

ДИСКУССИИ

УДК 552.578.2.061.3

**К ВОПРОСУ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СВЕРХГЛУБОКИХ
ОБЪЕКТОВ СТРАТИСФЕРЫ**

М.З. РАЧИНСКИЙ

*Environmental Solution International (ESI) LLC
а/я 27637, Таусон, Мэриленд, США
e-mail: rachinskymz@gmail.com*

На основании обобщения, анализа и синтеза новейших фактических данных и тематических материалов обосновывается полигенный (органический и мантийный) характер генезиса углеводородов в осадочно-породных разрезах нефтегазоносных бассейнов сверхглубокого заложения в диапазоне глубин более 8–12 км. Предлагается концепция генерации и аккумуляции углеводородов в природных резервуарах по модели термokatализа рассеянного органического вещества в гипсометрическом интервале до 3–5 км и внедрения мантийных флюидов в геологические объекты на глубинах 8–12 км и более.

Ключевые слова: стратисфера; флюидодинамика; гидравлика; нефтегазоносность; сверхбольшие глубины; катагенез рассеянного органического вещества; биогенная и абиогенная генерация; миграция; аккумуляция углеводородов.

**ABOUT OIL AND GAS OCCURRENCES OF STRATOSPHERIC
SUPERDEEP OBJECTS**

M.Z. RACHINSKY

*Environmental Solution International (ESI) LLC
P.O. Box 27637, Towson, Maryland, USA
e-mail: rachinskymz@gmail.com*

Based on the analysis and synthesis of the recent factual data and topic-based materials, polygenous (organic and mantle) nature of hydrocarbon generation in the super-deep petroleum basins sedimentary sections at depth intervals of 8 to 12 km has been substantiated. A hydrocarbon generation and accumulation concept in natural reservoirs under the dispersed organic matter thermocatalysis model at depth interval of 3 to 5 km and invasion of the mantle fluids in geological objects at depths of 8 to 12 km and more has been proposed.

Keywords: stratosphere; fluid-dynamics; oil and gas occurrences; super-depths; dispersed organic matter catagenesis; hydrocarbon biogenic and abiogenic generation, migration and accumulation of hydrocarbons.

Опыт и результаты геолого-разведочных работ (ГРП) в большом числе нефтегазоносных бассейнов мира показывают, что к настоящему времени углеводородный (УВ) потенциал диапазона гипсометрических глубин до 5–7 км в достаточной сте-

пени изучен и дальнейшие основные перспективы добычи нефти и газа связаны с более глубоко погруженными (9–12 км и более) комплексами стратиграфического объёма палеозой-плейстоценовых 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 порядка 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, 2017), что представляется достаточно оптимистичным признаком перспектив и более ниже залегающих отложений. В то же время, по данным [14, 26], основные ресурсы УВ (порядка 70 %) локализованы в интервале глубин до 3—4 км. В этой связи принципиально важно при выборе стратегии направлений поисков и разведки определение фазового состояния флюидов, характера и их типов генезиса и балансовых соотношений в разнотемпературных частях осадочного чехла.

В реальной геологической обстановке процесс формирования месторождений и залежей осуществляется весьма сложно и облигатно 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 освобождённых от сингенетических подземных вод и рассолов, свободных энергоёмких порово-кавернотрещинных циркуляционных пространств (объёмов), способных перемещать и аккумулировать миграционно поступающие высоконапорные УВ [12, 18—20, 27].

Современная техника и технология буровых работ позволяют без особо больших сложностей проводить сверхглубокие скважины до глубин 8—12 км, а также исследовать глубоко погруженные отложения осадочного чехла, находящиеся в специфической весьма жесткой термобарической геологической обстановке¹: температуры — несколько сотен градусов Цельсия (скв. пл. Bertha Rogers на глубине 9583 м > 240° С; на пл. Colton-C на глубине 3220 м — 355° С; в другой скважине, пробуренной в районе молодого вулканизма, на глубине 1440 м измеренная температура достигала 465° С (США); весьма высокое значение пластовой 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 температура составляла 223° С. Особо примечателен в этом плане Британский блок Северного моря, где в месторождениях Джайд и Эйден/Франклин скопления УВ

в юрских песчаниках в интервале глубин 5490—5764 м находятся в зоне пластовых температур > 200° С. Аналогичное явление наблюдается на нефтяном месторождении Эрскин и газовом Широутер, разработка которых началась при пластовой температуре 340° С на глубине 4880 м. Диапазон нефтегазоносности в этом районе охватывает огромный стратиграфический интервал от девона до олигоцена [6].

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 отдели) 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 породах практически повсеместно распространены крупные аллохтонные соляные штоки — ядра протыкания криптодиapiroвого облика [17, 23—26]. В бассейне Атлантики Сантос (Бразилия) в разрезе стратиграфического диапазона нефтегазоносности неоген—юра установлено наличие мощнейшей эвапоритовой серии отложений (≈3—4 км) в отложениях апт—альба нижнего мела [16, 23, 24, 26]. Примерно аналогичная ситуация имеет место в верхнепермском разрезе Анадарко и Пермского бассейнов США [17, 23, 25]. При этом во всех случаях присутствие УВ фиксируется как в подсолевых, так и часто в надсолевых объектах. Например, сверхвысокие пластовые давления — десятки и сотни мегапаскаль измерены на пл. Brunet в бассейне Анадарко — на глубине 5882 м давление составляло 132 МПа; на пл. Rainy-Woods в штате Миссисипи на глубине 6767 м — 154,7 МПа, в Северном море на пл. Джайд, Эйден/Франклин измеренные пластовые давления — > 110 МПа [6]. Приближённая 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. баррелей конденсата.

Убедительными фактами могут служить проведённые продуктивные поисково-оценочные скважины: скв. 1 пл. Ralph Lowe — 8692 м (Пермский

¹ Здесь и далее в тексте фактические данные по отдельным скважинам, площадям, залежам, месторождениям; материалы по измеренным пластовым температурам и давлениям; результаты оценки запасов УВ приведены на основании авторской экспертной репрезентативной статистической выборки из огромного информационного массива данных, являющихся коммерческой собственностью нефтяных компаний, корпораций и консорциумов, обеспеченной законной защитой правообладателей.

бассейн); скв. 1-SL-5407 — 7803 м (шт. Луизиана); скв. 1-EE пл. University — 8686 м; скв. 1 пл. Baden Unit — 9159 м; скв. 1 пл. Bertha Rogers — 9583 м; пл. Mills Ranch — 8100 м (все — палеозой, бассейн Анадарко, США); скв. Jacobs-1 — 7554 м; скв. 1 пл. Tiber, открывшая в диапазоне глубин 10,8—12,0 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 (акватория Мексиканского залива, США). Яркими фактами могут служить также подсольевые месторождения бассейна Сантос (бразильский шельф Атлантики и континентальный склон) с исключительно широким стратиграфическим этажом нефтегазоносности (юра—неоген) — Turí-Yaga с запасами 2,1—4 млрд. т в интервале глубин 8 км и более; Carioca Sugar Loaf — меловые отложения с геологическими запасами 11 млрд. т.; Lula с запасами 5—8 млрд. баррелей в нефтяном эквиваленте на глубине более 9 км. В иранской части бассейна Персидского залива на глубине 10,2 км выявлено весьма крупное нефтегазоконденсатное месторождение Chilingar. В Аргентине недавно обнаружено 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 приведённые данные вполне адекватно резонируют с концепцией внестратиферной генерации УВ.

Недавно выполненное бассейновое моделирование Южно-Каспийской впадины, основанное на не совсем достаточно методологически корректной экстраполяции с постоянным градиентом современных геотемператур ПТ (продуктивная толща нижнего плиоцена) на сверхглубокие объекты стратиферы [11, 13, 21] рисует довольно искажённую картину соответствия указанной симуляции идиологеме осадочно-породного стадийного катагенетического метаморфизма рассеянного органического вещества (РОВ) по известной схеме Вассевича—Карцева—Лопатина—Неручева [4]. Приведённые авторами сведения о величинах отражательной способности витринита R_0 — 0,6 % в диапазоне глубин 10—12 км и соответствующая этому значению фаза генерации УВ вызывают сомнения в своей релевантности, поскольку этому интервалу глубин в пределах большей части территории региона соответствуют стратиграфические отложения палеоген—неогена, выполненные абсолютно глинистой фацией типичного глубоководного шпир

и преимущественно морскими молассами нижнего плиоцена, по определению, вообще лишёнными возможности содержать ископаемые углистые разности, кроме переотложенных из нижезалегающих мезозойских интервалов дельтовых отложений палео-Волги, коренных пород Русской платформы и Средне-Каспийской суши [2, 3, 7, 8,].

Полагая «нефтематеринскими» интервалы разреза с содержанием РОВ чаще всего порядка 2—5% и более, органическая концепция генерации УВ в большинстве случаев не учитывает всей истории геологического развития стратиферы бассейнов, где региональный тектогенез практически многократно 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 вовлечёнными «материнские» породы, уже потерявшие частично или полностью свой генерационный потенциал, израсходованный в геологические палеоэтапы, характеризовавшиеся значительно более высокими по сравнению с современными палеотемпературами, обеспечившими завершённый термокатагенез РОВ на значительно меньших глубинах и в более древних стратиграфических комплексах. При этом возможно, что на настоящем этапе геологической истории эти «углеводородгенерирующие» породы уже не в состоянии ничего производить — полностью исчерпали свою генерационную способность.

Неучёт 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) [9, 13]. 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 км и более 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 — ареалами, очагами и пунктами относительно незатруднённого гидравлического дренажа природных резервуаров, создающего в коллекторах ловушек свободное порово-кавернотрещинное пространство за счёт эмиграции сингенетичных им седиментоген-

ных 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 [11, 12, 18—20, 27]. В сочетании с изложенными выше соображениями и неоспоримыми биомаркерами позволяет полагать возможной частичную генерацию определённого объёма 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, 22—24]) в их резервуарах абиогенной компоненты, имеющей глубинное (мантийное) происхождение и отличную от биогенных УВ нанокомбинаторику несколько иного стабильного в условиях весьма высоких температур и давлений специфического структурно-микрограентного 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, находясь в нём довольно продолжительное геологическое время, может структурно-компонентно трансформироваться, приобретая характерные черты биогенной (осадочно-породной) среды существования.

В последние годы появилось немало нижеперечисленных 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. [10, 17]. Обнаружение УВ в северной части активно функционирующего мантийного атлантического срединно-океанического хребта — геотермальное поле Lost-City горного массива Atlantis; существование естественных газовых струй (факелов — «чёрные 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 [5]. Выявление весьма большого количества метана на глубине порядка 12 км — далеко вне пределов осадочной толщи в разрезе Кольской сверхглубокой скважины; специфически неорганогенные УВ соединения в кальдере вулкана Узон (Камчатка, все — Россия). Присутствие метана и его гомологов в продуктах извержения вулкана Этна (о. Сицилия, Италия); внестратиферные 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-Американский материк), парогазовые мантийные флюиды (в том числе, «мантийные воды» [15]) магматических вулканов. Неорганические компоненты (в том числе «инертные газы») в выбросах грязевых вулканов, их сальз и грифонов; метановые атмосферы ряда планет Солнечной системы и др. Как правило, указанные земные проявления пространственно соответствуют конвективным мантийным высокотемпературным плюмам.

Участие абиогенной углеводородной составляющей в формировании промышленного нефтегазо насыщения 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), где по истечении достаточно длительного времени ряд ранее полностью обводнённых и ликвидированных скважин вновь стал фонтанировать чистой нефтью. Аналогичные промысловые наблюдения неоднократно отмечались в залежах неогена Старогрозненского месторождения (Чеченская Республика), эксплуатация которых завершена 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 приведённых выше фактов, материалов и соображений и известного принципа презумпции деструкции органических УВ в интервале геотемператур порядка 150—200° С [4, 22—24] представляется допустимым полагать, что углеводородное насыщение стратисферы бассейнов сверхглубокого заложения имеет полигамный характер — верхняя часть их разреза (ориентировочно до глубин 3—4 км) преимущественно насыщена продуктами термокатагенетических превращений РОВ, нижняя часть (интервал глубин 9—10 км и более) абиогенной стабильной мантийной углеводородной субстанцией, не подверженной обычной высокотемпературной диссипации биоорганических УВ. Очевидно, что прогрессирующая с глубиной минимизация условий гидродинамического дренажа природных резервуаров, вероятно, несколько сдвигает соотношение биогенной и абиогенной компонент в пользу первой. Возможность генерации абиогенных УВ, как известно, практически подтверждена широко известными экспериментами Менделеева, Зеленского, Фишера-Тропша и ряда других 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 глубинам. С течением геологического времени в результате диффузионных, капиллярных, плёночных, осмотических и прочих микромиграционных процессов геохимический состав УВ может выравниваться по всему разрезу стратисферы и глубинная компонента может оказаться менее репрезентативной («сглаженной»).

В целом представляется, что во всём разрезе земной коры УВ имеют смешанное происхождение. На глубинах, где термобария и флюидодинамическая обстановка обеспечивают термокатагенез РОВ, могут генерироваться и аккумулироваться органогенные скопления УВ, на больших глубинах в условиях жесткой термобарии преимущественным распространением пользуются производные глубинных сфер. В случае особо благоприятных тектонических условий — существенная дислоцированность локальных поднятий, грязевой вулканизм, диапиризм, близость к региональным линейным, мантийные флюиды могут даже «прорываться» на дневную поверхность. Пример — залежи «белой нефти» в литерных горизонтах ПТ месторождения Сураханы в Азербайджане (Апшеронский п-ов) [12, 18, 24].

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 незатруднённого дренажа природных ловушек; второй — на глубинах осадочного чехла более 8 км — в ходе весьма затруднённого водообмена и бато(лакко)морфной или жильно-дайковой интрузий специфических мантийных УВ.

Факторами, способствующими аккумуляции УВ в порово-трещиннокавернозных геологических объёмах на сверхбольших глубинах, могут быть облигатные фазовые превращения минералов, флюидов и пород (дегидратация смектитов, деструкция различных газогидратов, переход газов из водорастворенного состояния в свободную газовую фазу, генерация водяного пара из «связанной» воды с осушкой порового пространства, трещиноватость разреза, дилатантные эффекты и пр.), обеспечивающие частичное трансформационное преобразование (вакуумирование) субвертикально ориентированных динамических 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 воззрений о биогенной природе УВ во всем многокилометровом разрезе литосферы. Обычно в качестве основных аргументов этой позиции приводятся данные различной спектроскопии, хроматографии, споропыльцевых исследований, изотопии гомологов компонентного состава УВ и др. На их основе разрабатываются самые различные количественные соотношения анализируемых объектов — очевидных артефактов применённой аналитики, априорно интерпретируемых как надёжные биомаркеры. Между тем совершенно очевидно, что все они в лучшем случае могут являться лишь свидетельствами контакта проб УВ с химическими реагентами в ходе анализов, вмещающими коллektорами, необходимо содержащими остатки водорослей, бактерий, планктона, растительности, биорганомов и другие соответствующих бассейнов осадконакопления.

ЛИТЕРАТУРА

- Барсков И.С. Биогеографическое районирование в периоды теплой биосферы. Науч. конф. Ломоносовские чтения. Изд-во. М.: МГУ, 2012. 32 с.
- Батурин В.П. Петрография песков и песчаников продуктивной толщи // Тр. АзНИИ. Баку, 1931. Вып. 1. С. 24–29.
- Батурин В.П. Физико-географические условия века продуктивной толщи. Баку // Тр. АзНИИ. 1931. Вып. 1. С. 29–37.
- Вассоевич Н.Б. Труды И.М. Губкина о стадийности нефтегазообразования // Изв. АН СССР, сер. Геология. 1971. № 12. С. 120–127.
- Гаврилов В.П. Прогноз возможных трендов в развитии отечественного и мирового ТЭК // Геология нефти и газа. 2016. № 5. С. 24–31.
- Гожик П.Ф., Краюшкин В.А. и др. Нефть и природный газ на континентальном склоне Европы // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2010. № 1. С. 1–35.
- Горин В.А. Средне-Каспийская впадина и генезис продуктивной толщи. Баку // ДАН Азерб. ССР. 1951, т. VII. № 11. С. 12–18.
- Горин В.А. К вопросу развития Каспийской впадины в среднем плиоцене // ДАН Азерб. ССР. 1951. Т. VII. № 12. С. 2–31.
- Гулиев И.С. и др. Нефтегазоносность Каспийского региона. Баку: Изд-во «Nafta-Press», 2009. 408 с.
- Дмитриевский А.Н. Прогноз нефти и газа // Доклады РАН. 2008. Т. 419. № 3, С. 373–377.
- Керимов В.Ю., Рачинский М.З. Условия нефтегазообразования в Южно-Каспийском бассейне // Тр. Рос. гос. ун-та нефти и газа им. И.М. Губкина. М., 2010. Вып. 2. С. 12–18.
- Керимов В.Ю., Рачинский М.З. Геофлюидодинамика нефтегазоносности подвижных поясов. М.: Недра, 2011. 598 с.
- Керимов В.Ю., Гулиев И.С. и др. Прогнозирование нефтегазоносности в регионах со сложным геологическим строением. М.: Недра, 2015. 405 с.
- Линдроп Н.Т., Анфилатова Э.Ж. и др. Геологические закономерности размещения и распространения крупных месторождений нефти и газа за рубежом. Л.: Недра, 1970. 151 с.
- Лукин А.Е. Углеродородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине // Геофизический журнал (Киев) 2014. Т. 36. № 4. С. 1–23.
- Мезозойско-кайнозойские складчатые пояса. М.: Изд-во «Мир», 1977. Т. 1. 454 с.

17. Перспективные нефтегазоносные провинции Соединенных Штатов Америки. М.: Недра, 1974. 620 с.
 18. Рачинский М.З. Гидрогеологические закономерности формирования и прогноз нефтегазоносности в альпийских геосинклинальных регионах. Автореф. дисс. ... докт. геол.-мин. наук. Львов, 1991. 60 с.
 19. Рачинский М.З. Флюидодинамический императив нефтегазоносности природных резервуаров // Изв. вузов. Геология и разведка. 2016. № 2. С. 60–67.
 20. Рачинский М.З. Флюидодинамический алгоритм нефтегазоносности природных резервуаров // Вестник РАЕН. 2016. № 5. С. 16–24.
 21. Buryakovsky L.A., Chilingar G.V. et al. Petroleum Geology of the South Caspian Basin. Gulf Professional Publishing, 2001. 442 p.
 22. Cox B. Transformation of organic material into petroleum under geological conditions «The geological fance». 1946 // AAPG Bull. V. 30(5). P. 645–659.
 23. Hedberg H.D. Geological aspects of origin of Petroleum // AAPG Bull. 1964, 48(11) V. 1724. P. 1755–1803.
 24. Hunt J.M. Petroleum Geochemistry and Geology. W.H. Freeman and Company Son. San Francisco, 1979. 704 p.
 25. The Encyclopedia of World Regional Geology. Part 1. Western Hemisphere. Halsted Press a Division of John Wiley and Sons INK, 1975. 511 p.
 26. Future Petroleum Provinces of the United States – Their Geology and Potencial. Published by The American Association of Petroleum Geologist. Tulsa: Oklahoma, USA, 1971. 632 p.
 27. Rachinsky M.Z., Kerimov V.Y. Fluid Dynamics of Oil and Gas Reservoirs. Scrivener Publishing. Wiley, 2015. 599 p.
-