

# О возможной максимальной глубине нахождения месторождений нефти

Кирилл Святославич ИВАНОВ\*

Институт геологии и геохимии УрО РАН, Екатеринбург, Россия

**Актуальность исследований.** Изучение природы нефти – это основополагающий вопрос в геологии, имеющий фундаментальное научное и практическое значение. В связи с постепенным истощением месторождений малых и средних глубин (до 4,5 км) неизбежно встает вопрос об освоении более глубоких месторождений углеводородов.

**Цель работы:** оценить, до каких глубин в настоящее время возможно обнаружение нефтяных месторождений.

**Методология исследования:** анализ теоретических моделей неорганического образования нефти и глубинного строения земной коры с привлечением новых данных по экспериментам и мировым открытиям месторождений на сверхглубинах.

**Результаты.** Исходя из реологической модели строения континентальной земной коры С. Н. Иванова, наиболее глубокие месторождения нефти должны располагаться сразу ниже отделителя, т. е. непосредственно под непроницаемой для флюидов границей, располагающейся обычно на глубине 10–11 км. По модели формирования нефти А. И. Малышева (модель охлаждающих горизонтов) максимальные глубины для месторождений нефти составляют 12 км. Уже известны месторождения нефти с глубиной 10,7 км. Эксперименты В. С. Балицкого и других по фазовым состояниям водно-углеводородных флюидов при высоких температурах и давлениях показывают, что могут существовать месторождения нефти как минимум до 12 км. Эта же глубина является максимально достижимой бурением в настоящее время.

**Выводы.** Нахождение месторождений нефти возможно до глубины 12 км. Но из представлений о неорганической природе нефти никоим образом не следует необходимость и целесообразность поисков ее месторождений в фундаменте Западной Сибири и Ямала на обширных площадях вне известных нефтеносных районов. Если бы там существовали значимые нефтеподводящие глубинные разломы, то нефть, благодаря ее легкости, должна была бы проявиться и в чехле. Поэтому первоочередной объект поисков – глубокие горизонты под крупными месторождениями нефти.

**Ключевые слова:** месторождения нефти, глубинное строение земной коры, флюиды.

## Введение. Две гипотезы о природе нефти

Как известно, в настоящее время человечество живет в эпоху нефти, которая является основой благосостояния России. Наше страна все последние годы стабильно занимает 1–2-е место в мире по ее добыче наряду с Саудовской Аравией, при этом значительно отставая от нее по запасам, составляющим по разным оценкам около 260 и 60 млрд баррелей (бочек) соответственно. Это 1-е и 8-е места в мире [URL: <http://www.ereport.ru/articles/commod/oilcount.htm> и др.]. Изучение природы нефти – это основополагающий мировоззренческий вопрос в геологии, имеющий фундаментальное научное и практическое значение. Его невозможно решать без привлечения знаний о глубинном строении земной коры и мантии, данных по петрологии, экспериментальной минералогии, геофизике и др. [1–36 и др.].

Как известно, сейчас о происхождении нефти есть две основных гипотезы – осадочно-миграционная и глубинная неорганическая. Первая из них обстоятельно изложена в сотнях трудов, делать здесь обзор которых необходимости нет. Для целей этой статьи важно лишь отметить, что в настоящее время наметилось противоречие между «теорией» и «экспериментом» (т. е. между наукой и практикой), поскольку, в частности, был открыт ряд нефтяных месторождений ниже (глубже) так называемого «нефтяного окна», где, как считается в рамках этой гипотезы, только и может из органических остатков генерироваться нефть (*нефтяное окно* 50–150 °С, т. е. глубины, как правило, от 2,3 до 4,6 км; сразу ниже – *газовое окно*, 150–200 °С). «Никаким количеством экспериментов нельзя доказать теорию; но достаточно одного эксперимента, чтобы ее опровергнуть» (А. Эйнштейн). Впрочем, для поисков нефти в наиболее часто встречающемся типе ловушек – антиклинальном – никакой осадочно-миграционной гипотезы и не нужно, достаточно знать лишь закон всемирного тяготения, открытый Ньютоном 350 лет назад, и удельный вес воды и нефти.

Гипотеза глубинного происхождения нефти берет начало с работ Д. И. Менделеева и П. Бергло и развивалась учеными России, Украины, США и др. [5–7, 12–14, 16, 17, 19, 21–23, 29, 30 и мн. др.]. Эта концепция основана на представлениях о том, что образование углеводородов (УВ) происходит в мантийных очагах вследствие неорганического синтеза. Образовавшиеся в мантии Земли УВ по глубинным разломам проникают в земную кору, где и образуют нефтегазовые месторождения. Анализ геологического строения гигантских месторождений УВ показывает, что путями крупномасштабной углеводородной дегазации мантии Земли являются преимущественно окраинные и внутренние рифты океанических и континентальных литосферных плит и другие зоны глубинных разломов фундамента осадочных бассейнов [6, 12, 13, 19 и др.].

В последнее время в пользу представлений о глубинном происхождении нефти получены новые факты. Система Н-С, которой является природная нефть, метастабильна. При низких давлениях все тяжелые УВ нестабильны по отношению к метану и стехиометрическому количеству водорода. Метан не полимеризуется в тяжелые УВ при низких давлениях и любых температурах. Наоборот, увеличение температуры при низких давлениях увеличило бы скорость разложения тяжелых углеводородных молекул [23 и др.]. Поскольку химические потенциалы всех биотических молекул лежат намного ниже химического потенциала метана, постольку никакая УВ молекула тяжелее метана не самообразуется из любых биотических молекул. И термодинамические расчеты, и эксперименты показали, что для синтеза углеводородных систем, сходных по составу с природными, необходима температура 700–1800 К и давление 15–80 кбар [14 и др.]. Такие условия существуют в верхней мантии Земли на глубинах 50–240 км. Экспериментальные работы последних

\* [ivanovks@igg.uran.ru](mailto:ivanovks@igg.uran.ru)

 <https://orcid.org/0000-0002-8292-4658>

лет, проведенные российскими, американскими, западноевропейскими и китайскими учеными [30, 31 и др.], показали возможность abiогенного синтеза углеводородов в глубинных (мантийных) условиях. Полученные результаты свидетельствуют о том, что из неорганических компонентов при высоких давлениях и температурах, сходных с термобарическими условиями верхней мантии Земли, синтезируется смесь углеводородов, сходная по своему составу с природной нефтью.

Количество синтезированных тяжелых УВ возрастает при увеличении давления. Таким образом, тяжелые углеводородные молекулы, присутствующие в нефти, являются маркерами высоких давлений ее генерации.

Если нефть образовалась в мантии, сложенной, как известно, преимущественно ультраосновными породами, то логично предположить, что взаимодействие нефти и ультрамафитов должно отразиться на ее микроэлементном составе. Изучение неорганической геохимии нефти Западной Сибири и Татарстана методом ICP-MS показывает, что нефти обладают крайне специфическим микроэлементным составом, не присущим более никаким другим веществам Земли [22 и др.]. Главная геохимическая особенность нефти заключается в предельно низких содержаниях большинства микроэлементов. На диаграммах нормированных содержаний РЗЭ заметной чертой их распределения в нефтях является преобладание легких лантаноидов над средними и тяжелыми ( $La/Yb = 16-19$ ). Важной чертой нефти является ярко выраженная положительная европиевая аномалия, характерная для глубинных образований. Содержания в нефтях Cs, Rb, Sr, Zr и платиноидов вполне сопоставимы с их концентрациями в ультрабазитах. На основании повышенных содержаний Ni, Co, Cr, V и др. также был сделан вывод об «ультрабазитовой» геохимико-металлогенической специализации нефти [16, 22 и др.] и поддержано предположение о ее глубинном происхождении.

Нами совместно с коллегами из Института органического синтеза УрО РАН [7] была проведена серия экспериментов по массопереносу органических соединений из образцов битуминозных аргиллитов баженовской свиты Северо-Покачевского, Южно-Ягунского и Тевлинско-Рускинского месторождений нефти Западной Сибири в синтезированные УВ и минерализованные термальные воды. Показано, что присутствие биомаркеров (УВ, сохранивших характерные черты исходных биоорганических соединений) в природных нефтях не является бесспорным доказательством органического происхождения нефти (как это рассматривается сторонниками органической, осадочно-миграционной гипотезы происхождения нефти), а вполне может быть приобретено исходно глубинными УВ при миграции через осадочные породы, содержащие органическое вещество.

Есть научный и практический смысл в попытке оценить, до каких же глубин в настоящее время возможно обнаружение нефтяных месторождений. Коль скоро уже абсолютно понятно, что они могут располагаться и глубже 4,5–5 км, которыми ограничивала их распространение осадочно-миграционная парадигма, т. е. глубже так называемого «нефтяного окна» этой гипотезы образования нефти. Оценку попробуем дать, используя модели разных авторов как условно равноценные – для некоторого «усреднения» и большей объективности.

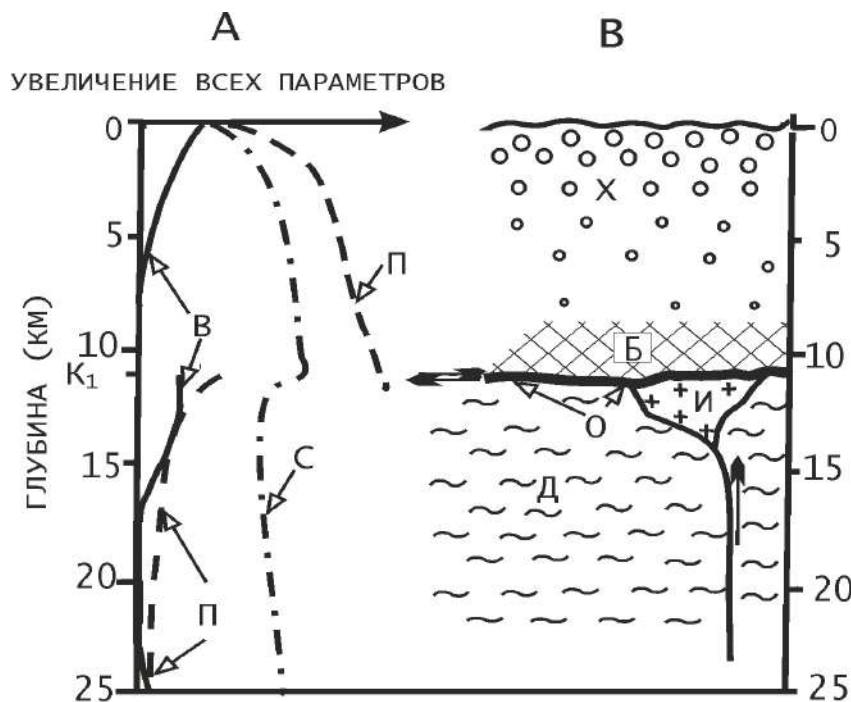
#### Реологическая модель строения континентальной земной коры С. Н. Иванова и ее роль для нефтяной геологии

С. Н. Ивановым была предложена гидродинамическая, она же реологическая зональная модель земной коры с почти непроницаемой для трещинно-поровых вод и флюидов зоной между верхней и средней корой [8–10, 27 и др.]. Суть модели заключается в следующем. В консолидированной коре материков трещины и открытые поры (далее ТПП – трещинно-поровое пространство) в твердых породах под «гидростатической» зоной свободного стока закрываются на глубине 7–15 км в зависимости от состава и прочности пород, а также температуры (чаще всего на глубине около 10–11 км). Закрытие (закупоривание) ТПП приводит к созданию «барьерной» для флюидов зоны, под которой последние находятся под литостатическим давлением в «литостатической» зоне. Высокое литостатическое давление вод в ТПП обуславливает по закону эффективного давления Терцаги потерю горными породами упрочнения, вызванного большим всесторонним давлением. Создается ослабленная верхняя часть литостатической зоны, в которой легко развиваются пластические (псевдопластические и истинно пластические) и хрупко-пластические деформации, способствующие продвижению глубинных флюидов путем гидроразрыва. При поступлении из более глубоких метаморфических зон дегидратации глубинных высоконапорных флюидов они частично концентрируются под барьерной зоной и при наличии их гидравлической связи с глубинными очагами одновременно прорывают барьерную зону, оставляя на путях разгрузки давления обильную жильную минерализацию, в том числе и рудную. Закрытие прорыва осуществляется благодаря падению давления, ведущему к быстрому минералообразованию по закону Джоуля–Томсона.

Ослабленная, частично обводненная верхняя часть литостатической зоны на границе с «сухой», более прочной барьерной зоной служит неизбежным местом тектонических разрывов – образованием «отделителя», отделяющего реологически различные толщи даже при самых малых тектонических подвижках. Отделитель отмечается сейсмикой во многих регионах материков Земли как граница  $K_1$  (или  $F_u$  у некоторых западных исследователей). Наиболее ясно она выявляется в крупных регионах растяжения литосферы.

Получены подтверждения нашей зональной модели распределением в земной коре рудных гидротермальных месторождений, выявлением глубинных зон электропроводимости, размещением очагов землетрясений и другими данными, а также непосредственным вскрытием сверхглубокими скважинами СГ-3 (Кольская), КТБ (Немецкая), Гравберг (Шведская). Благодаря приподнятости Балтийского щита, СГ-3 пересекла вертикальную палеозональность. Она последовательно вскрыла гидростатическую, затем барьерную, затем следы отделителя, затем литостатическую частично обводненную зону с высоким литостатическим давлением флюида в ТПП. Немецкая скважина КТБ тоже подтвердила реологическую зональность и была закрыта при входе в верхи литостатической зоны вследствие самопроизвольного сужения ствола скважины, препятствующего бурению (рисунок).

Отделитель ограничивает зону хрупких деформаций – сбросов, сдвигов, тектонических брекчий и других хрупких проявлений тектоники от расположенной ниже зоны в основном пластических деформаций. Это хорошо задокументировано в различных областях Земли (провинция бассейнов и хребтов на западе Северной Америки, каледониды Скандинавии и др.). Отделитель является крайне слабым швом внутри земной коры, и по нему в первую очередь разряжаются все последующие тектонические напряжения. При тектонической денудации верхней части земной коры и (или) изменении теплового потока в процессе деформации коры зона отделителя мигрирует и накладывается на верхнюю (или подстилающую)



**Упрощенная схема строения верхней и средней континентальной земной коры.** А – изменение с глубиной: П – прочности гранитных пород, С – скорости распространения сейсмических волн, В – содержания воды в трещинах и порах.

**В** – главные элементы строения континентальной земной коры: X – хрупкая зона верхней коры со снижением содержания флюидов вниз по разрезу, Б – плотная сухая барьерная зона, О – отделитель, Д – водосодержащая зона с преобладанием пластических деформаций, И – интрузия путем гидроразрыва суперкритического водного флюида или магмы.

**The simplified scheme of the upper and middle continental structure of the Earth crust.** А – changing with depth: П – of granite rock strength, С – of seismic wave distribution rate, В – fissure-pore water content. **В** – main structure features of the Earth's crust upper part: X – brittle zone of the upper crust with decrease of fluids downwards, Б – dense 'dry' barrier zone, О – otdelitel' (detachment fault), Д – aquiferous zone with prevalence of plastic deformations, И – intrusion of supercritical water fluid or magma by the way of hydrobreak.

щю) зону. Изучая наложение хрупких структур на пластические (или наоборот), можно получить существенные данные о тектонической эволюции региона.

В понимании глубинной гидрогеологии и нефтяной геологии значение зоны отделителя является определяющим. Поверхностные воды в свободном состоянии не могут проникать ниже зоны отделителя, выше которой нередко отмечаются залежи рассолов. С зоной отделителя связано образование многих элизионных режимов с высоконапорными водами. Частая приуроченность месторождений углеводородов к областям повышенных флюидных давлений позволяет предполагать их исходную концентрацию, еще не вскрытую бурением, ниже зоны отделителя. В принципе, это предположение могло бы быть проверено не только сверхглубоким бурением в зонах многоэтажного нефтепроявления, но и вне этих зон, замерами естественного флюидного давления и при искусственном гидроразрыве в сверхглубоких скважинах.

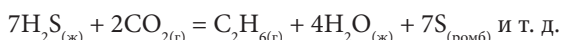
Таким образом, в соответствии с реологической моделью строения континентальной земной коры С. Н. Иванова **наиболее глубокие нефтяные месторождения могут быть расположены непосредственно ниже отделителя, т. е. сразу ниже 10–11 км** (в редких случаях – 15 км).

#### Оценка максимальных глубин месторождений нефти по модели «охлаждающих горизонтов» А. И. Малышева

В недавней интересной работе А. И. Малышева [15] было показано, что на контакте восходящих из глубины флюидных потоков с охлаждающими горизонтами вследствие охлаждения происходит массовый сброс вещества из газовой фазы в конденсат с протеканием химических реакций естественного углеводородного синтеза (ЕУС). Первичный ЕУС протекает за счет простейших постмагматических флюидных соединений ( $H_2$ ,  $CO_2$ ,  $H_2S$ ) и обусловлен гетерогенными реакциями в условиях конденсации (по мере приближения флюидного потока к земной поверхности) сначала  $H_2S$ , а затем  $CO_2$ . Возможность образования конденсатов определяется критическими температурами веществ, входящих в состав газовой смеси. Поэтому процесс образования конденсатов в эндогенных условиях контролируется, прежде всего, температурным профилем вмещающих пород на пути движения газовой смеси.

В первичном ЕУС А. И. Малышев [15] выделяет несколько наиболее важных критических глубин для образования нефти. Так, образование сероводородного конденсата начинается при температуре  $100,4^\circ C$ . При среднем значении температурного градиента  $30^\circ/км$  движущаяся к поверхности эндогенная газовая смесь входит в зону конденсации сероводорода на вероятной глубине 3,2 км. Постмагматические газовые смеси при таких условиях представлены, как правило,  $H_2S$ ,  $CO_2$  и  $H_2$  с незначительными количествами  $CH_4$ . При температурах, превышающих критическую температуру  $H_2S$ , в составе газовых смесей может быть любое количество сероводорода, но в момент достижения критической температуры содержание  $H_2S$  скачкообразно ограничивается его предельным парциальным давлением и происходит массовый сброс всего избытка  $H_2S$  в конденсат. При фильтрации газообразного  $CO_2$  через конденсат  $H_2S$  протекают реакции ЕУС:





Таким образом, последовательное достижение эндогенными флюидами критических температур  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$  приводит к интенсивному синтезу УВС. Эти специфические условия А. И. Малышев рассматривает как своеобразные ловушки, обуславливающие возникновение концентраций углеводородов в эндогенных условиях, – ловушки критических температур  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$ . Эндогенные летучие по мере перемещения к поверхности Земли транспортируются с более глубоких горизонтов их повышенные давление и температуру. При встрече флюидных потоков с охлаждающим горизонтом, обладающим высокими теплоемкостью и теплопроводностью, возникает еще один тип температурных ловушек, имеющих большое значение для образования запасов углеводородного сырья в условиях Арктики.

Для вторичного ЕУС первым же и наиболее глубоким охлаждающим горизонтом на пути флюидов из глубин Земли оказывается геохимический барьер, связанный с критической температурой воды (374 °С). Этой температуры флюидный поток при среднем геотермическом градиенте достигает на глубине ~12,3 км. В момент охлаждения до этой температуры происходит массовый сброс в конденсат всех избыточных паров воды, формирование теплопроводного охлаждающего горизонта и конденсация УВС. Благодаря вторичному ЕУС под воздействием водных охлаждающих горизонтов формируются наиболее глубоко залегающие нефтяные месторождения.

Таким образом, для формирования отложений углеводородного сырья имеют глобальное значение Р-Т ловушки критических температур  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$ , тогда как локальные условия формирования концентраций углеводородного сырья обуславливаются воздействием охлаждающих горизонтов. Итак, **наибольшая возможная глубина генерации и нахождения месторождений нефти составляет, по модели А. И. Малышева [15], около 12 км.**

**О чем свидетельствует практика современных нефтепоисковых работ?**

В последние годы сделан ряд сенсационных открытий крупных нефтяных месторождений на максимальных глубинах. Принципиально важным является открытие богатых залежей нефти в Мексиканском заливе на глубинах 8,8–10,5 км, пластовые температуры на которых достигали 280–290 °С [3, 12, 25 и др.]. В 2009 г. на площади Тайбер в Мексиканском заливе на глубине 10,5 км (максимальной из всех выявленных на больших глубинах месторождений) открыто крупнейшее нефтяное месторождение с предварительно оцененными запасами 400–550 млн т нефти. Продуктивны палеоценовые отложения. В ранее открытом нефтяном месторождении Каскида продуктивны те же отложения (глубина 9750 м, глубина водного слоя 1770 м, запасы – более 400 млн т). В палеоценовых отложениях здесь открыто 18 месторождений нефти на сверхглубинах. Нефтегазоносный комплекс, представленный песчаниками с высокими коллекторскими свойствами, характеризуется аномально высокими пластовыми давлениями. Это крупная зона нефтегазонакопления на сверхглубинах [32 и др.]. Всего выявлено 55 месторождений УВ с запасами 5,5 млрд т в нефтяном эквиваленте, из них 10 нефтяных месторождений глубже 9 км (таблица).

В провинции Сантос (Бразилия) в 2008 г. найдено месторождение Тьюпи. С учетом водного слоя (2 км) продуктивные песчаные горизонты залегают на глубине 5 км и более. Предварительно оцененные запасы (по 15 пробуренным скважинам) – 680–960 млн т нефти. Предполагается, что Тьюпи является составной частью крупной зоны нефтегазонакопления – 800 км на 200 км. В 2008 г. на бразильском шельфе Атлантики было найдено крупнейшее месторождение Кариока Шугар Лоуф. Предварительно оцененные извлекаемые запасы нефти составляют 5,7 млрд т, геологические – 11 млрд т, глубина залегания продуктивных горизонтов – свыше 5500 м. Приведенные данные свидетельствуют о возмож-

**Сверхглубокие нефтяные месторождения Мексиканского залива (по данным [3, 12, 25 и др.].**

**Superdeep oilfields of the Gulf of Mexico (according to the data [3, 12, 25 et al]).**

Месторождение	Глубина, м	Запасы, млн т
Тонга Уэст	7832,5	27,5
Чингиз Хан	8003	–
Озона Дип	8037	17
Каскад	8082–7732	–
К-2 Норт	8144	14
Мэнса	8320	28,5
Шеньцзы	8320	55
Чинук	8433	–
Пэтфайндер	8540	–
Гейдельберг	8692,5	14
Стоунс	8711	–
Джек	8845	68,5
Дэс Бамп	8862	–
Сен-ало/Дэйна Пойнт	8862	–
Ганфлинт	8930	–
Бакскин	8968	–
Фрисиэн	8971	–
Сизар	9065	27,5
Шенандоа	9150	685–2055
Джулия	9500	–
Кодяк	9501	–
Вито	9760	–
Пони	9897	68,5
Каскида	9912,5	475
Нотти Хэд	10 428	68,5
Дипуотер Хорайзн (аварийное)	10 500	550
Тайбер	10 692	475

ности существования нефтяной фазы УВ на сверхглубинах при высоких температурах и аномально высоких пластовых давлениях. Эти результаты геологоразведочных работ на нефть и газ нельзя однозначно трактовать, исходя из осадочно-миграционной гипотезы образования нефти. Они скорее подтверждают абиогенный синтез углеводородов нефти и ее сохранность при высоких температурах, чем «главную фазу» нефтеобразования, когда стадия катагенеза МК<sub>3</sub> (температуры не выше 150 °С) является предельной для существования нефти [3 и др.].

**Эксперименты В. С. Балицкого с коллегами по изучению фазовых состояний водно-углеводородных флюидов при высоких температурах и давлениях и их значение**

Приведенные фактические данные опровергают распространенную ранее точку зрения о невозможности нахождения на таких глубинах (т. е. существенно ниже так называемого «нефтяного окна») нефтяных месторождений, заострив издавна дискутируемый вопрос: а до каких собственно максимальных глубин и температур она может обнаруживаться в земных недрах?

Представляется, что на эти вопросы во многом отвечают опубликованные в 2015 г. результаты весьма представительных экспериментов. Они были проведены в Институте экспериментальной минералогии РАН (в г. Черноголовка) В. С. Балицким и другими при участии французских исследователей [1 и др.]. Ими вопросы возможных глубин и температур существования нефти выяснялись путем экспериментального изучения синтетических флюидных включений в кварце, выращенном в автоклавах в водно-нефтяных флюидах в широком диапазоне температур и давлений. В результате было показано, что сырая нефть, в случае превышения ее объема над водным раствором, при температурах 240–310 °С и давлениях, близких к давлениям насыщенного пара и выше, не обнаруживает никаких изменений. Но уже при температурах выше 320–330 °С нефть подвергается необратимым изменениям с выделением твердых битумов и газовых УВ, в основном СН<sub>4</sub>, обогащаясь легкими и средними нефтяными фракциями. В случае преобладания над водной фазой нефть при температурах 350–380 °С практически полностью переходит в СН<sub>4</sub> и твердые битумы, а при более высоких температурах – в метан и графит. Глубины нахождения залежей нефти в таких условиях, учитывая реальные геотермические градиенты нефтегазоносных провинций, не должны превышать 12–14 км. Когда же объем нефти уступает объему присутствующего водного раствора, повышение температуры приводит вначале к полному растворению в нем нефти и газовых УВ с образованием гомогенных, в том числе сверхкритических водно-углеводородных флюидов. Переход УВ нефти в подобное состояние сохраняет ее от деструкции с превращением в твердые битумы и углеводородные газы. В этом случае нефть сохраняется как таковая по крайней мере до 500 °С и может распространяться до глубин около 20–22 км [1]. Итак, **наиболее осторожная (минимальная) оценка возможных глубин нахождения залежей нефти, исходя из экспериментов В. С. Балицкого с коллегами, составляет 12 км.**

**Современные технические возможности сверхглубокого бурения**

Как известно, рекордная Кольская сверхглубокая скважина СГ-3 начала буриться в мае 1970 г. в кристаллических протерозойских породах Балтийского щита, где обнажаются комплексы фундамента Русской (Восточно-Европейской) платформы. Бурение с перерывами продолжалось до 1991 г., причем глубины 12 км удалось достигнуть к началу 1983 г. В июне 1979-го скважина побила рекорд в 9583 м, ранее принадлежавший нефтяной скважине Берта Роджерс (США, Оклахома). С тех пор СГ-3 стала самой глубокой скважиной в мире. Изначально планировалось пройти 15 км, но из-за слишком высоких температур, а также технических и финансовых трудностей остановились на 12 262 м. Главными целями СГ-3 было изучение глубинного строения континентальной земной коры (здесь было достигнуто очень много важных научных результатов, еще не до конца осмысленных до сих пор), а также совершенствование буровых технологий. Для последнего во много раз (а вероятнее – во много десятков раз) эффективнее и дешевле было бы бурить эту скважину непосредственно во дворе завода «Уралмаш». Бурение было начато серийной буровой установкой «Уралмаш-4Э», которую применяли для бурения скважин при поиске и разведке месторождений нефти и газа. С глубины 7263 м бурение продолжили установкой «Уралмаш-15000». В настоящее время Кольская сверхглубокая полностью законсервирована. В 1997 г. СГ-3 была занесена в Книгу рекордов Гиннесса как «самое глубокое вторжение человека в земную кору» и является таковой до сих пор. Общая стоимость СГ-3 чрезвычайно велика, в открытой печати она не озвучивалась, но были указания, что «сопоставима с экспедицией на Луну».

СГ-3 была также и самой длинной скважиной в мире до 2008 г., когда ее обошла пробуренная под острым углом к поверхности земли нефтяная скважина BD-04A. Эта скважина была пробурена компанией Transocean для Maersk Oil в Катаре, в нефтяном бассейне Аль-Шахин (Al-Shaheen) с целью геологической разведки. Общая длина ствола скважины составила 12289 м, а отметку в 12 км удалось пройти всего за 36 дней.

Начиная с 2003 г. была проведена целая серия работ по сверхглубокому бурению (но также – наклонных скважин) в рамках международного проекта «Сахалин-1» на мелком шельфе. В 2011 г. компанией Exxon Neftegas на месторождении Одопту была пробурена одна из наиболее длинных скважин в мире – 12 245 м, причем всего за 60 дней. Однако на этом рекорды не закончились. Скважина O-14 – еще одна из наиболее длинных эксплуатационных скважин в мире – не имеет аналогов по общей длине ствола – 13 500 м, а также является самой длинной горизонтальной скважиной – 12 033 м. Ее разработкой занималась НК «Роснефть», также входящая в консорциум проекта «Сахалин-1». Эта скважина была пробурена на месторождении Чайво. Для ее бурения использовалась буровая платформа «Орлан». Отметим и глубину по стволу сооруженной в 2013 г. в рамках этого же проекта скважины под номером Z-43, значение которой достигло отметки 12 450 м. В том же году этот рекорд был побит на Чайвинском месторождении – длина ствола Z-42 достигла 12 700 м. В 2014-м была закончена проходка скважины Z-40 (месторождение Чайво), которая до O-14 была самой длинной по стволу скважиной в мире – 13 000 м, а также обладала самым длинным горизонтальным участком – 12 130 м. Таким образом, к настоящему времени 8 из 10 самых протяженных в мире скважин находятся на месторождениях проекта «Сахалин-1».

Итак, «нефтяные» (часто – наклонные) скважины бурятся во много раз быстрее, чем СГ-3, не только благодаря развиту технологий, но и поскольку, в частности, проходка осуществляется, как правило, в существенно менее прочных породах и без полного отбора керна, применявшегося на СГ-3. **Глубина 12 км максимальна, но все же посильна для современных буровых установок.**

**Где возможно (и где совершенно не нужно) искать глубинную нефть?**

Кроме технической возможности, безусловно, наиглавнейшим фактором является коммерческая целесообразность поисков нефти на глубоких горизонтах, поскольку нефть – это не только горючая маслянистая жидкость, но и экономическая категория. В первом приближении решение этого вопроса должно определить – месторождения с какими запасами и скважины с какими дебитами будут рентабельны на тех или иных глубинах в районах с разной инфраструктурой. Это отдельная группа задач, выходящих за рамки данной статьи. Пока же необходимо отметить, что из представлений о неорганической природе нефти никоим образом не следует необходимость и целесообразность поисков ее месторождений в фундаменте Западной Сибири и Ямала (как, впрочем, и других нефтегазоносных бассейнов) на обширных площадях вне известных нефтеносных районов, как это излишне просто и оптимистично предлагают ряд деятелей науки и производства. Если бы там существовали значимые нефтеподводящие глубинные разломы, то нефть, благодаря ее легкости, должна была бы проявиться и в чехле (а как показывает история поисков нефти [11 и др.] – быть может, даже и на поверхности). Таким образом, основной вывод совершенно другой: представления о неорганической природе нефти обуславливают весьма высокую вероятность многоэтажности залежей в пределах ее месторождений, особенно крупных и суперкрупных. Поэтому первоочередными поисковыми объектами являются нижние горизонты осадочного чехла и фундамент в пределах нефтеносных полей, особенно крупных месторождений.

Выдающийся русский ученый-нефтяник Н. А. Кудрявцев отметил «закономерность в размещении залежей нефти и газа – многоэтажность их месторождений и приуроченность последних к определенным участкам земной коры, ограниченными глубинными разломами» [13 и др.]. Современные данные глубокого бурения подтверждают это положение. В России при доразведке месторождений открываются залежи на глубинах более 4 км, за счет чего увеличивается этажность нефтегазоносности ряда месторождений Тимано-Печорской, Северо-Кавказской, Западно-Сибирской и других нефтегазоносных регионов. Характерным является большой этаж нефтегазоносности (до 2–4 км) месторождений на больших глубинах, приуроченных к тектонически активным приразломным зонам, где возможны перетоки углеводородов из глубоких в верхние части разреза. Открытие крупных нефтяных месторождений в интервале глубин 8–10,5 км при высоких стадиях катагенеза (АК<sub>1</sub>–АК<sub>3</sub>), высоких температурах и аномальных пластовых давлениях расширяет глубинный интервал существования жидкой фазы УВ, повышает перспективы нефтеносности до глубин 10–12 км и заставляет пересмотреть существующие традиционные представления о процессах нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в земной коре. Приведенные данные свидетельствуют в пользу глубинного источника нефти и газа в земной коре [3, 6, 21 и др.].

Исходя из глубинного происхождения нефти, весьма важным является картирование разломов фундамента. По сути, уже сейчас развиваемые нами представления [5–7, 22 и др., а также 13, 21, 30 и др.] дают основания отказаться от такого, еще сравнительно недавно казавшегося незыблемым требования, как обязательное наличие «нефтематеринских толщ» в разрезе конкретного района для его промышленной нефтегазоносности.

**Заключение**

Итак, как ни странно (для геологии), получен непротиворечивый результат – все рассмотренные модели, результаты экспериментов и данные нефтепоискового бурения указывают, что **нахождение месторождений нефти возможно до глубины 12 км**. Осадочно-миграционная гипотеза образования нефти задавала этаж нефтеносности глубиной от 2,3 до 4,6 км. Представления о неорганической, глубинной природе нефти, заложенные еще величайшим ученым Д. И. Менделеевым, позволяют расширить диапазон нахождения месторождений нефти в 4 раза, до 12 км. Понятно, что осваиваться эти сверхглубины будут не сразу, а с постепенным увеличением глубины.

Но необходимо подчеркнуть, что из представлений о неорганической природе нефти никоим образом не следует необходимость и целесообразность поисков ее месторождений в фундаменте Западной Сибири и Ямала на обширных площадях вне известных нефтеносных районов. Если бы там существовали значимые нефтеподводящие глубинные разломы, то нефть, благодаря ее легкости, должна была проявиться и выше – в осадочном чехле. Поэтому первоочередной объект поисков – глубокие горизонты под крупными месторождениями нефти.

Таким образом, для реализации потенциала глубинных месторождений нефти весьма важны исследования доюрского фундамента Западной Сибири и Ямала в районах крупных нефтяных месторождений в стратиграфическом чехле. Необходимо картирование фундамента, изучение и выделение глубинных разломов и потенциальных коллекторов. Необходимо безоговорочно и без каких-либо дополнительных финансовых взносов безотлагательно отменить ограничения по глубине всех действующих лицензий. Следует развивать геолого-геофизические технологии, а также технологии глубокого бурения и снижать его стоимость.

*Исследования проводятся в рамках проекта РФФИ № 18-05-70016 «Геологическое строение и эволюция кристаллического фундамента и рифтового комплекса полуострова Ямал и сопредельных территорий Арктической части Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна».*

**ЛИТЕРАТУРА**

1. Балицкий В. С., Балицкая Л. В., Пентелей С. В., Пиронон Ж., Баррес О. Экспериментальное изучение метаморфических превращений углеводородов в водном окружении при повышенных и высоких температурах и давлениях (в связи с выяснением форм и максимальных глубин нахождения нефти в земных недрах). 4-е Кудрявцевские чтения: материалы Всерос. конф. по глубинному генезису нефти. М.: ЦГЭ, 2015. С. 1–5.
2. Ваньян Л. Л., Хийндман Р. Д. О природе электропроводимости консолидированной коры // Физика Земли. 1996. № 4. С. 5–11.
3. Варламов А. И., Лоджевская М. И. Углеводородный потенциал глубокозалегающих отложений осадочного чехла нефтегазоносных бассейнов мира // Современное состояние теории происхождения, методов прогнозирования и технологий поисков глубинной нефти (1-е Кудрявцевские чтения): материалы Всерос. конф. М.: ЦГЭ, 2012. С. 1–3. [Conference collection](#)
4. Иванов К. С., Ерохин Ю. В. Неорганическая геохимия нефти Северной Евразии (по данным ICP- MS) // Всерос. конф. по глубинному генезису нефти. 5-е Кудрявцевские чтения: матер. конф. (17–19 окт. 2016 г.). М.: ЦГЭ, 2016. С. 1–4 (тезисы № 21).
5. Иванов К. С. Сколько нефти надо добывать России? (открытое письмо Президенту России В. В. Путину) // Уральский геологический журнал. 2016. № 6. С. 3–10.

6. Иванов К. С., Кучеров В. Г., Федоров Ю. Н. К вопросу о глубинном происхождении нефти // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири (17–19 сентября). Тюмень, 2008. С. 160–173.
7. Иванов К. С., Федоров Ю. Н., Петров Л. А., Шишмаков А. Б. О природе биомаркеров нефтей // ДАН. 2010. Т. 432, № 2. С. 227–231. URL: <https://doi.org/10.1134/S10283334X1005017X>
8. Иванов С. Н. Пределная глубина открытых трещин и гидродинамическая зональность земной коры // Ежегодник-1969. Свердловск: ИГГ УФАН СССР. 1970. С. 212–233.
9. Иванов С. Н. Непроницаемая зона на границе верхней и средней части земной коры // Физика Земли. 1999. № 9. С. 96–102.
10. Иванов С. Н., Иванов К. С. Реологическая модель строения земной коры (модель 3-го поколения) // Литосфера. 2018. № 4. С. 3–18.
11. История геологического поиска (к 50-летию открытия Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции) / под ред. В. И. Карасева и др. М.: Пента, 2003. 283 с.
12. Краюшкин В. А. Небиогенная природа гигантских газонефтенакоплений на континентальном склоне Мирового океана // Глубинная нефть. 2014. Т. 2. № 5. С. 739–751. URL:
13. Кудрявцев Н. А. Генезис нефти и газа. Л.: Недра, 1973. 216 с.
14. Кучеров В. Г., Бенделиани Н. А., Алексеев В. А., Кенней Дж. Ф. Синтез углеводородов из минералов при давлении до 5 ГПа // ДАН. 2002. Т. 387, № 6. С. 789–792. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=29053767>
15. Малышев А. И. Роль охлаждающих горизонтов в генезисе углеводородных месторождений // ДАН. 2017. Т. 476, № 4. С. 445–447. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=30150860>
16. Маракушев А. А., Писоцкий Б. И., Панеях Н. А., Готтих Р. П. Геохимическая специфика нефти и происхождение ее месторождений // ДАН. 2004. Т. 398, № 6. С. 795–799. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=17371839>
17. Менделеев Д. И. Сочинения. Т. 10. Нефть. М.; Л.: Изд-во АН СССР, 1949. 832 с.
18. Павленкова Н. И. Петрофизические проблемы глобальной тектоники // Тектонофизика и актуальные вопросы наук о Земле: 4-я тектонофиз. конф. в ИФЗ РАН с междунар. участием. 2016. С. 529–537. [Conference collection](#)
19. Порфирьев В. Б. Природа нефти, газа и ископаемых углей. Избр. труды. Т. 2. Абиогенная нефть. Киев: Наук. думка, 1987. 216 с.
20. Сокол А. Г., Томиленко А. А., Бульбак Т. А., Соболев Н. В. Синтез углеводородов при конверсии CO<sub>2</sub> флюида водородом: экспериментальное моделирование при 7,8 ГПа и 1350 °C // ДАН. 2017. Т. 477, № 6. С. 699–703. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=30752880>
21. Тимурзиев А. И. Закономерности пространственно-стратиграфического распределения залежей нефти и газа Западно-Сибирской НГП на основе представлений об их глубинном генезисе, молодом возрасте и новейшем времени формирования // Горные ведомости. 2014. № 5 (120). С. 24–46. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=21577221>
22. Федоров Ю. Н., Иванов К. С., Ерохин Ю. В., Ронкин Ю. Л. Неорганическая геохимия нефти Западной Сибири (первые результаты изучения методом ICP-MS) // ДАН. 2007. Т. 414, № 3. С. 385–388. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=9533485>
23. Chekaliuk E. V., Kenney J. F. The stability of hydrocarbons in the thermodynamic conditions of the Earth // Proc. Amer. Phys. Soc. 1991. Vol. 36(3). 347 p.
24. Cruse A. M., Seewald J. S. Geochemistry of low-molecular weight hydrocarbons in hydrothermal fluids from Middle Valley, Northern Juan de Fuca Ridge // Geochim. Cosmochim. Acta. 2006. Vol. 70, issue 8. P. 2073–2092. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2006.01.015>
25. Gulf of Mexico Waits For A Turnaround // World Oil. 2002. March. URL: <https://www.worldoil.com/magazine/2002/march-2002/features/gulf-of-mexico-waits-for-a-turnaround>
26. Howard G. H., Barry P. H., Pernet-Fisher J. F., Baziotis I. P., Pokhilenko N. P., Pokhilenko L. N., Bodnar R. J., Taylor L. A., Agishev A. M. Superplume metasomatism: evidence from Siberian mantle xenoliths // Lithos. 2014. Vol. 184–187. P. 209–224. <https://doi.org/10.1016/j.lithos.2013.09.006>
27. Ivanov S. N., Ivanov K. S. Hydrodynamic Zoning of the Earth's crust and its Significance // Journal of Geodynamics. 1993. Vol. 17, issue 4. P. 155–180. [https://doi.org/10.1016/0264-3707\(93\)90006-R](https://doi.org/10.1016/0264-3707(93)90006-R)
28. Kaminsky F. V., Wirth R., Schreiber A. Carbonatitic inclusions in deep mantle diamond from Juina, Brazil: new minerals in the carbonate-halide association // The Canad. Miner. 2013. Vol. 51. P. 669–688. <https://doi.org/10.3749/canmin.51.5.669>
29. Kitchka A. Juvenile petroleum pathway: from fluid inclusions via tectonics and outgassing to its commercial fields // Геолог Украины. Наука: новый взгляд. 2004. № 2(6). С. 37–47.
30. Kolesnikov A., Kutcherov V., Goncharov A. Methane-derived hydrocarbons produced under upper-mantle conditions // Nature Geoscience. 2009. Vol. 2. P. 566–570. <https://doi.org/10.1038/ngeo591>
31. Mukhina E. D., Kolesnikov A. Yu., Serovaitsky A. Yu., Kucherov V. G. Experimental Modelling Of Hydrocarbon Migration Processes // Journal of Physics: Conference Series. 2017. Vol. 950. P. 042040. URL: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/950/4/042040/pdf>
32. Operators report string of Gulf of Mexico discoveries // Oil & Gas Journal. 2009. Vol. 107, issue 7. P. 35.
33. Proskurowski G., Lilley M. D., Seewald J. S., Fruh-Green G. L., Olson E. J., Lupton J. E., Sylva S. P., Kelley D. S. Abiogenic hydrocarbon at Lost City hydrothermal field // Science. 2008. Vol. 319, issue 5863. P. 604–607. <https://doi.org/10.1126/science.1151194>
34. Shirey S. B., Cartigny P., Frost D. J., Keshav S., Nestola F., Nimis P., Pearson D. G., Sobolev N. V., Walter M. J. Diamonds and the geology of mantle carbon // Rev. Miner. Geochem. 2013. Vol. 75, issue 1. P. 355–421. <https://doi.org/10.2138/rmg.2013.75.12>
35. Sverjensky D. A., Stagno V., Fang Huang. Important role for organic carbon in subduction-zone fluids in the deep carbon cycle // Nature Geoscience. 2014. Vol. 7. P. 909–913. <https://doi.org/10.1038/ngeo2291>
36. Weiss Y., Kiflawi I., Davies N., Navon O. High-density fluids and the growth of monocrystalline diamonds // Geochim. Cosmochim. Acta. 2014. Vol. 141. 15 September. P. 145–159. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2014.05.050>

Статья поступила в редакцию 17 июля 2018 г.

# About possible maximum depth of oil deposits

Kirill Svyatoslavich IVANOV\*

Institute of geology and geochemistry of the Ural branch of the Russian Academy of Sciences, Ekaterinburg, Russia

**Relevance of research.** The study of the origin of oil is fundamental in geology, with essential scientific and practical importance. In connection with the gradual exhaustion of deposits of small and medium depths (up to 4.5 km), the question inevitably arises of the development of deeper hydrocarbon deposits.

**The purpose of the work:** to estimate the depth to which it is currently possible to detect oil fields.

**Methodology of the research:** analysis of theoretical models of inorganic formation of oil and the deep structure of the earth's crust with the involvement of new data from experiments and global discoveries of deposits at super depths.

**Results.** Based on the rheological model by S. N. Ivanov (about the structure of the continental crust), the deepest oil fields should be located immediately below the separator, that is, directly under the fluid-tight boundary, usually at a depth of 10–11 km. According to the model of oil formation by A. I. Malyshev (model of cooling horizons), the maximum depth for oil fields is 12 km. Oil deposits with a depth of 10.7 km are already known. Tests by V. S. Balitsky and others on the phase states of water-hydrocarbon fluids at high temperatures and pressures show that there may be oil deposits of at least 12 km. Now, the same depth is maximally achievable when drilling.

**Conclusion.** Finding oil fields is possible to a depth of 12 km. However, the concept of the inorganic oil origin does not assume the necessity and expediency of searching for its deposits in the basement of Western Siberia and Yamal, over vast areas outside the known oil-bearing regions. If there were significant oil-bearing deep breaks there, then oil, due to its lightness, would appear in the mantle. Therefore, the primary object of exploration is deep horizons under large oil fields.

**Keywords:** oil fields, deep structure of the earth's crust, fluids.


## Acknowledgements

The research is conducted under the scope of the project of Russian Foundation for Basic Research No. 18-05-70016 called "Geological structure and evolution of the crystalline basement and rift complex of the Yamal peninsula, as well as cross-border regions of the Arctic part of the West-Siberian oil-and-gas bearing megabasin."

## REFERENCES

- Balitsky V. S., Balitskaya L. V., Penteley S.V., Pironon J., Barres O. 2015, *Eksperimental'noye izucheniye metamorficheskikh prevrashcheniy uglevodorodov v vodnom okruzhenii pri povyshennykh i vysokikh temperaturakh i davleniyakh (v svyazi s vyyasneniyem form i maksimal'nykh glubin nakhozhdeniya nefi v zemnykh nedrakh)* [Experimental study of metamorphic transformations of hydrocarbons in the water environment at elevated and high temperatures and pressures (in connection with the clarification of the forms and maximum depths of oil in the earth interior)]. 4th Kudryavtsev Readings: Proceedings of the All-Russian conference on the deep-seated oil genesis. Moscow, pp. 1–5.
- Vanyan L. L., Hyndman R. D. 1996, On the Origin of Electrical Conductivity in the Consolidated Crust. *Fizika Zemli* [Izvestiya. Physics of the Solid Earth], no. 4, pp. 5–11. (In Russ.)
- Varlamov A. I., Lodzhevskaya M. I. 2012, *Uglevodorodnyy potentsial glubokozailegayushchikh otlozheniy osadochnogo chekhla neftegazonosnykh basseynov mira* [Hydrocarbon potential of deep-seated sediments of the sedimentary mantle of the oil and gas basins] // Current state of the theory of origin, forecasting methods and deep oil exploration technologies (1st Kudryavtsev readings): Proceedings of the All-Russian conference. Moscow, pp. 1–3. [http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/tema/017\\_Varlamov-Lodgevskaya\\_Theses1.pdf](http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/tema/017_Varlamov-Lodgevskaya_Theses1.pdf)
- Ivanov K. S., Erokhin Yu. V. 2016, *Neorganicheskaya geokhimiya nefi Severnoy Evrazii (po dannym ICP-MS)* [Inorganic geochemistry of oil of the Northern Eurasia (according to ICP- MS)]. All-Russian Conference on the deep genesis of oil. 5th Kudryavtsev Readings: Proceedings of the conference (October 17–19, 2016). Moscow, pp. 1–4.
- Ivanov K. S. 2016, How much oil should Russia produce? (open letter to the President of Russia V. V. Putin). *Ural'skiy geologicheskii zhurnal* [Uralian Geological Journal], no. 6, pp. 3–10. (In Russ.)
- Ivanov K. S., Kucherov V. G., Fedorov Yu. N. 2008, To the question of the deep origin of oil. State, trends and problems of the development of the oil and gas potential of Western Siberia (September 17–19). Tyumen, pp. 160–173.
- Ivanov K. S., Fedorov Yu. N., Petrov L. A., Shishmakov A. B. 2010, The nature of biomarkers in oils. *Doklady Akademii nauk* [Doklady Earth Sciences], vol. 432, no. 1, pp. 626–630.
- Ivanov S. N. 1970, *Predel'naya glubina otkrytykh treshchin i gidrodinamicheskaya zonal'nost' zemnoy kory* [Extreme depth of open cracks and hydrodynamic zonality of the earth's crust]. Sverdlovsk, Yearbook-1969, pp. 212–233.
- Ivanov S. N. 1999, Impermeable zone at the border of the upper and middle parts of the crust. *Fizika Zemli* [Izvestiya. Physics of the Solid Earth], no. 9, pp. 96–102. (In Russ.)
- Ivanov S. N., Ivanov K. S. 2018, Rheological model of the structure of the earth's crust (model of the 3rd generation). *Litosfera* [Lithosphere], no. 4, pp. 3–18. (In Russ.)
- 2003, *Istoriya geologicheskogo poiska (k 50-letiyu otkrytiya Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii)* [History of geological prospecting (to the 50th anniversary of the discovery of the West Siberian oil and gas province)]. Ed. by V. I. Karasev et al. Moscow, 283 p.
- Krayushkin V. A. 2014, Nonbiogenic origin of giant gas and oil deposits in the continental slope of the World's water. *Glubinnaya nef'* [Deep oil], vol. 2, no. 5, pp. 739–751. (In Russ.)
- Kudryavtsev N. A. 1973, *Genezis nefi i gaza* [Genesis of oil and gas]. Leningrad, 216 p.
- Kucherov V. G., Bendeliani N. A., Alekseev V. A. J. Kenney. F. 2002, Synthesis of hydrocarbons from minerals at pressures up to 5 GPa. *Doklady Akademii nauk* [Doklady Earth Sciences], vol. 387, no. 6, pp. 789–792. (In Russ.) URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=29053767>
- Malyshev A. I. 2017, The role of cooling horizons in the genesis of hydrocarbon deposits. *Doklady Akademii nauk* [Doklady Earth Sciences], vol. 476, no. 4, pp. 445–447. (In Russ.) URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=30150860>
- Marakushev A. A., Pisotskii B. I., Paneyakh N. A., Gottikh R. P. 2004, Geochemical features of oil and the origin of oil fields. *Doklady Akademii nauk* [Doklady Earth Sciences], vol. 398, no. 6, pp. 795–799. (In Russ.) URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=13463569>
- Mendeleev D. I. 1949, *Sochineniya* [Writings]. Tom 10. *Nef'* [Vol. 10. Oil]. Moscow; Leningrad, 832 p.
- Pavlenkova N. I. 2016, *Petrofizicheskiye problemy global'noy tektoniki* [Petrophysical problems of global tectonics]. Tectonophysics and topical issues of Earth sciences: The 4th tectonophysical conference at the Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences (IPE RAS) with international participation, pp. 529–537.

\* ✉ [ivanovks@igg.uran.ru](mailto:ivanovks@igg.uran.ru)

 <https://orcid.org/0000-0002-8292-4658>



19. Porfiriev V. B. 1987, *Priroda nefti, gaza i iskopayemykh ugley* [The origin of oil, gas and fossil coal]. Selectas. Vol. 2. *Abiogenaya neft'* [Abiogenic oil]. Kiev, 216 p.
20. Sokol A. G., Tomilenko A. A., Bulbak, T. A., Sobolev N. V. 2017, Synthesis of hydrocarbons in the conversion of CO<sub>2</sub> fluid by hydrogen: experimental simulation at 7.8 hPa and 1350° C. *Doklady Akademii nauk* [Doklady Earth Sciences], vol. 477, no. 6. pp. 699–703. (In Russ.) URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=30752880>
21. Timurziev A. I. 2014, Regularities of extensive and stratigraphical distribution of oil and gas deposits of the West-Siberian oil-bearing field on the basis of ideas about their deep genesis, young age and the latest formation time. *Gornyye vedomosti* [Mining news], no. 5 (120), pp. 24–46. (In Russ.) URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=21577221>
22. Fedorov Yu. N., Ivanov K. S., Erokhin Yu. V., Ronkin Yu. L. 2007, Inorganic geochemistry of oil in Western Siberia (the first results of the study by ICP-MS method). *Doklady Akademii nauk* [Doklady Earth Sciences], vol. 414, no. 3. pp. 385–388. (In Russ.) URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=9533485>
23. Chekaliuk E. B., Kenney J. F. 1991, The stability of hydrocarbons in the thermodynamic conditions of the Earth. *Proceedings of the American Physical Society*, vol. 36(3). 347 p.
24. Cruse A. M., Seewald J. S. 2006, Geochemistry of low-molecular weight hydrocarbons in hydrothermal fluids from Middle Valley, Northern Juan de Fuca Ridge. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, vol. 70, issue 8, pp. 2073–2092. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2006.01.015>
25. 2002, Gulf of Mexico Waits For A Turnaround, World Oil. March. URL: <https://www.worldoil.com/magazine/2002/march-2002/features/gulf-of-mexico-waits-for-a-turnaround>
26. Howard G. H., Barry P. H., Pernet-Fisher J. F., Baziotis I. P., Pokhilenko N. P., Pokhilenko L. N., Bodnar R. J., Taylor L. A., Agishev A. M. 2014, Superplume metasomatism: evidence from Siberian mantle xenoliths. *Lithos*, vol. 184–187, pp. 209–224. <https://doi.org/10.1016/j.lithos.2013.09.006>
27. Ivanov S. N., Ivanov K. S. 1993, Hydrodynamic Zoning of the Earth's crust and its Significance. *Journal of Geodynamics*. Vol. 17, issue 4. P. 155–180. [https://doi.org/10.1016/0264-3707\(93\)90006-R](https://doi.org/10.1016/0264-3707(93)90006-R)
28. Kaminsky F. V., Wirth R., Schreiber A. 2014, Carbonatitic inclusions in deep mantle diamond from Juina, Brazil: new minerals in the carbonate-halide association. *The Canadian Mineralogist*, vol. 51, issue 5, pp. 669–688. <https://doi.org/10.3749/canmin.51.5.669>
29. Kitchka A. 2004, Juvenile petroleum pathway: from fluid inclusions via tectonics and outgassing to its commercial fields. *Ukrainian Geologist*, no. 2 (6), pp. 37–47.
30. Kolesnikov A., Kutcherov V., Goncharov A. 2009, Methane-derived hydrocarbons produced under upper-mantle conditions. *Nature Geoscience*, vol. 2, pp. 566–570. <https://doi.org/10.1038/ngeo591>
31. Mukhina E. D., Kolesnikov A. Yu., Serovaisky A. Yu., Kucherov V. G. 2017, Experimental Modelling Of Hydrocarbon Migration Processes. *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 950. 042040. URL: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/950/4/042040/pdf>
32. 2009, Operators report string of Gulf of Mexico discoveries. *Oil & Gas Journal*, vol. 107, issue 7, p. 35.
33. Proskurowski G., Lilley M. D., Seewald J. S., Fruh-Green G. L., Olson E. J., Lupton J. E., Sylva S. P., Kelley D. S. 2008, Abiogenic hydrocarbon at Lost City hydrothermal field. *Science*, vol. 319, issue 5863, pp. 604–607. <https://doi.org/10.1126/science.1151194>
34. Shirey S. B., Cartigny P., Frost D. J., Keshav S., Nestola F., Nimis P., Pearson D. G., Sobolev N. V., Walter M. J. 2013, Diamonds and the geology of mantle carbon. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, vol. 75, issue 1, pp. 355–421. <https://doi.org/10.2138/rmg.2013.75.12>
35. Sverjensky D. A., Stagno V., Fang Huang. 2014, Important role for organic carbon in subduction-zone fluids in the deep carbon cycle. *Nature Geoscience*, vol. 7, pp. 909–913. <https://doi.org/10.1038/ngeo2291>
36. Weiss Y., Kiflawi I., Davies N., Navon O. 2014, High-density fluids and the growth of monocrystalline diamonds. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, vol. 141. 15 September, pp. 145–159. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2014.05.050>

The article was received on July 17, 2018