

## Петрофизика и парадигмы нефтегазовой геологии

А.М. Хитров\*, Е.М. Данилова, И.Н. Коновалова, М.Н. Попова

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Рассмотрены основные положения сложившейся современной парадигмы поисков, разведки и добычи углеводородов, основой которой являются петрофизика и сейсморазведка. Показано, что в ее рамках возможно применение любых новых идей о строении природных резервуаров, происхождении и миграции углеводородов.

Эта парадигма позволит перейти к подготовке качественно новой сырьевой базы нефтегазового комплекса за счет открытия и разработки залежей углеводородов в наилучших природных резервуарах с наилучшими петрофизическими параметрами, высокой плотностью запасов легкой нефти и газа, с высокими дебитами скважин.

Новые высокорентабельные залежи углеводородов будут открыты в районах с развитой инфраструктурой, главным образом, в известных нефтегазоносных провинциях.

**Ключевые слова:** вероятность существования залежи, природный резервуар, ловушка, флюидоупор, подсчетные параметры коллекторов, принцип дифференциального улавливания

**Для цитирования:** Хитров А.М., Данилова Е.М., Коновалова И.Н., Попова М.Н. (2020). Петрофизика и парадигмы нефтегазовой геологии. *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 10–14. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.10-14>

В российском геологическом научном сообществе существует несколько парадигм развития сырьевой базы нефтегазового комплекса страны, исходящих из не всегда совпадающих точек зрения авторов по некоторым важнейшим положениям современной нефтегазовой геологии. Наиболее известным дискуссионным, спорным положением является происхождение нефти и газа – органическое или неорганическое. Некоторые авторы полагают, что происхождение нефти может быть смешанным.

Казалось бы, от решения вопроса о происхождении нефти и газа зависит любая парадигма нефтегазовой геологии, ведь это базовый, стартовый элемент любой концептуальной схемы, теории, воплощенной в системе понятий, методов исследований и получаемых результатов поисков, разведки и добычи углеводородов. Но современная сложившаяся стадийность геологоразведочных работ на нефть и газ опирается, в основном, на достижения петрофизики и поисковой геофизики, сейсморазведки в первую очередь, и фактически игнорирует вопросы происхождения нефти, оставляя их без решения.

Для поисковых работ это возможно и оправданно, поскольку пока только петрофизика вообще, и сейсморазведка в частности, реально может предоставить численные оценки надежности структур, подготавливаемых к глубокому бурению. Важнейшим информативным параметром здесь выступает вероятность существования структуры ( $P_c$ ), как правило, антиклинальной. Другие методы (аэрофотосъемка, космосъемка, гравимагниторазведка, геохимические съемки, инновационные технологии и др.) обычно не имеют решающего значения при выборе поисковых объектов под бурение.

В общих чертах современная концептуальная схема (парадигма) поисковой нефтегазовой геологии может быть описана следующим выражением:

$$P_z = P_c \cdot P_k \cdot P_\phi \cdot P_{nr},$$

где  $P_z$  – вероятность существования залежи,  $P_c$  – вероятность существования структуры (фактически отождествляемой с ловушкой),  $P_k$  – вероятность наличия коллектора в прогнозируемой ловушке,  $P_\phi$  – вероятность наличия флюидоупора (покрышки) над коллектором,  $P_{nr}$  – вероятность присутствия источника нефти и газа (нефтематеринская толща или другой источник, например неорганический).

Эта формула общеизвестна и представлена как в отечественной научной литературе, так и в западной (Rose, 2012). Авторские отличия в ее трактовках связаны с несколькими разным пониманием смысла используемых множителей, например, с тем, как определить вероятности существования коллекторов и флюидоупоров, или какова вероятность заполненности ловушки под замок.

Наличие коллекторов, флюидоупоров над ними, структуры (ловушки) и источника углеводородов рассматриваются в качестве необходимых условий существования залежи, и одновременно в качестве независимых, несвязанных между собой событий в соответствии с теорией вероятностей. Это является очевидным следствием из антиклинальной теории, которая, в свою очередь, следует из того факта, что нефть и газ в земной коре, в том числе в порах и пустотах осадочного чехла, легче пластовой воды.

Достоинство этой сложившейся парадигмы в том, что данные современной петрофизики, включая каротаж и полевую геофизику, могут быть использованы как для подсчета запасов месторождений и ресурсов углеводородов локальных структур, так и для оценок надежности получаемых результатов (вероятностей  $P_c$  и  $P_k$ ).

Но, если выполнить эту операцию тщательно, то приходится признать, что часто некоторые подсчетные

\* Ответственный автор: Алексей Михайлович Хитров  
E-mail: [ahitrov@ipng.ru](mailto:ahitrov@ipng.ru)

параметры определить невозможно ни по керну, ни по каротажу, ни по сейсморазведке. Их приходится принимать – фактически назначать экспертно, обычно по аналогии с открытыми месторождениями. Приходится принимать экспертно и многие промежуточные параметры при вычислении  $P_c$  и  $P_k$ .

Кроме того, есть основания полагать, что вероятности наличия структур, коллекторов и флюидоупоров ( $P_c$ ,  $P_k$  и  $P_\phi$ ) – это на самом деле взаимозависимые величины.

Последнее очевидно, например, в рифовых объектах и дельтовых терригенных резервуарах (но не только в них), где сам риф или бар образуют антиклинальные структуры, коллекторы находятся в самом рифе или баре, или в структурах облекания, генетически с ними связанных.

Вероятность наличия флюидоупора ( $P_\phi$ ), образующего замкнутый контур по кровле коллектора, также может быть связана с параметрами локальных структур и перекрывающих коллектор толщ с промежуточными свойствами, согласно теории трехслойных природных резервуаров, развитой в 1980–1990 гг. группой исследователей под руководством В.Д. Ильина (Ильин и др., 1982).

Весьма возможно, что даже наличие источников углеводородов ( $P_{нт}$ ) связано с другими параметрами, учитываемыми сложившейся современной парадигмой, например, если считать, что нефтематеринские толщи, прошедшие нефтяное или газовое окно, – это содержащие органику толщи заполнения вблизи рифов. Или можно предположить, что рифы образованы над разломами земной коры, и именно разломы обеспечивают поступление углеводородов из мантии.

Необходимо лишь постараться оценить надежность (вероятность) любой из выдвигаемых гипотез, причем численно, что обычно очень просто.

Ведь мы всегда чего-то не знаем или что-то не учитываем, например, погрешности подсчета запасов и ресурсов, или возможности миграции углеводородов в техническое время из неоткрытых пока ближайших по латерали залежей, или из нескрытых бурением залежей на больших глубинах, или вообще из фундамента, или даже из мантии. В этой связи актуальны и весьма весомы идеи Р.Х. Муслимова (Муслимов, 2019).

В изучении этих пока неизвестных связей между параметрами природных резервуаров нефти и газа кроется колоссальный резерв дальнейшего развития сложившейся парадигмы и ее практического применения.

Некоторые парадигмы развития нефтегазовой геологии исходят из ограниченных, или почти исчерпанных возможностей воспроизводства сырьевой базы в известных нефтегазоносных провинциях и районах.

Сегодня, как и 30 лет назад, оценки запасов и ресурсов опираются на данные сейсморазведки и/или бурения при подсчете площадей, эффективных толщин залежей, пористости и насыщенности коллекторов. Конечно, методы определения подсчетных параметров за это время стали более точными и надежными, но принципиально они не изменились. Длины волн, применяемые в сейсморазведке, по-прежнему обычно составляют величины порядка 50–100 м, а потому сейсморазведка (в том числе 3D), и сегодня, не всегда может закартировать антиклиналы высотой порядка первых десятков метров.

Но если в такой некартируемой (невидимой) антиклиналы высотой до 30–50 м и площадью в десятки или даже в сотни квадратных километров есть природный резервуар, состоящий из пласта – высокоемкого высокодебитного коллектора толщиной 30–50 м, и который находится непосредственно под надежным флюидоупором, то плотность извлекаемых ресурсов в ловушках такого резервуара может достигать 1 млн тонн на квадратный километр. Добавим к этому, что площади сейсмической съемки (и 2D, и 3D) обычно всегда ограничены контурами лицензионных участков и не превышают первых сотен квадратных километров. Поэтому крупные ловушки площадью в сотни квадратных километров и более, и вообще ловушки, контуры которых выходят за площади съемки, не могут быть закартированы и подготовлены к бурению, так как не определяются их гидрозамки.

Остается полагать, что ловушки в таком наилучшем резервуаре пока не могут быть выявлены и подготовлены к бурению. Площадь этих ловушек может достигать сотен квадратных километров, следовательно, и открываемые залежи могут оцениваться в десятки и сотни миллионов тонн запасов, несмотря на небольшие высоты ловушек. Число таких невыявленных ловушек, особенно там, где нет новой сейсморазведки 3D, может превысить число уже опоскованных.

В связи с этим возникает сомнение – а могли ли быть подготовлены к бурению современной сейсморазведкой открытые более 50 лет назад в Тимано-Печоре и Волго-Урале крупные залежи в девонских песчаниках типа Яреги (нефтяная шахта), Западного Тэбука, Ромашкино и др. На моменты их открытий сейсморазведки еще не было. По всей видимости, эти месторождения современной сейсморазведкой были бы пропущены, поскольку замкнутых контуров структур получить бы не удалось.

Следовательно, современный комплекс геолого-геофизических методов, отраженный в действующем «Положении об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ», не всегда в состоянии обеспечить подготовку к бурению и картирование крупных ловушек (залежей) с высокоэффективными ресурсами и запасами.

Теперь можно попытаться ответить на вопрос, а где же, в каких отложениях и районах находятся эти высоко-рентабельные, пока неизвестные залежи?

С нашей точки зрения, это так называемые старые добычные районы, например недоизученные зоны нефтегазонакопления Волго-Урала и Тимано-Печоры. Перспективными объектами здесь являются как рифы, так и высокоемкие песчаники палеозоя, если непосредственно над ними можно выделить и проследить флюидоупоры. В этих районах шансы на успешное применение современной сейсморазведки максимальны, поскольку здесь возможна тщательная привязка отражающих горизонтов к вновь выделенным элементам природных резервуаров по данным пробуренных скважин.

В Тимано-Печорской провинции есть отличный пример подготовки порядка 100 млн тонн извлекаемых высокоэффективных запасов нефти в рифах верхнего девона рядом с известным и давно разрабатываемым Возейским месторождением. На лицензионном участке ЛУКОЙЛ-Коми в Денисовской впадине выполнено за 10 лет около 2,5 тыс. кв. км сейсморазведки 3D, создан суперкуб, за

счет чего и обеспечено открытие нескольких месторождений в рифовых антиклиналях. Отметим, что данные старой сейсморазведки 2D не позволяли подготовить к бурению рифовые структуры, и на начало 2000-х годов были разные мнения о перспективах участка (Одолев, 2017).

Сходные явления, связанные с ростом возможностей петрофизики и сейсморазведки, наблюдаются сегодня и в других нефтегазоносных провинциях страны.

За последние 10 лет наши нефтяные компании медленно, но последовательно наращивают объемы высоко-разрешающей сейсморазведки 3D, что позволяет более надежно готовить к бурению объекты высотой в десятки метров. Именно среди этих объектов и нужно искать высокодебитные высокочемки природные резервуары большой площади и крупные залежи в них. Это естественный ход событий, связанный с реальной технологической революцией в геофизике.

Развитию сложившейся (петрофизической) парадигмы может послужить и новая трактовка почти забытого и фактически не используемого ни в науке, ни в практике принципа дифференциального улавливания углеводородов.

Этот принцип, как известно, заключается в том, что в близко расположенных, сходных по строению ловушках, образованных, например, в пределах одного природного резервуара, вверх по восстанию пластов-коллекторов и с уменьшением глубины их залегания, наблюдается увеличение плотности углеводородов, иногда от газов до битумов. Для того, чтобы хотя бы предположить справедливость принципа дифференциального улавливания и возможность его повсеместного использования, достаточно взглянуть на схематичную карту любой нефтегазоносной провинции мира. Так, в Западной Сибири, включая ее акваториальную часть, в северных зонах нефтегазоаккумуляции находятся, в основном, газовые месторождения, южнее – нефтегазоконденсатные, в широтном Приобье – уже нефтяные, а на самом юге провинции – залежи с еще более тяжелыми нефтями. На севере Тимано-Печорской провинции (включая ее акваториальную часть) также наблюдается преобладание газовых и газоконденсатных месторождений в северо-западных районах, и преобладание нефтяных месторождений южнее, вплоть до центральных районов провинции. В самой южной части провинции действие этого принципа видно в направлении от Вуктыльского уникального нефтегазоконденсатного месторождения (в основном газ), до Ярегского месторождения тяжелой нефти. Справедлив принцип дифференциального улавливания и в пределах отдельных тектонических элементов, и даже групп локальных объектов. Так, в пределах Колвинского мегавала Тимано-Печорской провинции с севера на юг газовые и нефтегазоконденсатные залежи сменяются нефтяными.

Н.И. Никонов еще в 1983 году представил пример закономерного увеличения плотности нефти по латерали с севера на юг с уменьшением глубины для залежей в верхнепермских песчаниках, образующих группу небольших куполов в пределах Харьягинского и Возейского месторождений (Колвинский мегавал). То же явление наблюдается и для верхнепермских песчаников на Лемъюской группе месторождений с более тяжелыми нефтями в Ижма-Печорской впадине (Никонов, Головань, 1983).

Мы полагаем, что принцип дифференциального улавливания дает существенные изменения в базовых представлениях о возможностях прогноза залежей углеводородов, в частности для прогноза и поисков дефицитных легких нефтей. Прежде всего, этот принцип неизбежно приводит нас к признанию факта полного заполнения всех имеющихся ловушек до гидрозамка (точки просачивания). Ведь если установлено, что плотность углеводородов в природном резервуаре возрастает от ловушки к ловушке вверх по восстанию подошвы флюидоупоров, то очевиден факт движения более тяжелых углеводородов через гидрозамок именно из полностью заполненной ловушки в гипсометрически более высокую ловушку. Следовательно, тезис В.Д. Ильина др. (Ильин и др., 1982) о заполненности до гидрозамка всех ловушек в нефтегазосодержащих комплексах под региональными истинными покрывками подтверждается принципом дифференциального улавливания и явно ему соответствует.

Нам же представляется, что полностью заполнены не только ловушки под региональными флюидоупорами, но и ловушки под зональными и локальными флюидоупорами, если размеры ловушек определять по правилам В.Д. Ильина (Ильин и др., 1982) с учетом толщин ложных покрывок (ложных флюидоупоров) на критическом направлении. Тогда вероятность присутствия мощного источника углеводородов в нефтегазоносном комплексе, природном резервуаре и ловушке ( $P_{инт}$ ) можно определить, не решая вопроса о происхождении нефти, фактически обходя этот дискуссионный вопрос. Величина  $R_{нг}$  может быть принята равной единице, если плотности углеводородов в ловушках природного резервуара изменяются по латерали в соответствии с принципом дифференциального улавливания, и при условии, что размеры ловушек определены по отметкам подошв флюидоупоров ( $P_{ф}=1$ ), а не коллекторов на критическом направлении.

Коснемся вкратце популярной сегодня, так называемой, сланцевой парадигмы или сланцевой революции. Казалось бы, вероятности существования залежей ( $P_z$ ) в сланцах всегда близки к единице, поскольку все 4 сомножителя тоже близки к ней. Но с позиций петрофизики и газовая, и нефтяная сланцевые революции в России бессмысленны, т.к. подсчетные параметры (пористость, эффективные толщины и коэффициенты извлечения) для сланцевых залежей и для залежей в высокочемких природных резервуарах отличаются (каждый параметр) на порядок, следовательно, их произведения при подсчете запасов – на два-три порядка, и не в пользу сланцевых залежей (Данилова и др., 2019б).

В России нет необходимости рассматривать сланцевую революцию как самостоятельную парадигму нефтегазовой геологии – наши важнейшие сланцевые нефтяные формации, баженовская и доманиковская, всегда, на любом лицензионном участке, перекрываются и/или подстилаются более перспективными, с точки зрения петрофизики, природными резервуарами. Поэтому сланцевые залежи следует рассматривать только как сопутные и малоэффективные в разработке. Полагаем, что сланцевых революций в России не случится (Данилова и др., 2019а).

## Выводы

Современная сложившаяся парадигма поисков, разведки и добычи углеводородов, основой которой является петрофизика вообще, и сейсморазведка в частности, по сути своей открыта для применения в ее рамках любых новых идей о происхождении углеводородов, о строении природных резервуаров, о новых методах подготовки объектов под поисковое бурение.

Сложившаяся парадигма имеет колоссальные резервы развития за счет изучения генетических связей между петрофизическими свойствами элементов природных резервуаров (флюидоупоров, коллекторов, пластов с промежуточными свойствами) с одной стороны, и геометрическими параметрами ловушек, с другой, а также и за счет применения в практике принципа дифференциального улавливания углеводородов.

В условиях меняющейся мировой рыночной конъюнктуры, и ввиду явной избыточности сырьевой базы углеводородного сырья как по нефти, так и по газу, эта парадигма позволит перейти к подготовке качественно новой сырьевой базы нефтегазового комплекса за счет открытия и разработки залежей углеводородов в наилучших природных резервуарах с наилучшими петрофизическими параметрами, высокой плотностью запасов легкой нефти и газа на 1 кв. км и с высокими дебитами скважин.

Новые высококорентабельные залежи для добычи углеводородов будут открыты в районах с развитой инфраструктурой, главным образом, в известных нефтегазоносных провинциях и зонах нефтегазоаккумуляции на суше, а новые районы и шельфы будут иметь подчиненное значение.

## Финансирование

Материал подготовлен в рамках выполнения государственного задания (тема «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях» № АААА-А19-119030690047-6).

## Литература

- Данилова Е.М., Попова М.Н., Хитров А.М. (2019а). О перспективах газовой сланцевой революции в России. *Недропользование XXI век*, 4, с. 144–148.
- Данилова Е.М., Попова М.Н., Хитров А.М. (2019б). Сланцевые залежи, трудноизвлекаемые запасы и залежи в высокодебитных природных резервуарах – три альтернативы в нефтяной геологии. *XVIII Геологический съезд Республики Коми: Сб. материалов*. Сыктывкар, том III, с.132–133.
- Ильин В.Д. и др. (1982). Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуаре. *Метод. рек. М.: ВНИГНИ*, 52 с.
- Муслимов Р.Х. (2019). Углубленное изучение кристаллического фундамента асочных бассейнов – веление времени. *Георесурсы*, 21(4), с. 55–62.
- Никонов Н.И., Головань А.С. (1983). Важное направление поисковых работ в верхнепермских отложениях Колвинского мегавала. *Геология нефти и газа*, 1, с. 8–13.
- Одолев О.Г. (2017). Эффективность геофизических методов при поисковых работах на нефть и газ по Денисовской впадине Тимано-Печорской провинции. *VIII Всероссийское совещание*. Москва: ВНИГНИ.
- Rose P.R. (2012). Risk analysis and management petroleum exploration ventures. *AAPG*, 304 p.

## Сведения об авторах

*Алексей Михайлович Хитров* – кандидат геол.-мин. наук, заместитель директора по науке, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д.3

*Елена Михайловна Данилова* – научный сотрудник лаборатории ресурсной базы нефтегазового комплекса, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д.3

*Ирина Николаевна Коновалова* – младший научный сотрудник лаборатории ресурсной базы нефтегазового комплекса, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д.3

*Марина Николаевна Попова* – старший научный сотрудник лаборатории ресурсной базы нефтегазового комплекса, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д.3

Статья поступила в редакцию 07.08.2020;

Принята к публикации 17.08.2020;

Опубликована 31.08.2020

IN ENGLISH

Short communication

## Petrophysics and paradigms of oil and gas geology

*A.M. Khitrov\*, E.M. Danilova, I.N. Konovalova, M.N. Popova*

*Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation*

\*Corresponding author: *Aleksey M. Khitrov, e-mail: ahitrov@ipng.ru*

**Abstract.** The main provisions of the current paradigm of prospecting, exploration and production of hydrocarbons, which are based on petrophysics and seismic exploration, are considered. It is shown that within its framework it is possible to apply any new ideas about the structure of natural reservoirs, the origin and migration of hydrocarbons.

This paradigm will make it possible to move to the preparation of a qualitatively new resource base of the oil and gas complex through the discovery and development of

hydrocarbon deposits in the best natural reservoirs with the best petrophysical parameters, high density of light oil and gas reserves, and high well production rates.

New highly profitable hydrocarbon deposits will be discovered in areas with developed infrastructure, mainly in well-known oil and gas provinces.

**Keywords:** probability of reservoir existence, natural reservoir, trap, impermeable rock, estimated reservoir parameters, differential capture principle

**Recommended citation:** Khitrov A.M., Danilova E.M., Konovalova I.N., Popova M.N. (2020). Petrophysics and paradigms of oil and gas geology. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 10–14. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.10-14>

### Acknowledgments

*The work was prepared as part of the state task (the topic “Forecasting the state of the resource base of the oil and gas complex of Russia based on system studies of the prospects for oil and gas potential of natural reservoirs in carbonate, terrigenous and shale formations” No. AAAA-A19-119030690047-6).*

### References

- Danilova E.M., Popova M.N., Khitrov A.M. (2019a). Prospects of the shale gas revolution in Russia. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 4, pp. 144–148. (In Russ.)
- Danilova E.M., Popova M.N., Khitrov A.M. (2019b). Shale deposits, hard-to-recover reserves, and highly productive natural reservoirs are three alternatives in petroleum geology. *XVII Geologicheskii s'ezd Respubliki Komi: Sb. Materialov* [Proc. XVII Geological Congress of the Komi Republic: collection of materials]. Syktyvkar, vol. III, pp. 132–133. (In Russ.)
- Ilyin V.D. et al. (1982). Local forecast of oil and gas content based on the analysis of the structure of traps in a three-layer reservoir. Guidelines. Moscow: VNIGNI, 52 p. (In Russ.)
- Muslimov R.Kh. (2019). Paleobasins – a new concept of modeling the history of geological development and oil and gas bearing of regions. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 55–62. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.55-62>
- Nikonov N.I., Golovan A.S. (1983). An important direction of prospecting work in the Upper Permian deposits of the Kolvinsky mega-shaft. *Geologiya nefi i gaza = Russian oil and gas geology*, 1, pp. 8–13. (In Russ.)

Odoleev O.G. (2017). The effectiveness of geophysical methods in prospecting for oil and gas in the Denisovskaya depression of the Timan-Pechora province. *VIII Vserossiiskoe soveshchanie* [VIII All-Russian meeting]. Moscow: VNIGNI. (In Russ.)

### About the Authors

*Aleksey M. Khitrov* – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Deputy Director for Research

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences  
3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

*Elena M. Danilova* – Researcher, Laboratory of the resource base of the oil and gas complex

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences  
3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

*Irina N. Konovalova* – Junior Researcher, Laboratory of the resource base of the oil and gas complex

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences  
3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

*Marina N. Popova* – Senior Researcher, Laboratory of the resource base of the oil and gas complex

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences  
3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

*Manuscript received 7 August 2020;*

*Accepted 17 August 2020; Published 31 August 2020*