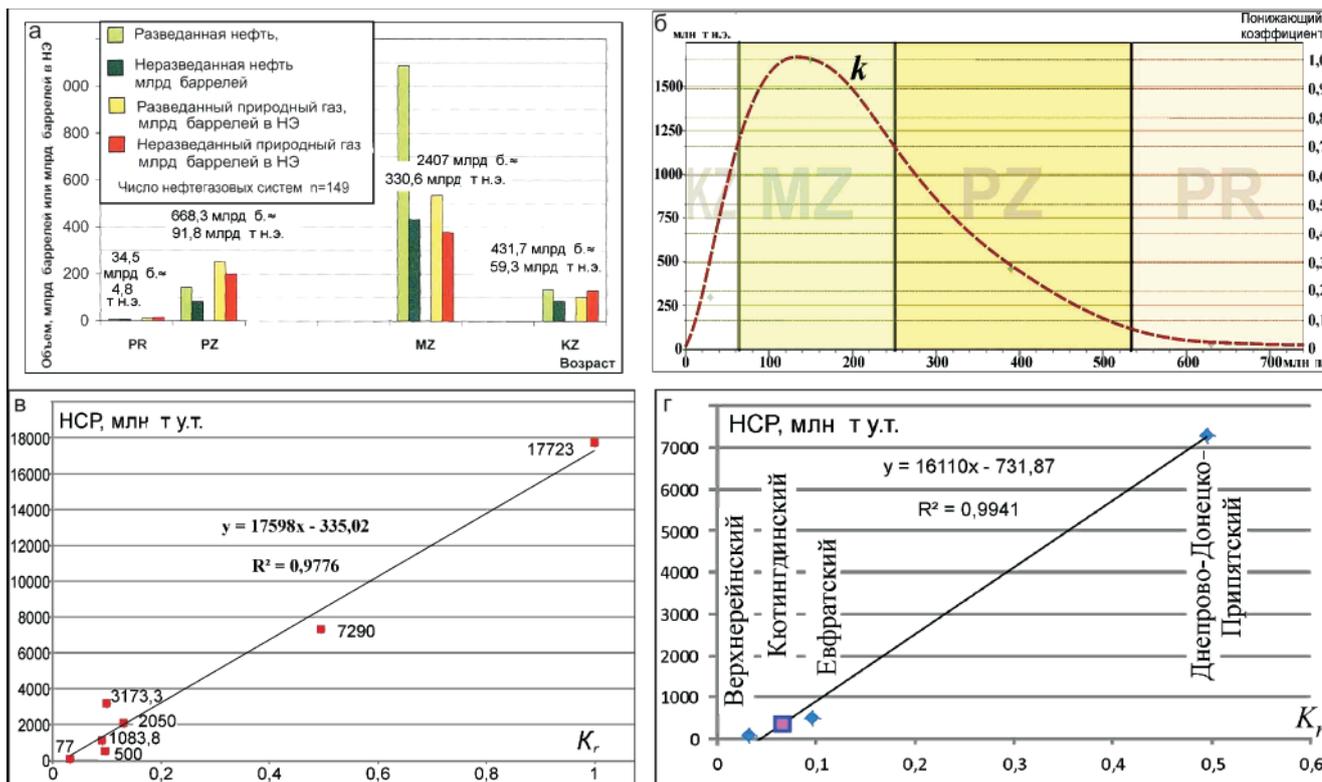


Рис. 10. Связь ресурсного углеводородного потенциала рифтогенных нефтегазоносных бассейнов с возрастом и размерами: а – глобальное распределение оцененных объемов нефти и газа (средние значения) в нефтегазовых системах по возрасту нефтегазоматеринских пород [5]; разведанный объем (накопленная добыча+оставшиеся запасы); неразведанный объем (оцененный в работе [5]); б – график понижающего коэффициента к ресурсной оценке УВ для разновозрастных нефтегазоносных комплексов, крупных интервалов осадочного чехла, нефтегазовых систем; в – зависимость ресурсов УВ грабенов от объемов разновозрастного осадочного выполнения (см. табл.3); г – зависимость ресурсов УВ грабенов, частично прошедших коллизионную стадию, от объемов разновозрастного осадочного выполнения; R² – достоверность аппроксимации

синрифтовых и пострифтовых стадий вместе, в суммированном виде.

Статистика по разновозрастным углеводородным системам приводится в крупном обобщающем исследовании американских ученых [5]. В несколько упрощенном виде (без данных по промежуточным комплексам) эти данные представлены на рис. 9.

Возраст нефтегазоматеринских пород можно принять такой же, как соответствующих пред-, син- или пострифтовых интервалов осадочного чехла бассейнов, связанных с грабенами.

На рис. 10, а видно, что при сравнении разновозрастных систем наибольшей современной плотностью ресурсов обладают мезозойские ком-

Таблица 2

Количественные параметры грабенов-аналогов

Параметр	Грабен								
	Реконка-во	Камбей-ский	Суэцкий	Верхне-рейн-ский	Викинг, Эко-фиск	Евфрат-ский	Днепров-ско-Донец-ко-Припят-ский	Кютингдин-ский	
Возраст	MZ–KZ	KZ	PZ–KZ		MZ–KZ		PZ–MZ		
НСР, млн т н.э.	1083,76	2050	3173,3	77	17723	500	7290	?	
S, тыс. м ²	10,2	53,5	20	10	84,7	14,4	75	10	
Толщины интервалов чехла, км	prR	1 (0,77)	–	2,9 (0,5)	1,5 (0,6)	1,5 (0,84)	4 (0,43)	–	1
	sR	5 (1)	4 (0,65)	4,65 (0,25)	3 (0,5)	5 (1)	2,5 (0,9)	9 (0,33)	5 (0,33)
	psR	1 (0,8)	2,5 (0,25)	–	–	3,5 (0,7)	2 (0,5)	1,9 (1)	3 (0,95)
Жидкие/газообразные	5	4	6	30	4	7,5	0,3	?	

Примечания. 1. Суммарный возраст всех интервалов осадочной толщи в пределах грабена. 2. Интервалы чехла: prR – предрифтовый, sR – синрифтовый, psR – пострифтовый, в скобках – понижающий коэффициент. 3. ? – параметры, которые необходимо установить; прочерк – практически отсутствует.



Таблица 3

Зависимость ресурсов УВ грабенов от объемов разновозрастного осадочного выполнения

Параметр	Грабен							
	Реконкаво	Камбейский	Суэцкий	Верхнерейнский	Викинг, Экофиск	Евфратский	Днепровско-Донецко-Припятский	Кютингдинский
НСР, млн т УУВ	1083,76	2050	3173,3	77	17723	500	7290	?
K_r	0,091	0,131	0,099	0,033	1	0,097	0,495	0,064
Жидкие/газообразные	5	4	6	70	4	7,5	0,3	?

Примечание: ? – параметры, которые необходимо установить

плексы, поскольку в них оптимально сочетаются степень реализации материнского потенциала и условия сохранности залежей. Древние комплексы, пройдя максимум генерации, потеряли значительную часть ресурсов вследствие разрушающих залежи миграции, диффузии и, особенно, активности тектонических процессов, а молодые комплексы еще только входят в главные фазы нефтегазобразования.

Понижающий коэффициент (см. рис. 10,б) используется нами для учета этой закономерности. Мы предполагаем наличие прямой связи между геологическими НСР и относительным комплексным показателем K_r , представляющим собой отношение показателя K_i отдельного грабена к максимальному K_{max} , обобщающему параметры суммы толщины разновозрастных интервалов, возраста интервалов и площади наибольшего бассейна грабенов Северного моря (Викинг и Экофиск): $K_r = K_i / K_{max}$.

Комплексный показатель K_i для каждого из грабенов рассчитан по формуле $K_i = S(H_{pr}k + H_s k + H_p k)$, где S – площадь грабена; H_{pr} , H_s и H_p – толщины предрифтового, синрифтового и пострифтового интервалов соответственно; k – понижающий коэффициент (см. рис. 9, б).

Данные сведены в табл. 3

Построим по полученным данным график зависимости (рис. 10, в), демонстрирующий линейную зависимость масштабов НСР от геологического строения осадочного чехла. Коэффициент достоверности аппроксимации равен 0,9776, что свидетельствует о высокой вероятности прямой связи. Получим оценку геологических прогнозных ресурсов по уравнению линейной зависимости, подставив в него комплексный показатель Кютингдинского грабена (0,064), – 791 млн т УУВ. Учитывая весьма близкое строение Кютингдинского и Днепровско-Донецко-Припятского грабенов, по аналогии можно принять отношение жидких УВ к газообразным 0,3. В таком случае геологические прогнозные ресурсы нефти и конденсата составят около 240 млн т, извлекаемые около 80 млн т.

Однако к результатам обобщения можно подойти критичнее. Из анализа полученных данных (несложная статистика, полученная в программе Excel) отметим, что восемь рассмотренных грабенов

условно делятся на три группы. К *первой* можно отнести грабены, которые ложатся в главный тренд и демонстрируют примерно одинаковый прирост ресурсной базы на единицу объема чехла (Реконкаво, Камбейский, Викинг, Экофиск и условно Днепровско-Донецко-Припятский). На наш взгляд, их объединяют геодинамическое положение и история, приуроченность к современной границе континента, открытие в океан или нахождение возле него и, что наиболее важно, отсутствие складкообразования как результата соседства со складчатой зоной. Днепровско-Донецко-Припятский грабен отнесен к этой группе условно, поскольку при похожей статистике по чехлу и нефтегазоносности в настоящей статье он рассмотрен без Донецкого складчатого сооружения, подвергнувшегося активному альпийскому тектоногенезу.

Ко *второй* группе можно отнести грабены на континентах, прилегающие к складчатым областям и в какой-то мере преобразованные складчатостью (Верхнерейнский и Евфратский). Возможно, их пониженная ресурсная база на фоне достаточно мощного и зрелого чехла объясняется дислоцированностью. Об этом может свидетельствовать и аномально низкое присутствие газовых скоплений в Верхнерейнском грабене – в 5–10 раз ниже, чем в других. К этой группе должен был бы относиться Днепровско-Донецко-Припятский грабен. Его высокая ресурсная оценка, вероятно, связана с тем, что мы рассматривали его без Донецкого складчатого сооружения, а также с широким развитием в нем галогенных флюидоупоров, обусловивших хорошую сохранность залежей в палеозойских толщах на фоне относительно высокой степени реализованности. Может быть, по этой причине и отношение жидких к газообразным УВ в его пределах аномально низко – 0,3.

В *третьей* группе особняком стоит Суэцкий грабен, ресурсная оценка которого при относительно скромных параметрах чехла аномально высока. Получается, что его молодые нефтегазовые синрифтовые системы демонстрируют высокую степень реализации. Неясны причины этого на фоне относительно невысокого теплового потока, составляющего в его «горячих точках», по данным [8], 3,64 °C/100 м, тогда как в Верхнерейнском



грабене тепловой поток достигает 8,67 °С/100 м (см. рис. 6).

Таким образом, если рассмотреть грабены, определенные части которых прошли коллизийную стадию (Кютингдинский, сходные с ним по геологическому строению Верхнерейнский и Евфратский, а также Днепровско-Донецко-Припятский), мы получим несколько другую картину (см. рис. 10, г).

В уравнение линейной зависимости (см. рис. 10, г) подставим комплексный показатель Кютингдинского грабена (0,064). В этом случае оценка геологических прогнозных ресурсов гораздо меньше – 299,17 млн т УУВ, из которых приблизительно 90 млн т – геологические ресурсы нефти и конденсата.

Выводы

1. Устанавливается прямая статистическая связь между количественными параметрами осадочного выполнения грабенов (мощность и возраст отдельных интервалов осадочного чехла и т. п.) и НСР углеводородного сырья, вероятно, определяемая степенью реализации нефтегазоматеринского потенциала.

2. Нефтегазоносные рифтогенные осадочные бассейны разделяются на нормальные, не испытывавшие тектонической активизации и обладающие повышенными плотностями ресурсов, и на частично дислоцированные процессами сжатия. Важную положительную роль играют галогенные флюидопоры.

3. Кютингдинский грабен имеет черты геологического строения, свойственные другим рифтогенным структурам земного шара и позволяющие оптимистично оценить ресурсный углеводородный потенциал его осадочного чехла – 791 млн т УУВ геологических прогнозных ресурсов, а геологические прогнозные ресурсы нефти и конденсата – около 240 млн т.

4. Если допустить широкое проявление тектонической дислоцированности в Кютингдинском грабене и отсутствие значимых галогенных покровов, НСР могут составить 299,17 млн т условных углеводородов, из которых приблизительно 90 млн т – геологические ресурсы нефти и конденсата.

5. Выполненные статистические исследования с определенной степенью достоверности позволяют оценить ресурсный углеводородный потенциал других рифтогенных структур, таких как Кемпедняйская впадина, Байкальский грабен, грабен Красного моря и т. п.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Высоцкий И. В., Высоцкий В. И., Оленин В. Б.** Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. – М.: Недра, 1990. – 405 с.
2. **Государственная** геологическая карта СССР. М-б 1:1 000 000 (новая серия). Объяснительная за-

писка. Лист R-(50)-52 – Тикси. – Л.: ВСЕГЕИ, 1984. – С. 5–26.

3. **Зоны** нефтегазоаккумуляции окраин континентов / Ю. Н. Григоренко, И. М. Мирчинк, М. Д. Белонин и др. – М.: Геоинформцентр, 2002. – 432 с.

4. **Мигурский Ф. А., Якупова Е. М.** Новые данные о геологическом строении Кютингдинского грабена (северо-восток Сибирской платформы) // Разведка и охрана недр. – 2018. – № 6. – С. 10–17.

5. **Оценка** ресурсов нефти и газа в нефтегазовых системах мира [Global Resource Estimates from Total Petroleum Systems]. Пер. с англ. / Т. С. Альбрандт, Р. Р. Карпентер, Т. Р. Клетт и др. – СПб.: ВНИГНИ, 2008. – 352 с.

6. **Тектоническая** карта СССР. М-б: 1:16 000 000. Атлас СССР. Карты природы. Тектоническая карта. – М.: Гл. упр. геодезии и картографии при Совете Министров СССР, 1983. – С. 88–89.

7. **Углеводородный** потенциал девон-каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины / Н. П. Фадеева, Е. Н. Полудеткина, И. М. Натитник, И. Х. Ахуньянов // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск. Ч. 2. – С. 240–248.

8. **Alsharhan A.** Petroleum geology and potential hydrocarbon plays in the Gulf of Suez rift basin, Egypt // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 2003 – No. 87. – P. 143–180.

9. **Assessment** of undiscovered conventional oil and gas resources of the Arabian Peninsula and Zagros Fold Belt / J. K. Pitman, C. J. Schenk, M. E. Brownfield, et al. // U.S. Geological Survey Fact Sheet. – 2012 – No. 3115. – 4 p.

10. **Bocker J. J.** Petroleum system and thermal history of the Upper Rhine Graben. Implications from organic geochemical analyses, oil-source rock correlations and numerical modeling: Doktors der Naturwissenschaften genehmigte Dissertation. – Available at: https://pdfs.semanticscholar.org/152e/fd771f16465eeb858847579911c2b69f6c03.pdf?_ga=2.231822806.871487384.1586774698-167571238.1586774698.

11. **Gautier D.L.** Kimmeridgian shales total petroleum system of the North Sea Graben Province: U.S. Geological Survey Bulletin, 2005, 2204-C. – 24 p.

12. **Noble** gases solubility models of hydrocarbon charge mechanism in the Sleipner Vest Gas Field / P. Barry, M. Lawson, W. P. Meurer et al. // Geochim. et Cosmochim. Acta. – 2016. – 194.10.1016/j.gca.2016.08.021.

13. **Petroliferous** Basins and shale gas – an unconventional hydrocarbon asset of India / Z. H. Syed, M. Y. Farooqui, P. H. Rao, et al. // Geosciences. – 2013. – No. 3(4). – P. 108–118.

14. **Structure** and evolution of the petroliferous Euphrates Graben system, Southeast Syria / R. K. Litak, M. Barazangi, G. Brew, et al. // AAPG Bull. – 1998. – Vol. 82, No. 6 (June). – P. 1173–1190.

15. **Tarso Araripe P.** Brasil Round 4: Reconcavo Basin. ANP, Block Definition Superintendency, Seminario Juridico / Fisical e Workshop Tecnico da Quarta Rodada

de Licitacoes, 2003. – Available at: <https://docplayer.net/12727146-Brasil-round-4-reconcavo-basin.html>.

16. **Tectonic** and Geologic Evolution of Syria / G. Brew, M. Barazangi, A. K. Al-Maleh, T. Sawaf // *GeoArabia*. – 2001. – Vol. 6, No. 4. – P. 573–616.

17. **Tectonics** and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview / H. K. Chang, R. O. Kowsmann, A. M. F. Figueiredo, A. A. Bender // *Tectonophysics*. – 1992. – Vol. 13. – P. 97–138.

18. **Toward** a better understanding / Ch. Dezayes, C. Lerouge, B. Sanjuan, et al. // *Proceedings World Geothermal Congress 2015*. Melbourne, Australia, 19–25 April. – Available at: <https://core.ac.uk/download/pdf/52722724.pdf>.

REFERENCES

1. Vysotskiy I.V., Vysotskiy V.I., Olenin V.B. *Neftegazonosnyye basseyny zarubezhnykh stran* [Oil and gas basins of foreign countries]. Moscow, Nedra Publ., 1990. 405 p. (In Russ.).

2. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta SSSR. M-b 1:1 000 000 (novaya seriya). Obyasnitelnaya zapiska. List R-(50)-52 – Tiksi*. [State geological map of the USSR. Scale 1: 1,000,000 (new series). Explanatory note. Sheet R- (50) -52. Tiksi. Leningrad, VSEGEI Publ., 1984, pp. 15–26. (In Russ.).

3. Grigorenko Yu.N., Mirchink I.M., Belonin M.D., et al. *Zony neftegazonakopleniya okrain kontinentov* [Zones of oil and gas accumulation on the margins of the continents]. Moscow, Geoinformatsentr Publ., 2002. 432 p. (In Russ.).

4. Migurskiy F. A., Yakupova E.M. [New data on the geological structure of the Kütingdinsky graben (north-east of the Siberian platform)]. *Razvedka i okhrana nedr*, 2018, no. 6, pp. 10–17. (In Russ.).

5. Ahlbrandt T.S., Charpentier R.R., Klett T.R., et al. *Otsenka resursov nefti i gaza v neftegazovykh sistemakh mira* [Assessment of oil and gas resources in the oil and gas systems of the world]. Translation from English (Global Resource Estimates from Total Petroleum Systems), Saint Petersburg, VNIGNI Publ., 2008. 352 p. (In Russ.).

6. *Tektonicheskaya karta SSSR. M-b: 1:16 000 000. Atlas SSSR. Karty prirody*. [Tectonic map of the USSR. Scale: 1: 16 000 000. 1983. Atlas of the USSR. Maps of nature. Tectonic map]. Moscow, 1983, pp. 88–89 (In Russ.).

7. Fadeeva N.P., Poludetkina E.N., Natitnik I.M., Akhunyanov I.Kh. *Uglevodородный потенциал девон-камennougol'nykh otlozheniy Dneprovo-Donetskoj vpadiny* [The hydrocarbon potential of the Devonian-Carboniferous deposits of the Dnieper-Donetsk

depression]. *Georesoursy*, 2017, special issue, part 2, pp. 240–248. (In Russ.).

8. Alsharhan A. Petroleum geology and potential hydrocarbon plays in the Gulf of Suez rift basin, Egypt. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 2003, No. 87, pp. 143–180.

9. Pitman J.K., Schenk C.J., Brownfield M.E., et al. Assessment of undiscovered conventional oil and gas resources of the Arabian Peninsula and Zagros Fold Belt. *U.S. Geological Survey Fact Sheet*, 2012, No. 3115, 4 p.

10. Bocker J.J. Petroleum system and thermal history of the Upper Rhine Graben. Implications from organic geochemical analyses, oil-source rock correlations and numerical modeling: Doktors der Naturwissenschaften genehmigte Dissertation. – Available at: https://pdfs.semanticscholar.org/152e/fd771f16465eeb858847579911c2b69f6c03.pdf?_ga=2.231822806.871487384.1586774698-167571238.1586774698.

11. Gautier D.L. Kimmeridgian shales total petroleum system of the North Sea Graben Province: *U.S. Geological Survey Bulletin*, 2005, 2204-C. 24 p.

12. Barry P., Lawson M., Meurer W.P., et al. Noble gases solubility models of hydrocarbon charge mechanism in the Sleipner Vest Gas Field. *Geochim. et Cosmochim. Acta*, 2016, 194.10.1016/j.gca.2016.08.021.

13. Syed Z.H., Farooqui M.Y., Rao P.H., et al. Petro-liferous Basins and shale gas – an unconventional hydrocarbon asset of India. *Geosciences*, 2013, No. 3(4), pp. 108–118.

14. Litak R.K., Barazangi M., Brew G., et al. Structure and Evolution of the Petroliferous Euphrates Graben System, Southeast Syria. *AAPG Bull.*, 1998, vol. 82, no. 6 (June), pp. 1173–1190.

15. Tarso Araripe P. Brasil Round 4: Reconcavo Basin. ANP, Block Definition Superintendency, Seminario Juridico / Fisical e Workshop Tecnico da Quarta Rodada de Licitacoes, 2003. – Available at: <https://docplayer.net/12727146-Brasil-round-4-reconcavo-basin.html>.

16. Brew G., Barazangi M., Al-Maleh A.K., Sawaf T. Tectonic and Geologic Evolution of Syria. *GeoArabia*, 2001, vol. 6, no. 4, pp. 573–616.

17. Chang H.K., Kowsmann R.O., Figueiredo A.M.F., Bender A.A. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. *Tectonophysics*, 1992, vol. 13, pp. 97–138.

18. Dezayes Ch., Lerouge C., Sanjuan B., et al. Toward a better understanding. *Proceedings World Geothermal Congress 2015*. Melbourne, Australia, 19–25 April. Available at: <https://core.ac.uk/download/pdf/52722724.pdf>.

© Ф. А. Мигурский, Е. М. Якупова, 2020