

**НЕФТЕГАЗОВАЯ НАУКА И ПРАКТИКА ХХI ВЕКА:
НОВЫЕ ИДЕИ И ПАРАДИГМЫ**
**PETROLEUM SCIENCE AND PRACTICE OF THE XXI CENTURY:
NEW IDEAS AND PARADIGMS**

Н. П. Запивалов

N. P. Zapivalov

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск*

*Ключевые слова: генезис нефти; «жизнь» месторождения; реабилитационные циклы;
остаточная нефть; метасоматоз*

*Key words: origin of petroleum; «life» of an oilfield; rehabilitation cycles;
residual oil; metasomatism*

Новые подходы в нефтегазовой геологии. В нефтегеологической науке ХХI в. преобладают идеи современной нелинейной динамики с ее концепциями хаоса и самоорганизации.

Установлено, что углеводороды имеются во всех слоях земной коры, а также предполагаются в космосе. Имеется много различных достаточно авторитетных точек зрения на генезис углеводородов [1–2].

Многолетний опыт работы в нефтегазовой геологии привел автора к выводу об ограниченной применимости классической органической гипотезы, хотя именно он впервые в Западной Сибири в 1958 г. на основе изучения опорных скважин в марьяновской (переименованной в баженовскую) свите (верхняя Юра) выделил нефтематеринскую толщу (геохимическая пачка А). Сейчас у автора другая парадигма, не предполагающая приверженности какой-либо одной концепции генезиса нефти.

Создать общую теорию нафтогенеза, пригодную для любых геологических условий, невозможно. Выделение региональных нефтематеринских толщ в качестве единого и обязательного источника нефтегазообразования является некорректным.

А. Леворсен еще в прошлом веке пришел к выводу, что нефтематеринские толщи никакого отношения к практике поисково-разведочных работ не имеют. Он утверждал: «Проблема происхождения нефти и газа теряет в какой-то мере свое значение в качестве обязательной предпосылки для постановки поисковых работ. Причиной является то, что нефть и нефтеподобные УВ обнаружены почти во всех неколлекторских породах. Количество остаточной нефти (микронефти), находящейся в рассеянном состоянии в

этих породах, превышает все разведанные запасы нефти и газа на земном шаре. Следовательно, нет необходимости искать особые материнские породы» [3].

Надо признать, что различные виды палеореконструкций являются виртуальными и вряд ли могут считаться уверенными ориентирами для выбора благоприятных нефтегазовых объектов, поскольку любая флюидопородная система подвергается вторичным, наложенным процессам. Особенно важно учитывать метасоматоз. Поэтому мы имеем дело с молодыми залежами и современными фильтрационно-емкостными параметрами пласта; их преобразование может быть очень быстротечным. Принципы возрастной аналогии и методика расчетов категорийных запасов по эталонам не отвечают требованиям достоверности решения нефтегеологических задач. Н. А. Еременко и Дж. Чилингар [4] утверждали, что в очень короткое геологическое время коллектор может стать покрышкой, а покрышка — коллектором.

Скопления нефти и газа обнаружены во всех типах пород и во всех стратиграфических горизонтах на суше и в акваториях. Наша планета является единственным нефтяным полигоном.

Мифы о «пике нефти» [5] опровергнуты новыми доказательствами и фактами [6–7]. Месторождения углеводородов могут быть открыты в самых неожиданных местах и условиях. Темпы и объемы добычи нефти и газа, а также цены зависят от различных природных, техногенных и рыночных флюктуаций, включая многие геополитические факторы. Но век углеводородной цивилизации никогда не закончится. Это подтверждается наличием и открытием новых разнообразных источников углеводородов (традиционных и нетрадиционных), а также созданием инновационных методов и технологий их добычи и утилизации. Это убедительно демонстрируют следующие графические материалы: динамика доказанных запасов нефти за последние 20 лет (рис. 1), динамика добычи нефти в течение всего обозримого периода человеческой деятельности (рис. 2), а также динамика потребления нефти в мире (рис. 3).



Рис. 1. Распределение доказанных запасов нефти в мире в 1994, 2004 и 2014 гг., % (по данным BP Statistical Review of World Energy 2015)

70 стран в мире имеют разведанные запасы нефти, более 65 стран осуществляют добычу нефти, и практически все государства мира в той или иной степени используют углеводородное сырье для различных целей.

Ясно, что углеводородных ресурсов в земных недрах много, но требуется разумное (научное) использование этих крайне важных для человечества богатств.

Надо признать, что в России тоже постоянно увеличивается добыча нефти, за исключением периода перестройки и смены общественно-политической формации (1989–2001 гг.) (рис. 4).

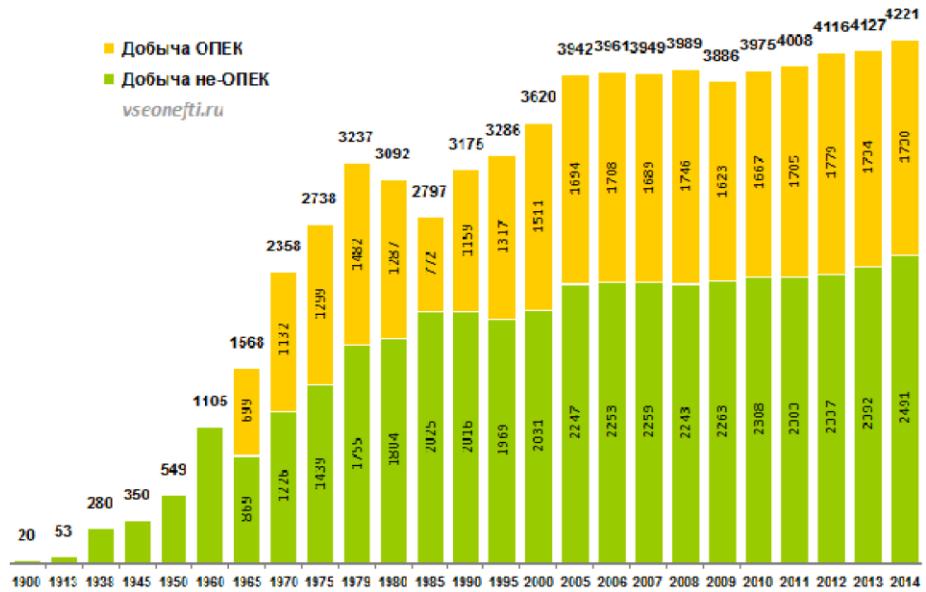


Рис. 2. Динамика добычи нефти в мире, млн т
(по данным BP Statistical Review of World Energy 2015)

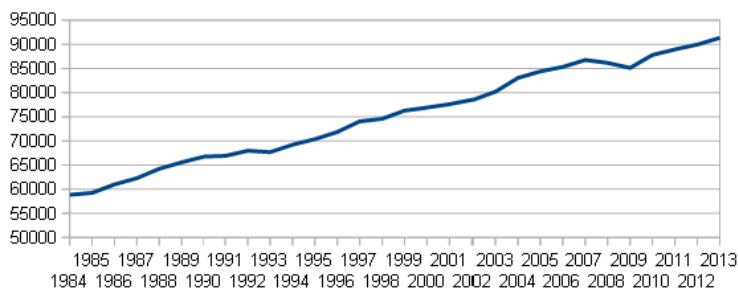


Рис. 3. Динамика потребления нефти в мире, тыс. баррелей в сутки
(1 тонна = 7 баррелей) (по данным BP Statistical Review of World Energy 2015)

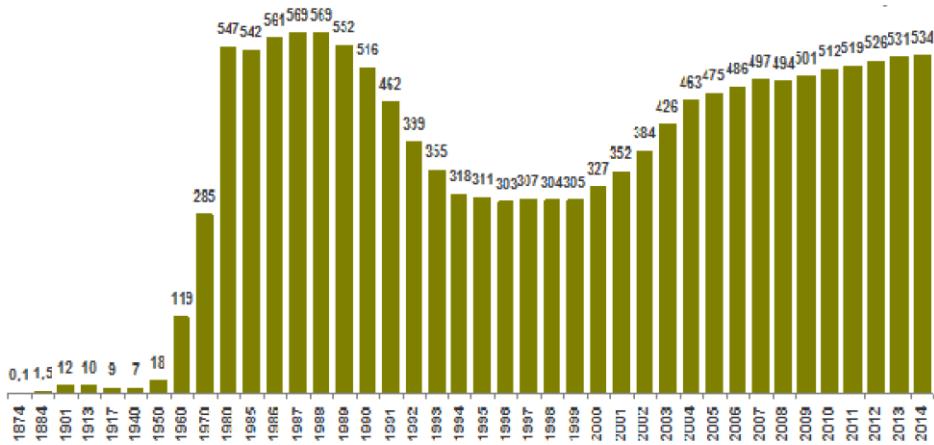


Рис. 4. Динамика добычи нефти в России, млн т
(по данным сайта «Все о нефти» <http://vseonefti.ru/>)

Исследования, обобщения и результаты. Нефтегазонасыщенный пласт представляет собой целостную взаимосвязанную систему: породы (минералы) + флюиды (нефть, газ, вода). Залежь нефти – это «живая» флюидопородная система, поэтому ее жизнь подчиняется законам спонтанной саморегуляции. Следует сосредоточить научную мысль и практические усилия на изучении и управлении «жизнью» месторождений. Необходимо учитывать, что эта «жизнь» зависит от многих градиентных факторов в быстротечном режиме. Залежь нефти может сформироваться, расформироваться и вновь образоваться. Поэтому многие скопления нефти и газа являются молодыми.

Промысловые исследования и наблюдения во многих регионах позволили установить, что критическим порогом устойчивого состояния флюидонасыщенной системы в процессе разработки месторождения является величина депрессии на пласт 5–8 МПа [8, 9]. Это значение является практически универсальным и применимо для всех типов коллекторов.

Флюидодинамические системы (залежи, месторождения) являются по многим параметрам очаговыми, вероятнее всего, фрактальными объектами с неравномерной продуктивностью [10].

Примером нарушения естественных природных процессов является Верх-Тарское месторождение, которое было уничтожено за 10 лет ускоренной выработки активных запасов за счет завышенных темпов добычи и неумеренного применения ГРП и заводнения [11] (рис. 5). Автор в течение многих лет предлагает создать на основе этого уникального района, где есть нефть в песчаниках мезозоя (Верх-Тарское), карбонатных породах палеозоя (Малоицкое) и даже в гранитах Межовского массива, научно-технологический и образовательный федеральный полигон для натурных исследований, апробации новых и тиражирования инновационных технологий по всему спектру нефтегазового производства, но активной поддержки пока не получил.

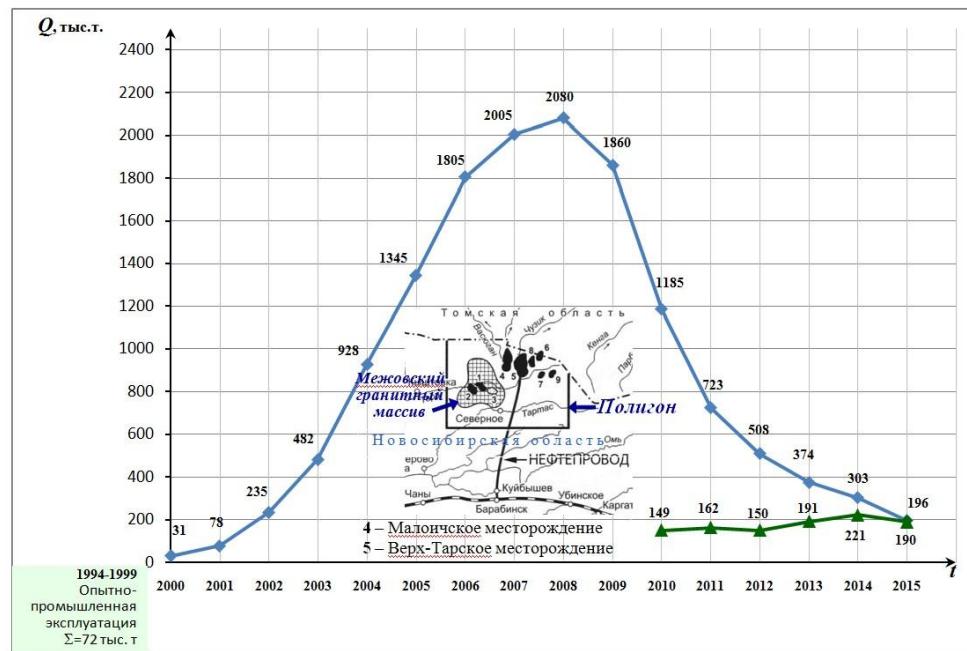


Рис. 5. Динамика добычи нефти на Верх-Тарском месторождении по годам

Суммарная добыча на 1.01.2015 составила 14 млн 46 тыс. тонн. Геологические запасы 52 млн тонн. Зеленым показана начавшаяся позднее добыча нефти на Малоицком месторождении из палеозоя. В 2015 г. добыча снизилась, по сравнению с 2014 г., на 26 %.

Именно Верх-Тарское месторождение нуждается в щадящей технологической реабилитации, поскольку природная реабилитация может оказаться очень длительной. Есть методы и предложения, но недропользователь не готов.

Уравнение состояния флюидонасыщенной системы. В первом приближении динамика состояний углеводородных месторождений может описываться эволюционным уравнением вида

$$\frac{\partial p}{\partial t} = Z(p, \mathbf{a}, t),$$

где $p = (p_1, p_2, \dots, p_k)$ — выбранный набор динамических величин, характеризующих состояние системы; $\mathbf{a} = (a_1, a_2, \dots, a_l)$ — набор параметров системы; t — временная переменная; Z — оператор нелинейный, действующий на p и универсальный для всех (или для достаточно представительного класса) месторождений, который должен быть определен на основании эмпирических закономерностей развития углеводородных скоплений.

Такой вид имеют уравнения динамики механических систем, жидкостей и газов, классических физических полей, атомных систем, галактик и пр. Во всех перечисленных областях уравнения такого вида являются основой успешного исследования самых сложных процессов и явлений.

Наиболее эффективным представляется построение натурных флюидодинамических моделей на основе фактических данных, отраженных в уравнениях переноса и баланса углеводородных масс и сопутствующих компонентов. Это особенно важно для подтверждения закона о критическом пороге состояния нефтегазонасыщенных систем, эмпирически равному 5–8 МПа депрессии на пласт, и оценки очаговой подпитки месторождений.

Все еще остается нераскрытым «тайна» большой нефти в глубинном комплексе Западной Сибири (палеозой и докембрий), в том числе в погребенных гранитах [12]. Автор исследует эту проблему более 50 лет. Препятствием является геологическая неопределенность классического термина «фундамент». А. А. Трофимук называл палеозой «золотой подложкой Западной Сибири».

Задача скорейшего масштабного промышленного освоения сугубо прогнозных нефтегазовых ресурсов российских арктических акваторий имеет непреодолимые трудности в обозримой перспективе XXI в. Геологи могут решить некоторые геополитические задачи, но не более того. Между тем огромная заполярная сухопутная территория Западной Сибири — это совсем другая, почти решенная задача.

О баженитах и сланцевой нефти Западной Сибири можно складывать легенды. По данным исследований [13], отложения баженовской свиты по своей геохимической специализации относятся к формации металлоносных черных сланцев; баженовская свита, по сравнению со средними данными для черных сланцев мира, более чем в 3 раза обогащена U, Zn, Sr, Ba и в 1,5 раза — As, Co и Tb. Содержание урана в породах колеблется от 2 до 171 г/т, при среднем его содержании в 40,9 г/т. Ориентировочно можно оценивать ресурсы этого металла в исследуемом районе на уровне 3 млрд т.

Возникает вопрос: может из Западно-Сибирских баженитов добывать уран и другие металлы, хотя бы в отдельных перспективных районах (возможно вместе с нефтью)?

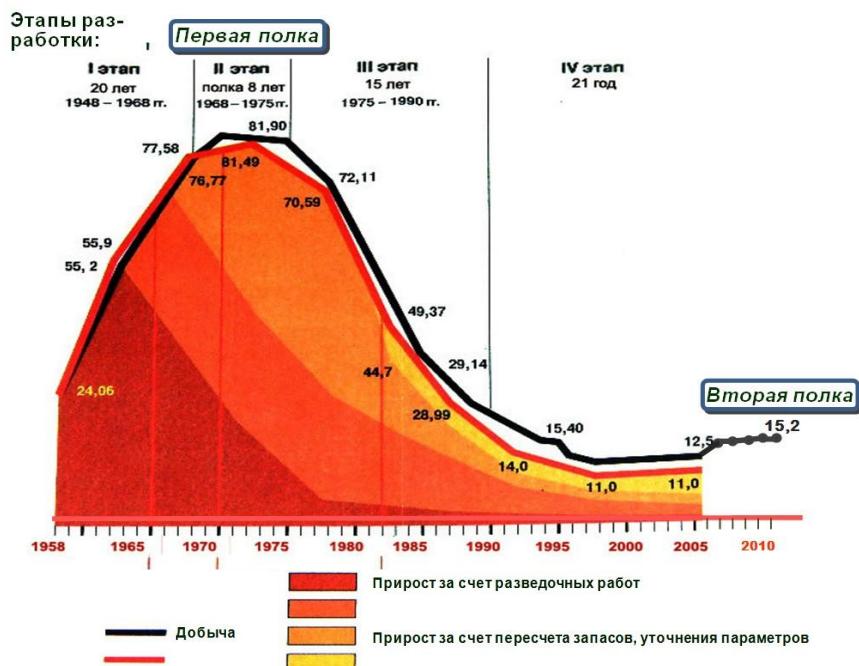
Обсуждение, предложения и выводы. В настоящее время в мире повсеместно осуществляется форсированная коммерческая добыча легко извлекаемой нефти всеми доступными сверхинтенсивными методами. Остаточная нефть (запасы) к настоящему моменту составляет 55–70 %. Чтобы добывать эту остаточную (трудноизвлекаемую) нефть из продуктивных пластов, нужны принципиально новые идеи и технологии. Большой интерес и очевидные перспективы представляют прорывные нанотехнологии в нефтегазовой геологии [9, 14].

В научных исследованиях, в прогнозах, поисках, разведке и разработке месторождений следует ориентироваться на установление зон (очагов) с активным градиентным флюидным режимом в каждый отдельный момент времени. Методов и технологий таких инновационных процедур сейчас достаточно, включая высотные и космические съемки. Рекомендуются, например, методика ДФМ [15] и технология спектрального

анализа микросейсм (SAM) [16]. Эти технологии позволяют четко выявлять высоко-продуктивные очаги в процессе разведки и разработки месторождений.

В процессе освоения нефтегазовых месторождений, особенно в период их активной (форсированной) разработки, необходимо применять реабилитационные циклы, способствующие быстрому восстановлению энергии пласта и фильтрационных свойств, а также образованию новых объемов углеводородных масс. В итоге это обеспечит длительную жизнедеятельность объекта, высокую конечную нефтеотдачу, соблюдение экологических стандартов, а также существенную экономию труда и капитала.

Активные процессы современной очаговой подпитки углеводородных скоплений и соответствующее увеличение запасов безусловно представляют научный и практический интерес, определяя направление нанотехнологической нефтегазовой революции. Наглядным и убедительным примером очаговой подпитки углеводородных скоплений может служить Ромашкинское месторождение (Татарстан) (рис. 6).



*Рис. 6. График «жизни» Ромашкинского месторождения.
Добыча и прирост запасов нефти в млн т*

По оценке академика АН РТ Муслимова Р. Х., на Ромашкинском месторождении ежегодно происходит восполнение около 3 млн т нефти. По его мнению, завершающая стадия разработки месторождений может длиться сотни лет [17–18]. Подпитка отдельных зон и очагов на многих разрабатываемых месторождениях и образование новых объемов углеводородов является доказанным фактом.

Многие скважины и месторождения по разным причинам подлежат ликвидации. Необходима временная консервация этих скважин для осуществления реабилитационных циклов [19–20] с возможной подпиткой, после чего станет возможна их повторная эксплуатация. Эта идея подтверждена фактами, приведенными в недавней статье И. А. Дьячука [21]. Однако переформирование залежей по принципу капиллярно-гравитационной сегрегации представляет упрощенный вариант. Природные процессы намного сложнее.

Особый интерес представляют доломиты в карбонатных толщах, образованных за счет позднего метасоматоза. Наноразмерные метасоматические процессы увеличивают не только пористость, но и проницаемость, способствуют образованию хороших и час-

то высокодебитных карбонатных коллекторов. Можно инициировать ускоренный техногенный процесс метасоматической доломитизации и создавать или обновлять высокопродуктивные очаги на месторождении [22–24]. Внедрение в науку и практику нанотехнологических подходов крайне необходимо [10].

Необходимо в различных нефтегазовых районах организовать научно-технологические полигоны, аналогичные полигону GBRN (Global Basin Research Network) у побережья Луизианы, где расположено гигантское месторождение Мексиканского залива «Юджин Айленд». Если это слишком затратно или трудно по каким-либо другим причинам, то нужно иметь хотя бы по одной научно-исследовательской скважине на каждом работающем месторождении.

Нужны постоянные наблюдения в непрерывном режиме за изменениями в самом флюидонасыщенном пласте.

Омар Хайям утверждал: «Чтобы избежать одной ошибки, надо сделать тысячу наблюдений и тысячу измерений».

Необходимо помнить, что в Кольской сверхглубокой скважине (12 262 метра) многие априорные геологические и геофизические модели оказались неподтвержденными.

Разнообразные виртуальные модели (геохимические, сейсмические, математические и др.) не могут достоверно отражать динамику жизни месторождения. Известный специалист по математической статистике профессор Джордж И. П. Бокс писал: «В сущности, все модели неправильны, но некоторые из них бывают полезными» («All model are wrong but some are useful»)[25].

Это же четко показал Сяо-Хуи Ву (старший консультант по вопросам моделирования и применения компьютерных технологий в науках о Земле Научно-исследовательской компании в области разведки и добычи Exxon Mobil) в своей работе «Как прогнозировать производительность пласта в условиях геологической неопределенности в нескольких масштабах?». Он утверждает: «Снизить источник неопределенности можно, сократив числовые ошибки и ошибки моделирования на основе выборочных данных» [26].

Геофлюидодинамический мониторинг земных глубин резко отстает от космического мониторинга. Это отставание может оказаться фатальным для цивилизации.

Нефтяная судьба России может иметь многообещающее продолжение, которое зависит от многих факторов, включая степень вовлеченностии фундаментальной науки.

Рекомендации для практической реализации в ближайшей перспективе XXI века.

В настоящее время следует сосредоточиться на рациональной разработке действующих месторождений с целью щадящей выработки остаточной (трудноизвлекаемой) нефти (Improved Oil Recovery), а также на обнаружении новых, в том числе вторичных, углеводородных скоплений по всему стратиграфическому разрезу (включая глубинные горизонты и различные породно-флюидные ассоциации) в районах с развитой многоплановой инфраструктурой.

Если этого не сделать, то огромные массы утвержденных остаточных запасов нефти останутся в недрах Западной Сибири до следующих «новых» открытий уже ранее открытой нефти.

Для решения всех этих и многих других проблем нужен весь могущественный потенциал российской науки. Недропользование должно быть научным.

Список литературы

1. Молчанов В. И., Гонцов А. А. Моделирование нефтегазообразования. – Новосибирск: ОИ ГГМ, 1992. – 246 с.
2. Баренбаум А. А. Научная революция в проблеме происхождения нефти и газа. Новая нефтегазовая парадигма // Георесурсы. – 2014. – № 4 (59). – С. 3-9.
3. Леворсон А. Геология нефти и газа. Серия «Науки о земле». – М.: Мир, 1970. – Т. 22. – 638 с.
4. Еременко Н. А., Чилингар Г. В. Геология нефти и газа на рубеже веков. – М.: Наука, 1996. – 176 с.
5. Hubbert K. M. Nuclear energy and the fossil fuels // Drilling and Production Practice: Proceedings of American Petroleum Institute Spring Meeting. – Houston, Texas, 1956. – Pp. 7-25.
6. Klare M. Peak oil is dead // Oil and Maritime. – 2014. – June. – P. 36-38.
7. Yergin D. There will be oil // The Wall Street Journal. – 2011. – September 17 [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.wsj.com/articles/SB1000142405311904060604576572552998674340
8. Запивалов Н. П., Попов И. П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. – Новосибирск: Гео, 2003. – 198 с.
9. Запивалов Н. П. Динамика жизни нефтяного месторождения // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 206-211.

10. Запивалов Н. П., Смирнов Г. И., Харитонов В. И. Фракталы иnanoструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике. – Новосибирск: ГЕО, 2009. – 131 с.
11. Запивалов Н. П. Новосибирская нефть — 2010 как зеркало российской «нефтянки» // Эко: всероссийский экономический журнал. – Новосибирск: Наука, 2010. – № 9. – С. 31-49.
12. Айзберг Р. Е., Гарецкий Р. Г., Запивалов Н. П. и др. Проблемы нефтегазоносности верхнепротерозойских и палеозойских комплексов Беларуси и Сибири: монография / под ред. В. А. Москвича. – Минск: БЕЛГЕО, 2003.
13. Рихванов Л. П., Усольцев Д. Г., Ильенок С. С., Ежова А. В. Минерало-геохимические особенности баженовской свиты Западной Сибири по данным ядерно-физических и электронно-микроскопических методов исследований // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 50-63.
14. Хавкин А. Я. Актуальные стратегические задачи нефтедобычи // 25 лет РАН: Сборник статей. Секция нефти и газа. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2015. – С. 11-21.
15. Писецкий В. Б. Прогноз флюидодинамических параметров бассейна по сейсмическим данным. – Екатеринбург: УГГТА, 2011. – 10 с.
16. Ведеников Г. В. Прогноз залежей углеводородов по характеристикам микросейсм: избр. статьи. – Новосибирск: Изд-во «Свинарь и сыновья», 2012. – 202 с.
17. Иктисанов В. А. Основные загадки нефти // 25 лет РАН: Сборник статей. Секция нефти и газа. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2015. – С. 186-191.
18. Муслимов Р. Х. Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского месторождения // Геология нефти и газа. – 2007. – № 1. – С. 3-12.
19. Запивалов Н. П. Пять неотложных мер нефтедобычи Западной Сибири // Эко: всероссийский экономический журнал. – 2015. – № 5. – С. 111-117.
20. Беднаржевский С. С., Запивалов Н. П., Смирнов Г. И. Реабилитационные циклы нелинейной динамики нефтегазовых месторождений как основа повышения их продуктивности // Наука и бизнес: пути развития. – 2015. – № 4 (46). – С. 27-31.
21. Дьячук И. А. К вопросу переформирования нефтяных месторождений и пластов // Георесурсы. – 2015. – № 1 (60). – С. 39-45.
22. Запивалов Н. П. Инновационные технологии в разведке и разработке нефтегазовых месторождений на основе новой геологической парадигмы // Георесурсы. – 2014. – № 1 (56). – С. 23-28.
23. Запивалов Н. П. Метасоматическая доломитизация и нефтегазоносность карбонатных пород (наноэффекты образования вторичных высокопродуктивных коллекторов) // Наука и технологии в России. – 2009. – № 2. – Т. 88. – С. 31-39.
24. Постполов Г. Л. Парадоксы, геолого-физическая сущность и механизмы метасоматоза. – Новосибирск: Наука СО, 1973. – 356 с.
25. Box G.E.P., Draper N. R. Empirical model building and response surfaces.–New York: John Wiley & Sons, 1987. – 424 p.
26. Xiao-Hui Wu. How to Predict Reservoir Performance with Subsurface Uncertainty at Multiple Scales? Society of Petroleum Engineers: Distinguished Lecturer Program, 2015. – Lecture.

Сведения об авторах

Запивалов Николай Петрович, д. г.-м. н., профессор, Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск; главный научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, тел. 8(383)3332895, e-mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

Information about the authors

Zapivalov N. P., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Institute of Petroleum Geology and Geophysics A. A. Trofimuk SB RAS, Novosibirsk, phone: 8(383)3332895, e-mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru