



УДК (553.9.061.4:551.2):(551.762/.763+551.782/.79)(5-15+5-12+571.1/5)

## ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ГЛУБИННОГО НАФТИДОГЕНЕЗА НА ПРИМЕРАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БЛИЖНЕГО ВОСТОКА, ЮГО-ВОСТОЧНОЙ АЗИИ И СИБИРИ

Г. Н. Черкасов, Г. Н. Шаров, В. А. Ашурков

Проанализирована структурно-тектоническая позиция Персидского нефтегазового бассейна. Выделен Красноморский рифт как зона растяжения с присущим ей проявлением основного вулканизма. Персидский залив и Месопотамия рассматриваются как зона сжатия, обусловленная поддвигом Аравийской плиты под Иранскую. Показано, что в этапы тектономагматической активизации, сопровождаемой контрастным щелочным габбро-гранитным магматизмом, только в зоне сжатия возможно формирование очагов щелочной гранитизации. Они, в свою очередь, являются местом синтеза из метана и простых УВ трансмантийных флюидов, сложных углеводородных соединений жидкой нефти. Краткий анализ нефтяных месторождений Месопотамии позволяет предполагать, что они могут формироваться как сингенетично, так и эпигенетично по отношению к вмещающим породам. Выделяются два уровня нефтеобразования, сохраняющих к настоящему времени еще жидкую нефть: позднеюрский – раннемеловой и неоген-четвертичный. Рассмотрены условия формирования нефтяных залежей на примере месторождений юго-восточной Азии и Сибири. Делается вывод, что отработанные ресурсы позднеюрско-раннемеловой нефти уже не возобновляются, а ресурсы неоген-четвертичной нефти (пока в земной коре существуют действующие очаги щелочной гранитизации) являются возобновляемыми.

**Ключевые слова:** нефть, газ, уголь, водно-нафтидный флюид, ресурсы, нефтегазовая область, нефтегазовый бассейн, очаг щелочной гранитизации, габбро, гранит.

## GEODYNAMICAL ASPECTS OF DEEP NAPHTHIDE GENESIS BY EXAMPLES OF DEPOSITS OF MIDDLE EAST, SOUTH-EASTERN ASIA AND SIBERIA

G. N. Cherkasov, G. N. Sharov, V. A. Ashurkov

The paper provides analysis of structural settings and tectonics of the Persian petroleum basin. There, the Red Sea rift can be distinguished as an extension zone with the basic volcanism manifestations characteristic for it. The Persian Gulf and Mesopotamia are considered to be a zone of contraction which had formed due to the subduction of the Arabian Plate under the Iranian one. It is shown that in the stages of tectonomagmatic activation accompanied with the contrast alkaline gabbro-granite magmatism the alkaline granitization sites can form only in the contraction zone. In those sites, the complex hydrocarbon compounds of liquid oil are synthesized from methane and simple HC transmantle fluids. Brief analysis of petroleum deposits of Mesopotamia evidences that they can be syngenetic and epigenetic to host rocks. Liquid oil still remains at the Late-Jurassic – Early Cretaceous and Neogene-Quaternary levels of oil generation. The oil generation conditions are examined by the example of deposits in the Southeast Asia and Siberia. The authors conclude that the recovered Late Jurassic-Early Cretaceous oil is nonrecoverable, unlike the recovered Neogene-Quaternary oil provided that there are active alkaline granitization sites.

**Keywords:** oil, gas, coal, naphthide-aqueous fluid, resources, petroleum region, petroleum basin, alkaline granitization site, gabbro, granite.

Повышение эффективности поисковых работ на нефть и газ и их удешевление по сей день остаются актуальной проблемой. Для ее успешного решения необходимо относительно достоверно знать происхождение объекта поиска, и в первую очередь его возраст и выход на конкретное место возможной локализации. В поисковой практике гипотеза органического происхождения нефти не используется. Она привлекается тогда, когда надо доказать органическое происхождение нафтидов уже найденного месторождения. Вероятно, в этом одна из причин того, что современные нефтепоисковые работы остаются высокочрезвычайными и малоэффективными (15–30 %). В современных экономических условиях это тормозит открытие новых нефтеносных районов и крупных месторождений, что в итоге благоприятствовало выходу из «тени»

гипотезы неорганического глубинного происхождения нефти.

### К неорганическому происхождению нефти

Базовыми работами по неорганическому (абиогенному) происхождению нефти можно считать монографии Н. А. Кудрявцева [22], В. А. Краюшкина [17], В. Б. Порфирьева [30], а также ряд основополагающих статей Д. И. Менделеева [24], П. Н. Кропоткина [20, 21], И. М. Шахновского [45] и др.

Интересны разработки Р. Б. Сейфуль-Мулюкова [33] по зарождению УВ в литосфере. Отправной точкой в этом процессе, по его мнению, является переход вещества при подъеме из сверхсжатого доатомного гомогенного состояния внутренних частей Земли в нормальное атомное в мантии. Как и атомы других элементов, атомы С и Н могут



проявлять свои свойства и создавать химические связи – молекулы. Способность атома углерода образовывать углеродсодержащие соединения с двойной C=C и тройной C≡C связью позволяет создавать молекулы в форме цепей (алканы) или кольцевых структур (арены, в том числе и ароматические УВ). Доставка таких УВ в верхние горизонты земли могла осуществляться в виде флюидного потока [39].

В последние 15–20 лет в России успешно разрабатывается флюидодинамическая модель формирования месторождений полезных ископаемых. В ней предполагается перенос таким способом как рудных компонентов, так и УВ в форме флюидного потока [27, 28, 31, 36], флюидного диапира [26] или надкритической гидротермальной фазы [29]. Термодинамическое обоснование углеводородной составляющей мантийного флюида приводит к выводу о близости нефте- и рудообразования. Следовательно, УВ должны присутствовать в твердых минералах эндогенных пород в виде газовой-жидких включений.

Результаты изучения таких включений в алмазах из кимберлитовых трубок «Мир», «Удачная» и «Восток» в Якутии (глубина их зарождения 200–400 км) показали [47], что наряду с постоянно присутствующим CH<sub>4</sub> часто встречаются ароматические УВ, сопровождаемые CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub>, реже He. В минералах гранитоидов фундамента Западно-Сибирской плиты (ЗСП) и пегматитовых месторождений мира в газовой-жидких включениях установлены УВ предельные и непредельные (35 видов), ароматические (9 видов), битумы, спиртобензолные смолы, амины (8 видов), формальдегид и цианамины [37, 38, 50, 51]. Зародившиеся в мантии УВ могут служить составными элементами будущей нефти.

Какие же эволюционные этапы должны пройти эти УВ, чтобы превратиться в нефть? Рассматривая вопросы нефте- и газообразования по данным геофлюидодинамического моделирования, Е. И. Тараненко и В. И. Ермолкин [37] полагают, что биогенные газ и нефть образуются в процессе катагенеза в разных физических условиях, при этом авторы выделяют две стадии: деструкции и синтеза. В первую стадию в процессе деструкции ОВ образуются простые соединения УВ – продукты газовых месторождений. Во вторую стадию из УВ первой стадии в «реакторах высокого давления» (в закрытых системах) синтезируются высокомолекулярные соединения – нефть.

В случае биогенного генезиса нефти первые две стадии формирования УВ можно наметить по мере подъема флюида первичного вещества от земного ядра [33].

*Первая стадия* – переход первичного вещества из сверхсжатого доатомного (аморфного) состояния в атомное с появлением С и Н и дальнейшей генерацией их молекул.

*Вторая стадия* – способность атома С создавать соединения с двойной и тройной связью, зарождающая цепные молекулы (алканы) и кольцевые (арены), формируя готовый флюидный поток, способный в благоприятных геологических условиях продуцировать в земной коре газовые месторождения.

По аналогичному сценарию могли формироваться крупные сеноманские газоконденсатные месторождения в Западной Сибири: Харасавейское, Бованенковское, Южно-Тамбейское, Ямбургско-Хорвутинское, Большое Уренгойское, Медвежье и др. [6], составляющие крупную газовую провинцию России. Приурочены они к Колтогорско-Уренгойскому, Ямальскому и Худосейскому рифтам, раскрытие (растяжение) которых в позднемеловое – палеогеновое время сопровождалось основным вулканизмом при отсутствии в указанных рифтах гранитного магматизма.

*Третья стадия* – синтез. Предполагает попадание в земной коре газового флюида с УВ и рудными элементами в специальные «реакторы высокого давления» в закрытых системах с температурой 400 °С и более [42], в которых разрозненные алканы и арены соединяются в сложные слабоустойчивые углеводородные цепи – циклические соединения, составляющие готовую жидкую нефть. Последняя всегда насыщена УВ газами, обеспечивающими ее относительную устойчивость и продолжительность «жизни» в жидком состоянии. Под АВПД газовой-жидкий флюид с готовой нефтью и рудными элементами и компонентами покидал «резервуар высокого давления» и уходил в вышележащие слои земной коры, где локализовался в коллекторах твердых пород, формируя месторождения нефти, эпигенетические по отношению к вмещающим породам. Если по причине тектонических процессов нефть оказывалась в антиклинальных ловушках, то в продуктивном горизонте, теряя легкие газовые фракции, она расслаивалась на газовую шапку вверху и жидкую нефть внизу, чем сокращала продолжительность «жизни» жидкой нефти, приближая ее отверждение. Примером месторождения эпигенетической нефти может служить месторождение Хасси-Мессауд в Алжире. Приурочено оно к кровле купольного поднятия диаметром 50 км, сложенного кембрийскими кварцитами, которые перекрыты мощной глинисто-соленосной толщей триаса и юры [46]. Эрозионные процессы длительного палеозойского перерыва преобразовали кровлю кембрийских кварцитов в зону трещиноватых пород, в которых и «поработал» после перекрытия кварцитов флюидоупором агрессивный водонефтяной флюид, превратив кварциты в кавернозные, как пчелиные соты, породы. Каверны и трещины в кварцитах заполнились эпигенетической по отношению к ним нефтью, транспортируемой этим флюидом.

Если нефть изливалась на дно морей и океанов, то на разделе осадок – вода, где в это время



формировалась толща хомогенных или терригенных осадков, она локализовалась в них в форме залежи, согласной с напластованием осадков, не изменяя последние и являясь сингенетичной им по возрасту. На подобную мысль наталкивает и анализ нефтеносности эоценовых кварцитов (фтанитов) западной Камчатки [32]. Это морские плотные свежие кремнистые породы серовато-черного цвета с мизерным коллекторским потенциалом, в которых купированы залежи жидкой нефти, вытянутые согласно с залеганием пластов фтанитов и не корродирующие их. При сильном ударе от фтанитов отбиваются осколки, давая раковистый излом. В косом освещении по всей его поверхности просматривается тончайшая иризирующая жидкая пленка нефти, т.е. вся общая масса фтанита пропитана жидкой нефтью.

Принимая возможность совместного поступления флюида с УВ и рудных компонентов из мантии, можно допустить, что благоприятные условия для синтеза из них нефти возникали и глубже 4,5 км. Это подтверждается фактическими данными [17].

#### **Лабораторные исследования синтеза нефтяных УВ и определение вероятных геологических условий его проявления в земной коре**

Лабораторные эксперименты по получению нефтяных УВ из  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$  и  $\text{H}_2$  с использованием катализаторов из элементов  $\text{Mo}$ ,  $\text{W}$ ,  $\text{Zr}$ ,  $\text{Nb}$ ,  $\text{Tc}$ ,  $\text{Sr}$ ,  $\text{Re}$ , глинистых и гелевых соединений типа  $m\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot n\text{SiO}_2 \cdot p\text{H}_2\text{O}$  (диккит, каолинит, галлуазит, аллофан), присутствующих в нефтях [14], и на каталитических металлооксидных системах в смеси с глинами, гелями водных алюмосиликатов, цеолитами, также содержащимися в природных нефтегазовых месторождениях [25], увенчались успехом. Но что это за набор химических элементов, гелей и глинистых минералов, использованных экспериментаторами для достижения поставленной цели?

Из опыта работ по урану Алтае-Саянской складчатой области (Г. Н. Черкасов, А. П. Долгушин, 2008, 2011 гг.), месторождения которого генетически связываются с магматическими очагами щелочной гранитизации, набор химических элементов, использованных в эксперименте в качестве катализаторов, можно идентифицировать как характерный для лейкократовых  $\text{K-Na}$  щелочных гранитов с контрольной  $\text{Au-Sr}$  ассоциацией. Основной состав гранитов: кварц, альбит, андезин, ортоклаз, мусковит. Такие радиоактивные граниты и их минерализованные источники характерны для проявлений Западного Забайкалья. В Восточном Забайкалье к лейкократовым гранитам добавляются микроклиновые граниты (кварц, микроклин, биотит) с теми же редкими металлами, но с другой контрольной ассоциацией:  $\Sigma\text{PЗЭ-Th-U}$  в сопровождении железных руд (гематита). С этими гранитами связана Стрельцовская группа урановых месторож-

дений и проявления урана Калгутинской площади Горного Алтая. На Сумультинской площади Горного Алтая над пермскими микроклиновыми гранитами фиксируются метасоматические образования битум- $\text{Mo-U}$  ассоциации. Битум типа МБА (маслянистый) [43]. Такая же ассоциация отмечается на Буратинской ураноносной площади Горного Алтая, где в девонских микроклиновых гранитах сумма  $\text{PЗЭ}$  достигает 14,2 кг/т [1]. Нельзя исключить, что «резервуаром высокого давления» в закрытой системе мог оказаться очаг щелочной гранитизации.

По мере накопления нефти в краевых частях очага гранитизации формировался водонефтяной флюид со своим постоянно нарастающим парциальным давлением (АВПД). В конечном счете он покидал очаг гранитизации [41], при благоприятных условиях формируя залежи нефти в вышележащих отложениях континентов или в осадках морских бассейнов. Характерны для гранитных очагов кремнисто-азотистые сульфатно-гидрокарбонатно-натриевые термы [3], составляющие значительную часть водонефтяного флюида. Анализ газовой компоненты таких вод Байкальского рифта, Кузнецкой котловины и курорта Белокуриха показал присутствие в газах  $\text{N}_2$ ,  $\text{Si}^{4+}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$ , аренов, алканов, тяжелых УВ, инертных газов,  $\text{He}$ ,  $\text{Ar}$ , а в водах –  $\text{H}_2\text{SiO}_3$ ,  $\text{Sr}$ ,  $\text{U}$ ,  $\text{Rn}$ ,  $\text{Fe}$ . Курорт Белокуриха функционирует на базе таких вод из молодой щелочной гранитной интрузии калиевой ветви, которая в виде жидкой магматической колонны поднялась по тому же каналу, что и вышележащие пермские граниты, уперлась в них и надвинула на эоплейстоценовые отложения. Это установлено в процессе обработки Ю. И. Лоскутовым (СНИИГГиМС) материалов колонкового бурения, выполненного в начале 2000-х гг. ОАО «Березовгеология» (данные Е. П. Пичугина). Лечебные радоновые воды с температурой 37–47 °С качают из молодой гранитной интрузии с глубины 1240 м. А по р. Песчанка, пересекающей холодную пермскую гранитную интрузию, функционируют источники радиоактивных вод. Один из них – ключ Тепленький – имеет постоянную температуру вод 19–21 °С. Из них высаживаются лимонитовые радиоактивные гели с содержанием  $\text{U}$  0,15 % (А. О. Смилкстын, 1960 г.). Сульфатно-гидрокарбонатно-натриевые термы достаточно агрессивны. По р. Баргузин, впадающей в оз. Байкал, в кембрийских известняках, промываемых такими горячими водами, образуются широкие каналы и даже гроты, в результате обменных реакций вод с известняками заполненные белыми, серыми, оранжевыми, зелеными и красными каолинит-гидрослюдисто-монтмориллонитовыми глинами. На п-ове Святой Нос (оз. Байкал) такие воды обрабатывают по разлому протерозойские кристаллические сланцы святоносской свиты, превращая их в бело-серые кварц-каолинит-гидрослюдистые глины. Агрессивность водонефтяного флюида сыграла, пожалуй, основную роль в формировании месторождения Хасси-Месауд.



Нефтегазоносные бассейны формируются на платформах и в складчатых областях, переживших орогенез (консолидацию), что обусловило их дальнейшую эволюцию в платформенном режиме, когда вертикальные движения блоков литосферы начали преобладать над их горизонтальным перемещением (надвигами), обеспечивая проникновение разломов на глубину 100–200 км, создавая геодинамическую обстановку, благоприятную для активной дегазации мантии [20, 22] и синтеза нефти. Рассмотрим это на некоторых примерах.

### **Геодинамические аспекты нефтидогенеза на Ближний Востоке (Месопотамия и Персидский залив)**

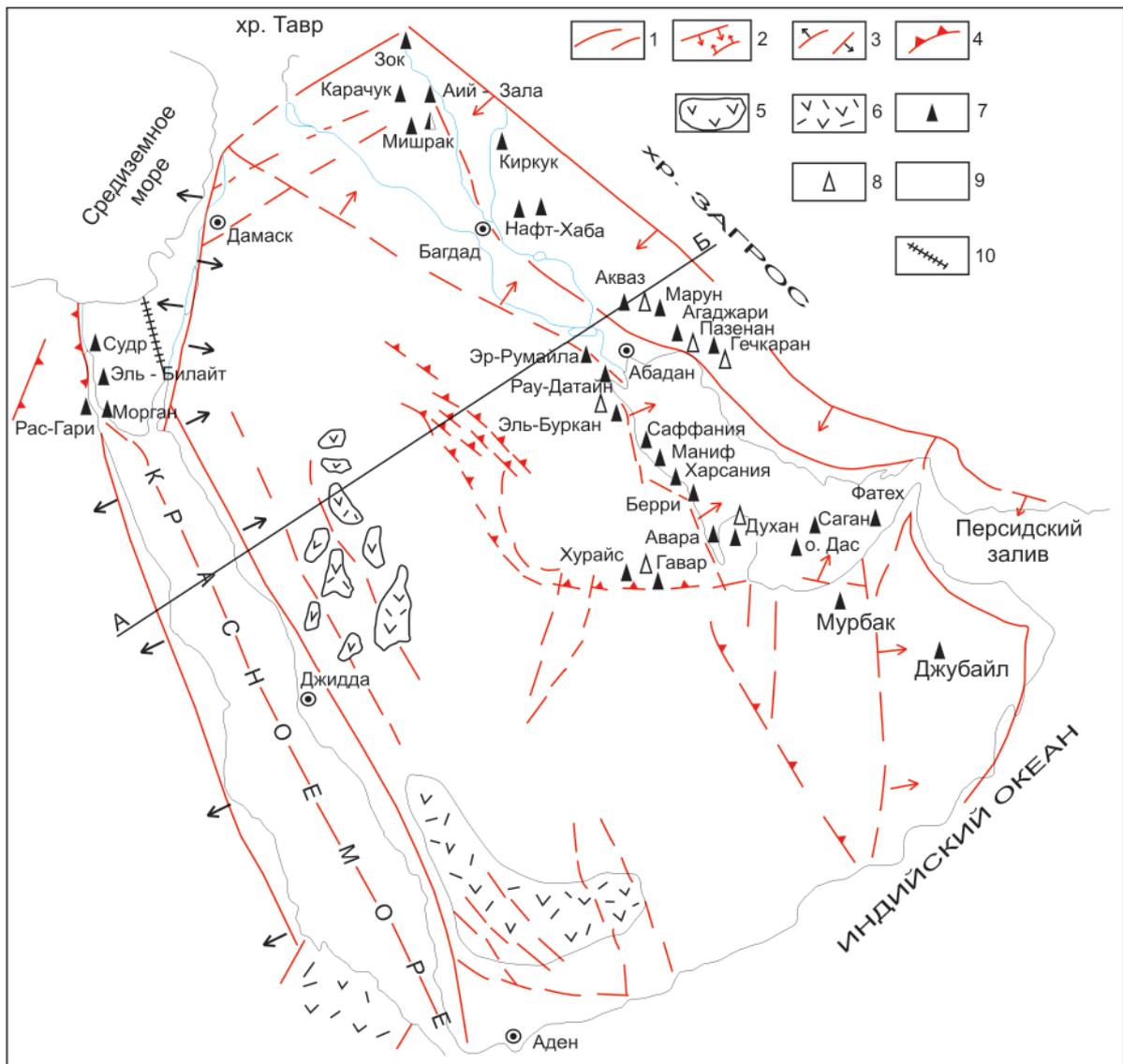
В сферу исследований попадает территория Аравийского полуострова с Красным морем и Персидским заливом в его западном и восточном обрамлении. На схеме распространения основных нефтяных и газовых месторождений в пределах Персидского залива и Месопотамии показаны элементы тектоники: глубинные разломы, зоны растяжения и сжатия, поля вулканитов и лав щелочных базальтов (рис. 1). Основными геологическими структурами, участвующими в геодинамике процессов нефтидогенеза, являются Красноморский рифт, Аравийская и Иранская платформы (плиты), Месопотамский прогиб с Персидским заливом и альпийская система хр. Загрос.

Платформы обычно имеют двучленное строение: фундамент и чехол, и Аравийская не исключение. Фундамент ее сложен архейско-протерозойскими породами. Чехол представлен венд-палеозойскими и мезозойско-четвертичными отложениями мощностью до 10–12 км. Венд-палеозойский разрез, за исключением перми, в основном терригенный (песчано-глинистый), а с перми до олигоцена – нижнего миоцена он представлен главным образом терригенно-карбонатными осадками свит хуфф (P), манджур (T<sub>3</sub>–J<sub>1</sub>), маррат (J<sub>2</sub>), друма и араб (J<sub>3</sub>), сложенных известняками с прослоями доломитов, мергелей, маломощных линз ангидритов и гипсов. Кроме этих свит, в северо-восточном обрамлении Аравийской плиты нефтеносны пески и песчаники свит зубайр, бурган, бияд (K<sub>1</sub>), известняки группы бангестан (K<sub>2</sub>) и свита асмари (P<sub>3</sub>–N<sub>1</sub>). Неоген-четвертичные отложения слагаются терригенными породами. В их основании находится соленосная толща среднего миоцена мощностью 1 км, служащая хорошим флюидоупором, выше которого нефтяных залежей уже нет. Месторождения часто «многоэтажны». В Месопотамском прогибе они локализованы в замковых частях крупных антиклинальных складок и тянутся вдоль хр. Загрос. К югу от г. Басры значительное количество месторождений нефти приурочено к соляным куполам. К неоген-четвертичному времени относится новейший этап тектономагматической активизации. Он выражается в одновременном

раздвиге Красноморского рифта (зона растяжения) [4, 5, 10, 11] и поддвиге Аравийской плиты под Иранскую (зона сжатия) [9]. Процесс отразился и на геолого-тектоническом строении плиты. В юго-западной части Аравийского полуострова фундамент плиты выходит на поверхность, а в северо-восточной (в Месопотамии) он глубоко погружается с резким возрастанием мощности осадочного чехла (до 10–11 км) и примыкает к альпийской системе хр. Загрос, интенсивно дислоцированного в области Месопотамского краевого прогиба.

На схематическом разрезе (рис. 2) показана динамика субдукционного процесса примерно по линии А–Б (см. рис. 1). В разрезе видно, что мел-палеогеновые терригенно-карбонатные осадки чехла (свиты бангестан, арума, умм-эр, радхун, даммам) смяты в крупные высокоамплитудные складки, образующие линейно-вытянутые антиклинальные структуры, ориентированные вдоль хр. Загрос. Крылья складок крутопадающие (до 60°). Однако по мере удаления от хр. Загрос в глубь Аравийского полуострова дислоцированность отложений падает, а затем затухает совсем, и породы чехла моноклиально, полого погружаются на северо-восток, осложняясь только рядом надвиговых в западном направлении пластин. Выше лежащие среднемиоцен-плиоценовые породы свиты фарс (каменная соль, ангидрит, глины, красноцветные сливные кварцитовидные песчаники) дислоцированы в пологие складки, дисгармоничные по отношению к ниже лежащим осадкам. Дисгармоничность нарастает к хр. Загрос. Вблизи него породы разбиты пологими надвигами на ряд чешуй, напозающих на отложения хребта. На крайнем юго-западе прогиба – это моноклиально залегающие осадочные слои на дислоцированной подсолевой толще. Смятие пород чехла с образованием надвигов вызвано разной скоростью продвижения чехла и фундамента под Иранскую плиту. Геодинамическую модель этого процесса можно представить следующим образом.

Столкновение Аравийской и Иранской плит по-разному отразилось на поведении их чехла и фундамента. Фундамент менее массивной Аравийской плиты начал дробиться на блоки и погружаться под основание Иранской. Чехол же ее, столкнувшись с чехлом Иранской плиты, сдвинул его на восток, уплотнив и смяв в складки. Так сформировался хр. Загрос. Чехол Аравийской плиты, погружаясь частично под Иранскую, тоже оказался смятым в крутые, иногда опрокинутые складки с образованием надвигов. Все это в этапы тектономагматической активизации сопровождалось контрастным щелочным габбро-гранитным магматизмом. Особенность последнего заключаются в том, что разновозрастные базальтовый и гранитный комплексы имеют общие мантийные корни, но первый формируется при участии трансмантийных флюидов в мантии и локализуется в земной коре по зонам



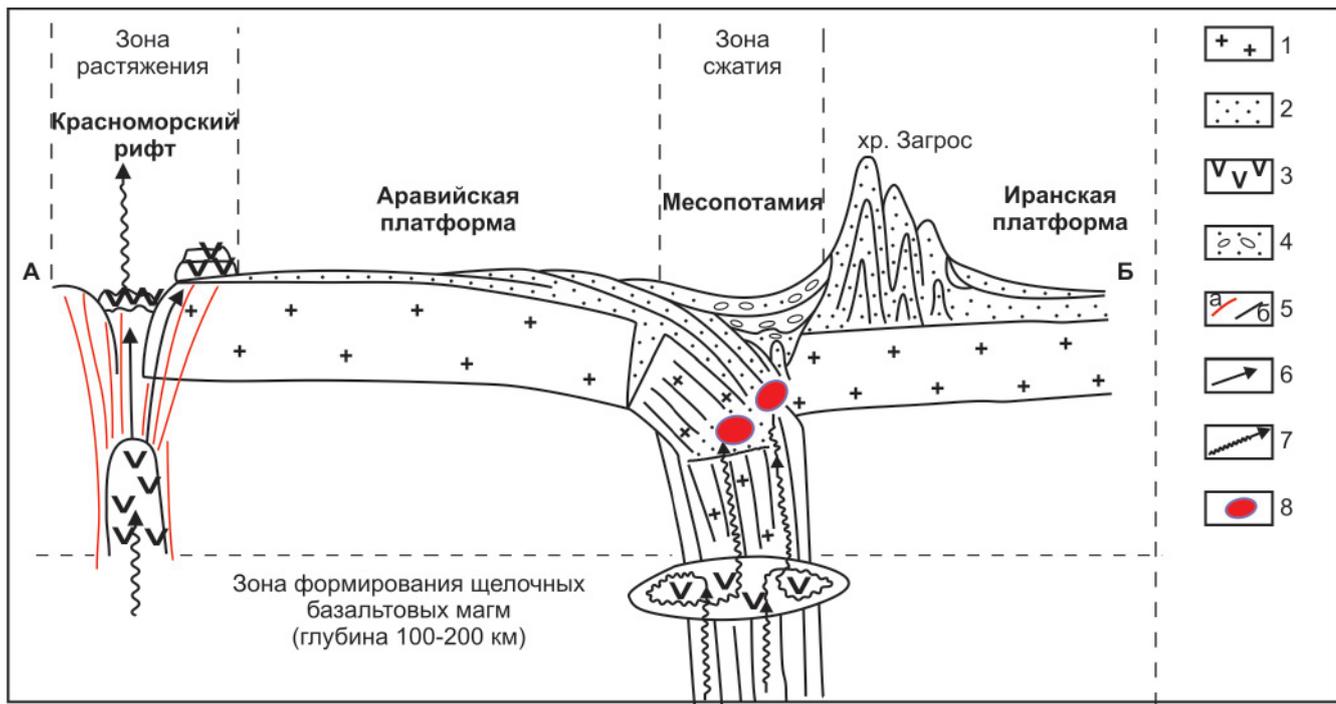
**Рис. 1.** Схема распределения основных нафтидных месторождений на Аравийском полуострове с элементами тектоники (по [http://www.mining\\_enc.ru/p/persidskogo-zaliva-neftegazonosnyj-bassejn](http://www.mining_enc.ru/p/persidskogo-zaliva-neftegazonosnyj-bassejn)), дополненная авторами по материалам [4, 5, 10, 11, 35])

1 – глубинные разломы; 2–3 – тектонические зоны: 2 – сжатия, 3 – растяжения; 4 – чешуйчатые надвиги; 5–6 – вулканы: 5 – поля щелочных N-Q базальтов, 6 – туфы щелочных пород основного ряда; 7–8 – месторождения: 7 – нефти, 8 – газа; 9 – осадочные золотые породы чехла; 10 – Суэцкий канал

растяжения, а второй – при участии тех же флюидов, но только в земной коре [27] по зонам сжатия, и, таким образом, они оказываются пространственно разобщенными. Красноморский рифт представляет собой зону растяжения (скорость 1–2 см/год) и является открытой системой (см. рис. 1). Щелочная базитовая магма образуется на глубине свыше 100 км, там же она насыщается трансмантийным флюидом, несущим рудные элементы и (уже в достаточно большом количестве) соединения углерода (CH<sub>4</sub>, арены и алканы). По отношению Si<sup>87</sup>/Sr<sup>86</sup> считается, что Sr поднимался из глубинных магматических очагов [10]. Базитовая магма изливалась как непосредственно по рифтовой долине, так и по оперяющим разломам на восточных плечах рифта, где формировались харровые поля из N-Q щелочных базальтовых лав и их туфов [5, 11]. Газовая

же часть флюида получала возможность спокойно уйти в атмосферу. В рифтовой долине Красного моря протяженностью 2350 км и максимальной шириной 350 км установлены три тектонические впадины: Атлантис-II (глубина 2170 м), Дискавери (2220 м) и Чейн (2066 м). Температура придонных вод в них составляет 56,5, 44,7 и 34 °С соответственно. При этом придонный осадок прогреет до температуры 62,3 °С, а поверхностные воды Красного моря – до 26–28 °С. В придонных осадках выделяют слои (фации) железистого монтмориллонита, аморфного гетита, сульфидов, манганосидерита, ангидрита и манганита с содержанием окислов железа до 67 %, марганца до 35,5 %, цинка до 12 %, меди до 4,5 % [10].

Однако несмотря на выделение рудного материала из флюида, накопление газа не фиксиру-



**Рис. 2.** Схема геолого-генетической модели нефтидогенеза на примере Аравийской нефтегазовой провинции (разрез по линии А–Б см. на рис. 1) (с использованием материалов [9])

1–2 – элементы платформы: 1 – фундамент, 2 – чехол; 3 – щелочные базальты N-Q возраста диапира и харовых полей; 4 – кремнисто-соленосные отложения свиты фарс ( $N_2$ ); 5 – разломы: а – зоны растяжения, б – зоны сжатия; 6–7 – направления движения: 6 – щелочной базальтовой магмы, 7 – мантийного газово-жидкого флюида, обогащенного углеводородами; 8 – зарождающиеся очаги щелочной гранитизации в зоне сжатия

ется, возможно, из-за высокой температуры прогрева донного осадка. А вот в придонных осадках оз. Киву глубиной 485 м (Восточно-Африканская рифтовая система) установлено скопление газа ( $CH_4 + CO_2$ ) 72 млрд  $m^3$  [5]. Тем не менее синтез нефти из метана не фиксируется, что можно объяснить только отсутствием необходимых для этого условий. Как отмечает Дж. Жермен [48], термодинамика присоединения водорода к углеводородам при атмосферном давлении требует температуры +200 °С, а при более высоких давлениях, например 180 МПа, – свыше +500 °С.

В Месопотамском прогибе (в зоне сжатия) в условиях закрытости разломов уход сформировавшегося щелочного базальтового расплава из мантии был затруднен. Магма оставалась на месте своего зарождения, но постоянно насыщалась трансмантийным флюидом, который смешивался с расплавом, но не растворялся в нем, оставаясь самостоятельной частью системы и имея свое парциальное давление. Из-за большой (в 250–12000 раз) разницы в вязкости базальтового расплава (2,5–120 П [26, 41]) и газового флюида (<0,01 П [2]) последний при нарастании в нем парциального давления до критического покидал базальтовый расплав и уходил к поверхности, унося с собой большие количества  $Si^{4+}$ ,  $Ca^{2+}$ ,  $Na^+$ ,  $K^+$ . По мере движения газового флюида к поверхности и попадания в открытые полости в земной коре происходил резкий сброс давления и всплеск температур флюида (свыше

740 °С), способствовавших возникновению в земной коре очага щелочной гранитизации [27]. В результате обменных химических реакций между флюидом и вмещающими породами земной коры в расплаве появлялись соединения алюмосиликатов типа аллофана, галлуазита, цеолитов и формировался набор химических элементов, характерных для гранитоидных магм. Все эти соединения и химические элементы играли роль катализаторов в синтезе сложных нефтяных цепей из простых УВ и большей частью сохранялись в качестве примеси в образовавшихся нефтях. Неоген-четвертичные очаги гранитизации в настоящее время располагаются на глубине, и прямых следов их проявления на поверхности в виде гранитных массивов может и не быть. Косвенным признаком могут служить неоген-четвертичные проявления урана и радиоактивных вод минеральных источников, встречающиеся в западной и юго-восточной частях Ирана.

### Геодинамика нефтидогенеза Юго-Восточной Азии

**Месторождение нефти Белый Тигр** в настоящее время является крупнейшим в мире. Обнаружено в Южно-Китайском море у берегов Вьетнама в Меконгской впадине, разделенной Коншонским поднятием на северную и южную части. В геологическом строении месторождения выделяются фундамент и чехол. Фундамент представлен нижнемеловой гранитной интрузией. Перекрыт он



чехлом (170 м) из олигоцен-четвертичных терригенно-глинистых и глинистых пород, залегающих на глубине около 3000 м. Наряду с глинистыми породами чехла, столб воды над чехлом тоже играет роль флюидоупора. Кроме этого месторождения в гранитах северной части Меконгской впадины известны месторождения нефти Дракон и Тамдао. В южной части впадины, фундамент которой сложен порфириновидным роговообманковым габбро, установлено единственное проявление нафтидов Дайхунг, представленное кальцитовый жилкой с включением битума [38].

Прежде чем перейти к рассмотрению геологии гранитной интрузии Меконгской впадины следует дать краткое разъяснение. При прекращении подъема магматической интрузии вследствие быстрой одновременной потери ею основной массы летучих в начале кристаллизации остатки летучих, рассредоточенных по магматической колонне, начинают спонтанно подниматься вверх и скапливаться в ее «голове», будучи не в состоянии преодолеть литостатическое давление пород покровышки. Однако по мере накопления летучих парциальное давление газов нарастает. Когда оно сравнивается с литостатическим давлением покровышки, остаточные газы спокойно покидают интрузию. А до этого они на месте своего скопления успевают изменить зону верхнего эндоконтакта самой интрузии, формируя в «голове» колонны сплошной зональный профиль мощностью 20–150 м из пористых глин. Так, на гранитной интрузии формируются профили (сверху вниз): 1) из кварц-каолинитовых, 2) из кварц-серицитовых глин; на основной интрузии: 1) из каолинитовых, 2) из монтмориллонитовых глин; на ультраосновной интрузии: 1) из нонтронитовых глин, 2) из серпентинитовых (лизардитовых) новообразований. При вскрытии интрузий эрозией на поверхность в первую очередь выходят указанные глины, которые исследователями обычно необоснованно относятся к корам выветривания.

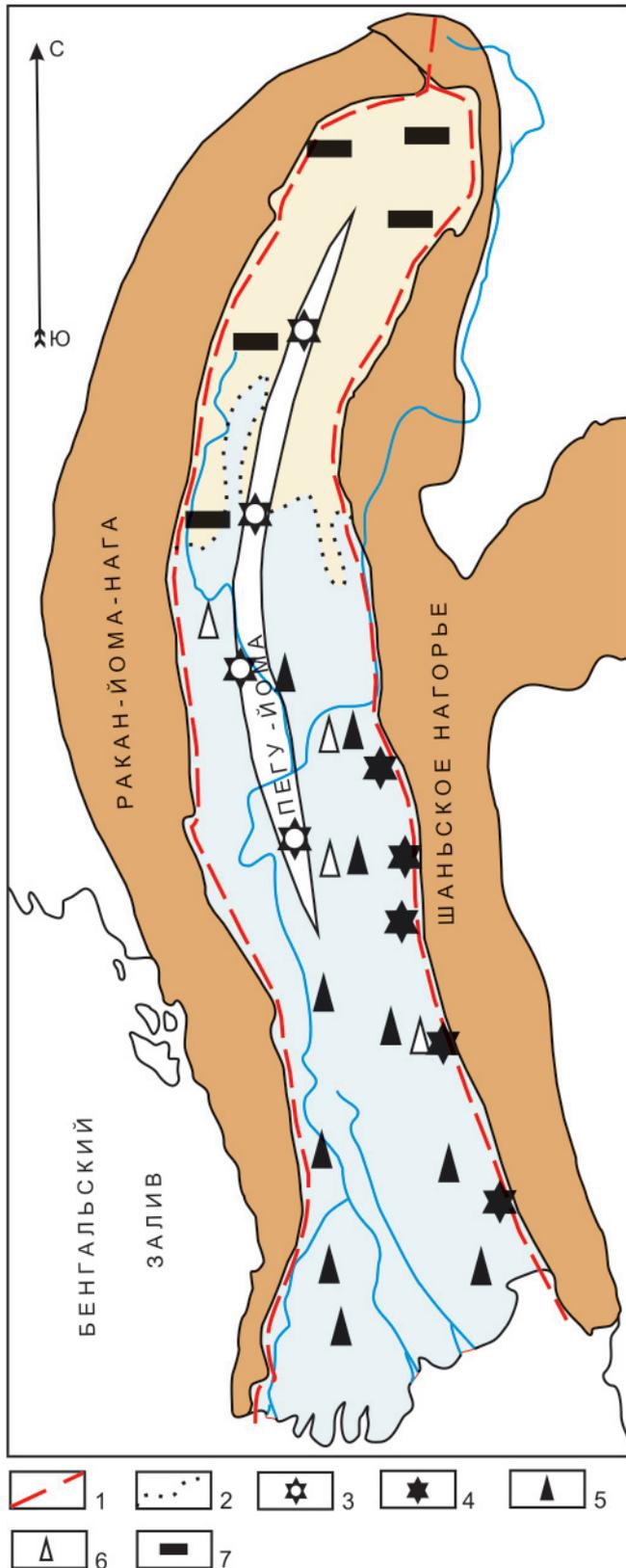
На месторождении Белый Тигр одна скважина углубилась в гранитный фундамент на 1600 м, и весь вскрытый разрез измененных гранитов оказался насыщен нефтью. Гранитные интрузии обычно в процессе кристаллизации уменьшаются в объеме (уплотняются) и рассекаются массой магматических трещин кристаллизации. Трещины часто зияющие, имеют субгоризонтальную и субвертикальную направленность, разбивая магматическую колонну на множество блоков. Когда горячий ( $T > 100$  °С) водонефтяной флюид с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) внедряется в трещиноватую, пусть даже уже холодную интрузию, то между агрессивной сульфатно-гидрокарбонатно-натриевой термой и гранитными стенками трещин начинаются обменные реакции, приводящие к значительному их расширению до каналов, заполненных цеолитами (ломонтитом), маршаллитом и каолинитом – сильно пористым новообразо-

ванным материалом, обладающим прекрасными коллекторскими свойствами. На отдельных участках количество ломонтита в новообразованиях достигает 50 %. Подобными изменениями охвачена, естественно, и первичная кварц-слюдисто-каолинитовая зона в «голове» интрузии. Подошва олигоцен-четвертичной покровышки над гранитами тоже подверглась глинизации и цеолитизации. Последнее свидетельствует о том, что внедрение водонефтяного флюида произошло после олигоцена, возраст локализации нефти в гранитной интрузии и вероятное время ее синтеза – неоген-четвертичное, как и во всей Юго-Восточной Азии. Новообразованная зона маршаллит-цеолит-каолинитовых каналов гранитной интрузии не могла быть сплошной. Между каналами, естественно, сохранялись остатки блоков, сложенных неизменными первичными гранитами, что и отмечалось в пробуренной скважине.

Интересен с точки зрения изучения процессов нафтидогенеза **Иравадийский нефтегазовый бассейн** (НГБ), расположенный в Мьянме (Бирме) (рис. 3) в пределах Иравадийского субмеридионального межгорного (или предгорного) прогиба длиной около 900 км [4, 11, 35]. Прогиб представляет собой зону сжатия между кайнозойским с незавершенной складчатостью хребтом Аракан-Йома-Нага и Шаньским консолидированным герцинским нагорьем. По прогибу течет р. Иравади, впадающая в Андаманское море. Границы Иравадийского НГБ совпадают с крупными глубинными разломами, отраженными в чехле, который сложен кайнозойскими (палеоцен-плиоценовыми) осадками мощностью 13–14 км, смятыми в узкие антиклинальные складки на севере и широкие пологие на юге. В центре прогиба в замке узкого антиклинория Пегу-Йома низко над водой располагается цепь жерл олигоцен-миоценовых вулканов. Прогиб асимметричен, так как зона его максимальной глубины смещена к западной границе. Продуктивны здесь олигоцен-среднемиоценовые осадки. На юге они морские терригенно-карбонатные, в них установлено 33 нефтяных (6 эксплуатируются) и 5 газовых месторождений. На севере разрез олигоцен-среднемиоценовых осадков представлен континентальной красноцветной молассой с пластами углей, одно их месторождение разрабатывается. К этому же времени относится деятельность вулканов с приповерхностным заложением магматических очагов. Жерла вулканов к середине миоцена оказались закупоренными плиоценовыми дацитовыми куполами, а сами они находятся в гидросольфатарной стадии. И только на востоке прогиба, вдоль ограничивающего его глубинного разлома, до сих пор функционирует группа подводных грязевых вулканов. В северной части прогиба разрез олигоцена – среднего миоцена представлен континентальными осадками красноцветной молассы (конгломератами, песчаниками, алевролитами



Иравадийский нефтегазоносный бассейн



**Рис. 3.** Схема Иравадийского нефтегазоносного бассейна (Мьянма, Юго-Восточная Азия) (по материалам [4, 11, 35])

1 – основные разломы; 2 – граница континентальных и морских отложений; 3 – палеоген-неогеновые потухшие вулканы; 4 – действующие грязевые вулканы; месторождения: 5 – нефти, 6 – газа, 7 – угля

и аргиллитами с пластами углей). Перекрывающий их верхнемиоцен-плиоценовый континентальный комплекс (серия Иравади) мощностью до 3 км сложен красноцветной молассой из песчаников, галечников с прослоями глин и конгломератов. Здесь имеется редкая возможность по прямым признакам вывести на один временной уровень проявления гранитного магматизма, угленакопления и формирования месторождений нафтидов. Следует обратить внимание на то, что нефтяные залежи сосредоточены только в морских олигоцен-среднемиоценовых осадках серии Пегу, синхронных по возрасту гранитному магматизму Пегу-Йома. Ни в подстилающих, ни в перекрывающих их континентальных комплексах не отмечено нефтегазовых проявлений. Обращает на себя внимание синхронность времени формирования в морских осадках нефтяных, газовых месторождений, а в континентальных – угольных с проявлением гранитного магматизма.

Признание абиогенного способа образования нефти позволяет высказать предположение о зарождении нефтяных месторождений начиная с протерозоя. Учитывая, что нефть – продукт неустойчивый, а Земля – организм достаточно «живой», то до наших дней в жидком виде могла сохраниться только молодая нефть. Что же остается в «сухом остатке» после «отмирания» жидкой нефти водонефтяной залежи? Как следует из состава водонефтяного флюида, его покидают вода и газовая составляющая, остаются твердый битум, тонко пропитанный кремнеземом (бывшим в форме  $H_2SiO_3$  в воде), который представлен (в зависимости от возраста твердого остатка) опалом, халцедоном и кварцем. Такие кремнисто-битуминозные горизонты известны в карбонатных породах баратальской свиты  $R_3-V$  Горного Алтая, в карбонатных – западносибирской (V) и белкинской (V- $E_1$ ) свитах Горной Шории, в алеврито-сланцевых образованиях тулююльской свиты ( $E_1$ ) Кузнецкого Алатау, в карбонатных отложениях куанамской свиты ( $E_1$ ) юго-восточного Прианабарья, в алеврито-сланцевой сульфидизированной толще с Au-Sr ассоциацией (Sr до 1,2 %) ташантинской свиты ( $D_2$ ) Юстыдского прогиба Горного Алтая, в пермских алеврито-глинистых осадках восточного Прианабарья и др. Все битуминозные горизонты залегают в морских породах согласно с их напластованием (стратиформно).

В связи с этим можно отметить следующее. Даже в нафтидных месторождениях Ближнего Востока обращает на себя внимание тот факт, что в свите араб ( $J_3$ ), представленной морскими оолитовыми известняками, оолиты имеют концентрическое строение: кальцитовые концентры перемежаются с нормальными нефтяными [49]. Это говорит об одновременном образовании толщи известняка и нефтяной залежи в нем и о существовании в Месопотамии двух временных уровней синтеза нефти



из УВ и формирования месторождений, еще сохраняющих жидкую нефть  $J_3-K_1$  и N-Q.

Из опубликованных материалов [18] известно, что на Восточно-Тихоокеанском поднятии и Средне-Атлантическом хребте с активным вулканизмом из донных гидротерм (температура 330–400 °С) отобраны и изучены пробы углеводородов и нефти, состоящие из алканов  $C_{10}-C_{40}$  и ароматических УВ.

Попадая на раздел осадок – вода, под гидростатическим давлением водной толщи углеводороды распределяются по дну океанов, заполняя все понижения в рельефе, и захороняются в синхронных им по возрасту осадках различного состава. И таких источников нефтей на дне океанов немало. Например, в настоящее время в бассейне Санта-Барбара Калифорнийского залива из ряда черных «курильщиков» наряду с рудными рассолами фонтанирует уже синтезированная настоящая нефть [18], которая на разделе осадок – вода накапливается в современных придонных осадках независимо от их состава. Скорость накопления нефти в залежах, по экспертным оценкам, может достигать 4 млн т/год [16].

Газ поступал с продуктами основного вулканизма и принудительно под давлением водного столба сеноманского глубоководного моря накапливался совместно с рыхлыми морскими песчаниками покурской свиты ( $K_1ar-K_2sm$ ), погребенными в дальнейшем под морскими же туфогенно-глинисто-кремнистыми осадками позднего мела – палеогена.

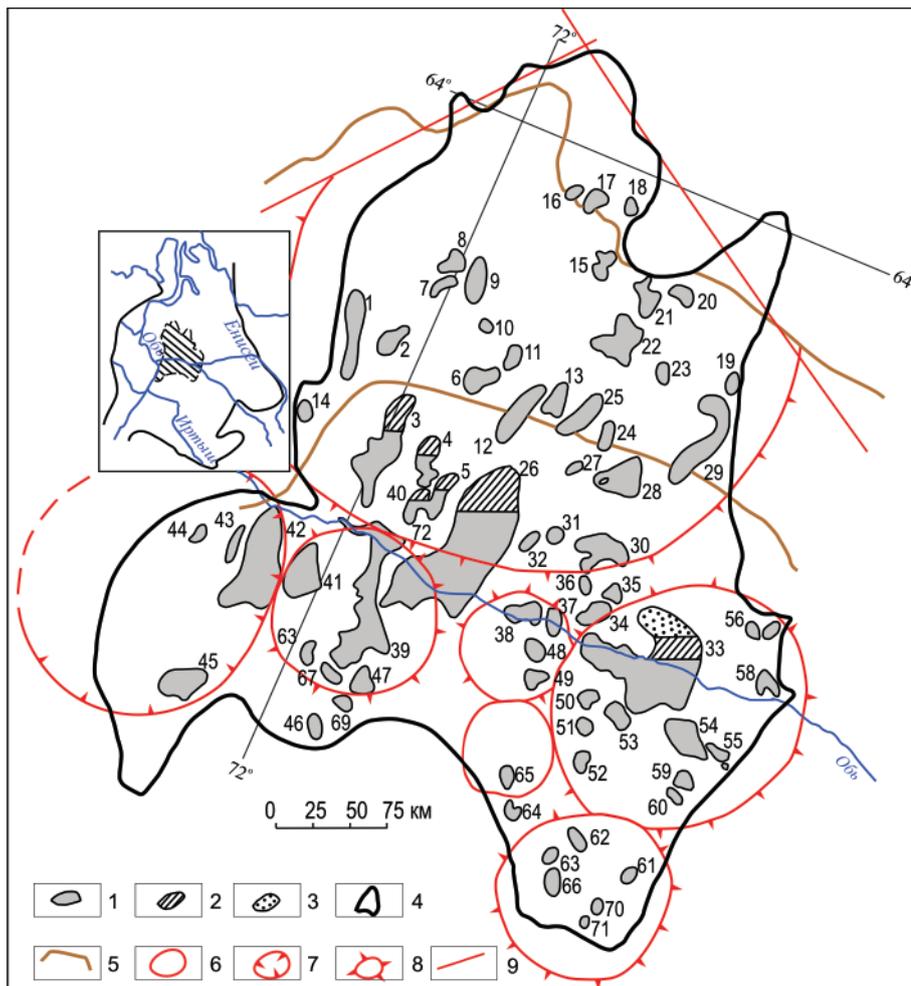
### Геодинамические аспекты нефтидогенеза в Сибири

Юг Сибири, включающий южные районы Западно-Сибирской плиты (ЗСП), Алтае-Саянскую складчатую область, Байкальскую горную страну, располагается в пределах неоген-четвертичный тектонически активной территории [45], для которой характерны землетрясения магнитудой свыше 5 баллов, излияния базальтовых лав, наличие (по прямым и косвенным признакам) на глубине очагов современной щелочной гранитизации в Алтайском крае (Белокуриха), Горном Алтае (Калгутинский купол), Кемеровской области (Терсинское поднятие), Байкальском рифте, Тункинской впадине и др. Поэтому в пределах ЗСП, возможно, существуют два возрастных уровня нефти, сохранившейся еще в жидком состоянии: 1) позднеюрско-раннемеловой (конседиментационные месторождения баженновской свиты), нефть которой уже на 60 % превратилась в твердые битумы, 2) неоген-четвертичный, формирующий «многоэтажные» постседиментационные месторождения как в чехле, так и в фундаменте, где установлено уже 64 месторождения нефти и газа [17].

Самым главным нефтеносным районом Западно-Сибирского НГБ, где сосредоточены практически все крупные месторождения нефти (Фе-

доровско-Сургутское, Большое Саянское, Салымское и др.) является **Среднеобская нефтегазоносная область** (НГО) (рис. 4). Расположена она в пределах субширотного течения р. Обь, огибающей Сибирские Увалы. Последние сформировались в четвертичный период в обстановке активизации неотектонических движений за счет тангенциального сжатия со стороны арктической плиты (данные С. А. Архипова, В. В. Вдовина и др., 1970 г.). В зоне Среднеобской НГО фиксируется общая приподнятость фундамента ЗСП, образующего систему крупных купольных поднятий. Здесь установлены самые высокие температуры по поверхности фундамента на глубине 3500 м (125–150 °С) и самый высокий современный градиент температур для всей ЗСП (40–47 °С/км) [7]. А это значит, что в фундаменте на глубине 16–18 км может существовать крупный современный очаг гранитизации. Именно в этой зоне отмечает наибольшее скопление кольцевых структур [15] (см. рис. 4) по сравнению с другими районами ЗСП, которые могли бы отвечать магматическим очагам. В их пределах и располагаются практически все месторождения нефти. Южнее Среднеобской НГО в границах ЗСП располагаются только разрозненные мелкие нефтяные месторождения, а севернее – только газовые и газоконденсатные. В последнее десятилетие при разведке Нонг-Еганского месторождения нефти, расположенного в центральной части Среднеобской НГО, на глубине 2940,0–2943,9 м в породах георгиевской свиты ( $J_3$ ), сложенной известково-мергелисто-аргиллитовой толщей, скважиной вскрыта жильная золотополиметаллическая минерализация, секущая свиту и изменяющая вмещающие породы [13]. По-видимому, минерализация достигает привершинной части рельефа Сибирских Увалов, сложенных четвертичными породами. Ручьи, стекающие с них и впадающие справа в р. Обь, выносят знаки золота до песчаных кос реки, где они и были отмечены в начале 1960-х гг.: сначала охотниками в желудках глухарей, добытых на этих косах, а потом уже геологами в шлихах из ручьев. Ни выше, ни ниже по течению р. Обь золото в речных песчаных косах не встречается. Это прямое подтверждение существования в фундаменте Среднеобского НГО современных очагов гранитизации, способных синтезировать нефть из метана, алканов и ароматических УВ, поступающих из мантии, и поставлять ее под АВГД с высокими пластовыми температурами (до 125 °С) в вышележащие отложения.

Так, на Салымском месторождении, по данным [12], нефть основной залежи (плотность 0,88 г/см<sup>3</sup>, сера 1 %) баженновской свиты содержит споры и пыльцу позднеюрско-раннемелового возраста. После нескольких лет отработки в некоторых нефтяных залежах с АВГД осевой разломной зоны Салымского свода вдруг в нефти стали фиксировать споры и пыльцу ранне-среднеюрского (до



**Рис. 4.** Карта размещения месторождений нефти Среднеобской НГО (по материалам [6, 15])

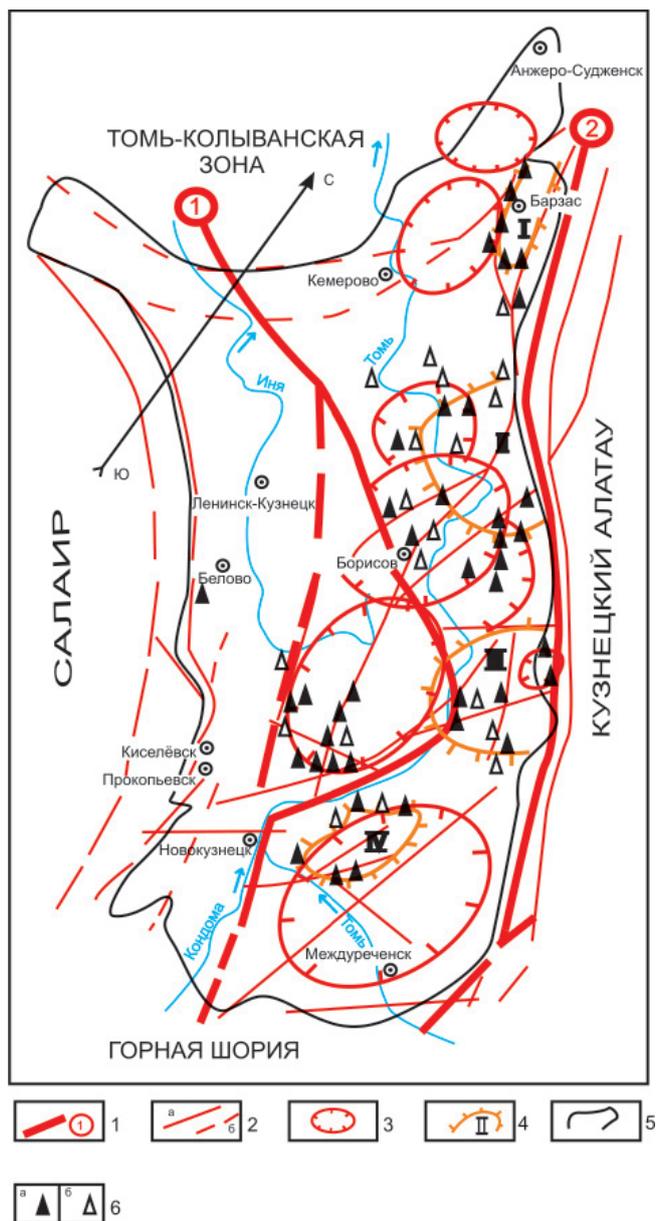
1–3 – составляющие месторождений: 1 – нефть, 2 – газоконденсат, 3 – газ; границы: 4 – НГО, 5 – Сибирских Увалов; 6–8 – кольцевые структуры: 6 – неясного генезиса, 7 – впадины, 8 – поднятия; 9 – глубинные разломы. Номера основных крупных месторождений: 26 – Федоровско-Сургутское, 33 – Большое Самотлорское, 42 – Салымское

35 %) и микрофоссилий (споро-пыльца и акритархи) позднепалеозойского (до 39 %) возраста. После следующих 6–8 лет эксплуатации месторождения в сводовой зоне появилась нефть, в которой мезозойские или позднепалеозойские микрофоссилии почти не встречаются, зато обильны раннепалеозойские (80–90 %). Иными словами, по мере отработки нефтяной залежи идет постоянный подток нефти из глубины недр, что и обеспечивает регенерацию отработанных участков месторождения. Плотность поступающей нефти 0,80–0,86 г/см<sup>3</sup>, серы 0,5–0,7 %. Отчетливо выраженная зональность между нефтями основной залежи и приразломными с АВПД свидетельствует о том, что последние залежи довольно молодые и еще не успели перемешаться с нефтью основной залежи.

Обладая аномально высоким пластовым давлением, горячий водонефтяной флюид по разломам поступал в более высокие толщи земной коры, оставляя следы этого движения на вмещающих породах и формируя по разрезу разновозрастных пород в благоприятных условиях нефтяные залежи – «этажи», эпигенетические по отношению к вмещающим породам. В нефтегазоносных областях Западно-Сибирского НГБ эти следы представлены (в зависимости от того, какие породы фундамента пересекал водонефтяной флюид) наложенными гнездами и прожилками кальцита с включениями

битума или кремнисто-глинисто-слюдистыми продуктами с битумом. И в обоих случаях эти новообразования сопровождаются каолинитом, диаспором и диккитом (температура образования 220 °С. Прослеживаются они в породах чехла от юры до нижнего мела (до «баженовского» горизонта) включительно [34]. Вероятно, этим объясняется то, что почти во всех нефтях НГБ отношение  $Al_2O_3:SiO_2 \geq 1$  [8]. Поскольку очаги щелочной гранитизации способны зарождаться на любом благоприятном для этого уровне земной коры в пределах 10–25 км, то и нефтяные залежи могут локализоваться на разных глубинах (от первых сотен метров до двух десятков километров). Таков наиболее вероятный механизм формирования постседиментационных нефтяных месторождений.

В **Кузнецком прогибе**, разбитом на две примерно равные части субмеридиональным Виноградовским глубинным разломом (разлом 1 на рис. 5), в стадию растяжения и прогибания ( $D_1-T_1$ ) сформировался карбонатно-терригенный чехол мощностью до 10,5 км, прослоенный лавами и горизонтами туфопесчаников, туфов основных пород. Между Виноградовским глубинным разломом и Кузнецко-Алатауским рифтом (разлом 2 на рис. 5), фиксирующим границу Кузнецкого прогиба вдоль его восточного борта, в пермских угленосных отложениях к настоящему времени установлено более 600 про-



**Рис. 5.** Тектоническая схема Кузнецкого прогиба (по материалам [15, 44] и топопланшетам м-ба 1:300 000)

1 – граничные глубинные разломы и их номера: 1 – Виноградовский (по фундаменту и чехлу), 2 – Кузнецко-Алатауский; 2 – прочие глубинные разломы: а – установленные, б – предполагаемые; 3 – кольцевые структуры; 4 – купольные части поднятий и их номера (I – Барзасское, II – Крапивинское, III – Терсинское, IV – Абашевское); 5 – граница Кузнецкого прогиба; 6 – проявления а – нефти, б – газа

явлений нефти и газа. Они приурочены к разломам как в антиклинальных, так и в синклинальных складках, сформировавшихся по склонам четырех поднятий, основания которых занимают всю рифтовую зону. Восточная часть прогиба между Виноградовским разломом и Кузнецко-Алатауским рифтом с юрского времени до сих пор находится в состоянии сжатия. С этого времени в осадках чехла должно было начаться формирование нефтегазовых резервуаров. Это подтверждено определениями абсолютного возраста газа, вскрытого скважинами

в различных резервуарах из чехла прогиба. Возраст газов определен по соотношению He/Ar и колеблется на Барзасском поднятии (I) от  $N_1^3$  до  $N_3^3$ , на Крапивинском куполе (II) сохранились еще резервуары газа  $K_2t$ ,  $K_2st$ ,  $P_1^2$ ,  $P_3^2$  и от  $N_2^1$  до  $N_3^2$ , на Терсинском поднятии (III) –  $P_2^3$  и  $N_1^3$ , на Абашевском (IV) –  $P_3^2$  и от  $N_1^3$  до  $N_2^1$  [43].

Самый высокий градиент температур на Терсинском поднятии, составляющий в интервалах первого километра глубины 40–43 °С, а на 2000 м – уже 62 °С. По составу вод и поступающих из глубины газов В. И. Будников (СНИИГГиМС) в 1960 г. заключил, что в фундаменте под Терсинским поднятием существует современный магматический очаг. Терсинское поднятие представлено в рельефе двумя округлыми куполами и отражено по основанию на космогеологической карте [15] двумя кольцевыми структурами, в пределах которых сосредоточены в основном проявления газа, твердых и полужидких битумов и жидкой нефти. На поверхности купола сложены терригенно-углистыми отложениями ерунаковской свиты ( $P_2$ ). При геологической съемке м-ба 1:200 000 в 1963 г. И. В. Неутриевская и Г. А. Солдатова отметили, что в шлихах из русел ручьев, текущих с куполов Терсинского поднятия и впадающих в рр. Средняя Терсь и Верхняя Манакова, присутствуют знаки золота. Вне Терсинского поднятия в ерунаковских отложениях во всем Кузнецком прогибе золота не встречено. Это уточняющий аргумент в пользу существования под поднятием магматического очага современной гранитизации. Проявления жильных нефтяных битумов с кальцитом фиксируются в породах чехла начиная с его основания: в конгломератах и песчаниках  $D_1$ , залегающих со стратиграфическим перерывом на породах фундамента, и прослеживаются до верхов чехла ( $J_2$ ) включительно. Следовательно, основные нефтегазовые залежи следует искать в благоприятных для локализации коллекторах фундамента. Такими коллекторами является карбонатная толща мощностью 2500 м енисейской серии ( $R_3$ – $E_1$ ), представленная мраморизованными известняками, доломитами с прослоями мергелей и кварцитов, перекрытая сланцами и эффузивами ( $E_2$ – $O_1$ ) мощностью 1500 м. Примерная глубина залегания кровли продуктивной карбонатной толщи от 3 км на Барзасском поднятии до 6,5 км – на Абашевском [43].

### Выводы

На основании изложенного можно сделать следующие обобщающие выводы:

- месторождения нефти могут формироваться в консолидированных складчатых областях и на платформах, в морских и континентальных осадках;
- формирование месторождений нефти синхронно этапам тектономагматической активизации с проявлением контрастного щелочного габбро-гранитного магматизма с разобщением в пространстве основных и кислых интрузий;



– нефть локализуется в тектонических зонах сжатия, где зарождаются очаги щелочной гранитизации;

– синтез из простых ( $\text{CH}_4$ , алканов и аренов) сложных нефтяных соединений может осуществляться в очагах щелочной гранитизации, о чем свидетельствует состав примеси в нефтях редких металлов, глинистых и гелеобразных алюмосиликатов, характерных для этих магм;

– нефтяные залежи могут быть как сингенетическими вмещающему их осадку, так и эпигенетическими;

– сингенетические нефти приурочены обычно к морской толще, сформировавшейся в узком временном интервале, соответствующем проявлению щелочного гранитного магматизма, из подводных источников типа черных и белых «курильщико́в», поставлявших готовую нефть; в континентальных отложениях им соответствуют разновозрастные месторождения углей;

– по зонам растяжения глубинных разломов, где очаги щелочной гранитизации образоваться не могут, способны сформироваться в благоприятных условиях только газовые и газоконденсатные месторождения.

Кроме того, выявлены эпигенетические признаки нефтяных месторождений:

– в нефтяном месторождении можно встретить несколько продуктивных горизонтов («этажей») как в бывших морских, так и в континентальных осадках, иногда пространственно даже совмещенных с пластами более древних углей, что и наблюдается в юрских отложениях Западно-Сибирского НГБ [19];

– в одном нефтеносном коллекторе могут находиться залежи нефти различного молекулярного и физико-химического состава и даже разной температуры; подобное явление наблюдается в нефтеносных залежах Волгоградской области [23] и Среднеобского НГО ЗСП [12];

– нефтяные залежи локализуются в породах кристаллического фундамента;

– имеются нефтеносные залежи с аномально высоким пластовым давлением и повышенными температурами;

– нефть, которая в настоящее время еще сохраняется в жидком виде, может быть только двух возрастов: позднеюрско-раннемелового (остатки) и неоген-четвертичного.

Отработка нефтяных ресурсов позднеюрско-раннемеловых месторождений – потери невозобновляемые. Ресурсы неоген-четвертичной нефти по мере отработки месторождений, пока существуют действующие очаги щелочной гранитизации, постоянно восполняются и относятся к ресурсам возобновляемым.

Преимущество гипотезы абиогенного генезиса нефти перед органогенным в том, что она позволяет определять конкретный возраст прогнозируемой

нефти, место ее локализации, возраст и состав пород, потенциально способных вмещать нефтяные залежи.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Амшинский, Н. Н.** Редкоземельно-редкометалльное оруденение Горного Алтая и его промышленное значение [Текст] / Н. Н. Амшинский, Г. Н. Черкасов // Большой Алтай – уникальная золотополиметаллическая провинция Центральной Азии : матер. междунар. геол. конф.). – Усть-Каменогорск, 2010. – С. 44–45.

2. **Антипин, Л. Н.** Электрохимия расплавленных солей [Текст] / Л. Н. Антипин, С. Ф. Важенин. – М. : Metallurgizdat, 1964. – 356 с.

3. **Валуконис, Г. Ю.** Роль подземных вод в формировании месторождений полезных ископаемых [Текст] / Г. Ю. Валуконис, А. Е. Ходьков. – Л. : Недра, 1978. – 296 с.

4. **Власова, Т. Ф.** Физическая география материков [Текст] / Т. Ф. Власова. – М. : Просвещение, 1976. – 464 с.

5. **Восточно-Африканская** рифтовая система. Т. III [Текст] / В. В. Белоусов, В. М. Герасимовский, А. В. Горячев [и др.]. – М. : Наука, 1974. – 288 с.

6. **Геология** и полезные ископаемые России. Западная Сибирь. Т. 2 [Текст] / Гл. ред. В. П. Орлов. – СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. – 477 с.

7. **Геотермическая** карта СССР в масштабе 1:5 000 000 : Объяснительная записка [Текст] / Гл. ред. Ф. А. Макаренко. – М. : Недра, 1972. – 40 с.

8. **Геохимия** юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности [Текст] / А. Э. Конторович, Е. Л. Берман, Л. И. Богородская [и др.] // Тр. СНИИГГиМС. – 1971. – Вып. 36. – 250 с.

9. **Глубинная** тектоника древних платформ северного полушария [Текст] / П. Н. Кропоткин, Б. М. Валяев, Р. А. Гафаров [и др.]. – М. : Наука, 1971.

10. **Дзоценидзе, Г. С.** Горячие рассолы Красного моря и вопросы вулканогенно-осадочного рудогенеза [Текст] / Г. С. Дзоценидзе // Геология рудных месторождений. – 1972. – Т. 14, № 5. – С. 3–21.

11. **Зарубежная** Азия [Текст] / Д. Л. Арманд, Б. Ф. Добрынин, Ю. К. Ефремов [и др.]. – М. : Госучпедиздат, 1956. – 607 с.

12. **Климушина, Л. П.** Новое о геологическом строении Салымского месторождения (по палеонтологическим данным) [Текст] / Л. П. Климушина, А. М. Медведева // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа : матер. IV Междунар. конф. – М. : МГУ, 2000. – С. 121–124.

13. **Колокольцев, В. Г.** Золотополиметаллическая минерализация в позднеюрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [Текст] / В. Г. Колокольцев, А. И. Ларичев, М. В. Мордвинцев // Алмазы и благородные метал-



лы Тимано-Уральского региона. – Сыктывкар : Геопринт, 2006. – С. 182–183.

14. **Королев, Ю. М.** Новые аспекты происхождения нефтяных углеводородов [Текст] / Ю. М. Королев // Нефтехимия. – 2001. – Т. 41, № 4. – С. 258–263.

15. **Космогеологическая** карта территории СССР масштаба 1:2 500 000 [Карта] / Гл. ред. Е. А. Козловский. – М. : Аэрогеология, 1982.

16. **Красный, Л. И.** Новейшая тектоника и проблемы «возобновляемой минерагении» [Текст] / Л. И. Красный // Эволюция тектонических процессов в истории Земли : матер. 37-го Тектонич. совещ. – Новосибирск, 2004. – С. 269–270.

17. **Краюшкин, В. А.** Абиогенно-мантийный генезис нефти [Текст] / В. А. Краюшкин. – Киев : Наукова Думка, 1984. – 176 с.

18. **Краюшкин, В. А.** Вулканизм, нефть и природный газ [Текст] / В. А. Краюшкин // Вулканизм и биосфера : Тез. докл. 1-й Междунар. науч. конф. – Туапсе, 1998. – С. 12–13.

19. **Кропачев, Н. М.** Методика и результаты прогноза коллекторов продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> на Западно-Варьеганской площади [Текст] / Н. М. Кропачев // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа : матер. IV Междунар. конф. – М. : МГУ, 2000. – С. 159–162.

20. **Кропоткин, П. Н.** Происхождение углеводородов земной коры [Текст] / П. Н. Кропоткин // Материалы дискуссии по проблеме происхождения и миграции нефти. – Киев : Изд-во АН УССР, 1956. – С. 94–125.

21. **Кропоткин, П. Н.** Твердые битумы, нефть и горючие газы в интрузиях гипербазитов, в траппах и вулканических трубках [Текст] / П. Н. Кропоткин, К. Л. Шахворостова // Проблема миграции нефти и формирования скоплений нефти и газа. – М. : Гостоптехиздат, 1959. – С. 151–164.

22. **Кудрявцев, Н. А.** Генезис нефти и газа [Текст] / Н. А. Кудрявцев. – Л. : Недра, 1973. – 241 с. – (Тр. ВНИГРИ ; вып. 319).

23. **Куклинская, А. Я.** Использование теории каталического нефтегазообразования в практике геологоразведочных работ [Текст] / А. Я. Куклинская // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа : матер. IV Междунар. конф. – М. : МГУ, 2000. – С. 132–134.

24. **Менделеев, Д. И.** Нефтяная промышленность в Северо-Американском штате Пенсильвания и на Кавказе [Текст] / Д. И. Менделеев // О происхождении нефти. Т. 10. – М. : Изд-во АН СССР, 1949.

25. **Новые** данные о возможности каталического абиогенного синтеза углеводородов в земной коре [Текст] / К. Г. Ионе, В. М. Мысов, В. Г. Степанов [и др.] // Нефтехимия. – 2001. – Т. 41, № 3. – С. 178–184.

26. **Персиков, Э. С.** Вязкость магматических расплавов [Текст] / Э. С. Персиков. – М. : Недра, 1967. – 343 с.

27. **Перчук, Л. Л.** Глубинные флюидные потоки и рождение гранита [Текст] / Л. Л. Перчук // Соросовский образовательный журнал. – 1997. – № 6. – С. 56–63.

28. **Перчук, Л. Л.** Флюиды в нижней коре и верхней мантии Земли [Текст] / Л. Л. Перчук // Вестн. МГУ. Сер. 4. – 2000. – № 4. – С. 25–29.

29. **Пиковский, Ю. И.** Концепция нефтегазообразования и локальный прогноз углеводородных скоплений [Текст] / Ю. И. Пиковский // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа : матер. 2-й Междунар. конф. к 60-летию геол. фак. МГУ. – М. : МГУ, 1998. – С. 160–162.

30. **Порфирьев, В. Б.** Природа нефти, газа и ископаемых углей. Абиогенная нефть. Т. 2 [Текст] / В. Б. Порфирьев. – Киев : Наукова думка, 1987. – С. 78–103.

31. **Рябчиков, И. Д.** Флюидный режим мантии Земли [Текст] / И. Д. Рябчиков // Вестн. ОГГГН РАН. – 1999. – Т. 1, № 3. – С. 142–152.

32. **Свистунов, Е. П.** Новые данные о нефтегазонасности глинисто-кремнистых отложений эоцена западной Камчатки [Текст] / Е. П. Свистунов // Геология и полезные ископаемые недр. – М. : Геоинформмарк, 1999. – С. 3–10.

33. **Сейфуль-Мулюков, Р. Б.** Нефть – углеводородные последовательности: анализ моделей генезиса и эволюции [Текст] / Р. Б. Сейфуль-Мулюков. – М., 2010. – 176 с.

34. **Сердюк, З. Я.** Новые данные о бокситонасности Западно-Сибирской плиты [Текст] / З. Я. Сердюк, Т. Ф. Сидоренко, С. М. Яшина // Матер. X совещ. Сибирского отделения Комиссии по осадочным породам при отделении геологии, геофизики и геохимии АН СССР. – Новосибирск, 1975. – С. 36–39.

35. **Словарь** по геохимии нефти и газа [Текст] / К. А. Черников, М. Г. Аристаров, Я. А. Драновский [и др.]. – Л. : Недра, 1988. – 679 с.

36. **Соколов, Б. А.** Типы флюидодинамических систем, формирующих месторождения полезных ископаемых [Текст] / Б. А. Соколов, В. И. Старостин // Вестн. МГУ. Сер. 4. – 2000. – № 4. – С. 40–45.

37. **Тараненко, Е. И.** Закономерности нефте- и газообразования по данным геофлюидодинамического моделирования [Текст] / Е. И. Тараненко, В. И. Ермолкин // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа : матер. 2-й Междунар. конф. к 60-летию геол. факультета МГУ. – М. : МГУ, 1998. – С. 200–201.

38. **Токсические** вещества в минералах пегматитовых месторождений [Текст] / А. Г. Бушев, Д. Н. Хитаров, Н. А. Черкашина [и др.] // 8-е Совещ. «Термобарогеохимия геологических процессов» : Тез. докл. – М., 1992. – С. 170–171.

39. **Углеводороды** газово-жидких включений в минералах гранитоидов фундамента нефтяных областей [Текст] / В. П. Гаврилов, А. Д. Дзюб-



ло, В. В. Поспелов, О. А. Шнип // Геология нефти и газа. – 1997. – № 2. – С. 41–44.

40. **Флюидный** режим земной коры и верхней мантии [Текст] / Ф. А. Летников, И. К. Карпов, А. И. Киселев [и др.]. – М. : Наука, 1977. – 216 с.

41. **Хитаров, Н. И.** Ликвация в природных силикатных расплавах [Текст] / Н. И. Хитаров, В. А. Пугин // Геохимия. – 1978. – № 6. – С. 803–820.

42. **Хитаров, Н. И.** Основные закономерности отделения воды от магматических расплавов гранитного состава [Текст] / Н. И. Хитаров, А. А. Кадик, Е. Б. Лебедев // Геохимия. – 1967. – № 11. – С. 1274–1284.

43. **Черкасов, Г. Н.** Нефтегазовый потенциал Кузнецкого прогиба (Западная Сибирь) [Текст] / Г. Н. Черкасов, Г. Н. Шаров, В. А. Ашурков // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 1(9). – С. 107–121.

44. **Черкасов, Г. Н.** Перспективы ураноносности Горного Алтая [Текст] / Г. Н. Черкасов, А. П. Долгушин, М. И. Баженов // Большой Алтай – уникальная редкометалльно-золотополиметаллическая провинция Центральной Азии: матер. междунар. геол. конф. – Усть-Каменогорск, 2010. – С. 181–183.

45. **Черкасов, Г. Н.** Современный Центрально-Азиатский суперплюм и его нефтидо-рудогенез [Текст] / Г. Н. Черкасов // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ и их парагенезисы. – М. : ГЕОС, 2008. – С. 512–515.

46. **Шахновский, И. М.** Формирование залежей нефти и газа в нетрадиционных резервуарах [Текст] / И. М. Шахновский // Геология нефти и газа. – 1997. – № 9. – С. 38–41.

47. **Gassimova, F. I.** Polycyclic aromatic hydrocarbons (PAH) in diamonds and other minerals from the kimberlite pipes of Mir and Udachnaya-Vostochnaya [Text] / F. I. Gassimova, F. P. Melnikov // PACROFI YII: Pan-Amer. Conf. Res. Fluid Inclusion., Las-Vegas. (Ntv.), June 1–4, 1998; Program and Abstr. – Las-Vegas, 1998. – P. 33.

48. **Germain, J. E.** Catalytic conversion of hydrocarbons [Text] / J. E. Germain. – Academic Press, 1969. – 312 p.

49. **Ibe, A. C.** In situ formation of petroleum in oolites; a case study of the Arab Formation oolite reservoirs [Text] / A. C. Ibe // J. Petrol. Geol. – 1985. – Vol. 8, N 3. – P. 331–341.

50. **McCullom, T. M.** Hydrous pyrolysis of polycyclic aromatic-hydrocarbons and implications for the origin of PAH in hydrothermal petroleum [Text] / T. M. McCullom, B. R. Simoneit, E. L. Shock // Energy and fuels – J. An. Amer. Chemical Soc. – 1999. – Vol. 13, N 2. – P. 401–410.

51. **The gas** compositions of inclusions in accessory minerals of barofavourite and heavy level types of magmatic complexes of rocks of Thein Shan / R. G. Yusupov, V. S. Polickovsky, I. A. Savarddinov [et

al.] // PACROFI YII: Pan-Amer. Conf. Res. Fluid Inclusion., Las-Vegas. (Ntv.), June 1–4, 1998; Program and Abstr. – Las-Vegas, 1998. – P. 72.

## REFERENCES

1. Amshinskiy N.N., Cherkasov N.N. [Rare earth-rare metal mineralization of Mountain Altai and its commercial significance]. *Mater. Mezhdunar. geolog. konf. "Bol'shoy Altay – unikal'naya redkometal'no-zoloto-polimetallicheskaya provintsiya Tsentral'noy Azii"* [Matters Int. Geol. Conf. "Great Altai – a unique gold-polymetallic province of Central Asia"]. Ust Kamenogorsk, 2010, pp. 44–45. (In Russ.).

2. Antipin L.N., Vazhenin S. F. *Elektrokhimiya rasplavlennykh soley* [Fused salt electrochemistry]. Moscow, Metallurgizdat, 1964. 356 p. (In Russ.).

3. Valukonis G.u., Khod'kov A.E. *Rol' podzemnykh vod v formirovanii mestorozhdeniy poleznykh iskopaemykh* [The role of groundwater in the formation of mineral deposits]. Leningrad, Nedra Publ., 1978. 296 p. (In Russ.).

4. Vlasova T.F. *Fizicheskaya geografiya materikov* [Physical geography of continents]. Moscow, Proveshchenie Publ., 1976. 464 p. (In Russ.).

5. Belousov V.V., Gerasimovskiy V.M., Goryachev A.V., Dobrovolskiy V.V., et al. *Vostochno-Afrikanskaya riftovaya sistema* [East-African rift system]. Moscow, Nauka Publ., 1974. Vol. 3, 288 p. (In Russ.).

6. Orlov V.P., eds. *Geologiya i poleznye iskopaemye Rossii. Zapadnaya Sibir'* [Geology and mineral resources of Russia. West Siberia]. St. Petersburg, VSEGEI Publ., 2000. Vol. 2, 477 p. (In Russ.).

7. Makarenko F.A., ed. *Geotermicheskaya karta SSSR v masshtabe 1:5 000 000. Ob'yasnitel'naya zapiska* [Geothermal map of the USSR, scale 1:5 000 000. Explanatory notes]. Moscow, Nedra Publ., 1972. 40 p. (In Russ.).

8. Kontorovich A.E., Berman E.L., Bogorodskaya L.I., Vinokur B.G. et al. *Geokhimiya yurskikh i nizhnemelovykh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy nizmennosti. Tr. SNIIGGiMS* [Geochemistry of the Jurassic and Lower Cretaceous deposits of the West Siberian plain: Proceedings of the Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources]. Moscow, Nedra Publ., 1971, no. 36. 250 p. (In Russ.).

9. Kropotkin P.N., Valyaev B.M., Gafarov R.A., et al. *Glubinnaya tektonika drevnykh platform severnogo polushariya* [Deep tectonics of the ancient platforms of the Northern hemisphere]. Moscow, Nauka Publ., 1971.

10. Dzotsenidze G.S. [Hot brines of the Red Sea and questions of volcanogenic-sedimentary ore genesis]. *Geologiya rudnykh mestorozhdeniy*, 1972, vol. 14, no. 5, pp. 3–21.

11. Armand D.L., Dobrynin B.F., Efremov Yu.K., et al. *Zarubezhnaya Aziya* [Foreign Asia]. Moscow, Gosuchpedizdat Publ., 1956, 607 p.

12. Klimushina L.P., Medvedeva A.M. [New data on Salym deposit geology (according to paleontologi-



- cal data)]. *Mater. IV Mezhdunar. konf. «Novye idei v geologii i geokhimii nefiti i gaza»* [Matters IV Int. Conf. "New ideas in Geology and Geochemistry of oil and gas"]. Moscow, MGU Publ., 2000, pp. 121–124. (In Russ.).
13. Kolokoltsev V.G. [Gold-polymetallic mineralization in the Late Jurassic sediments of the West Siberian oil and gas basin]. In: V. G. Kolokoltsev, A. I. Larichev, M. V. Mordvintsev. *Almazy i blagorodnye metally Timano-Ural'skogo regiona* [Diamonds and precious metals Timan-Ural region]. Syktyvkar, Geoprint Publ., 2006, pp. 182–183. (In Russ.).
14. Korolev Yu.M. [New aspects of the origin of petroleum hydrocarbons]. *Neftekhimiya – Petrochemistry*, 2001, vol. 41, no. 4, pp. 258–263. (In Russ.).
15. Kozlovskiy E.A. *Kosmogeologicheskaya karta territorii SSSR masshtaba 1:2 500 000* [Space geological map of the USSR territory, scale 1:2 500 000]. Moscow, "Aerogeologiya" Publ., 1982. (In Russ.).
16. Krashy L.I. [Neotectonics and problems of "renewable minerageny"]. *Evolyutsiya tektonicheskikh protsessov v istorii Zemli. Mater. 37 Tektonich. Soveshch.* [Matters 37<sup>th</sup> Tect. Meet. "The evolution of tectonic processes in the Earth's history"]. Novosibirsk, 2004, pp. 269–270. (In Russ.).
17. Krayushkin V.A. *Abiogenno-mantiynnyy genezis nefiti* [Abiogenous-mantle genesis of oil]. Kiev, Naukova Dumka Publ., 1984, 176 p. (In Russ.).
18. Krayushkin V.A. [Volcanism, oil and natural gas]. *1-ya Mezhdunar. nauchn. konf. "Vulkanizm i biosfera". Tez. dokl.* [Theses 1<sup>st</sup> Int. Scien. Conf. "Volcanism and biosphere"]. Tuapse, 1998, pp. 12–13. (In Russ.).
19. Kropachev N.M. [The methodology and results of forecasting YuV<sub>1-2</sub> productive formation reservoirs in the Western-Varyegan area]. *Mater. IV Mezhdunar. konf. «Novye idei v geologii i geokhimii nefiti i gaza»* [Matters IV Int. Conf. "New ideas in Geology and Geochemistry of oil and gas"]. Moscow, MGU Publ., 2000, pp. 159–162. (In Russ.).
20. Kropotkin P.N. [The origin of hydrocarbons in the earth's crust]. In: P.N. Kropotkin. *Mater. diskussii po probleme proiskhozhdeniya i migratsii nefiti* [Matters of discussions on the origin and migration of oil]. Kiev, AN USSR Publ., 1956, pp. 94–125. (In Russ.).
21. Kropotkin P.N. [Solid bitumens, oil and combustion gases in ultrabasite intrusions, in trapps and volcanic pipes]. In: P.N. Kropotkin, K.L. Shakhvorostova. *Problema migratsii nefiti i formirovaniya skopleniy nefiti i gaza* [The problem of oil migration and formation of oil and gas accumulations]. Moscow, Gostoptekhzidat Publ., 1959, pp. 151–164. (In Russ.).
22. Kudryavtsev N.A. *Genezis nefiti i gaza. Tr. VNIGRI* [Genesis of oil and gas: Proceedings of All Russia Petroleum Research Exploration Institute]. Leningrad, Nedra Publ., 1973, iss. 319, 241 p. (In Russ.).
23. Kuklinskaya A.Ya. [The use of the theory of catalyst oil-and-gas formation in geological exploration practice]. *Novye idei v geologii i geokhimii nefiti i gaza* (Mater. IV Mezhdunar. konf.) [Matters IV Int. Conf. "New ideas in Geology and Geochemistry of oil and gas"]. Moscow, MGU Publ., 2000, pp. 132–134. (In Russ.).
24. Mendeleev D.I. *Neftyanaya promyshlennost' v Severo-Amerikanskom shtate Pensil'vaniya i na Kavkaze* [The oil industry in the North American state of Pennsylvania and the Caucasus]. In: D. I. Mendeleev. *O proiskhozhdenii nefiti, t. 10* [On the oil origin, vol. 10]. Moscow, AN SSSR Publ., 1949. (In Russ.).
25. Ione K.G., Mysov V.M., Stepanov V.G. et al. New Data on the Possibility of Catalytic Abiogenic Synthesis of Hydrocarbons in the Earth's Crust. *Petroleum Chemistry*, 2001, vol. 41, iss. 3, pp. 159–165. (In Russ.).
26. Persikov E.S. *Vyazkost' magmaticallykh rasplavov* [The viscosity of magmatic melts]. Moscow, Nedra Publ., 1967. 343 p. (In Russ.).
27. Perchuk L.L. [The underlying fluid flows and the birth of granite]. *Soros. obraz. zh. – Soros Educational Journal*, 1997, no. 6, pp. 56–63. (In Russ.).
28. Perchuk L.L. [Fluids in the Earth's lower crust and upper mantle]. *Vestn. MGU – Moscow University Geology Bulletin*, 2000, ser. 4. no. 4, pp. 25–29. (In Russ.).
29. Pikovskiy Yu.I. [The concept of oil and gas generation and local prediction of hydrocarbon accumulations] *Mater. 2-y Mezhdunar. konf. k 60-letiyu geol. fak. MGU «Novye idei v geologii i geokhimii nefiti i gaza»* [Matters 2<sup>nd</sup> Int. Conf. to the 60<sup>th</sup> anniversary of the geol. department of the Moscow state University "New ideas in Geology and Geochemistry of oil and gas"]. Moscow, MGU Publ., 1998, pp. 160–162. (In Russ.).
30. Porfiriyev V. B. *Priroda nefiti, gaza i iskopayemykh ugley. Abiogennoy nefiti* [Nature of oil, gas and mineral coal. Abiogenic oil]. Vol. 2. Kiev, Naukova dumka, 1987. P. 78–103.
31. Ryabchikov I.D. [Fluid regime of the Earth's mantle]. *Vestn. OGGGN RAN*, 1999, vol. 1, no. 3, pp. 142–152. (In Russ.).
32. Svistunov E.P. *Novye dannye o neftegazonosnosti glinisto-kremnistykh otlozheniy eotsena zapadnoy Kamchatki* [New data on oil and gas content in the Eocene clayey-siliceous sediments of Western Kamchatka]. In: E. P. Svistunov *Geologiya i poleznye iskopaemye nedr* [Geology and mineral wealth mineral wealth]. Moscow, Geoinformmark publ., 1999, pp. 3–10. (In Russ.).
33. Seyful'-Mulyukov R.B. *Neft' – uglevodородnye posledovatel'nosti: analiz modeley genezisa i evolyutsii* [Oil – hydrocarbon sequences: genesis and evolution model analysis]. Moscow, 2010. 176 p. (In Russ.).
34. Serdyuk Z.Ya., Sidorenko T.F., Yashina S.M. [New data on bauxite content in the West-Siberian plate] *Mater. Kh soveshch. Sib. Otdel. Komissii po osadochnym porodam pri otdelenii geologii, geofiziki i geokhimii AN SSSR* [Matters X Meet. of the Siberian Br. of the Commission on the sedimentary rocks of the



Geology, Geophysics and Geochemistry Department of the USSR Science Academy]. Novosibirsk, 1975, pp. 3–39. (In Russ.).

35. Chernikov K.A., Aristarov M.G., Dranovskiy Ya.A., et al. *Slovar' po geokhimii nefiti i gaza* [Dictionary on geochemistry of oil and gas]. Leningrad, Nedra Publ., 1988. 679 p. (In Russ.).

36. Sokolov B.A., Starostin V.I. [Types of fluid-dynamic systems forming mineral deposits]. *Vestn. MGU – Moscow University Geology Bulletin*, 2000, ser. 4, no. 4. pp. 40–45. (In Russ.).

37. Taranenko E.I., Ermolkin V.I. [Patterns of oil and gas formation according to geofluidodynamical modeling] *Mater. 2-y Mezhdunar. konf. k 60-letiyu geol. fak. MGU "Novye idei v geologii i geokhimii nefiti i gaza"* [Matters 2<sup>nd</sup> Int. Conf. to the 60<sup>th</sup> anniversary of the geol. department of the Moscow state University "New ideas in Geology and Geochemistry of oil and gas"]. Moscow, MGU Publ., pp. 200–201. (In Russ.).

38. Bushev A.G., Khitarov D.N., Cherkashina N.A., et al. [Toxic substances in minerals of pegmatitic deposits]. *8-e Soveshch. «Termobarogeokhimiya geologicheskikh protsessov»*: *Tez. dokl.* [Theses 8<sup>th</sup> Meeting "Thermal vacuum geochemistry of geological processes"]. Moscow, 1992, pp. 170–171. (In Russ.).

39. Gavrilov V.P., Dzyublo A.D., Pospelov V.V., Shnip O.A. [The hydrocarbon of gas-liquid inclusions in minerals of granitoids in the basement of naphthide areas]. *Geologiya nefiti i gaza – Geology of oil and gas*, 1997, no. 2, pp. 41–44. (In Russ.).

40. Letnikov F.A., Karpov I.K., Kiselev A.I., et al. *Flyuidnyy rezhim zemnoy kory i verkhney mantii* [Fluid regime of the earth's crust and upper mantle]. Moscow, Nauka Publ., 1977. 216 p. (In Russ.).

41. Khitarov N.I., Pugin V.A. [Liquation in natural silicate melt]. *Geokhimiya – Geochemistry*, 1978, no. 6, pp. 803820. (In Russ.).

42. Khitarov N.I., Kadik A.A., Lebedev E.B. [The basic laws of separation of water from magmatic melts of granitic composition]. *Geokhimiya*, 1967, no. 11, pp. 1274–1284. (In Russ.).

43. Cherkasov G.N., Sharov G.N., Ashurkov V.A. [Oil and gas potential of the Kuznetsk depression

(Western Siberia)]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri – Geology and mineral resources of Siberia*, 2012, no. 1 (9), pp. 107–121. (In Russ.).

44. Cherkasov G.N., Dolgushin A.P., Bazhenov M.I. [Prospects of uranium content in Mountain Altai] (*Mater. Mezhdunar. geolog. konf. "Bol'shoy Altay – unikal'naya redkometal'no-zoloto-polimetallicheskaya provintsiya Tsentral'noy Azii"*) [Matters Int. Geol. Conf. "Great Altai – a unique rare-metal-gold-polymetallic province of Central Asia"]. Ust Kamenogorsk, 2010, pp. 181–183. (In Russ.).

45. Cherkasov G.N. [Modern Central Asian superplume and its naphthide-ore genesis] In: G. N. Cherkasov. *Degazatsiya Zemli: geodinamika, geoflyuidy, nefit' i gaz i ikh paragenезisy* [Earth degassing: geodynamics, geofluids, oil and gas and their paragenesis]. Moscow, GEOS Publ., 2008, pp. 512–515. (In Russ.).

46. Shakhnovskiy I.M. [Oil and gas formation in alternative reservoirs]. *Geologiya nefiti i gaza – Geology of oil and gas*, 1997, no. 9, pp. 38–41. (In Russ.).

47. Gassimova F.I., Melnikov F.P. Polycyclic aromatic hydrocarbons (PAH) in diamonds and other minerals from the kimberlite pipes of Mir and Udachnaya-Vostochnaya. *PACROFI VII: Pan-Amer. Conf. Res. Fluid Inclusion, Las-Vegas. (Nev.), June 1–4, 1998; Program and Abstr. Las-Vegas, (Nev.), 1998*, p. 33.

48. Germain J.E. Catalytic conversion of hydrocarbons. Academic Press, 1969. 312 p.

49. Ibe A.C. In situ formation of petroleum in oolites; a case study of the Arab Formation oolite reservoirs. *J. Petrol. Geol.*, 1985, vol. 8, no. 3. pp. 331–341.

50. McCollom T.M., Simoneit B.R., Shock E.L. Hydrous pyrolysis of polycyclic aromatic-hydrocarbons and implications for the origin of PAH in hydrothermal petroleum. Energy and fuels. *J. An. Amer. Chemical Soc.* 1999, vol. 13, no. 2, pp. 401–410.

51. Yusupov R.G., Polickovsky V.S., Savarddinov I.A., et al. The gas compositions of inclusions in accessory minerals of barofavourite and heavy level types of magmatic complexes of rocks of Thein Shan. *PACROFI VII: Pan-Amer. Conf. Res. Fluid Inclusion, Las-Vegas (Nev.), June 1–4, 1998; Program and Abstr. Las-Vegas, (Nev.), 1998*, p. 72.

© Г. Н. Черкасов, Г. Н. Шаров, В. А. Ашурков, 2014

#### ЧЕРКАСОВ Геннадий Николаевич

Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики, и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, гл. науч. сотр., д. г.-м. н.

E-mail: [cherkasov@sniiggims.ru](mailto:cherkasov@sniiggims.ru)

#### ШАРОВ Герман Николаевич

Институт геолого-экономических проблем РАН, Москва, зав. отделом, к. г.-м. н.

E-mail: [g.sharov@bk.ru](mailto:g.sharov@bk.ru)

#### АШУРКОВ Виктор Александрович

ОАО «Запсибгеология», Новокузнецк, гл. геофизик, к. г.-м. н.

E-mail: [vicashu@ru](mailto:vicashu@ru)

#### CHERKASOV Gennadiy, DSc, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia

E-mail: [cherkasov@sniiggims.ru](mailto:cherkasov@sniiggims.ru)

#### SHAROV German, PhD, IGEP RAEN, Moscow, Russia

E-mail: [g.sharov@bk.ru](mailto:g.sharov@bk.ru)

#### ASHURKOV Viktor, PhD, Zapsibgeologiya, Novokuznetsk, Russia

E-mail: [vicashu@ru](mailto:vicashu@ru)