

## ЧТО ТАКОЕ СЛАНЦЕВЫЙ ГАЗ

### WHAT IS SHALE GAS

#### Арутюнов Татос Владимирович

инженер II категории,  
ООО «НК «Роснефть» –  
Научно-Технический Центр»  
arutyunov-tatos@mail.ru

Arutyunov Tatos Vladimirovich  
engineer of the II category,  
LLC «OC «Rosneft» –  
Scientific and Technical Center»  
arutyunov-tatos@mail.ru

**Аннотация.** В условиях прогрессирующего истощения «традиционных» запасов углеводородов в последние годы набирает обороты поиск и разработка нетрадиционных источников углеводородов. К таким источникам относятся и сланцевые образования. Поиск и добыча природного газа из богатых углеводородами сланцевых образований, известного как «сланцевый газ», является одной из наиболее важных современных тенденций развития мирового топливно-энергетического рынка. В статье систематизированы и обобщены материалы о глобальных ресурсах и их распространённости; характеристиках пород коллекторов; сланцевом потенциале России; методологии оценки запасов сланцевого газа.

**Annotation.** In the context of the progressive depletion of «traditional» hydrocarbon reserves in recent years is gaining momentum search and development of unconventional hydrocarbon sources. These sources include shale and education. Search for and production of natural gas from a hydrocarbon-rich shale formations, known as «shale gas», is one of the most important contemporary trends in the development of the international energy market. The article and summarized materials on global resources and their distribution; characteristics of reservoir rocks; shale potential of Russia; methodology of shale gas reserves evaluation.

**Ключевые слова:** понятие о сланцевом газе; глобальные ресурсы и их распространённость; характеристика пород коллекторов сланцевого газа; сланцевые ресурсы России; методология оценки запасов сланцевого газа.

**Keywords:** concept of shale gas; global resources and their distribution; characterization of reservoir rocks of shale gas; shale resources in Russia; methodology of assessment of shale gas reserves.

#### Общие сведения о сланцевом газе

**Понятие о сланцевом газе.** Сланцевый газ – тип природного газа, содержащегося в виде газовых скоплений в толще сланцевых образований в осадочной оболочке Земли.

В отличие от традиционных скоплений природного газа, образующих в коллекторе сплошную фазу, сланцевый газ относится к дисперсным газам. Дискретная газовая фаза приурочена к закрытым порам и взаимосвязана с газом, окклюдированным и сорбированным минеральным и органическим веществом. Таким образом, речь идёт о сложной системе, общая газовая ёмкость которой намного больше, чем общая пористость. Поэтому для промышленной добычи природного газа необходимо создать систему искусственных трещин.

Сланцевый газ состоит преимущественно из метана, но также в его составе присутствуют и другие газы, такие как  $H_2$  – 25–40 %;  $CO$  – 10–20 %;  $CO_2$  – 10–20 %;  $C_2H_4$  и другие углеводороды – 4–5 %;  $N_2$  – 22–25 %;  $O_2$  – не более 1 %.

Анализ общих данных по освоению сланцевого газа в Северной Америке позволил выделить два типа месторождений:

1. К первому типу относится большинство известных в США месторождений, включая Barnett (Барнетт), Marcellus (Марцеллус) и др. Это огромные (тыс. км<sup>2</sup>) ареалы палеозойских чёрных сланцев, залегающих преимущественно на небольших (менее 1500 м) глубинах. Степень их катагенеза соответствует разным грациям прото- и мезокатагенеза (ПК<sub>2</sub>-МК<sub>3</sub>), но максимальные палеотемпературы, как правило, существенно выше (на 20–100 °С), чем современные.

2. Ко второму типу относятся месторождения Haynesville (Хейнесвилл) (США, Арканзас), а также Horn River (Хорн Ривер) и Montney (Монтней) (Канада). Площади газоносных черносланцевых ареалов здесь гораздо меньше и количество «рабочих»

скважин невелико (до 100), а глубины залегания чёрных сланцев гораздо больше, чем на месторождениях первого типа. Тем не менее, и объёмы добычи сланцевого газа, и долгосрочные перспективы его освоения очень велики и вполне конкурируют с такими гигантами, как Марцеллус и Барнетт. Связано это с гораздо более высокими стабильными дебитами сланцевого газа, которые обусловлены спецификой геотермобарических условий.

### Глобальные ресурсы и их распространённость

В 2011 году EIA (Energy Information Administration) оценили глобальные технически извлекаемые запасы сланцевого газа в 6,622 трлн куб. футов (ТКФ). Приведённый на рисунке 1 график иллюстрирует основные технически извлекаемые запасы, оценённые в исследовании. Сланцевый газ впервые был выделен в виде горючего ископаемого в 1821 году в Фредонии. Процесс гидравлического разрыва впервые применили в 1947 году в США. Снижение в 70-х годах производственного потенциала традиционных коллекторов США побудило правительство вкладывать большие средства в научное развитие технологий бурения и гидроразрыва пласта. Правительство США активно участвовало в проектах по развитию данного направления, упростило налогообложение для компаний, занимающихся разработкой сланцевого газа.



Рисунок 1 – Глобальные технически извлекаемые запасы сланцевого газа, трлн куб. футов (ТКФ)

**Аргентина.** Крупнейшая сланцевая газовая провинция расположена в бассейне Neuquén (Неукен) на востоке Анд в Аргентине и центральной части Чили занимает площадь более 120000 км<sup>2</sup>. В декабре 2010 года было обнаружено 4,5 ТКФ сланцевого газа в равнине Loma de la Plata (Лома-де-ла-Плата) бассейна Неукен. К тому же сланцевая провинция Vaca Muerta (Вака Муэрта), также расположенная в бассейне Неукен, быстро набирает международный интерес в качестве значительного нетрадиционного источника сланцевого газа. Исследователи считают, что Вака Муэрта может быть одним из крупнейших сланцевых бассейнов за пределами США. Кроме того, в Неукене имеется формация Los Molles, которая имеет значительный потенциал. Её ресурсы оцениваются в 167 ТКФ газа. Другим важным регионом для газа является Golfo San Jorge (Голфо Сан Хорхе), который расположен в центральной части Патагонии и покрывает поверхность площадью около 170000 км<sup>2</sup>. Одними из основных образований, расположенных в бассейне Aguada Bandera, являются образования Santa Cruz (Санта Крус) и Chubut (Чубут). Aguada Bandera имеет подтверждённый потенциал 51 ТКФ природного газа. Менее изученным бассейном является Paraná-Chaco (Парана-Чако), ресурсы которого оцениваются в 164 ТКФ.

**Австралия.** Сланцевая промышленность в Австралии находится в зачаточном состоянии и в полном объеме ресурсы сланцевого газа не выявлены. Согласно докладу EIA-2011 Австралия обладает геологическими и техническими условиями, похожими на США и Канаду, с технически извлекаемыми запасами сланцевого газа 396 ТКФ.

Бассейн Соорер (Купер) – это наиболее перспективный и коммерчески выгодный из всех резервуаров в Австралии с существующей уже традиционной нефтяной и газовой инфраструктурой (рис. 2).

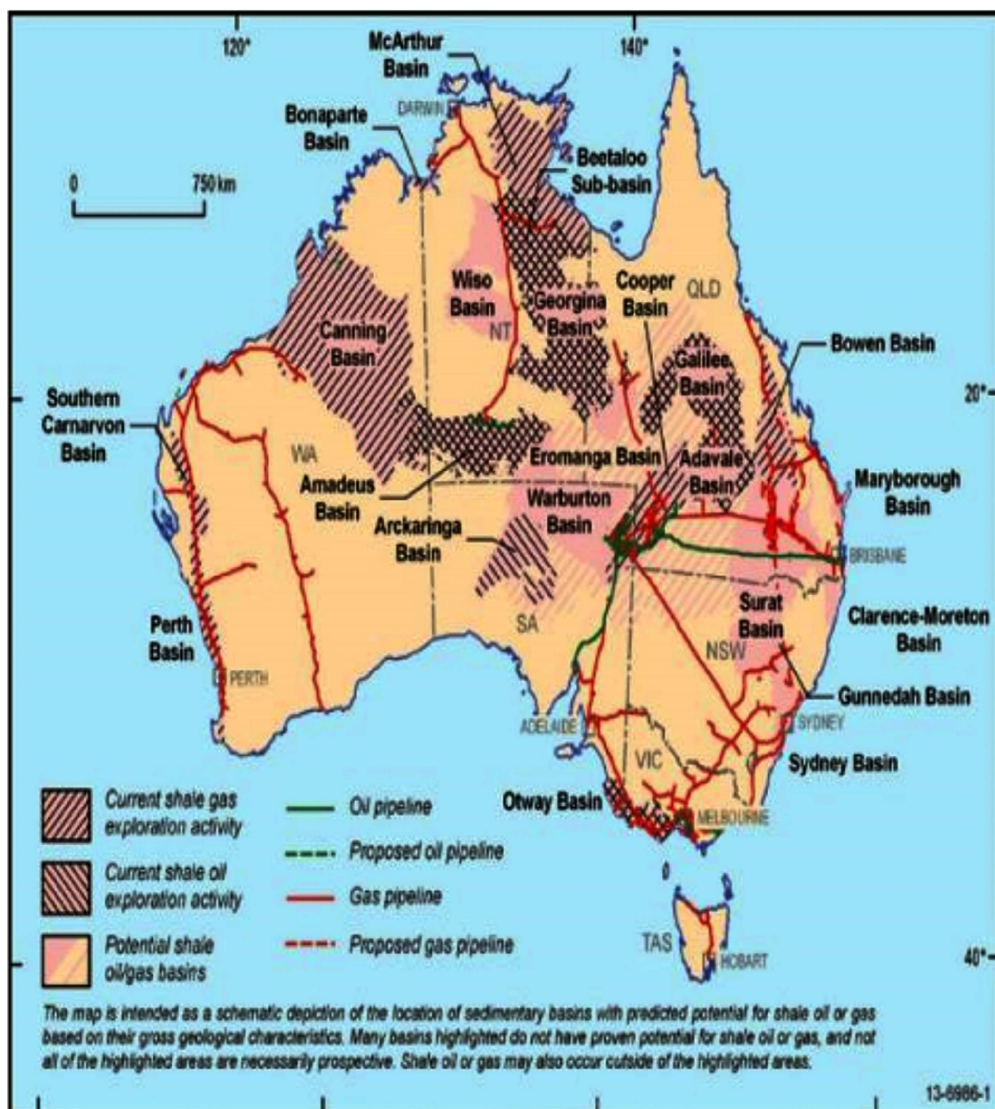


Рисунок 2 – Сланцевые бассейны Австралии

437 ТКФ – технически извлекаемые запасы сланцевого газа, по оценкам Австралии на 2013 год на основе четырёх бассейнов: Perth, Canning, Cooper и Maryborough. Отраслевые эксперты прогнозируют до 500 млн. долл. вложений в течение ближайших 1–2 лет на дополнительную разведку и научные исследования.

1000 + ТКФ – сумма потенциальных извлекаемых запасов сланцевого газа в Австралии при продолжении исследований и разработок таких областей как Queensland Восточная Австралия и Северные Территории [Alex Cull, Jehann Mendis, Joanna Yoon].

**Канада.** Канада имеет значительные запасы сланцевого газа и нефти и согласно EIA на Канаду и США приходится практически весь сланцевый газ, добываемый на коммерческой основе в мире. Большинство предполагаемых ресурсов сланцевого газа находятся в провинциях: Alberta (Альберта), British Columbia (Британская Колумбия), Quebec (Квебек) и New Brunswick (Нью Брансуик).

Бассейн Horn River в северо-восточной Британской Колумбии предположительно содержит до 1000 ТКФ природного газа, из которых около 20 %, как считается, могут быть извлечены. 145 ТКФ – прогнозируемые извлекаемые запасы природного газа на месторождении сланцевого газа Muskwa в Horn-River бассейне.

Ресурсы сланцевого газа Канады находятся ещё на стадии развития, и их полный потенциал ещё предстоит изучить.

**Китай.** Нефтяные месторождения Китая иссякают. Поэтому Китай имеет сильную потребность в энергетических ресурсах. Китай имеет несколько регионов со сланцевым газом: Северо-Западный, Qingzang, Верхний Янцзы, нижний и средний Янцзы, Восточный, Юго-Восточный. В общей сложности, Министерство земельных и природных ресурсов выделило около 180 сланцевых областей. Администрация Китая оценила ресурсы сланцевого газа в 1275 ТКФ, что даже больше, чем объединённые запасы США и Канады. К 2020 году Китай планирует извлекать 100 млрд куб. фут. в год.

**Южно-Африканская Республика.** Бассейн Main Karoo занимает около 700000 км<sup>2</sup> в центральной части Южной Африки. Это эрозионные остатки бассейна осадконакопления в центральной части суперконтинента Гондвана. Этот бассейн содержит основные запасы ископаемого топлива Южной Африки. В ЮАР имеются три установленные сланцевые формации: Whitehill, Prince Albert и Collingham. Технически извлекаемые ресурсы из этих трёх формаций составляет 485 ТКФ.

**США.** США занимает первое место в мире по извлекаемым запасам сланцевого газа (1161 ТКФ) и является лидером на рынке технологий по добыче и переработке газа. Сланцевые залежи очень разнообразны, каждая имеет свои геологические условия и соответственно определённые проблемы при эксплуатации.

Приведём данные некоторых месторождений (рис. 3):

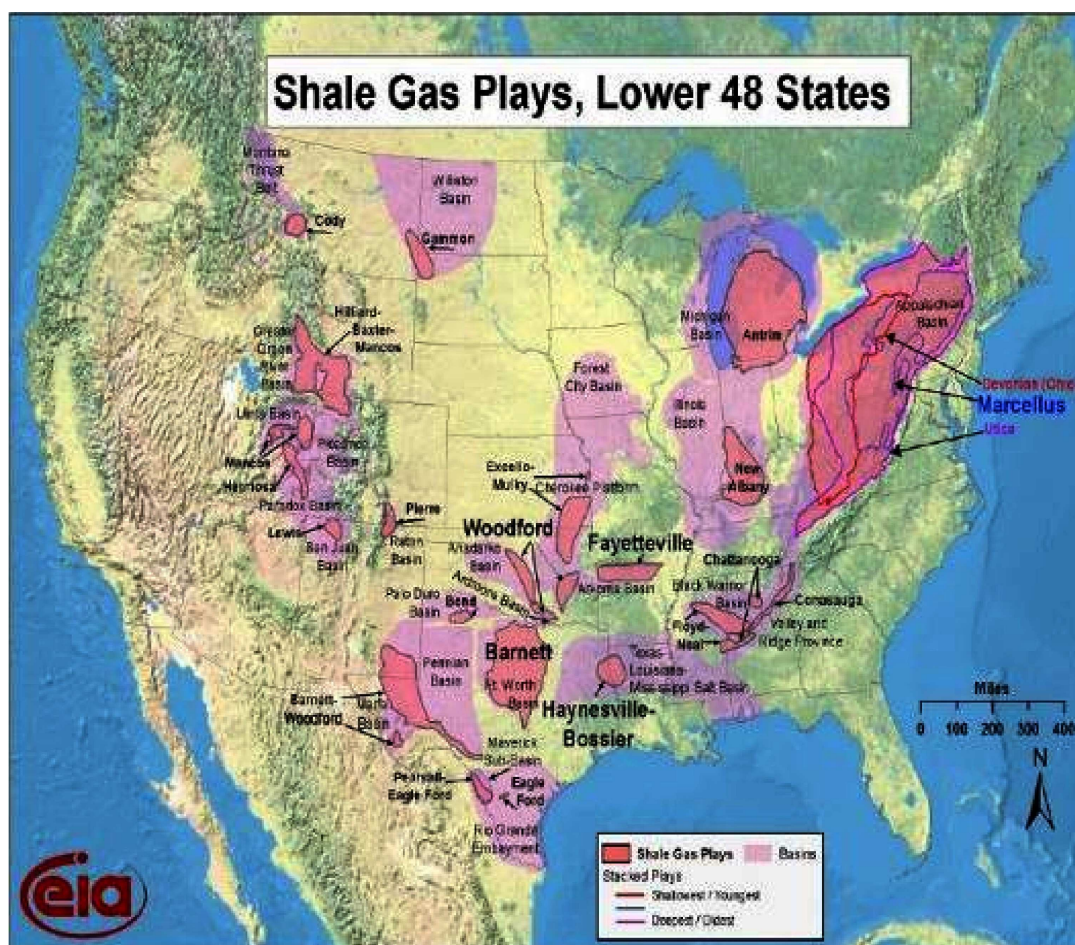


Рисунок 3 – Сланцевые провинции США  
(The US Energy Information Administration (EIA))

1. Barnett Shale (Техас). Охватывает площадь в 500 кв. миль. С 1993 года здесь было извлечено 12,6 ТКФ и пробурено более чем 16000 скважин (рис. 3).

2. Fayetteville Shale (Арканзас и Оклахома). Занимает 9000 кв. миль. Понижение цен на газ приостановило разработку данного месторождения.

3. Woodford Shale (Оклахома). Охватывает 4700 кв. миль.

4. Permian Basin (West Texas and New Mexico). Общая площадь месторождения 75000 кв. миль. С 1921 года здесь добыто 29 млрд баррелей нефти и 75 ТКФ газа.

5. Bakken Shale (North Dakota, Montana and Canada). Охватывает площадь в 200000 кв. миль. Суточная добыча составляет 1,19 млн баррелей нефти.

6. Marcellus Shale (Пенсильвания, Нью-Йорк, Западная Вирджиния, Огайо). Громадное месторождение, по оценкам имеющее 50 % от всех запасов сланцевого газа в континентальной части США. Оценки запасов варьируют от 84 до 500 ТКФ природного газа и 3,4 млрд. баррелей нефти. В 2012 году объём добычи газа на месторождении составлял 895 млн куб. фут.

7. Haynesville-Bossier Shale (восточный Техас и западный штат Луизиана). Haynesville-Bossier Shale охватывает около 9000 кв. миль и имеет, по оценкам, 251 ТКФ извлекаемого газа. В 2011 году это месторождение превзошло Барнетт и стало первым среди производителей газа страны.

8. Eagle Ford Shale (Техас). Eagle Ford Shale охватывает около 20000 км<sup>2</sup> в южной и восточной части Техаса, недалеко от Барнетта. Эта формация содержит не только запасы сухого и жирного газа, но также и нефти.

#### **Характеристика пород-коллекторов сланцевого газа**

В большинстве осадочных бассейнов сланцевые толщи обычно представлены аргиллитами и алевропелитами (siltstone) или дополнительно включают такие типы пород, как алевролиты и песчаники, находящиеся в тонком переслаивании со сланцами. Сланцем издавна называется порода с параллельной ориентировкой минеральных частиц. Эта ориентировка может быть обусловлена несколькими факторами:

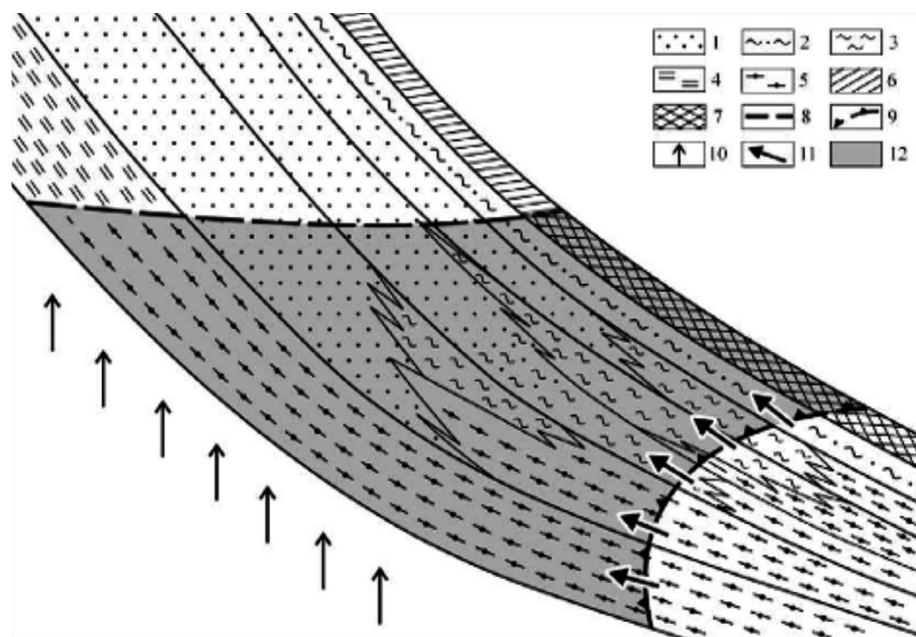
- сугубо седиментационными факторами;
- сжимающим параллельным напряжениями при складкообразовании (кливаж осадочных пород на фоне разных стадий литогенеза) и процессами динамометаморфизма (одностороннее напряжение или стресс на фоне метагенеза и регионального метаморфизма – милониты, катаклазиты);
- давлением нагрузки при региональном метаморфизме (зелёносланцевая, эпидот-амфиболитовая и другие фации).

Таким образом, сланцеватость может быть как первичной, так и иметь наложенный по отношению к первичным текстурным элементам характер. Обычно сланцевый газ связан с осадочными породами, сланцеватость которых выражена в различной степени и обусловлена в основном литогенетическими факторами. Наиболее благоприятны для освоения сланцевого газа породы с выраженной тонкой слоистостью и сланцеватостью, поскольку газонасыщенность таких пород значительно больше, а плотность техногенных (естественно-техногенных) трещин намного выше по сравнению с толстослоистыми или массивными литомами. Сланцевые породы, в той или иной мере обогащённые органическим веществом (ОВ), выражены глинистыми и карбонатно-глинистыми отложениями, степень катагенеза их не превышает МК<sub>4</sub>-АК<sub>1</sub>, а обычно составляет ПК-МК<sub>3</sub>. Для обозначения их в англоязычной геологической литературе используется термин «black shales».

Чёрные сланцы – это водноосадочные горные породы, обычно тёмные, пелитоморфные и сланцеватые, обогащённые сингенетичным органическим веществом преимущественно аквагенного и отчасти терригенного типов.

В процессе катагенетической трансформации горючих сланцев в битуминозные чёрные сланцы кероген или пелитоморфное минеральное вещество петрофизически и физико-химически активируются, приобретая дополнительную пористость и открытую микротрещиноватость. Так, практически непроницаемые, гидрофильные, в различной степени пластичные, неблагоприятные для эффективного естественного и техногенно-

го трещинообразования горючие сланцы и сапропелиты преобразуются в гидрофобные породы с интенсивным газонакоплением, занимающие промежуточное положение между обычными коллекторами и крышками (рис. 4).



**Рисунок 4 – Принципиальная схема накопления газа в различных неравномерно гидрофобизованных низкопроницаемых породах (TGR) в зоне мезокатагенеза:**

- 1 – пески, песчаники; 2 – песчаники, алевролиты; 3 – алевролиты, ритмиты; 4 – горючие сланцы; 5 – черные сланцы; 6 – сапропелиты, бурые угли; 7 – каменные угли; 8 – граница зон прото- и мезокатагенеза; 9 – фронт глубинной гидрогеологической инверсии; 10 – струйная миграция глубинного метана; 11 – миграция водорастворённого метана; 12 – зона неравномерной гидрофобизации пород – интенсивного газонакопления в TGR

Характеристики коллектора, определяющие газоносность сланцев:

1. *Содержание глин.* Сланец является горной породой, которая состоит из глинистых и неглинистых минералов (кварца и полевых шпатов). Содержание глин в газосодержащих сланцах не должно превышать 50 %, иначе сланец будет подвержен пластичным деформациям, а значит, не сможет образовывать трещины, которые являются основными путями миграции газа, т.е. определяют его проницаемость.

2. *Количество органического вещества (ОВ).* Оно должно превышать 1 %, чтобы генерировать промышленные газовые скопления.

3. *Степень зрелости ОВ* в сланцах, которая в большинстве случаев определяется по отражательной способности витринита – микроскопических остатков высшей растительности. Она выражается в у.е. и обозначается символом  $R_o$ . Массовая генерация газовых углеводородов (УВ) – главная зона газообразования – фиксируется значениями  $R_o$  более 1,3 (рис. 5).

4. *Пористость.* Она должна составлять не менее 3 %, для того чтобы сланец содержал достаточные для разработки объёмы газа. Поры имеют различные формы и размеры (рис. 5). Что же касается общей пористости, то она зависит от интенсивности литификации. Для глинистых отложений с незначительным содержанием карбонатов и минералов свободного  $SiO_2$  общая пористость контролируется преимущественно степенью катагенетического уплотнения. Для чистых глин (диагенез – протокатагенез) она находится в пределах 20–40 %, для уплотнённых глин (МК1) снижается до 10–15 %, для аргиллитоподобных глин (МК2) – 2–10 %, для аргиллитов (МК3-МК4) – 3–5 %, для аспидных сланцев и филлитов (апокатагенез – метагенез) – менее 3 %. При содержании в глине органического вещества свыше 1–2 % динамика изменения пористости при катагенетическом уплотнении существенно меняется, что определяется интенсивностью газогенерации.

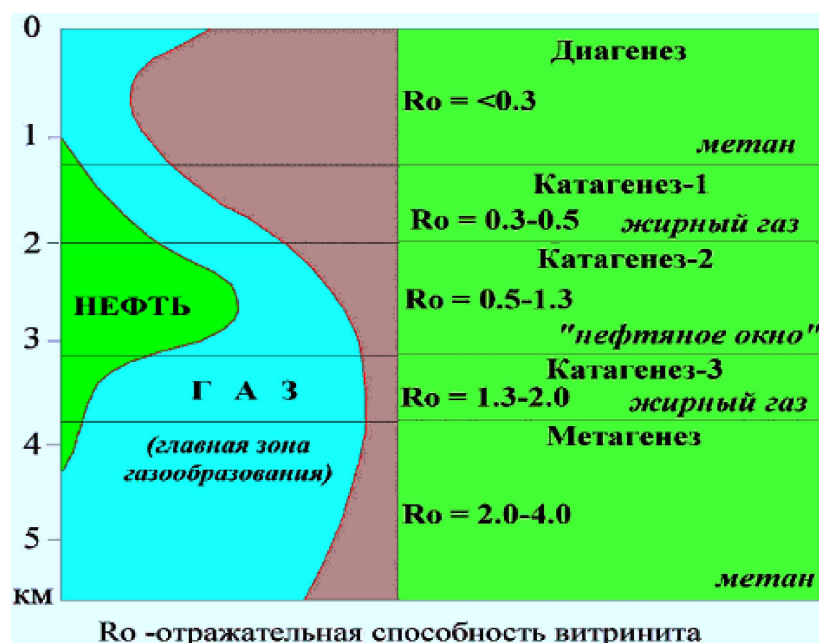


Рисунок 5 – Генерация УВ в стадии литогенеза

В сланцах нефть и газ в основном генерируются термогенным способом, т.е. при расщеплении (крекинге) органического вещества или вторичном крекинге (расщеплении) нефти. В отношении залежей природного газа возможен их биогенный генезис, а также различные варианты смешанного или гибридного происхождения.

Термогенный генезис нефти и газа ассоциируется со зрелым органическим веществом, которое подвергалось действию относительно высоких температуры и давления, необходимых для того, чтобы происходила генерация углеводородов. При прочих равных условиях более зрелое органическое вещество должно генерировать большее количество геологических ресурсов нефти и газа, чем менее зрелое органическое вещество.

Известные в настоящее время промышленные коллекторы сланцевых газов представлены разнообразными типами сланцевых пластов.

**Сланцевые ресурсы России.** По данным EIA на 10 июня 2013 года Россия находится на 9 месте по технически извлекаемым запасам сланцевого газа (285 ТКФ) (рис. 6).

#### Top 10 countries with technically recoverable shale gas resources

Rank	Country	Shale gas (trillion cubic feet)
1	China	1,115
2	Argentina	802
3	Algeria	707
4	U.S. <sup>1</sup>	665 (1,161)
5	Canada	573
6	Mexico	545
7	Australia	437
8	South Africa	390
9	Russia	285
10	Brazil	245
<b>World Total</b>		<b>7,299 (7,795)</b>

Рисунок 6 – Топ 10 стран с технически извлекаемыми запасами сланцевого газа (EIA, 2013)

Оценка EIA ресурсов сланцевого газа и сланцевой нефти России главным образом основывается на сланцах верхней юры баженовской свиты в Западно-Сибирском бассейне (рис. 7). Это органически богатые кремнистые сланцы, являющиеся главной нефте-материнской свитой для обычного газа и нефти, добываемых в Западно-Сибирском бассейне. Также EIA рассматривала и другие бассейны (например, Тимано-Печорский), но публично доступной информации для количественной оценки ресурсов было недостаточно.

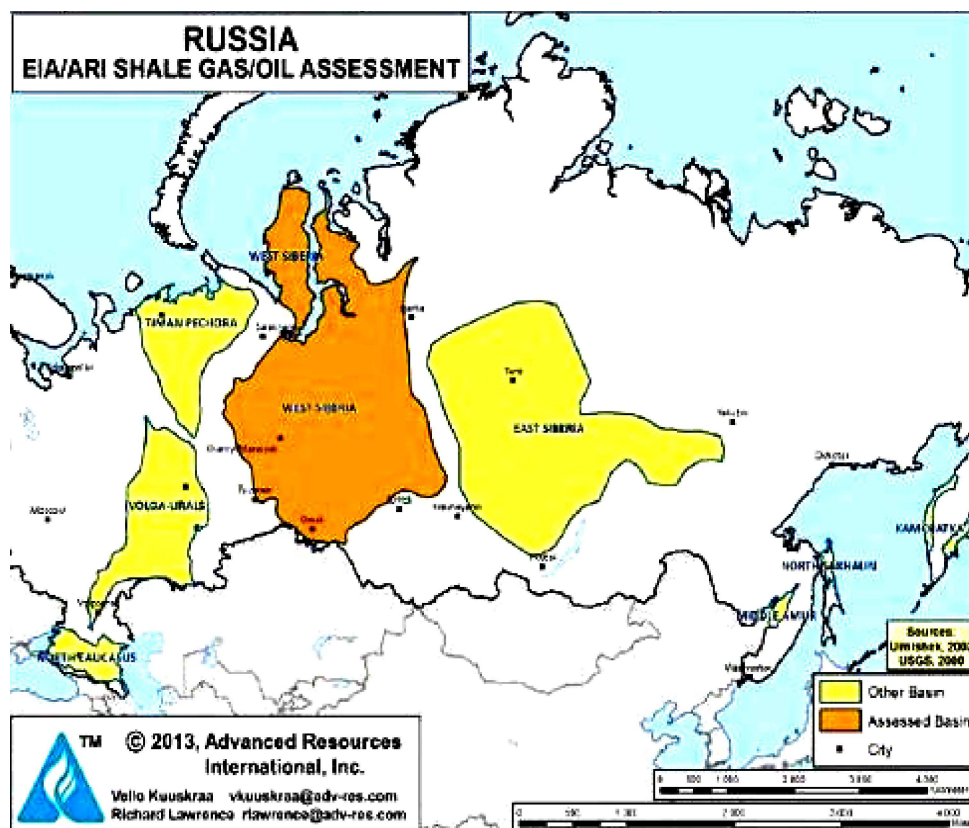


Рисунок 7 – Предполагаемые бассейны сланцевого газа и сланцевой нефти в России (ARI, 2013)

Ресурсы сланцевого газа в баженовских сланцах оцениваются в 1920 ТКФ, из них 285 ТКФ – технически извлекаемые (рис. 8). Ресурсы сланцевой нефти оцениваются в 1234 млрд баррелей и из них технически извлекаемых – 74,6 млрд баррелей.

**Западно-Сибирский бассейн.** Является крупнейшим нефтегазоносным бассейном в мире. Расположен в пределах Западно-Сибирской равнины на территории Тюменской, Омской, Курганской, Томской и частично Свердловской, Челябинской, Новосибирской областей, Красноярского и Алтайского краёв России. Площадь около 3,5 млн км<sup>2</sup>. Нефтегазоносность бассейна связана с отложениями юрского и мелового периодов. Большая часть нефтяных и газонефтяных залежей находится на глубине 2000–3000 м; газа и газоконденсата – на глубине до 2000 м. Нефть Западно-Сибирского бассейна характеризуется низким содержанием серы (до 1,1 %) и парафина (менее 0,5 %), содержание бензиновых фракций высокое (40–60 %). Сейчас на территории Западной Сибири добывается 70 % российской нефти. Основной объём нефти извлекается насосным способом. Из них уже извлечено 40–45 % нефти.

EIA разделили баженовскую свиту в Западно-Сибирском бассейне на основе ТОС и термической зрелости на северную и центральную части. Северная часть баженовской свиты имеет предполагаемую площадь 99740 миль<sup>2</sup>, среднее содержание ТОС 5 %, содержит нефть, жирный газ, сухой газ и конденсат. Центральная часть баженовской свиты имеет предполагаемую площадь 116200 миль<sup>2</sup>, среднее содержание ТОС 10 %, содержит термически зрелую сланцевую нефть.



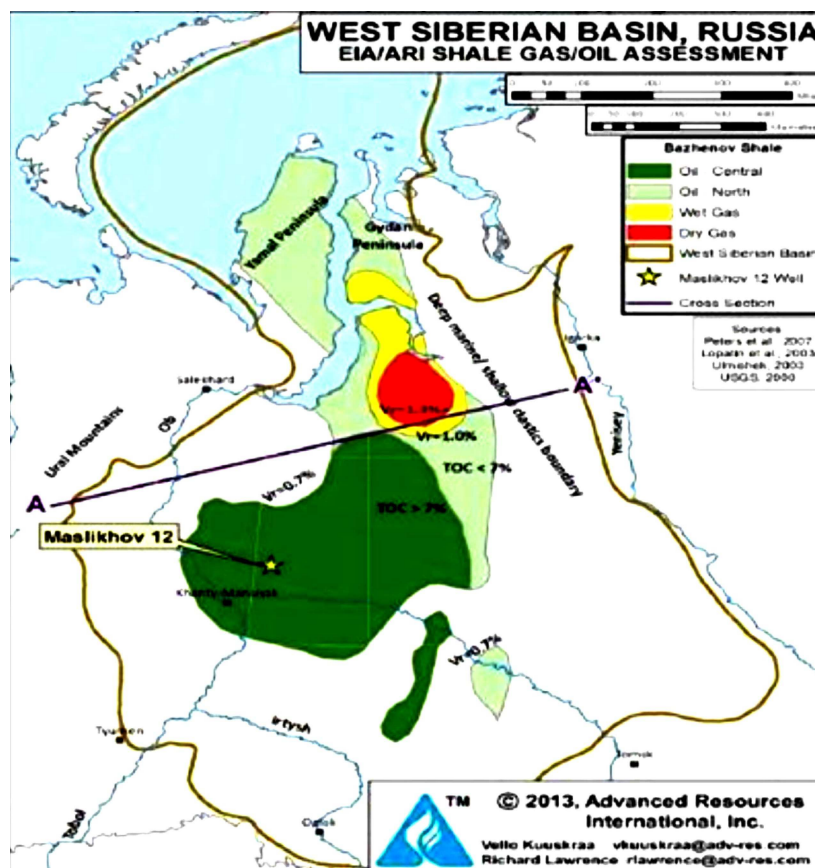


Рисунок 8 – Западно-Сибирский бассейн, перспективные районы сланцевого газа и сланцевых нефтей (ARI, 2013)

Баженовская свита присутствует на большей части Западно-Сибирского бассейна. Пласты выходят в краевых частях бассейна и в центре бассейна залегают на глубине более 5000 м. Общая мощность сланцев, как правило, колеблется в диапазоне от 20 до 50 м. Баженовские отложения накапливались в глубокой морской, анаэробной среде и состоят в основном из кремнистых аргиллитов, богатых планктонным органическим веществом. Содержание ТОС, как правило, самое высокое в центральной части бассейна (более 15 %) (рис. 9) и уменьшается к периферии бассейна, составляя на севере около 2–7 % и в центральной части – 5–10 %.

В отложениях баженовской свиты фиксируется аномально высокое пластовое давление. Измеренное давление на забое скважины на нефтяном месторождении Салым являются аномально высокими, они до 70 % выше по сравнению с обычным гидростатическим давлением. Температурный градиент также высокий. Содержание глины, как правило, меньше 20 %.

Баженовская свита сложена чередованием сланцев с высоким содержанием ТОС и карбонатных прослоев. Сланцы являются источником нефти, которая приурочена к трещиноватым карбонатным слоям, в том случае, если имеется достаточная ёмкость резервуара. Это похоже на месторождение Баккен Шейл в Северной Дакоте, где карбонатный коллектор зажат между богатыми нефтью сланцами.

Северная часть баженовской свиты является перспективной на нефть, жирный газ/конденсат и сухой газ. Перспективность для сланцевой нефти площади в 74400 миль<sup>2</sup> здесь определена по показателю отражения витринита ( $R_o$ ) со значениями между 0,6 % и 1,0 %, содержанием ТОС более чем 2 % и глубиной залегания пластов более чем 3300 футов. Площадь в 14800 миль<sup>2</sup> перспективна для жирного газа и конденсата, т.к.  $R_o$  колеблется от 1,0 % до 1,3 %. Площадь в 10540 миль<sup>2</sup> перспективна для сухого газа,  $R_o$  более 1,3 %. Перспективная площадь для северной части баженовской свиты ограничивается на востоке, где глубоководные морские сланцы переходят в мелководные обломочные отложения.

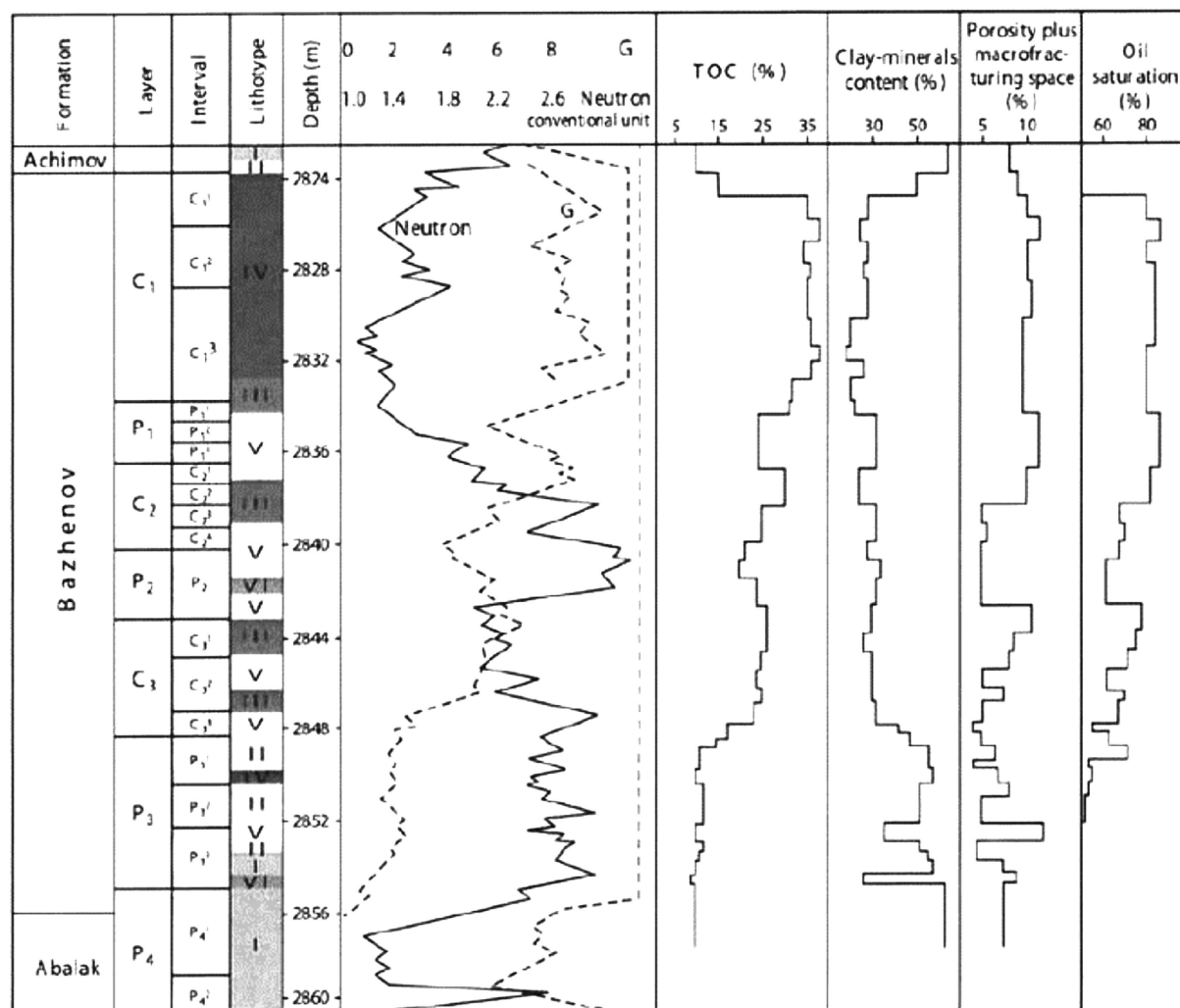


Рисунок 9 – Коллекторские свойства баженовских сланцев (Lopatin et al., 2003)

Центральная часть баженовской свиты содержит 116200 миль<sup>2</sup> площади перспективной на нефть с термической зрелостью керогена ( $R_o$ ) от 0,7 % до 1,0 %. Содержание ТОС в сланцах около 10 %. Кроме того, центральная часть баженовской свиты ограничивается с востока переходом морских сланцев в обломочную формацию.

Сланцевая нефть в северной части баженовской свиты имеет концентрацию, примерно, 13 млн баррелей/миль<sup>2</sup> плюс попутного газа в «нефтяном окне»; концентрация ресурсов в размере 4 млн баррелей/миль<sup>2</sup> и 42 МКФ (миллиардов кубических футов)/миль<sup>2</sup> в окне жирного газа/конденсата.

Ресурсы сланцевого газа в баженовской свите оцениваются в 1920 ТКФ, с 285 ТКФ технически извлекаемыми. Ресурсы сланцевой нефти оцениваются в 1234 млрд баррелей и из них технически извлекаемых 74,6 млрд баррелей. В своём годовом отчёте 2011 года «Роснефть» оценивает извлекаемые запасы нефти из баженовской свиты в 4,4 млрд баррелей на своих лицензионных участках в Западной Сибири.

В последние годы российские нефтяные компании проявляют заинтересованность в методах бурения и добычи, используемых в США, чтобы развивать нетрадиционные ресурсы нефти и газа. НК «Роснефть», национальная нефтяная компания России, подписала соглашения с компаниями «Exxon Mobil» и «Statoil» с целью использования технологии горизонтального бурения и массовой стимуляции, чтобы использовать сланцевые газовые и нефтяные ресурсы страны.

Площадь **Тимано-Печорского бассейна** составляет около 122000 миль<sup>2</sup>. Основным источником богатых органикой сланцев здесь являются верхнедевонские отложения (доманиковый горизонт франского яруса). Эти породы состоят из тонкослои-

стых, тёмных кремнистых сланцев, известняков и мергелей, накопившихся в глубоководных морских обстановках. Исходные породы содержат кероген I и II типа с ТОС в диапазоне от 1 % до 15 %, как правило, в среднем 5 %. Эти породы имеют достаточную толщину и зрелость и распространяются на большей части Тимано-Печорского бассейна, за исключением юго-западной окраины. С термической зрелостью от 0,6 % до 1,0 % эти породы располагаются, прежде всего, в нефтяном окне. К тому же содержание глины в сланцах менее 10 %.

Общая мощность доманиковых отложений колеблется в интервале от 100 до 300 м. Доманиковая формация схожа с Duvernay формацией в Западной Канаде. В настоящее время публично доступных геологических и пластовых данных недостаточно, чтобы подготовить количественную оценку ресурсов газа и нефти для доманиковых отложений в Тимано-Печорском бассейне.

**Калининградская область.** В северо-восточной части Балтийского бассейна в Калининградской области EIA оценивает запасы сланцевой нефти в 23 млрд баррелей и запасы сланцевого газа в 20 ТКФ в перспективном районе. Из них 1,2 млрд баррелей нефти и 2 ТКФ сланцевого газа оцениваются в качестве технически извлекаемых.

### **Методология оценки запасов сланцевого газа**

Описываемый метод оценки запасов сланцевой нефти и сланцевого газа применяется Energy Information Administration (EIA). Метод опирается на геологическую информацию, собранную из публично доступных источников. Это общественно доступная информация дополняется опытом и наработками в оценке месторождений США.

Стадии оценки:

- 1) определение перспективной площади для каждой сланцевой газовой / нефтяной формации;
- 2) оценка запасов сланцевого газа и сланцевой нефти на месторождении;
- 3) расчёт технически извлекаемых запасов сланцевого газа и сланцевой нефти.

Бассейн Neuquen (Неукен) в Аргентине будет использован для иллюстрации некоторых из шагов оценки ресурсов.

Определение перспективной площади для каждой сланцевой газовой/нефтяной формации. Важным и сложным этапом оценки ресурсов является установление участков, которые можно считать перспективными для разработки сланцевого газа и сланцевой нефти. Критерии, используемые для установления перспективных участков, включают в себя:

- *условия осадконакопления.* Важным критерием является обстановка осадконакопления сланца, в частности, имеет ли этот сланец морское или неморское происхождение. Морские сланцы, как правило, имеют низкое содержание глины и высокое содержание хрупких минералов, таких как кварц, полевошпатовый шпат и карбонаты. Хрупкие сланцы положительно реагируют на гидравлическую стимуляцию. Сланцы, накапливающиеся не в морских (озёрных или речных) обстановках, имеют более высокое содержание глины, являются более пластическими и менее чувствительными к гидравлической стимуляции;

- *глубина залегания.* Глубина залегания перспективных отложений должна быть более чем 1000 м, но менее чем 5000 м. Область с глубиной менее 1000 м имеет низкое пластовое давление, которое не сможет обеспечить движение флюида по капиллярам. Кроме того, пласты, залегающие ниже 1000 м, вероятнее всего, имеют высокое содержание пластовой воды. Пласты, расположенные на глубине ниже 5000 м, скорее всего, будут иметь низкую проницаемость и затраты на бурение скважин будут неоправданно большими;

- *общее содержание органического вещества (ТОС).* Средний ТОС перспективной области должен быть больше, чем 2 %. Так, ТОС в Marcellus Shale в New York по данным гамма-каротажа превышает 5 % (рис. 10);

- *термическая зрелость.* Термическая зрелость определяет степень преобразованности органического вещества. Показатель отражения витринита ( $R_o$ ) используется в качестве показателя термической зрелости.  $R_o$  перспективной площади должно быть больше 0,7 %, но менее 1,0 %. Жирный газ и конденсат перспективных зон имеют  $R_o$  между 1,0 % и 1,3 %. Области сухого газа имеют  $R_o$  более 1,3 %;

- *географическое положение.* Как правило, перспективный район будет содержать ряд областей с более высоким качеством сланцевого газа и сланцевой нефти, в том числе геологически благоприятных, с высокой концентрацией ресурсов и ряда областей с более плохими условиями для дальнейшей разработки.

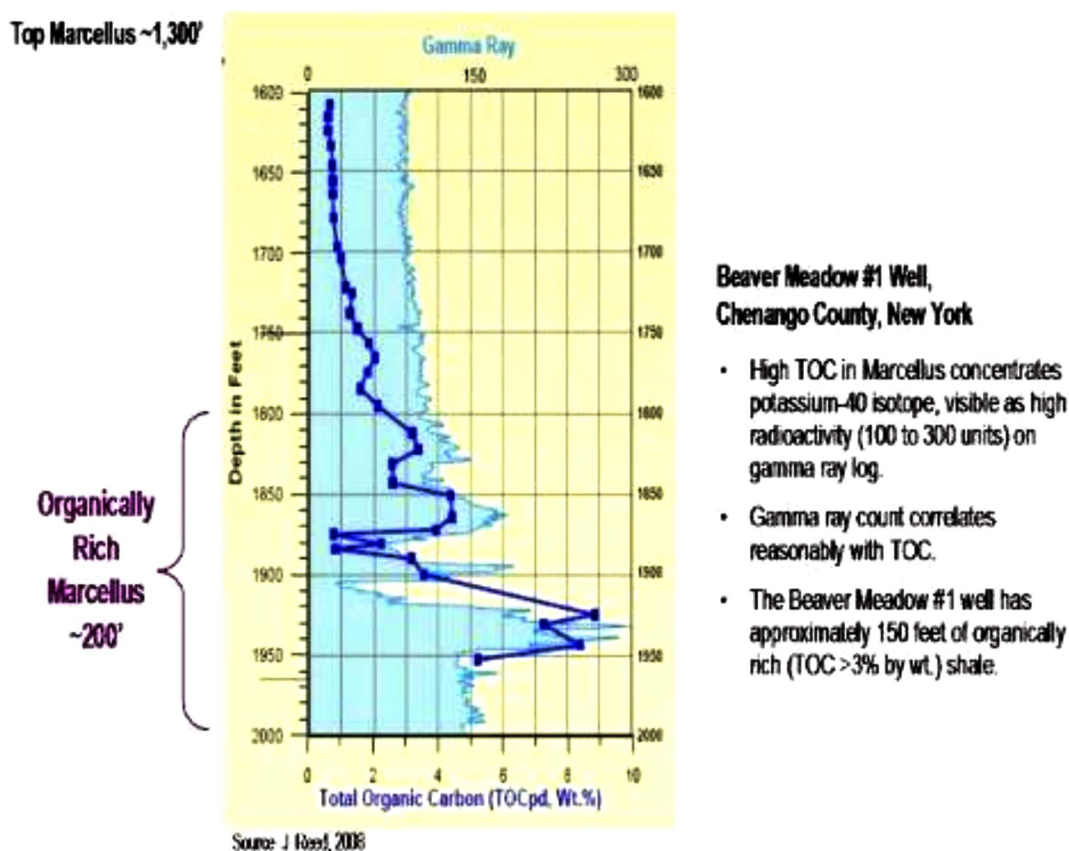


Рисунок 10 – Связь гамма-каротажа и ТОС

Наконец, бассейнам сланцевого газа и сланцевой нефти, которые имеют очень высокое содержание глины и/или имеют очень высокую геологическую сложность, присваивается высокий фактор риска и они исключаются из оценки ресурсов. При дальнейшем развитии технологии добычи или в других экономических условиях может произойти включение этих бассейнов в оценку ресурсов.

Оценка запасов сланцевого газа и сланцевой нефти на месторождении (OIP/GIP):

а) *нефть на месторождении* (OIP). Расчёт нефти для данной площади контролируется в основном двумя основными характеристиками – толщиной чистых органически богатых сланцев и пористостью заполненной нефтью. Кроме того, давление и температура регулируют объём газа в пластовой нефти, определяемый объёмным коэффициентом пласта.

– Толщина чистого органически богатого сланца. Чистый валовой коэффициент используется для учета органически пустой породы в органически богатом интервале и позволяет оценить толщину чистых органически богатых сланцев.

– Заполненность пор нефтью и газом. Если данные о заполненности пор отсутствуют, то принимается, что поры заполнены нефтью, свободным газом и водой.

– Давление. Особое внимание должно быть уделено зонам с повышенным давлением. Избыточное давление дает возможность большей части нефти быть произведенной резервуаром после достижения нефти точки насыщения.

– Температура. Стандартный температурный градиент 1,25 °F на 100 футов глубины и температура поверхности 60 °F используются, когда фактические данные о температуре недоступны.

Приведённые выше данные были объединены с помощью уравнения для расчёта OIP на квадратную милю:

$$OIP = \frac{7758 \cdot (A \cdot h) \cdot \Phi \cdot S_o}{B_o_i},$$

где  $A$  – площадь, акры;  $h$  – мощность органически богатых сланцев, м;  $\Phi$  – пористость, безразмерная величина;  $S_o$  – представляет собой долю пористости, заполненной нефтью ( $S_o$ ) вместо воды ( $S_w$ ) или газа ( $S_g$ ), безразмерная величина;  $B_o_i$  – объёмный коэффициент нефти, равный отношению объёма нефти в пласте к объёму товарной нефти (пластовое давление, температура и термическая зрелость  $R_o$  используются для определения значения  $B_o_i$ ).

В общем, сланцевая нефть в резервуаре содержит попутный газ. Поскольку давление в резервуаре сланцевой нефти падает ниже давления насыщения, часть газа из нефтяного раствора начинает отделяться и образуется свободная газовая фаза.

б) *свободный газ на месторождении*. Расчёт количества свободного газа в пласте для данного ареала регулируется, в значительной степени, четырьмя характеристиками: давлением, температурой, газонасыщенной пористостью и мощностью органически богатых сланцев. Давление. Методология исследования уделяет особое внимание выявлению областей с избыточным давлением, т.к. оно обеспечивает более высокую концентрацию газа, содержащегося в фиксированном объёме резервуара. Температура. Особое внимание нужно уделять областям с повышенным температурным градиентом при оценке запасов.

– поры, заполненные газом. Когда данные пористости недоступны, акцент делается на минеральном составе сланца и оценке пористости как на аналогичных американских сланцевых бассейнах. Если данные недоступны, то предполагается, что поры заполнены газом и остаточной водой.

– толщина органически богатого сланца.

Для расчёта свободного GIP используется следующая формула:

$$GIP = \frac{43,560 \cdot A \cdot h \cdot \Phi \cdot S_g}{B_g},$$

где

$$B_g = \frac{0,02829 \cdot z \cdot T}{P}.$$

Здесь  $A$  – площадь, акры;  $h$  – мощность органически богатых сланцев, м;  $\Phi$  – пористость, безразмерная величина;  $S_g$  – это часть пористости, заполненной газом ( $S_g$ ) вместо воды ( $S_w$ ) или нефти ( $S_o$ ), безразмерная величина;  $P$  – давление, МПа;  $T$  – температура, градусы Ранкина;  $B_g$  – объёмный газовый фактор (включает в себя фактор отклонения газа), безразмерная величина.

в) *адсорбированный газ на месторождении*. В дополнение к свободному газу, сланец может содержать значительные количества газа, адсорбированного на поверхности органических (и глинистых) частиц.

Количество адсорбированного газа рассчитывается по следующей формуле:

$$GC = \frac{VL \cdot P}{PL + P}.$$

Для того чтобы установить объём Ленгмюра ( $VL$ ) и давление Ленгмюра ( $PL$ ), используется изотерма адсорбции или изотерма Ленгмюра – зависимость количества адсорбированного вещества (величины адсорбции) от парциального давления этого вещества в газовой фазе (или концентрации раствора) при постоянной температуре.

Выше содержание газа ( $GC$ ) (обычно измеряется в кубических футах на тонну чистого сланца) превращают в концентрацию газа ( $GIP$  адсорбированного на квадратную милю), используя значения плотности сланца. Значения плотности для сланцев, как правило, около  $2,65 \text{ г/см}^3$  и зависят от минералогии и количества органического вещества.

Свободный газ на месторождении ( $GIP$ ) и адсорбированный  $GIP$  объединяются для оценки концентрации ресурсов (млрд куб. футов/миль<sup>2</sup>) для перспективной площади сланцевого газа. На рисунке 11 показаны относительные вклады свободного газа и адсорбированного газа в суммарном объеме в зависимости от давления.

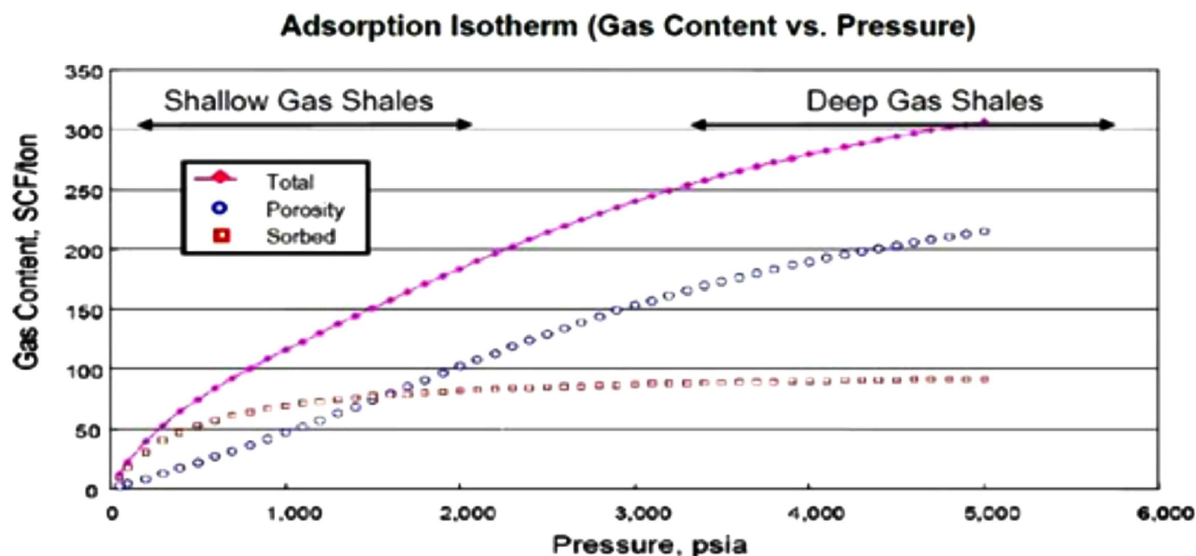


Рисунок 11 – Соотношение объемов адсорбированного и свободного газа в зависимости от давления

Факторы риска/успеха. Эти два фактора заключаются в следующем:

1. Вероятность успешного фактора. Успех зависит от того, даст ли хотя бы небольшая небольшая часть перспективного месторождения хороший приток нефти или газа. Это в свою очередь определяется объемом известных геологических данных. Так сланцевые образования, с ограниченными геологическими и пластовыми данными, имеют вероятность успеха 30–40 %.

2. Причины рисков перспективных областей. Некоторые части перспективных областей могут быть непродуктивными, обычно это связано:

- с высокой структурной сложностью района;
- с меньшей термической зрелостью органики ( $R_o = 0,7-0,8 \%$ );
- с краевыми частями, где может быть недостаточное количество ОВ.

Факторы риска будут также зависеть от изученности бассейна и достоверности имеющихся данных. Продолжение поисков и оконтуривания, обеспечивают более точное определение перспективной площади, коэффициент потенциального успеха будет меняться.

### Оценка технически извлекаемых ресурсов

Технически извлекаемые ресурсы устанавливаются путём умножения оценённых запасов нефти и газа на коэффициент добычи, который зависит от ряда геологических факторов. Коэффициент извлечения использует информацию о минеральном составе сланца, чтобы определить его подверженность применению ГРП, а также учитывает другую информацию, которая будет влиять на сланцевую производительность, например, такую как:

- наличие микромасштабных естественных трещин;
- отсутствие неблагоприятных глубинных разломов;
- сжимаемость сланцевых пластов;
- степень избыточного давления резервуара.

Три основных типа коэффициентов извлечения газа:

1. *Благоприятная газовая добыча.* 25 % коэффициент извлечения газа используется для сланцевых бассейнов газа, которые имеют низкое содержание глины, низкую или умеренную геологическую сложность и благоприятные свойства пласта, например, аномально высокое давление и высокую газовую пористость.

2. *Средняя газовая добыча.* 20 % коэффициента извлечения газа используется для сланцевых, которые имеют среднее содержание глины, умеренную геологическую сложность и среднее давление и свойства залежей.

3. *Низкая газовая добыча.* Коэффициент извлечения, равный 15 % газа, используется для сланцевых бассейнов, которые имеют от среднего до высокого содержания глины, от умеренной до высокой геологической сложности и ниже среднего коллекторские свойства.

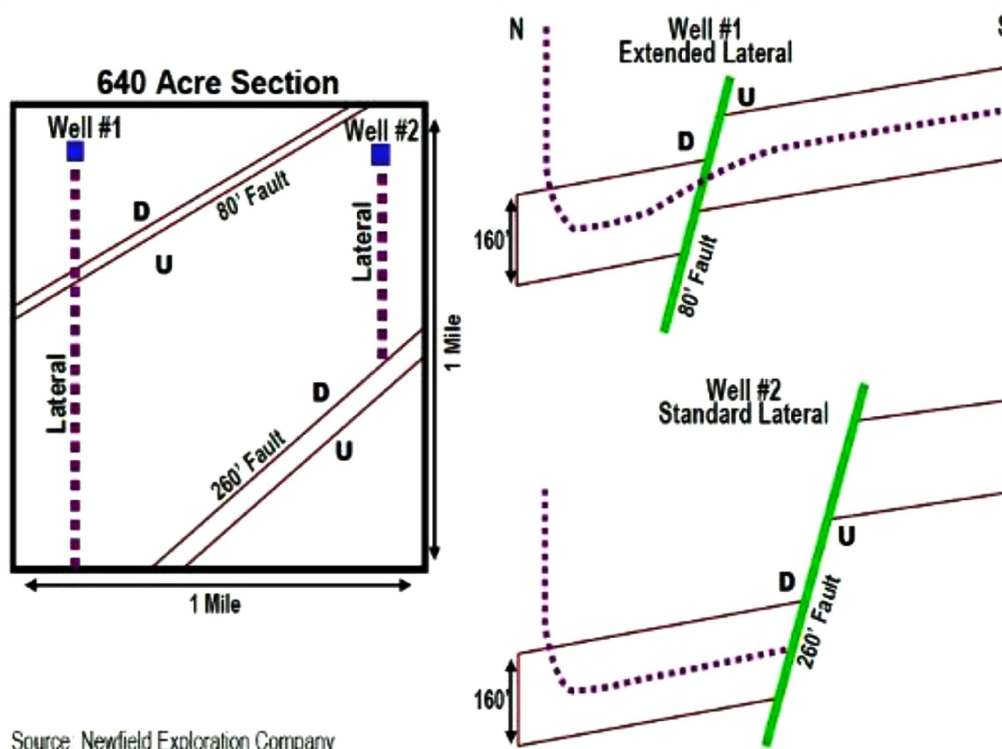
Коэффициент извлечения равный 30 % может быть применен в исключительных случаях: в районах с исключительной производительностью пласта. Коэффициент извлечения 10 % применяется в случаях пониженного давления и сложности месторождения.

1. Важность минералогического состава при оценке извлекаемых ресурсов. Количество в сланце кварца, карбоната, глины будет определять эффективность гидроразрыва пласта:

- сланцы с высоким процентом кварца и карбоната, как правило, хрупкие, что приводит к большому количеству мелких трещин, обеспечивающих многочисленные пути притока флюида из матрицы в ствол скважины, после проведения гидроразрыва;
- сланцы с высоким содержанием глины, как правило, пластичные и при гидроразрыве они деформируются, а не разрушаются, что приводит к малому количеству трещин.

2. Значение геологической сложности. Разнообразие сложных геологических факторов может уменьшить эффективность добычи нефти или газа из сланцев:

- обширные системы разломов. Область с обширными разломами может мешать бурению путём ограничения длины горизонтальной скважины, как показано на рисунке 12;



Source: Newfield Exploration Company

Рисунок 12 – 3D сейсмика помогает проектировать длину горизонтальных скважин (New field Exploration Company)

– глубинные разломы. Через вертикальные глубинные разломы в пласт может попасть вода и уменьшить проницаемость;

– надвиги и другие высоконапряжённые нарушения. Тектонические сжатия, такие как надвиги и блоки выпячивания, являются свидетельством о высоких горизонтальных тектонических воздействиях, которые приводят к уменьшению проницаемости матрицы.

На основе изученной информации сделаны следующие выводы.

Преобладающая часть стран, за исключением Канады и США, находятся лишь на этапе исследования сланцевых запасов. Технически извлекаемые запасы сланцевого газа и сланцевой нефти Китая, Аргентины, России, Австралии, Мексики огромны, но в настоящее время их добыча является экономически нецелесообразной. Коллекторы в сланцевых формациях представлены преимущественно глинистыми и карбонатно-глинистыми породами, насыщенными органическим веществом и находящимися, как правило, в условиях мезокатагенеза. Изучение фильтрационно-емкостных свойств сланцевых формаций показало, что сланцы имеют небольшую горизонтальную проницаемость и крайне малую вертикальную проницаемость. Это означает, что газ в сланцевой ловушке не может активно перемещаться, т.е. коллектор можно классифицировать как нетрадиционный резервуар для УВ. Баженовская свита в Западно-Сибирском бассейне является не только материнской породой для традиционных нефти и газа, но и перспективна ещё как сланцевое месторождение нефти и газа. Количество запасов в сланцевой формации зависит не только от количества свободного газа и свободной нефти, но и от адсорбированного газа. Это необходимо учитывать при подсчёте запасов месторождения.

Сдерживающими факторами динамичного развития индустрии сланцевого газа являются высокая себестоимость добычи сланцевого газа и жёсткие экологические требования, предъявляемые к процессу промышленной разработки месторождений во многих странах мира.

#### Литература:

1. Васильев 2010 «Сланцевый газ» [Электронный ресурс]. – URL : <http://www.blogberg.com/blog/news/6815.html>
2. Геллер Е., Мельникова С. Зона неопределённости // Приложение к журналу «ТЭК. Стратегии развития». – 2010. – № 2.
3. Abrams M.A. «Oil Families and Their Potential Sources in the Northeastern Timan Pechora Basin, Russia» // AAPG Bulletin. – 1999. – Vol. 83. – № 4, April. – P. 553–577.
4. Chevron «Seek Shale Gas in Poland as Europe Focuses on Unconventional Reserves», 2009. [Электронный ресурс]. – URL : <http://oilprice.com/europe-focuses-on-unconventional-reserves.html>
5. Curtis J.B. «Fractured shale gas system». – 2002
6. David A. Waldo, Gaffney, Cline & Associates. Geologic Factors Associated with Successful Shale Gas Plays // Department of Energy & Climate Change, About shale gas and hydraulic fracturing (fracking). – 2013. – 19 December.
7. Gavshin and Zakharov «Geochemistry of the Upper Jurassic-Lower Cretaceous Bazhenov Formation, West Siberia – Abstract» // Economic Geology. – 1996. – Vol. 91. – P. 122–133.
8. Johnson D. Reservoir characterization of the Barnett Shale // Barnett Shale Symposium, Ellison Miles Geotechnology Institute at Brookhaven College, Dallas, Texas. – 2003. – November 12–13.
9. Littke R., Cramer B., Gerling P., Lopatin N.V., Poelchau H.S., Schaefer R.G. and Welte D.H. «Gas Generation and Accumulation in the West Siberian Basin» // AAPG Bulletin. – 1999. – Vol. 83. – № 10. – P. 1642–1665.
10. Lopatin N.V., Zubairaeв S.L., Kos I.M., Emets T.P., Romanov E.A. and O.V. Malchikhina «Unconventional Oil Accumulations in the Upper Jurassic Bazhenov Black Shale Formation, West Siberian Basin: A Self-Sourced Reservoir System» // Journal of Petroleum Geology. – 2003. – Vol. 26. – P. 225–244.
11. Lindquist S.J. «The Timan-Pechora Basin Province of Northwest Arctic Russia: Domanik-Paleozoic Total Petroleum System» // U.S. Geological Survey Open-File Report. – 1999. – 99-50-G. – 40 p.
12. Nemova V.D. «Bazhenov Formation: Structure, Properties and Methods of Laboratory Research». // Society of Petroleum Engineers. – Moscow section meeting, 2012. – 2012. – November 13. – Retrieved from <http://www.spe-moscow.org/meetings/01/09/13>
13. Norton Rose Fulbright «Shale gas handbook». – 2013. – November. – 120 p.



14. Rodova N. «Will Russia Replicate US Success in Tight Oil Development?» // Platts Online, 2012. – 2012. – August 23. – Retrieved from <http://www.platts.com/newsfeature/2012/oi/russianoil/index 01/10/13>
15. Roger M. Slatt and Neal O'Brien «Pore types in the Barnett and Woodford gas shales: Contribution to understanding gas storage and migration pathways». – 2008.
16. Ulmishak G.F. «Petroleum Geology and Resources of the West Siberian Basin, Russia» // U.S. Geological Survey Bulletin. – 2003. – 2201-G. – U.S. Geological Survey, Reston, Virginia.
17. U.S. Energy Information Administration Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States June 2013 (June 13, 2013 – corrected Executive Summary, Table 5).
18. Сланцевый газ [Электронный ресурс] URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a3bd79b4d53a89421306d37\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a3bd79b4d53a89421306d37_0.html)
19. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В., Моллаев З.Х. Методология оценки ресурсов сланцевых отложений // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2015. – № 3. – С. 266–271.
20. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В. Постановка задачи физико-химического моделирования сланцевых пород // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. – № 1'2015. – С. 42–47.
21. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Исследование сланцевых пород и природы сланцевой нефтеносности баженовской свиты и формации Баккен // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 1. – С. 28–46.
22. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Жизненный цикл инновационного продукта – сланцевого газа // Новые технологии – нефтегазовому региону : материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (19–20 мая 2015 года). – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – Т. 1. – С. 49–52. – URL : <https://yadi.sk/i/6NCumI8BgmIDX>
23. Арутюнов Т.В. Минеральные ресурсы сланцевого газа и проблемы охраны окружающей среды // Сборник центра научных публикаций «Велес» по материалам Международной научно-практической конференции «I Весенние научные чтения» (30 мая 2015 года, г. Киев). – К. : Центр научных публикаций, 2015. – Ч. 2 – С. 21–27. – URL : [http://cnp.org.ua/files/Archive/Kiev\\_may\\_2015\\_part2.pdf](http://cnp.org.ua/files/Archive/Kiev_may_2015_part2.pdf)
24. Арутюнов Т.В. Сланцевый газ как перспективный вид ископаемого топлива // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 2. – С. 27–35.
25. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Экологические проблемы при разработке месторождений сланцевых углеводородов // Научно-технический журнал «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе». – М. : ВНИИОЭНГ, 2015. – № 9. – С. 39–42.
26. Арутюнов Т.В. История и значение сланцевого газа // Внедрение результатов инновационных разработок: проблемы и перспективы : сборник статей Международной научно-практической конференции (18 января 2016 года, г. Пенза) в 2 ч. – Уфа : МЦИИ ОМЕГА САИНС, 2016. – Ч. 2. – С. 170–179 – URL : <http://os-russia.com/SBORNIKI/KON-88-2.pdf>
27. Арутюнов Т.В., Матвеева И.С., Савенок О.В. Технология добычи сланцевого газа и влияние на экологию : Секция 2, Разработка нефтяных и газовых месторождений. Бурение скважин // Сборник тезисов Юбилейной 70-ой Международной молодёжной научной конференции «Нефть и газ – 2016», приуроченной к III Национальному нефтегазовому форуму (18–20 апреля 2016 года, г. Москва). – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016. – Т. 1. – С. 132.
28. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Характеристика пород-коллекторов сланцевого газа // Технические и технологические системы : Материалы восьмой международной научной конференции «ТТС-16» (24-26 ноября 2016 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – С. 253–261.

#### References:

1. Vasilyev 2010 «Slate gas» [Electronic resource]. – URL : <http://www.blogberg.com/blog/news/6815.html>
2. Geller E., Melnikova S. Uncertainty zone // Annex to the magazine «energy industry. Development strategies». – 2010. – No. 2.
3. Abrams M.A. «Oil Families and Their Potential Sources in the Northeastern Timan Pechora Basin, Russia» // AAPG Bulletin. – 1999. – Vol. 83. – № 4, April. – P. 553–577.
4. Chevron «Seek Shale Gas in Poland as Europe Focuses on Unconventional Reserves», 2009. [Electronic resource]. – URL : <http://oilprice.com/europe-focuses-on-unconventional-reserves.html>
5. Curtis J.B. «Fractured shale gas system». – 2002

6. David A. Waldo, Gaffney, Cline & Associates. Geologic Factors Associated with Successful Shale Gas Plays // Department of Energy & Climate Change, About shale gas and hydraulic fracturing (fracking). – 2013. – 19 December.
7. Gavshin and Zakharov «Geochemistry of the Upper Jurassic-Lower Cretaceous Bazhenov Formation, West Siberia – Abstract» // Economic Geology. – 1996. – Vol. 91. – P. 122–133.
8. Johnson D. Reservoir characterization of the Barnett Shale // Barnett Shale Symposium, Ellison Miles Geotechnology Institute at Brookhaven College, Dallas, Texas. – 2003. – November 12–13.
9. Littke R., Cramer B., Gerling P., Lopatin N.V., Poelchau H.S., Schaefer R.G. and Welte D.H. «Gas Generation and Accumulation in the West Siberian Basin» // AAPG Bulletin. – 1999. – Vol. 83. – № 10. – P. 1642–1665.
10. Lopatin N.V., Zubairaeв S.L., Kos I.M., Emets T.P., Romanov E.A. and O.V. Malchikhina «Unconventional Oil Accumulations in the Upper Jurassic Bazhenov Black Shale Formation, West Siberian Basin: A Self-Sourced Reservoir System» // Journal of Petroleum Geology. – 2003. – Vol. 26. – P. 225–244.
11. Lindquist S.J. «The Timan-Pechora Basin Province of Northwest Arctic Russia: Domanik-Paleozoic Total Petroleum System» // U.S. Geological Survey Open-File Report. – 1999. – 99-50-G. – 40 p.
12. Nemova V.D. «Bazhenov Formation: Structure, Properties and Methods of Laboratory Research». // Society of Petroleum Engineers. – Moscow section meeting, 2012. – 2012. – November 13. – Retrieved from <http://www.spe-moscow.org/meetings/01/09/13>
13. Norton Rose Fulbright «Shale gas handbook». – 2013. – November. – 120 p.
14. Rodova N. «Will Russia Replicate US Success in Tight Oil Development?» // Platts Online, 2012. – 2012. – August 23. – Retrieved from <http://www.platts.com/newsfeature/2012/oi/russianoil/index 01/10/13>
15. Roger M. Slatt and Neal O'Brien «Pore types in the Barnett and Woodford gas shales: Contribution to understanding gas storage and migration pathways». – 2008.
16. Ulmishek G.F. «Petroleum Geology and Resources of the West Siberian Basin, Russia» // U.S. Geological Survey Bulletin. – 2003. – 2201-G. – U.S. Geological Survey, Reston, Virginia.
17. U.S. Energy Information Administration Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States June 2013 (June 13, 2013 – corrected Executive Summary, Table 5).
18. Slate [Electronic resource] URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a3bd79b4d53a89421306d37\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a3bd79b4d53a89421306d37_0.html)
19. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Owlet O.V., Mollayev of Z.H. Metodologiya of assessment of resources of slate deposits // Mountain information and analytical bulletin (scientific and technical magazine). – M. : Mountain Book publishing house, 2015. – No. 3. – P. 266–271.
20. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Owlet O.V. Problem definition of physical and chemical modeling of slate breeds//Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2015. – No. 1'2015. – P. 42–47.
21. Arutyunov T.V., Owlet O.V. Issledovaniye of slate breeds and nature of slate oil-bearing capacity of the Bazhenov shale and formation Bakken // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – No. 1. – P. 28–46.
22. Arutyunov T.V., Owlet O.V. Lifecycle of an innovative product – slate gas // New technologies – to the oil and gas region: materials of the scientific and practical conference of students, All-Russian with the international participation, graduate students and young scientists (on May 19–20, 2015). – Tyumen : TSOGU, 2015. – T. 1. – P. 49–52. – URL : <https://yadi.sk/i/6NCumI8BgmIDX>
23. Arutyunov T.V. Mineral resources of slate gas and a problem of protection of the environment // the Collection of the center of the scientific publications «Velez» for materials International on - the uchno-practical conference «I Spring scientific readings» (on May 30, 2015, Kiev). – To. : Center of scientific publications, 2015. – Part. 2. – P. 21–27. – URL : [http://cnp.org.ua/files/Archive/Kiev\\_may\\_2015\\_part2.pdf](http://cnp.org.ua/files/Archive/Kiev_may_2015_part2.pdf)
24. Arutyunov T. V. Slate gas as perspective view of fossil fuel // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – No. 2. – P. 27–35.
25. Arutyunov T.V., Owlet O.V. Environmental problems in case of development of fields of slate hydrocarbons//the Scientific and technical magazine «Environment Protection in an Oil and Gas Complex». – M. : VNIIOENG, 2015. – No. 9. – P. 39–42.
26. Arutyunov T.V. History and value of slate gas // Implementation of results of innovative developments: problems and prospects: the collection of articles of the International scientific and practical conference (on January 18, 2016, Penza) in 2 part. – Ufa : MTsII OMEGA of SAYNS, 2016. – Part. 2. – P. 170–179 – URL : <http://os-russia.com/SBORNIKI/KON-88-2.pdf>
27. Arutyunov T.V., Matveeva I.S., Owlet O.V. Tekhnologiya of production of slate gas and in-

fluence on ecology : Section 2, Development of oil and gas fields. Well-drilling // the Collection of theses of the Anniversary 70th International youth scientific conference «Oil and Gas – 2016» dated for the III National oil and gas forum (on April 18–20, 2016, Moscow). – M. : RGU of oil and gas of name I.M. Gubkina, 2016. – Т. 1. – P. 132.

28. Arutyunov T.V., Owlet O.V. Characteristic of breeds collectors of slate gas // Technical and technological systems : Materials of the eighth international scientific TTS-16 conference (on November 24–26, 2016) / FGBOOU WAUGH of «KUBGTU», KVVAVL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Gaytova. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – P. 253–261.