

УДК 553.041

ДОРФМАН Михаил Борисович, кандидат технических наук, профессор кафедры бурения скважин, эксплуатации нефтяных и газовых месторождений института нефти и газа Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова. Автор 61 научной публикации

ХИНЧУК Константин Евгеньевич, главный специалист ОАО «Газпромнефть». Автор одной научной публикации

ПЕРСПЕКТИВЫ ОБНАРУЖЕНИЯ СЛАНЦЕВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

В данной научной статье рассмотрено текущее состояние разработки месторождений сланцевого газа в мире и выполняется предварительная оценка потенциала территории Европейского Севера Российской Федерации. Под сланцевым газом понимают трудноизвлекаемые запасы, сосредоточенные в аргиллитах, алевролитах и собственно сланцах. «Сланцевый» бум в мировой добыче нефти и газа произошел в результате технологического прогресса, заключающегося в использовании технологии гидроразрыва пластов, горизонтального бурения и применения экономических льгот при разработке этих месторождений. Фактически в настоящее время промышленная добыча ведется на месторождениях США. Однако большим промышленным потенциалом обладают многие страны мира, на всех континентах в настоящее время ведутся усиленные поиски месторождений и подбор технологий для начала промышленной добычи. Оценки потенциальных ресурсов сланцевого газа располагаются в широких пределах и по предварительным оценкам достигают 200 трлн м³. В статье дан анализ потенциального расположения отложений, в которых возможно присутствие сланцевого газа (нефти) на территории Тимано-Печорской нефтяной провинции. Основными являются доманиковые отложения франского яруса верхнего девона. Они повсеместно распространены на всей территории провинции. Глубина залегания отложений варьируется от 3-4 км до выхода на дневную поверхность. Это позволяет изучить породы как по отобранному керновому материалу, так и по образцам на поверхности. Изучение керна показывает достаточно высокое содержание углеводородов. Это позволяет оценить геологический потенциал и перспективы обнаружения и добычи сланцевой нефти. Показаны направления и критерии для осуществления работ по поиску и разведке.

Ключевые слова: *сланцевый газ, доманиковая нефть, Тимано-Печорская провинция, месторождения сланцевого газа.*

Под термином «нетрадиционный газ» понимают угольный метан (coalbed methane), сланцевый газ (shale gas), а также запасы, со-

держащиеся в плотных песчаниках (tight gas). Их общим признаком является то, что они находятся в практически непроницаемых породах,

коэффициенты проницаемости которых составляют десятые или сотые доли миллиарда.

Под сланцевым газом понимают запасы, сосредоточенные в аргиллитах, алевролитах и собственно сланцах. Это осадочные породы, содержащие в различных соотношениях глинистые, карбонатные и кремнистые частицы. Их ничтожно малая проницаемость иллюстрируется тем, что пласты часто не имеют привычных для нефтяника покрышек, а иногда сами являются покрышками для расположенных ниже нефтяных или газовых залежей. В естественных условиях массообмен в этих пластах ограничивается диффузией. Тем не менее более плотные пласты обладают определенной трещиноватостью. Кроме того, в них имеются пустоты, образовавшиеся в результате послонного отложения и последующего разложения органического вещества, которое и продуцирует сланцевый газ.

Оценки потенциальных ресурсов сланцевого газа располагаются в широких пределах [1]. Например, только на одном из крупных месторождений Marcellus Shale оценки геологических запасов изменяются в диапазоне от 4,5 до 15,2 трлн м³.

Большинство специалистов сходятся на том, что мировые ресурсы сланцевого газа составляют примерно 200 трлн м³. В этом случае главный вопрос заключается в следующем: какую их часть можно считать доказанной, пригодной для экономически эффективной разработки?

Сланцевый газ известен с 1981 года, когда на месторождении Barnett Shale в Техасе из пласта алевролитов были получены притоки газа. Но в те времена из-за малых дебитов скважин вопрос о экономически эффективной добыче полученного газа был не решаем.

Принято считать, что достижение экономической рентабельности разработки месторождений сланцевого газа произошло в результате применения достижений технического прогресса: горизонтального бурения и гидроразрыва пластов (ГРП). Но это не совсем корректно в связи с тем, что горизонтальное бурение

в современном виде массово применялось уже около 25 лет назад, а ГРП впервые был проведен еще в 1947 году. Наиболее вероятно, что существенный рост добычи сланцевого газа произошел в силу комплекса технических, экономических и коммерческих причин. В 2005 году были существенно сокращены налоги на добычу газа. Одновременно власти США увеличили на 25 % обязательные отчисления в пользу землевладельцев, в связи с этим резко активизировался процесс заключения контрактов с добывающими компаниями. В результате производство сланцевого газа за четыре года выросло с 3 до 54,6 млрд м³ в год.

Накопленного опыта разработки месторождений сланцевого газа на сегодняшний день недостаточно для построения достоверных динамических моделей, поэтому задачи прогнозирования коэффициента газоотдачи и, соответственно, величины денежного потока трудно решаемы.

Наиболее долгую историю добычи сланцевого газа имеет месторождение Barnett Shale, расположенное на севере Техаса в США. Содержащие метан породы на данном месторождении залегают на глубинах от 450 до 2 тыс. м на площади 13 тыс. км². Мощность пласта изменяется от 12 до 270 м. Доказанные извлекаемые запасы в рамках пробной эксплуатации были оценены в размере 59 млрд м³. В настоящее время они полностью выбраны, однако продолжающееся бурение скважин расширило границы первоначального участка, и накопленная добыча продолжает расти.

План разработки месторождения предусматривал выход на проектный уровень добычи в 36,5 млрд м³ в год, для этого надо было пробурить более 20 тыс. скважин по сетке 64 га/скв. Но данные показатели не достигнуты. В 2006 году из 6080 скважин было извлечено 20 млрд м³ газа, а к концу 2008-го количество скважин выросло до 11 800, но добыча газа существенно не увеличилась.

Технология добычи газа заключается в бурении скважин с горизонтальным участком ствола длиной до 1200 м и многоступенчатым

гидроразрывом пласта. По мере истощения притока ГРП неоднократно повторяется. Для первых подобных операций требовалось порядка 1 тыс. т воды и 100 т песка. На период 2010–2012 годов в горизонтальных скважинах стоимостью 2,6–3 млн долл. для одного ГРП было необходимо порядка 4 тыс. т воды и 200 т песка. В среднем в течение года на каждой скважине проводится три ГРП.

Стартовый дебит скважин на месторождении Barnett Shale составляет до 350 тыс. м³/сут. в течение первого месяца, после чего стремительно снижается, в связи с чем необходимо постоянное поддержание дебитов с помощью проведения новых операций ГРП. Среднесуточный дебит скважин на месторождении составляет 6,26 тыс. м³/сут. Для примера, среднесуточный дебит газовой скважины на традиционном месторождении – 250 тыс. м³/сут.

Средняя газонасыщенность пород на месторождениях сланцевого газа колеблется в пределах 0,32–1 %. Коэффициент извлечения сырья составляет в среднем около 0,1. На сегодняшний день развитие промышленной добычи сланцевого газа в США идет революционными темпами на фоне устойчивого инвестиционного интереса неамериканских экономических корпораций.

Первая сланцевая нефть в бассейне Eagle Ford в южном Техасе объемом около 210,4 км³ получена в октябре 2010 года, максимальная добыча планируется в 2015 году в объеме 1590 м³/сут. в нефтяном эквиваленте; содержание нефти в общем объеме продукции планируется в районе 80–85 %. Добыча ориентирована на 100-процентную продажу на внутреннем рынке США.

Заявленной целью *Китая* является снижение потребления угля с текущих 70 % до 60 % к 2020 году. Для достижения данного результата планируется увеличить добычу природного газа. Несмотря на то, что большую часть внутренней добычи природного газа должна составлять добыча метана из угольных пластов, ожидаемая плановая добыча сланцевого газа к 2020 году планируется на уровне 12 % от внутренней добычи газа.

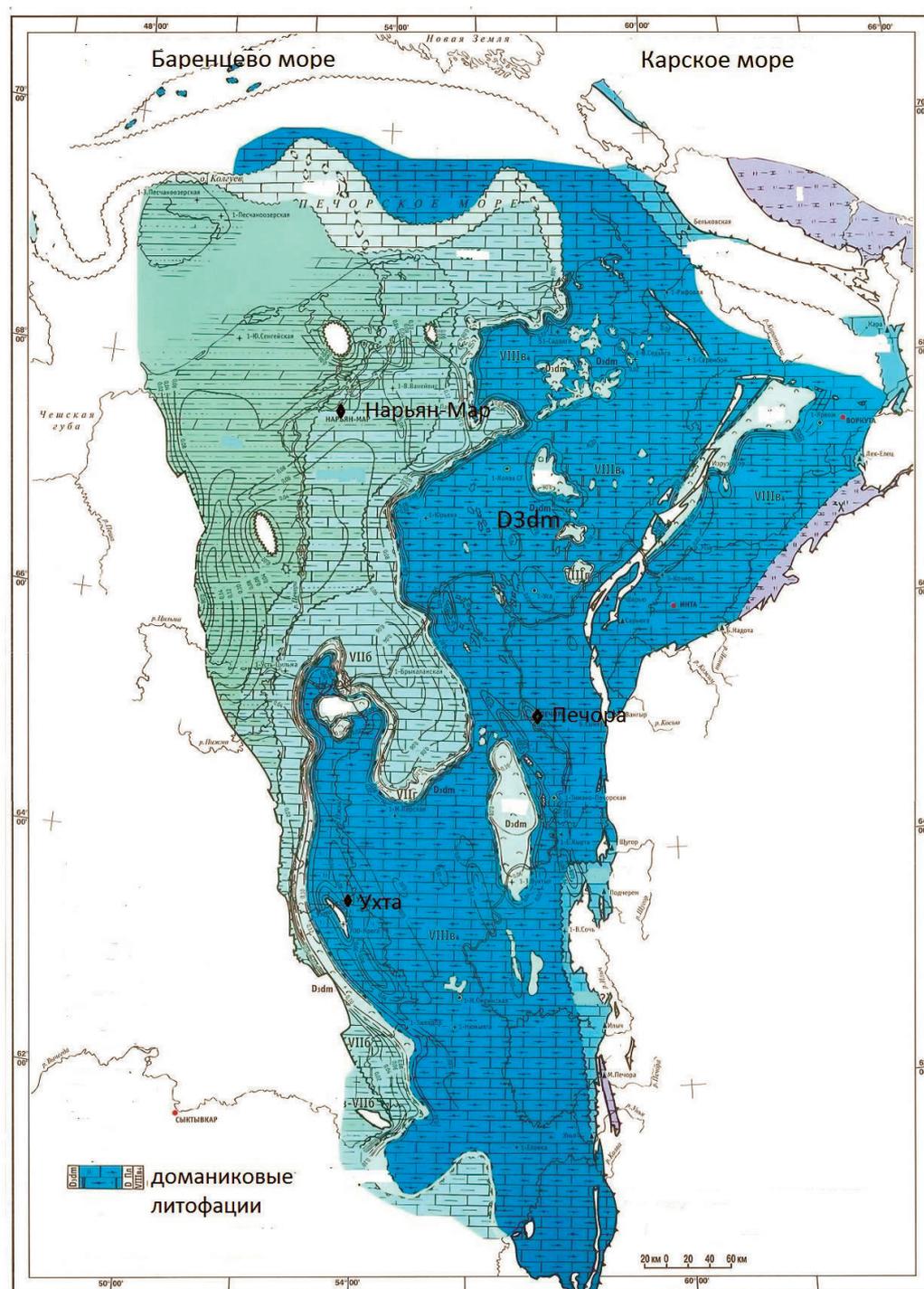
В первом полугодии 2012 года в Китае отсутствовала коммерческая добыча сланцевого газа. На пути начала промышленной добычи в конце марта 2011 года компания «China National Petroleum Corporation – PetroChina» совместно с партнером «Royal Dutch Shell» закончила бурение первой горизонтальной скважины с целью добычи сланцевого газа в Вэйюане (провинция Сычуань). Несмотря на скромный производственный масштаб, дебит скважины составил около 10 тыс. м³/сут. Экспериментальный проект был признан успешным, т. к. была доказана эффективность технологии бурения и добычи сланцевого газа.

Активные работы по поиску и экспериментальной добыче сланцевых газа и нефти ведутся в *Австралии* (2,8 трлн м³), *Аргентине* (3,4 трлн м³), *европейских странах* (10 трлн м³), *Австралии и Южной Африке*.

В России десятки лет назад установлено наличие «сланцевых» углеводородов в пределах Тимано-Печорской провинции, Енисейского кряжа и в ряде других районов. На сегодняшний день их разработка не производится. Однако при ценах на газ в районе 400–450 долл. за 1 тыс. м³ разработка сланцевых месторождений является рентабельной, поэтому, несмотря на возможные риски, добыча сланцевого газа на территории Российской Федерации является привлекательным проектом на ближайшие годы.

В Тимано-Печорской провинции существуют все факторы для обнаружения «сланцевых» газа и нефти и условия для их добычи. К необходимым условиям наличия перспективных месторождений относятся: действующая нефтегазовая система; содержание органического вещества; зрелость органического вещества (температура, давление); наличие месторождений углеводородов (не обязательно); объем породы, ее петрофизические свойства; трещиноватость.

Ключевыми параметрами для успешной разработки являются: аномальное пластовое давление, хрупкость коллектора, экономические предпосылки – экономика проекта, на-



Карта литофаций доманикового горизонта франского яруса верхнего девона (D₃dm) [2]

личие инфраструктуры, наличие технологий и оборудования, особый налоговый режим, соблюдение экологических требований.

Изучение условий нефтеобразования, в частности в центральной части Хорейверской впадины, показывает, что в этом регионе существуют предпосылки для обнаружения «сланцевых» месторождений. Здесь присутствуют нефтематеринские породы с высоким содержанием керогена. Отложения верхнего девона содержат сланцы с достаточной хрупкостью и слоистостью (см. рисунок).

Нефтематеринские породы выявлены здесь в доманиковых отложениях верхнего девона (D_3dm), которые имеют высокую степень зрелости – $R_o = 0,99-1,56$ %. Изученные образцы верхнедевонских отложений характеризуют достаточно большую территорию Хорейверской впадины как в пределах Ардалинской группы месторождений, так и вне ее.

62 образца имеют содержание ТОС более 1 %, 59 образцов имеют удовлетворительный (2–6 кг УВ/т породы) и хороший (более 6 мг УВ/т породы) генерационный потенциал ($S_1 + S_2 = 2,06-38,82$ кг УВ/т породы). По данным пиролиза породы содержат органическое вещество I и II типа. Отложения способны генерировать как нефть, так и газ, что обусловлено зрелостью органического вещества – $R_o = 1,0-1,32$ %, $T_{max} = 453-465$ °С. Такие значения соответствуют пику генерации нефти. Все битумоиды верхнедевонских отложений центральной части Хорейверской впадины имеют единый тип распределения n-алканов и i-алканов. Это свидетельствует об одинаковых фациях органического вещества, которое накапливалось в морских и прибрежно-морских условиях. Доманиковые и доманикоидные фации, содержащие органическое вещество, характер-

ризуются повышенными относительными концентрациями i-алканов, которые зачастую едва ли не превышают концентрации n-алканов. Такое распределение – генетический показатель доманиковых фаций, и это является результатом каталитических процессов в многокомпонентной кремнисто-битуминозно-глинисто-карбонатной породе.

Доля нефтематеринских отложений в разрезе верхнедевонских отложений центральной части Хорейверской впадины достаточно велика, т. к. обогащенные ОВ породы распространены повсеместно и представлены как маломощными (20–50 см) прослоями, так и значительными по мощности толщами (до 300–350 м на Западно-Виссертынской и Юнкомылькской площадях) в разрезе отложений верхнего девона. Глубина залегания пород не превышает 3600 м. Породы сложены равномерно переслаивающимися, от темно-серых до черных глинистыми известняками, черными мергелями, черными аргиллитами с известковистыми и кремнистыми включениями, мелкими фосфатными включениями и пиритом. Изучение пород проводилось по отобранному из скважин керну и по образцам, взятым на дневной поверхности при выходе отложений в окрестностях г. Ухты.

Недропользователи, работающие в Тимано-Печорской нефтегазовой провинции, имеют достаточный опыт бурения глубоких скважин и соблюдения экологических условий при бурении и эксплуатации. Для проведения работ по обнаружению «сланцевых залежей» и последующей их эксплуатации необходимо привлечение квалифицированного подрядчика в области гидроразрыва пластов, экономическая проработка проекта с возможным получением льгот в области налогообложения.

Список литературы

1. Дмитриевский А.Н., Высоцкий В.И. Сланцевый газ – новый вектор развития мирового рынка углеводородного сырья // Вестн. ОНЗ РАН. 2010. Т. 2. NZ5001. doi:10.2205/2010NZ000014.
2. Тимано-Печорский седиментационный бассейн: атлас геол. карт / сост. Н.И. Никонова, В.И. Богацкий, А.В. Мартынов и др. Ухта, 2000. 64 с.

References

1. Dmitrievskiy A.N., Vysotskiy V.I. Slantsevyy gaz – novyy vektor razvitiya mirovogo rynka uglevodorodnogo syr'ya [Shale Gas - a New Vector of the Development of the Global Oil Market]. *Vestn. Otd. nauk Zemle RAN*, 2010, vol. 2. NZ5001. doi:10.2205/2010NZ000014.

2 *Timano-Pechorskiy sedimentatsionnyy basseyn: atlas geol. kart* [Timan-Pechora Sedimentary Basin: Atlas of Geol. Maps]. Ed. by N.I. Nikonova, V.I. Bogatskiy, A.V. Martynov. Ukhta, 2000. 64 p.

Dorfman Mikhail Borisovich

Institute of Oil and Gas, Northern (Arctic) Federal University
named after M. V. Lomonosov (Arkhangelsk, Russia)

Khinchuk Konstantin Evgen'evich

Gazpromneft (Arkhangelsk, Russia)

PROSPECTS OF THE SHALE PLAYS DISCOVERIES IN THE TIMAN-PECHORA PROVINCE

This paper considers the current status of the shale gas development worldwide and provides the forward estimate of the shale potential on the territory of the European North of Russia. The definition "shale gas" means hard-to-recover reserves concentrated in siltstones, mudstones and, particularly, in shales. The shale boom in the global oil and gas production was caused by the use of the leading-edge technologies involving hydrofracturing and horizontal drilling in combination with the economic incentives at the development of unconventional reserves. In fact, the greatest share of unconventional gas comes from the shale plays of the USA. However, many countries in the world have significant production potential. Currently, many countries of all continents take massive efforts in pursuit of the shale discoveries and select the best commercial production technologies. The potential shale gas resources are evaluated in a very wide range, and reach 200 trillions m³ to rough estimates. The paper reviews the distribution of potential shale gas/oil plays on the territory of the Timan Pechora Petroleum Province. The main deposits are the Domanik formations of the Upper Devonian Frasnian. These deposits occur across the entire area of the province. The depth of sediments varies from 3 - 4 km to outcropping. It provides an excellent opportunity to study the rock both using the core data, and the outcrops. The core studies show a sufficiently high hydrocarbon content. This fact allows evaluating the oil shale development prospects and its production potential. The basic trends and exploration criteria are outlined.

Keywords: *shale gas, Domanik oil, Timan-Pechora province, shale gas fields.*

Контактная информация:

Дорфман Михаил Борисович

адрес: 163000, Архангельск, наб. Северной Двины, д. 14;

e-mail: dorfmmb@mail.ru

Хинчук Константин Евгеньевич

адрес: 163000, Архангельск, ул. Поморская, д. 44;

e-mail: KKhinchuk@gmail.ru

Рецензент – *Сафин С.Г.*, доктор технических наук, профессор кафедры транспорта, хранения нефти, газа и нефтегазопромышленного оборудования института нефти и газа Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова