



М.З. Рачинский
д-р геол.-мин. наук
профессор
академик РАН
Environmental Solutions International
(ESI) (США)
главный консультант
rachinskymz@gmail.com

К проблеме генезиса глубинной нефтегазоносности

¹США, Мэриленд, Тоусон, ябонементный ящик 27637.

Обосновывается полигенный (органический и мантийный) характер генезиса УВ в разрезах нефтегазоносных бассейнов глубокого заложения в диапазоне гипсометрических глубин более 8–12 км

Ключевые слова: стратисфера; флюидодинамика; гидравлика; нефтегазоносность; сверхбольшие глубины; катагенез РОВ; биогенная и абиогенная генерация; миграция; аккумуляция углеводородов

Опыт и результаты геологоразведочных работ (ГРП) в большинстве нефтегазоносных бассейнов мира показывают, что к настоящему времени углеводородный (УВ) потенциал диапазона гипсометрических глубин до 5–7 км в достаточной степени изучен и дальнейшие основные перспективы добычи нефти и газа связаны с более глубоко погруженными (9–12 и более км) комплексами стратиграфического объема палеозой-плейстоцен-бассейнов с толщиной стратисферы до 15–32 км (Южно-Каспийская впадина – ЮКВ). Согласно общепризнанным оценкам, извлекаемые запасы УВ в интервале глубин 4,5–8,1 км составляют 7% мировых запасов нефти и 25% газа (экспертные оценки *US Department of State Energy Administration of US Department of Energy, US geological Survey World Petroleum Assessment, BP Statistical Review of World Energy, 2016*), что представляется достаточно оптимистичным признаком перспектив и для нижезалегающих отложений. В то же время по данным [13] и др., основные ресурсы УВ (порядка 70%) локализованы в интервале глубин до 3–4 км. В этой связи представляются принципиально важными при выборе стратегии

направлений поисков и разведки определение фазового состояния флюидов, характера и типов их генезиса и балансовых соотношений в разноточных частях осадочного чехла.

В реальной геологической обстановке процесс формирования месторождений и залежей осуществляется весьма сложно и обязательно требует соблюдения императивного комплекса необходимых и достаточных условий его реализации, в числе которых обязательным и практически основным является фактор наличия (создания) в резервуарах (ловушках), тем или иным гидравлически дренажным механизмом освобожденных от сингенетичных подземных вод и рассолов, свободных энергоемких порово-каверно-трещинных циркуляционных пространств (объемов), способных перемещать и аккумулировать миграционно поступающие высоконапорные УВ [11, 15, 16, 22].

Современные техника и технология буровых работ уже позволяют без особо больших сложностей бурить сверхглубокие скважины до глубин 8–12 км, а также проводить исследования глубоко погруженных отложений осадочного чехла, находящихся в специфической весьма жесткой термобарической геологической обста-

новке: температуры – сотни °С. В скважине на пл. *Bertha Rogers* на глубине 9583 м > 240 °С; на пл. *Colton-C* на глубине 3220 м – 355 °С; в другой скважине, пробуренной в США в районе молодого вулканизма, на глубине 1440 м замеренная температура достигала 465 °С; весьма высокое значение измеренной температуры 175 °С на глубине 6519 м зафиксировано в Аралсорской сверхглубокой скважине (Прикаспийская низменность, Казахстан). Аномально высокие температуры характерны для Тырнаузской скважины, пробуренной на Северном Кавказе (Кабардино-Балкария, Россия), где на глубине порядка 4 км в толще неостывших молодых гранитов она составляла 223 °С. Особо примечателен в этом плане Британский блок Северного моря, где в месторождениях Джайд и Эйден/Франклин УВ-скопления в юрских песчаниках в интервале глубин 5490–5764 м находятся в зоне пластовых температур > 200 °С. То же имеет место на нефтяном месторождении Эркин и газовом Шируотер, разработка которых началась при пластовой температуре 340 °С на глубине 4880 м. Диапазон нефтегазоносности в этом районе охватывает огромный стратиграфический интервал «девон – олигоцен» [5].

Анализ материалов по всем бассейнам с весьма глубокими скоплениями УВ фиксирует облигатное в них развитие аномально высоких (нередко выше геостатического уровня) пластовых давлений, крупномасштабной разновременной иммерсии разреза, весьма крупных перерывов (периоды и отделы) в осадконакоплении и факт практически обязательного в них наличия мощных эвапоритовых толщ. Так, в разрезе бассейна Мексиканского залива в среднеюрских отложениях (келловейский ярус) присутствует мощная (до 4 км) автохтонная толща солей, а в вышележающих верхнемиоценовых интервалах практически повсеместно распространены крупные аллохтонные соляные штоки – ядра протыкания криптодиапирового облика. В бассейне Сантос в разрезе стратиграфического диапазона нефтегазоносности «неоген – юра» установлено наличие эвапоритовой серии осадков (~ 2 км) в отложениях апт-альба нижнего мела. Примерно аналогичная ситуация имеет место в верхнепермском разрезе Анадарко и Пермского бассейнов США. При этом во всех случаях присутствие УВ фиксируется как в подсолевых, так часто и в надсолевых объектах. Например, сверхвысокие пластовые давления – десятки и сотни МПа замерены на пл. *Bruner* в бассейне Анадарко – на глубине 5882 м давление составляло 132 МПа; на пл. *Painy-Woods* в штате Миссисипи на глубине 6767 м – 154,7 МПа, в Северном море на вышеупомянутых пл. Джайд,

Эйден/Франклин замеренные пластовые давления достигали > 110 МПа [5]. Приближенная к критическим значениям термобарии ситуация позволяет, тем не менее, реализовывать генерацию, миграцию флюидов и аккумулировать УВ в природных резервуарах. Примечательно, что в палеозой-нижнемеловых отложениях Пермского бассейна Западного Техаса – сланцевый бассейн *Wolfcamp* (США) – в обстановке весьма высоких температур и давлений сосредоточены сверхгигантские запасы УВ – 3,2 млрд т нефти, 16 трлн м³ газа, 1,6 млрд барр. конденсата. Эти объемы более чем в 3 раза превышают запасы, обнаруженные в 2013 г. на обычном месторождении *Bakken-Three Forks* в бассейне Уиллísticoун (Канада).

Убедительными фактами могут служить пробуренные продуктивные поисково-оценочные скважины: скв. 1 на пл. *Ralph Lowe* – 8692 м (Пермский бассейн); скв.1-SL-5407 – 7803 м (шт. Луизиана); скв.1-EE на пл. *University* – 8686 м; скв. 1 на пл. *Baden Unit* – 9159 м; скв. 1 на пл. *Bertha Rogers* – 9583 м; пл. *Mills Ranch* – 8100 м (все – палеозой, бассейн Анадарко, США); скв. *Jacobs-1* – 7554 м; скв. 1 на пл. *Tiber*, открывшая в диапазоне глубин 10,8–12 км в палеоцен-эоценовых отложениях (серия *Lower Tertiary*) и отдельных объектах юры крупнейшее месторождение нефти с геологическими запасами в 1,8 млрд т.; скв. 1 нефтегазового месторождения *Tahiti* с извлекаемыми запасами УВ 63,6–79,5 млн м³ на глубине 7015–8548 м в отложениях нижнего и среднего миоцена; месторождение *Kaskida* – на глубине 9,8–10,5 км (неоген-палеоген) в объекте 9750 м, содержащем крупное скопление УВ (все – акватория Мексиканского залива, США). Яркими фактами могут служить также месторождения бассейна Сантос (бразильский шельф Атлантики и континентальный склон) с исключительно широким стратиграфическим этажом нефтегазоносности (юра-неоген) – *Tupi-Yara* с запасами 2,1–4 млрд т в интервале глубин 8 км и более; *Carioca Sugor Loaf* – меловые отложения с геологическими запасами 11 млрд т. В иранской части бассейна Персидского залива на глубине 10,2 км выявлено весьма крупное нефтегазо-конденсатное месторождение *Chilingar*. В Аргентине недавно выявлено крупное скопление УВ *Serra-de-Aguarache* с ВНК на глубине 8981 м. Примечательно, что все залежи этих месторождений находятся в термобарической обстановке, не допускающей дифференциальное фазовое состояние органогенных УВ. В то же время приведенные данные вполне адекватно резонируют с концепцией внестратиферной генерации УВ.

Недавно выполненное бассейновое моделирование Южно-Каспийской впадины, осно-

ванное на не совсем достаточно методологически корректной экстраполяции с постоянным градиентом современных геотемператур ПТ (продуктивная толща нижнего плиоцена) на сверхглубокие объекты стратисферы [8, 12], рисует довольно искаженную картину соответствия указанной симуляции идеологеме осадочно-породного стадийного катагенетического метаморфизма рассеянного органического вещества (РОВ) по известной схеме Вассоевича-Карцева-Лопатина-Неручева. Приведенные авторами сведения о величинах отражательной способности витринита R_0 – 0,6% в диапазоне 10–12 км и соответствующая этому значению фаза генерации УВ вызывают сомнения в своей релевантности, поскольку этому интервалу глубин в пределах большей части региона соответствуют стратиграфические отложения палеоген-неогена, выполненные абсолютно глинистой фацией типичного глубоководного штира и преимущественно морскими молассами нижнего плиоцена, по определению вообще лишенными возможности содержать ископаемые углистые разности, кроме переотложенных из нижезалегающих мезозойских интервалов дельтовых отложений Палео-Волги [2], коренных пород Русской платформы и пород Средне-Каспийской палеосуши [5, 6].

Полагая «нефтематеринскими» интервалы разреза с содержанием РОВ чаще всего порядка 2–4% и более, органическая концепция генерации УВ в большинстве случаев не учитывает всей истории геологического развития стратисферы бассейнов, где региональный тектогенез практически неоднократно сменялся регрессивными и трансгрессивными циклами с соответствующим расходным балансом концентрации органики «*in situ*». Таким образом, не исключено, что в ту или иную градацию и фазу гипотетической современной генерации УВ оказываются вовлеченными «материнские» породы, уже потерявшие частично или полностью свой генерационный потенциал, израсходованный в геологические палеозапы, характеризовавшиеся значительно более высокими по сравнению с современными палеотемпературами, обеспечившими заверченный термокатагенез РОВ на значительно меньших глубинах и в более древних стратиграфических комплексах. При этом возможно, что на настоящем этапе геологической истории эти «УВ-генерирующие» породы уже вообще не в состоянии ничего производить, полностью исчерпав свою генерационную способность.

Неучет указанного обстоятельства и методологически не совсем корректная корреспонденция современных геотемператур ПТ нижнего

плиоцена на более глубокие стратиграфические интервалы разреза привели к явно завышенному выводу об «окне генерации УВ» в ЮКВ в диапазоне глубин 5–22 км (нижний плиоцен-палеоген) [8, 12, 19]. При этом не было принято во внимание, что палеотемпературы нижезалегающих отложений миоцена, олигоцена и палеогена были на 17–22 °С выше, чем современного нижнего плиоцена региона [1]. Внесение соответствующих корректив существенно снижает интервал органического нефтеобразования с 5–16 км и газогенерации с 16–22 и более км до значительно меньших глубин, что, в свою очередь, несколько понижает общие перспективы нефтегазоносности сверхглубоких объектов бассейна.

Установленное во всех бассейнах пространственное соответствие и постоянная ассоциация промышленной нефтегазоносности с региональными и локальными пьезоминимумами – аралами, очагами и пунктами относительно незатрудненного гидравлического дренажа природных резервуаров, создающего в коллекторах ловушек свободное порово-каверно-трещинное пространство за счет эмиграции сингенетических им седиментогенных вод и рассолов, и реализованного в рамках функционирования пульсационной переточно-инъекционной сквозной субвертикальной межэтажной, межформационной и межрезервуарной гидродинамической системы в диапазоне гипсометрических глубин до 4 км [15, 22], в сочетании с изложенными выше соображениями и неоспоримыми биомаркерами позволяет полагать возможным частичную генерацию определенного объема УВ как результат термобарометаморфизма РОВ.

С другой стороны, отмеченные выше исключительно жесткие термобарические условия нефтегазоносности весьма глубоких базисных стратиграфических комплексов стратисферы, не позволяющие сохранение от разрушения УВ-биосоединений в интервале геотемператур более 150–200 °С (известные ограничения «нефтяного окна» [4, 20, 21] в их резервуарах абиогенной компоненты, имеющей глубинное (мантийное) происхождение и отличную от биогенных УВ элементную и групповую нанокомбинаторику несколько иного стабильного в условиях весьма высоких температур и давлений специфического структурно-микроструктурного состава (водород, гелий, азот, кислород, железо, золото, серебро, углерод, графит, стронций, литий, уран, радон, сероводород, CO₂, мантийный CH₄ и др.), микрокомпонентных соотношений (ванадий, ртуть и др.) и фазового состояния. Естественно, что попадая в осадочный чехол флюидно-мантийная субстанция, на-

ходясь в нем довольно продолжительное геологическое время, может структурно-компонентно трансформироваться, приобретая характерные черты биогенной среды существования.

В последние годы появилось немало фактических данных, свидетельствующих о реальной возможности абиогенного синтеза УВ – открытие более 4 тыс. крупных залежей в породах кристаллического субстрата – месторождения Белый Тигр, Дракон (Вьетнам), Ауджила-Нафура (Ливия), Ла-Пас, Мара (Венесуэла), Хьюгтон-Панхэнгл, Уилмингтон (США) и др. [8]; обнаружение УВ в северной части активно функционирующего мантийного атлантического срединно-океанического хребта – геотермальное поле *Lost-City* горного массива *Atlantis*; существование естественных газовых струй (факелов – «черные курильщики» и «*gas chimney*») на морском и океаническом дне с дебитами крупных струй, соизмеримыми с годовой добычей метанового газа в мире – 3,6 трлн м³ [3]; обнаружение весьма большого количества метана на глубине порядка 12 км – далеко вне пределов осадочной толщи в разрезе Кольской сверхглубокой скважины; специфически неорганические УВ соединения в кальдере вулкана Узон (Камчатка, Россия); присутствие метана и его гомологов в продуктах извержения вулкана Этна (о. Сицилия, Италия); внестратисферные соотношения изотопов гелия, водорода и других маркеров внеосадочного генезиса УВ; фиксация неорганических компонентов, частиц самородных металлов, карбидов и силицидов в продуктах извержения вулканов Кордильер и Анд (Северо- и Южно-Американские материки), паргазовые мантийные флюиды (в том числе, «мантийные воды» [14]) магматических вулканов; неорганические компоненты (в том числе, «инертные газы») в выбросах грязевых вулканов, их салз и грифонов; метановые атмосферы ряда планет Солнечной системы и др. Как правило, указанные земные проявления и промышленная нефтегазоносность глубинных объектов стратисферы пространственно соответствуют зонам геологической турбулентности осадочного чехла, сопряженным с высокоамплитудными крупными планетарными и региональными разломами и разрывами сплошности пород, ассоциирующими, в свою очередь, с конвективными мантийными высоко-температурными плюмами [16, 17].

Участие абиогенной углеводородной составляющей в формировании промышленного нефтегазонасыщения резервуаров находит объективное подтверждение и в многочисленных документально зафиксированных фактах геологически скоротечных современных перетоков

новых порций флюидов в ранее выработанные залежи. Подобная картина наиболее наглядно имела место на Ромашкинском месторождении (Татарстан, РФ), где по истечении достаточно длительного времени ряд ранее полностью обводненных и ликвидированных скважин вновь стал фонтанировать чистой нефтью. Аналогичные промысловые наблюдения неоднократно отмечались в завершенных эксплуатации залежах неогена Старогрозненского месторождения (Чеченская Республика, РФ), в литерных горизонтах сураханской свиты ПТ нижнего плиоцена месторождения Сураханы, свиты VII горизонтов Гарадагского ПХГ (Азербайджанская Республика) и во многих других районах.

Исходя из всех приведенных выше фактов, материалов и соображений, и известного принципа презумпции деструкции органических УВ в интервале геотемператур порядка 150–200 °С, представляется допустимым полагать, что углеводородное насыщение стратисферы бассейнов сверхглубокого заложения имеет полигенный характер – верхняя часть их разреза (ориентировочно до глубин 3–4 км) преимущественно насыщена продуктами термокатагенетических превращений РОВ, нижняя часть (интервал глубин 9–10 и более км) – абиогенной стабильной мантийной углеводородной субстанцией, не подверженной обычной высокотемпературной диссипации биоорганических УВ. Очевидно, что прогрессирующая с глубиной минимизация условий гидродинамического дренажа природных резервуаров, возможно, несколько сдвигает соотношение биогенной и абиогенной компонент в пользу первой. Возможность генерации абиогенных УВ, как известно, практически подтверждена известными экспериментами Менделеева, Зеленского, Фишера-Тропша и ряда других многочисленных исследователей.

Очевидно также, что граница смешения УВ различной генерации в зависимости от конкретных геологических условий бассейна (региона, района), динамики гидравлического дренажа резервуаров может варьировать по стратиграфической и гипсометрической глубинах. С течением геологического времени в результате диффузионных, капиллярных, пленочных, осмотических и прочих микромиграционных процессов геохимический состав УВ может выравниваться по всему разрезу стратисферы, и глубинная компонента может оказаться менее репрезентативной («сглаженной»).


В рамках изложенной парадигмы представляется вероятным допущение, что УВ-насыщение стратисферы бассейнов глубокого заложения могло формироваться в два этапа – первый в интервале глубин до 3–4 км по модели

катагенетической трансформации РОВ в гидродинамической обстановке более или менее незатрудненного дренажа природных ловушек; второй – на глубинах осадочного чехла более 8 км – в ходе весьма затрудненного водообмена и бато(лакко)морфной или жильно-дайковой интрузий специфичных мантийных УВ.

Факторами, способствующими аккумуляции УВ в порово-трещинно-кавернозных геологических объемах на сверхбольших глубинах, могут быть облигатные фазовые превращения минералов, флюидов и пород (дегидратация смектитов, дифференциация различных газогидратов, переход газов из водорастворенного состояния в свободную газовую фазу, генерация водяного пара из внутрирезервуарной воды, новотрещиноватость разреза, дилатантные эффекты и пр.), обеспечивающие частичное трансформационное преобразование (ваккумирование) субвертикально ориентированных динамичных геологических образований (тел) с непрерывно-прерывистым созданием в них локальных зон геологической турбулентности – пульсационно резко пониженного давления (своего рода «воронки депрессии»), стимулирующего миграцию и аккумуляцию высоконапорных нижних мантийных флюидов.

В рамках предлагаемой концепции представляется необходимым высказать некоторые соображения по поводу существующих представлений о биогенном генезисе УВ во всем многокилометровом разрезе литосферы. Обычно в качестве основных аргументов этой позиции приводятся данные спектрометрии, хроматографии, споро-пыльцевых исследований,

изотопии индивидуальных компонентов состава УВ и т.п. На их основе разрабатываются самые различные количественные соотношения анализируемых объектов – очевидных артефактов примененной аналитики, априорно интерпретируемых как надежные биомаркеры. Между тем, совершенно очевидно, что все они в лучшем случае могут являться лишь свидетелями долговременного контакта УВ с вмещающими осадочными коллекторами, необходимо содержащими останки водорослей, бактерий, растительности, биоорганизмов и пр.

Исходя из всех приведенных выше концептуальных соображений, положение «Октябрьских тезисов» А.И.Тимурзиева – «Отношение к теориям полигенеза должно быть принципиальным и бескомпромиссным: никакой поддержки, а также последовательное разоблачение их проорганической сущности. Идеи полигенеза продлевают процесс стагнации теории органического происхождения нефти, являются, по сути, более вредными, чем идеи классической органической теории» [18] – представляется избыточно категоричным и в известной степени даже экстремистским. Более того, А.И.Тимурзиев не приводит никаких данных о принципиальных различиях органических и неорганических УВ, не дает конкретных направлений стратегии и тактики ГРП на базе пропагандируемых им теоретических воззрений и лозунгов. В этой связи представляется абсолютно взвешенной и справедливой толерантная позиция В.А. Карпова [10], допускающая полигенез УВ в осадочной толще и фундаменте разреза. 

Литература

1. Барсков И.С. Биогеографическое районирование в периоды теплой биосферы. Науч. конф. «Ломоносовские чтения», МГУ, апрель 2012.
2. Батурин В.П. 1. Петрография песков и песчаников продуктивной толщи. 2. Физико-географические условия века продуктивной толщи //Труды АЗНИИ. 1931. Вып. 1.
3. Гаврилов В.П. Прогноз возможных трендов в развитии отечественного и мирового ТЭК //Геология нефти и газа. 2016. № 5.
4. Гедберг Х.Д. Геологические аспекты происхождения нефти. М.: Недра. 1996.
5. Гожик П.Ф., Краюшкин В.А. и др. Нефть и природный газ на континентальном склоне Европы //Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2010. № 1.
6. Горин В.А. К вопросу развития Каспийской впадины в среднем плиоцене //Доклады АН Азерб. ССР. 1951. Т. VII. № 12.
7. Горин В.А. Северо-Каспийская впадина и генезис продуктивной толщи //Доклады АН Азерб. ССР. 1951. Т. VII. № 11.
8. Гулиев И.С. и др. Нефтегазоносность Каспийского региона. Баку: Nafta-Press. 2009.
9. Дмитриевский А.Н. Прогноз нефти и газа //Доклады АН РФ. 2008. Т. 419. № 3.
10. Карпов В.А. Некоторые замечания по проблеме нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции //Недропользование XXI век. 2017. № 4.
11. Керимов В.Ю., Рачинский М.З. Условия нефтегазообразования в Южно-Каспийском бассейне //Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2010. Вып. 2.
12. Керимов В.Ю., Гулиев И.С. и др. Условия нефтегазообразования в регионах со сложным геологическим строением. М.: Недра. 2015.
13. Линдроп Н.Т., Анфилатова Э.Ж., Дмитриева Е.А., Шварцман. А.О. Геологические закономерности размещения и распространения крупных месторождений нефти и газа за рубежом. Л.: Недра. 1970.
14. Лукин А.Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине //Геофизический журнал. 2014. № 4.
15. Рачинский М.З. Гидрогеологические закономерности формирования и прогноз нефтегазоносности в альпийских геосинклинальных регионах. Автореф. док. дис. Львов. 1991.

16. Рачинский М.З. Флюидодинамический императив нефтегазоносности природных резервуаров //Известия ВУЗов «Геология и разведка». 2016. № 2.
17. Рачинский М.З. Флюидодинамический алгоритм нефтегазоносности природных резервуаров //Вестник РАЕН. 2016. № 5.
18. Тимурзиев А.И. «Октябрьские тезисы», или о начале второго этапа подготовки научной революции по смене парадигмы нефтегазовой геологии в России //Недропользование XXI век. 2017. № 1.
19. Buryakovskiy L.A., Chilingar G.V. et.al. Petroleum Geology of the South Caspian Basin. Gulf Professional Publishing, 2001.
20. Cox B. Transformation of organic material into petroleum under geological conditions "The geological fance". AAPG Bull. 30(5), 1946.
21. Hunt J.M. Petroleum geochemistry and Geology. W.H. Freeman and Company Son, San Francisco, 1979.
22. Rachinsky M.Z., Kerimov V.Y. Fluid Dynamics of Oil and Gas Reservoirs. Scrivener Publishing, Wiley, 2015.

UDC 553.982

M.Z. Rachinsky, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Academician of RANS, Principal Advizer «Environmental Solutions International (ESI)» LLC¹, rachinskymz@gmail.com

¹P.O. Box 27637, Towson, Maryland, USA.

On a Problem of Genesis Suerdeep Oil and Gas Occurrences

Abstract. The article substantiates polygenetic (organic and mantle) nature of hydrocarbon origins in deep petroleum basins, a depths of over 8 to 12 km.

Keywords: stratosphere; fluid–dynamics; oil and gas occurrences; super depth; dispersed organic matted catagenesis; hydrocarbon biogenic and abiogenic generation; migration; hydrocarbon accumulation.

References

1. Barskov I.S. *Biogeograficheskoe raionirovanie v periody teploi biosfery* [Biogeographic zoning in periods of warm biosphere]. Proc. conf. "Lomonosovskie chteniia" [Lomonosov Readings], MSU, April 2012.
2. Baturin V.P. 1. *Petrografiia peskov i peschanikov produktivnoi tolshchi. 2. Fiziko-geograficheskie usloviia veka produktivnoi tolshchi* [1. Petrography of sands and sandstones of productive strata. 2. Physico-geographical conditions of the century of the productive strata]. *Trudy AzNI* [Proceedings of AzNI], 1931, issue 1.
3. Gavrilov V.P. *Prognoz vozmozhnykh trendov v razvitiu otechestvennogo i mirovogo TEK* [The forecast of possible trends in the development of domestic and world fuel and energy complex]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of oil and gas], 2016, no. 5.
4. Gedberg Kh.D. *Geologicheskie aspekty proiskhozhdeniia nefti* [Geological Aspects of Oil Origin]. Moscow, Nedra Publ., 1996.
5. Gozhik P.F., Kraushkin V.A. i dr. *Neft' i prirodnyi gaz na kontinental'nom sklone Evropy* [Oil and natural gas on the continental slope of Europe] *Geologiya i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana* [Geology and Minerals of the World Ocean], 2010, no. 1.
6. Gorin V.A. *K voprosu razvitiia Kaspiiskoi vpadiny v srednem pliocene* [On the development of the Caspian basin in the Middle Pliocene]. *Doklady AN Azerb. SSR* [Reports of AS Azerbaijan. SSR], 1951, vol. VII, no. 12.
7. Gorin V.A. *Severa-Kaspiiskaia vpadina i genezis produktivnoi tolshchi* [The North Caspian basin and the genesis of the productive strata]. *Doklady AN Azerb. SSR* [Reports of AS Azerbaijan. SSR], 1951, vol. VII, no. 11.
8. Guliev I.S. i dr. *Neftegazonosnost' Kaspiiskogo regiona* [Oil and gas potential of the Caspian region]. Baku, Nafta-Press Publ., 2009.
9. Dmitrievskii A.N. *Prognoz nefti i gaza* [Forecast of oil and gas]. Doklady AN RF [Reports of the Russian Academy of Sciences], 2008, vol. 419, no. 3.
10. Karpov V.A. *Nekotorye zamechaniia po probleme neftegazoobrazovaniia i neftegazonakopleniia* [Some remarks on the problem of oil and gas formation and oil and gas accumulation]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century], 2017, no. 4.
11. Kerimov V.Iu., Rachinskii M.Z. *Usloviia neftegazoobrazovaniia v luzhno-Kaspiiskom basseine* [Conditions of oil and gas formation in the South Caspian Basin]. *Trudy RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina* [Proceedings of the Russian State University of Oil and Gas (Gubkin)], 2010, issue 2.
12. Kerimov V.Iu., Guliev I.S. i dr. *Usloviia neftegazoobrazovaniia v regionakh so slozhnym geologicheskim stroeniem* [Conditions of oil and gas formation in regions with a complex geological structure]. Moscow, Nedra Publ., 2015.
13. Lindrop N.T., Anfilatova E.Zh., Dmitrieva E.A., Shvartsman. A.O. *Geologicheskie zakonomernosti razmeshcheniia i rasprostraneniia krupnykh mestorozhdenii nefti i gaza za rubezhom* [Geological regularities of distribution and distribution of large oil and gas fields abroad]. Leningrad, Nedra Publ., 1970.
14. Lukin A.E. *Uglevodorodnyi potentsial bol'shikh glubin i perspektivy ego osvoeniia v Ukraine* [Hydrocarbon potential of great depths and prospects for its development in Ukraine]. *Geofizicheskii zhurnal* [Geophysical Journal], 2014, no. 4.
15. Rachinskii M.Z. *Gidrogeologicheskie zakonomernosti formirovaniia i prognoz neftegazonosnosti v al'piiskikh geosinklinal'nykh regionakh. Avtoref. dok. dis.* [Hydrogeological regularities of formation and forecast of oil and gas potential in Alpine geosynclinal regions. Abstract of PhD thesis] L'vov. 1991.
16. Rachinskii M.Z. *Fluiddinamicheskii imperativ neftegazonosnosti prirodnykh rezervuarov* [Fluidodynamic imperative of oil and gas potential of natural reservoirs]. Izvestiia VUZov «Geologiya i razvedka» [News of Universities "Geology and Prospecting"], 2016, no. 2.
17. Rachinskii M.Z. *Fluiddinamicheskii algoritm neftegazonosnosti prirodnykh rezervuarov* [Fluidodynamic algorithm of oil and gas potential of natural reservoirs]. *Vestnik RAEN* [Bulletin of RANS], 2016, no. 5.
18. Timurziev A.I. «Oktiabr'skie tezisy», ili o nachale vtorogo etapa podgotovki nauchnoi revoliutsii po smene paradigmy neftegazovoi geologii v Rossii [. "October theses", or the beginning of the second stage of the preparation of a scientific revolution on the paradigm shift in oil and gas geology in Russia]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use of the XXI century]. 2017. № 1.
19. Buryakovskiy L.A., Chilingar G.V. et.al. Petroleum Geology of the South Caspian Basin. Gulf Professional Publishing, 2001.
20. Cox B. Transformation of organic material into petroleum under geological conditions "The geological fance". AAPG Bull. 30(5), 1946.
21. Hunt J.M. Petroleum geochemistry and Geology. W.H. Freeman and Company Son, San Francisco, 1979.
22. Rachinsky M.Z., Kerimov V.Y. Fluid Dynamics of Oil and Gas Reservoirs. Scrivener Publishing, Wiley, 2015.