

УДК 553.983

**ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА
СЛАНЦЕВЫХ ТОЛЩ НА ПРИМЕРЕ ДОМАНИКОВЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ**

О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова

АО «ВНИГРИ»

**APPROACHES TO EVALUATION OF HYDROCARBON POTENTIAL
OF TIGHT RESERVOIRS USING THE EXAMPLE OF DOMANIC
DEPOSITS OF TIMAN-PECHORA PETROLEUM PROVINCE**

O.M. Prischepa, O.Yu. Averyanova

All-Russian Petroleum Research and Geological Exploration Institute (VNIGRI)

E-mail: ins@vnigri.ru

Аннотация. Рассмотрены подходы и методические приемы оценки запасов и ресурсов углеводородных скоплений, приуроченных к «сланцевым» толщам.

Остаточный потенциал УВ нефтегазоматеринских сланцевых толщ определяется историей осадконакопления и условиями захоронения высокоуглеродистых отложений, т.е. для надежной оценки необходимо изучать как вмещающую матрицу, так и условия зарождения и сохранения углеводородов в ней.

При оценке промышленной значимости скоплений УВ сланцевых толщ в североамериканских проектах, используются данные тестовых исследований скважин, которые распространяются или интерполируются, с применением высокоразрешающей сейморазведки, на межскважинное пространство. Такой подход очень эффективный, но и очень затратный, что для России в современных условиях вряд ли применимо.

Предлагается подход к оценке запасов и ресурсов в доманиковых

отложениях Тимано-Печорской НГП, основанный, в первом случае, на модификации объемного метода подсчета запасов с применением подсчетных параметров, определенных в отдельных вертикальных (горизонтальных) скважинах и контроль балансовым геохимическим методом, и использовании, во втором случае, комплексного геохимического метода с контролем методом геологических аналогий.

Установлено, что в силу резкой фациальной и геохимической изменчивости распространять подсчетные параметры, определенные в отдельной скважине на расстояние более 2-3 диаметров дренажа не обосновано.

На основе комплексного геохимического метода с учетом оценки порового и трещинно-порового пространства объемы остаточной нефти в нефтегазоматеринской толще доманикоидной формации оценены в 4,4 млрд. т нефти и 4 трлн. м³ газа.

Предложены методы изучения необходимые для реализации алгоритма оценки объемов скоплений УВ в сланцевых доманикоидных толщах.

***Ключевые слова:** нефть сланцевых толщ, доманик, подсчет запасов, оценка ресурсов, Тимано-Печорская провинция*

Abstract. The paper reviews approaches and methods for estimation of reserves and resources of hydrocarbon accumulations confined to tight (“shale”) rocks.

Remaining hydrocarbon potential of tight petroleum source rocks depends on depositional history and burial environment of high-carbon deposits. This means that reliable reserves estimation requires studies of the matrix rock as well as the conditions of petroleum generation and preservation.

In North American shale projects, for evaluation of commercial value of shale oil and gas accumulations well production testing data are used which are

extended or interpolated with respect to inter-well space using high-resolution seismic.

This approach is highly efficient but very expensive, which makes it impractical for Russia in contemporary conditions.

A new approach is proposed for estimation of reserves and resources of the Domanic sediments in the Timan-Pechora petroleum province. This approach consists in modification of volumetric method for reserves estimation using volumetric parameters determined for individual vertical (horizontal) wells with subsequent data verification using geochemical mass balance methods and integrated geochemical method with data control provided by geological analogue extension method for estimation of reserves; and integrated geomechanical method with data verification using geological analogue extension method for estimation of resources.

It was found that due to extensive facial and geomechanical variations, extension of volumetric parameters determined in an individual well to more than 2-3 drainage diameters is unreasonable.

Based on integrated geochemical method with consideration of pore and fracture volume, residual petroleum reserves of the domanikoid petroleum source rock were estimated at 4.4 billion tons of oil and 4 trillion cubic meters of gas.

Further study methods are proposed for estimation of petroleum reserves of tight domanikoid reservoirs.

***Key words:** tight oil, the Domanic, reserves estimation, evaluation of resources, Timan-Pechora province*

Методические приемы оценки запасов и ресурсов углеводородных скоплений, приуроченных непосредственно к низкопоровым и низкопроницаемым коллекторам нефтегазоматеринских толщ или так называемым «сланцевым» толщам (к числу которых в России относят

доманиковые отложения Восточно-Европейской платформы, баженовские и тюменские абалакские, ачимовские отложения Западной Сибири, хадумские отложения Предкавказья и отложения куонамской свиты Сибирской платформы) требуют совершенствования с учетом их принципиальных отличий от традиционных скоплений углеводородов (УВ).

Интерес к изучению потенциала и возможностей добычи из нетрадиционных скоплений УВ сырья был определен наряду со значимыми достижениями американских проектов «сланцевых» нефти и газа, системой льгот по НДС, связанной с низкой проницаемостью коллекторов, предоставляемых Правительством РФ и предусмотренных налоговым кодексом.

Понятие традиционных и нетрадиционных ресурсов УВ не имеет однозначного определения. Большинство исследователей, понимая, что природные процессы и образования часто не имеют четких разграничений, предлагают использовать при определении нетрадиционных запасов и ресурсов такие понятия как трудноизвлекаемые запасы, добычной потенциал которых практически не используется (по-сути, мало чем отличающиеся от традиционных запасов нефти и газа, за исключением ухудшения их геолого-промысловых характеристик) и, собственно, нетрадиционные ресурсы УВ, к которым относятся, как принципиально отличные от традиционных по физико-химическим свойствам УВ, так и по формам и характеру их размещения во вмещающей породе (среде).

В широком смысле нетрадиционные - это гораздо более «дорогие» ресурсы УВ, по сравнению с традиционными, поэтому часто при отнесении к тем или иным группам сырья рассматриваются не только сугубо геологические и геолого-технические причины, но и, например, географо-экономические, социальные, конъюнктурные, стратегические и прочие.

С точки зрения технологии извлечения наиболее емкое определение делит все виды УВ на:

- подвижную нефть и газ в недрах, для извлечения которых имеются современные эффективные технологии освоения, обеспечивающие себестоимость добычи ниже текущего мирового уровня цен на УВ или приближающихся к ним;
- неподвижную или плохо подвижную часть УВ в термодинамических условиях недр, для добычи которой нужны дополнительные технические средства или специальные технологии, обеспечивающие не только извлечение из недр, но также переработку и даже транспортировку. Неподвижность в недрах нетрадиционного УВ сырья может быть связана как с его качеством, так и, как уже указывалось, с геолого-промысловыми свойствами вмещающей продуктивной среды.

Оценка возможных уровней добычи нефти и газа из «сланцевых» скоплений при отсутствии надежных оценок потенциала (запасов и ресурсов), безусловно, еще более неоднозначный вопрос.

Оценки нефтегазового потенциала весьма неоднозначны и часто необоснованы в силу низкой изученности целевых нефтегазоперспективных объектов сланцевых толщ, нехваткой регламентирующих документов и утвержденных методических приемов без масштабного использования и недостаточности экономических стимулов [1]. Очень часто разногласия в оценках вызваны отсутствием единой понятийной базы, особенно при сопоставлении с промышленно освоенными американскими проектами.

Так для доманиково-турнейского комплекса в Тимано-Печорской провинции (ТПП) накопленная добыча и учтенные запасы существенно больше, чем эти же значения, отнесенные непосредственно к скоплениям в сланцевых доманикоидных отложениях (рис. 1).

Агентством энергетической информации Министерства энергетики США приведены оценки по 42 странам, где технически извлекаемые ресурсы оценены в 206 трлн м³ газа и 47 млрд т нефти, включая нефть из плотных пород-коллекторов и газоконденсат. В 2013 г. по оценке нефти лидировала Россия с 10 млрд т (только баженовская свита), по газу с оценкой в 8 трлн м³ газа она занимала 9-е место в мире [4]. Наиболее острый вопрос здесь вызывает формулировка «технически извлекаемые ресурсы», поскольку на сегодняшний день промышленные технологии извлечения УВ из баженовской свиты находятся в стадии разработки, а все другие толщи ими не оценивались.

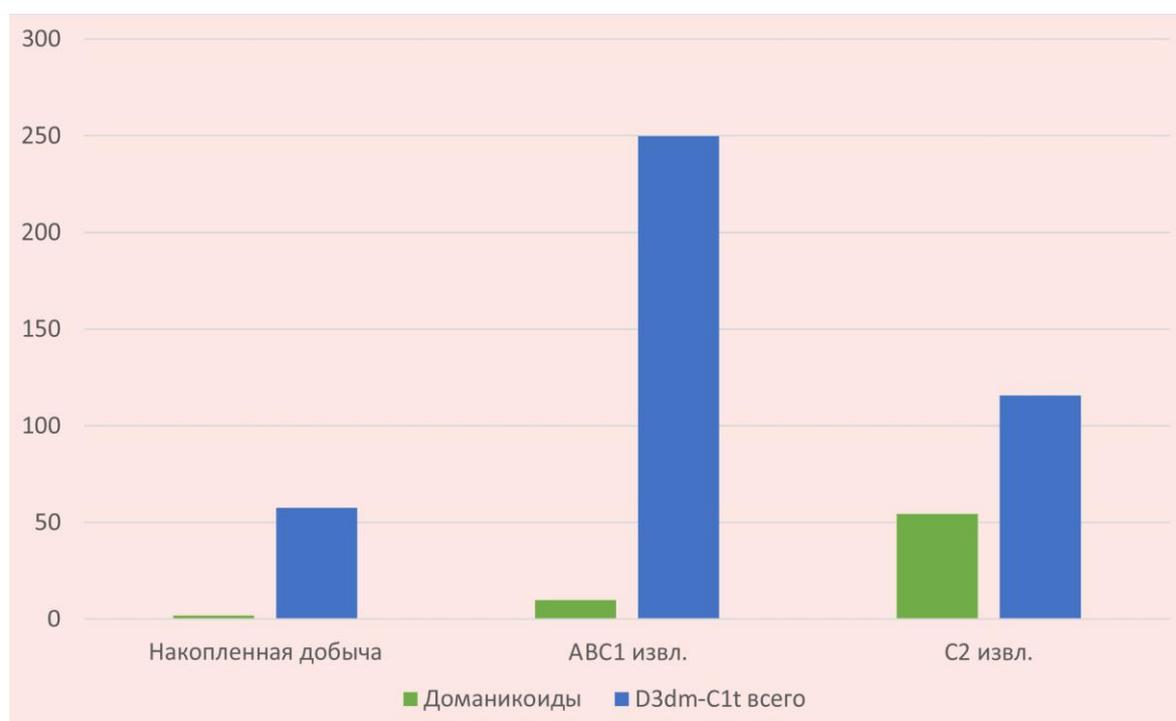


Рис. 1. Соотношение запасов нефти залежей, приуроченных к доманиково-турнейскому карбонатному комплексу и непосредственно к сланцевым толщам доманикоидной формации Тимано-Печорской провинции

В связи с введением в действие новой классификации запасов и ресурсов нефти и газа актуальна задача разработки методики подсчета запасов УВ в низкопроницаемых (ниже 4 мД) сланцевых толщах. Такая методика позволит унифицировать подход к оценке и получить более обоснованные представления о реальном потенциале

нефтегазоматеринских и сопряженных с ними низкопроницаемых толщ бажендовской, тюменской, абалакской, ачимовской, доманиковской, хадумской, куонамской свит [3].

Остаточный потенциал УВ нефтегазоматеринских сланцевых толщ определяется условиями осадконакопления и захоронения высокоуглеродистых отложений, историей их погружения, возможностями миграции (эмиграции), масштабами и скоростью генерации УВ, их перераспределением и возможностями сохранности, а значит всем спектром историко-геологических процессов, определяющих специфику и особенности каждого конкретного осадочного бассейна.

Существует несколько подходов к оценке ресурсов скоплений УВ, приуроченных к низкопоровым и низкопроницаемым толщам нефтегазоматеринских свит.

Подходы, применяемые при оценке промышленной значимости скоплений УВ сланцевых толщ в североамериканских проектах, базируются, в первую очередь, на данных тестовых исследований скважин и распространяются или интерполируются на зоны дренирования. Такие подходы весьма надежно позволяют получить необходимые параметры и характеристики, в том числе оценки объемов добычи на одну скважину, для принятия управленческих решений по развитию работ на конкретном участке, но являются крайне затратными и неэффективными для оценки перспектив всего района (бассейна). Простым и реализуемым подходом оценки УВ потенциала сланцевых толщ, в целом, является применение методов аналогий (сравнения) с эталонами разбуренных участков с постоянным по мере изучения сгущением ячеек. В этом случае определяется плотность углеводородонасыщения, основанная на фактических скважинных данных и интерполированная (исправленная) с учетом данных сейсморазведки в межскважинном пространстве (например, толщин, сейсмофаций и проч.). В качестве альтернативного

подхода оценки потенциала региона является модное сейчас, но для практики геологоразведочных работ наиболее часто применяемое - бассейновое моделирование, которое позволяет получить представление о вторичном нефтегазовом потенциале перераспределенных в вышележащие и нижележащие, сопряженные с нефтегазоматеринской толщей и обладающие лучшими по сравнению с ней коллекторскими свойствами.

Специфичной чертой России, наряду с крайне низкой информативностью геолого-геофизических материалов, попутно полученных в скважинах при их целевом бурении на более глубокие горизонты, является ограниченность информации, получаемой на собственных лицензионных участках и проектах компаниями, непосредственно ведущими целенаправленные работы на оценку УВ потенциала сланцевых толщ, что не позволяет использовать фактические данные для настройки прогнозных геологических моделей. В тоже время, компании больше заинтересованы в оценке потенциала собственных участков и разработке технологий получения притоков, чем получения региональной информации для оценки остаточного потенциала нефтегазоматеринских толщ региона.

Оценки объемов генерации и эмиграции из органического вещества (ОВ) нефтегазоматеринских толщ России широко представлены в работах выдающихся российских исследователей, таких как С.Г. Неручев, Ф.Г. Гурари, И.И. Нестеров, А.Э. Конторович и др. При этом поиск подходов к оценке «остаточной» нефти (эмигрировавшей только в пределах толщи генерации) стал появляться в трудах, посвященных перспективам сланцевых бассейнов в России, только в последнее время.

Так, в одной из последних работ ВНИГРИ (руководитель Т.К. Баженова) приведены данные по оценке остаточной нефти в наиболее значимых нефтегазогенерирующих материнских толщах России [5].

Суммарные масштабы «остаточной» нефти в баженовской свите

Западной Сибири оценены, согласно этой работы, в 1700 млрд. т. В доманиковой формации Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (НГБ) сохранилось до 176,5 млрд. т (58,6 млрд. т – в D_{3sm} ; 117,9 млрд. т – в $D_{3f^3-C_1t}$); в Волго-Уральском НГБ - 758 млрд. т (218 млрд. т – в D_{3st} ; 540 млрд. т – в $D_{3f^3-C_1t}$); в куонамской свите G_{1-2} востока Сибирской платформы - 250 млрд т; в кумской и хадумской свитах Предкавказья – 197 млрд. т.

Указанные цифры свидетельствуют об объемах генерированных, но не эмигрировавших из толщи генерации (рассеянных в толще генерации) УВ. Понятно, что они не отражают ни возможностей перевода ресурсов в запасы, никак не связаны с технологиями и возможностями извлечения и, соответственно, никак не показывают добычной потенциал «сланцевых» скоплений.

В последнее время целенаправленными исследованиями (например, проведенными под руководством ФГБУ «ВНИГНИ») предложены подходы к оценке ресурсов и запасов, базирующиеся на применении модификации объемного метода подсчета запасов, где часть параметров определяется исходя из скважинных данных промысловой геофизики, а часть базируется на системе априорно принятых допущений.

Безусловно, возможность иметь хоть какой-то подход лучше, чем не иметь ничего, но с другой стороны, «засорять» баланс полезных ископаемых эфемерными объемами запасов, с параметрами, принятыми по единичным скважинам и распространяемыми на значительные по площади, неизученные бурением участки, вряд ли целесообразно. Любой независимый аудит при экспертизе сразу же отсекает такие «запасы» как высокорисковые с небольшой вероятностью подтверждения и, соответственно, постановка их на учет ничего не принесет компании кроме понесенных затрат на обоснование и разнообразные экспертизы.

Опыт проектов на территории США свидетельствует о двух

возможных и используемых на практике подходах, отражающих реальности экономики и возможность последовательного снижения рисков. Один базируется на опережающем выделении участка работ (недропользования) по результатам анализа ранее проведенных буровых работ и сейсморазведочных исследований, разбуривание его в угловых точках и дальнейшей концентрации бурения в наиболее значимых по плотности ресурсов участках с отсечением менее значимых. А второй – на последовательном продвижении с вовлечением новых площадей в оценку по мере бурения новых скважин и получении результатов их исследований и, соответственно, интерполяции свойств и параметров в реальных скважинах между ними.

В российских условиях в соответствии с первым подходом может быть оценен квадратный или прямоугольный участок с пробуренными в угловых точках участка опробованными скважинами, с более-менее однородными свойствами на участках между ними, прослеженными по сейсмическим данным.

Использование указанного подхода позволит сделать выводы и о возможных объемах добычи, определяемой собственно количеством добывающих скважин при получении и распространении результатов их тестирования на межскважинные зоны.

Опыт проектов в США свидетельствует о том, что при снижении темпов разбуривания, вызванного в последние два года снижением цен на нефть, резко сокращаются объемы добычи. То есть фактически объем добычи определяется темпами ввода новых скважин в освоение (рис. 2).

В последнее время под руководством ГКЗ и при непосредственном участии специалистов НАЦ ХМАО Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана (АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана») разрабатываются и обсуждаются методические приемы по оценке запасов нефти в сланцевых толщах преимущественно на

примере баженовской свиты Западной Сибири, а также обнаружены подходы, разработанные в ФБГУ «ВНИГНИ» по оценке запасов в доманиковых отложениях Волго-Уральской провинции, основанные на модификациях объемного метода подсчета запасов с применением подсчетных параметров, определенных в отдельных вертикальных скважинах, и распространении полученных характеристик в первом случае на расстояние, определенное как зоны дренажа вдоль горизонтальных участков скважины, а во втором - как площадь однородного (с районом, вскрытым скважиной) развития сланцевой толщи на площади всего лицензионного участка.

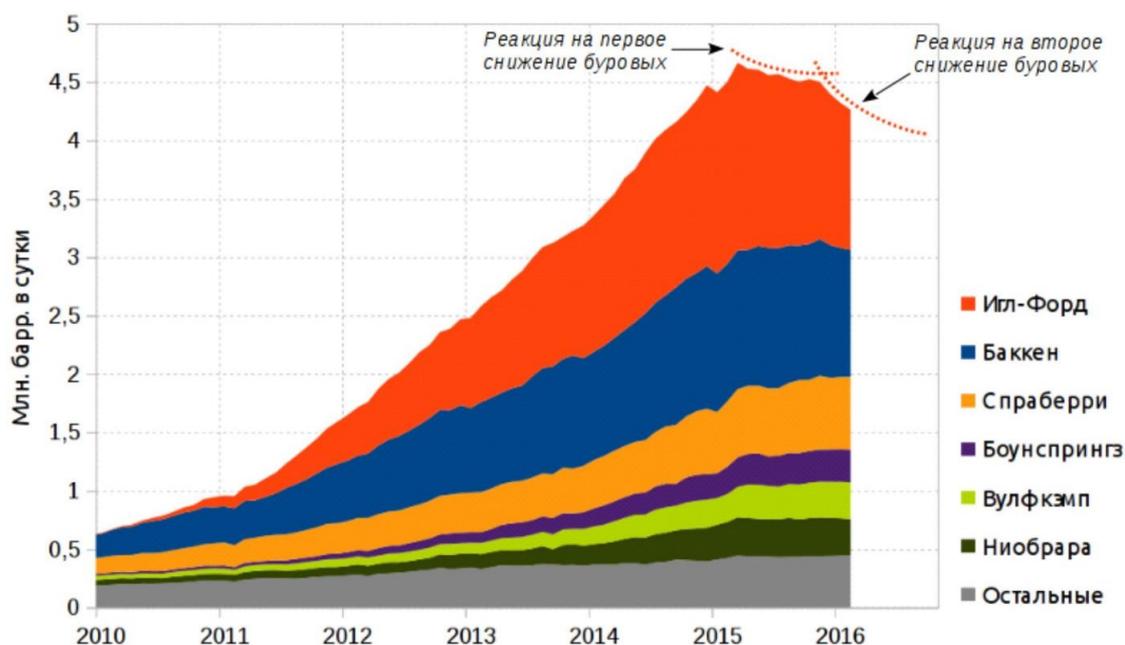


Рис. 2. Добыча «сланцевой» нефти в США по месторождениям
(по данным EIA, 2016)

Понятно, что второй подход ничем не отличается от оценки ресурсов (в том числе по достоверности) и скорее направлен на решение задач привлечения инвесторов и капитализации стоимости активов, чем на оценку реальной базы будущей добычи.

Вопрос с оценкой ресурсов УВ, приуроченных к низкопоровым и низкопроницаемым толщ нефтегазоматеринских свит, еще более запутан и

менее определен, поскольку предлагаемое в рамках уточнения количественной оценки прогнозных ресурсов нефти и газа методическое руководство находится в стадии апробации, а авторские разноплановые оценки часто различаются на порядок.

Основной акцент в авторских исследованиях сделан на геохимические критерии и параметры, а также разработку методов оценки катагенеза ОВ нефтегазоматеринских толщ на примере доманиковых отложений ТПП (рис. 3).

ПОДХОД К ОЦЕНКЕ РЕСУРСОВ УВ	доманик как элемент нефтегазовой системы	доманик как стандартный низкопроницаемый коллектор (объемный метод)
Особенности подхода	Оценка комплексным геохимическим методом (оценивается углеводородная насыщенность слоя пород (выделенных из слоя) с учетом данных пиролиза) Уточненный метод К. Петерса и др. (Peters, Walters, Moldovan, 2005) (Суханов и др., 2014)	Оценка объемным методом (оценивается емкость толщи, предположительно заполненная подвижными битумоидами)
МЕТОДИКА	Параметры ГИС, данные сейсморазведки по трещиноватости, петрофизические и геохимические аналитические методы	Параметры ГИС, петрофизические данные, система аксиомных допущений
	Неопределенность в объемах сохранившихся в толще битумоидов, генерированных на ранних этапах	Неопределенность в определении трещинной емкости, резкая изменчивость свойств коллектора на маленьких расстояниях
ОСНОВНЫЕ ПОДСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И ФОРМУЛЫ	$f = 1 - \frac{HI^X \cdot \{1200 - [HI^0 / (1 - PI^0)]\}}{HI^0 \cdot \{1200 - [HI^X / (1 - PI^X)]\}}$	$Q = S \times h \times Kп \times Kн \times Q \times G$ <p>где Q – начальные суммарные ресурсы нефти геол., тыс. тонн; S – площадь оцениваемого участка, км²; h – толщина углеродистых пород, содержащих подвижные УВ, м; Kп – коэффициент пористости; Kн – коэффициент нефтенасыщенности, доля порового пространства, насыщенного нефтью; G – плотность нефти; Q – коэффициент усадки нефти</p>
	Показатель f используется для расчета плотности эмиграции	
РЕЗУЛЬТАТ	Расчетная плотность эм.= 140 тыс. т/км2 или с учетом площади участка - 490 тыс.т.	Объем в пределах слоя составил 120 тыс. тонн на участок
Оценка результата	Метод основан на фактически замеренных показателях содержания УВ в различных литотипах	Метод косвенно характеризует емкость возможно занятую битумоидами не ясной природы

Рис. 3. Сравнение подходов к оценке ресурсов углеводородов доманиково-турнейского комплекса как стандартной вмещающей толщи и доманикоидной формации как элемента нефтегазовой системы

Остаточный потенциал УВ нефтегазоматеринских сланцевых толщ определяется условиями осадконакопления и захоронения высокобитуминозных отложений, историей их погружения, масштабами и скоростью генерации УВ, их перераспределением, возможностями миграции (эмиграции) и сохранности.

Оценка генерированных, первично мигрировавших, но оставшихся в толще генерации «созревших» УВ может быть осуществлена с учетом зональности катагенеза (для оценки фазового состава), выявления и оценки доли сингенетических и эпигенетических битумоидов в толще, учета эффективного порового и порово-трещинного пространства. Таким образом, комбинированный способ базируется на стандартном объемном и усовершенствованном объемно-генетическом методах оценки ресурсов.

Разница в объемах УВ, сохранившихся в толще в рассеянном состоянии после эмиграции, и объемов генерированных УВ, обладающих признаками подвижности и находящихся в поровом пространстве (в том числе образованном за счет генерации УВ), может быть оценена с помощью параметров оценки низкопоровых коллекторов.

Часто оценки неоднозначны в силу нескольких обстоятельств: низкой геолого-геофизической изученности таких толщ; и отсутствия достоверной оценки в связи с ее незначительным влиянием на принятие управленческих решений, регламентирующих документов, апробированных и хорошо зарекомендовавших себя методов, опыта реализации подобных проектов в целом на всех стадиях геологоразведочных работ и, самое главное, дальнейшего освоения.

Региональными геологоразведочными работами и работами, выполненными недропользователями в последние годы, существенно уточнены, в том числе, представления о развитии нефтегазоматеринских или высокобитуминозных сланцевых толщ.

Так, для северо-восточного замыкания Восточно-Европейской платформы (с точки зрения нефтегазоносности в ТПП и на ее продолжении в акватории Печорского моря) выявлено широкое развитие доманиковых формаций (севернее широты о. Колгуев), существенно изменяющее представления как о потенциале района в целом, так и непосредственно о потенциале доманиково-турнейского комплекса (рис. 4, 5).

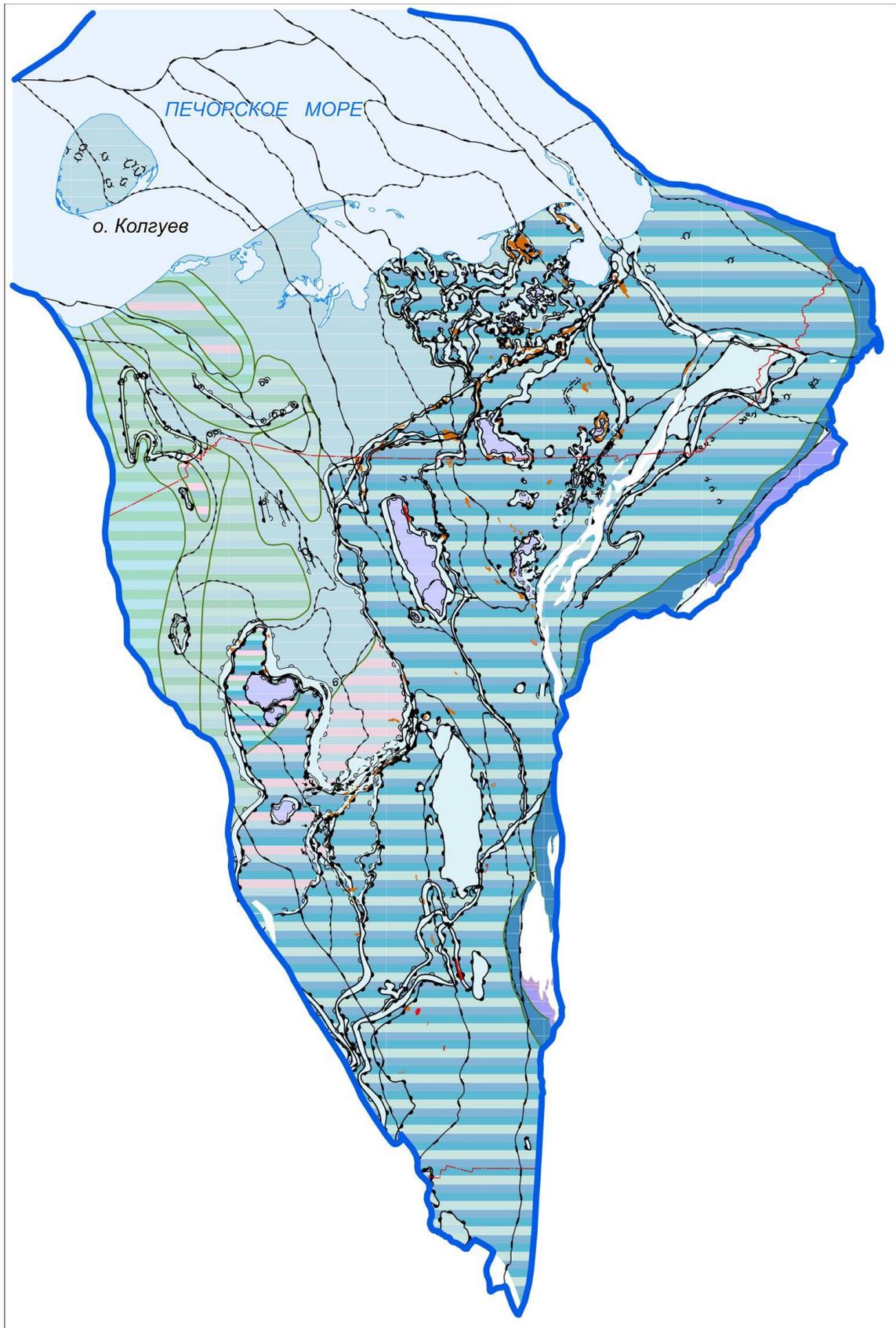
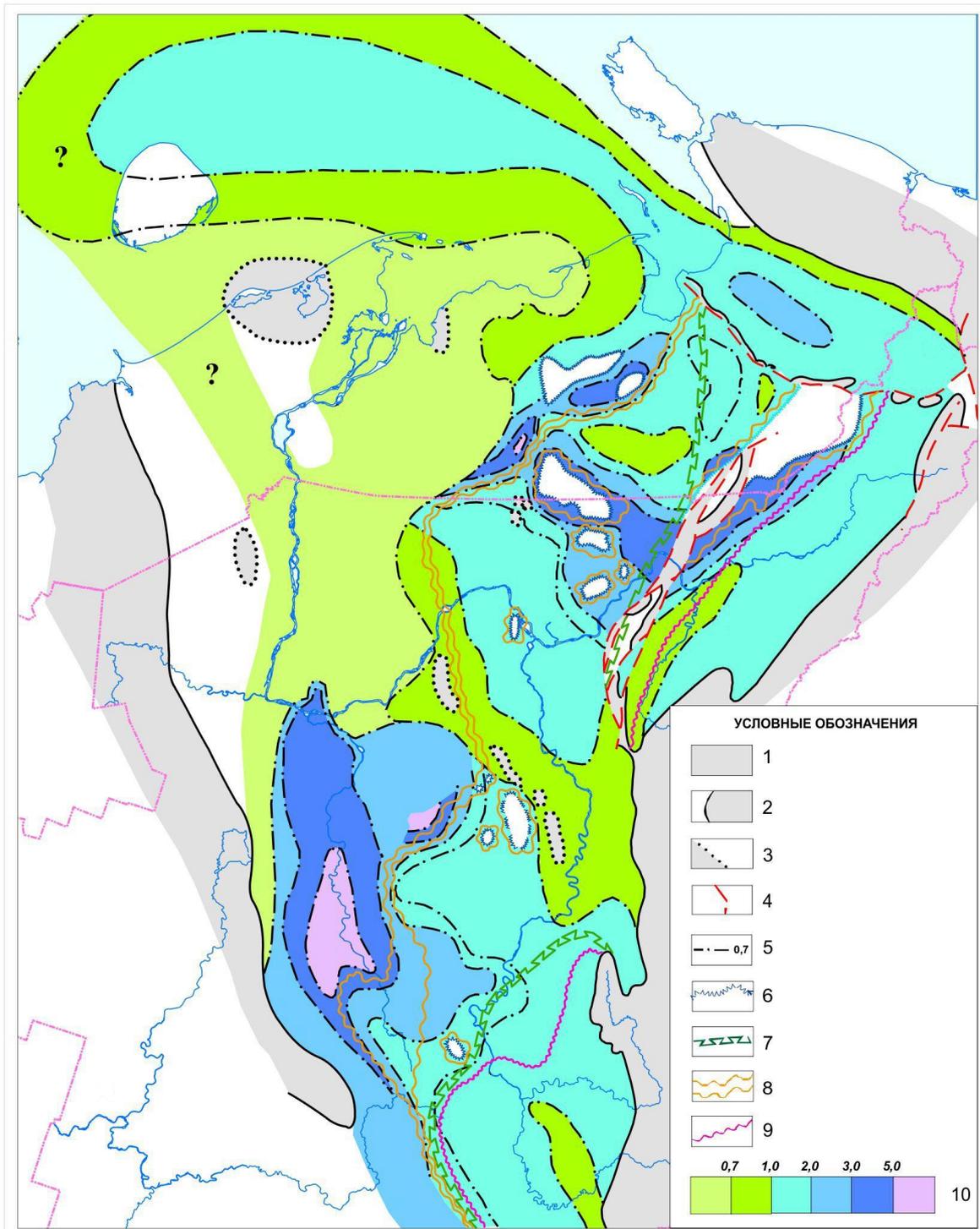


Рис. 4. Литолого-фациальная схема доманиково-турнейского комплекса Тимано-Печорской провинции (по материалам ООО «ТП НИЦ» с уточнениями, 2012)



1 – области отсутствия отложений; 2 – обобщённый контур современного размыва отложений; 3 – граница древнего размыва отложений; 4 – дизъюнктивные нарушения; 5 – линии равных концентраций $C_{нк}$ (в % на толщ); 6-9 – фронтальные границы замещения депрессионных отложений рифогенными и банковыми: 6 – $D3sm$, 7 – $D3fm1(zd)$, 8 – $D3src$, $D3uch$, в общем $D3f2$, 9 – $D3fm2$; 10 – шкала концентраций $C_{нк}$ (в % на толщ).

Рис. 5. Схема распределения осредненных на толщ содержаний $C_{нк}$ в доманиково-турнейском (сланцевом) комплексе в Тимано-Печорской провинции

В 2016 г. во ВНИГРИ завершен цикл исследований, направленный на анализ применяемых методов оценки потенциала высокобитуминозных толщ, относимых к отложениям доманикового типа на территории России, а также уточнению подходов к оценке на базе новых данных.

Формирование осадочного бассейна происходило в условиях тесного контакта между стабильно и мобильно развивавшимися тектоническими блоками, обусловившими резкую расчлененность осадочного комплекса, вызванную развитием (прогибанием и инверсией) авлакогенов, и разнонаправленными движениями, вызванными формированием Урала. Существование геосинклинали и палеоокеана на месте развивавшегося Урала на протяжении значительного периода способствовало существенной дифференциации в платформенной части литолого-фациальных обстановок, вызванной проградацией бассейна.

Проведенными во ВНИГРИ исследованиями в осадочном чехле ТПП установлено развитие до 9 толщ, которые в той или иной мере могут быть отнесены к нефтегазоматеринским. Они имеют преимущественно глинистый, карбонатно-глинистый и кремнисто-глинистый состав и для них характерны наиболее высокие содержания органического некарбонатного углерода ($C_{нк}$). Наиболее богатыми, с точки зрения концентраций в них ОВ, являются сланцевые толщи доманиковой формации. Стратиграфический объем формации изменяется с запада на восток от доманикового (среднефранского) до турнейского возраста (нижнего карбона).

На территории ТПП отмечено около 100 скважин с различными проявлениями нефтегазоносности в доманикитах.

Залежи нефти в доманикитах открыты на месторождении имени Р.Требса, Баганском, Западно-Ярейягинском, Верхнемакарихинском, Колвинском, Западно-Хатаяхском, Восточно-Колвинском месторождениях в пределах Хорейверской впадины, Западно-Соплесском месторождении Среднепечорского поперечного поднятия, Южно-Степковожском

месторождении гряды Чернышёва, Верхнегрубешорском месторождении Шапкина-Юрьяхинского вала, Ошском и Южно-Ошском месторождениях Колвинского мегавала.

Притоки нефти из доманикитов получены на Поварницкой площади в Косью-Роговской впадине, Черпаюском месторождении вала Гамбурцева в Варандей-Адзьвинской структурно-тектонической зоне, Адакской площади гряды Чернышева, Суборском месторождении в восточной части Большесынинской впадины, Хатаяхской и Верхнелыдумылькской площадях Хорейверской впадины.

Притоки газа получены на Западно-Соплесском месторождении Среднепечорского поперечного поднятия и Вуктыльском месторождении в северной части Верхнепечорской впадины.

В настоящее время выражение «доманиковые отложения» утратило чисто региональную привязку и стало нарицательным. Чаще всего под отложениями доманикового типа понимается специфический фациальный тип образований, представленный темными битуминозными сланцами, переслаивающимися с темными битуминозными известняками; иногда с окремненными участками и прослоями разного возраста, обогащенные планктоногенным сапропелевым ОВ. Содержание ОВ изменяется в широком диапазоне - от 0,5 до 40%.

По содержанию $C_{нк}$ породы, обогащенные ОВ, подразделяются на группы (Т.К. Баженова, ВНИГРИ, 1986): доманикиты содержат $C_{нк}$ от 5 до 22%; доманикоиды - $C_{нк}$ от 0,5 до 5% (см. рис. 5).

Однозначной и общепризнанной границы между доманикитами и доманикоидами обозначить нельзя, различные исследователи проводят ее по значениям 2,5-8% $C_{орг}$.

В классификациях, в том числе и литологических, применяемых к отложениям доманикового типа, часто совмещаются признаки как собственно вмещающей породы - минеральные компоненты, так и особенности ее насыщения, и состав битуминозных включений.

По количественному соотношению 4-х основных минеральных компонентов выделяются следующие разновидности пород доманикового типа: не битуминозные, слабо или сильно битуминозные; слабо кремнистые, сильно кремнистые до кремнеизвестняков и силицитов; не глинистые, глинистые и узловатые. Разное количество, видовой состав и разная степень сохранности органического материала умножают набор литотипов: это полидетритовые (гастроподово-тентакулитовые и криноидно-тентакулитовые ракушечники), радиоляриево-тентакулитовые, монодетритовые (радиоляриевые и тентакулитовые) органогенные известняки, а также известняки с рассеянным органическим детритом. По округленным формам органики выделяются алевро- или песчаниковидные разновидности пород. По текстурным признакам - массивные, тонко-микрослоистые, сланцеватые, четковидные, пористые (иногда до кавернозно-пористых, на Баганской площади) и плотные породы. По степени диагенетической преобразованности - слабо раскристаллизованные, перекристаллизованные до сильного, доломитизированные разновидности известняков до перехода их во вторичные доломиты. Встречаются слабо сульфатизированные и окремненные разновидности доломитов, чаще образованных по органогенно-обломочным известнякам. Наиболее глинистые разновидности известняков, мергели и аргиллиты нередко содержат примесь обломочного кварца и органический детрит, рассеянный или ориентированный по наслоению, что говорит о придонных течениях.

На характерных схемах корреляции через основные районы развития доманиковой формации хорошо прослеживается закономерность резкого изменения фациального состава в краевых частях бассейна и в переходных зонах преимущественного карбонатакопления (фации рифов, зарифовые и склоновые обломочные фации), и наоборот, выдержанность состава и объема разреза - на удалении от зон развития органогенных построек (зонах относительно глубоководной части бассейна) (рис. 6-8).

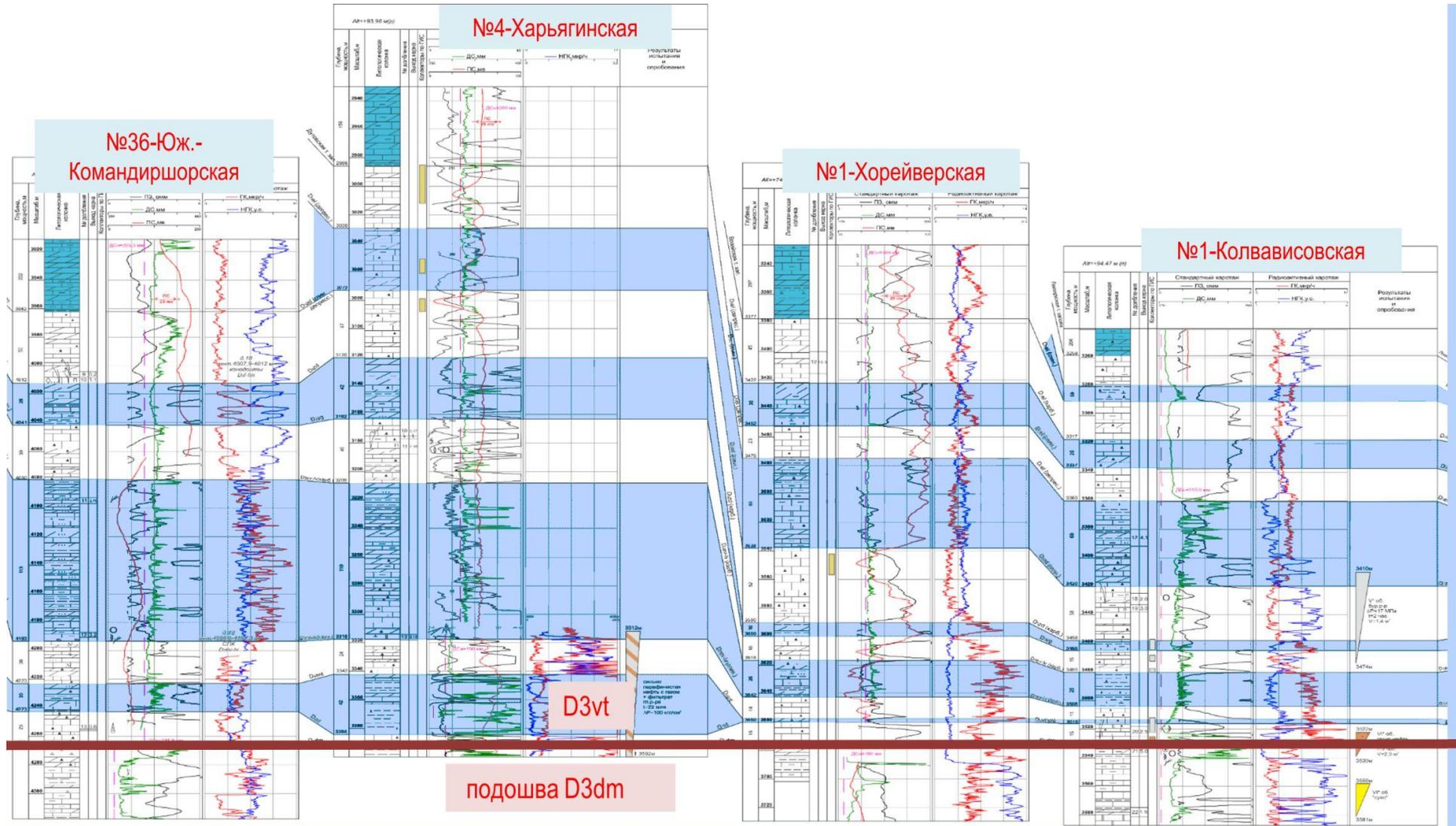


Рис. 6. Схема корреляции доманиково-фаменинских отложений в центральной части Тимано-Печорской провинции

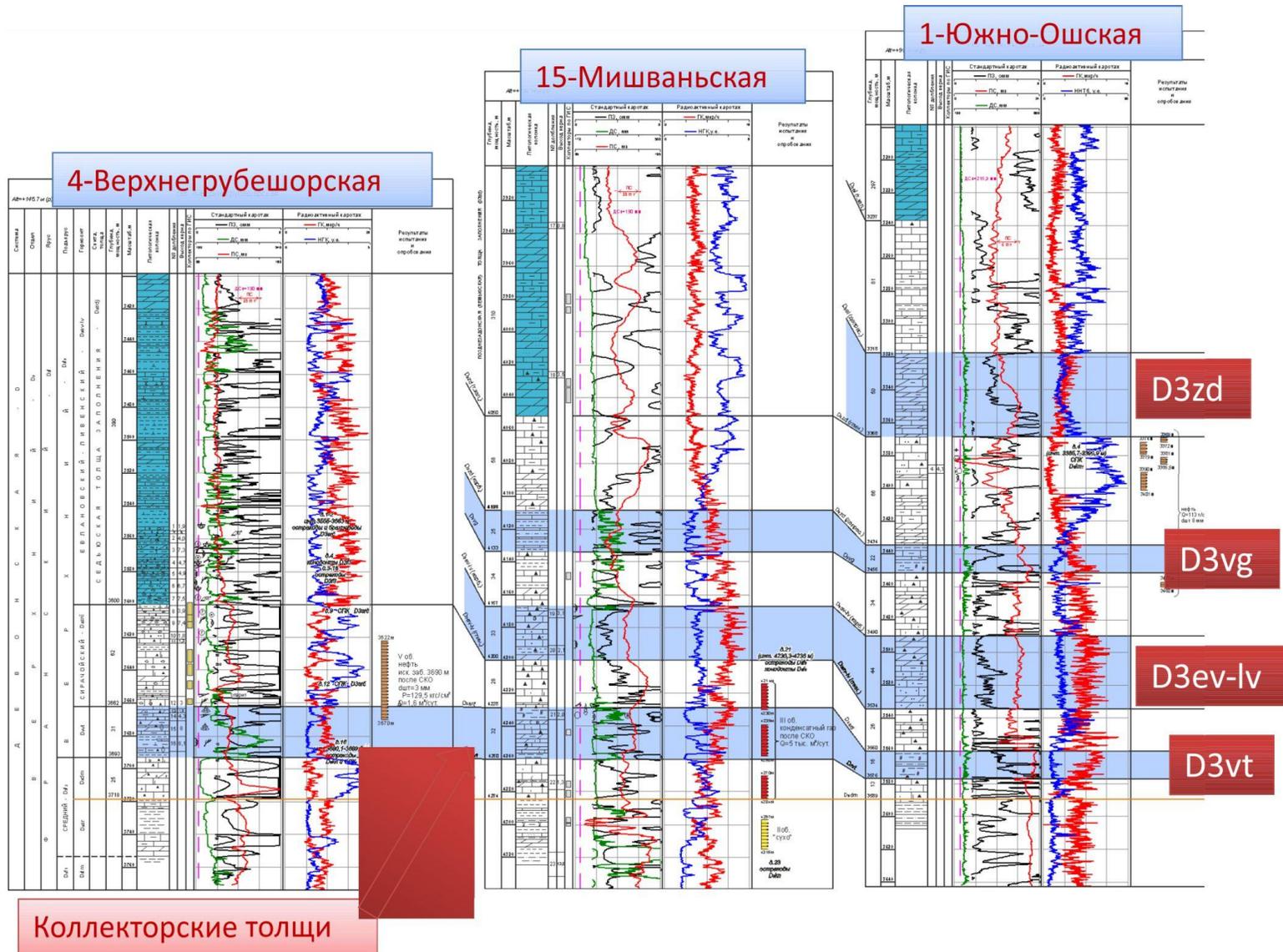


Рис. 7. Схема корреляции доманиково-фаменских отложений Печоро-Колвинского авлакогена

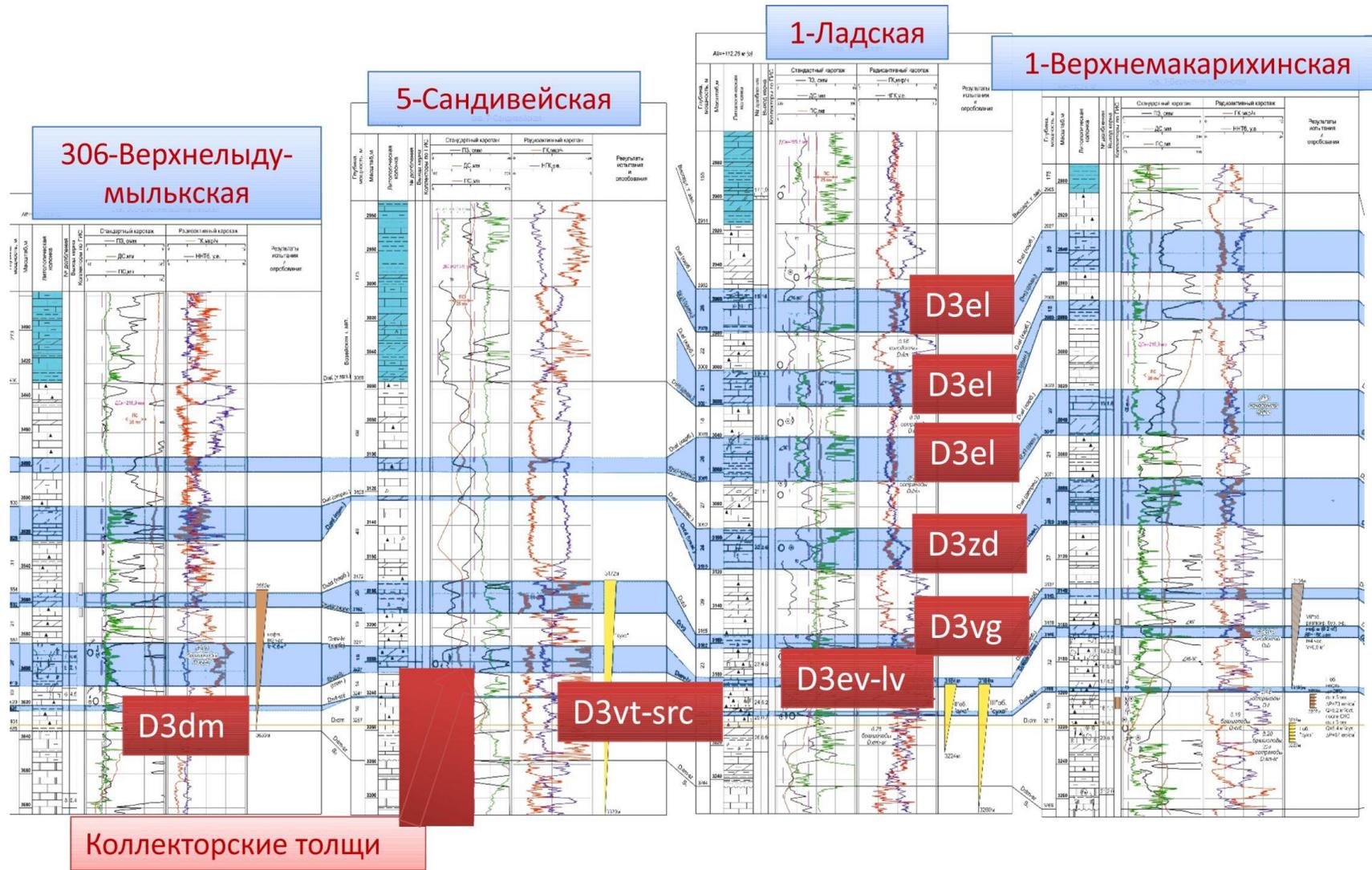


Рис. 8. Схема корреляции доманиково-фаменских отложений Хорейвской впадины

Даже на небольшом расстоянии резко изменяется как стратиграфическая полнота разреза доманика и его фациальных аналогов, так и состав, и геохимическая характеристика.

Коллекторские свойства в зоне развития сланцевых (глинистых) низкопоровых коллекторов в разрезе изучены плохо. Трещинные коллектора, фиксируемые в скважинах, не отражаются в сейсморазведочных данных.

Доманикиты - это типично депрессионные фации крупных морских бассейнов. При этом скорости накопления осадков исключительно малы: от 2 до 5 м в млн. лет.

Важнейшая черта вмещающих пород доманикитов - пониженная концентрация терригенных частиц, обусловленная чрезвычайно слабым привносом их из областей сноса. Также для них типичны очень пологий рельеф и широкое проявление кор выветривания. Низкие темпы терригенной седиментации определяют резкое преобладание в доманикитах помимо ОВ таких аутогенных компонентов как карбонаты и кремнезем.

Отличительной особенностью доманикитов является присутствие в составе в породообразующих количествах свободного кремнезема, составляющего для 2/3 доманикитов от 10 до 20%. Нерастворимый остаток пород значительно окремнен. По соотношению глинистых минералов и свободной кремнекислоты среди карбонатных пород с высоким содержанием нерастворимого остатка выделяются глинистые разности, кремнисто-глинистые, глинисто-кремнистые и кремнистые известняки, глинистые силициты. Содержание кремнезема превосходит содержание алюмосиликатов в 7-25 раз.

Только в тех частях бассейнов, в которые поступало большое количество терригенного материала, типичные доманикиты обычно замещаются глинистыми породами несколько увеличенной мощности, с

меньшим содержанием ОВ, но нередко достаточным для отнесения данных пород к доманикитам.

Следует отметить, что доманикиты представляют собой органоминеральную систему, в которой по-разному проявляются свойства в зависимости от состава, содержания ОВ, кремнезема, карбоната и глинистых минералов (гидрослюд) и других микроэлементов. Так, например, в доманикитах прослеживается прямая корреляция между содержанием ОВ в породе и содержанием свободной кремнекислоты, металлов ванадия, никеля и др.

Таким образом, доманиковые отложения в полной мере относятся к типичным высокоперспективным сланцевым высокобитуминозным толщам (рис. 9).



Рис. 9. Типичные характеристики доманикоидной формации

Тимано-Печорской провинции

Условиями, определяющими нефтегазоносность сланцевых формаций, являются:

- 1) высокое содержание в формации ОВ, как правило, выше 2%;

- 2) морской генезис, органическое вещество II типа;
- 3) соответствующая катагенетическая зрелость этого вещества («нефтяное» или «газовое окно», R_o 1,2-1,4%);
- 4) ощутимое содержание в формации пород способных формировать трещинные коллекторы (примесь кварцевых алевролитов, кремнистого вещества, карбонатов позволяет обладать хрупкостью);
- 5) неразбухающие глины;
- 6) пористость вмещающей отложений не менее 2-4%, для того, чтобы сланец содержал емкость способную аккумулировать эмигрирующие УВ или наличие системы трещиноватости;
- 7) наличие перекрывающих и подстилающих толщ, обеспечивающих удержание УВ в нефтематеринской формации.

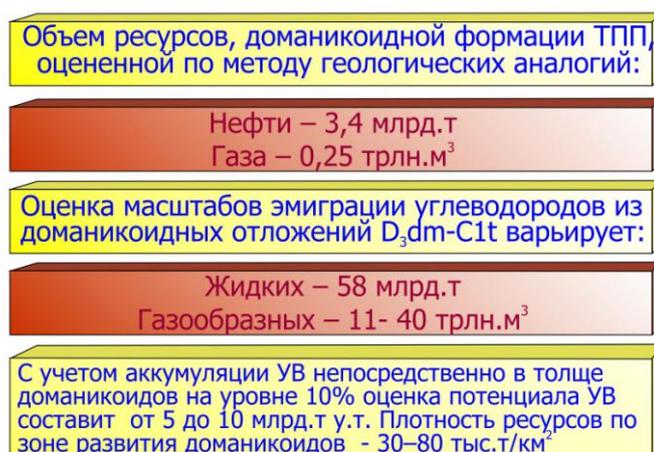
Доманиковые отложения сложены аргиллитами, кремнистыми аргиллитами, глинистыми известняками и горючими сланцами. Мощность доманикового горизонта не велика: от 10 до 100 м, осредненные концентрации $C_{нк}$ изменяются от 0,8 до 5,5%. Наибольшие концентрации $C_{нк}$ наблюдаются в пределах Ухто-Ижемского вала, Лемью-Ираельской ступени, в центральной части Хорейверской впадины, вдоль гряды Чернышева, на севере Косью-Роговской впадины и на востоке Варандей-Адзьвинской зоны.

Выполненные в последние годы исследования показали, что по коэффициенту битуминозности фактически невозможно судить о сингенетичном или эпигенетичном характере ОВ в различных литотипах доманикитов. Получаемые значения $C_{орг}$ и ХБА, % β ХБА не дают четких представлений об истинном характере содержания исходного ОВ (в пределах разных литотипов доманикитов). Так, например, значения битумоидного коэффициента для известняков и кремнистых сланцев оказываются фактически идентичными, а разброс его значений для кремнистых разностей даже выше, чем для сланцев. Однако сами

карбонатные породы не относятся к нефтематеринским, они лишь аккумулируют ОВ, генерированное из обогащенных им глинистых пород. Таким образом, характеристика доманикоидных пород по содержанию органического вещества в разных литотипах, за исключением сланцев, весьма условна и неоднозначна.

В связи с этим, на текущий момент, важной задачей остается установление сингенетичного или эпигенетичного характера битумоидов.

Важнейшим показателем для оценки значимости ресурсной базы остаточной нефти является оценка УВ, находящихся в рассеянном состоянии, в так называемых, непрерывных скоплениях, то есть концентрированном состоянии (по американской терминологии «sweet spots»). Такие оценки были выполнены в 2012-2015 гг. (рис. 10).



**Рис. 10. Оценки ресурсов углеводородного сырья в доманикоидной формации
Тимано-Печорской провинции**

Важно понимать, что технически извлекаемые не значит экономически целесообразные!

Работами по доманику ТПП установлено, что важнейшие параметры, используемые для оценок ресурсов низкопоровых и низкопроницаемых толщ, весьма изменчивы как в разрезе, так и по простиранию толщ. Так, содержание $C_{орг}$ широко варьирует на относительно небольших расстояниях (на удалении менее, чем 1 м в разрезах скважин в

доманиковой формации фиксируются вариации содержания от десятых долей до свыше 12%), уровень катагенетической преобразованности ОВ из пород соседних интервалов, с разностью глубин всего 1 - 2 м, может достигать 1,5 - 2 градации (по шкале Н.Б. Вассоевича, С.Г. Неручева и Н.В. Лопатина). Соответственно этому, оценки плотностей генерации, полученные из осредненных на общую толщину значений, не позволяют получить представление о реальном потенциале толщ, а тем более о выделении в разрезе наиболее перспективных участков.

Тогда разделение объемов, рассеянных и сконцентрированных в очагах генерации УВ, по фазовому составу возможно не только исходя из состава ОВ, но и в соответствии с распределением площади распространения толщ, находящихся на разных стадиях катагенеза. При этом концентрации или плотности ресурсов существенно отличаются (табл. 1, 2).

Установлено, что если объемы «остаточной нефти» (геологические ресурсы) в доманиковой формации Тимано-Печорского НГБ были оценены в 58 млрд. т, то на основе комплексного метода оценки порового и трещинно-порового пространства объемы остаточной нефти в нефтегазоматеринской толще можно оценить почти на порядок ниже – в 4,4 млрд. т нефти и 4 трлн. м³ газа (рис. 11).

На основе предложенного подхода могут быть оценены основные высокобитуминозные толщи России.

При масштабировании разработанной методики оценки ресурсов УВ на меньшие по площади участки, в том числе на лицензионные участки недр, можно получить представление о потенциале «непрерывных» скоплений УВ сланцевых толщ, в том числе в зонах их наибольшей концентрации, представляющих непосредственный интерес для нефтегазовых компаний.

Таблица 1

Оценки ресурсов углеводородов сланцевых материнских формаций России [2]

Формация, провинция	Остаточное количество нефти в формации, млрд т (по Т.К. Баженовой, 2015)	Технически извлекаемые ресурсы (по О.М. Прищепе, 2014)		Возможные нефть и газ нефтегазовой системы (по Ahlbrandt et al., 2005)	
		нефти, млрд т	газа, трлн м ³	нефти, млрд т	газа, трлн м ³
Доманиковская формация: Тимано-Печорская провинция	176,5	5,3	4,6	2,03	1,67
Волго-Уральская провинция	758,0	6,5	3,5	3,25	2,35
Куонамская формация	250,0	1,7	11,2	-	-
Баженовская формация	1700,0	26,45	9,38	15,7	4,7
Хадумская/Майкопская свита	197,0	-	-	4,5	5,9

Таблица 2

Сравнение оценок ресурсов рассеянных углеводородов и сконцентрированных в очагах генерации [3]

Формация	Рассеянные УВ		УВ в очагах генерации «sweet spots»		Всего		В том числе технически извлекаемые	
	нефть, млрд т	газ, трлн м ³	нефть, млрд т	газ, трлн м ³	нефть, млрд т	газ, трлн м ³	нефть, млрд т	газ, трлн м ³
Доманиковская формация (Восточно-Европейская платформа)	76	45	80	18	156	63	11,8	8,3
Тимано-Печорская провинция	42	22	32	12	74	34	5,3	4,8
Волго-Уральская провинция	34	23	48	6	82	29	6,5	3,5
Куонамская формация (Сибирская платформа)	22	-	6	56	28	56	1,7	11,2
Баженовская формация (Западно-Сибирская платформа)	195	45,8	167	24	362	69,8	26,5	9,4

Тимано-Печорская провинция			
Рассеянные УВ	нефть – 62 млрд. т	УВ в очагах генерации “sweet spots”	нефть – 52 млрд. т
	газ – 22 трлн. м ³		газ - 12 трлн. м ³
Всего по ТПП: нефть – 114 млрд. т (при 3% для рассеянных и 5% в зонах концентрации технически извлекаемые ресурсы нефти оценены в 4,4 млрд.т.) - газа- 34 трлн. м ³ (4,8 трлн.м ³ - извлекаемые)			
Волго-Уральская провинция			
Рассеянные УВ	нефть – 54 млрд.т	УВ в очагах генерации “sweet spots”	нефть – 68 млрд.т
	газ – 23 трлн. м ³		газ - 6 трлн м ³
Всего по Волго-Уральской НГП: нефть – 142 млрд. т (5,0 млрд.т.) газ – 29 трлн. М ³ (3,5 трлн.м ³)			
Всего по доманиковой формации по двум провинциям: технически извлекаемые ресурсы нефти оценены в – 9,4 млрд. т; газа - 8,3 трлн. м ³			

Рис. 11. Пример оценки ресурсов углеводородов, рассеянных в толще доманикоидной формации и приуроченных к зонам их концентрации

Так, например, характерной чертой приуроченности выявленных скоплений УВ в карбонатах Buda (юг Техаса), расположенных в разрезе ниже сланцев Eagle Ford, является их локализация в определенной зоне, связанной как с составом пород (литофациальной зоной), так и отнесением к определенной зоне катагенеза (МК2-3) (рис. 12).

Указанные неоднородности распределения содержания ОВ и степени его зрелости в доманиковых толщах определяют необходимость применения новых методических подходов для выявления, характеристики и оценки зон генерации и аккумуляции УВ.

С целью внедрения этих подходов в практику разрабатывается ряд методов, которые необходимы для реализации алгоритма изучения сланцевых и доманикоидных толщ. В последние три года был разработан комплекс методов, предназначенный для изучения доманикитов и других нетрадиционных объектов. К их числу можно отнести:

1. Метод определения палеотемператур по оптическим свойствам микрофитофоссилий.
2. Метод определения зон генерации УВ на основе сопоставления

данных скважинного каротажа и свойств ОВ керна.

3. Оптико-спектроскопический метод оценки термической зрелости ОВ сланцевых и доманикоидных пород.
4. Способ оценки плотности генерации и эмиграции УВ на основе данных пиролиза и результатов оптического исследования ОВ пород.

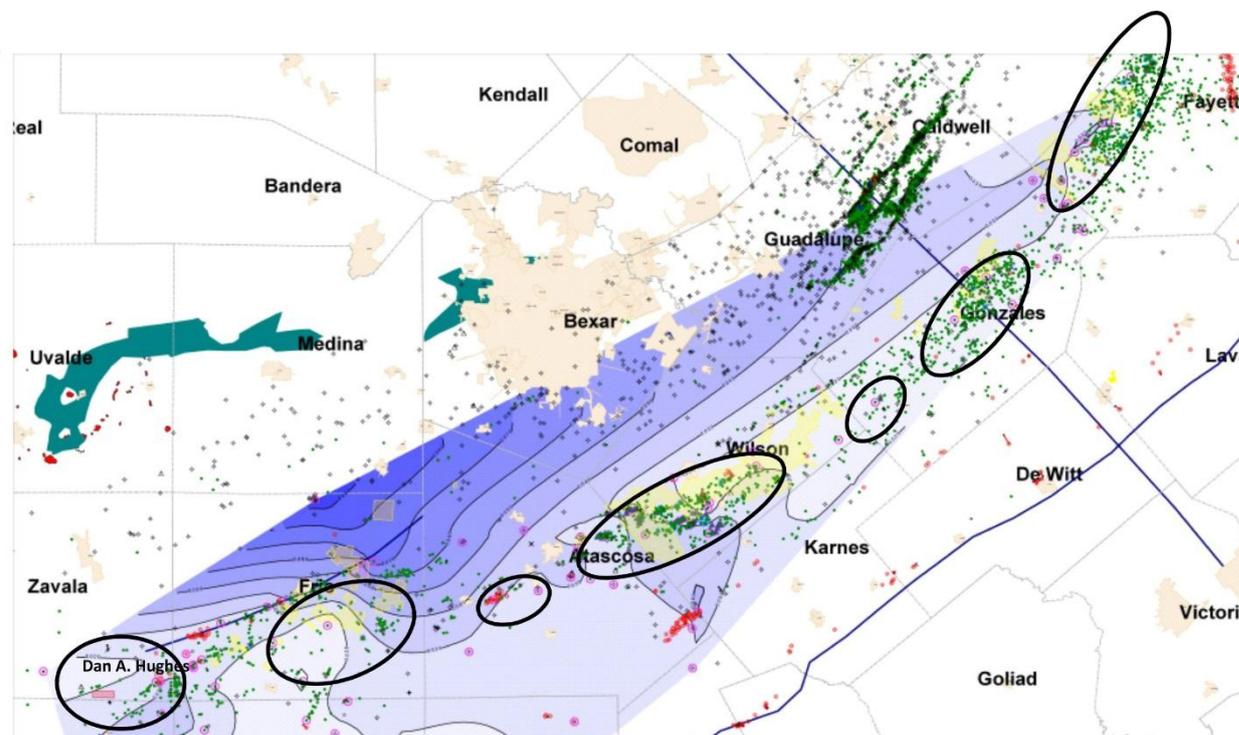


Рис. 12. Карта выявленных скоплений углеводородов в карбонатной формации Buda (юг Техаса)

Эти методы могут быть объединены в «Алгоритме изучения сланцевых доманиковых толщ».

На основе этих методов могут осуществляться оценки степени преобразованности ОВ в УВ и общего генерационного потенциала пород, плотности генерации, эмиграции УВ и миграции остаточных генерированных УВ.

Следует отметить, что успешность применения методов всецело зависит от уровня детальности отбора керна в скважине. Разработанные методы позволяют получить необходимую детальность благодаря возможности получения данных на основе не только керна, но и шлама.

Предложенную методику можно использовать как основу создания

инструмента для получения надежной и более обоснованной оценки различных объектов перспективных на поиски нетрадиционных УВ.

Вопросы технологий, особенно в условиях санкций, и экономики проектов являются ключевыми для принятия решений о целесообразности работ и, соответственно, вовлечения в хозяйственный оборот скоплений УВ в сланцевых формациях России.

К числу первоочередных для развития можно отнести такие инновационные технологии как технологий интерпретации 3Д сейсморазведки для выделения высокопроницаемых зон трещиноватости или трещинных коридоров в плотных коллекторах, направленное бурение горизонтальных скважин на пересечение высокопроницаемых трещинных зон (или трещинных коридоров), отличающихся большей продуктивностью, технологии бурения скважин на депрессии или Underbalanced Drilling (UBD), с вскрытием горизонтального ствола на нефти, газированной азотом, и сохранением ФЕС трещин без последующего перекрытия горизонтального ствола колонной и ее цементации.

Список литературы

1. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ - резерв сырьевой базы углеводородов России / О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова, А.А. Ильинский, Д. Морариу; под ред. О.М. Прищепы. - СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. - 323 с. - Труды ВНИГРИ.
2. Аверьянова О.Ю., Морариу Д. Вариативность оценок углеводородного потенциала нефтегазовых систем // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. - Т.11. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/6/32_2016.pdf
3. Прищепа О.М. Проблемы воспроизводства запасов углеводородов: арктический шельф и (или) трудноизвлекаемые запасы // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. - №1-2. – С.18-34.
4. EIA: World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment/ Report prepared for US Energy Information Administration by Advanced Resources International Inc., May, 17, 2013. URL: <http://www.eia.gov>.
5. Баженова Т.К. Нефтегазоматеринские формации древних платформ России и нефтегазоносность // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. - Т.11. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/1/45_2016.pdf

Сведения об авторах

Прищепа Олег Михайлович, доктор геолого-минералогических наук, заслуженный геолог РФ, член-корреспондент РАЕН, генеральный директор, Акционерное общество «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (АО «ВНИГРИ»), г.Москва, Российская Федерация
E-mail: ins@vnigri.ru

Аверьянова Оксана Юрьевна, кандидат геолого-минералогических наук, руководитель, информационно-издательская группа Акционерного общества «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (АО «ВНИГРИ»), ответственный редактор, научный электронный журнал «Нефтегазовая геология. Теория и практика», г.Москва, Российская Федерация
E-mail: ins@vnigri.ru

Authors

O.M. Prischepa, Dr.Sc., Honored Geologist of Russian Federation, Associate Member of Russian Academy of Natural Sciences, General Director of All-Russian Petroleum Research and Geological Exploration Institute (VNIGRI), Moscow, Russia
E-mail: ins@vnigri.ru

O.Yu. Averyanova, PhD, Head of Information Support and Publishing Group, All-Russian Petroleum Research and Geological Exploration Institute (VNIGRI), Editor-in-Chief, Online Scientific Journal *Petroleum Geology. Theory and Practice*, Moscow, Russia
E-mail: ins@vnigri.ru

Прищепа Олег Михайлович
192102, Российская Федерация
г. Санкт-Петербург, ул. Салова, д.28
Тел. (812) 400-08-38
E-mail: ins@vnigri.ru