

Ф.С. Ульмасвай¹, Н.И. Базаревская²¹Институт проблем нефти и газа РАН, Москва²Российский государственный университет нефти и газа им. И.М.Губкина, Москва
bazarevskaya-ni@yandex.ru

ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ПРИУРОЧЕННОСТЬ И ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПЛЕЕВ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА И НЕФТИ

В последние годы во всем мире, как и в России, большое внимание уделяется изучению нетрадиционных коллекторов, в частности сланцев с целью добычи нефти и газа. В целом на данном этапе наряду со сланцевым газом выделяется два основных вида «нефтяного» сырья, получаемых на сланцевых плейх: сланцевая нефть (Shale oil) и нефть низкопроницаемых пород (Tight (Light Tight) Oil). Обзор месторождений УВ в сланцевых коллекторах Северной Америки, западной Сибири и Волго-Урала показал, что в их геологическом строении отмечаются некоторые общие черты.

Ключевые слова: нетрадиционные коллекторы, сланцевая нефть, сланцевый газ, нефть низкопроницаемых пород, плей сланцевых месторождений.

В последние годы во всем мире, как и в России, большое внимание уделяется изучению нетрадиционных коллекторов, в частности сланцев с целью добычи нефти и газа. Добыча природного газа из плотных сланцевых пластов, известного как «сланцевый газ», одно из направлений, развивающихся в нефтегазовой отрасли. Сланцы, с начала разработки газа в США, являлись источником небольших объемов природного газа. Первая, давшая газ, скважина в США пробурена в 1821 году в сланцах девонского возраста возле города Fredonia штата Нью-Йорк (J. Daniel Arthur *et al.*).

В англоязычной литературе при описании сланцевых отложений широко распространено понятие «Play, exploration play». Понятие «Exploration play» является сходным по смыслу с понятием «направленные ГРП», а «Плей (Play)» – совокупность однотипных месторождений открытых или прогнозируемых, поиски и разведка которых ведутся по одной методике и одинаковым комплексом технических средств, сосредоточенных в одном нефтегазоносном комплексе в пределах одной тектонической зоны, включающей один или несколько смежных структурных элементов (Крылов, Кучера, 2008).

В 80-х гг. XX столетия началась разработка сланцевого плей Barnett на территории Fort Worth штата Техас. Плей сланцевого газа Barnett быстро стал

наиболее разрабатываемым в США. Добывающие компании применили, полученные при разработке плей Barnett навыки, знания и опыт к освоению других газоносных сланцев. Низкая природная проницаемость сланцев является осложняющим фактором для разработки газовых сланцевых ресурсов.

Во многих регионах США сланцы исторически рассматривались в качестве нефтегазоматеринских пород. Они являются источниками УВ для традиционных терригенных и карбонатных резервуаров в залегающих непос-



1 ● 2 — 3 — 4 — 5* 6** 7*** 8 ● 9 ●

Рис. 1. Плей сланцевого газа и нефти в США. (Department of Energy Office (DOE), 2011). 1 – Действующие сланцевые залежи, Многопластовые залежи; 2 – Неглубоко залегающие, молодые, 3 – Средней глубины, среднего возраста, 4 – Глубокие, самые старые, 5 – сланцево-меловые залежи, 6 – сланцево-известняковые залежи, 7 – залежи, сложенные сланцами и плотными доломитами, алевролитами и песчаниками, 8 – Перспективные сланцевые залежи, 9 – Бассейны.

редственно выше породах и обеспечивают значительную добычу нефти и газа по всей территории США. Толщи нефтегазоматеринских пород хорошо изучены в традиционном геологическом и геохимическом отношении. Несмотря на детальную изученность отложений в качестве нефтегазоматеринских пород, разработка их, как содержащих УВ коллекторов в промышленных масштабах, стала возможной лишь с применением технологий бурения горизонтальных скважин и многоступенчатого ГРП. Перспективы добычи экономически выгодных объемов газа оценивают, исходя из общего количества органического углерода (ТОС - Total organic carbon), накопленного в сланцах, их термической зрелости и типа керогена.

Наиболее активно разрабатываемыми плеями сланцевого газа в США являются Barnett Shale, Haynesville/Bossier Shale, Antrim Shale, Fayetteville Shale, Marcellus Shale и New Albany Shale (Рис. 1).

Геология нефтегазоносных сланцев

Нефтегазоносный сланец, в понятиях геологов США, – это осадочная порода, состоящая в основном из консолидированных частиц глинистой размерности, которые осаждались как илы в осадочных условиях с низкой динамикой (Modern Shale Gas Development..., 2009). Такими условиями осадконакопления характеризуются болотистые низ-

менности, периодически заливаемые приливами и глубоководные бассейны, где мелкозернистые осадки накапливаются в спокойных гидродинамических условиях. Вместе с мелкозернистыми осадками осаждаются детрит, состоящий из водорослей, растений и органических остатков животного происхождения. Природная слоистость и трещиноватость сланцев, как правило, видна в обнажениях (Рис. 2).

В русскоязычной литературе, к уплотненным образованиям, сложенным частицами глинистой размерности, применяют термин «аргиллит». Аргиллит – твёрдая, камнеподобная глинистая порода, образовавшаяся в результате уплотнения, дегидратации и цементации глин при диагенезе и эпигенезе. По минералогическому и химическому составу аргиллиты очень сходны с глинами, но отличаются от них большей твёрдостью и неспособностью размокать в воде (Большая советская энциклопедия, 1969; 1978). Структурные особенности (сланцеватость) рассматриваемых отложений заставляют искать для их описания другой термин. Сланец – это наиболее близкий по значению перевод понятия «black shales» в западной терминологии.

По мнению Старостина В.И., Игнатова П.А., черные сланцы представляют собой темные пелитоморфные, имеющие слоистое строение осадочные породы, обогащенные

седиментогенным органическим веществом. Они могут быть глинистыми, карбонатно-глинистыми и глинисто-кремнистыми (Старостин, Игнатов, 1997).

По мнению С.Г. Неручева, главная причина образования черных сланцев – периодическое заражение бассейнов седиментации тяжелыми металлами токсикантами. Большинство черных сланцев – продукт вырожденных экосистем, приспособившихся к условиям повышенной концентрации токсичных элементов. С.Г. Неручев и другие исследователи связывают геохимические аномалии в черносланцевых толщах с эпохами интенсивного эндогенного поступления металлов на дно морей и озер. (Веймарн и др., 1998).

Газоносные сланцы характеризуются широким распространением в складчатых и платформенных областях; широким временным диапазоном образования (от кембрийского до третичного периода). Отложения отличаются сравнительно постоянной толщиной и высокой природной трещиноватостью. Разрезы с черными сланцами встречаются в отложениях среднего ордовика, девона, карбона, мела и эоцена. Эти периоды известны как времена максимального затопления континентов, высокого стояния уровня моря и, как следствие, недостатка кислорода (Engelder, Lash, 2008).

На Северо-Американской платформе сланцы накапливались от кембрийского до третичного периода. Кембрийский Conasauga Shale в Алабаме является древнейшим из сланцевых отложений, содержащих газ, а миоценовый McClure сланец в Ка-

Period (период)		Shale Formation (сланцевая формация)	Location (территория)
Tertiary (третичный)	Miocene	McClure/Monterey	California
	Eocene	Green Rive	Colorado, Utah
Cretaceous (меловой)	Late	Gammon	Montana
		Mowry	Wyoming
		Lewis Mancos	New Mexico, Utah
		Niobrara	Colorado
Jurassic (юрский)	Late	Haynesville	Louisiana
Pennsylvanian (верхне-каменноугольный)		Excello	Kansas, Oklahoma
		Hovenweep	Colorado, Utah
Mississippian (нижне-каменноугольный)	Late	Barnett	Texas
		Fayetteville	Arkansas
		Floyd/Neal	Alabama, Mississippi
		Moorefield	Arkansas
	Early	Caney	Oklahoma
Devonian/Mississippian		New Albany	Illinois, Indiana
		Woodford	Oklahoma, Texas
Devonian (девонский)	Late	Chattanooga	Alabama, Arkansas, Kentucky, Tennessee
		Antrim Shale	Michigan
		Ellsworth	Michigan
		Huron	Ohio, Virginia, West Virginia, Kentucky
		Ohio	Kentucky, Ohio, West Virginia
Marcellus	New York, Pennsylvania, West Virginia		
Ordovician (ордовикский)		Utica	New York
Cambrian (кембрийский)		Conasauga	Alabama

Табл. 1. Стратиграфия газовых сланцев в США (J. Daniel Arthur, et al.).



Рис. 2. Обнажение Marcellus Shale (EAGE Publications 2012).

лифорнии – самым молодым. Периодом интенсивного осаднения богатых газом черных сланцев был отрезок времени от Middle Devonian (среднего девона) до Mississippian (нижнекаменноугольного), когда внутренние моря покрывали практически всю Северо-Американскую платформу, от Аппалачей на востоке до Скалистых Гор на западе. Осаждение происходило в анаэробных условиях, которые

характеризуются минимальным привносом обломочного материала и высокой сохранностью органического вещества. К этому интервалу времени относятся 13 плевов сланцевого газа (Табл. 1), из которых четыре, имеют самые большие площади распространения и принадлежат бассейну Appalachian: Huron, Ohio, Marcellus, Chattanooga.

Обобщение основных характеристик газоносных сланцев территории США приведено в таблице 2. Их глубина залегания меняется в широких пределах. Сланцы Antrim Shale в северной части полуострова Мичиган и New Albany Shale бассейна Illinois залегают гораздо ближе к поверхности, чем пять других плевов сланцевого газа, охарактеризованных в таблице. Площадь распространения – так же значительно изменяется. Сланцы Barnett Shale распространены на площади в 5000 квадратных миль (12950 км²), в отличие от Marcellus Shale, который занимает 95000 квадратных миль (246049 км²), охватывающих часть

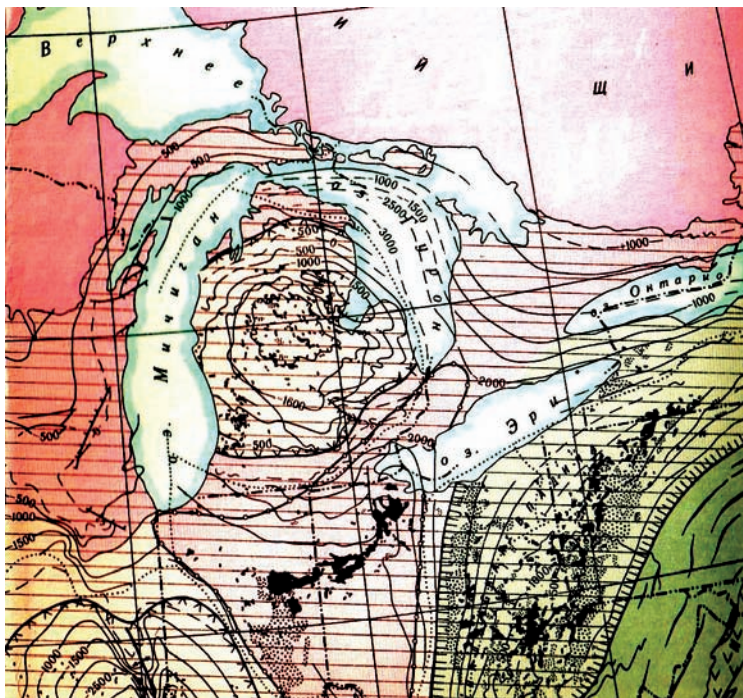
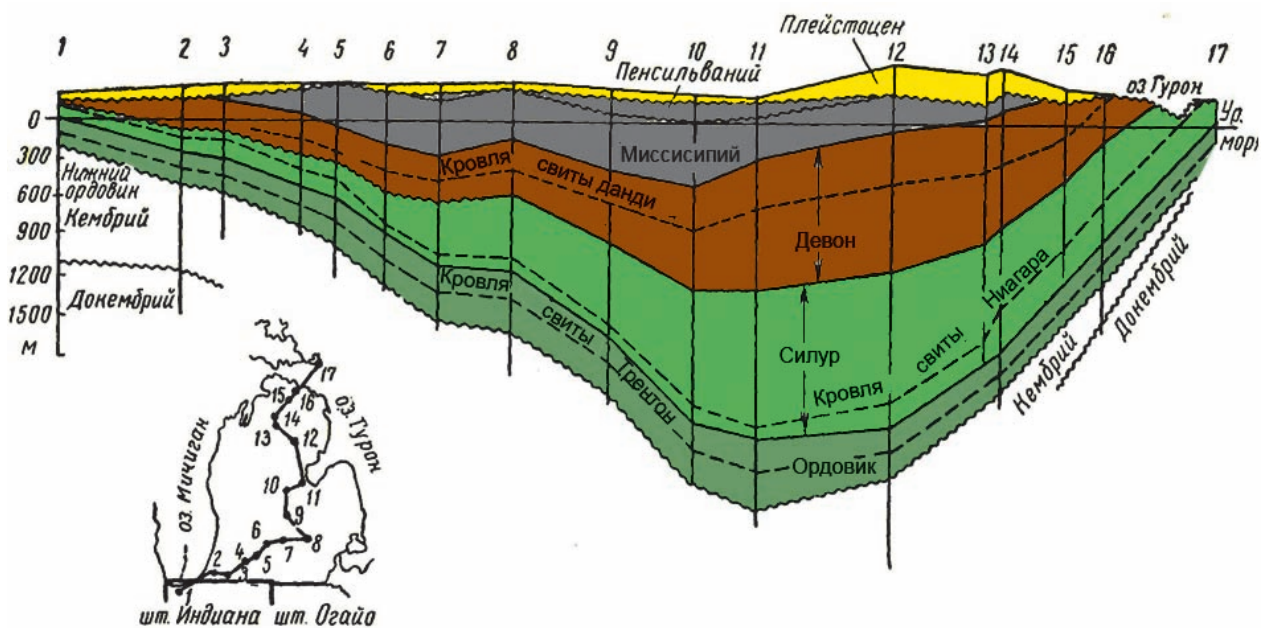


Рис. 3. А) Схема Мичиганской впадины. (Бакиров, 1959); Области платформ с докембрийским складчатым основанием: 1 – Щиты-области выхода докембрийского кристаллического фундамента на дневную поверхность, 2 – Области неглубокого залегания докембрийского складчатого основания, 3 – Внутриплатформенные впадины-области значительного погружения докембрийского складчатого основания. Области развития герцинской складчатости: 4 – Области региональных поднятий герцинских складчатых сооружений, 5 – Области региональных погружений в пределах герцинской складчатости, где складчатый фундамент погребен под толщью более молодых отложений платформенного типа. Б) Меридиональный разрез впадины Мичиган (Перспективные нефтегазоносные провинции..., 1974).



штатов Нью-Йорк, Пенсильвания, Огайо, Кентукки и Западной Виржинии.

Другими различиями являются толщина сланцев, толщина промежуточных пластов-барьеров между дающими газ сланцами и водоносными отложениями. На территории плевей Haynesville бассейна North Louisiana Salt Basin и Woodford бассейна Arkoma природные барьеры имеют толщины от сотен (около 30 м) до 10000 футов (3003 м). В то время, как толщина сланцев New Albany и Antrim изменяется от 100 футов (30 м) до, приблизительно, 2200 футов (671 м). Газоносные сланцы характеризуются широким

диапазоном предполагаемых геологических запасов: от малых - 52 триллиона кубических футов (1 трлн. м³) в сланцах Fayetteville и Woodford, до высоких в 1500 триллионов кубических футов (40 трлн. м³) в сланцах Marcellus.

Из анализа данных, приведенных выше, можно сделать вывод, что описанные плеи в тектоническом отношении приурочены, в основном, к погруженным частям (впадинам и прогибам) Северо-Американской плиты. Одним из примеров может служить плея Antrim Shale, приуроченный к осевой части Мичиганской впадины (Рис. 3).

Продуктивные отложения плевей сланцевого газа свя-

заны с обнаруженными в моделях зонами наибольшей трещиноватости, обусловленной тектоническим фактором, что представляет интерес для поисков зон повышенной продуктивности. Возникает возможность прогнозирования территорий, перспективных для разработки низкопроницаемых черносланцевых коллекторов, как на уже эксплуатирующихся месторождениях, так и на новых площадях.

Наиболее приемлемым с точки зрения поисков «сланцевых» залежей на наш взгляд является модель осадочных бассейнов, предложенная Зубковым М.Ю., Бондаренко П.М. (Зубков, Бондаренко, 1999), где показано, что максимальные напряжения приурочены к крыльям и к осевой части прогибов (Рис. 4). В зонах максимальных напряжений возникают трещины отрыва. Аналогично модельному распределению трещин, располагается основная масса скоплений углеводородов.

Обзор месторождений УВ в сланцевых коллекторах Северной Америки показал, что в их геологическом строении отмечаются некоторые общие черты. Описанные плеи в тектоническом отношении приурочены, в основ-

Gas Shale Basin (газоносный сланцевый бассейн)	Barnett	Fayetteville	Haynesville	Marcellus	Woodford	Antrim	New Albany
Estimated Basin Area, square miles (общая площадь бассейна кв.миля)	5000	9000	9000	95000	11000	12000	43500
Depth, ft (глубина, фут)	6500-8500	1000-7000	10500-13500	4000-8500	6000-110000	600-2200	500-2000
Стратиграфический возраст	C ₁	C ₁	J (юра)	D (девон)	D ₃ -C ₁	D ₃	D ₃ -C ₁
Net Thickness, ft (Эффективная толщина)	100-600	20-200	200-300	50-200	120-220	70-12	50-100
Depth to Base of Treatable Water, ft (глубина до подошвы водоносного горизонта)	~1200	~500	~400	~850	~400	~300	~400
Rock Column between Pay and Base of Treatable Water, ft (толщина пород между продуктивным пластом и подошвой водоносного горизонта)	5300-7300	500-6500	10100-13100	2125-7650	5600-10600	300-1900	100-1600
Total Organic Carbon, % (Общее содержание углерода)	4.5	4.0-9.8	0.5-4.0	3-12	1-14	1-20	1-25
Total Porosity, % (Общая пористость)	4-5	2-8	8-9	10	3-9	9	10-14
Gas Content, scf/ton (газоносность)	300-350	60-220	100-330	60-100	200-300	40-100	40-80
Water Production, Barrels water/day (отбор воды, бар/сут)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	5-500	5-500
Well spacing, acres (сетка скважин)	60-160	80-160	40-560	40-160	640	40-160	80
Original Gas-In-Place, tcf (начальные геологические запасы газа)	327	52	717	1500	23	76	160
Technically Recoverable Resources, tcf (Извлекаемые запасы)	44	41.6	251	262	11.4	20	19.2
Mcf = thousands of cubic feet of gas (тысяч кубических футов газа)							
scf = standard cubic feet of gas (стандартных кубических футов газа)							
tcf = trillions of cubic feet of gas (триллионов кубических футов газа)							
# = For the Depth to base of treatable water data, the data was based on depth data from state oil and gas agencies and state geological survey data (глубина до подошвы водоносного горизонта определялась по данным государственных агентств по нефти и газу и данным ГРП)							
N/A = Data not available (данные отсутствуют)							

Табл. 2. Сравнительные характеристики основных плевей газовых сланцев на территории США (с дополнениями) (Modern Shale Gas Development..., 2009).

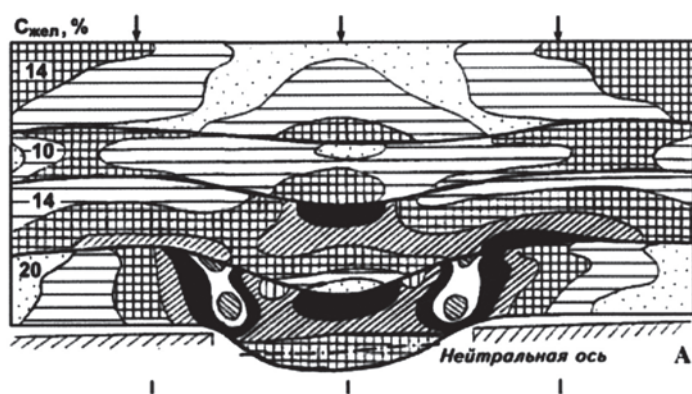


Рис. 4. Многослойная разноплотностная модель прогиба (распределение значений касательных напряжений; разрывные дислокации прогнозируются в местах повышенных значений (отмечены черными)) (Зубков, Бондаренко, 1999).

ном, к погруженным частям (впадинам и прогибам) Северо-Американской плиты. Они приурочены к участкам осадочной толщи, содержащей битуминозные глины, которые принято считать нефтегазоматеринскими породами. В осадочных бассейнах нефтегазоносные плеи распространены на территориях с уже известной «классической» нефтегазоносностью, где продуктивность газонефтенасыщенных коллекторов определяется их высокой пористостью и проницаемостью. Можно предположить, что похожие скопления УВ в аналогичных коллекторах могут быть встречены не только на древних платформах, но и на более молодых структурах, где распространены похожие высокобитуминозные породы – такие как отложения баженовской свиты в Западной Сибири. В качестве нетрадиционных коллекторов на древней Восточно-Европейской платформе можно рассматривать доманикиты и углистые сланцы визейского яруса Урало-Поволжья. Также необходимо отметить, что в настоящее время, когда речь заходит о нетрадиционной нефти, специалисты пользуются различной терминологией. В США, где сланцевая нефть стала играть существенную роль в повышении нефтедобычи, под этим термином часто понимают нефть двух видов. Сланцевой называют нефть, получаемую из горючих сланцев, которая по своим свойствам (плотности, вязкости) значительно отличается от традиционной легкой нефти. Одновременно с этим часто тем же самым термином обозначают нефть по свойствам аналогичную обычной нефти, но содержащуюся в плотных низкопористых низкопроницаемых коллекторах (сланцах). Чтобы разделить эти два вида нефти (оба из которых добываются из сланцев) специалисты пользуются двумя терминами: shale oil – для высоковязкой сланцевой смолы из горючих сланцев, требующей дополнительной обработки для превращения ее в нефть и tight oil – для нефти, содержащейся в коллекторах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Для извлечения shale oil и tight oil требуются разные технологии и подходы.

Таким образом, на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции перспективы поисков связаны с нефтью, содержащейся в коллекторах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (tight oil).

Литература

Большая советская энциклопедия. М.: Советская энциклопедия. 1969. 1978. Электронный ресурс.

Веймарн А.Б., Найдин Д.П., Копаевич Л.Ф., Алексеев А.С., Назаров М.А. Глобальные катастрофические события и их роль при стратиграфических корреляциях осадочных бассейнов разного типа. Кафедра региональной геологии и истории Земли МГУ. Министерство природных ресурсов РФ. 1998. Электронный ресурс.

Зональная стратиграфия фанерозоя России. Науч. ред. Т.Н. Корень. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ. 2006. С. 64-66; 76-81.

Зубков М.Ю., Бондаренко П.М. Прогноз зон вторичной трещиноватости на основе данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования. *Геология нефти и газа*. № 11, 12. 1999. С. 31-40. Электронный ресурс.

Крылов Н.А., Кучера М.С. (ВНИИГаз) Плей-анализ на примере Афгано-Таджикской впадины. *Геология нефти и газа*. № 4. 2008. С. 24-29. Электронный ресурс.

Перспективные нефтегазоносные провинции Соединенных Штатов Америки. Под ред. И.Х. Крама. Пер. с англ. под ред. проф. Н.А. Еременко и проф. С.П. Максимова. М.: «Недра». 1974. С.537-552. Электронный ресурс.

Старостин В.И., Игнатов П.А. Геология полезных ископаемых: Учебник. М.: Изд-во МГУ. 1997. Электронный ресурс.

Daniel Arthur J., Brian Bohm, Bobbi Jo Coughlin, Mark Layne. Evaluating the Environmental Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs. ALL Consulting. 2008. Электронный ресурс.

Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer. U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory. April 2009. Электронный ресурс.

Terry Engelder and Gary G. Lash Marcellus Shale Play's vast resource potential creating stir in Appalachia. *The American Oil & Gas Reporter*. May. 2008. Электронный ресурс.

Ulmasvay F.S., Basarevskaya N.I.

Key words:

Ульмасвай Феликс Сялямович
Доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий лабораторией анализа осадочных бассейнов.
Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН)
119333, Москва, ул. Губкина, д. 3.
Тел: +7 (499) 135 7371



Базаревская Наталья Иосифовна
Аспирант 3-го года обучения, кафедры промышленной геологии нефти и газа.
Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина
119991, Москва, Ленинский пр-т., д. 65.
Тел: +7(499)681-01-02

