

Нефть XXI века: новая парадигма

Н.П. Запивалов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия
E-mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

Накопившийся к настоящему моменту масштаб рисков, неопределенностей, ошибок и катастроф, связанных с поиском, разведкой и добычей углеводородов, делает необходимым переосмысление основополагающих принципов нефтегазового дела. После 70 лет учебной, практической и научной работы в нефтяной геологии, разрабатывая основы геофлюидодинамики нефтегазонасыщенных систем, автор пришел к выводам о необходимости разработки новой парадигмы. Главная авторская нефтегеологическая парадигма состоит в том, что залежь нефти является живой флюидопородной системой, состояние и параметры которой способны быстро изменяться в непрерывном режиме под действием природных и техногенных факторов в соответствии с законами спонтанной саморегуляции. Высказываются предложения и рекомендации для грамотного управления технологическим процессом добычи нефти.

Ключевые слова: нефть, парадигма, нефтяная геология, геофлюидодинамика, нефтегазонасыщенные системы, риски и неопределенности

Для цитирования: Запивалов Н.П. (2020). Нефть XXI века: новая парадигма. *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 15–18. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.15-18>

Введение

В течение XIX–XX веков происходило бурное развитие по многим аспектам нефтегазовой науки и практики. К концу XX века накопились серьезные противоречия, выявившие неадекватность существующих моделей нефтяных месторождений. В XX веке большинство ученых придерживались органической (осадочно-миграционной) теории происхождения нефти, но некоторые противоречия сохранялись. В XXI веке противоречий стало больше. В настоящее время в мире насчитывается более 10 различных авторитетных концепций (теорий) нефтеобразования, включая биосферную, космическую и др.

Почти все геологи в XX веке увлекались нефтематеринскими свитами. Автор и сам в начале своей геологической деятельности был активным сторонником органической теории происхождения нефти. Но многолетний опыт работы в нефтегазовой геологии привел автора к выводу об ограниченной применимости классической теории. Кстати, А. Леворсен в конце прошлого века 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. <...> нет необходимости искать особые материнские породы» (Леворсен, 1970, с. 488).

Сейчас автор придерживается позиции, не предполагающей приверженности какой-либо одной концепции генезиса нефти. Создать общую теорию нафтидогенеза, пригодную для любых геологических условий, видимо, невозможно. Катагенетическая стадийность тоже не является универсальной. Академик Андрей Алексеевич

Трофимук утверждал: «Нижняя граница зоны нефтеобразования должна быть понижена до глубины 8000–10000 м. Бурением глубоких скважин доказано, что на этих глубинах нефтеобразование происходит не только в условиях мезокатагенеза, но и в условиях апокатагенеза. Расширение границ зон нефтеобразования сопровождается существенным ростом прогнозной оценки ресурсов углеводородного сырья» (Трофимук, 1997, с. 333).

Развитие нефтегазового дела стало одной из ключевых задач человечества. В мире открыто 70 000 месторождений нефти, из них 1000 крупных. 70 стран в мире имеют разведанные запасы нефти, более 65 стран осуществляют добычу нефти на своей территории. По данным BP Statistical Review of World Energy 2019, доказанные запасы нефти в мире в 1998 году составляли 163, в 2008 году – 213,4, а в 2018 году – 247,1 миллиардов тонн. Из того же источника следует, что добыча нефти в мире с 1985 по 2018 год при непрерывном росте увеличилась с 2791 до 4474 млн тонн. В России добыча нефти также растет. С 1998 г. по 2018 г. она увеличилась с 304 до 563 млн тонн за год (вероятно, эти цифры включают нефть, добываемую российскими нефтяными компаниями за рубежом).

Неопределенности, риски и катастрофы в современном нефтегазовом деле (разведка и добыча)

Накопившийся к настоящему моменту масштаб рисков, неопределенностей, ошибок и катастроф, связанных с поиском, разведкой и добычей углеводородов, делает необходимым переосмысление основополагающих принципов нефтегазового дела.

Набор факторов, определяющих неопределенности и риски в прогнозе, разведке и добыче нефти, можно наглядно

описать следующей условной формулой (Zapivalov, 2019):

$$P = H + Ч + Г_1 + Г_2 + Г_3 + T_1 + T_2 + Э + К + Ф + П,$$

где H – фундаментальная наука, Ч – человеческий фактор: профессионализм кадров всех уровней, включая менеджмент; G_1, G_2, G_3 – геологическая, геофизическая и географическая информация в полном объеме; T_1, T_2 – техника и технология с учетом инновационных методик и систем эффективного управления производственными процессами; Э, К – экологические факторы, природные катастрофы; Ф – финансовые возможности; П – политические факторы. В зависимости от меняющихся обстоятельств, некоторые из этих факторов могут оказаться определяющими. Каждый из них требует обновленной парадигмы.

Особое значение имеют геолого-геофизические факторы и соответствующий научный прогноз. В качестве примера прогнозно-геологических просчетов можно упомянуть попытки открытия «гигантского» месторождения Муклук на шельфе Аляски недалеко от месторождения Прадхо-Бей. Разведочная скважина стоимостью 1 млрд долларов была пробурена в 1983 г. Но на глубине 2438 м в предполагаемом продуктивном пласте оказалась только соленая вода. «Мы правильно выбрали место для бурения, – сказал Ричард Брей, президент дочерней компании British Petroleum. – Просто мы опоздали на 30 миллионов лет» (<https://vseonefti.ru/upstream/Mukluk-story.html>). Естественно, были использованы все прогностические методы и технологии крупнейшей нефтяной компании – British Petroleum.

Показательным примером другого рода факторов – технологических ошибок – может служить крупнейшая авария, произошедшая 20 апреля 2010 года в Мексиканском заливе на нефтяной платформе Deepwater Horizon на месторождении Макондо (компания British Petroleum). Это была крупная экологическая катастрофа. Нефтью было залито 75 тысяч квадратных километров (Звонова, 2014). Компания British Petroleum понесла убытки порядка 20 млрд долларов.

Определяющим моментом в нефтяной геологии является динамика состояния флюидопородной системы, зависящая от большого числа неопределенностей. Особенно заметно это проявилось в Индии (Запивалов, Павлов, 2005). Субир Раха, будучи президентом крупнейшей нефтяной компании Индии (ONGC), обращал на это особое внимание: «Образование, миграция и накопление углеводородов могут протекать по бесчисленному множеству вариантов, что приводит к неопределенностям и неизбежному риску в поисково-разведочных работах. Важная роль науки о Земле состоит в том, чтобы снизить эти неопределенности и преобразовать их в плодотворные возможности» (Запивалов, Павлов, 2005).

Преобладающие в настоящее время численные и лабораторные методы моделирования не дают возможности уверенного прогноза. В этой связи можно вспомнить, что многие априорные геолого-геофизические модели оказались несостоятельными на Кольской сверхглубокой скважине. Известный специалист по математической статистике и моделированию профессор Джордж Бокс писал: «В сущности, все модели неправильны, но некоторые из них бывают полезными» («All models are wrong but some are useful») (Box, 1987). Это же четко показал Сяо-Хуи Ву

(старший консультант ExxonMobil): «Снизить источник неопределенности можно, сократив числовые ошибки и ошибки моделирования на основе выборочных данных» (Xiao-Hui Wu, 2015).

Автор полагает, что для получения достоверной информации необходимо натурное моделирование.

Некоторые известные ученые и специалисты обладали особой интуицией, основанной на большом профессиональном опыте с опорой на стратегию «широкого поиска». В их числе можно назвать А.А. Трофимука, Н.А. Калинина, Н.Н. Ростовцева.

Авторские концепции

После 70 лет учебной, практической и научной работы в нефтяной геологии, разрабатывая основы геофлюидодинамики нефтегазонасыщенных систем, автор пришел к выводам о необходимости разработки новой парадигмы.

Углеводороды встречаются повсеместно и будут всегда. Нефтегазообразование и распределение имеют очаговый характер (Запивалов, 2005).

Главная авторская нефтегеологическая парадигма состоит в том, что *залежь нефти является живой флюидопородной системой*, состояние и параметры которой способны быстро изменяться в непрерывном режиме под действием природных и техногенных факторов в соответствии с законами спонтанной саморегуляции (Запивалов, 2007). Залежь нефти может сформироваться, расформироваться и вновь образоваться. Запасы нефти и газа могут быстро восполняться либо за счет вновь образующихся углеводородных масс внутри системы, либо за счет дополнительного притока из других частей земной коры. Поэтому, как подтверждают данные в разных регионах мира, многие нефтегазовые скопления являются молодыми (Запивалов, 2012).

Нефтегазонасыщенный пласт (залежь) состоит из двух взаимосвязанных подсистем: породы (минералы) и флюиды (нефть, газ, вода) и представляет собой целостную систему, имеющую свойства *фрактальных структур*. Фрактальные свойства были изучены на примере Верх-Тарского месторождения (Новосибирская область) с использованием специальных характеристик временных рядов – размерности Хаусдорфа и показателя Херста (Запивалов, 2009). В процессе разработки месторождений неоднократно и существенно меняются состав и свойства всех компонентов системы, флюидных и минеральных.

Флюидодинамические системы весьма мобильны и реакционноспособны. В зависимости от провоцирующих внешних воздействий они или стабильны (равновесное состояние), или возмущены (неравновесное состояние). Возмущенная система обладает всеми признаками неупорядоченности (хаоса) (Запивалов, 2003).

Активные техногенные воздействия являются, по существу, сильным возмущением квазиравновесной системы и существенно искажают ее природные параметры. Если это возмущение является щадящим, то самоорганизующаяся система выравнивает это неравновесие. Длительное или интенсивное возмущение, значительно превышающее пороговое, уничтожает систему. Как следствие, падает пластовое давление, резко уменьшается дебит, обводняется пласт, и изменяется его минералогический состав.

Пороговое возмущение можно оценить через депрессию на пласт. На практике установлено, что максимальная депрессия на пласт ($P_{пл} - P_{заб}$) не должна превышать 5–8 МПа. Эта величина является почти универсальной для всех типов коллекторов. Такое значение оптимальной депрессии установлено для многих месторождений. Формула порога возмущения нефтенасыщенной системы: $P_{пл} - P_{заб} \leq 5 \div 8$ МПа.

Динамика состояния флюидопородной системы определяется величиной энергетического потенциала, т. е. уровнем внутренней (свободной) энергии. Поведение системы можно оценить через объемную плотность энтропии из уравнения:

$$dT/dP = 1/S_v;$$

где S_v – объемная плотность энтропии (Запивалов, 2003; Огнев, 1989).

Сверхинтенсивная (насиленная) выработка легкодоступных запасов нефти (EOR, Enhanced Oil Recovery) при длительном применении приводит к быстрому истощению и разрушению месторождений. Это особенно проявляется при применении мощных гидроразрывов (ГРП). Следует применять щадящие методы и технологии IOR (Improved Oil Recovery), включая вибрационные методы. Природно-техногенная система (залежь нефти) способна восполнять объемы запасов в процессе «отдыха» и реабилитационного периода (часто вынужденного).

Выводы, предложения, рекомендации и пожелания

К настоящему моменту в результате форсированной сверхинтенсивной коммерческой добычи легко извлекаемой нефти (EOR) запасы остаточной нефти составляют 55–70 %. Основные технологии EOR направлены на создание в системе фильтрационных каналов любой ценой (усиленный гидроразрыв и т.п.) (Zapivalov, 2015). Чтобы добывать остаточную (трудноизвлекаемую) нефть из продуктивных пластов, требуются принципиально новые идеи и методы.

Чтобы правильно управлять технологическим процессом добычи нефти, необходимо подробно изучать залежь нефти в непрерывном режиме с помощью специальных автономных датчиков, расположенных непосредственно внутри продуктивных пластов (очагов).

Чрезвычайно важно иметь постоянно действующие исследовательские полигоны на разрабатываемых месторождениях, а также осуществлять мониторинг на всех ранее пробуренных скважинах. Автор настойчиво предлагает создать на базе Верх-Тарского месторождения Новосибирской области Комплексный научно-исследовательский образовательный нефтяной Полигон (Запивалов, 2019).

Особое внимание следует уделить проблеме восполняемости запасов углеводородов на разрабатываемых и законсервированных месторождениях.

Необходимо применять реабилитационные циклы для восстановления энергетического потенциала системы (Запивалов, 2015). Следует учитывать, что реабилитационный цикл – это не просто отдых, остановка системы. Должны быть предусмотрены методы и технологии активной реабилитации.

Надо беречь углеводородные ресурсы, т.к. они необходимы человечеству на далекую перспективу. Масштаб использования альтернативных энергетических источников (включая геотермальные) необходимо увеличивать с тем, чтобы на них приходилась основная доля энергетики.

Каждая крупная нефтяная компания должна в научных целях бурить сверхглубокие скважины (глубиной свыше 10 км) и оснащать их автономными датчиками, дающими возможность подробно изучать большие глубины.

Несколько слов о перспективах Западной Сибири

В настоящее время судьба этого главного нефтегазового региона России многим видится в быстрейшем получении большого добычного потенциала за счет баженовской свиты и палеозоя. Особенно большие ставки на «бажен», за счет которого уже в ближайшее время предполагается иметь 20 миллиардов тонн добычных запасов нефти. Но надо иметь в виду, что эта свита имеет небольшие толщины и очень различные свойства и параметры, определяющие очаговый характер возможной продуктивности.

Что же касается проекта «Палеозой», под «палеозойским фундаментом» понимается огромный и разнообразный комплекс пород (протерозой и палеозой) на разных глубинах, что предопределяет возможность нефтеобразования и нефтенасыщения в разных породах и тектонических блоках. Геолого-геофизические материалы подтверждают это (Запивалов, 2005; Zapivalov, 2006). Глубинная петротермальная энергия способствует желательным геофлюидодинамическим процессам. Но проект «Палеозой» в Западной Сибири пока остается на этапе изучения и познания новых фактов и закономерностей (Запивалов, 2018). В качестве перспективных объектов обозначаются гранитоидные тела и другие очаговые зоны с активной современной геофлюидодинамикой (градиентная энтропия). Надо бурить глубокие скважины (до 15 км), тщательно и терпеливо испытывать интересные объекты.

Заключение

Изучение глубинных слоев и понимание процессов, происходящих в недрах Земли, имеет исключительную научную ценность. наших знаний о земных глубинах катастрофически недостаточно. Изучение нашей родной планеты значительно отстает от изучения космоса. Это серьезная задача для фундаментальной науки.

Литература

- Запивалов Н.П. (2002). Реабилитационные циклы – основа восполнения активных запасов на разрабатываемых месторождениях. *Дезаэрация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ: Мат. Межд. конф.* Москва: ГЕОС, с. 330-332.
- Запивалов Н.П. (2005). Современные геологические концепции и технологии прогноза, разведки и освоения нефтегазовых месторождений. *Нефтяное хозяйство*, 11, с. 20-23.
- Запивалов Н.П. (2007). Нефтегазовая геология: парадигмы XXI века. *Георесурсы*, 3(22), с. 11-12.
- Запивалов Н.П. (2015). Пять неотложных мер нефтедобычи в Западной Сибири. *Эко: всероссийский экономический журнал*, 5, с. 111-117.
- Запивалов Н.П. (2019). Нефтяной полигон для образования, науки и практики. *Известия вузов. Нефть и газ*, 4, с. 49-56
- Запивалов Н.П., Павлов Ф.В. (2005). Индия – путь к большой нефти, 1955-2005. Новосибирск: Гео, 208 с. DOI: 10.13140/2.1.4645.3762
- Запивалов Н.П., Попов И.П. (2003). Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Новосибирск: Гео, 198 с.

Запивалов Н.П., Смирнов Г.И., Харитонов В.И. (2009). Фракталы и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике. Новосибирск: ГЕО, 131 с.

Звонова О. (2014). Авария в Мексиканском заливе: хроника событий и экологические последствия. *Аргументы и факты*, 22.04.2014.

Леворсен А. (1970). Геология нефти и газа. Москва: Мир, серия «Науки о земле», т. 22, 638 с.

Запивалов Н.П. (2018). О нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири. Концептуальные модели и возможные пути поиска залежей углеводородов в доюрском комплексе Томской области: *сб. тр. науч. конф.* Под ред. Н.П. Запивалова. Томск: Изд-во ТПУ.

Огнев А.Ф. (1989). Теоретические, природные и экспериментальные модели нефтегазообразования и их использование в прогнозе нефтегазоносности: *Тез. докл. Л.: ВНИГРИ.*

Трофимук А.А. (1997). Сорок лет борьбы за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 369 с.

Box G.E.P., Draper N.R. (1987). Empirical model building and response surfaces. New York: John Wiley & Sons, 424 p.

Xiao-Hui Wu. (2015). How to Predict Reservoir Performance with Subsurface Uncertainty at Multiple Scales? Society of Petroleum Engineers: Distinguished Lecturer Program. Lecture.

Zapivalov N. (2006). Exploring exploration: new paradigms. *DEW: the Complete Energy Journal*, 16(02), pp. 40–45.

Zapivalov N. (2015). Improved Oil Recovery vs. Enhanced Oil Recovery. In: *Enhanced Oil Recovery: Methods, Economic Benefits and Impacts on the Environment*. Ed. Alicia Knight. New-York: Nova Publishers, Inc., pp. 81–94.

Zapivalov N. (2019). Upstream & Midstream risks and uncertainties. New ways of thinking. *DEW: Drilling and Exploration World*, 28(3), pp. 37–46.

Сведения об авторе

Николай Петрович Запивалов – доктор геол.-мин. наук, профессор, главный научный сотрудник, заслуженный геолог России

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

Статья поступила в редакцию 03.07.2020;

Принята к публикации 10.08.2020;

Опубликована 31.08.2020

IN ENGLISH

Short communication

Oil of the XXI century: a new paradigm

N.P. Zapivalov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

E-mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

Abstract. The scale of risks, uncertainties, errors and disasters associated with the prospecting, exploration and production of hydrocarbons that has accumulated to date makes it necessary to rethink the fundamental principles of the oil and gas industry. After 70 years of educational, practical and scientific work in petroleum geology, developing the foundations of geofluidodynamics of oil and gas-saturated systems, the author came to the conclusion about the need to develop a new paradigm. The main author's petro-geological paradigm is that an oil reservoir is a living fluid-rock system, the state and parameters of which can rapidly change in a continuous mode under the influence of natural and man-made factors in accordance with the laws of spontaneous self-regulation. Suggestions and recommendations are made for the competent management of the technological process of oil production.

Keywords: oil, paradigm, petroleum geology, geofluidodynamics, oil and gas saturated systems, risks and uncertainties

Recommended citation: Zapivalov N.P. (2020). Oil of the XXI century: a new paradigm. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 15–18. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.15-18>

References

Box G.E.P., Draper N.R. (1987). Empirical model building and response surfaces. New York: John Wiley & Sons, 424 p.

Levorsen A. (1970). Geology of oil and gas. Moscow: Mir, Series "Earth Sciences", vol. 22. 638 p. (In Russ.)

Zapivalov N.P. (2018). On the oil and gas potential of the Paleozoic in Western Siberia. *Kontseptual'nye modeli i vozmozhnye puti poiska zalezhei uglevodorodov v doyrskom komplekse Tomskoi oblasti: sbornik nauchnykh trudov otkrytoi nauchnoi konferentsii* [Proc. Conf.: Conceptual models and possible ways to search for hydrocarbon deposits in the pre-Jurassic complex of the Tomsk region]. Ed. N.P. Zapivalov. Tomsk. (In Russ.)

Ognev A.F. (1989). Theoretical, natural and experimental models of oil and gas formation and their use in forecasting oil and gas content: Abstracts. Leningrad: VNIIGRI. (In Russ.)

Trofimuk A.A. (1997). Forty years of fighting for the development of oil and gas industry in Siberia. Novosibirsk: SO RAS Publ. 369 p. (In Russ.)

Xiao-Hui Wu. (2015). How to Predict Reservoir Performance with Subsurface Uncertainty at Multiple Scales? Society of Petroleum Engineers: Distinguished Lecturer Program. Lecture.

Zapivalov N. (2006). Exploring exploration: new paradigms. *DEW: the Complete Energy Journal*, 16(02), pp. 40–45.

Zapivalov N. (2015). Improved Oil Recovery vs. Enhanced Oil Recovery. In: *Enhanced Oil Recovery: Methods, Economic Benefits and Impacts on the Environment*. Ed. Alicia Knight. New-York: Nova Publishers, Inc., pp. 81–94.

Zapivalov N. (2019). Upstream & Midstream risks and uncertainties. New ways of thinking. *DEW: Drilling and Exploration World*, 28(3), pp. 37–46.

Zapivalov N.P. (2002). Rehabilitation cycles as the basis for replenishing active reserves in developed fields. *Degazatsiya Zemli: geodinamika, geoflyuidy, nefi' i gaz: Mat. Mezhd. konf.* [Proc. Int. Conf.: Degasification of the Earth: Geodynamics, Geofluids, Oil and Gas]. Moscow: GEOS, pp. 330–332. (In Russ.)

Zapivalov N.P. (2005). Modern geological concepts and technologies of the forecast, prospecting and development of oil-and-gas deposits. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 11, pp. 20–23. (In Russ.)

Zapivalov N.P. (2007). Oil and gas geology: paradigms of the XXI century. *Georesursy = Georesources*, 3(22), pp. 11–12. (In Russ.)

Zapivalov N.P. (2015). Five urgent measures for oil production in Western Siberia. *Eko: vserossiiskii ekonomicheskii zhurnal = Eco: All-Russian Economic Journal*, 5, pp. 111–117. (In Russ.)

Zapivalov N.P. (2019). Petroleum research-and-testing site project as a perspective object for education, science and practice. *Izvestiya vuzov. Neft' i gaz = Oil and gas studies*, 4, pp. 49–56. (In Russ.)

Zapivalov N.P., Pavlov F.V. (2005). India – the way to big oil, 1955–2005. Novosibirsk: Geo Publ., 208 p. DOI: 10.13140/2.1.4645.3762. (In Russ.)

Zapivalov N.P., Popov I.P. (2003). Fluid dynamic models of oil and gas reservoirs. Novosibirsk: Geo Publ., 198 p. (In Russ.)

Zapivalov N.P., Smirnov G.I., Kharitonov V.I. (2009). Fractals and nanostructures in oil and gas geology and geophysics. Novosibirsk: Geo Publ., 131 p. (In Russ.)

Zvonova O. (2014). Accident in the Gulf of Mexico: a chronicle of events and environmental consequences. *Argumenty i fakty* [Arguments and Facts], 22.04.2014. (In Russ.)

About the Author

Nikolay P. Zapivalov – Dr. Sci. (Geol.-Min.), Chief Researcher, Professor, Honored Geologist of Russia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3, Ak.Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Manuscript received 3 July 2020;

Accepted 10 August 2020; Published 31 August 2020