

Министерство природных ресурсов Российской Федерации  
Федеральное агентство по недропользованию

**Открытое акционерное общество «Научно-производственный центр  
по сверхглубокому бурению и комплексному изучению недр Земли»  
ОАО «НПЦ «Недра»**

## **Сланцевые углеводороды** (Библиографический обзор)



г. Ярославль, 2012

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

УДК 553. 983 (048)

### Составители

*Библиографического обзора «Сланцевые углеводороды»,  
переводчики английских текстов и русификации иллюстраций:*

**Цветков Лев Дмитриевич** - руководитель группы тематических исследований Открытого акционерного общества «Научно-производственный центр по сверхглубокому бурению и комплексному изучению недр Земли» (ОАО «НПЦ «Недра»).

**Цветкова Надежда Львовна** – магистрант Кафедры теоретических основ поисков и разведки нефти и газа Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина.

**Фото на обложке.** 1960 г. В центре – руководитель Крымской геологической практики Алексей Алексеевич Богданов. В разные годы: проректор по строительству МГУ им. М.В. Ломоносова на Воробьевых горах, заведующий Кафедрой исторической и региональной геологии, декан Геологического факультета МГУ. Педагог, Ученый и Человек с большой буквы.

## РЕФЕРАТ

В условиях «бума» исследований и добычи сланцевого газа и сланцевой нефти, распространяющегося из США по всему миру, возникает необходимость в своевременном теоретическом осознании важности этого явления геологическим сообществом и своевременной корректировке учебных программ профессиональной подготовки кадров не только нефтяников и газовиков, но и других специалистов геологической отрасли. В настоящее время на русском языке нет необходимых учебников или учебных пособий, освещающих своеобразную проблематику, связанную с нетрадиционными ресурсами «сланцевых углеводородов».

Предлагаемый Библиографический обзор «Сланцевые углеводороды» является скромным вкладом в популяризацию рождающегося нового направления геологической науки. В нем подобраны фрагменты более четырех десятков литературных источников на русском и английском языках, которые в совокупности дают, как представляется, достаточно полную картину состояния исследований и разработки нетрадиционных ресурсов «сланцевых углеводородов». Это касается как теоретической стороны, так и практического промышленного освоения месторождений такого рода нефти и газа. В работе рассмотрены наиболее успешные в освоении и перспективные поля (плеи) Северной Америки (США и Канады), отражено современное состояние работ в других странах мира.

Поскольку в условиях России, с ее богатейшими ресурсами традиционного природного газа, наибольшее практическое значение в ближайшие годы может иметь «сланцевая нефть» в работе приведена достаточно детальная информация о наиболее значимых нефтематеринских сланцевых толщах (доманиковая, баженовская, кумская и некоторые другие свиты). Первоочередное практическое значение могут иметь нетрадиционные ресурсы сланцевой нефти среднеэоценовой кумской свиты Северо-Западного Кавказа.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>Введение</b> .....	9
<b>1. Сланцевые углеводороды в российских научных публикациях</b> .....	14
<b>2. Общая информация о сланцах, содержащих нефть и газ</b> .....	28
<b>3. Некоторые вопросы теории тонкой слоистости сланцев</b> .....	34
<b>4. Сланцы доманиковой свиты – D<sub>3</sub> f.</b> .....	45
<b>5. Между горючими сланцами и преимущественно пелитовыми толщами</b> .....	54
5.1. Горючие сланцы.....	54
5.2. Баженовская свита.....	57
5.3. Майкопская серия. Хадумская и баталпашинская свиты.....	64
5.4. Сланцы Хайнесвилл.....	73
<b>6. Разработка сланцевых углеводородов в США</b> .....	94
6.1. Некоторые проблемы использования современных технологий.....	94
6.2. Примеры полей нефтенасыщенных сланцев.....	107
6.3. Примеры полей газонасыщенных сланцев.....	124
<b>7. Исследования и разработка сланцевых углеводородов в Канаде</b> .....	148
<b>8. Сланцевые углеводороды Украины</b> .....	162
<b>9. Результаты исследований сланцевых углеводородов в других странах мира (за пределами России)</b> .....	172
<b>10. Примеры сланцевых углеводородов в России</b> .....	188
10.1. Рифейские сланцы Московской синеклизы.....	188
10.2. Рифейские и кембрийские сланцы Аяно-Майского прогиба (вблизи Охотского моря).....	194
10.3. Сланцы кумской свиты южного борта Западно-Кубанского прогиба.....	202
<b>11. Профили продуктивности скважин на сланцевые углеводороды</b> .....	209
<b>12. Примеры методики исследования сланцевых нефтегазоматеринских толщ в слабоизученных регионах</b>	
12.1. Оценка неоткрытых технически извлекаемых ресурсов нефти и газа в нефтегазоматеринских сланцевых толщах Северной Аляски	
12.2. Идентификация палеозойских нефтегазоматеринских сланцевых толщ эпибайкальской Тимано-Печорской плиты и прилегающих герцинских и раннекиммерийских складчатых сооружений (дискуссионный материал)	
<b>Список использованных источников</b> .....	216

## СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ

Рисунок 1.	Обнажение сланцев Марселлус.....	11
Рисунок 2.	Обнажение сланцев Нью Олбани.....	12
Рисунок 3.	Схема распространения на территории России толщ (свит), способных содержать сланцевые УВ.....	22
Рисунок 4.	Оценка прогнозных сланцевых УВ на территории России.....	22
Рисунок 5.	Карта, показывающая положение Умбрийских Апеннин Центральной Италии (А). Карта положения местности Горго Цербара (В). Стратиграфическое описание черных сланцев Ливелло Бонарелли (Livello Bonarelli) в районе Горго Цербара (Gorgo Cerbara), отложенных на рубеже сеноманского и туронского времени мела (С).....	35
Рисунок 6.	Интегральный глубинный профиль осадочных компонентов в LB.....	38
Рисунок 7.	Карта района исследований в Восточном Техасе и Западной Луизиане..	74
Рисунок 8.	Структурные элементы северной части Мексиканского залива.....	76
Рисунок 9.	Модель земной коры по гравитационным данным вдоль субмеридиональной (север-юг) линии разреза через поднятие Себайн (Sabine Uplift) и центр изученного района.....	77
Рисунок 10.	Палеогеография в период осадконакопления сланцев Хайнесвилл.....	79
Рисунок 11.	Мезозойская стратиграфия Восточного Техаса.....	80
Рисунок 12.	Изопахиты сланцев Хайнесвилл.....	82
Рисунок 13.	Структурная карта по кровле сланцев Хайнесвилл.....	83
Рисунок 14.	Тип каротажных кривых для Восточного Техаса и Северо-Западной Луизианы, показывающие трехпорядковые циклы, циклы границ и полос систем .....	84
Рисунок 15.	Профиль-разрез ВВ <sup>1</sup> .....	86
Рисунок 16.	Зоны крепления и программы цементирования.....	95
Рисунок 17.	Объемный состав флюида, используемого при гидроразрыве.....	95
Рисунок 18.	Примерная модель стимуляции гидравлической трещиноватости.....	96
Рисунок 19.	Картирование микросейсмических событий.....	96
Рисунок 20.	Баланс потребления энергии в Соединенных Штатах по видам топлива (2007).....	99
Рисунок 21.	Использование природного газа в США по секторам экономики.....	99
Рисунок 22.	Сравнение тенденций производства, потребления и импорта природного газа в Соединенных Штатах.....	100
Рисунок 23.	Типичный состав природного газа.....	102
Рисунок 24.	Производство природного газа по источникам.....	103
Рисунок 25.	Состав нетрадиционного газа Соединенных Штатов.....	104
Рисунок 26.	Сланцевые бассейны в Соединенных Штатах .....	106
Рисунок 27.	Поля (плеи) и бассейны сланцевых углеводородов района Бакен, граница США и Канады.....	108
Рисунок 28.	Поля (плеи) и бассейны сланцевых углеводородов в Скалистых Горах США.....	115
Рисунок 29.	Месторождения Найобрара-Манкос (регион Скалистых Гор).....	116
Рисунок 30.	Поля (плеи) и бассейны сланцевых углеводородов юга США.....	121
Рисунок 31.	Распространение сланцев Барнетт (Barnett) в штате Техас .....	124
Рисунок 32.	Стратиграфия сланцев Барнетт (Barnett) .....	125
Рисунок 33.	Сланцы Барнетт (Barnett) в бассейне Форт-Уорт.....	125
Рисунок 34.	Добыча сланцевого газа из формации Барнетт (Barnett) (1993-2007 гг.)..	126
Рисунок 35.	Стратиграфия сланцев Хайнесвилл.....	127
Рисунок 36.	Сланцы Хайнесвилл в бассейне Техаса и Луизианы.....	127

Рисунок 37. Стратиграфия сланцев Файеттевилл.....	128
Рисунок 38. Сланцы Файеттевилл в бассейне Аркома.....	128
Рисунок 39. Поля (плеи) и бассейны сланцевых углеводородов юго-восточной Канады.....	130
Рисунок 40. Поля (плеи) и бассейны сланцевых углеводородов Аппалачского региона США.....	132
Рисунок 41. Распространение сланцев формации Марселлус (Marcellus).....	133
Рисунок 42. Стратиграфия сланцев Марселлус (Marcellus).....	133
Рисунок 43. Положение сланцев Марселлус (Marcellus) в стратиграфическом разрезе	134
Рисунок 44. Сланцы Марселлус (Marcellus) в Аппалачском бассейне.....	134
Рисунок 45. Субширотный (запад-восток) профиль Аппалачского девонского сланцевого бассейна.....	135
Рисунок 46. Стратиграфия сланцев Вудфорд (Woodford) в бассейне Анадарко.....	137
Рисунок 47. Сланцы Вудфорд (Woodford) в бассейне Анадарко.....	137
Рисунок 48. Стратиграфия сланцев Антрим (Antrim).....	138
Рисунок 49. Сланцы Антрим (Antrim) в Мичиганском бассейне.....	138
Рисунок 50. Стратиграфия сланцев Нью Олбани (New Albany).....	140
Рисунок 51. Сланцы Нью Олбани (New Albany) в Иллинойском бассейне.....	140
Рисунок 52. Поля (плеи) и бассейны сланцевых углеводородов Южной Калифорнии США.....	147
Рисунок 53. Предварительный перечень потенциальных формаций сланцевого газа в провинции Альберта (Канада).....	149
Рисунок 54. Поля (плеи) и бассейны сланцевых углеводородов юго-западной Канады.....	150
Рисунок 55. Стратиграфическая аналогия между формацией сланцев Антрим (Antrim) в Мичиганском бассейне и формацией сланцев Секонд Вайт Спеклд (Second White Speckled - 2WS) на севере Центральной Альберты.....	158
Рисунок 56. Местоположение Днепровско-Донецкого бассейна.....	163
Рисунок 57. Суббассейны внутри Днепровско-Донецкого бассейна на Украине.....	163
Рисунок 58. Стратиграфия Днепровско-Донецкого бассейна.....	165
Рисунок 59. Таблица событий нефтяной системы Днепровско-Донецкого бассейна.....	166
Рисунок 60. Слоистые черные сланцы, рассеченные кварц-сульфидными жилами. Cu-Co-Zn-Mn рудная залежь Talvivaara.....	178
Рисунок 61. Основные литологические подразделения скважины Оутокумпу R-2500.....	179
Рисунок 62. Стратиграфия Бразильского Средне-Амазонского бассейна.....	186
Рисунок 63. Схема авлакогенов Центральной части Русской плиты.....	189
Рисунок 64. Геологический разрез южного борта Среднерусского авлакогена: I-I Молоковский участок, II-II Даниловский участок.....	191
Рисунок 65. Фрагмент сейсмогеологического разреза по профилю.....	195
Рисунок 66. Ахтырское поле сланцевых углеводородов среднеэоценовой кумской свиты (Краснодарский край).....	204
Рисунок 67. Структурная карта кровли автохтонной части кумской свиты (по реперу R <sub>кр</sub> , сейсмогоризнту F5) в пределах Левкинского нефтяного месторождения в Краснодарском крае.....	205
Рисунок 68. Геологический разрез по линии I-I через Левкинское нефтяное месторождение (Краснодарский край).....	206
Рисунок 69. Производство сланцевого газа поля Файеттевилл.....	210
Рисунок 70. Количество испытанных новых скважин на сланцевый газ поля Файеттевилл.....	210
Рисунок 71. Типичная продуктивность скважины.....	211

Рисунок 72. Распределение месячного пика производства в первый год работы скважины.....	211
Рисунок 73. Средняя продуктивность скважины в первый год работы.....	212
Рисунок 74. Распределение скважин по производительности в первый год работы....	212
Рисунок 75. Распределение уровней продуктивности скважин в первый год работы...	213
Рисунок 76. Профиль среднего уровня продуктивности скважин.....	214
Рисунок 77. Новые скважины, необходимые для достижения и поддержания добычи в 14,3 млрд. м <sup>3</sup> /год.....	215
Рисунок 78 Северо-Аляскинская провинция с изображением границ оцениваемых формаций (assessment unit- AU), обсуждаемых в тексте.....	218
Рисунок 79 Карта изопахит преимущественно трансгрессивной фации нефтегазоматеринской триасовой сланцевой формации Шублик (Shublik) на Северном склоне Аляски	219

## СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.	Аутигенная нефтегазоносность кремнистых толщ.....	15
Таблица 2.	Стратиграфическое положение и распространение изученных пород с повышенными концентрациями сапропелевого ОВ .....	49
Таблица 3.	Сравнение экономических показателей битуминозных песков Атабаски (Канада) и горючих сланцев (бассейн Грин-Ривер, США).....	56
Таблица 4.	Средние значения показаний каротажа на кабеле по стратиграфическим подразделениям.....	81
Таблица 5.	Главные составляющие аргиллитов сланцев Хайнесвилл.....	88
Таблица 6.	Спектр общего содержания органического вещества (ТОС) в сланцах Хайнесвилл.....	89
Таблица 7.	Неоткрытые технически извлекаемые ресурсы сланцевых углеводородов нижних 48 штатов США.....	106
Таблица 8.	Неоткрытые технически извлекаемые ресурсы сланцевых углеводородов Канады.....	148
Таблица 9.	Геологические ресурсы сланцевого газа Канады по направлениям геологоразведочных работ.....	150
Таблица 10.	Оценка геологических ресурсов сланцевого газа суббассейнов Днепрово-Донецкого бассейна (Украина).....	167
Таблица 11.	Основные геологические параметры трех крупных проектов разработки сланцевого газа США.....	171
Таблица 12.	Состав органического вещества графитсодержащих пород глубокой скважины Оутокумпу R-2500 .....	181
Таблица 13.	Состав газовой фазы, экстрагированной из образцов пластовой воды «in situ» с глубины 957-997 м и 1458-1507 м .....	183
Таблица 14.	Стратиграфический разрез Средне-Амазонского бассейна в Бразилии...	186
Таблица 15.	Ключевые оценочные данные, использованные при оценке ресурсов сланцевой нефти и сланцевого газа формаций Северного склона Аляски.....	220
Таблица 16.	Результаты оценки ресурсов сланцевой нефти и сланцевого газа Северного склона Аляски.....	221

## ВВЕДЕНИЕ

Если в предлагаемом ниже фрагменте публикации от 1863 года сместить события в наши дни (на полтора столетия) и заменить слово «петроль» (нефть) на «сланцевые углеводороды», то ситуация будет весьма узнаваемой:

*О вероятности открытия месторождений нефти во внутренних губерниях России / Горный журнал или собрание сведений о горном и соляном деле с присовокуплением новых открытий по наукам к сему предмету относящихся. Часть III. Геология, геогнозия и палеонтология. Санкт-Петербург. В типографии Иосафата Огризко. 1863 г.*

В горный ученый комитет поступила копия с письма русского генерального консула в Нью-Йорке барона Остен-Сакена к генерал-лейтенанту Пашкову следующего содержания:

«Некто г. Чандор, поверенный частной компании, образовавшейся, по-видимому, в С.-Петербурге для ввоза в Россию из Америки петроля (масла, изготовляемого из нефти), был у меня недавно с рекомендательным письмом; я узнал также, что ему даны подобные же письма от Министерства иностранных дел к нашему посольству в Вашингтоне. Я не упущу всех случаев, которые мне представятся, для того, чтобы содействовать г. Чандору, имея в виду несомненную пользу от ввоза в Россию этого продукта, которого цена сравнительно очень низка, а применения весьма разнообразны.

Но я пользуюсь этим случаем, чтобы обратить внимание вашего превосходительства на важность, которую могут иметь изыскания в разных частях России для открытия источников петроля. Нефтяные источники близ берегов Каспийского моря, как бы они ни были изобильны, все-таки слишком удалены от центров потребления в империи, и дороговизна перевозки должна оказать чувствительное влияние на цену этого продукта. С другой стороны, в Америке опыт доказал, что не одна только каменноугольная формация доставляет петроль в изобилии: его находили в самых разнообразных геологических формациях, углубляясь в верхних слоях земли получали нефтяные ключи в таких местах, где никогда не предполагали их существования. Один из американских геологов, доктор Ньюберри, неоднократно обращал на это мое внимание, прибавляя, что, сколько ему известно строение русской почвы, он может, кажется, предсказать открытие источников петроля в разных губерниях России. Мнение доктора Ньюберри заслуживает тем большего доверия, что он специально занимался вопросом о петроле со всех его сторон, исследовал состав масла из разных источников, способы разведки, способы очищения масла и пр. Занимаясь по поручению федерального правительства геологическими исследованиями в западных частях Соединенных Штатов, он имел возможность приобрести во время своих путешествий большую опытность в этом деле.

Если предсказание доктора Ньюберри оправдается, то это будет изобильным источником национального богатства для России и, может быть, вместо ввоза петроля, мы в состоянии будем вывозить его.

Чтобы составить себе понятие о быстроте, с которой добывание этого продукта достигло в Соединенных Штатах нынешней своей важности, достаточно указать на следующие цифры: в 1859 году его добыто немного более 20 000 галлонов (около 7 400 ведер или 75,6 т); в 1860 г добыто 2 000 000 галлонов (около 740 000 ведер или 7 560 т), а в следующем уже около 20 000 000 галлонов (7 400 000 ведер или 75 600 т) выпущено в продажу. Числа эти не совершенно точны: но вот более верные сведения за 1862 год, в этом году было вывезено в другие страны из Нью-Йорка, Филадельфии, Балтимора и Бостона 11 402 382 галлона (4 212 268 ведер или 43 101 т), стоимость которых

оценивается в 3,5 млн. долл. (4 655 000 руб). Впрочем, вообще полагают, что эти официальные цифры ниже действительных, потому что один вывоз в Англию оценивают в 5 млн. долл. (6 650 000 руб).

Я счел этот предмет довольно важным, чтобы обратить на него внимание министерства финансов; оно само изберет, что должно делать, чтобы исследовать вопрос о существовании источников петроля в России. Между тем я адресовал г. Чандора к доктору Ньюберри, находящемуся теперь в Луисвилле в Кентукки, в качестве члена комиссии народного здоровья, учрежденной федеральным правительством. Я надеюсь, что он извлечет пользу из его познаний.

«Во всяком случае я думаю, что Правительство сделает очень хорошо, если распорядится произвести на свой счет изыскание, или по крайней мере возбудит внимание публики к пользе подобных поисков. Может быть даже было бы полезно призвать человека, столь опытного во всем, что касается этой отрасли промышленности, как г. Ньюберри. И предложить ему объехать Россию и представить правительству рапорт о результатах обзора».

Письмо барона Остен-Сакена, по положению ученого комитета, было передано на рассмотрение генерал-лейтенанта Гельмерсена, который следующим образом изложил свое мнение о нем:

«Из письма не видно на чем собственно г. Ньюберри основывает заключение, что петроль должен находиться во многих местах Европейской России, но видно, что он недостаточно знаком со свойствами наших почв. За исключением меловой почвы, во всех прочих осадочных образованиях России в разных местах и с различной целью были углублены буровые скважины, доведенные иногда до глубины 800 футов (244 м), и ни в одной из них не оказалось признаков нефти. На основании этих данных надобно полагать, что в России (не говоря о западном побережье Каспийского моря) нет надежды на открытие нефти и что поиски и разведки, предлагаемые бароном Сакеном, едва ли могли увенчаться успехом.

В России горные смолы нигде не заключаются в горных породах в виде капельной жидкости, но бывают тесно смешаны с некоторыми из них, как то с сланцеватыми глинами нижней силурийской почвы в Эстляндской губернии, с горючим сланцем Тиманских гор, известным под названием *домоника*, из которого по временам приготовляли горную смолу; также с горючим сланцем юрской почвы в Симбирской и Оренбургской губерниях, и с глинами и рухляками на Самарской луке, на Волге, и на реках Сок, около Сергиевских серных вод. В последней местности, по показанию некоторых лиц, нефть в малых количествах всплывает на воде. Это единственный в России пункт, на котором поиски нефти имели бы некоторое основание: но полагаю, что поиски эти должны быть предоставлены частным лицам, а не горному ведомству».

В 2009 году в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проходило очередное научное совещание, на котором с интересным сообщением выступил директор Института проблем нефти и газа РАН академик А.Н. Дмитриевский. Два момента особенно привлекли внимание присутствующих:

Во-первых, докладчик констатировал, что нефтяная и газовая промышленность России на рубеже двух веков оказалась перед невиданными вызовами, которые создают необходимость смены парадигмы технологического развития нефтегазового комплекса России.

Во-вторых, он рассказал о забавной, но и грустной для наших специалистов, истории, случившейся несколькими месяцами ранее на одном из международных форумов, где официальный российский представитель с большим энтузиазмом рассказывал о предстоящем освоении уникального Штокмановского газоконденсатного месторождения в Баренцевом море, об открывающихся перспективах масштабного экспорта российского сжиженного газа в США. Сидевший рядом с А.Н.Дмитриевским

американец поморщился и неожиданно сообщил, что в настоящее время импортный сжиженный газ США не нужен в принципе, поскольку у них началась промышленная разработка огромных залежей нетрадиционного сланцевого газа (Рис. 1, 2).



Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009

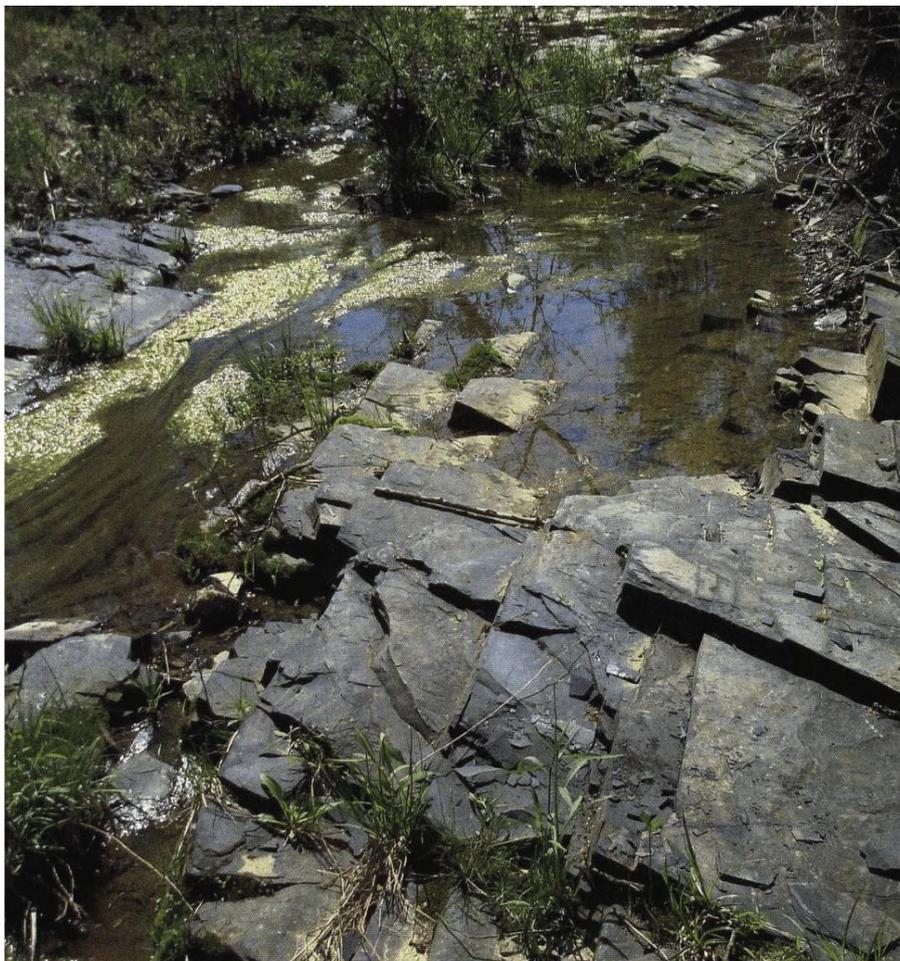
Рис. 1. Обнажение сланцев Марселлус (D<sub>2</sub>)

На XIX Губкинских чтениях, проходивших в ноябре 2011 года в РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, в докладе В.И.Высоцкого (ОАО «ВНИИЗарубежгеология») была озвучена официальная информация о том, что в 2010 году добыча сланцевого газа в США производилась в пределах семи полей (плевов) и достигла 138 млрд. м<sup>3</sup> или 23 % от общей добычи газа в этой стране.

Поворотным пунктом в разработке нетрадиционных сланцевых углеводородов (сначала газа, а затем и нефти) стал 2002 год, ознаменовавший началом бурения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом и закачкой пропантов. Для полноты картины остается только добавить, что в 2010 году добыча сланцевой нефти только на одном месторождении Баккен (Северная Дакота, США) достигла 13,6 млн.т.

Событие 2002 года, ставшее началом нового технологического этапа, не должно затмевать того очевидного факта, что добыча сланцевых нефти и газа в мире из поверхностных обнажений и с помощью вертикальных скважин началась за 200-250 лет до этого.

Вспомним классическую нефтегазоматеринскую сланцевую толщу – российский «доманик» (семилукский горизонт франского яруса верхнего девона), о котором еще в 1692 году сотрудник голландского посольства в России Николай Витсен писал, что на р. Ухте (Тиманский кряж, Республика Коми) на расстоянии 1,5 мили от волока из воды выделяется нефть и здесь же находится «доманик», который горит наподобие свечи [Witsen, 1692]. В 1745 году Федор Прядуков из этого «доманика» начал добычу нефти на р. Ухте и построил первый в мире небольшой нефтеперегонный завод. В 1855 году здесь была пробурена первая скважина глубиной 50 м.



Источник: Oil & Gas Journal./Sept.6,2010.p.72

Рис. 2. Обнажение сланцев Нью-Олбани (D<sub>2</sub>)

Первая промышленная газовая скважина была пробурена в Соединенных Штатах в 1821 году во Фредонии (Fredonia), штат Нью-Йорк, с получением сланцевого газа из девонских черных сланцев формации Фредония. Вскоре в этом районе было пробурено множество скважин на сланцевый газ, а сам газ использовался для бытовых целей и освещения улиц газовыми фонарями. После того, как в 1859 году дала нефть скважина Дрейк (Drake), добыча газа отошла на второй план, поскольку значительно большие объемы стали добываться из традиционных (в нынешнем понимании) газовых резервуаров. В сланцевых полях Хайнесвилл и Нью-Олбани разработка природного газа с использованием вертикальных скважин ведется более 100 лет, в сланцах Антрим добыча началась с 1940-х годов, в сланцах Барнетт с 1981 года.

Исследование вопроса объемов добычи сланцевых нефти и газа в СССР и России является задачей будущих исследований, но, например, только из одной сланцевой толщи – кумской свиты (P<sub>2</sub><sup>2</sup>) в Краснодарском крае с середины XX века было добыто не менее 100 млн.т.нефти и 50 млрд.м<sup>3</sup> газа.

Добыча нефти и газа из богатых углеводородами «сланцев», известная как «сланцевая нефть» или «сланцевый газ», является одним из наиболее быстро развивающихся направлений современной разведки и разработки ресурсов нефти и газа. Начинается формирование самостоятельной отрасли нефтегазовой науки и практики. Требуют ответа многочисленные вопросы о природе толщ, из которых осуществляется добыча сланцевой нефти и сланцевого газа.

Геологи и нефтяники, служащие государственного аппарата, политические деятели и, естественно, общественность нуждаются в объективном источнике информации о нетрадиционных ресурсах углеводородов в виде «сланцевой нефти» и

«сланцевого газа», которые в течение ближайших 10 лет могут составить более 50 % добычи нефти и газа в крупнейшей экономике мира – Соединенных Штатах Америки.

Предлагаемый Библиографический обзор «Сланцевые углеводороды» представляет сборник специально подобранных фрагментов более 40 опубликованных (в основном в 2009-2011 годах) работ на английском и русском языках. Вмешательство составителей Библиографического обзора в данные тексты заключалось в их выборочном использовании, сжатии информации, необходимых стилистических правках, а также произвольно проявлялось при возможных неточностях перевода.

## 1. СЛАНЦЕВЫЕ УГЛЕВОДОРОДЫ В РОССИЙСКИХ НАУЧНЫХ ПУБЛИКАЦИЯХ

**Баженова О.К.** *Аутигенная нефтеносность – свойство глинисто-кремнистых толщ* / Геология и геохимия горючих ископаемых (к 50-летию кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ: (1945-1995 гг.): Сборник. 1995 г.

Это одна из первых работ, в которой рассматриваются теоретические аспекты специфического типа пород, с которыми ныне связывают сланцевые углеводороды. Ниже приводится практически полный текст данной статьи О.К. Баженовой.

Аутигенная нефтеносность или нефтеносность нефтематеринских и прежде всего глинистых толщ известна давно; добыча нефти из «сланцев» ведется более 100 лет в Карпатском регионе, в Аппалачах, в Калифорнии. Нефть в «сланцах» обычно считалась аллохтонной, хотя прямых доказательств этому не приводилось. Коллектор в «сланцевых» толщах рассматривался как трещинный, даже если емкостные параметры трещин совершенно не соответствовали притокам флюидов. За последние 20 лет в подобных толщах был открыт ряд новых месторождений: Салымское в баженовской свите ( $J_3$ ) Западной Сибири, Окружное в пиленгской свите ( $P_3$ ) Восточного Сахалина и в том числе крупнейшее месторождение Пойнт-Аргуэлло-Уэсо в формации Монтеррей ( $N_3^1$ ) в акватории Калифорнии, благодаря этому интерес к «сланцевым» толщам резко возрос и особенно к их емкостно-фильтрационным свойствам и их возможности заключать в себе залежи углеводородов.

Глинистые толщи, содержащие нефть, издавна относились к «сланцевым» и в качестве основного породообразующего компонента в них считалась глина.

При более детальных исследованиях было установлено, что в подавляющей части известных нефтегазоносных сланцевых толщ в породообразующих количествах содержится аутигенный кремнезем, так же эти толщи характеризуются, как правило, повышенными концентрациями ОВ, то есть эти толщи являются углеродсодержащими глинисто-кремнистыми.

В таблице 1 приведены примеры месторождений, связанных с кремнистыми толщами. Как видно из таблицы, месторождения связаны с разными типами силицитов различного возраста. Промышленная нефтеносность кремнистых толщ известна по всему разрезу фанерозоя от ордовика до плейстоцена, но в основном она приурочена к трем стратиграфическим уровням на платформах  $D_3-C$ , в складчатых областях  $P_3-N$ . Несмотря на различие в возрасте и литологии коллектора залежи в подобных толщах характеризуются определенными чертами, не свойственными обычным залежам в поровых коллекторах. Так, например, нефть зачастую находится в порах катагенетически незрелых, не вышедших из зоны протокатагенеза. Породы-коллекторы характеризуются высокой пористостью матрицы, проницаемость же матрицы ничтожно мала, значения трещинной проницаемости достигают десятков миллиардов, но замеренные параметры фильтрационных свойств коллектора не соответствуют явно повышенным притокам флюидов.

Залежи нефти имеют слабую связь со структурным планом. В одних случаях эта связь полностью отсутствует – сланцы Спрабери, Пьерре, Манкос, Огайо, Санта-Мария-Велли. Залежи часто приурочены к периклиналям структур: Журавское, Прасковейское, Лост-Хиллс; в случае, когда же залежи приурочены к антиклинальным ловушкам, как например, Пойнт-Аргуэлло-Уэсо, Окружное, Салымское, им также свойственна слабая связь со структурным планом. В залежах глинисто-кремнистых толщ часто отмечается АВПД с высоким коэффициентом аномальности. Пластовые давления в отдельных скважинах на отдельных глубинах часто резко различаются. Скважины характеризуются

Таблица 1.

## Аутигенная нефтегазоносность кремнистых толщ

Регион	Бассейн, прогиб, район	Формация (свита)	Возраст	Месторождения	Литология коллектора	Градация катагенеза	C <sub>орг</sub> (%)
1	2	3	4	5	6	7	8
Калифорния	Санта-Мария, Санта-Барбара	Монтерей и аналоги	N <sub>3</sub> <sup>1</sup>	Пойнт-Аргуэлло, Уэсо-Хондо, Сан-Мигель	Порцелланиты, порцелланитовые сланцы	ПК <sub>3</sub> -МК <sub>1</sub>	1-10 (3)
Калифорния	Санта-Мария	Сискоук	N <sub>3</sub> <sup>1</sup>	Санта-Мария Велли	Порцелланиты, порцелланитовые сланцы	ПК <sub>3</sub>	5
Калифорния	Сан-Хоакин	Этчигойн	N <sub>3</sub> <sup>1</sup>	Лос-Хилс, Элк-Хилс Бел-Риджэ	Диатомиты, порцелланиты	ПК <sub>2</sub> -ПК <sub>3</sub>	1-8
Сахалин	Пограничный прогиб	Пиленгская свита	P <sub>3</sub>	Окружное	Опоковидные силициты	PK <sub>3</sub> -МК <sub>1</sub>	0,3-3,0 (1)
Сахалин	Луньско-Нампинский район	Даехурейнская свита	P <sub>3</sub>	Маячное, Междуреченское	Кремнистые аргиллиты	МК <sub>1</sub>	0,8-1,0
Сахалин	Охинский район	Пильская	N <sub>3</sub> <sup>1</sup>	Восточно-Кайганское	Кремнистые аргиллиты	МК <sub>2</sub>	0,8-1,0
Камчатка	Тигильский	Ковачинская	P <sub>3</sub>	Рассошинская	Кремнистые аргиллиты	PK <sub>3</sub> -МК <sub>1</sub>	0,8-1,5
Япония	Акита	Оннагава	N <sub>3</sub> <sup>1</sup>	Найтиоки, Фукубасава	Диатомиты, туфодиатомиты	ПК <sub>2</sub> -ПК <sub>3</sub>	1-3
Скалистые горы	Сан-Хуан	Фронтьер Манкос	K	Солт-Крик, Хромо	Кремнистые аргиллиты	ПК <sub>2</sub>	1-3
Скалистые горы	Колорадо	Пьерре	K	Флоренс, Каньон-Сити	Кремнистые глины	ПК <sub>2</sub>	0,5-2,4
Уачитский пояс надвигов	Оклахома	Арканзасский новакулит	S-D	Мед, Юго-Восточный Кингстон	силицит	ПК <sub>2</sub> -ПК <sub>3</sub>	1-5
Аппалачский регион	Огайо, Кентукки, Пенсильвания, Нью-Йорк	Огайо, Чаттануга Хантер-Свил, Дженези, Лорен	D <sub>2</sub>  O		Глинисто-кремнистые сланцы  кремнистые	ПК-МК <sub>1</sub>	1-5

Продолжение таблицы 1.

1	2	3	4	5	6	7	8
Пермский бассейн		Сланцы Спраберри	P	Форкаунти	Кремнистые аргиллиты	ПК <sub>3</sub>	
Уиллистонский бассейн	Монтана С.Дакота	Баккен	D <sub>2</sub> -C <sub>1</sub>	Солт-Лейк, Кин, Монден, Хорленд	Глинисто- кремнистые сланцы	ПК <sub>3</sub> -МК <sub>2</sub>	2-20
Западная Сибирь		Баженовская свита	J <sub>3</sub>	Салымское Верхне-Салымское	Кремнисто-глинистые листоватые сланцы, глинистые силициты	МК <sub>1</sub> -МК <sub>2</sub>	3-10

очень длительными «сроками жизни», многие «сухие» скважины начинают работать после применения вторичных методов обработки; так же характерна «долгая жизнь» скважин, отдельные скважины в Предаппалачском бассейне работают более 100 лет. Для выявления залежей нефти в подобных толщах стандартные методы каротажа не эффективны.

На примере разновозрастных кремнистых толщ и прежде всего кайнозойских силицитов Тихоокеанского региона показано, что фанерозойское углеродное кремненакопление – фитогенное, с конца мезозоя источник ОВ и кремнезема – диатомовые. Состав ОВ и его нефтематеринский потенциал, а так же соотношение ОВ/кремнезем в этих толщах определяется, главным образом, экологическими и танатоценотическими особенностями фитоценоза. Высокий уровень бактериальной переработки предопределил обогащенность исходного ОВ липоидными компонентами с повышенным содержанием гетероэлементов. В кремнистых углеродсодержащих толщах процесс генерации жидких УВ имеет пульсационно-синусоидальный характер, выразившийся в последовательном проявлении нескольких фаз, приуроченных для различных типов толщ суммарно к трем уровням катагенеза; количество фаз и конкретные уровни их проявления обусловлены геохимическими особенностями толщ и степенью гетерогенности структуры бактериально-альгагенного ОВ.

Как видно из таблицы 1, кремнистые толщи могут быть нефтеносными на разных уровнях катагенетической эволюции, но особый интерес как с теоретической, так и с практической точки зрения представляет аутигенная нефтеносность их выше ГЗН, проявившаяся в ряде бассейнов Тихоокеанского пояса. Этот уровень нефтеносности имеет очень большую практическую значимость, так как непосредственно затрагивает нефтеносность небольших (малых) глубин.

Аутигенная нефтеносность зоны протокатагенеза обеспечивается протокатагенетическим нефтеобразованием, которое имеет место во многих известных нефтематеринских толщах (пиленгская свита Сахалина, формация Монтерей Калифорнии), оно обусловлено мягким термолизом смолисто-асфальтеновых компонентов и низкоконденсированных структур керогена бактериально-фитогенного ОВ. Генетическая связь нефтей и ОВ этих толщ доказана характером распределения биомаркеров и другими геохимическими параметрами.

В кремнистых и кремнисто-глинистых толщах с широким диапазоном возможностей генерации УВ уровень аутигенной нефтеносности определяется уровнем формирования коллектора.

Среди кремнистых толщ относительно изученными являются коллекторы пиленгской свиты (Р<sub>3</sub>) Окружного месторождения Восточного Сахалина, они изучались Р.В. Данченко, Л.В. Кузнецовой, В.С. Свитенко, А.И. Юрочко и др. Наиболее распространенным типом нефтесодержащих пород на этом месторождении являются опоквидные силициты, кремнезем в которых представлен опалом-КТ и халцедоном. Матрица породы имеет глобулярную структуру, и емкостные свойства обеспечиваются главным образом порами между глобулами и агрегатами глобул; преобладающий размер пор 0,5-3 мкм. Фильтрационные свойства коллектора определяются трещиноватостью; раскрытость трещин варьирует от 3 до 100 мкм, трещинная проницаемость, по данным А.М. Юрочко, достигает 150 мДарси, то есть коллектор пиленгской свиты трещинно-межглобулярный, характеризующийся высокой площадной неоднородностью. Коллектор такого типа формируется в существенно кремнистых толщах с момента возникновения глобулярной структуры пород, связанной с переходом аморфного кремнезема – опала А в опал-КТ, происходящим на градации ПК<sub>2</sub>-ПК<sub>3</sub> и появлением кварц-халцедоновой модификации на градации ПК<sub>3</sub>. Видимо, с аналогичным типом коллектора связана нефтеносность на ряде месторождений Калифорнии, как старых – Элк-Хилс, Сонсет, Касмалия, Ломпок, так и во вновь открытых – Пойнт-Аргуэлло-Уэсо, Южный Элвут и др., на которых нефтеносность связана с нижней частью зоны опала-КТ и халцедоновой

зоной. Именно халцедоновая форма кремнезема является тем оптимальным вариантом для коллектора этого типа, когда в породах еще сохраняются глобулярная микроструктура и, в то же время, создаются условия для возникновения трещиноватости.

При более высоком преобразовании кремнистой толщи (МК<sub>2</sub>-МК<sub>3</sub>), то есть в кварцевой зоне, емкостные свойства коллектора так же определяются трещиноватостью и реже пустотами в реликтах биогенной структуры и выщелачивания; параметры пористости и проницаемости варьируют в очень широких пределах; тип коллектора можно определить как пустотно-трещинный. В кремнисто-глинистых-карбонатных породах (баженовская свита, формация Баккен, Вудфорд, доманиковый горизонт и др.) т.е. в 3-х - 4-х компонентных толщах в формировании природного резервуара участвуют все составляющие – кремнезем, глинистое вещество, карбонат и ОВ с разной интенсивностью. В высокоуглеродистых толщах основная роль принадлежит ОВ. Зона оптимальных коллекторов в подобных толщах соответствует ГЗН (МК<sub>1</sub>-МК<sub>3</sub>). Интенсивная генерация обуславливает ряд взаимосвязанных процессов: высвобождение пространства за счет расхода части ОВ, возникновение в очаге генерации АВПД, образование микротрещин и в результате – формирование коллектора и микроскопления одновременно.

Эмиграция микронепти из микроочага в ловушку зачастую происходит при освобождении пространства, то есть в процессе разработки залежи. В подобных случаях становится понятной чрезвычайно «долгая жизнь» скважин, несоответствия добытой нефти и параметров первично установленной ловушки.

Наиболее благоприятными для аутигенной нефтеносности являются высококремнистые толщи с высокими концентрациями бактериально-фитогенного ОВ; типа формации Монтерей, в которой формирование коллектора происходит как за счет трансформации кремнезема на градации ПК<sub>3</sub>-МК<sub>1</sub>, так и за счет генерации ОВ и ГЗН; промышленная нефтеносность этой формации установлена по всему разрезу.

Потеря коллекторских свойств и экранирование флюидов в кремнистых толщах часто обусловлены катагенетическими изменениями, в таких случаях возникают так называемые «катагенетические» ловушки. Вероятно, с подобными катагенетическими ловушками связаны залежи месторождения Санта-Мария-Велли (Калифорния), приуроченные к четырем выклинивающимся на моноклинали проницаемым зонам в кремнистых сланцах. В пределах каждого крупного изостадиального уровня формирование катагенетических ловушек определяется неравномерностью преобразования пород в зависимости от соотношения и характера распределения глинистой, кремнистой и углеродистой компоненты. Предпосылки возникновения катагенетических ловушек закладываются в седиментогенезе – сложномозаичный характер распределения глинистой, кремнистой и углеродной составляющих.

Таким образом, основное условие аутигенной нефтеносности: глинисто-кремнистая углеродсодержащая толща как элемент осадочного бассейна и внутри него – автономная система, свойство которой пространственное, а в некоторых случаях и временное, единство процессов генерации ОВ и трансформации минералов кремнезема, глинистой или карбонатной составляющих, имеющих на разных этапах катагенетической истории и приведших к формированию коллекторов, в отдельных случаях, и ловушки, и в итоге – залежи.

**Дмитриевский А.Н., Высоцкий В.И. Сланцевый газ – новый вектор развития мирового рынка углеводородного сырья / Вестник ОНЗ РАН (т. 2). 2010 г.**

Ниже приводится изложение этой обзорной работы.

«Газовая революция», «сланцевая лихорадка» и другие подобные заголовки статей в журналах и газетах, появившиеся в изобилии после Мирового газового конгресса

(Буэнос-Айрес, октябрь 2009), свидетельствуют о том, что интерес к новой для многих стран проблеме получения газа из глинистых сланцев приобретает глобальное значение. При этом некоторые аналитики прогнозируют, что, благодаря освоению этого нетрадиционного вида энергоресурсов, США, Европа и Китай в ближайшее десятилетие в значительной мере снизят свои импортные потребности, а в более отдаленной перспективе смогут полностью удовлетворить их за счет собственных ресурсов.

Начало промышленной добычи газа из сланцев относится к 80-м годам прошлого столетия, когда на северо-востоке штата Техас стали бурить неглубокие вертикальные скважины (150-750 м) и, используя гидравлическую стимуляцию, начали извлекать газ из глинистых сланцев каменноугольного возраста (формация Барнетт). Дебиты скважин составляли около 3 тыс.м<sup>3</sup> в сутки и запасы на скважину оценивались в среднем 7 млн.м<sup>3</sup>. Постепенно совершенствовалась технология добычи, и к 2000 году она уже составила 13 млрд. м<sup>3</sup>. В 2002 году начался новый технологический этап – бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом и закачкой пропантов. Добыча стала расти, и уже в 2005 г составила 23 млрд. м<sup>3</sup>. С 2003 года стали разведываться сланцевые поля в Оклахоме, Пенсильвании, Луизиане и других штатах. В 2009 году добыча производилась на семи полях и достигла 67 млрд. м<sup>3</sup> или 11,3 % от общей добычи газа в США.

Кроме США началась добыча сланцевого газа и в Канаде на двух участках, которая в 2009 году составила 5 млрд. м<sup>3</sup> (2,6 % от общей добычи газа в стране).

Говоря о сланцевых полях, в англоязычной литературе обычно используют термин «плей». Под плеем в нефтегазовой геологии понимают совокупность однотипно построенных месторождений, разведка которых ведется одинаковыми методами и техническими средствами. То есть газосодержащий сланцевый плей содержит, по существу, одно месторождение, контуры которого определяются с помощью следующих параметров.

Первый – содержание глинистых сланцев. Сланец является горной породой, которая состоит из глинистых и неглинистых минералов (кварца и полевых шпатов). Содержание глинистых минералов в газосодержащих сланцах не должно превышать 50 процентов, иначе сланец будет подвержен пластичным деформациям, а значит, не сможет образовывать трещины, которые являются основными путями миграции газа, то есть определяют его проницаемость.

Второй – количество органического вещества. Оно должно превышать один процент, чтобы генерировать промышленные газовые скопления.

Третий – степень зрелости органического вещества в сланцах, которая в большинстве случаев определяется по отражательной способности витринита – микроскопических остатков высшей растительности. Она выражается в условных единицах и обозначается символом R<sub>o</sub>. Массовая генерация газовых углеводородов – главная зона газообразования фиксируется значениями R<sub>o</sub> более единицы.

Четвертый – пористость. Она должна составлять не менее 3-х процентов, для того, чтобы сланец содержал достаточные для разработки объемы газа.

В настоящее время в США околонушено 37 газосланцевых плеев, суммарной площадью более 1 млн. км<sup>2</sup>. Эти плеи обособляются, главным образом, в пределах осадочных бассейнов как платформенного (Пермский, Мичиганский, Иллинойский и др.), так и внутрискладчатого (Грин Ривер, Уинта, Парадокс и др.) типов. По геологическому возрасту большая часть плеев содержит газоносные сланцы девона, карбона (миссиссипий и пенсильваний), поздней юры и позднего мела. Наиболее изученным является плей Барнетт, расположенный на северо-востоке Техаса, в бассейне Форт Ворт. Газосодержащие сланцы верхнего карбона одноименной с плеем формации залегают на глубинах 750-2400 м. Суточная добыча по состоянию на июль 2009 года составляла 136 млн. м<sup>3</sup>.

Стоимость бурения одной скважины, включая операции по гидроразрыву пород продуктивного пласта, определяется ее глубиной, протяженностью горизонтальной части ствола и затрат на гидроразрыв, изменяется от 3 млн. долл. (плей Барнетт) до 10 млн. долл. (плей Хорн Ривер).

Анализ данных по разрабатываемым полям Северной Америки позволяет сделать следующие выводы:

1. Запасы на скважину в наиболее перспективных зонах изменяются от 80 млн.м<sup>3</sup> (Барнетт) до 140 млн. м<sup>3</sup> (Вудфорд).
2. Дебиты на начальном этапе составляют до 500 тыс. м<sup>3</sup>/сутки. В течение года они снижаются на 70 %, затем начинается медленное падение до 15 % и 10 %.
3. Жизненный цикл скважины в большинстве случаев 8-12 лет.
4. Удельная плотность ресурсов – 150-3500 млн. м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>.
5. Стоимость скважины – от 3 до 10 млн. долларов.
6. Для интенсификации притока используется технология StageFrac с закачкой воды и пропантов (гранулированные алюмосиликаты).
7. Себестоимость добычи газа – 100-150 долл./1000 м<sup>3</sup>.
8. Структура затрат: буровая установка – 20-25 %, насосы высокого давления для гидроразрыва и интенсификации притока – 30-40 %, трубная продукция – 10-15 %.

Авторы сделали оценку мировых ресурсов сланцевого газа (около 200 трлн. м<sup>3</sup>) и их распределение по отдельным регионам и странам (Западная и Восточная Европа – 11,2 трлн. м<sup>3</sup>, Китай – 12,2 трлн. м<sup>3</sup>, Россия – 20,1 трлн. м<sup>3</sup>). В Европе первоочередными объектами исследований являются силурийские сланцы в Польше, намюрские и посидониевые (верхнеюрские) сланцы в Германии и Нидерландах, кембрийские сланцы Алюм на юге Швеции. По мнению авторов, наибольшими перспективами обнаружения газосланцевых плеев располагает Польша и прежде всего ее северная часть – Гданьская впадина. В этом районе главным объектом являются силурийские сланцы, залегающие на глубинах от 500 до 3500 м.

В Китае выделено 4 первоочередных района в бассейнах Тарим, Турфан, Ордос и Сычуань, где ресурсы сланцевого газа оцениваются в интервале от 600 до 1280 млрд. м<sup>3</sup>. По мнению национальной компании «Синорес» суммарные ресурсы сланцевого газа в Китае составляют 45 трлн. м<sup>3</sup>.

В ближайшие 5-7 лет добыча сланцевого газа может начаться в Польше, Китае и Австралии.

В заключение, авторы отмечают, что развитие сланцевой индустрии может привести к снижению импорта газа в основных газопотребляющих странах, приостановке или отмене ряда проектов по строительству заводов СПГ и регазификационных терминалов, к изменению ценообразования на газ.

В России использование сланцевого газа целесообразно лишь для местных нужд, удаленных от газотранспортных систем, где его разведка и добыча будут экономически более выгодными, чем строительство газопроводов.

**Жарков А.М. Оценка потенциала сланцевых углеводородов России / Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. № 3. 2011.**

Ниже приводятся основные положения данной статьи.

Отмечается, что опыта разработки сланцевого газа человечеством накоплено пока недостаточно. Углеводороды (УВ) генетически связаны с нефтематеринскими толщами, при этом, когда отток флюидов из последних затруднен, создаются условия сохранения УВ непосредственно в этих толщах. В случае высоких цен на энергоносители становится рентабельным добывать газ из обогащенных органическим веществом (ОВ) нефтематеринских (обычно сланцевых) толщ. Это не значит, что нельзя таким образом добывать и сланцевую нефть, просто это более затратно и в современных условиях экономически не оправдано.

Начало современного этапа разработки и промышленной добычи сланцевого газа датируется 2002 годом, когда в США компания «Шлюмберже» на сланцевом поле

формации Барнетт пробурила первую горизонтальную скважину на сланцевый газ с использованием технологии гидроразрыва. Глубины залегания продуктивных отложений меняются от 1 км (Файеттевилл) до 4 км (Хайнесвилл) и в среднем составляют около 2 км. Эффективная мощность продуктивной толщи меняется от 21-36 м (Энтрим) до 30-183 м (Файеттевилл) при средних значениях около 40 м. Возраст газсланцевых формаций датируется в диапазоне от среднего девона (Марселлус) до поздней юры (Хайнесвилл).

Определяющими условиями являются:

- высокое содержание в формации ОВ (как правило, выше 2 %);
- соответствующая катагенетическая зрелость ОВ;
- присутствие в составе формаций пород, способных формировать трещинные коллекторы (примесь кварцевых алевролитов, кремнистого вещества, карбонатов);
- пористость отложений, составляющая не менее 5 % для того, чтобы сланец содержал достаточные для разработки объемы газа;
- наличие перекрывающих и подстилающих толщ, обеспечивающих удержание УВ-флюидов в нефтематеринской формации.

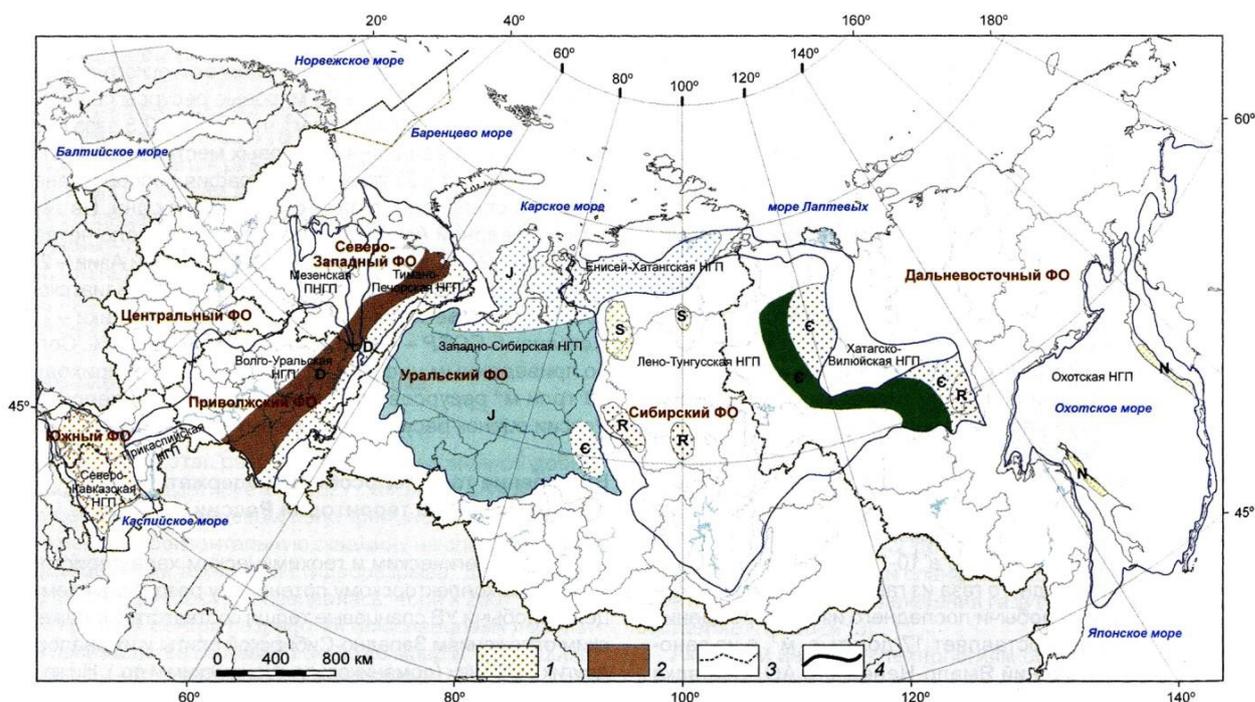
С технологических позиций добыча сланцевого газа обеспечивается сочетанием 3-х компонентов: усовершенствованием моделирования залежей, бурением горизонтальных скважин, проведением стадийных гидроразрывов пластов (ГРП). В наиболее распространенном варианте технология разработки сводится к бурению параллельных горизонтальных скважин с одной кустовой площадки и последующим распространением таких площадок на всю площадь поля. Протяженность горизонтальных скважин достигает 1200 м. При добыче сланцевого газа бурят 6-8 горизонтальных скважин на одну квадратную милю (2,3-3,1 скважин на 1 км<sup>2</sup>). При гидроразрыве пластов обычно используется вода, содержащая песок в качестве расклинивающего наполнителя и до 2 % химических реагентов для улучшения свойств смеси. Для одной операции ГРП требуется около 4000 т воды и 200 т песка. В среднем в течение года на каждой скважине производится по 3 операции ГРП. Начальные дебиты газовых скважин варьируют от 42 до 230 тыс. м<sup>3</sup>. Имеющийся сегодня опыт разработки сланцевых полей позволяет оценивать коэффициент извлечения газа из сланцев, который составляет 10-20 %.

В густонаселенных территориях за пределами США практические шаги по реализации добычи УВ из сланцев вызывают негативную реакцию. Это связано с выводом земель на участке месторождения из активного землепользования и отрицательным воздействием на экологию окружающей среды. Особое беспокойство вызывает возможность ухудшения качества питьевой воды, так как длина трещин гидроразрыва достигает 150 м и не исключается их распространение в вышележащие водонасыщенные пласты.

Себестоимость добычи сланцевого газа зависит от горно-геологических условий конкретного газсланцевого поля и оценивается разными экспертами примерно одинаково – от 150 до 300 долл/тыс. м<sup>3</sup>. Так, себестоимость добычи последнего из месторождений «Северное» в Катаре составляет 17 долл/тыс. м<sup>3</sup>, а из сеноманских месторождений Ямало-Ненецкого АО – порядка 20 долл/тыс. м<sup>3</sup>.

По оценке Международного энергетического агентства (2009) мировые ресурсы сланцевого газа оцениваются в 456 трлн. м<sup>3</sup>, что почти в 2,5 раза превышает запасы традиционных газовых месторождений, которые составляют 185 трлн. м<sup>3</sup>. По территории России оценок ресурсов сланцевых УВ не проводилось.

По литологическим и геохимическим характеристикам, а также по коллекторскому потенциалу разрабатываемые с целью добычи УВ сланцевые толщи соответствуют баженовским отложениям Западно-Сибирской плиты и их аналогам в других регионах (доманиковым, куонамским и др.). Ниже рассматриваются распространение и геологические характеристики таких обогащенных ОВ формаций на территории России (Рис. 3, 4).



Цветом показан возраст толщ согласно геохронологической шкале (см. таблицу), крапом – газовое насыщение, заливкой – нефтяное. Для примера: доманиковые отложения девонского возраста: 1 – с газовым насыщением, 2 – с нефтяным насыщением; 3 – границы федеральных округов (по состоянию на 01.01.2010 г.); 4 – границы нефтегазоносных провинций (НГП)

Рис. 3. Схема распространения на территории России толщ (свит), способных содержать сланцевые УВ

Регион	Толщи (свиты), способные содержать сланцевые УВ	Возраст отложений	Площадь распространения км <sup>2</sup> (нефть/газ)	Эффективная мощность отложений, м	Эталонный участок/удельная плотность ресурсов, тыс.т/км <sup>2</sup> /млн.м <sup>3</sup> /км	Кэффициент аналогии	Прогнозные ресурсы, нефть/газ, млн.т./млрд. м <sup>3</sup> (категория)
Восточная Сибирь	Малгинская, шунтарская, аянская	Рифей	-/119373	20	Вудфорд/10,5	0,1	-/125(Д <sub>2</sub> )
Восточная Сибирь	Куонамская	Ранний кембрий	317989/274504	30	Среднеазымский/22,0 Вудфорд/10,5	0,1	700/288 (Д <sub>2</sub> )
Западная Сибирь	Куонамская	Ранний кембрий	-/62578	30	Вудфорд/10,5	0,1	-/65 (Д <sub>2</sub> )
Восточная Сибирь	Граптолитовые сланцы	Ранний силур	-/73 606	20	Энтрим /19,3	0,2	-/284 (Д <sub>2</sub> )
Русская плита	Доманик	Поздний девон	408126/236576	30	Среднеазымский/22,0 Энтрим/19,3	0,1	898/457 (Д <sub>2</sub> )
Западная Сибирь	Баженовская, яновстанская	Поздняя юра	1465330/561384	35	Среднеазымский/22,0 Хайнесвилл/30,4	0,3	9671/5119 (Д <sub>2</sub> )
Предкавказье	Кумская, худумская	Эоцен-олигоцен	-/285945	100	Файеттевилл/ 52,0	0,2	-/2974(Д <sub>1</sub> )
Сахалин, Камчатка	Даехурейнская, уймнинская, вивентекская, кулувенская	Неоген	-/46197	100	Файеттевилл/ 52,0	0,1	-/240(Д <sub>2</sub> )
Российская Федерация, всего	-	-	-	-	-	-	11269/9552

Цвет заливки граф таблицы соответствует раскраске геохронологической шкалы\*

Рис. 4. Оценка прогнозных сланцевых УВ на территории России

• в **рифее** в пределах Восточно-Сибирской платформы выделяются три свиты со средним содержанием ОВ 3%: шунтарская, малгинская и аянская. Первая приурочена к западному борту Байкитской антеклизы, вторая – к Алдано-Майскому прогибу, третья – вскрыта скважинами во внутреннем поле платформы на Катангской седловине. Отложения рассматриваемых свит представлены битуминозными аргиллитами с прослоями алевролитов и мергелей. Диапазон концентрации  $C_{орг}$  – 0,15-8,03%. Мощность

свит меняется от 20 до 70 м. По косвенным признакам (глубина погружения отложений, притоки газа в вышележащих горизонтах) их насыщение – газовое.

- в **кембрии** – широко развиты отложения куонамской свиты, протягивающиеся полосой шириной до 200 км вдоль восточного края платформы и представленные переслаиванием мергелей и аргиллитов (до алевролитов). Содержание  $C_{орг}$  – 0,10-19,51 % при средних значениях 4,38 %. Мощность отложений – от 30 до 70 м. Предполагается, что наиболее погруженная (восточная) часть отложений свиты будет иметь газовое насыщение, а западная – нефтяное. Аналоги куонамских отложений вскрыты скважинами на территории юго-востока Западно-Сибирской плиты, под мезозойской толщей. Они имеют те же характеристики, что и вышеописанные отложения. Насыщение их предполагается газовое.

- в **силуре** на северо-западе Восточно-Сибирской платформы отмечаются два поля развития отложений граптолитовой свиты. Породы представлены черными, темно-серыми листоватыми аргиллитами, в основании свиты отмечается прослой черного битуминозного известняка. Содержание  $C_{орг}$  – от 0,19 до 11,21 % при средних значениях 2,95 %. Мощность отложений около 50 м. Учитывая значительную глубину погружения, можно предположить, что насыщение отложений будет газовым.

- в **девоне** на Русской плите отложения доманиковой свиты протягиваются вдоль Урала – от Прикаспийской синеклизы на юге до Печорского моря на севере. Для свиты характерны битуминозно-глинисто-карбонатные отложения мощностью от 14 до 50 м. Диапазон концентрации  $C_{орг}$  – 0,11-30,28 %, среднее содержание – 4,95 %. Предполагается, что наиболее погруженная восточная часть области распространения свиты будет иметь газовое насыщение, а западная – нефтяное.

- в **юре** практически в пределах всей Западно-Сибирской плиты распространены отложения баженовской свиты и ее региональных аналогов (мулымьинской, тутлеймской свит), а в Енисей-Хатангском прогибе – отложения яновставской свиты. Отложения баженовской свиты – наиболее изученная толща, содержащая сланцевые УВ.

- в **среднем эоцене** сланцевые УВ представлены кумской свитой Северного Кавказа. Разрез кумской свиты слагают мергели, аргиллиты, прослой алевролитов и песчаников. Мощность отложений 10-200 м. Содержание  $C_{орг}$  в пределах 0,20-8,07 %, при средних значениях 2,1 %. Учитывая глубину погружения, можно предположить газовое насыщение.

- в **нижнем-среднем олигоцене** способностью содержать сланцевые УВ обладает хадумская свита (низы майкопской серии) Северного Кавказа. Она сложена глинами с прослоями мергелей (до известняков) и алевролитов. Мощность отложений меняется от 25 до 90 м, составляя в среднем 50 м. Диапазон концентрации  $C_{орг}$  – 0,25-9,82 м при среднем содержании 2,02 %. К хадумским отложениям приурочено Расшеватовское газовое месторождение.

- в **нижнем миоцене** Сахалина и Камчатки изучены наиболее молодые черносланцевые толщи России. Это глинисто-кремнистые отложения даехурейской и уйминской свит (северо-восток Сахалина) и их аналогов вивенской и кулувенской свит (юго-запад Камчатки). Мощность отложений составляет 100 м. Катагенез ОВ находится на стадии МК<sub>3</sub>, предполагается, что породы будут иметь газовое насыщение.

Помимо выделенных перспективных толщ авторами отмечается ряд слабоизученных формаций, способных содержать сланцевые УВ:

- рифейские отложения в депрессионных зонах Мезенской синеклизы;
- мощные толщи широкого возрастного диапазона (кембрий-карбон) на п-ве Таймыр;
- линзы глинисто-кремнистых отложений карбона Камско-Кинельской системы прогибов;
- нижнепермские флишоиды Предуралья прогиба Оренбуржья;
- крупные линзы глинисто-кремнистых нижнеюрских отложений южных и центральных районов Западной Сибири.

Наибольшее внимание А.М. Жарков уделяет баженовской свите Западной Сибири, которая была выделена в разрезе осадочного чехла в 1959 году и первоначально рассматривалась как геофизический репер, затем – как региональный флюидоупор, нефтематеринская толща. В 1961 году Ф.Г. Гурари высказал предположение о возможном наличии в ней залежей УВ, после получения в 1968 году промышленного притока нефти на Салымском месторождении баженовская свита была отнесена в разряд продуктивных. С современных позиций отложения свиты относятся к дистальным частям клиноформных толщ, которые накапливались в зонах некомпенсированного осадконакопления и стратиграфической конденсации.

Возрастной диапазон развития баженовской свиты и ее региональных аналогов меняется в субширотном направлении: кровля баженовских отложений отмечается преимущественно в берриасе, кровля же мулымьинской и тутлеймской свит – соответственно в готериве и валанжин-готериве. Отложения залегают на глубинах 2400-3100 м, их мощность меняется от 10-12 до 35-40 м. Породы имеют микрослоистый облик и представлены четырьмя породообразующими компонентами: глинистыми минералами (гидрослюда, в незначительных количествах – хлорит и каолинит) – 5-68 %; минералами кремнезема (халцедон, опал, кварц) – 25-40 %; твердым органическим веществом сапропелевого типа (кероген) – 10-15 %; карбонатными минералами (кальцит, доломит, редко сидерит, следы анкерита) – 1-60 %.

Попытки расчленения разреза баженовской свиты на отдельные литотипы предпринимались неоднократно, однако исследователи всегда сталкивались с чрезвычайной изменчивостью пород, отсутствием четких границ между выделяемыми литотипами. Открытая пористость отложений изменяется от 2 до 14 %, составляя в среднем 8 %. По морфологическим типам здесь развиты трещинно-поровые и трещинные коллекторы, где проницаемость обеспечивается в основном микротрещинами.

Анализ накопленного материала по характеристикам проницаемости показал, что фильтрационные свойства пород определяют следующие факторы:

- структурные особенности рассматриваемого разреза и структура порового пространства слагающих его пород;
- интенсивность трещиноватости и ее генезис;
- подвижность (вязкость) пластового флюида, обусловленная перепадами пластовых температур.

Влияние трещиноватости на проницаемость пород баженовской свиты, несомненно, является определяющим. Выделяются две основные взаимосвязанные системы трещин: субвертикальная, связанная с дизъюнктивной тектоникой, и преимущественно горизонтальная микротрещиноватость, формируемая под действием повышающегося порового давления в местах генерации УВ. В отложениях баженовской свиты выявлено свыше 50 залежей нефти и газа.

Катагенетические характеристики ОВ в составе свиты относительно выдержаны для южных и центральных районов плиты и соответствуют стадиям МК<sub>1-2</sub>, отвечающим Главной зоне нефтеобразования. К северу от Обской губы катагенез ОВ возрастает до стадии МК<sub>4-5</sub>, что соответствует Главной зоне газообразования. Следовательно, в осадочном чехле плиты выделяются две крупные области УВ-насыщения пород свиты: к северу от широты Обской губы – газовая, к югу – нефтяная.

Как показало изучение верхнего и нижнего экранов баженовской свиты в Красноленинском и Салымском районах, содержание глинистого вещества в них достигает 75-85 %. Оно представлено смешаннослойными смектит-гидрослюдистыми образованиями (25-35 %), гидрослюдами (25-35 %), хлоритом (10-15 %), каолинитом (5-10 %). Примесь мелкоалевритового рассеянного материала обычно не превышает 10-15 %, карбонатного вещества – 2-4 %. Такие породы в пластовых условиях являются для нефти практически непроницаемыми. Однако при опесчанивании или резком сокращении до 2-3 м мощности флюидоупора (георгиевской свиты) изоляция толщи может нарушаться, допуская переток нефти в нижележащие проницаемые пласты.

Таким образом, баженовская свита представляет собой 30-35 метровую битуминозную низкопоровую и преимущественно непроницаемую (слабопроницаемую) толщу, внутри которой на разных уровнях развиты прерывистые слои и линзы нефте- и газонасыщенных пород с повышенными коллекторскими характеристиками, иногда гидродинамически связанными между собой.

Оценка прогнозных ресурсов УВ, приуроченных к отложениям выделенных перспективных толщ, выполнена методом сравнительных геологических аналогий. Поскольку добыча сланцевой нефти лишь вопрос времени, ее прогнозные ресурсы оценивались наряду с прогнозными ресурсами газа. Для области распространения пород с нефтяным насыщением в качестве эталонного участка выбрано Среднеазымское месторождение (и обрамляющая его территория), где вскрыта крупная нефтяная залежь в отложениях баженовской свиты. Прогнозные ресурсы нефти, связанные с отложениями баженовской свиты оценены в 9 671 млн. т. по категории Д<sub>1</sub>.

Для области газового насыщения баженитов использовался внешний эталонный участок в виде газосланцевого поля Хайнесвилл на границе штатов Техас и Луизиана (США). Прогнозные ресурсы сланцевого газа в баженовской свите Западной Сибири составляют 5 119 млрд. м<sup>3</sup>.

Для других территорий выбор эталонных участков обуславливался принципом подобия со сланцевыми полями США. Для рифейских и кембрийских отложений – это газосланцевое поле Вудфорд, для граптолитовых сланцев Восточной Сибири – газосланцевое поле Энтрим, для палеогеновых и неогеновых отложений Северного Кавказа и Дальнего Востока – газосланцевое поле Файеттевилл.

В целом, для территории России прогнозные ресурсы сланцевого газа составляют 9,5 трлн. м<sup>3</sup>, сланцевой нефти – 11,3 млрд. т. Обращает на себя внимание преобладание прогнозных ресурсов нефти, что обусловлено спецификой зрелости ОВ в выделенных перспективных толщах.

В России вполне возможна разработка сланцевых формаций на ограниченных территориях для местного потребления (например, в Татарстане, Оренбургской области, на юго-западе Камчатки). В качестве эталонного объекта для освоения технологии разработки предлагается использование баженовской свиты Западной Сибири.

**В.В. Высоцкий. Конкуренция растет. В последние годы добыча сланцевого газа в США резко выросла //Российские недра (Печатное издание Федерального агентства по недропользованию) № 18 (129). 14 декабря 2011 г.**

Начало промышленной добычи газа из сланцев относится к 80-м годам прошлого столетия, когда на северо-востоке штата Техас стали бурить неглубокие вертикальные скважины (150-170 м) и извлекать газ из глинистых сланцев каменноугольного возраста (формация Барнетт). Но вначале дебиты скважин составляли около 3 тыс. м<sup>3</sup> в сутки, а запасы на скважину оценивались в среднем 7 млн. м<sup>3</sup>. Поэтому государства, обладающие большими запасами природного газа и, в первую очередь, Россия не считали сланцевый газ серьезным конкурентом природному, так как он стоил значительно дороже.

Но постепенно добыча сланцевого газа в США увеличивалась, и в 2000 году она уже составила 11 млрд. м<sup>3</sup>. В 2002 году начался новый технологический этап – бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом и закачкой пропантов – гранулированных алюмосиликатов. Добыча стала бурно расти, и в 2005 году составила 23 млрд. м<sup>3</sup>. С 2003 года стали разведываться сланцевые поля в Оклахоме, Пенсильвании, Луизиане и других штатах. В 2010 году добыча достигла 138 млрд. м<sup>3</sup> или 23 % от общей добычи газа в США.

На начало 2011 года доказанные запасы сланцевого газа в США составили 0,96 трлн. м<sup>3</sup>, а неразведанные ресурсы – 23,4 трлн. м<sup>3</sup>. За последние три года ресурсы выросли в три раза.

По мнению В.В. Дребенцова, вице-президента по внешним связям российского подразделения группы компаний «British Petroleum», реальность достаточно близкого будущего состоит в том, что США, скорее всего, станут экспортером собственного газа.

Согласно последнему прогнозу, доля сланцевого газа в структуре потребления в этой стране возрастет к 2035 году до 45 %, а импорт составит всего 1 %. Поэтому в новом прогнозе уже не фигурирует трансконтинентальный газопровод с месторождений Аляски, который ранее предполагалось ввести в строй к 2023 году. Столь быстрому развитию промышленной добычи сланцевого газа способствует то, что выявление его месторождений в США не требует существенных затрат, так как страна очень хорошо изучена бурением.

Несмотря на успехи США, в других странах, за исключением Канады, геологоразведочные работы на сланцевый газ до недавнего времени не проводились.

Импульсом для международного внимания к этому новому энергетическому источнику послужило выступление руководителя компании «BP» Тони Хейурда на Международном газовом конгрессе в октябре 2009 года в Буэнос-Айресе. В своем выступлении Тони Хейурд рассказал о «тихой революции», которая произошла в Северной Америке.

В средствах массовой информации и на научных конференциях появились взаимоисключающие точки зрения. Одни говорили о том, что это «миф» или «газовый пузырь», другие утверждали, что развитие газосланцевой индустрии может распространиться на большинство стран мира и существенно повлияет на мировой газовый рынок.

В 1997 году была дана первая оценка мировых ресурсов сланцевого газа – 460 трлн. м<sup>3</sup>. Ее автор, американский геолог Х.Рогнер, сразу же подчеркнул, что эта оценка в значительной степени умозрительна. Особенно, когда такая оценка дается на территории, находящиеся за пределами США. При этом он еще указывал, что эта величина отражает только геологические ресурсы. Говорить о технически извлекаемых преждевременно.

Но когда проснулся международный интерес к ресурсам сланцевого газа, энтузиасты стали забывать, что оценка Х. Рогнера – это только геологические ресурсы. И распространенным стало мнение, что ресурсы сланцевого газа сопоставимы с ресурсами традиционного газа. Но это, конечно, не так! Если использовать средний коэффициент извлечения газа из сланцев в США (0,25), его мировые ресурсы составят 115 трлн. м<sup>3</sup>, что более чем в пять раз меньше начальных извлекаемых ресурсов традиционного газа. И этого следовало ожидать, поскольку для «традиционного газа» спектр возможностей его образования и концентрации в залежах гораздо шире.

В 2010 году В.И. Высоцким была проведена оценка мировых ресурсов сланцевого газа с использованием метода геологических аналогий с выявленными газосланцевыми месторождениями США. При этом были приняты следующие эталонные геологические и расчетные параметры: подавляющая часть ресурсов сланцевого газа приурочена к осадочным бассейнам древней Северо-Американской платформы и обрамляющим ее прогибам и впадинам. Общая площадь бассейнов с газосланцевыми полями в США составляет 2600 млн.км<sup>2</sup>, начальные технически извлекаемые ресурсы – 24,66 трлн. м<sup>3</sup> при коэффициенте извлечения 0,25. Разделив последнюю величину на площадь, получаем удельную плотность извлекаемых ресурсов сланцевого газа в осадочных бассейнах США – 9,5 млн. м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>. Площадь осадочных бассейнов древних платформ мира составляет 19,7 млн. км<sup>2</sup> и, соответственно, умножая ее на эталонную удельную плотность, получаем 115 трлн. м<sup>3</sup> у американского ученого.

В России извлекаемые ресурсы сланцевого газа оценены в объеме 9,6 трлн. м<sup>3</sup>. Эта цифра взята из первой российской публикации на эту тему (Жарков А.М., ВНИГРИ). Кроме этого, были уточнены ресурсы сланцевого потенциала Украины – 1,8 трлн. м<sup>3</sup>, Польши – 3,6 трлн.м<sup>3</sup>, Китая – 26 трлн.м<sup>3</sup> и других стран.

В результате оценок, проведенных в 2011 году в «ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ», мировые извлекаемые ресурсы сланцевого газа были несколько снижены и составили 160,2 трлн/м<sup>3</sup>.

Относительно недавно, в апреле 2011 года, на сайте US Energy Information, было опубликовано исследование, посвященное оценке мировых ресурсов сланцевого газа. Это исследование подготовлено известной консалтинговой компанией «Advanced Resources International» (ARI). Оно содержит подсчет ресурсов сланцевого газа для 14 районов в 32 странах мира. Извлекаемые ресурсы изученных районов при среднем  $K_{извл}=0,25$ , оценены в 187,3 трлн. м<sup>3</sup>. При этом следует отметить, что в подсчет не вошли страны Ближнего Востока и СНГ, за исключением Украины.

Сравнение с предыдущими оценками показывает значительные расхождения по отдельным регионам мира. Сейчас трудно судить о причинах расхождений, хотя, исходя из геологических позиций, оценки ARI представляются завышенными для Африки, Азии и, особенно, Европы.

В настоящее время газсланцевый потенциал наиболее активно изучается в зависимых от импорта странах, прежде всего, Европе, в Китае и Индии. В них уже выданы лицензии на поисковые работы и пробурены первые скважины.

Китай планирует к концу 2015 года начать добычу сланцевого газа. С этой целью в страну приглашены крупнейшие компании мира – «Shell» и «Chevron», которые имеют значительный опыт в освоении этого вида энергетического сырья. Помимо этого, за последние три месяца китайские государственные компании потратили более 6 млрд. долларов на приобретение активов в проектах по разработке сланцевого газа в Северной Америке, что обеспечивает им доступ к современным технологиям.

Среди европейских стран в ближайшее десятилетие добыча сланцевого газа может начаться в Польше, Германии и Украине. Прогнозировать уровни добычи сланцевого газа в этих странах можно лишь весьма ориентировочно, исходя из их ресурсного потенциала и ожидаемых темпов его освоения.

Предполагаемый объем добычи можно оценить по аналогии с темпами освоения ресурсов сланцевого газа в США. Здесь прогнозируемый годовой уровень добычи, соответствующий 1 % ресурсного потенциала, будет достигнут к 2025 году, т.е. более чем через 20 лет активной разработки газосланцевых месторождений. Если взять те же темпы освоения, что весьма оптимистично, то Польша к 2030 году может добывать 7,2-10,6 млрд. м<sup>3</sup>, Украина – 2,4-3,6 млрд. м<sup>3</sup>, а Китай – 52-72 млрд. м<sup>3</sup>.

При оптимистическом сценарии развития газосланцевой индустрии в ближайшие 20 лет можно ожидать существенное перераспределение потоков, прежде всего, сжиженного газа (СПГ), что приведет к росту конкуренции не только на американской торговой площадке, где это уже реализуется, но и на европейской и азиатской.

В зарубежной прессе появляются высказывания, что США к 2020 году могут поставлять на европейский рынок около 60 млрд. м<sup>3</sup> СПГ; Польша в течение 20-25 лет за счет сланцевого газа перестанет быть зависимой от импорта газа и др. В общем, в ближайшем десятилетии мировую газовую промышленность ожидают серьезные изменения.

## 2. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ О СЛАНЦЕВЫХ ОБРАЗОВАНИЯХ, СОДЕРЖАЩИХ НЕФТЬ И ГАЗ

Из доступных составителям настоящего обзора источников наиболее обстоятельная общая характеристика насыщенных углеводородами сланцевых пород дана в докладе канадских специалистов.

Rokosh C.D., Pawlowicz J.G., Berhane H., S.D.A. Anderson and Beaton A.P. **What is shale gas? An introduction to shale-gas geology in Alberta** /Energy Resources Conservation Board. Alberta Geological Survey. 2009).

*«Что такое сланцевый газ? Введение в геологию сланцевого газа Альберты».*

Ниже приводится подробное изложение общетеоретической части данной работы. Необходимо предупредить читателя, что в настоящем разделе опущены многочисленные ссылки на использованные научные источники, с которыми можно ознакомиться по полному тексту работы, имеющемуся в Интернете. Кроме того, составители «Библиографического обзора» взяли на себя смелость заменить в этом теоретическом разделе фразу «сланцевый газ» на «сланцевые углеводороды» или «сланцевая нефть и газ», поскольку в настоящее время ощущается явный дефицит научной информации по сланцевой нефти, а проблемы генерации или разработки нефти и газа имеют много общего.

Определением сланцевых углеводородов, которое лучше всего описывает резервуар, является «богатая органическим веществом и тонкозернистая порода». Однако, определение «сланец» используется очень свободно и, в сущности, не описывает литологию резервуара. Литологические изменения в американских резервуарах сланцевых углеводородов показывают, что нефть и газ содержатся не только в сланцах, но и в широком спектре литологии и текстуры от глинистых сланцев (нелистоватых сланцев) до алевропелитов (siltstone), алевролитов и мелкозернистых песчаников, из которых каждый тип может быть силикатного или карбонатного состава. Во многих осадочных бассейнах сланцевые толщи обычно представлены аргиллитами и алевропелитами (siltstone) или дополнительно включают такие типы пород, как алевролиты и песчаники, находящиеся в тонком переслаивании со слоистыми сланцами. Присутствие многих типов пород в богатых органическим веществом сланцах подразумевает, что существуют многие механизмы захоронения нефти и газа. Тонкая слоистость полезна в двух отношениях (назначениях), поскольку она как сохраняет природный газ, так и передает высвободившийся (десорбированный) газ из органического вещества в сланцы и в буровую скважину. Определение проницаемости и пористости тонкорасслоенных пород и связей этих тонких слоев в виде каналов гидравлических трещин (при гидроразрыве) в скважину является ключевым условием (требованием) для эффективной подготовки месторождения. Дополнительно, нефть или пластовая вода с растворенным газом может содержаться в микропорах и нанопорах битума, создавая дополнительный источник углеводородов, хотя традиционно это рассматривается в качестве незначительного компонента. Свободная нефть и газ могут быть преобладающим источником продукции в сланцевом резервуаре в сравнении с десорбированными углеводородами или газом, растворенным в нефти или пластовой воде.

В отношении природного газа, определение процентного соотношения свободного газа в сравнении с растворенным и десорбированным газом важно для оценки ресурсов и резервов (запасов) и является важным параметром в добыче газа и подсчете запасов, так как десорбированный газ подвергается диффузии (рассеиванию) при более низком давлении, чем свободный газ. Широкий спектр литологического проявления, по-

видимому, формирует переход к другим ресурсам, таким, как рассеянный и стесненный газ низкопроницаемых пород («tight gas»).

Очень важным при разработке полей сланцевых нефти или газа является обнаружение проницаемых «вкусных пятен или конфеток» (sweet spots), включающих наиболее хрупкие и трещиноватые части слоя, или наиболее нефте- и газонасыщенные осадочные породы, первоочередное освоение которых является наиболее предпочтительным. Четыре параметра (свойства), которые являются важными характеристиками в каждом поле (плее) сланцевых углеводородов:

- 1) Зрелость органического вещества;
- 2) Общее содержание органического углерода (ТОС) в слое;
- 3) Проницаемость резервуара;
- 4) Для газовых залежей важно знать тип газов, генерированных и захороненных в резервуаре (биогеогенный или термогеогенный).

В сланцах нефть и газ в основном генерируются термогеогенным способом, т.е. при расщеплении (крекинге) органического вещества или вторичном крекинге (расщеплении) нефти. В отношении залежей природного газа возможен их биогеогенный генезис, а также различные варианты смешанного или гибридного происхождения. Биогеогенный газ характерен для месторождения сланцевого газа Антрим в Мичигане, образовавшегося в районах разгрузки свежих метеорных вод.

Термогеогенный 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.

Зрелость органического вещества часто выражается в значениях отражательной способности витринита (% R<sub>o</sub>), где значения, достигающие 1,0-1,1 % R<sub>o</sub>, свидетельствуют, что органическое вещество имеет достаточную зрелость, чтобы генерировать нефть или газ, а вмещающие его образования способны быть эффективной нефтегазоматеринской породой - источником. В общем случае, высоко трещиноватые сланцы, которые содержат обильное количество зрелого органического вещества и залегают глубоко или находятся в условиях высокого давления, будут обеспечивать высокий первоначальный приток (дебит) флюида. Например, горизонтальные скважины в формациях Барнетт или Баккен с высоким начальным давлением в резервуаре могут обеспечивать после проведения гидроразрыва начальный дебит нефти от 100 до 800 т/сут. и газа в несколько десятков и даже сотен тысяч м<sup>3</sup>/сутки. Однако, такой приток в первые месяцы (год-два) работы скважины значительно снижается, и в последующем приток углеводородов определяется скоростью диффузии из матрицы к новообразованным при гидроразрыве трещинам. В среднем, величина притока газа на одну горизонтальную скважину после 3-5 лет работы без проведения дополнительных гидроразрывов пластов по району составляет в пределах 5 663-11 326 м<sup>3</sup>/сут с примерным снижением на 10 % за каждый последующий год.

Общее содержание органического углерода (ТОС), вместе с мощностью насыщенных органикой сланцев и зрелостью органического вещества являются ключевыми атрибутами (показателями), которые помогают в определении экономической эффективности разработки полей (плеев) сланцевых нефти и газа. Нет уникальных комбинаций или минимального количества этих факторов, которые определяют экономическую эффективность. Эти факторы значительно меняются у сланцев различного возраста и могут меняться реально внутри единой осадочной пачки или слоя сланцев на коротких расстояниях. При самых низких значениях этих факторов, углеводородов генерируется очень мало. При максимальных их значениях нефти и газа генерируется и хранится в сланцах больше (если только они не были рассеяны из материнской породы), и такие сланцы могут быть целью для изучения и разработки. Однако, присутствие

достаточного количества нефти или газа не гарантирует экономического успеха в случае, если сланцы имеют очень низкую проницаемость и отбор углеводородов является трудной задачей, что зависит в основном от эффективности бурения и методов завершения (испытания) скважин.

В процессе разработки поля сланцевых нефти или газа в каждой из скважин интенсификация притока методом гидроразрыва может осуществляться многократно. Во многих традиционных бассейнах нефти и газа сланцы, в особенности имеющие проницаемость ниже, чем в случае метана угольных пластов (СВМ) или связанного («tight») газа, образуют нефтегазоматеринскую породу и флюидоупор. Опыт разработки ресурсов сланцевых углеводородов свидетельствует, что не все сланцы способны обеспечивать экономически приемлемый уровень продуктивности. В этом отношении проницаемость матрицы сланца является наиболее важным параметром, влияющим на поддержание продуктивности сланцевых углеводородов.

Для того, чтобы поддерживать ежегодную добычу, нефть и газ должны осуществлять диффузию из низкопроницаемой матрицы к природным или искусственно созданным (при гидроразрыве) трещинам. В общем случае, более высокая матричная проницаемость приводит к более высокому темпу диффузии к трещинам и более высокому дебиту притока к скважине. Кроме того, более трещиноватые сланцы (то есть с более частым распределением трещин), обеспечивающие значительную матричную проницаемость, должны иметь результатом более высокое выделение нефти и газа, большее извлечение углеводородов и больший дренаж (охват) района. Кроме того, микротрещины внутри сланцевой матрицы могут быть важными для экономики производства; однако, эти микротрещины не так просто определить «in situ» в резервуаре и только дальнейшие исследования и анализы позволят определить их роль в добыче сланцевых углеводородов.

Рассмотрение полей (плевов) сланцевых углеводородов в Соединенных Штатах и Канаде показывает разнообразие геохимических и геологических параметров, уникальность каждого из этих полей (плевов). В отношении сланцевого газа предлагается [Wipf and Party, 2006] классификация, включающая шесть его категорий: биогенный, термогенный, смешанный термогенно-биогенный, трещинный, термогенный гибридный и отдельная группа с невыясненным генезисом.

На практике, некоторые резервуары сланцевого газа будет трудно отличать от низкопроницаемых резервуаров стесненного газа (tight gas). Например, согласно Wipf and Party (2006) сланцевая формация Льюис в бассейне Сан Хуан штата Нью-Мексико, которая имеет общее содержание органического углерода (ТОС) всего 0,5 %, может рассматриваться как «гибридная», то есть сочетающая признаки месторождения традиционного природного газа и поля (плея) нетрадиционного сланцевого газа. При добыче из сланцевой формации Льюис десорбированный газ может составлять 50% и более. То же самое можно сказать в отношении формации Монтни в Западно-Канадском осадочном бассейне.

В общем случае, резервуары сланцевых нефти и газа позволяют извлекать меньше углеводородов (от менее 5 % до 20 %) в сравнении с резервуарами традиционных нефти и газа (до 50-90 %), хотя имеются и исключения. Например, природно хорошо трещиноватые сланцы Энтрим могут иметь коэффициент извлекаемости газа до 50-60 %. Совсем недавно выяснилось, что сланцы Хайнесвилл в Луизиане могут иметь коэффициент извлекаемости 30 %. Для увеличения этого показателя в низкопроницаемых сланцевых резервуарах важнейшее значение имеют инновации в бурении и методах завершения (испытания) скважин.

На начальной стадии освоения бассейна часто ищут высокопроницаемые «вкусные пятна-конфетки» (sweet spots), так как они, в сравнении с менее проницаемыми окружающими сланцами, характеризуются более высоким коэффициентом извлекаемости и, соответственно, обеспечивают более высокий результат в отношении объема суточной

продукции. Но площадь этих «вкусных пятен-конфеток» очень мала относительно общего размера нетрадиционного сланцевого бассейна. Чтобы улучшить экономику в отношении продуктивности запасов и существенного увеличения района экономически эффективной добычи сланцевых углеводородов, были разработаны технологии горизонтального бурения и новые методы завершения (испытания) скважин, такие, как стадийный гидроразрыв (staged fracs) и множественный гидроразрыв (simultaneous fracs).

В сланцах формации Барнетт, например, современные инновации в технологии завершения (испытания) скважин включают добавление 3 % HCl в искусственно созданную трещиноватость. В результате увеличения матричной проницаемости увеличивается суточный приток, а в конечном итоге это может привести к увеличению предельных извлекаемых запасов. Помимо этого, становится общераспространенным повторное создание искусственной трещиноватости в резервуаре, которое может обеспечивать дополнительные извлекаемые запасы газа до 20 млн. м<sup>3</sup> на один гидроразрыв.

Для целей изучения сланцевых углеводородов в виде пород, состоящих из тонкого переслаивания сланцев и алевропелитов (Льюис, сланцы в Нью-Мексико, Колорадо Групп в Альберте), могут потребоваться новые методы определения в процессе ГИС (каротажа скважин), так же как и новые технологии бурения и завершения (испытания) скважин. Алевропелитовые слои столь тонки, что не могут быть определены при каротаже скважин, соответственно, невозможно точно определить как много слоев имеется в данном интервале. Кроме того, имеющиеся методы скважинного каротажа не позволяют точно определить процентное содержание пористости в сланцах или тонких слоях, степень водонасыщения в резервуаре или относительную степень проницаемости в каждом тончайшем слое. Тонкие слои, выступают как в роли хранилища свободных нефти и газа, так и путей транспортировки для миграции углеводородов из сланца в скважину. Первичный анализ формации Колорадо Групп дает основания предполагать, что в зонах мелководного осадконакопления восточной части провинции Альберты в Канаде тонкослоистые пакки будут одним из основных типов сланцевых резервуаров. Будет крайне трудно точно определить извлекаемые запасы и ресурсы для этих бассейнов, если мы не можем точно «прочитать» пористость, проницаемость и водонасыщенность этих тонких слоев, не в состоянии определить как много тончайших слоев может присутствовать внутри данной мощности слоя (пакки). Эти тончайшие слои являются особенно трудной целью для работ по завершению (испытанию) скважины. Обычно новообразованные (индуцированные) трещины предпочитают распространяться в резервуаре больше по латерали, чем по вертикали, в то же время интервалы тончайшей слоистости могут соединяться на десятки метров по вертикали. По этой причине, горизонтальный гидроразрыв может пропустить (не охватить) много продуктивных сланцевых и алевропелитовых тончайших слоев. Для этого типа резервуаров сланцевого газа должны изменяться или разрабатываться новые методы и технологии индуцированного трещинообразования.

Мощность является дополнительным фактором, который необходимо рассмотреть для сланцев. Реальная мощность сланцев является одной из главных причин, совместно с большой площадью района тонкозернистых осадочных пород и наличием органического вещества для адсорбции газа, которые позволяют оценивать ресурсы сланцев очень большими величинами. Так, общим правилом является, что более мощные сланцы являются лучшей целью. Сланцевые цели, такие как поле сланцевой нефти формации Баккен в бассейне Виллистон (само являющееся гибридным, то есть сочетающим традиционное и нетрадиционное направления), могут иметь во многих их частях толщину менее 50 м и, тем не менее, обеспечивают экономически эффективные объемы притока. Необходимая толщина для экономически рентабельной разработки целей сланцевых углеводородов может уменьшаться по мере того, как будут совершенствоваться методы бурения и завершения скважин, это же относится и к прогрессу методов определения

пористости и проницаемости для нетрадиционных целей и, возможно, при увеличении цены на газ. Такая ситуация должна добавить значительное количество ресурсов и запасов в США и Канаде.

Существует множество и других факторов, которые следует рассматривать, когда необходимо определить местоположение и возможность извлечения сланцевых углеводородов. Такие факторы, как хрупкость или способность к образованию трещин, мощность генерации нефти и газа, тип керогена, процентное содержание тяжелых углеводородных компонентов в газе, изменения текстуры, минералогия, микропористость, протяженность пустот, присутствие природных трещин, разгрузка свежих (метеорных) вод – все должно учитываться при оценках ресурсов и продуктивности сланцевых углеводородов.

Во многих резервуарах Северной Америки сланцы образуют нефтегазоматеринскую породу и флюидоупоры. Хотя изолирующие слои сланцев могут, при определенной протяженности, сохранять органическое вещество и углеводороды, эффективная пористость сланцевого флюидоупора является, строго говоря, ограничением экономически значимой транспортировки углеводородов. Таким образом, не все сланцы являются экономически оправданной целью для получения нефти или газа. Идентификация изолирующих свойств сланцев должна применяться при оценке ресурсов как в скважине, так и при оконтуривании залежи резервуара. Например, 200 м толщина слоя может содержать единичные залежи (лужи) нефти или газа, или ряд вертикально разделенных залежей; продуктивность залежи, локализуемой в верхней части сланцевого слоя может не оказывать прямого воздействия на давление в нижней части сланцев, так же как и распространение изолирующих свойств по латерали. Потенциал обходных путей («bypass») и не принимавшихся во внимание запасов без знания изолирующих свойств сланца может быть существенным. Другой пример включает пласты сланцев, которые состоят из тончайших слоев аргиллитов и алевропелитов, в которых может существовать до несколько дюжин или более сочетаний аргиллитов и алевропелитов внутри одного метра толщины сланца, но только отдельные слои аргиллитов или алевропелитов имеют достаточную проницаемость для миграции углеводородов или достаточно латерально распространены, чтобы быть эффективным каналом для миграции флюидов. Это проявляется в потенциале наличия многих сосуществующих (нагроможденных) микробассейнов (луж) внутри нескольких метров сланцев. Знание такого сценария о сланцевых непроницаемых перемычках (флюидоупорах) является важным для обнаружения ресурсов сланцевого газа, так же как и знания проницаемости сланцев.

Определение дренажного района (после гидроразрыва) в полях сланцевых углеводородов, возможно, является одним из наиболее важных аспектов изучаемого бассейна и оценки его ресурсов. В отношении оценки ресурсов, дренаж района любой скважины должен соотноситься с размером ячеек, оцениваемых стратиграфических подразделений. Параметр площади распространения дренажа одной скважины будет определять количество скважин, которое необходимо пробурить, например, чтобы обеспечить внутри разреза максимальную эффективность извлечения нефти или газа. В идеале, дренажный район скважины на сланцевые углеводороды должен соответствовать распространению рассматриваемой толщи; но это не всегда выполнимо. Часто эффективный дренажный район скважины не удастся определить до тех пор, пока не будет оконтурен бассейн и пока не будет проведено бурение.

Микросейсмическое, с определением углов залегания (tiltmeter), картирование распространения индуцированных трещин в настоящее время является основным средством при изучении низкопроницаемых дренажных районов. Опыт работ в сланцах формации Барнетт показывает, что дренажный район, после проведения работ по гидроразрыву на горизонтальном участке скважины, составляет всего одну четверть общего размера планируемой трещиноватой зоны (возможного распространения трещин).

Так, считается, что дренажная территория резервуаров с низкой матричной проницаемостью в настоящее время должна быть ограничена небольшими районами распространения индивидуальных индуцированных (при гидроразрыве) трещин. Экстраполяция этих отношений предполагает, что расстояния, на которые распространяется флюидный поток в резервуарах предельно низкопроницаемых сланцев, могут выражаться метрами или десятками метров, в виде исключения, сотнями метров. Флюидный дренаж поэтому находится в зависимости от степени проницаемости сланцев, присутствия и распространения высокопроницаемых алевропелитовых слоев и эффективности индуцированного (гидроразрывом) трещинообразования.

В настоящее время горизонтальное бурение является общепринятым методом для дренирования формации Барнетт и ее возрастных эквивалентов в соседних осадочных бассейнах; однако, горизонтальное бурение не является таким успешным в некоторых других формациях сланцевых углеводородов Соединенных Штатов. Успех горизонтальных скважин в сланцах Барнетт (начало бурения 2002-2003 гг.) пробудил интерес к более древним полям (плеям), таким как сланцевые толщи в Аппалачах. В настоящее время осуществляются исследования многих других сланцевых полей, имеющие целью увеличение извлекаемых запасов на единицу затрат. В целом, для каждого из сланцевых полей отмечается быстрый рост результативности как в отношении геологии и геохимии сланцев, так и в бурении и завершении скважин с использованием технологий горизонтального бурения и многостадийного гидроразрыва пластов.

Район дренажа вертикальных скважин на сланцевый газ обычно значительно меньше, чем при бурении горизонтальных скважин. Так, район дренажа (при гидроразрыве) сланцев Файеттевилл в Арканзасе (близких сланцам Барнетт) составляет от 2 до 8 гектаров для вертикальных скважин и от 7,2 до 24,8 гектаров для горизонтальных скважин. В противоположность этому примеру небольшой площади распространения в продуктивной толще, в формации Антрим площадь дренажа одной скважины в пределах 16-32 гектаров.

По мере совершенствования методов бурения и завершения скважин, извлечение нефти или газа на одну скважину в общем случае увеличивается и, возможно, площадь дренажного района на одну скважину может увеличиться (например, сланцы Мусква (Muskwa) в Британской Колумбии), или, по крайней мере, извлечение флюида на одну скважину может увеличиться при той же самой площади дренирования.

### 3. НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ТЕОРИИ ТОНКОЙ СЛОИСТОСТИ СЛАНЦЕВ

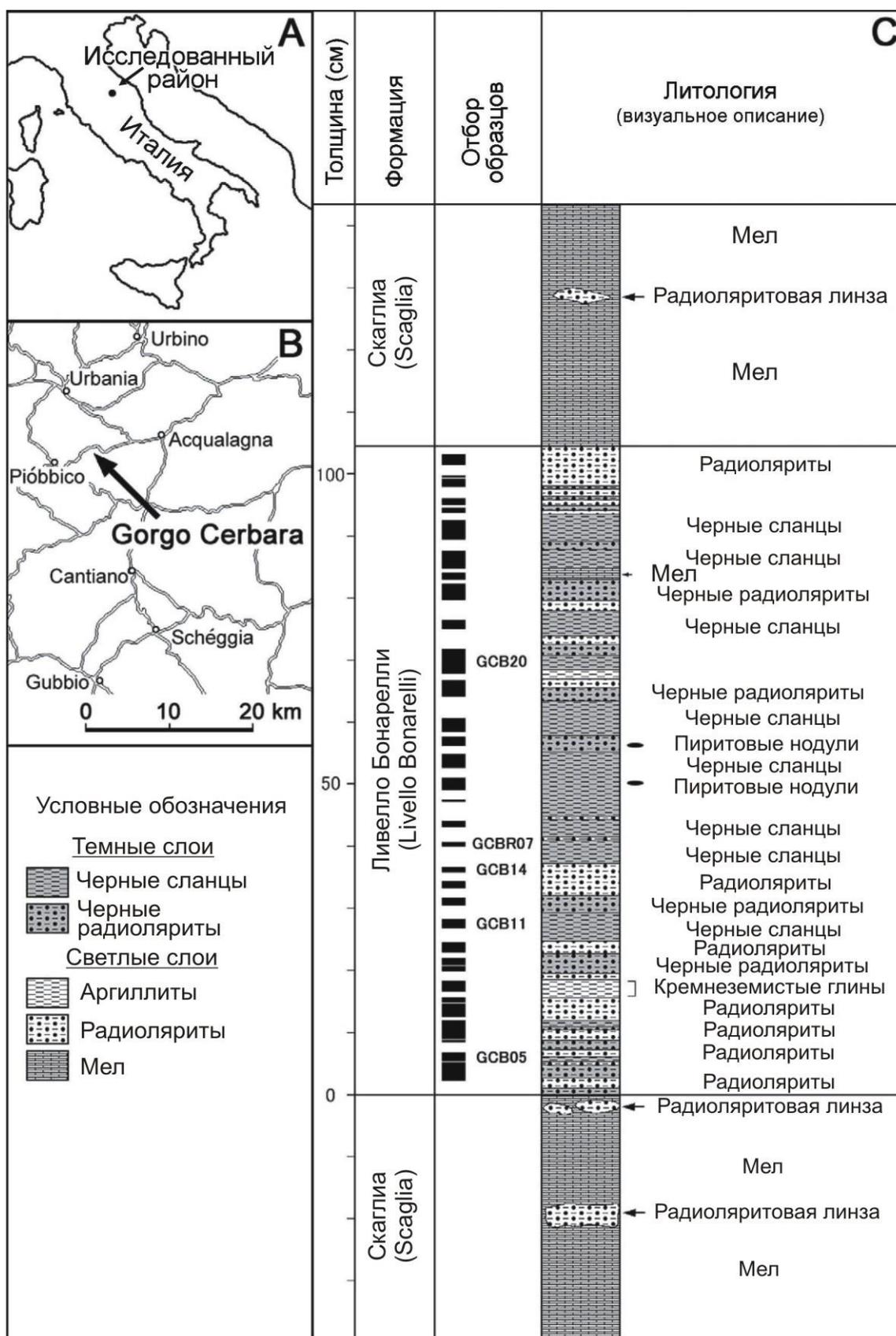
Большой интерес представляет исследование группы японских специалистов из Токийского университета:

**Kuroda Junichiro, Onkouchi Naohiko, Ishii Teruaki, Tokuyama Hidekazu and Taira Asahiko. *Lamina-scale analysis of sedimentary components in Cretaceous black shales by chemical compositional mapping: Implications for paleoenvironmental changes during the Oceanic Anoxic Events* / Geochimica et Cosmochimica Acta, 2005. vol. 69, No. 6. pp. 1479-1494.**

*«Анализы в масштабе слоистости осадочных компонентов в меловых черных сланцах путем картирования химического состава: Применение для определения изменений палеосреды в течение океанических бескислородных событий».*

С использованием электронного микроскопа-микроанализатора с разрешением 0,01 мм было осуществлено картирование состава в отношении количественного содержания и распределения минеральных компонентов в тонкослоистых черных сланцах Ливелло Бонарелли («Livello Bonarelli» или («LB»)) из пограничной зоны сеноманского и туронского ярусов мела (Рис. 5). Осадочные компоненты, такие как биогенный кремний –  $Si_{bio}$ , фосфат кальция, карбонаты кальция и пирит были реконструированы путем обработки изображений карт состава (by image processing of the compositional maps). При опробовании интервалов в 1,5 мм также определялось общее содержание органического углерода ( $C_{org}$ ). Глубина профиля этих осадочных компонентов, покрывающая около 60 % всего 104 см разреза LB (Livello Bonarelli) показывает высокую изменчивость природы их осадконакопления. В особенности, содержание  $C_{org}$  изменяется в широких пределах от <0,1 до 26 %. Интервалы, обогащенные  $C_{org}$  четко распознаются в «LB» и соответствуют темноцветным интервалам. Повторяющееся проявление обогащенных  $C_{org}$  и обогащенных  $Si_{bio}$  интервалов является одной из наиболее выдающихся (заметных) особенностей «LB». Эти особенности могут быть объяснены отчасти разбавлением  $C_{org}$  при поступлении  $Si_{bio}$ , но также и широким проявлением различающихся обстановок палеоприродной среды: одни включают преобладание осаждения органического вещества, а другие - преобладание осаждения кремнезема. Толщина индивидуальных интервалов значительно меняется, в основном колеблется в диапазоне от 1,5 до 35 мм, отражая (характеризуя) изменения океанической среды порядка 1 000-10 000 лет. Кроме того, авторы нашли слойки толщиной 0,1 мм тонкозернистого пирита, алюмосиликата и карбоната кальция, которые при наложении на карту изменений обогащенных  $C_{org}$  и обогащенных  $Si_{bio}$  интервалов предполагают изменения (флуктуации) океанической среды в масштабе 100 лет.

Тонкие слоистые осадки, часто наблюдаемые в анаэробной среде, являются наиболее благодатным объектом для получения детальной информации об океанической палеосреде. Дело в том, что в таких породах осадочные частички надежно консервируются в тонких слойках, отсутствует бентосное биогенное перемешивания. В современных бескислородных бассейнах типа Балтийского моря, бассейна Кариакто (Cariaco), Черного моря, Калифорнийского залива сезонные и годовые океанографические изменения, многократно продемонстрированы экспериментами по улавливанию осадков и анализами осадков, хотя временное разрешение зависит от скорости аккумуляции. Поскольку традиционные методы количественного определения минеральных частичек в тонких слоистых осадочных породах (рентгеновская дифракция и флюоресценция) технически трудно применимы для получения параметров индивидуальных слоев, их результаты обычно являются усредненной информацией сразу по нескольким слойкам, то есть отсутствует возможность фиксирования индивидуальных сигналов о палеосреде.



Слева: название формации, отбор образцов и литологическое описание

Рис. 5. Карта, показывающая положение Умбрийских Апеннин Центральной Италии (А). Карта положения местности Горго Цербара (В). Стратиграфическое описание черных сланцев Ливелло Бонарелли (Livello Bonarelli) в районе Горго Цербара (Gorgo Cerbara), отложенных на рубеже сеноманского и туронского времени мела (С)

Методы электронного микроанализа (electron microprobe-based techniques), широко используемые в минералогии и петрологии изверженных пород, позволяют проводить неразрушающий анализ вещества «in situ» в объеме до 0,002 мм<sup>3</sup>. При сканировании образцов и выведении на экран интенсивности линий рентгеновского излучения (X-ray) могут быть получены образы распределения химического элемента (карты элементного состава), которые позволяют идентифицировать минералы и классифицировать породы.

В рассматриваемой работе авторы применили этот метод картирования к тонкослоистому осадочному разрезу, черным сланцам Ливелло Бонарелли (Livello Bonarelli (LB) (см. Рис. 5) с сеноман-туронской границы мела (93,5 млн. лет). Слой Ливелло Бонарелли (Livello Bonarelli) широко распространен в Умбрийских Апеннинах в Центральной Италии и признается в качестве одного из представительных примеров Океанического бескислородного события – 2 (ОАЕ-2). На основании обработки образов карт состава химических элементов были реконструированы осадочные минеральные компоненты, слагающие «LB», такие как биогенный кремний, фосфат кальция, карбонат кальция и пирит. Были исследованы особенности распределения этих осадочных компонентов, так же как общее количество органического углерода в масштабе отдельного слоя на большей части разреза «LB». На основании этих наблюдений авторы анализируют геохимические процессы и палеоокеанографическую обстановку в течение Океанического бескислородного события – 2 (ОАЕ-2).

#### Черные сланцы Ливелло Бонарелли («Livello Bonarelli» или «LB»)

В Умбрийских Апеннинах Центральной Италии присутствует почти непрерывный разрез слоев от триасового до миоценового возраста. В литологическом отношении верхнемеловые слои формации Скаглия (Scaglia) представлены тонкозернистыми пелагическими карбонатами (мел) с прослоями или включениями серых нодулярных кремней. Маркирующий горизонт черных сланцев Ливелло Бонарелли (LB) толщиной около 1 м входит в состав формации Скаглия. Предполагается, что слой Ливелло Бонарелли (Livello Bonarelli) отлагался в течение 800 000 лет, и это свидетельствует о скорости седиментации (уплотнения) от 1,3 до 1,6 миллиметра за тысячу лет. Формация Скаглия была отложена в пелагических условиях, в ней отсутствуют признаки, свидетельствующие как о значительном поступлении терригенного материала, так и о переотложении мелководных осадков.

Горизонт Ливелло Бонарелли характеризуется сменой темных и светлоокрашенных слоев (см. Рис. 5). Светлые слои в основном содержат обилие ископаемых радиолярий, в то время как темные слои обогащены органическим веществом, которое наблюдается в виде уплощенных агрегатов размером около 0,01 мм.

Масштаб чередования светлых и темных слоев обычно в пределах 1,5-50 мм, что по толщине значительно больше, чем в хорошо известных субмиллиметровых микрослойках, представляющих сезонные (годовые) изменения среды, наблюдаемые в Балтийском море, бассейне Cariaco и Калифорнийском заливе. Границы между этими слоями внутри горизонта резкие. На основании микроскопических наблюдений нет каких-либо ясных свидетельств, указывающих на перемешивание организмами или наличие следов окаменелостей внутри каждого слоя.

Нижние 38 см горизонта Ливелло Бонарелли («LB») характеризуются ритмичным чередованием темных и светлых слоев, которое относительно обогащено светлыми слоями. Толщина этих слоев обычно 5-50 мм, за исключением толстого светлого слоя (80 мм толщиной) на уровне порядка 15 см. Относительно тонкое чередование (5-15 мм толщиной) этих слоев наблюдается в 12 см базальном интервале. Средняя часть «LB» (38-93 см от основания) характеризуется преобладанием темных слоев. Относительно тонкие светлые слои (1,5-5,0 мм толщиной) переслаиваются (присутствуют внутри темных слоев) в районе интервалов 63-67 и 78-84 см. Верхняя часть (93-104 см от основания

характеризуется преобладанием светлых слоев, время от времени (локально) включающими появление темных слоев толщиной 2-8 мм.

Рисунок 6 иллюстрирует глубинный профиль и вариации компонентов осадочных пород в черных сланцах разреза Ливелло Бонарелли «LB». Из широкого набора составляющих биогенный кремний, органическое вещество и алюмосиликаты являются наиболее важными компонентами разреза. Содержание  $Al_2O_3$ , как свидетельство присутствия алюмосиликатных минералов, показывает относительно небольшие вариации по разрезу «LB» в диапазоне от 2 % до 5 %, за исключением нескольких тонких интервалов (<1 до 5 мм толщиной) примерно в средней части «LB», где величина содержания  $Al_2O_3$  увеличивается до 10 %. В противоположность этому, содержания как  $C_{орг.}$ , так и  $Si_{bio}$  сильно колеблются с обратной корреляцией между ними. Например, содержание  $C_{орг.}$  в образце GCB11 почти на два порядка больше, чем его содержание в нижележащем слое, обогащенном  $Si_{bio}$  (Рис. 6). Интервалы, обогащенные  $C_{орг.}$  обычно привязаны к темноокрашенным слоям, т.е. «темный цвет» темноокрашенных слоев зависит от присутствия  $C_{орг.}$  или компонентов, связанных с ним. Основываясь на распределении содержания  $C_{орг.}$  и  $Si_{bio}$ , горизонт «LB» подразделяется на нижнюю (инт. 0-38 см), среднюю (инт. 38-93 см) и верхнюю (инт. 93-104 см) части.

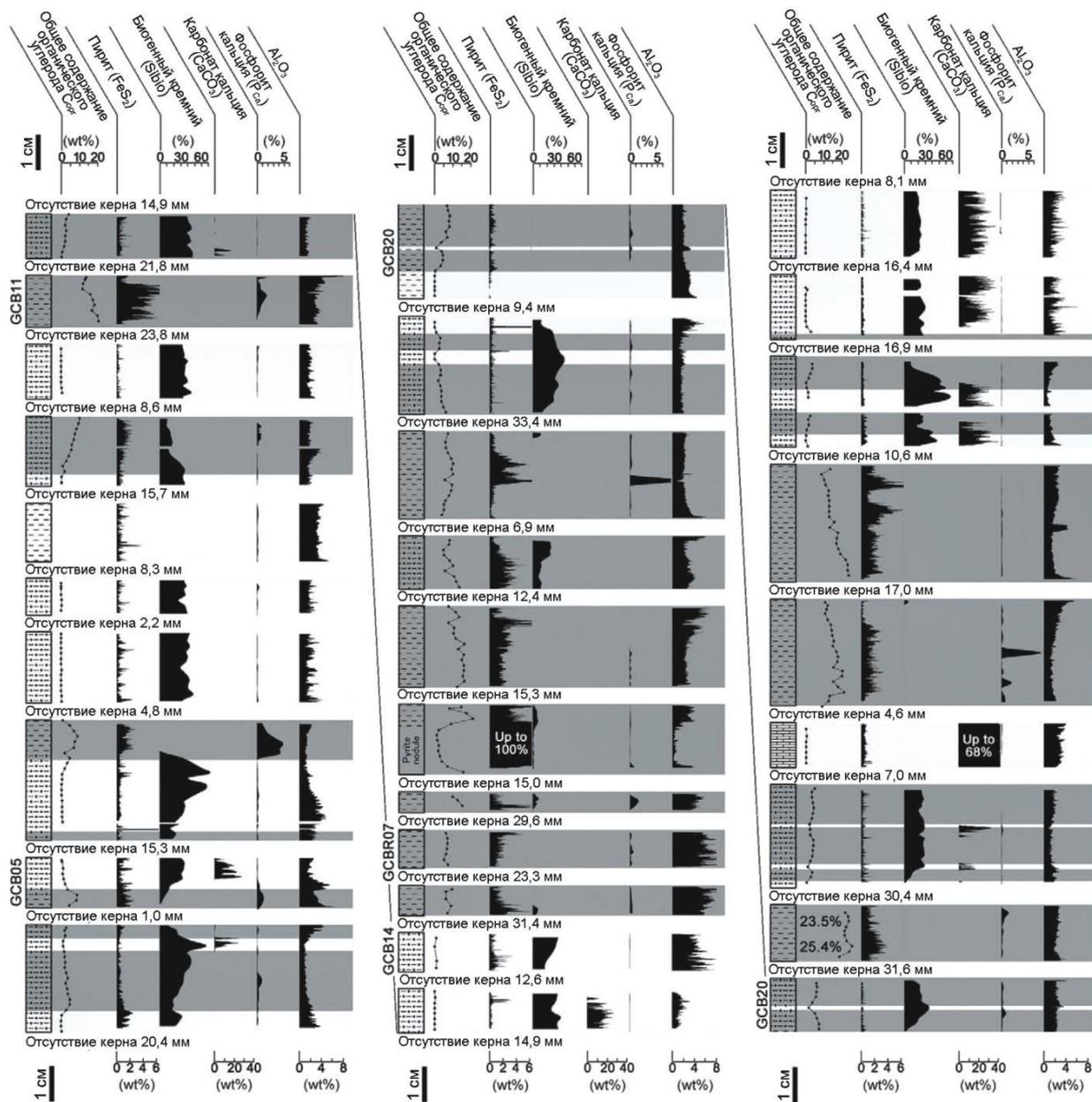
Нижняя часть «LB» характеризуется преобладанием интервалов, обогащенных  $Si_{bio}$ , перемежающихся (ритмически) с интервалами, обогащенными  $C_{орг.}$ . По меньшей мере девять интервалов, обогащенных  $Si_{bio}$  (>10 %), но с уменьшенным содержанием  $C_{орг.}$  (<2 %) с толщиной, изменяющейся от 5 до 35 мм. Хотя содержание карбоната кальция обычно невысокое, этот минерал может составлять более 20 % в нескольких тонких интервалах (<1 до 10 мм толщиной), характеризующихся высоким содержанием  $Si_{bio}$ . С другой стороны, четыре интервала, обогащенные  $C_{орг.}$  (>2 %), но обедненные  $Si_{bio}$  (<10 %) находятся в переслаивании нижней части «LB». Эти обогащенные  $C_{орг.}$  интервалы обычно более тонкие, чем слои, обогащенные  $Si_{bio}$ , и имеют толщину от 3 до 15 мм. В интервалах, обогащенных  $C_{орг.}$  в значительном количестве обычно содержатся как  $FeS_2$ , так и фосфат кальция. По меньшей мере в четырех интервалах этого разреза наблюдались интервалы, одновременно обогащенные как  $C_{орг.}$  (>2 %), так и  $Si_{bio}$  (>10 %).

Средняя часть. В средней части «LB» преобладают интервалы, обогащенные  $C_{орг.}$ , но обедненные  $Si_{bio}$ . Толщина таких интервалов обычно колеблется от 5 до 32 мм. В интервалах, обогащенных  $C_{орг.}$ , концентрация  $FeS_2$  обычно увеличивается до 7 %, в то время как содержание  $Si_{bio}$  время от времени увеличивается. В этом переслаивании находятся шесть тонких интервалов (толщиной 1,5-4,5 мм) с преобладанием  $Si_{bio}$ . Карбонат кальция, как правило, отсутствует, за исключением интервала толщиной 12 мм, в котором содержание  $CaCO_3$  повышается до 68 %. В средней части «LB» также присутствуют грубозернистые модули пирита диаметром порядка 1 см. Содержание фосфата кальция обычно низкое (<1 %) за исключением нескольких интервалов, обогащенных  $C_{орг.}$ . В сравнении с нижней частью «LB», в средней и верхней частях этого горизонта интервалы, обогащенные  $Si_{bio}$ , характеризуются значительно меньшим содержанием данного компонента.

Верхняя часть. В верхней части «LB» вновь преобладают интервалы, обогащенные  $Si_{bio}$ , колеблющиеся по мощности от 8 до 18 мм. Карбонат кальция присутствует в относительно высоких содержаниях до 40 % в обогащенных  $Si_{bio}$  интервалах. В трех тонких прослоях (толщиной 1,5-6,0 мм) наблюдается обогащение как  $C_{орг.}$ , так и  $Si_{bio}$ . Другие осадочные компоненты, такие как пирит и фосфат кальция, в верхней части «LB» присутствуют в относительно незначительных количествах.

В целом, период преобладания осадконакопления  $C_{орг.}$  повторялся, по меньшей мере, 14 раз, в основном в средней части «LB», в то время как периоды преобладания накопления  $Si_{bio}$  повторялись, по меньшей мере, 19 раз, в основном в нижней и верхней частях «LB». В отношении толщины, обогащенные  $C_{орг.}$  и  $Si_{bio}$  интервалы занимают, соответственно, 39 % и 31 % общего разреза «LB», проанализированного в этом

исследования. Интервалы, охарактеризованные смешением этих двух осадочных компонентов, проявляются, по меньшей мере 18 раз, занимая около 24 % проанализированной части разреза «LB».



Слева на рисунке: литологические описания, общее содержание органического углерода ( $C_{org}$ ),  $FeS_2$ , биогенного кремния ( $Si_{bio}$ ),  $CaCO_3$ , фосфата кальция ( $P_{Ca}$ ) и  $Al_2O_3$

Рис. 6. Интегральный глубинный профиль осадочных компонентов в LB

Приуроченность темной окраски к обогащенным  $C_{org}$  и светлой окраски к обедненным  $C_{org}$  интервалам наблюдалась для меловых черных сланцев из других регионов, таких, как Северное море, Северная Африка и Западные внутренние бассейны Северной Америки. Обычно предполагается, что светлоокрашенные слои соответствуют периодам насыщения придонных вод кислородом, в то время как темноокрашенные слои характеризуют периоды обеднения их кислородом. Если это действительно так, то смена окраски обогащенных и обедненных  $C_{org}$  интервалов в разрезе «LB» должна отражать повторяющееся проявление аэробной и анаэробной среды придонных вод и проходящего в них осадконакопления.

Действительно, обогащенные  $C_{орг}$  интервалы в «LB» должны представлять анаэробные условия донных вод, поскольку в них хорошо сохранена субмиллиметрового масштаба микрослоистость структур пирита и/или алюмосиликатов. Однако, авторы исследования также обнаружили слоистую структуру даже обедненных  $C_{орг}$  и обогащенных  $Si_{bio}$  слоев по всему разрезу «LB». По их данным, образец GCB05 в основном сложен сочетанием темноокрашенного обогащенного  $C_{орг}$  интервала в нижних 4 мм и светлоокрашенного обогащенного  $Si_{bio}$  интервала в верхних 9 мм. Биогенный кремний отсутствует в базальном 1 мм, но особенно обилен в вышележащем 6 мм уровне с границей, близкой к постепенной. Важно отметить, что три обогащенных карбонатом слоя толщиной 0,8-3,0 мм наблюдались в верхнем, обогащенном  $Si_{bio}$  интервале. Поскольку эти тонкие слои предполагают, что они не были нарушены биотурбидитностью (воздействием организмов), придонные воды, по крайней мере, ниже поверхности раздела осадок-вода должны были бы быть анаэробными, даже когда верхние обогащенные  $Si_{bio}$  осадки были образованы, и мало вероятно, чтобы постепенное увеличение содержания  $Si_{bio}$  в образце GCB05 отражало смешивание последующих обогащенных  $C_{орг}$  осадков и перекрывающих их обогащенных  $Si_{bio}$  осадков в процессе биотурбидитности.

В качестве примера обедненного  $C_{орг}$  слоя приводятся данные по образцу GCB20 (см. Рис. 5, 6). Биогенный кремний обилен только в верхней части этого образца (до 35 %). Два светлоокрашенных слоя наблюдались на уровне 14 и 34 мм с примерной толщиной 1,5 мм. Они характеризуются низким содержанием  $C_{орг}$  (<1 %) и относительно высоким содержанием  $Al_2O_3$  (около 4 %). Они имеют четкие границы с соседними темноокрашенными и обогащенными  $C_{орг}$  слоями, что указывает на отсутствие признаков бентосного биологического перемешивания в течение осаждения обедненных  $C_{орг}$  осадков. Принимая скорость осадконакопления в 1,3-1,6 метра за миллион лет этот 1,5 мм толщины слой соответствует времени 900-1200 лет, что намного дольше по времени, чем для хорошо известных субмиллиметрового масштаба микрослоев, формировавшихся в ледниковых озерах, как наблюдалось в Балтийском море и Калифорнийском заливе.

Образец GCB14 (см. Рис. 5, 6) дает пример алюмосиликатного слоя, сохранившегося в обедненном  $C_{орг}$  интервале. Концентрация алюминия повторно увеличивается в базальной части 3 мм уровня. На основании этих данных, показывающих, что тонкая слоистость была хорошо сохранена по всему разрезу «LB», авторы исследования заключают, что придонные воды могли быть более или менее бескислородными на этом участке в течение всего Океанического бескислородного события – 2. Данный вывод подкрепляется тем обстоятельством, что по всему разрезу «LB», микроскопическими исследованиями не найдено ни бентосных фораминифер, ни следов иных ископаемых организмов.

Обратная корреляция между содержаниями  $C_{орг}$  и  $Si_{bio}$  может быть объяснена или растворением  $C_{орг}$  под воздействием  $Si_{bio}$ , и наоборот, или же повторным проявлением двух самостоятельных океанических обстановок среды. Для осадков из бассейна Кариак (Cariaco) и миоценовой формации Монтерей (Monterey) было сделано предположение, что вариации концентрации осадочного  $C_{орг}$  определяются в основном растворением, обусловленным высокой скоростью поступления других компонентов, таких как биогенный кремний и карбонат кальция. В случае «LB», интервалы, обогащенные  $Si_{bio}$  охарактеризованы низкой концентрацией  $C_{орг}$ . Значения концентрации  $C_{орг}$  в обогащенных  $Si_{bio}$  (>10 %) интервалах достигают 1,99 %, что значительно ниже, чем в бедных  $Si_{bio}$  (<10 %) интервалах ( $TOC_{cp}=11,1$  %). Такой тренд предполагает, что растворение под действием  $Si_{bio}$  является потенциальным фактором, контролирующим распределение  $C_{орг}$  в «LB». В нижней и верхней частях «LB», в которых содержание  $CaCO_3$  периодически становится обильным (см. Рис. 6), карбонат кальция, возможно, также играл свою роль в растворении.

На основании биостратиграфии планктонных фораминифер для туронских известняков рассчитана величина скорости осадконакопления в 5,3 м за миллион лет.

Поскольку средняя величина концентрации  $\text{Al}_2\text{O}_3$  в «LB» (2,42 %) в три раза выше, чем в разрезе туронских известняков (0,76 %), при предположении, что скорость аккумуляции и состав терригенного компонента были постоянными на протяжении всего разреза верхнего сеномана и турона, ранее для «LB» была оценена величина скорости осадконакопления в 1,6 м за миллион лет. Позднее (Onkouchi et al., 1999), на основе ревизии мезозойской хронологии, значение скорости осадконакопления для разреза «LB» было уменьшено до 1,3 м за миллион лет и дана оценка, что ОАЕ-2 (океаническое бескислородное событие-2) продолжалось 800 тыс. лет. Для оценки временного масштаба также полезно содержание (отношение) стабильного изотопа углерода ( $\delta^{13}\text{C}$ ), поскольку оно показывает положительную глобальную экскурсию на рубеже сеномана и турона. Различаются три стадии  $\delta^{13}\text{C}$ : (1) <100 тыс. лет – быстрое положительное изменение; (2) плато с максимумом  $\delta^{13}\text{C}$  величины, продолжающееся 300 тыс. лет; (3) возврат к значению  $\delta^{13}\text{C}$  до экскурсии в течение 500 тыс. лет. В разрезе «LB» в содержании общего органического углерода  $\delta^{13}\text{C}$  выделены стадии (1) и (2), что позволяет оценить продолжительность образования горизонта «LB» в 400 тыс. лет. Наиболее реалистичная продолжительность Океанического бескислородного события-2 (ОАЕ-2), возможно, находится между 400 и 800 тыс. лет.

Значительное постоянство химического состава терригенного материала на протяжении всего разреза «LB» предполагает, что не существовало значительных геологических событий, таких как вулканические извержения, которые потенциально могут изменять скорость осадконакопления, и которые могли бы иметь место в течение верхнего сеномана и турона вблизи этого места.

Если растворение под воздействием  $\text{Si}_{\text{bio}}$  действительно определяло изменчивость содержания  $\text{C}_{\text{орг}}$ , другие компоненты осадочного материала, такие как алюмосиликатные минералы, должны были бы так же определять некоторую величину этого растворения. Однако, средняя концентрация  $\text{Al}_2\text{O}_3$  в 3,12 % в обедненных  $\text{Si}_{\text{bio}}$  интервалах (<10 %), только в 1,3 раза выше, чем она же в обогащенных  $\text{Si}_{\text{bio}}$  интервалах (>10 %), в то время как средняя концентрация  $\text{C}_{\text{орг}}$  в обедненных  $\text{Si}_{\text{bio}}$  интервалах почти в шесть раз выше, чем в обогащенных  $\text{Si}_{\text{bio}}$  интервалах. Другими словами, концентрация алюмосиликатов менее значима, чем изменения  $\text{C}_{\text{орг}}$  при обогащении  $\text{Si}_{\text{bio}}$ .

Поразительный контраст между содержанием  $\text{C}_{\text{орг}}$  и  $\text{Si}_{\text{bio}}$  в горизонте «LB» мог быть результатом повторяющихся проявлений двух различных океанических обстановок среды; в одной из которых органическое вещество преобладало в процессе осадконакопления, а в другой преобладала аккумуляция биогенного кремния. Основываясь на молекулярных и изотопных данных, органическое вещество в «LB» интерпретируется как образовавшееся в основном из морских организмов, таких как цианобактерии. Поскольку различие в деградации органического вещества, по крайней мере, ниже поверхности раздела осадок-вода должно было бы быть незначительным в течение ОАЕ-2 (океанического бескислородного события-2) на этом участке, возможно, что толщина колонны бескислородной воды менялась между двумя океаническими моделями: одна характеризовалась толстым слоем бескислородной воды, приводящим к осаждению слоев, богатых  $\text{C}_{\text{орг}}$ , а другая – с относительно насыщенным кислородом слоем воды, в котором происходило окисление органического вещества, когда частички органики осаждались в колонне воды.

В более ранней модели граница окисления-redox ( $\text{O}_2 / \text{H}_2\text{S}$  поверхность) должна была существовать в эвфотической (euphotic) зоне, поскольку производящей isorenieratene, пигмент фотосинтеза, является специализированная (strictly) на анаэробные условия зеленая, использующая серу, бактерия. Она была обнаружена в разрезе «LB», а также на юго-востоке Северной Атлантики. В противоположность, более поздняя модель должна характеризоваться более высоким потенциалом окисления в водной колонне, проявляющимся в уменьшении  $\text{C}_{\text{орг}}$ . Хотя для этого трудно привлечь палеоцианографическое участие для изменений содержания  $\text{Si}_{\text{bio}}$ , поскольку радиоляриевые обитатели в

течение меловой эпохи не были хорошо установлены [Racki and Cordey, 2000], потребовалась бы огромная колонна насыщенной кислородом воды для развития радиоляриевой фауны.

Недавно, было получено сообщение, что в горизонте «LB» в изобилии наблюдались мешочкоподобные карбонатные зерна, которые обеднены азотом и предположительно образовались из толстостенных цианобактерий. Это предполагает, что в горизонте «LB» известковистое (карбонатное) органическое вещество с высоким потенциалом сохранения в основном участвовало в образовании обогащенных  $C_{\text{орг}}$  осадков.

#### Распределение пирита

Повышенное содержание пирита в обогащенных  $C_{\text{орг}}$  осадках, известное в различных районах осадконакопления, предположительно объясняется повышенным поступлением органического вещества, которое могло привести к увеличению микробного разрушения сульфатов в бескислородной части колонны вод и в осадках. В разрезе «LB» проявляется тенденция к возрастанию содержания пирита в обогащенных  $C_{\text{орг}}$  интервалах (см. Рис. 6), хотя корреляция между концентрациями  $C_{\text{орг}}$  и  $\text{FeS}_2$  практически отсутствует. Разобщение  $C_{\text{орг}}$  и  $\text{FeS}_2$  показывает, что приток этих компонентов в осадках контролировался различными факторами, и предполагает, что пиритообразование не было ограничено осаждением органического вещества, но определялось другим фактором, таким как наличие реакционно-активного железа в колонне воды или в осадках. Предыдущие исследования по морфологии и изотопному составу серы в сульфидах из современных эвксинских бассейнов, таких как Черное море, бассейн Кариако (Cariaco Basin) и Балтийское море позволяют предполагать, что большая часть пирита образована внутри колонны воды (сингенетический пирит), и в особенности непосредственно ниже границы  $\text{O}_2/\text{H}_2\text{S}$ . Пирит в разрезе «LB» в основном наблюдается в виде тонкозернистых кристаллов и в форме фрамбоидных агрегатов с диаметром 0,005-0,006 мм. Изотопный состав сульфидной серы черных сланцев «LB» составляет  $-31,3 \pm 6,3$  ‰. Эти морфологические особенности и тенденция изотопного состава серы имеют сходство с тем, что наблюдается в современных эвксинских бассейнах и предполагает, что сингенетичное образование пирита в колонне воды было наиболее важным процессом для горизонта «LB». Несмотря на то, что в разрезе «LB» спорадически наблюдаются новообразования пирита диаметром до 1 см (см. Рис. 6), указывающие на образование некоторой части пирита при диагенезе осадков, представляется, что диагенетический процесс менее важен в сравнении с образованием сингенетического пирита.

В интервалах, обогащенных  $C_{\text{орг}}$ , результаты высокоразрешающего элементного картирования показывают существование микрослоистой структуры пирита с толщиной слоев порядка 0,1 мм или менее. Микрослоистая структура характеризуется изменением интервалов, обогащенных распыленным тонкозернистым пиритом (до 10 % концентрации  $\text{FeS}_2$ ) и обедненных пиритом. На основании проведенных авторами высокоточных наблюдений, эти микрослои сложены в основном мелким фрамбоидным пиритом. Если применить сказанное выше о скорости осадконакопления, такая очень тонкая слоистость соответствует 100-летнего масштаба океаническим событиям, связанным с изменением в скорости поступления реакционно-способного железа на границе  $\text{O}_2/\text{H}_2\text{S}$ . Реакционно-способное железо может поступать или с суши в виде аэрозолей или из краевых морей по мере сокращения их площади при латеральной адвекции. Если реакционно-способное железо поступает с суши в виде аэрозолей, распределение пирита будет корреспондироваться с терригенными компонентами вроде  $\text{Al}_2\text{O}_3$ . Однако, отсутствие корреляции концентрации пирита с  $\text{Al}_2\text{O}_3$ , предполагает, что факторы, контролирующие поступление реакционно-способного железа, не имеют отношения к пылевым событиям.

Авторы исследования предполагают, что микрослоистая структура пирита была образована эпизодическим поступлением реакционно способного железа к поверхности

раздела  $O_2/H_2S$ , возможно, путем латеральной мобилизации растворенного Fe. Согласно имеющимся наблюдениям эта формация пирита является независимой от поступления обломочного материала и хорошо согласуется с моделью Fe-скэвиджинга (scavenging) внутри эвксинской водяной колонны в периоды сингенетичного образования пирита.

#### Микрослоистость алюмосиликатных минералов

Очень тонкие алюмосиликатные прослои, наблюдающиеся в средней части горизонта «LB», имеют толщину порядка 0,1 мм и характеризуются максимальной концентрацией  $Al_2O_3$  до 10 %. Такое эпизодическое осаждение алюмосиликатов за короткий отрезок времени может быть объяснено внезапным быстрым увеличением поступления алюмосиликатов в виде гравитационных потоков, пылевых событий или внезапного уменьшения поступления других осадочных компонентов (например,  $C_{орг}$  и  $Si_{био}$ ). Некоторые из микрослоев алюмосиликатов имеют постепенные контакты с перекрывающими слоями, что имеет сходство со структурой осадков гравитационных потоков типа микротурбидитов. Хотя было высказано предположение, что район Умбрийских Апеннин был расположен в пелагической области, изолированной как от поступления значительного количества обломочного материала, так и от переотложенных мелководных осадков в течение среднего мела, результаты авторов исследования не исключают возможность того, что алюмосиликатная микрослоистость может отражать осадконакопление, обусловленное гравитационными потоками. Хотя эти алюмосиликатные микрослои наблюдались только в отдельных случаях и в ограниченных интервалах, особенно в средней части «LB» (см. Рис. 6), микротурбидиты могли создать вариации содержания  $Al_2O_3$  в разрезе «LB». Отсюда, высказанное выше предположение, об отдельных временных вариациях при постоянной скорости поступления терригенного материала, может быть верным и надежным, по крайней мере для грубой оценки скорости осадконакопления, но эпизодические, кратковременные явления, такие как осаждение гравитационными потоками, могут стать причиной серьезной ошибки при оценке скорости осадконакопления, когда ведется исследование с высоким разрешением. В рассмотренной работе авторы описали фундаментальную природу осадочных компонентов в черных сланцах ОАЕ-2 (океанического бескислородного события-2) на уровне субмиллиметрового и миллиметрового масштаба, но требуется более детальная хронологическая информация при дальнейшем обсуждении изменчивости океанической среды во временном масштабе 100 - 10 000 лет и при сравнении с современными аналогичными системами, такими как Черное море, бассейн Кариакко (Cariaco) и Балтийское море.

#### Применение в отношении изучения палеосреды

На основании особенностей распределения осадочных компонентов, в сочетании с оценкой скоростей осадконакопления в диапазоне от 1,3 до 2,6 м за миллион лет, в общих чертах может быть реконструирована морская палеосреда в течение Океанического бескислородного события-2 (ОАЕ-2). Авторы исследования предполагают, что существование двух различных океанических обстановок устанавливается в основном из вариаций толщины колонны бескислородных вод и экологии эвфотической зоны.

В течение ранней стадии ОАЕ-2 (0-38 см интервал), в котором 3-15 мм толщины слои, обогащенные  $C_{орг}$ , переслаиваются с 5-32 мм интервалами, обогащенными  $Si_{био}$ , условия относительно богатой кислородом колонны воды, длившиеся от 1000 до 10 000 лет, перемежались с бескислородными событиями, когда в качестве главного производителя органического вещества выступали преобладающие цианобактерии. В периоды существования высоко бескислородной среды происходило прерывистое образование сингенетического пирита, которое периодически усиливалось (в пределах 100 лет) при поступлении реакционно-способного Fe.

В течение средней стадии ОАЕ-2 (38-93 см интервал), где присутствует только несколько обедненных  $C_{орг}$  слоев (толщиной 1,5-12 мм), переслаивающихся с обогащенными  $C_{орг}$  слоями, преобладали высоко бескислородные условия, на которые

накладывалось периодическое формирование сингенетического пирита в колонне воды, продолжавшееся порядка  $10^4$  лет. Высоко бескислородные условия периодически прерывались или событиями поступления кислорода или же событиями гравитационных потоков.

На последней стадии ОАЕ-2 (93-104 см интервал) преобладание образования  $Si_{bio}$  в условиях относительно насыщенной кислородом колонны воды снова происходило в течение 10 000 лет. Это предполагает, что литологическое изменение «LB» могло корреспондироваться с океанографическими изменениями, происходящими во временные промежутки порядка 1 000-10 000 лет.

В других разрезах, охватывающих границу сеномана и турона, океанографические изменения в течение ОАЕ-2 некоторыми авторами интерпретировались как отражение орбитального ускорения Земли и дополнительного поступления осадочного материала. Бимодальная океаническая модель с осцилляциями состояния океана в «LB» могли также управляться изменениями орбитального движения, определяющего изменение климата. Если изменения движения по орбите контролируют климатические изменения в этом регионе, единичные сочетания слоев, обогащенных  $C_{org}$  и  $Si_{bio}$  должно представлять совпадение циклов. Чередование этих слоев хорошо наблюдается в нижней части «LB», с их общей толщиной от 10 до 50 мм (авторы не смогли определить точную толщину одного их сочетания, поскольку эти интервалы не были опробованы). На основании приведенных выше скоростей осадконакопления, временной диапазон слоев разной толщины определяется от 5 до 39 тысяч лет. Хотя такие временные интервалы высоко изменчивы, средняя величина временного диапазона, по всей видимости, корреспондируется с циклом прецессии (осцилляции ?) земной орбиты в 19 и 23 тыс. лет. Большая изменчивость временного диапазона в таких слоях может отражать конструктивные и/или деструктивные взаимодействия (наложения) с другими циклами, такими как циклы изменения наклона эклиптики и эксцентриситета земной орбиты или пропуск и смешение циклов.

Заключение. С помощью 0,01 мм разрешения картирования состава в масштабе слоистости были исследованы закономерности относительного обогащения и распределения осадочных компонентов горизонта Ливелло Бонарелли «LB» и получены следующие выводы:

1) Придонные воды (по крайней мере, ниже поверхности раздела осадок-вода) на рассматриваемом участке в течение Океанического бескислородного события - 2 были в основном бескислородными, поскольку тонкослоистая структура, определяемая карбонатом кальция и/или алюмосиликатными минералами, сохраняется по всему разрезу «LB» даже в обедненных  $C_{org}$  интервалах.

2) Глубинные профили  $C_{org}$  и  $Si_{bio}$  показывают в значительной мере обратную корреляцию этих компонентов. Этот факт частично может быть объяснен растворением  $C_{org}$  под воздействием  $Si_{bio}$ , но в основном он определяется вариациями океанической среды, связанными с изменением толщины колонны бескислородной воды и экологией поверхностной воды, повторяющимися с периодичностью 1000-10 000 лет.

3) Отсутствие корреляции концентрация  $FeS_2$  с  $C_{org}$  предполагает, что формирование пирита регулируется наличием реакционно-способного железа. На основании имеющихся данных можно полагать, что пирит формировался в эвксинской водной колонне. Отсутствие подобия в закономерностях распределения между  $FeS_2$  и  $Al_2O_3$  предполагает, что пиритообразование не имело связи с поступлением алюмосиликатов. Кроме того, микрослоистая структура масштаба 0,1 мм в тонкозернистом пирите, наблюдаемая в обогащенных  $C_{org}$  интервалах могла бы быть результатом 100-летнего масштаба вариаций поступления реакционно способного железа на поверхность раздела  $O_2/H_2S$  в колонне воды, возможно обусловленной латеральной адвекцией.

4) С этой точки зрения мы не имеем определенного объяснения для происхождения слоистости, представляющей временные интервалы менее 100 лет. Однако, можно сделать заключение, что океаническая среда при формировании черных сланцев в период Океанического бескислородного события-2 была крайне изменчивой, с полным набором изменений среды во временном масштабе от 1 000 до 10 000 лет, охарактеризованных повторяющимся отложением обогащенных  $C_{org}$  и  $Si_{bio}$  осадков и до изменений 100-летнего масштаба, проявляющихся в формировании микрослоев тонкозернистого пирита в 0,1 мм.

#### 4. СЛАНЦЫ ДОМАНИКОВОЙ СВИТЫ – D<sub>3</sub>f

Описание сланцевых углеводородов, присущих верхнедевонским доманиковым отложениям Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций, дается по монографии, подготовленной во Всесоюзном нефтяном научно-исследовательском геологоразведочном институте еще четверть века назад.

**Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Зеличенко И.А. и др.**  
*Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа.* 1986.

Доманиковые отложения являются нефтематеринскими породами и служат индикаторами особых палеогеографических условий бассейна седиментации. Под термином «доманик» понимается толща переслаивания битуминозно-карбонатных пород с прослоями горючих сланцев, отличающаяся специфическим комплексом органических остатков.

В настоящее время понятия «доманик» и «доманикит» обозначают не только отложения доманиковой свиты среднего франа, но и разновозрастные породы «доманикового» облика с содержанием Сорг от 2,5 до 10-40 % [Вассоевич, 1972].

Отличительными признаками доманиковых отложений являются: 1) высокое содержание органического вещества; 2) характерные литологические фации; 3) специфические комплексы планктонных организмов; 4) отсутствие нормально-морского бентоса.

Разрез «доманика» в районе г. Ухты имеет общую мощность 59-69 м и четко разделяется на три подсвиты (разрез скв. Шуда-Яг-1003).

Нижняя подсвита. Переслаивание темно-серых известняков, кремне-известняков с силицитами, и, так называемыми горючими сланцами, с линзами темно-серых и черных кремней и кремнисто-карбонатных конкреций. Нижняя граница подсвиты проводится по тонкому пропластку зеленовато-серых аргиллитов. Мощность подсвиты 22-24 м.

Кремне-известняки, битуминозные глинисто-карбонатно-кремнистые прослои и силициты нижней подсвиты имеют явно подчиненное значение (30-35 %). Они отличаются сингенетичным рассеянным окремнением и высокой степенью раннедиагенетических преобразований.

Карбонатная часть нижней подсвиты представлена цельнораковинными, полидетритовыми, микрозернистыми с детритом и тентакулитовыми известняковыми слоями. Особенно выделяются три стоя массивных известняков, изобилующих раковинами аммоноидей, прямых наутилоидей, тентакулитов, бухиол, гастропод, остатков ихтиофауны. Здесь же отмечены спикулы губок. Ихтиофауна доманиковой свиты, по данным А.О. Иванова, представлена формами, характерными для глубокого шельфа. В нижней подсвите обильны различные плакодермы и палеониски, изредка встречаются акантоиды и хрящевые рыбы.

Средняя подсвита более кремнистая. Она представлена плитчатыми кремне-известняками, силицитами, тонкорассланцеванными битуминозно-глинисто-карбонатно-кремнистыми породами, известняками и единичными тонкими (0,1-1,0 м) слоями глин в нижней части подсвиты. Нижняя граница средней подсвиты проводится в основании небольшого (0,3-1,5 м) четко прослеживающегося в обнажениях и скважинах, маркирующего пласта голубовато-серых глин. Мощность подсвиты 17-22 м.

Здесь преобладают (60-70 %) фтаниты, кремне-известняки, окремненные м/з известняки с радиоляриями, акритархами и спикулами губок.

В шлифах из образцов пород с тончайшим чередованием кремниевых и карбонатных сильно битуминозных слоев видны многочисленные остатки радиолярий, часто кальцитизированных, местами пиритизированных. Собственно радиоляриевые или обогащенные ими кремнистые прослои очень маломощны (0,5-1,5 см), и обычно они чередуются с пелитоморфными кремнистыми породами.

По сравнению с другими частями разреза доманика, средняя подсвета отличается бедностью фаунистических остатков, которые встречаются в единичных прослоях, характеризуются значительно меньшими размерами и очень тонкостенные.

В средней и верхней частях подсветы встречаются раковины бухиол, прямых наутилоидей и аммоноидей. Скелетные остатки, спикулы губок и водоросли встречаются значительно реже, чем в нижней и особенно верхней части разреза. Однако, только здесь обнаружены многочисленные остракоды.

Верхняя подсвета разделяется на четыре пачки, снизу вверх по разрезу:

- 1) Зеленовато-серые и серые глины (мощность до 3-4 м);
- 2) Переслаивание плитчатых кремне-известняков, известняков, горючих сланцев и редких тонких прослоев глин (до 6 м);
- 3) Глины серые, темно-серые с прослоями известняков в верхней части (до 4,5 м);
- 4) Кремне-известняки темно-серые, тонкослоистые, горючие сланцы с карбонатными конкрециями (до 8 м).

Нижняя граница подсветы проводится в основании нижней глинистой пачки. Мощность подсветы 20-23 м.

Отложения верхней пачки верхней подсветы доманика отличаются увеличением разнообразия различных органических остатков, в т.ч. радиолярий, акритарх, спикул губок, массовые остатки тентакулит. Среди отложений позднего доманика определены конодонты.

По данным А.О. Иванова, вверх по разрезу доманиковой свиты наблюдается постепенное увеличение числа хрящевых рыб и акантод, при уменьшении общего количества плакодерм, кроме того, в верхах доманиковой свиты встречаются редкие *кистеперые рыбы* [Кузьмин и др., 1997].

#### Условия седиментации доманикового бассейна

Франские осадки Тимано-Печорского бассейна характеризуют один крупный трансгрессивно-регрессивный цикл осадконакопления. В начале франского века на Русской платформе располагалась равнина с речными, озерными и лагунными осадками. Начавшаяся затем трансгрессия распространилась со стороны обширного Уральского палеобассейна, постепенно захватывая все большую территорию и образуя окраинные эпиконтинентальные моря типа рассматриваемого Тимано-Печорского моря. В среднем фране морская трансгрессия трижды проникала на Русскую платформу. Эта обстановка сменяется в конце позднефранского века общей регрессией моря.

Максимум трансгрессии и ее стабилизация являются ярким отличительным признаком доманикового времени. Однако, уникальность *доманика* связана в большей мере с особенностями проявления региональной фазы тектонической активности.

Во франское время, с одной стороны, возник Предтиманский авлакоген, с которым связаны излияния базальтов и формирование толщ со значительным содержанием пеплового материала, а, с другой стороны, в Уральском палеобассейне, наблюдалась интенсивная подводная вулканическая деятельность. Проявление вулканической деятельности, связанной с развитием Предтиманского авлакогена и глубинных разломов, возможно, было главным фактором, определявшим особую специфику экологической обстановки в доманиковом бассейне: пульсационное обогащение бассейна кремнеземом и «вспышки» биологической продуктивности.

Доманиковые отложения отличаются тончайшей слоистостью, что отражает пульсационность эволюции бассейна на всех уровнях: от толщи в целом до пачки. Группы пластов, отдельных пластов, слоев и даже тончайших слоев, видимых только в шлифах [Афанасьева, Михайлова, 1966; 2000]. При этом, более крупные этапы развития связаны, по-видимому, с активизацией (или затуханием) подводного вулканизма и поступлением кремнезема из гидротерм глубинных магматических очагов.

В целом, в толще *доманика* видны два уровня резкой изменчивости видового и количественного состава комплексов радиолярий, общего содержания акритарх, тасманитесов, тентакулитов и иных органических остатков, а также максимумом пиритизации и кремнистости отложений. Более мелкие пульсации отражают, скорее всего, климатические и экологические флюктуации, которые, несомненно, вызывали экосистемные перестройки, фиксировавшиеся в осадках.

Одной из главных отличительных особенностей доманиковых отложений является повышенное значение общей кремнистости пород. Средняя кремнистость доманиковых пород (без чистых кремней) составляет 37,3 %. Кремнезем, как правило, не осаждается сразу из пересыщенной морской воды, но образует сначала коллоид, который выпадает затем в осадок в виде глобул геля и концентрируется на дне в больших количествах [Максимова, 1970]. Однако, состав примесей в осадке и, особенно, органическое вещество сдерживают кристаллизацию кремнезема. И чем больше содержание органического вещества в осадке, тем хуже раскристаллизована кремнистая масса породы. При этом скелетные остатки организмов просто погружаются в гель и, постепенно растворяясь, сливаются с ним.

В битуминозных сланцах часто можно видеть «тени» скелетных остатков разнообразных организмов: раковины их растворились в окружающих кремнях, «слились» с породой при деструкции скелета.

Кроме того, среди отложений *доманиковой свиты* широко распространены известковые образования диагенетического происхождения, имеющие форму вытянутых в большей или меньшей степени линз. Кремнисто-карбонатные и карбонатные конкреции, иногда локализованные среди совершенно немых кремней, очень богаты органическими остатками и, прежде всего, радиоляриями, спикулами губок и акритархами. Возможно, они и сохранились в конкрециях только благодаря частичной кальцитизации вмещающей их матричной основы. Именно выделение диагенетического кальцита, скорее всего, и предохранило от растворения в иле раковины многочисленных организмов, обитавших в доманиковом бассейне [Тихомиров, 1995].

Другой характерной особенностью отложений *доманиковой свиты* являются моноорганические образования: лингуловые, бухиоловые, тентакулитовые, радиоляриевые и сферовые (скорее всего, водорослевые-акритарховые). Как правило, они дополнены массовыми скоплениями зеленых одноклеточных водорослей – тасманитесов. Это могут быть как прослои органогенного известняка или кремне-известняка, так и «присыпки» (россыпь) организмов или их отпечатков по поверхности глинистых и кремнистых сланцев или силицитов, совершенно не содержащих фауны. Скелетные остатки, возможно, в них просто не сохранились (?) или организмы «внезапно» погибли именно в моменты накопления осадков. Тентакулитовые слои имеют незначительную мощность не более 5-6 см, а чаще всего – несколько миллиметров или даже менее.

Морфологические особенности организмов и фаунистическое разнообразие, а также закономерная циклическая смена рассмотренных тафоценозов, отражают различные условия существования организмов и свидетельствуют о существовании значительных перестроек среды обитания в течение доманикового времени.

Согласно гипотезе Д.В.Наливкина (1955, 1956) область развития Тимано-Печорского палеоморя отличалась теплым тропическим климатом, а палеомагнитный экватор в франском веке проходил через восточную часть Русской платформы примерно по меридиану 50° [Тихий, 1975].

Как подтверждение стабилизации тропического климата можно рассматривать фантастическое разнообразие планктонных *Sphaerellaria* и их преобладание над иглистыми видами придонных *Aculearia* в нижней и, особенно, в верхней части разреза *доманиковой свиты*. Следы ризоидов указывают на относительно небольшие глубины палеобассейна. Об этом же свидетельствуют и массовые скопления тасманитесов. «Вспышки» биопродуктивности этих зеленых одноклеточных водорослей отмечены в

отложениях различных возрастов и регионов, сформировавшихся в условиях максимального развития морских трансгрессий, когда воды были значительно обогащены биогенным веществом, поступавшим с затопленных участков прибрежной суши [Ефремова, 1987].

Электронно-микроскопическое изучение микрофоссилий и пород доманика позволило авторам впервые доказать присутствие в осадках доманикового моря кремневых 4-х лучевых спикул губок, характеризующихся специфическим нарастанием скелета и наличием центрального канала. Морфологические особенности спикул [Колтун, 1961] могут свидетельствовать о развитии доманиковых губок на глубинах около 200 м.

Исходя из вышесказанного, можно допустить, что формирование доманиковых осадков Тимано-Печорского моря и развитие экосистем происходило на заключительном этапе трансгрессии в условиях мелководного, окраинного моря в зоне внешнего шельфа с глубинами 100-200 м даже в наиболее погруженной Ухтинской части бассейна, что подтверждает гипотезу об относительной мелководности древних палеозойских морей.

Определен палеотемпературный коэффициент, согласно которому преобладание в осадке иглистых представителей *Aculearia* над сферическими видами *Sphaerellaria* может свидетельствовать об относительно холодных придонных водах доманикового палеоморя.

Циклическая смена тафоценозов отражает различные условия среды обитания организмов и свидетельствует о значительных экологических перестройках в течение доманикового времени.

В монографии 1986 года отмечается чрезвычайное разнообразие условий образования доманикоидных пород, которые могут встречаться в платформенных, геосинклинальных и переходных областях, а также в зонах океанической седиментации (Табл. 2). Весьма разнообразен литологический состав пород, вмещающих ОВ. Это глинистые, глинисто-карбонатные, кремнисто-глинисто-карбонатные и кремнистые разности. Установлено, что накопление ОВ происходило в основном в погруженной части шельфа на глубинах около 100-300 м, а горючих сланцев – в литоральной и сублиторальной частях морских бассейнов (на глубине до 100 м и несколько более), в озерах и лагунах как в гумидном, так и в аридном климате.

В настоящее время большинством исследователей признается, что не столько биологическая продуктивность, сколько фациально-геохимические условия, в частности сероводородное заражение наддонных вод, определяют консервацию и сохранение ОВ, обуславливая повышенные концентрации его в осадке.

Принципиальная схема изменений ОВ в диагенезе в доманиковых осадках не отличается от таковой в других породах. Однако, их обогащенность ОВ и наличие в них сульфатов накладывают специфические черты на диагенетическое минералообразование, в частности способствуют интенсивному развитию восстановительных процессов, сопровождающихся накоплением пирита. Абсолютные расходы  $C_{орг}$  в восстановительной обстановке обычно тем больше, чем выше его концентрация, но относительные диагенетические потери ОВ не превышают 30 %. Именно поэтому вещественно-петрографический состав ОВ доманикоидов сравнительно мало меняется в процессе анаэробного диагенетического окисления. Сапропелевое ОВ в этих отложениях обычно представлено четко диагностируемым коллальгинитом и талломоальгинитом.

Фитопланктон – основной биопродуцент сапропелевого ОВ в морях и океанах, хотя в ряде прибрежных районов основным продуцентом могут быть водные растения. К основным группам планктонных водорослей относятся: акритархи (водоросли неуставленного систематического положения), сине-зеленые (*Cyanophyta*), зеленые (*Chlorophyta*), пиррофитовые (*Pyrrophyta*), золотистые (*Chrysophyta*). Это преимущественно микроскопические одноклеточные растения, иногда образующие колонии. Размеры водорослей колеблются от первых микрометров до 2000 мкм (от тысячных долей миллиметра до 2 мм). Образование ОВ фитопланктоном происходит в процессе фотосинтеза. Размножаются планктонные водоросли вегетативным путем.

Таблица 2.

Стратиграфическое положение и распространение изученных пород с повышенными концентрациями сапропелевого ОВ ( $C_{орг}=5\pm 50\%$ )

Абсолютный возраст, млн. лет, приблизительно	РОВ или горючие сланцы	Стратиграфическое положение	Распространение
1600-1500	РОВ	R <sub>1</sub> , усть-ильинский горизонт (u-il)	Сибирская платформа
1000	РОВ	R <sub>2</sub> , малыгинский горизонт (ml)	Сибирская платформа
540	Преимущественно РОВ	Є <sub>1-2</sub> ? куонамский горизонт (kn)	Сибирская платформа
500	Преимущественно РОВ	O <sub>1</sub> , пакерортский горизонт, диктионемовые сланцы	Прибалтийский бассейн
460	Горючие сланцы	O <sub>2</sub> , кукерский горизонт, кукерситы	Прибалтийский бассейн
400	РОВ	S <sub>1</sub> , граптолитовые сланцы	Прибалтийский бассейн
350	РОВ и горючие сланцы	D <sub>3f</sub> , доманик	Русская платформа
350	Преимущественно горючие сланцы	D <sub>3fm</sub>	Припятская впадина
280	Горючие сланцы	C <sub>3</sub> -P <sub>1</sub>	Кендерлыкское месторождение Казахстана
280	Горючие сланцы	C-P	Верхнетунганское месторождение Тунгусского бассейна
170	РОВ	J <sub>1t</sub>	Тоарские сланцы Парижского бассейна, Посидониевы Северо-Германской низменности
130	Горючие сланцы	J <sub>3v</sub>	Восточно-Европейская платформа
130	РОВ	J <sub>3v</sub> -K <sub>1g</sub>	Баженовская свита Западной Сибири
100	РОВ	K <sub>1-2</sub> b-s	«Черные» сланцы Восточной Атлантики
70	Горючие сланцы	K <sub>2m</sub>	Месторождение Тимадит Марокко
40	Горючие сланцы	P <sub>2</sub>	Болтышское месторождение
40	Горючие сланцы	P <sub>2</sub>	Месторождения Средней Азии
40	РОВ	P <sub>2</sub>	Кумская свита Западного Предкавказья
40	Горючие сланцы	P <sub>3</sub> <sup>1</sup>	Менилитовые сланцы Карпат
25	Горючие сланцы	P <sub>2</sub> -N	Новодмитриевское месторождение, северо-запад Донецкого бассейна

Доманиковые отложения Восточно-Европейской платформы и Приуралья ( $D_3f$ ) развиты на северо-восточном склоне Южного Тимана, в Пермской области, Удмуртии, Татарии и Башкирии. Выходы этих отложений длинной цепочкой тянутся от Северного Урала через Средний (р. Чусовая) и Южный Урал (от хр. Каратау до р. Белая). Доманиковые отложения приурочены к семилукскому горизонту нижнефранского подъяруса. Аналогии их встречены также в саргаевском, бургском и аскыньском горизонтах франского яруса и частично в фаменском ярусе на территории Камско-Кинельского палеопрогиба. Мощность прослоев доманика невелика: первые десятки метров, обычно не более 100 м.

Литологический состав доманиковых отложений весьма разнообразен. Это – известняки (птероподовые с обильными гониатитами; полидетритовые; мелкозернистые с радиоляриями; кремнистые), мергели кремнистые и кремнеаргиллиты, силициты. Особенность литологического состава доманиковых отложений – большое количество свободного кремнезема, особенно в отложениях Тимана и Южного Урала. Избыток кремнезема в них обусловлен поступлением его в осадок из Восточно-Уральского бассейна, являвшегося в этот период областью активного вулканизма. Обогащение вод бассейна кремнеземом способствовало развитию организмов с кремневым скелетом, в частности радиолярий.

Содержание  $C_{орг}$  в породах доманика, как правило, невелико: от 1,4 до 13,5 %. Однако встречаются прослои и типичных горючих сланцев, например, в Ташкыскане и Аше на Южном Урале. Содержание  $C_{орг}$  в них достигает 27 %. Как указывал Н.М. Страхов (1939), мнение о высоких концентрациях ОВ в доманике ошибочно. Горючие сланцы встречаются сравнительно редко.

Весьма интересен вопрос о сероводородном заражении придонных вод доманикового бассейна. А.Д. Архангельский (1934) высказывал предположение о доманиковом бассейне как об аналоге Черного моря, воды которого содержат огромное количество сероводорода. Многие советские геологи выступали против этого. Возможным компромиссом является возможность неоднократного чередования во времени аэробных и анаэробных условий в бассейне осадконакопления, как указывалось выше для черных сланцев горизонта Ливелло Бонарелли в Центральной Италии [Kuroda et al., 2005].

Доманиковые отложения Волго-Уральской области и западного склона Урала, традиционно считающиеся классической нефтематеринской свитой, по составу исходного материала и вещественно-петрографическому составу ОВ существенно отличаются от других нефтематеринских отложений. Что касается исходного материала фитопланктона, то он был, вероятно, такой же, как и в других нефтематеринских толщах: простейшие водоросли, в частности тасманиты и акритархи. Весьма существенную роль ОВ доманика составляли именно гумоидные компоненты, главным образом продукты преобразования хитиновых частей тентакулитов, «разбавлявшие» и уменьшавшие нефтематеринский потенциал ОВ. Поэтому с точки зрения исходного ОВ остается не совсем понятной высокая продуктивность доманиковых отложений. В частности, по имеющимся расчетам, генерация нефтяных УВ к концу главной фазы нефтеобразования (ГФН) в доманике достигает 18-19 % от исходной массы ОВ, а в баженовской и кумской свитах, сложенных типичным сапропелевым материалом, около 26-30 % от исходного ОВ.

Главной особенностью состава доманикитов, отличающей их от других типов пород является высокое содержание сапропелевого ОВ. На конец диагенетической стадии оно колеблется от 5 % (граница с нормальными осадочными породами, в первую очередь глинистыми) до 20 % (граница с горючими сланцами) региональная обогащенность осадков сапропелевым ОВ наблюдается лишь в весьма специфических седиментационных бассейнах, в которых и другие компоненты осадков характеризуются большим своеобразием.

Доманикиты – типично депрессионные фации крупных морских бассейнов. Они образуются в условиях длительного некомпенсированного прогибания, в результате

которого нарастает трансгрессия и глубина бассейна достигает нескольких сотен метров (до 500 м и более). Скорости накопления осадков исключительно малы: 2-5 м/млн. лет.

Важнейшая черта доманикитов – пониженная концентрация терригенных частиц, она обусловлена чрезвычайно слабым привносом их из областей сноса. Для этих областей типичны очень пологий рельеф и широкое проявление кор выветривания. Низкие темпы терригенной седиментации определяют резкое преобладание в доманикитах помимо ОВ таких аутигенных компонентов, как карбонаты, кремнезем, минералы железа. Примесь алевритов в доманикитах ничтожно мала и практически не поднимается выше 5 %. Чрезвычайно важной чертой доманикитов, определяющей многие их свойства, является то, что первичные глинистые минералы представлены в них почти исключительно монтмориллонитами.

Обилие ОВ в доманикитах определяет специфику процессов, которые протекают в диагенезе. Эти процессы исключительно своеобразны и лишь в общих чертах напоминают традиционные диагенетические изменения обычных осадочных пород. Исключительно интенсивны окислительно-восстановительные процессы. Поскольку после стадии седиментогенеза в осадке сохраняется много нестойких компонентов ОВ, они легко окисляются, преобразуясь в  $\text{CO}_2$ , что обеспечивает завершенность восстановления минералов железа до пирита, количество которого нередко достигает 5-10 %. Кристаллы пирита встречаются в породах как в рассеянном состоянии, так и в виде макро- и микропрослоев.

Массовое образование  $\text{CO}_2$  порождает цепь последующих минералогических изменений. Если быстрой нейтрализации  $\text{CO}_2$  не происходит, то в отдельных участках осадка возникает кислая среда и наблюдается каолинизация монтмориллонитов, причем каолинит стягивается в микролинзочки. В ходе этого процесса освобождаются кремнезем, а также катионы кальция, магния, железа. Однако главный процесс, протекающий под действием  $\text{CO}_2$  – растворение первичного кальцита, прежде всего из фаунистических и микрофаунистических остатков с кальцитовым скелетом, с образованием растворимых бикарбонатов. Именно поэтому в доманикитах, особенно в слабокарбонатных, обычно сохраняются только отпечатки фауны, а не сами органические остатки.

Увеличение концентрации гидрокарбонатных ионов приводит к возрастанию рН в иловых водах. При перемещении этих вод в проницаемые участки происходит обратный процесс – выпадение карбонатов. Сами доманикиты имеют чрезвычайно низкую проницаемость, и поэтому гидрокарбонатные воды отжимаются в основном в смежные проницаемые участки.

Исключительно важным диагенетическим процессом является образование органо-глинистых соединений. Этот уникальный процесс, захватывающий весь осадок целиком, типичен только для доманикитов, да и то не для всех. Суть процесса в том, что из межпакетных пространств монтмориллонитов вытесняется вода, которая замещается крупными органическими молекулами, образующими кристаллохимические связи с монтмориллонитом. В итоге происходит гидрофобизация пород. Остаточная вода сохраняется только в тупиковых порах, причем в очень небольших количествах (десятые доли объемных процентов на породу). Данный процесс исключительно важен по нескольким причинам. Во-первых, после гидрофобизации становятся невозможными ионные реакции, и, соответственно, все дальнейшие преобразования касаются только ОВ, они не затрагивают минеральные компоненты. Во-вторых, степень связанности ОВ с глинистыми частицами оказывает решающее влияние на образование УВ и особенно на их эмиграцию. Наконец, именно гидрофобизация пород определяет принципиальную возможность образования автохтонных нефтяных залежей в ходе дальнейших изменений.

Кремнисто-глинисто-карбонатные отложения доманиковых фаций Волго-Уральской нефтегазоносной провинции относятся к наиболее продуктивным нефтепроизводящим породам.

Авторами исследования открыто явление экзотермического эффекта превращения ОВ на этапе ГФН, из которого следуют важные выводы.

1. В богатых ОВ нефтегазоматеринских отложениях процесс нефтегазообразования инициируется глубинным тепловым потоком, но начавшись, развивается за счет внутренней энергии ОВ по схеме цепной реакции, лавинообразно, имеет взрывной характер и совершается в масштабе геологического времени очень быстро.

2. Весьма быстрая во времени генерация большого количества нефтяных УВ (до 3-4 вес.% на породу) определяет возможность их эффективной миграции в свободной фазе и высокую эффективность аккумуляции нефти в залежах.

3. Существование температурной аномалии в средней части осадочного покрова бассейна служит важным критерием недавнего или еще доныне продолжающегося процесса активного нефтегазообразования.

4. В зоне недавнего или доныне протекающего активного процесса деструкции ОВ в богатых им отложениях зафиксированная температура в среднем не менее чем на 20 %, а по максимальным данным (в точках локального перегрева) на 30-40 % определяется не интенсивностью глубинного теплового потока, а вкладом тепла, выделяющегося при разложении ОВ.

5. Не только температура, но и внутренняя энергия ОВ, накопленная в процессе фотосинтеза, служат важными факторами превращения ОВ в процессе катагенеза.

Ввиду отсутствия образцов доманиковой свиты, в которых РОВ находится в прото- и апокатагенезе, для полноты картины и понимания некоторых особенностей протекания первично-миграционных процессов (ПМП) на различных грациях катагенеза были использованы результаты изучения кремнисто-карбонатных глин, обогащенных РОВ, из месторождений кашпирских горючих сланцев позднеюрского (средневожского) возраста, силурийских пород Прибалтики, разновозрастных отложений Сибирской платформы и ряда других районов.

Если исходный материал кашпирских сланцев представлен в основном различными группами планктонных водорослей и относится к классу  $F_1$  (собственно сапропелитов), то исходным материалом РОВ доманиковой свиты, так же как и для граптолитовых сланцев силура, послужили остатки фито- и зоопланктона. По вещественно-петрографическому и химическому составу РОВ этих отложений относится к классу  $F_2$  (собственно сапропелитов). Близость исходного РОВ силурийских и девонских обогащенных разностей позволяет с известной долей условности сопоставлять эти различные отложения при изучении их генерационных возможностей и ПМП.

Особенности развития ПМП (первично-миграционных процессов) на стадии раннего протокатагенеза исследованы на примере кремнисто-карбонатно-глинистых пород Кашпирского месторождения сланцев. РОВ этих пород на 100 % состоит из коллоальгинита, представляющего собой продукты разложения различных групп планктонных водорослей. Согласно петрографической характеристике РОВ в породе распределено равномерно и весьма тонкодисперсно по всей глинистой массе, окрашено в светло- и желтовато-коричневый цвет, лишь отдельные фрагменты удлиненной формы, расположенные параллельно слоистости, имеют более темную окраску.

Породы слабо литифицированы, со значительной открытой пористостью (до 30 %). Флюидоразрывы и вторичная пористость отсутствуют. Общее содержание битумоидов в породах Кашпирского месторождения незначительно ( $\beta_{\Sigma ХБ}=1,9\%$ ), основная его масса приурочена к открытым порам – из недробленых пород извлекается до 97 %.

*Резников А.Н. Геосинергетика нефти и газа. Ростов-на-Дону, 2008.*

Для оценки другого важного процесса – эмиграции новообразованных углеводородов из слабопроницаемой нефтегазоматеринской сланцевой толщи во вмещающие породные комплексы с высокими фильтрационно-емкостными свойствами – приводится фрагмент работы А.Н.Резникова (2008).

«Переход смектита (монтмориллонита) в иллит

Большую роль в эмиграции нефти играет возрожденная вода, образующаяся при трансформации смектита (монтмориллонита) в иллит. Удельная поверхность смектита составляет около  $800 \text{ м}^2/\text{г}$  и он вмещает в 8-10 раз больше твердой воды, чем иллит. Поэтому в  $1 \text{ м}^3$  смектита может содержаться 4-5  $\text{м}^3$  твердой воды плотностью 1,15-1,40  $\text{г}/\text{см}^3$ . При переходе в жидкую фазу объем возрожденной воды возрастает до 5-6  $\text{м}^3$  за счет снижения ее плотности. Однако этот процесс является очень медленным, и реализуется при погружении глинистых минералов в течение миллионов – десятков миллионов лет, при наличии источников калия и алюминия и поглотителей выделяющихся порций возрожденной воды – пористых и проницаемых сред, смежных с глинистыми слоями.

Обладая аномально высокой растворяющей способностью (в 100-1000 раз выше, чем у гравитационной воды коллектора) возрожденная вода играет определяющую роль в первичной миграции УВ нефтяного ряда.

Главным фактором, влияющим на трансформацию смектита в иллит, является динамокатагенетический; его частный коэффициент корреляции варьирует от -0,69 до -0,75. Второе место занимает  $C_{\text{орг}}$  (-0,42) и лишь третье-четвертое геотермический и геобарический факторы (-0,06 – 0,30).

## 5. МЕЖДУ ГОРЮЧИМИ СЛАНЦАМИ И ПРЕИМУЩЕСТВЕННО ПЕЛИТОВЫМИ ТОЛЩАМИ

Составители настоящего «Библиографического обзора» не берут на себя смелость рассматривать генетическую классификацию высокообогащенных органическим веществом нефте-, и газонасыщенных сланцевых толщ, но в самой общей форме у них складывается впечатление, что толщи сланцевых углеводородов занимают промежуточное положение между горючими сланцами и мощными преимущественно аргиллито-глинистыми сланцевыми толщами типа баженовской свиты ( $J_3v_{2-3}-K_{1b_1}$ ) Западной Сибири и майкопской серии ( $P_3 - N_1$ ) Северного Кавказа.

### 5.1. Горючие сланцы

Согласно «Горной энциклопедии» [Т. 2, 1986] «горючие сланцы» – это осадочные породы карбонатно-глинистого (мергелистого), глинистого или кремнистого состава, содержащие 10-50 %, редко до 60 % сингенетического осадконакоплению органического вещества (керогена). Горючие сланцы имеют коричневую, коричнево-желтую, серую, оливково-серую окраску, листоватую или массивную текстуру. Термин «горючие сланцы» иногда применяют для обозначения всех высокозольных твердых каустобиолитов, содержащих органические вещества различного происхождения и различных условий преобразования (углистых, битуминозных и липтобиолитовых сланцев).

Исходным материалом органического вещества горючих сланцев служила биомасса преимущественно низших водорослей (сапропелевые компоненты), в меньшей степени – высших растений (гумусовые компоненты) и частично животных организмов. По соотношению сапропелевых и гумусовых компонентов горючие сланцы подразделяются на *сапропелиты* (горючие сланцы Прибалтийского и Волжского сланцевых бассейнов) и *сапрогумиты* (менилитовые сланцы Карпат). Отличительная генетическая особенность органического вещества большинства горючих сланцев – его накопление в донных осадках при нормальном кислородном режиме. Органическое вещество горючих сланцев характеризуется высоким содержанием водорода (7-10 %), большим выходом летучих при термической переработке (до 90 %), высокой удельной теплотой сгорания – до 29-37 МДж/кг.

В Российской Федерации горючие сланцы известны в кембрийских, ордовикских, девонских, каменноугольных, юрских, палеоген-неогеновых отложениях.

Общие ресурсы горючих сланцев России порядка 150 млрд. т. В промышленных масштабах горючие сланцы добываются в России и Китае.

В настоящем разделе при описании современного состояния исследований горючих сланцев использована работа.

**Bunger J.M., Crowford P.M. Is oil shale America's answer to peak-oil challenge ? / Oil & Gas Journal / Aug. 9. 2004, p. 16-24.**

*«Являются ли сланцы Америки ответом на вызов пика производства нефти»*

В условиях приближения «пика мировой добычи нефти», ожидаемого по данным разных авторов в период 2012-2020 гг., в повестку дня ставится поиск альтернативных источников получения жидких УВ. В развитых странах большие усилия начинают прилагаться к сохранению объемов добычи через увеличение получения синтетической сырой нефти из низкокачественных источников. В первую очередь внимание обращают на уголь, нефтебитуминозные пески, горючие сланцы, сланцевую нефть. Геологические запасы угля позволяют, в принципе, удовлетворить потребности населения Земли в синтетическом жидком топливе на длительную перспективу. Тем не менее, ресурсы угля, пригодные для открытой разработки (более дешевого), невелики, а шахтная разработка

значительно удорожает конечный продукт и создает серьезные социальные и экологические проблемы.

Нефтебитуминозные пески, промышленная масштабная добыча которых ведется в провинции Альберта в Канаде, имеют ряд преимуществ: разработка открытым способом, максимальное извлечение полезного компонента, стабильность среднего содержания УВ составляющей, отсутствие рисков при разведке.

Горючие сланцы Скалистых Гор США (в основном формация Грин Ривер) по многим параметрам близки нефтебитуминозным пескам Канады и, как ожидают, в ближайшие годы станут объектом масштабной промышленной разработки. Следует обратить внимание, что с геологическими запасами нефти Персидского Залива (порядка 200 млрд.т) вполне сопоставимы как геологические запасы нефтебитуминозных песков Канады (75 млрд.т. доказанных запасов), так и наиболее экономически привлекательных участков горючих сланцев в США – 210 млрд.т. [Bunger et al., 2004]. Это стратегический ресурс Соединенных Штатов.

Долгое время лидером в получении «синтетической» нефти из горючих сланцев являлась республика СССР, а затем самостоятельное государство, Эстония, получавшая ее около 200 тыс.т. ежегодно. Попытка промышленного получения «синтетической» нефти в США в начале 1980-х годов потерпела неудачу в период резкого падения цен на нефть и прекращения правительственной поддержки.

В последнее десятилетие больших размеров (до 70 млн.т./год) достигло получение «синтетической» нефти из битуминозных песков Атабаски в Канаде и (до 50 млн.т./год) тяжелой нефти в поясе Ориноко в Венесуэле. В условиях высоких цен на нефть гигантские запасы горючих сланцев США могут стать масштабным источником достаточно дешевой синтетической нефти.

По имеющимся оценкам мировые ресурсы горючих сланцев достигают величины порядка 600 млрд. тонн (наиболее консервативные оценки – 370 млрд. тонн), однако пригодные к разработке ресурсы их составляют около 25 млрд. тонн.

В Стюарте, Австралия, реализован демонстрационный проект производства из горючих сланцев высококачественной малосернистой синтетической нефти. Предполагается, что полномасштабное предприятие в этом районе в 2012 году сможет достичь производительности 9 млн.т. [Williams B., 2003].

Ресурсы горючих сланцев США в определенной своей части вполне аналогичны битуминозным пескам Канады по характеристикам доступности, содержания УВ, безопасности и высокого качества конечного продукта. Общие ресурсы горючих сланцев США составляют примерно 285 млрд.т. Из этого количества около 210 млрд.т. горючих сланцев характеризуются содержанием УВ компонента более 10 галлонов на тонну (около 37,8 л/т), а около 100 млрд.т. горючих сланцев содержат УВ в количестве, превышающем коммерчески эффективные для разработки содержания в битуминозных песках Атабаски в Канаде – 22 галлона на тонну (около 83,2 л/т). Слои коммерческой мощности с содержанием в среднем 30 гал/т (около 113,4 л/т) распространены по всей территории штатов Колорадо и Юта. Зоны богаче, чем 40 галлонов на тонну (около 150 л/т) обычно слишком маломощны, чтобы разрабатываться селективно в промышленных масштабах. Потенциально пригодны для разработки около 14 млрд.т. горючих сланцев США.

Мало осознаваемая особенность горючих сланцев США заключается в высокой плотности их запасов на единицу площади, которая может достигать 36 млн. тонн/км<sup>2</sup> при увеличении мощности. Данное обстоятельство определяет большие технические экономические выгоды, а также сводит к минимуму отрицательное воздействие на окружающую среду при разработке горючих сланцев. При сопоставлении параметров битуминозных песков и горючих сланцев необходимо учитывать, что мы имеем дело с различными ресурсами (Табл. 3).

Синтетическая нефть из горючих сланцев реально может иметь некоторые преимущества перед битуминозными песками. Первое, и наиболее важное, преимущество заключается в том, что 30 галлонов нефти на тонну горючих сланцев обеспечивают

получение на 40 % больше органического вещества, чем 25 галлонов нефти на тонну битуминозных песков (примерный уровень современного производства). Во-вторых, кероген горючих сланцев богаче водородом, чем битум битуминозных песков, а это обеспечивает более ценный по показателю «API gravity» продукт. Термин «нефть керогена» в сравнении с понятием «сырая нефть сланцев» более точно отражает геохимическое происхождение нефти.

Таблица 3.

Сравнение экономических показателей битуминозных песков Атабаски (Канада) и горючих сланцев (бассейн Грин-Ривер, США)

№ п/п	Характеристика	Битуминозные пески Атабаски	Горючие сланцы бассейна Грин-Ривер
1.	Содержание полезного компонента (уровень богатства)	25 галлонов битума на тонну	30 галлонов керогена нефти на тонну
2.	Содержание водорода (битума битуминозных песков и нефти керогена)	10,5 %	11,8 %
3.	Азот и сера, которые нуждаются в удалении.	6,2 % (в основном сера)	4,0% (в основном азот)
4.	Потеря жидкости при коксовании и выделении газа	40 литров/тонну руды	11,6 литров/тонну руды
5.	Фактический выход синтетической нефти	84,3 литр/т	116,1 литр/т
6.	Качество нефти	34° API	38° API

Для битуминозных песков извлечение битума, его очистка и коксование гидрокрекинг выполняют те же функции, что подготовка горной массы и перегонка для горючих сланцев. Оба вида сырья нуждаются в улучшении для того, чтобы переместить различные атомы и стабилизировать пиролизический дистиллят. Удаление азота из нефти керогена гидроденитрогенизацией такой же сложный технологический процесс, если не более, как удаление серы из коксового дистиллята гидродесульфуризацией.

Плюсами для горючих сланцев является то, что для них существует возможность селективной добычи только из богатых зон, что может позволить сократить вдвое горнодобывающие мощности, а объем перерабатываемого сырья может быть меньше на 30 %. Нет необходимости в коксовании и гидрокрекинге. Существуют перспективы усовершенствования технологии извлечения УВ флюида. Минусом для горючих сланцев является то, что подготовка горной массы и ее перегонка требуют больших капитальных вложений.

Недостатки созданных в прошлом технологий переработки горючих сланцев и низкая производительность имеющихся установок не могут служить серьезными негативными аргументами при обсуждении перспектив разработки этого нетрадиционного вида углеводородного сырья. Для переработки добываемых на поверхности горючих сланцев могут быть применены высокотехнологичные решения, используемые в других отраслях горной промышленности. Вращающиеся печи для обжига с горячим пепловым циклом (Galoter) позволяют получать в Эстонии 150-200 тыс. тонн синтетической нефти ежегодно, причем эти установки работают более 25 лет.

В конечном итоге, общие затраты энергии для получения синтетической нефти из горючих сланцев США и битуминозных песков Канады примерно равны. Будущая зрелая индустрия переработки горючих сланцев формации Грин-Ривер в США вполне способна продемонстрировать экономическую и энергетическую эффективность, а также обеспечить качество продукта, сравнимое с коммерчески успешными битуминозными песками Атабаски в Канаде.

## 5.2. Баженовская свита

Для общей характеристики баженовской свиты приводится соответствующий фрагмент уже использовавшейся выше монографии

**Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Зеличенко И.А. и др.** *Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа.* 1986.

### РОВ баженовской свиты Западно-Сибирской плиты

Баженовская битуминозная формация верхней юры – нижнего мела ( $J_3v-K_1g$ ) включает в себя три свиты, составляющие по латерали единое тело: собственно баженовскую ( $J_3-K_1br$ ), тутлеймскую ( $J_3-K_1v$ ) и мулымьинскую ( $K_1g$ ). Она распространена на значительной территории центральных районов плиты и занимает площадь около 1,2 млн. км<sup>2</sup>, согласно залегает на георгиевской ( $J_3 km$ ) и абалаковской ( $(J_3k-km)$ ) свитах, перекрывается куломзинской ( $K_1b-v_1$ ), а в западных районах – ахской ( $K_1b-v_1$ ) свитами.

В окраинных районах плиты черные битуминозные аргиллиты постепенно замещаются темно-серыми и серыми аргиллитами с прослоями и пачками светло-серых алевролитов и песчаников (марьяновская, лабытнангская и другие свиты). Возраст битуминозных аргиллитов в целом и нижней части толщи датируется волжским веком. Верхняя их граница асинхронна и изменяется с юго-востока на северо-запад от низов волжского яруса до готерива. Представлена толща в основном черными и черными с буроватым оттенком битуминозными глинами с прослоями и линзами окремнелых, кремнистых и карбонатных разностей. Породы плитчатые, тонкоплитчатые, тонколистоватые, реже массивные. В окраинных частях бассейна, а иногда и по разрезу толщи черные разности пород постепенно переходят в темно-серые и серые за счет неравномерной примеси терригенного материала.

По текстурным особенностям, по петрографическому, химическому, минеральному составу и генетическим признакам породы баженовской свиты разделяются на три типа (силициты, глины, карбонатные разности) и семь разновидностей (силициты битуминозные; глины массивные кремнистые битуминозные; глины микрослоистые кремнистые битуминозные; глины тонкопелитовые и алевритистые; мергели; известняки кристаллические пелитоморфные с биогенной текстурой) [Ушатинский и др., 1980]. Мощность баженовской свиты изменяется от 6-10 м до 100 м, в среднем 25-30 м. Содержание  $C_{орг}$  в породах увеличивается в направлении от окраинных районов к центральным районам плиты от 2-3 до 10-15, в среднем около 5-8 %.

Осадконакопление происходило очень медленно, практически без привноса терригенного материала с берега, почти полностью за счет биомассы, продуктов жизнедеятельности организмов, их скелетных частей со скоростью, не превышающей 2-3, реже 8 мм/1000 лет [Трушкова, 1980]. Развитие преимущественно глинистых пород в пределах Западной Сибири было вызвано устойчивым длительным опусканием обширной территории в познеюрский период и удаленностью источников сноса терригенного материала от центральной части плиты. В волжском веке морская трансгрессия достигла максимума. Глубина моря в центральных районах бассейна составляла 200-500 м и более. Установился относительный тектонический покой. В бассейне накапливался тонкий глинистый материал, поступление которого было резко пониженным. В глубоких участках бассейна прогибание не компенсировалось осадконакоплением. Эпиконтинентальный морской бассейн располагался в основном в зоне теплого гумидного климата, и только южные его районы находились в зоне сравнительно сухого и более теплого климата.

Геохимическая обстановка в осадках в период накопления РОВ баженовской формации была резко восстановительная (сидерито-пиритовая и пиритовая геохимические фации). Потери РОВ в анаэробный период диагенеза составляли до 35 %. По данным ряда

исследователей, состав фауны свидетельствует о сероводородном заражении наддонных вод. С их точки зрения, застойный режим и сероводородное заражение обусловили массовую гибель бентосной фауны, что и подтверждает ее обедненный состав в глубоководных частях бассейна. Сопоставление высоких концентраций остаточного ОВ, урана, пиритовой серы и ряда других элементов в отложениях баженовской свиты с современными осадками Черного, Балтийского, Охотского, Средиземного и других морей свидетельствует о сероводородном заражении в баженовском палеобассейне.

По микрокомпонентному составу РОВ баженовской свиты относится преимущественно к классу собственно сапропелитов (в основном  $F_1$ ). Однако на некоторых разведочных площадях, например, Березовской, Ермаковской, Мулымьинской, Тайлаковской, главным образом в марьяновской свите ( $J_3-K_{1v}$ ) встречены смешанные разновидности РОВ, в составе которых существенную роль играют микрокомпоненты группы витринита (до 43 %).

Результаты битуминологических исследований РОВ на подстадии ПК-Б показывают, что в нем отмечается повышенное содержание хлороформного битумоида А (ХБА) (0,4-0,8 % на породу), причем битумоид имеет достаточно четко выраженный алифатический состав (%): Н – 10,24-11,22; масла – 46-58,4;  $\Sigma$ МНУВ  $\approx$  60-90; а  $\Sigma$ АРУВ  $\approx$  8,7-42,8. Содержание асфальтенов (А) невелико (4-8 %), бензолные смолы (БСМ) преобладают над спиртобензольными (СБСМ).

Степень катагенетического преобразования РОВ баженовской свиты увеличивается от окраинных к центральным и северным районам Западно-Сибирской плиты от ПК<sub>3</sub>-Б<sub>3</sub> до МК<sub>2</sub>-Г-МК<sub>3</sub>-Ж и МК<sub>3</sub>-Ж. Отражательная способность витринита ОВ возрастает от периферийной части плиты к более погруженным центральным ее районам от 0,4 до 0,97 %. Наименее измененное ОВ, не превышающее протокатагенеза (градация ПК<sub>3</sub>), распространено на незначительной территории в основном в западных районах. На большей части территории распространения баженовской свиты (в южной половине плиты) ОВ преобразовано до градации МК<sub>1</sub>-МК<sub>2</sub>-Д-Г; в Салымском районе, в пределах Краснотенского свода и Колтогорского мегаграбена, до МК<sub>2</sub>-Г, реже до переходной от МК<sub>2</sub>-Г к МК<sub>3</sub>-Ж градации катагенеза. В наиболее погруженных северных районах (Надымская, Танловская мегавпадины и Пурский мегапрогиб) катагенетическая превращенность ОВ достигает переходной от МК<sub>2</sub>-Г до МК<sub>3</sub>-Ж, а в некоторых глубокопогруженных участках – градация МК<sub>3</sub>-Ж.

Глинистая толща баженовской свиты, обогащенная сапропелевым ОВ, залегает в наиболее оптимальных глубинных и геотермальных условиях, непосредственно отвечающих проявлению ГФН.

Более детальное описание баженовской свиты приводится по работам двух коллективов новосибирских геологов:

**Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Занин Ю.Н. и др.**  
*Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты* /Геология и геофизика. 1998, т. 39, № 11, с. 1477-1491. Институт геологии нефти и газа СО РАН.

Баженовская свита Западно-Сибирского мегабассейна является высокоуглеродистой карбонатно-глинисто-кремнистой морской толщей. Площадь распространения свиты превышает 1 млн. км<sup>2</sup>, а с учетом ее стратиграфических аналогов, менее обогащенных аквагенным органическим веществом, также углеродистых тутлеймской и мулымьинской свит, превышает 2 млн. км<sup>2</sup>. При этом толщина свиты невелика, от 10 до 80 м, в среднем 28 м. На значительной территории центральной части бассейна средние содержания органического углерода превышают 7-10 % и, соответственно, органического вещества 9-12 %. В центральной части бассейна биогенный кремнезем составляет свыше 40 % массы породы. Исходным материалом для

органического кремнезема служили скелеты радиолярий и диатомей. Таким образом, биогенный кремнистый и углеродистый (планктонно- и бактериогенный) материал в разрезах баженовской свиты в центральной части бассейна превышает 50 %.

В составе баженовской свиты присутствуют породы, преобладающим компонентом которых являются глинистые минералы (аргиллиты, кремнистые аргиллиты), и глинисто-карбонатно-кремнистые, карбонатно-кремнистые и кремнистые породы с относительно невысоким содержанием глинистых минералов. В распределении органического вещества между этими основными типами пород наблюдается четкая закономерность: низкоглинистые породы (карбонатно-глинисто-кремнистые и кремнистые), именуемые вслед за Н.Б. Вассоевичем (1972) *баженовитами*, аномально обогащены органическим веществом (до 25-50 %), высокоглинистые (аргиллиты) содержат органический углерод в концентрациях, существенно превышающих их кларки (до 3-7 %), но обеднены им в сравнении с *баженовитами*. Предельным случаем состава баженовитов являются прослой и линзы в составе баженовской свиты, практически полностью представленные углеродистым органическим веществом. Подобные породы известны на месторождении Бол. Салым.

По современным данным баженовская свита включает средне-, верхнетитонский подъярусы верхней юры и нижне-, среднеберриасский подъярусы нижнего мела.

Два разных типа пород баженовской свиты могут быть четко обособлены уже при макроскопическом описании керна. Баженовиты окрашены в черный с коричневым оттенком цвет. Излом их по плоскости напластования ровный, гладкий. Аргиллиты имеют серый или зеленовато-серый цвет, раковистый излом и они, как правило, менее прочны по сравнению с баженовитами.

Примером может служить разрез скважины 8155 на Северо-Нивагальской площади (Среднее Приобье). Толщина баженовской свиты в этом разрезе составляет 24 м, керном охарактеризована верхняя часть разреза (12 м). Исследованная часть разреза построена ритмично, в ней часто чередуются углеродисто-глинисто-кремнистые породы (баженовиты) с аномально высоким содержанием органического вещества и аргиллиты с повышенным его содержанием. Толщины слоев пород первого типа колеблются от 0,01 до 0,74 м, второго – от 0,02 до 0,74 м. Всего в пределах исследованного интервала выделено 77 слоев, в том числе 33 слоя баженовитов.

Наряду с описанной макроциклическостью в строении разреза с толщиной слоев от первых саниметров до метра имеет место ритмичность и более высокого порядка – с толщиной слоев первые миллиметры и меньше. По содержанию глинистых минералов между баженовитами и аргиллитами нет переходных разновидностей. В баженовитах главными минеральными компонентами породы являются аутигенный кварц, органическое вещество и только на третьем месте находятся минералы глин. Пирит и кальцит являются породообразующими минералами. В аргиллитах главным компонентом, естественно, являются минералы глин. Породообразующие также кварц и полевой шпат. Постоянной, но небольшой примесью в породах баженовской свиты является алевритовый материал, количество которого практически не превышает нескольких процентов.

По геохимическим данным среда, в которой отлагались глинистые и глинисто-кремнистые углеродистые осадки в баженовском море, была не идентичной. Среднее содержание пирита в баженовитах равно 10,41 %, в аргиллитах 4,14 %. Анализ материалов по геохимии железа подтверждает высказанные ранее предположения о сероводородном заражении или дефиците кислорода в наддонных водах центральных глубоководных частей Западно-Сибирского моря волжского века. Как видно, обстановки накопления глинистых осадков были существенно менее восстановительными, чем баженовитов. Имеются данные, указывающие и на различие солености вод в бассейне. Известно, что содержание бора в составе глинистого минерала в случае его преимущественно гидрослюдистого состава является индикатором солености вод морских бассейнов. Именно таким является состав глинистых минералов в породах баженовской свиты. В

целом, показатели солёности вод морского бассейна для аргиллитов оказались более низкими, чем для баженовитов.

Органическое вещество баженовитов располагается преимущественно в области керогена II типа (полимерлипидное аквагенное – сапропелевое, планктонно- и бактериогенное фоссилизированное органическое вещество морских водоемов с восстановительным режимом седиментации). В известной мере неожиданной является информация о составе керогена аргиллитов, располагающихся в области керогена III типа. Как известно, кероген III типа не обязательно имеет террагенную (гумусовую) природу. Это может быть и аквагенное органическое вещество, но в значительной степени окисленное на стадии диагенеза осадков.

Исследования изотопного состава углерода баженовитов и аргиллитов позволяют допускать, что наряду с липидами аквагенного органического вещества исходным материалом для полимерлипидного комплекса керогена аргиллитов могли служить липиды органического вещества высшей наземной растительности, поступавшие в бассейн в сорбированном на глинистом веществе состоянии.

Катагенетическая преобразованность органического вещества в отложениях баженовской свиты в рассматриваемой скважине отвечает градации МК<sub>1-2</sub> (показатель отражения витринита в иммерсии  $R_v^0=0,70$  %).

Поскольку, как было отмечено выше, в разрезе Северо-Нивагальской скважины 8155 баженовиты и аргиллиты ритмично чередуются, то это означает, что и состав автохтонных битумоидов в породах, вскрытых этой скважиной, ритмично меняется.

Имеющаяся литолого-геохимическая информация показывает, что баженовская свита представлена двумя существенно различными по генезису, минеральному составу, геохимии, в том числе геохимии органического вещества, типами пород – баженовитами и аргиллитами. Баженовиты являются продуктом преимущественно биогенной, а аргиллиты – терригенной седиментации. Это две обособленные группы, которые не только латерально замещают друг друга от центральных частей бассейна к его периферии, но и присутствуют в единых разрезах центральной части бассейна, ритмично сменяя друг друга. Более того, в этой цикличности при тщательном анализе могут быть выделены гармоника разной частоты, отражающие медленные и протекающие на их фоне быстрые процессы в бассейне.

Это означает, что распределение терригенного и биогенного материала в осадках Западно-Сибирского морского бассейна в волжском веке зависело не только от естественной дифференциации терригенного материала и биологической продуктивности в акватории бассейна, а являлось функцией времени и зависело от изменения режима седиментации в бассейне в целом во времени. По-видимому, эти изменения режима седиментации проявились во внутренних частях бассейна даже резче, чем во внешних.

Одним из факторов, который мог регулировать как биологическую продуктивность, так и степень фоссилизации органического вещества в бассейне являлось сероводородное заражение или дефицит кислорода в наддонных водах и в осадках. Анализ баланса аутигенно-минералогических форм железа позволяет считать, что в периоды накопления баженовитов (или в зонах накопления баженовитов) сероводородное заражение в Западно-Сибирском волжском бассейне имело место. Судя по чередованию в разрезе баженовитов и аргиллитов, «облако» сероводородного заражения или дефицита кислорода в водах бассейна не оставалось постоянным, а меняло свои размеры, «дышало», мигрировало, а может быть и вовсе исчезало в отдельные отрезки времени.

Поскольку в аргиллитах отношение концентраций В к Ga ниже, чем в баженовитах, есть основания считать, что солёность вод волжского моря также не оставалась постоянной во времени и в периоды накопления аргиллитов понижалась.

Таким образом, есть все основания предполагать, что солёность вод волжского Западно-Сибирского моря и окислительно-восстановительный режим в нем пульсационно менялись во времени в рамках функционирования единой системы «море-окружающая

его суша». Аргиллиты в составе баженовской свиты следует рассматривать как продукты относительно более быстрой, по сравнению с баженовитами, терригенной седиментации в условиях отсутствия в бассейне сероводородного заражения. Определенную роль в поставке и разносе терригенного материала по акватории бассейна играли мутьевые потоки типа турбидитовых.

Алевритовый материал в отложениях баженовской свиты имеет размер зерен, как правило, менее 0,25 мм и плохо окатан. Его природа, скорее всего, эоловая.

Баженовская свита является главной по массе продуцированной ею нефти нефтепроизводящей формацией в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне. Оценки показывают, что она продуцировала не менее 80 % от массы ресурсов нефти. В отношении нефтегенерационного потенциала следует обратить внимание на два обстоятельства:

\*-во-первых, по остаточному генерационному потенциалу и содержанию остаточных битумоидов органическое вещество баженовитов существенно превосходит органическое вещество аргиллитов;

\*-во-вторых, из баженовитов эмигрировала, относительно кумулятивной массы генерированных битумоидов, большая их доля, чем из аргиллитов.

Отсюда с неизбежностью следует, что в центральных районах Западно-Сибирского бассейна, где баженовиты в составе баженовской свиты преобладают над аргиллитами, масса нефти, эмигрировавшей из материнских пород верхнеюрского возраста, была многократно больше, чем в периферических частях бассейна.

Есть основания считать, что состав нефтей, которые генерировали баженовиты и аргиллиты, был существенно различным, как это было видно из данной выше характеристики битумоидов, и соотношение баженовитов и аргиллитов в разрезе баженовской свиты контролировало состав эмигрировавших углеводородов и, следовательно, состав нефтей, которые они образовали, аккумулировавшись в ловушках.

#### Выводы

1. В составе баженовской свиты выделяется два основных типа пород, практически не образующих переходных разностей – глинисто-кремнистые породы, рассматриваемые в качестве баженовитов, и аргиллиты. К первым из них, для которых характерны аномально высокие концентрации органического вещества, аутигенного биогенного кремнезема, показатели более высокой солености вод в морском бассейне и преобладание пирита в составе аутигенных форм железа, почти во всех случаях отвечающего режиму сероводородного заражения, следует относить существующие представления о баженовских отложениях, как продуктах медленной некомпенсированной седиментации в бассейне с высокой биологической продуктивностью. Что касается аргиллитов, для которых характерны повышенные по сравнению с кларками для глин, но существенно более низкие, чем в баженовитах концентрации органического углерода, аутигенного кремнезема и пирита, показатели солености вод в бассейне, указывающие на некоторое его опреснение, то они отлагались в условиях более интенсивного поступления в морской бассейн пресных вод с окружающей суши и существенно более высокого темпа терригенной седиментации. Нельзя исключить присутствие в составе аргиллитов баженовской свиты турбидитовых отложений.

2. Принципиально различный режим седиментации двух этих типов пород нашел отражение в составе и генерационном потенциале керогенов баженовитов и аргиллитов и битуминозных компонентов органического вещества. Есть основания считать, что в отложениях баженовской свиты оба эти типа пород являлись нефтепроизводящими, причем эмиграция битумоидов из баженовитов протекала более активно, чем из аргиллитов.

3. В центральной части Западно-Сибирского осадочного бассейна в разрезах баженовской свиты преобладают баженовиты, нефтегенерационный потенциал которых исключительно высок. К периферии бассейна возрастает роль аргиллитов, начальный

генерационный потенциал которых был ниже и эмиграция нефти из которых была затруднена. Эта региональная зональность predetermined, в значительной степени, снижение плотности начальных ресурсов углеводородов в бассейне от его центральных районов к периферии.

4. Наличие двух типов нефтепроизводящих пород в отложениях баженовской свиты привело к формированию царства морских нефтей, в составе которого может быть выделено несколько семейств нефтей, генетически связанных с баженовской свитой, но различных по физико-химическим характеристикам и генетическим биомаркерным показателям. Поскольку от центральной части бассейна к его периферии соотношение баженовитов и аргиллитов в разрезе изменяется в пользу последних, направленно меняется и состав нефтей в отложениях неокома и верхней юры, в них увеличивается доля компонентов, генетически связанных с наземной растительностью.

**Полякова И.Д., Кроль Л.А., Перозио Г.Н., Предтеченская Е.А.**  
*Литолого-геохимическая классификация разрезов и седиментационная модель баженовской свиты /Геология и геофизика. 2002, т. 43, № 3, с. 240-251. Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья.*

Баженовская свита соответствует титон-нижнеберриасской части разреза Западно-Сибирской плиты. Сложенная маломощными, обогащенными органическим углеродом карбонатно-кремнисто-глинистыми отложениями, она относится к доманикитным формациям – основным генераторам промышленных нефтей в осадочных бассейнах.

Микроскопическое исследование показало, что кремнистые породы обогащены сапропелевым ОВ в виде красного и красно-бурого коллоальгинита, концентрирующегося в пленках и тонких прослоях волокнистого строения. Глинистым породам чаще свойственны бурый и темно-бурый сорбомикстинит гумусово-сапропелевого состава, порой окисленный, реже коллоальгинит, псевдовитринит и лейптинит. Эти данные подтверждают выводы предшественников о синхронном обогащении отдельных частей разреза баженовской свиты  $\text{SiO}_2$  и  $\text{C}_{\text{орг}}$  и обусловленности этого факта высокой биопродуктивностью титон-раннеберриасского бассейна. В преимущественно глинистом разрезе накапливавшееся с меньшей активностью ОВ несет в себе также черты наземного происхождения.

Ниже приводится литолого-минералогическая характеристика баженовской свиты по эталонным разрезам скважин: Александровская-2 (А), Куль-Еганская-1 (Б), Салымской 157 (В).

(А) – Глинистые и сапропелево-глинистые породы темно-серого цвета ленточно-слоистые и листоватые с алевропелитовой структурой, местами сочетающейся с реликтовой органогенной. Тонкий алевритовый материал (кварц, полевые шпаты, слюды) составляет небольшую (от 3 до 10 %) примесь. Слоистость и листоватость обусловлены как алевритовым материалом, так и пленками бурого и буро-черного окисленного псевдовитринита, реже буро-красных волокон коллоальгинита; количество ОВ в шлифе колеблется от 5 до 10 %. По всему разрезу прослеживаются костные остатки рыб и круглые сечения из карбоната и пирита, отнесенные к реликтам червей, а также единичные реликты радиолярий, пиритизированных, реже кремнистых и карбонатных. В интервале 2514-2519 м отмечены ленточные микропропластки, обогащенные пиритизированными (5-40 %) и местами карбонатизированными (10-20 %) ядрами радиолярий. Здесь же встречаются микрослойки (0,5-2,0 мм) из обломков створок пелеципод, а также пиритизированные раковинки фораминифер.

**(Б)** – Кремнисто-глинисто-сапропелевые породы сложены глиной чешуйчато-волокнутой ориентированной бурого цвета с обилием красно-коричневого коллоальгинита в виде пленок (нередко сплоенных 10-25 %) и желтого лейптинита. Постоянно присутствует тончайший (0,001-0,04, редко до 0,06 мм) алевритовый материал от 5 до 10 % (кварц, плагиоклазы, гидрослюда). Текстура пород микрослойчатая, линзовидно- и волнистослоистая.

Из органических остатков отмечены реликты радиолярий, костные остатки рыб и обломки карбонатных раковин. Реликты радиолярий сохранились в виде ядер линзовидной формы, выполненных пиритом (0,5-5,0 %) и редко кальцитом (1-5 %). Иногда линзы наблюдаются в виде «теней» (25 %), соразмерных с радиоляриями и заполненных почти неполяризующейся кремнистой массой. Выделяются тончайшие микропропластки радиолярита толщиной 0,3 мм, кальцитом. Вторичные известняки по радиоляритам двух типов. 1) Переслаивание псевдоморфоз кальцита по радиоляриям, образующим микропропластки толщиной 1-2 мм с раздувами до 10 мм, с пленками толщиной 0,01-0,04 мм и прослоями 0,5-0,7 мм красного коллоальгинита, составляющего до 50 % площади шлифа. В них отмечен тончайший алевритовый кварц размером 0,002-0,04 мм до 5 %, костные остатки рыб 3-4 %, пиритизированные ядра радиолярий 1 % и звездчатые образования халцедона до 0,2 мм - 3-4 %. 2) Известняк среднекристаллический с радиально-лучистой структурой. Кальцит образует перистые четырехлопастные индивиды размером 1,0-1,5 мм, сквозь которые при параллельных николях просвечивают ажурные скульптурные остатки радиолярий или бурые пятна с ячеистой структурой, сохранившиеся от частично растворенных скелетов. Отмечены глобулярный пирит (0,5 %) и костные остатки рыб (0,5 %).

**(В)** – Интервал 2854-2866 м. Глинистые и сапропелево-глинистые породы темно-серого цвета, линзовидно- и волнисто-слоистые с монокристалльной микротекстурой, прослоями переходящей в неориентированную. Тонкий алевритовый материал повсеместно составляет небольшую (3-5 %) примесь, в редких прослоях до 20 %. Отмечаются единичные биоморфозы карбоната и халцедона, пиритизированные ядра радиолярий, в нижней части интервала появляются слои со стяжениями пирита, проявляется битуминозность. ОВ присутствует в виде сорбомикстинита и псевдовитринита. Содержания  $C_{орг}$  на глубине 2854-2861 м менее 2 %, 2861-2866 м – 4-6 %, в прослоях на глубине 2864 м – 8 %.

Интервал 2866-2885 м – Кремнисто-глинисто-сапропелевые породы черного цвета, битуминозные, неясно-, линзовидно- и ленточно слоистые со сгустково-комковатой и монокристалльной микротекстурой. Слоистость подчеркивается тонкоалевритовым материалом и волокнами красного коллоальгинита, составляющего в шлифе 30-50 %. По всему интервалу прослеживаются костные остатки рыб, биоморфозы карбоната (5-25 %), пиритизированные ядра (3-10 %) радиолярий, их теневые реликты и инкрустации пирита (до 25 %), стяжения пирита. Среднее содержание  $C_{орг}$  – 11 %, в отдельных прослоях – 14-18 %.

Высокоомные и радиоактивные породы баженовской свиты характеризуются не только значительной кремнистостью, но и обязательным присутствием больших концентраций коллоальгинита, заполняющего межслоевое пространство. Интересен факт обнаружения коллоальгинита, запечатанного в прослоях известняка, который вызвал резкое повышение КС и ГК. В биогенной компоненте баженовской свиты связь кремнезема и коллоальгинита, карбоната и коллоальгинита, или этих трех составляющих одновременно весьма обычна, хотя она возникает не всегда. Если количество коллоальгинита незначительно или он отсутствует, то ни кремнистость, ни карбонатность сами по себе не могут обеспечить значительного роста КС пород, генерационный потенциал которых также невелик. Связь КС с коллоальгинитом скорее всего обусловлена существованием заполненных нефтью микропустот между образующими этот компонент волокнами. Наметившиеся еще на седиментационном этапе пустоты увеличивали свои объемы в катагенезе вследствие бурно протекающих процессов генерации УВ.

Образование такого природного феномена, как доманикиты, к числу которых относится и баженовская свита, связывается исследователями со многими причинами. Среди последних рассматриваются морские трансгрессии, рельеф морского дна и окружающей суши, некомпенсированный седиментацией режим прогибания, соотношение скоростей накопления осадков и органического вещества, мигрирующее «облако» сероводородного заражения, биопродуктивность, состав биоты, батиметрия, гидродинамическая обстановка бассейна, а также вулканизм, гидротермальная деятельность и повышенная радиоактивность среды. Перечисленные причины обусловлены тремя главными факторами седиментации: климатом, тектоникой и эвстатикой. Единой точки зрения о весомости каждого из этих факторов в накоплении баженовской свиты нет.

Наблюдающиеся тенденции в осадконакоплении баженовской свиты согласуются с данными А.П. Лисицина (1974) о заполнении современных глубоководных котловин мелкоалевритовым материалом с содержанием свыше 30 % аморфного кремнезема, источником которого являются скелеты планктонных организмов. Подобная закономерность отмечается практически для всех кайнозойских и многих мезозойских бассейнов. Очевидно, в баженовском море кремнистые скелеты радиолярий могли особенно хорошо растворяться, проходя через слой воды до 500 м, осаждаясь на дне глубоких впадин с низкими скоростями седиментации. Не исключено, что сероводородное заражение, сопровождавшееся образованием сульфидно-щелочных растворов в осадке, усиливало растворение кремнистого скелета радиолярий с последующим замещением пиритом, карбонатными и глинистыми минералами.

На скелетных остатках некоторых радиолярий обнаружено обволакивающее их вещество, состоящее из перемежающихся концентратов кремнезема и красновато-коричневых фосфат-органических соединений, поставщиком которых могли быть сами радиолярии. Тесная связь радиолярий с нефтематеринскими породами отчетливо прослеживается в течение всего фанерозоя, начиная с ордовика. Наиболее ярко она проявилась в классических нефтематеринских породах доманика.

### 5.3. Майкопская серия. Хадумская и баталпашинская свиты

Настоящий раздел составлен по данным отчета

**Копыльцова А.И., Петренко П.А., Шарафутдинова Ф.Г.** *Анализ и обобщение результатов ГРП по глинистым коллекторам нижнего майкопа Предкавказья и оценка эффективности освоения этого нефтегазозоносного комплекса (2000).*

Глинистый коллектор, заключенный в толще тоже глинистых непроницаемых пород-покрышек, совместно с последними образует глинистый природный резервуар, обладающий своими специфическими свойствами. Описываемые отложения рассматриваются в объеме олигоцена – верхнего отдела палеогеновой системы. Однообразие литологического состава и бедность палеонтологическими остатками значительно затрудняет расчленение олигоценых отложений и однозначное установление их возраста. Нижняя граница олигоцена в пределах Ставрополя выделяется по кровле мергелей белоглинской свиты верхнего эоцена и имеет относительно четкие литологические и палеонтологические критерии. Верхняя же граница (т.е. граница между палеогеном и неогеном), проходящая в толще однообразных глин майкопа, определяется условно. Авторами к олигоцену отнесена только нижнемайкопская подсерия, в состав которой входят отложения хадумской и баталпашинской свит. Общая мощность олигоцена составляет 230-480 м.

### Хадумская свита

Это самая нижняя часть майкопской серии. В Центральном Предкавказье хорошо известно обнажение хадумских отложений по р. Кубань у г. Черкесска. Здесь принято выделять хадумскую свиту в составе трех частей (снизу вверх):

- подостракодовые слои;
- остракодовый пласт;
- надостракодовые слои.

В восточной части Ставропольского края, где хадумская свита нефтеносна, она представлена глинисто-карбонатными отложениями и четко подразделяется на три части. Внутри хадумской свиты отмечаются размывы и стратиграфические несогласия. Общая мощность хадумской свиты изменяется в больших пределах от 17 до 172 м.

В северо-западной части Ставропольского края («северный тип разреза») хадумская свита представлена песчано-глинистыми и алевролитоглинистыми отложениями. В нижней части хадума здесь залегают глины темно-серые с зеленоватым оттенком, слоистые, мощностью до 40 м. Имеется комплекс микрофауны. Выше лежит толща переслаивания – темно-серые алевритистые глины с тонкими прослоями алевролитов, мощность и количество которых увеличивается вверх по разрезу. Процент обломочного компонента изменяется от 14 до 60 %. Мощность этой части разреза достигает 70 м. Еще выше залегающая пачка представлена серыми алевритами с прослоями песчано-алевритов и алевритистых глин. Обломочный компонент здесь составляет 68-98 %. Эта пачка является наиболее проницаемой и представляет собой основную часть продуктивной толщи. Мощность 20-30 м. Заканчивается разрез хадумской свиты залегающими несогласно бурыми алевритистыми глинами, в основании которых нередко имеется маломощный слой глауконитовых алевролитов с битуминозно-глинистым цементом. Мощность пачки 10-20 м. Разрез подобного типа имеет узкая (шириной 5-35 км) зона, протягивающаяся с юго-запада на северо-восток через весь Ставропольский свод. Эта зона является полосой интенсивного развития песчано-алевритовых фаций хадумской свиты, которая с северо-запада и юго-востока обрамляется зонами развития алевролитоглинистых отложений. Авторы полагают, что в разрезах «северного типа» представлены только подостракодовая часть, а остракодовая и надостракодовая части срезаны баталпашинской трансгрессией и, наоборот, нижняя трансгрессивная часть хадумской свиты здесь представлена глинистыми отложениями специфической микрофаунистической зоны, которые отсутствуют восточнее на большей части территории Ставропольского края.

### Баталпашинская свита

Представлена, в основном, глинами темно-серыми, некарбонатными, плотными, тонкослоистыми, с рыбными остатками. В западной части Восточного Ставрополя в нижней части свиты отмечаются прослой мергеля, доломита и карбонатных глин. На Журавской площади в 16-20 м от кровли хадумской свиты выделяется мергельно-доломитовый прослой (баталпашинский репер R<sub>bt</sub>), который четко прослеживается в юго-восточной части Ставрополя. В пределах Восточного Ставрополя характер осадков свиты изменяется. От Журавской площади в восточном направлении через переходную зоны (Чкаловская и Прасковейская площади) разрез баталпашинских отложений постепенно, за счет верхних элементов, обогащается песчано-алевритовым материалом в виде прослоев, пластов, пачек. В Нефтекумском районе на площади Русский Хутор уже выделяются первый, третий, четвертый пласты VII песчано-алевритовой пачки, а «баталпашинский репер» (мергельно-доломитовый прослой) выпадает из разреза. Установление мощности баталпашинской свиты вызывает большие затруднения в связи с определением верхней границы палеогена, т.е. кровли олигоцена, которая принимается условно. Детальное сопоставление и анализ разрезов скважин дает основание предположить, что в направлении с востока на запад происходит срезание и постепенное уменьшение мощности баталпашинских отложений и несогласное залегание на них

среднемайкопских пород. С другой стороны, уменьшение мощности баталпашинских отложений в этом направлении может быть обусловлено трансгрессивным налеганием ее верхних песчано-алевролитоглинистых элементов на ее нижнюю глинистую часть и, соответственно, выпадением из разреза на западе нижних песчано-алевролитовых пачек и пластов, которые присутствуют на востоке. Кроме того, сама глинистая подреперная часть баталпашинской свиты с несогласием ложится на различные части хадумской свиты. При таком рассмотрении объема баталпашинской свиты получается, что если на восточной границе края на площади Русский Хутор мощность свиты составляет 450-470 м, на Прасковейской – 150, то на Журавской уменьшается до 60-70 м.

Другой тип разреза баталпашинской свиты наблюдается в западных и северо-западных районах Ставропольского края. Баталпашинская свита здесь представлена глинами серыми и зеленовато-серыми, в верхней части которых залегает пласт глинистого мергеля с *Ostracoda*, называемый II-м остракодовым пластом. Эти глины лежат несогласно на подстилающих породах хадума. Предполагается, что II-й остракодовый пласт (толщина 2-4 м) западных районов края стратиграфически соответствует баталпашинскому реперу ( $R_{bt}$ ) восточных районов.

В целом, нижнемайкопские отложения имеют сложное стратиграфическое строение со множеством перерывов в осадконакоплении и размывами ранее сформировавшихся осадков, что в значительной мере осложняет корреляцию нефтегазопродуктивных горизонтов и пластов. Авторы пришли к выводу, что стратиграфический принцип расчленения не способен выявить в рассмотренных двух свитах нефтенасыщенные интервалы, так как он и не предназначен для таких целей. Они полагают, что анализ цикличности отложений, проведенный И.А. Бурлаковым (1995) позволяет более детально установить закономерные связи состава геологического разреза и его нефтеносности со структурой слоевых ассоциаций.

При рассмотрении разреза снизу вверх, в пределах от подошвы хадумской до низов баталпашинской свит, отмечается последовательная смена циклитов двухкомпонентной структуры, в которых нижняя часть преимущественно глинистая некарбонатная, верхняя – карбонатная, глинисто-карбонатная, реже карбонатно-глинистая. Общая толщина циклитов на разных уровнях изменяется от нескольких десятков сантиметров до нескольких метров и десятков метров. По мнению авторов рассматривать тонкие, элементарные циклиты нерационально, так как они не всегда выдержаны по площади, поэтому рассматривались циклиты значительной толщины, которые имеют четкую геофизическую характеристику и прослеживаются практически на всей территории восточного Ставрополя.

В пределах рассматриваемой части олигоценового разреза отмечается шесть циклитов: три в хадумской свите и три в нижней части баталпашинской свиты. Выше баталпашинского репера состав циклитов сменяется с карбонатно-глинистого на алевролитоглинистый при сохранении двухкомпонентной структуры. Поскольку составные части циклитов имеют достаточно четкую литологическую выдержанность, четкую геофизическую (электрическую) характеристику, широкую площадь распространения, они могут быть выделены в категорию геологических тел-пластов. В пределах продуктивной толщи нижнего майкопа выделяется 11 пластов, 6 из которых представлены глинами некарбонатными, слабокарбонатными и 5 карбонатными породами – известняками, доломитами, сидеритами, мергелями, глинами (карбонатными). По степени участия в разрезе доминируют глинистые отложения (65-75 %), карбонатные составляют 25-35 %.

Как следует из анализа керна и результатов испытания скважин в надреперном циклите баталпашинской свиты интерес в отношении нефтегазонасности представляет только самый низ (5-10 м) нижней глинистой части, верхняя часть глин и верхняя алевролитовая часть циклита признаков нефтеносности не имеет.

Глинистые части разреза нижнемайкопской подсерии представлены аргиллитоподобными глинами всех градаций известковистости. Наиболее широкое развитие имеют глины некарбонатные и слабокарбонатные. В карбонатных частях разреза отмечаются мергели, мергели глинистые, мергели доломитистые и доломитовые, известняки глинистые, доломиты, сидериты. Доминируют среди карбонатных пород мергели и глинистые известняки.

Макроскопически глины нижнего майкопа образуют две разновидности: черную и серую. При этом в обеих разновидностях встречаются как рыхлые, так и плотные разновидности.

Черные глины представлены высокобитуминозными пелитолитами и часто хорошо выражены на диаграммах ГК в виде положительных аномалий. В них много пирита, рыбных остатков, часто развиты рыхлые разновидности, которые характеризуются микрослоистостью и листоватостью. При раскалывании их вдоль поверхности напластования часто отмечается запах нефти, а при погружении в воду наблюдается пленка нефти. Плотные разновидности черных глин встречаются в разрезе гораздо реже и представлены аргиллитоподобными глинами. При погружении в воду они обычно не рассыпаются.

Характерная черта структуры рыхлых черных глин – их легкая разрушаемость: при размокании в воде они распадаются на мелкие (не более 1 см в поперечнике) тонкие (доли мм) остроугольные обломки. Вид обломков говорит не о набухании глин, а о разрушении породы по тончайшим ослабленным зонам, в роли которых выступают литогенетические (межслоевые) трещины. Ослабленные зоны возникают на границах неоднородностей глин как следствие различия физико-механических свойств разных по литологическому составу глин. В данном случае показателем неоднородности выступает распределение прослоев и линз, в различной степени сцементированных силикатами и карбонатным цементом. Однако к такому же результату приводят различия в размерах, отсортированности и упорядоченности, упаковки глинистых частиц. Во всех случаях при прохождении сейсмических волн или в результате неравномерного уплотнения на границах неоднородностей возникают нарушения сплошности твердой фазы и развиваются литогенетические трещины. Вследствие этого тонкослоистые нижнемайкопские глины более трещиноваты, чем однородные массивные глины среднего майкопа.

Серые глины также представлены рыхлыми и плотными разновидностями. Светлая окраска обусловлена более низким содержанием ОВ и сульфидов железа, а также присутствием большого количества стяжений аморфного чаще кристаллического сахаровидного кварца, рассеянного, в основном, вдоль границ глинистых агрегатов. По структурным особенностям рыхлые серые глины аналогичны черным рыхлым глинам с той лишь разницей, что при погружении в воду они рассыпаются на более мелкие агрегаты. При этом часто обнажаются микропрожилки силикатного материала. Плотные разновидности серых глин более массивные.

Главными породообразующими минералами нижнемайкопских глин являются – гидрослюда мусковитового типа, железистый хлорит, каолинит, смешанно-слоистые образования. Среди глинистых минералов существенно доминирует гидрослюда, содержание которой изменяется от 55 до 82 %, в среднем составляет 70 %. Содержание хлорита колеблется в пределах 5-25 % (среднее 13 %), каолинита 13-31 % (среднее 18 %), смешанно-слоистых образований 2-12 % (среднее 7 %). Обращает на себя внимание очень низкое содержание разбухающих монтмориллонитовых разновидностей и очень высокое – минералов, претерпевших достаточно глубокое преобразование.

Органический материал в тонкодисперсном состоянии окрашивает глинистую массу в желто-бурый (до буро-коричневого) цвета, часто концентрируется в непротяженных линзочках и микрослойках, подчеркивающих микрослоистость (толщина 10-50 мкм, протяженностью до 50-300 мкм), присутствует в виде гелефицированных

бесструктурно-послойно ориентированных образований, реже в виде обрывков углефицированной растительной органики черного цвета размерами от 30x30 мкм до 70x80 мкм.

Карбонаты отмечаются в виде кальцита, сидерита, доломита как в равномерно рассеянном микрозернистом состоянии (размеры зерен бх3 мкм), так и в виде отдельных относительно крупных кристаллов и послойно ориентированных агрегатов до 100-300 мкм в длину, встречаются в полостях камер фораминифер, а также выполняют обломки створок раковин. Наиболее распространены кальцит, сидерит, доломит, последний особенно характерен для мергелей баталпашинской свиты.

Терригенный материал в большинстве случаев присутствует в очень незначительном количестве (<1%), представлен оскольчатыми, угловатыми, полуокатанными зернами кварца тонкоалевритовой размерности, редкими микролейстами мусковита (200 мкм по удлинению), зернами плагиоклаза. Повышенной алевритистостью (за счет микрослойков алеврита) отмечаются надреперные отложения баталпашинской свиты.

Пирит широко отмечается в виде мельчайших кристаллов (1-7 мкм), глобулей, связанных с органическим веществом, псевдоморфоз по растительным остаткам, микроконкреционных стяжений, отдельных относительно крупных кристаллов и агрегатов 40x70 мкм.

Фаунистические остатки представлены фораминиферами, обломками створок раковин, единичными деформированными фоссилизированными остатками рыб в виде чешуек, позвонков, обломков ребер. Обломки ориентированы согласно слоистости породы, форма обломков линейная, размер 60x100 мкм до 1x2 мм, чешуя до 4 мм. Выполнение полостей остатков различное: кальцит, доломит, сидерит, тонкодисперсный пирит, пелитоморфный фосфат, тонкодисперсная органика.

Между черными и серыми глинами существуют заметные различия по морфологии глинистых частиц, слагающих породу.

Черные глины сложены деформированными частицами, которые в силу волнисто-изогнутого строения агрегатов образуют ажурную, арочную конструкцию минерального скелета. Ажурно-арочная конструкция матрицы, образованная неконформной упаковкой агрегатов, обеспечивает существование узких щелевидных и линзовидных пор, размеры которых соизмеримы с размерами агрегатов. Для черных глин характерны также еще два структурных элемента: трубчатые каналы и литогенетические трещины. Диаметр трубчатых каналов довольно постоянен и равен 305 мкм. Трубчатые каналы совместно с дислокациями вблизи зерен алеврита создают систему межслоевого протока и дренирования пород. По литогенетическим (межслоевым) трещинам порода раскалывается на пластинки толщиной 0,5-2 мкм или разваливается на угловатые чешуйки диаметром до 1 см и толщиной 0,2-0,5 мм. Раскрытие литогенетических трещин варьирует в широких пределах и может достигать 200 мкм.

Для серых глин более характерны уплощенные агрегаты, расположенные упорядоченно, ориентировано. Межагрегатные пустоты имеют более правильную форму и меньшую раскрытость, чем в черных глинах. В связи с тем, что в черных глинах меньше карбонатного и силикатного цемента, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) черных глин обладают более благоприятными характеристиками, чем ФЕС серых глин.

В общем плане для глинистой части разреза характерна пелитовая и тонкопелитовая, иногда алевро-пелитовая структура пород. Текстура обуславливается послойным характером распределения органического вещества, пирита, линзовидных включений карбонатов и определяется как тонкослоистая, микрослоистая (горизонтально-непрерывная, прерывистая, прерывисто-штриховатая), линзовиднослоистая, микрополосчатая, реже перистослоистая.

Тонкослоистость пород предопределяет их тонкую листоватость и тонкую плитчатость, в связи с чем, они характеризуются слабой и средней степенью крепости, чешуйчатым изломом.

Из минералогического состава нижнемайкопских глин авторы делают вывод о формировании их за счет разрушения (выветривания) и переотложения каких-то древних глинистых толщ. В этом аспекте обращает на себя внимание очень низкое содержание разбухающих монтмориллонитовых разностей и очень высокое – минералов, претерпевших достаточно глубокое преобразование.

Только с развитием электронной сканирующей микроскопии (СЭМ) появилась возможность определения особенностей строения глинистых частиц, характера их упаковки в глинах различного минералогического состава и особенностей всей фильтрационно емкостной системы глинистых коллекторов.

На первом, самом низком уровне организации слоистых алюмосиликатов (САС), из которых состоит подавляющая часть глин осадочного происхождения, находятся структурные сетки, образованные кристаллически правильными конструкциями. Сетки – это первичные элементы глин, которые не могут существовать как самостоятельные единицы.

Второй уровень – пакеты Такие конструкции уже могут существовать как самостоятельное тело и носить минералогический признак. Они рассматриваются как первичный элемент минерала. Пакеты структурно представляются как плоские достаточно протяженные листочки. Толщина пакетов вместе с межсеточным пространством у гидрослюды составляет 1 нм ( $10^{-3}$  мкм).

Третий уровень организации – это объединение пакетов в микроблоки (или просто блоки). При толщине блоков 0,25-0,33 мкм в них должно содержаться 200-300 пакетов (с учетом рыхлой упаковки).

На четвертом уровне организации – микроскопическом наблюдается соединение блоков в крупные агрегаты, также округлого уплощенного строения, размеры агрегатов: 12-15 x 20-30 мкм, по толщине – 2-3 мкм (или 10 : 1).

На пятом уровне можно выделить отдельные слойки, видимые уже невооруженным глазом, визуальнo неоднородные. Толщина обычно 0,1 мм. Как правило, они группируются в микророслои, залегающие среди более плотных и устойчивых разностей.

В соответствии с этой иерархической системой структур твердой фазы находятся и пустотные пространства.

*Межблоковая пористость.* Относительно крупные поры приурочены к межблоковым пространствам и для гидрослюды они соизмеримы с размерами блоков. В большинстве случаев эти поры содержат свободную воду, так как их раскрытость составляет 0,25-0,33 мкм (диаметр молекулы воды  $0,3 \times 10^{-3}$  мкм). Однако следует отметить, что по периметру межблоковые поры изолированы прочно-связанной водой. Межблоковая пористость не относится к эффективной и формирует, таким образом, пассивную часть пустотного пространства.

*Межагрегатное пространство.* Поры следующего уровня относятся к межагрегатным пространствам. Выше уже говорилось, что волнисто-арочная структура глин, образованная неконформной упаковкой агрегатов, обеспечивает существование узких щелевидных или линзовидных пор, размеры которых соизмеримы с размерами агрегатов. Именно эти пустоты обеспечивают основную поровую емкость глин, фиксируемую аналитическими методами, использующими механизм насыщения. Неоднородность агрегатов по форме и размерам обеспечивает межагрегатным порам гораздо большую сообщаемость, чем межблоковым порам.

*Трубчатые каналы* образуют самостоятельную систему микроканалов. Диаметр каналов довольно постоянен и равен 3-5 мкм. В качестве одного из возможных механизмов образования трубчатых каналов может быть представлен гидравлический прорыв из межагрегатной поры сквозь агрегат (поздний диагенез- ранний катагенез: пора уже надежно изолирована, а величина порового давления обеспечивает перфорацию агрегата). Эти трубчатые каналы могли и могут обеспечивать активную фильтрацию

флюидов по нормали к напластованию. Таким образом, на уровне агрегатов существует одна поровая (емкостная) система и две фильтрационные. Очевидно, что межагрегатные поры образуют активную часть ФЕС глин.

*Литогенетические трещины.* Особый интерес представляют протяженные сильно уплощенные щелевидные пустотные пространства, ориентированные вдоль напластования – литогенетические трещины. Величина их раскрытия варьирует в широких пределах и зависит от степени уплотнения глин. На снимках СЭМ они обнаружались при изучении образцов, насыщенных нефтью. Установлено, что внедряющаяся нефть располагается внутри образца в виде тонких несплошных пленок, заполняющих объемы этих трещин, которые отождествляются с литогенетическими трещинами. Они имеют ограниченное протяжение по латерали и, поэтому, по ним не образуются отдельности пород. Раскрытость трещин выше в зонах недоуплотнения (разуплотнения) глин, обычно в зонах АВПД. Литогенетические трещины образуют высокоэффективную емкостную систему и, при определенной раскрытости недр, фильтрационную, дренирующую систему.

*Трещины скола* образуют еще один элемент фильтрационной системы глинистых пород. Эти субвертикальные тектонические трещины скола, развиваются в зонах тектонических нарушений и глубинных разломов, ограничивающих активные блоки фундамента. Емкость их невелика, однако они эффективно прокачивают сквозь себя флюиды при различных динамических напряжениях в осадочной толще.

Таким образом, только при уровне «агрегат» ФЕС приобретает атрибуты нефтеносности: достаточно большие размеры пор и, что самое главное, достаточно развитую систему каналов, это обеспечивает движение нефти по глинистому коллектору. Опыты по насыщению нижнеолигоценых глинистых пород нефтью показали, что нефть сначала проникает в литогенетические трещины, а затем в межагрегатные поры. Насыщение идет избирательно, в соответствии с раскрытостью каналов. Можно полагать, что при отборе нефти из скважины все происходит в обратном порядке: нефть уходит вначале из наиболее раскрытых каналов, а затем и из менее раскрытых. Таким образом, эффективная ФЕС глинистых пород преимущественно гидрослюдистого состава состоит из четырех элементов: межагрегатных пор, трубчатых каналов перфорации, литогенетических трещин (трещин тангенциального скола) и тектонических трещин (трещин нормального скола).

Нижнемайкопский глинистый коллектор совместно с перекрывающими отложениями образует глинистый природный резервуар (ГПР) и состоит из трех элементов: коллектора, неполного флюидоупора (полупокрышки) и нормального флюидоупора. Нижней границей ГПР является подошва хадумской свиты, которая совпадает с подошвой коллектора. Верхняя граница ГПР определяется поверхностью интенсивно уплотненных глин, которые являются нормальным флюидоупором. Между нормальным флюидоупором и хадумско-баталпашинским коллектором находится зона уплотняющихся массивных глин, которые и являются неполным флюидоупором или полупокрышкой. Для нефти он служит нормальным флюидоупором, а для газа – это коллектор.

Различия между этими тремя элементами определяются структурно-текстурными особенностями: коллектор сложен глинами тонкослоистыми и листоватыми, содержащими повышенное количество органического вещества; нормальный флюидоупор и полупокрышка – это массивные глины, обедненные органикой.

Выявленные промышленные залежи нефти связаны с аргиллитоподобными тонколистоватыми тонкоплитчатыми, разуплотненными трещиноватыми глинами. По характеру пустотного пространства глины могут оцениваться как сложнопостроенные коллекторы. Емкостные и фильтрационные свойства их обусловлены нетрадиционным сочетанием пустот различного уровня по размерам, форме и генезису. В качестве основных элементов, формирующих пустотное пространство глин, следует выделить поры, межлистовые, межплитчатые полости, микро- и макротрещины.

Поры формируются за счет неплотной, иногда неупорядоченной укладки волнисто-изогнутых листочков (доли мкм) глинистых минералов и их агрегатов (единицы, десятки мкм). Поры характеризуются большим разнообразием форм: округлые, изометричные, щелевидные, каналовидные, трубчатые.

Тонкая дисперсность глин предопределяет и тонкость порового пространства: 85-95 % в общем объеме порового пространства составляют поры диаметром <5 мкм и только 5-15 % поры с размером >5-10 мкм, реже до 15-20 мкм. Отмечается высокая сообщаемость и проточность пор, однако реализуются они посредством очень узких пережимов диаметром 0,1-0,4 мкм, реже 1-3 мкм. В связи с очень малыми размерами (5 мкм) доминирующей группы пор и их «заштуцерованностью» тонкими пережимами (поровыми каналами) от пор относительно повышенных размеров (5-20 мкм), в целом поровое пространство глин не может выполнять значимой роли в определении эффективной емкости коллектора.

Межлистоватые, межслойчатые полости обычно линзовидной формы, имеют размеры в расширенных частях до 150-250 мкм и в сужениях до 10 мкм и часто до 30-40 мкм. Природа данных пустот, как и сама листоватость глин, предопределена микро- и тонкослоистостью пород. Степень и характер развития указанных пустот во многом связаны с интенсивностью процессов преобразования пород и органического вещества, в частности, расклинивающего действия гидратных пленок при последовательном обезвоживании отложений. Кроме того, несомненна и роль температурного фактора в формировании этих пустот. В условиях нарастающей температуры различия в коэффициентах температурного расширения текстурных элементов обусловили дополнительное ослабление зон их контактов и способствовали разделению листочков и их блоков с образованием пустот между ними. Размеры межлистоватых, межслойчатых полостей позволяют относить их к эффективным пустотам, формирующим емкость коллектора и обеспечивающим его проницаемость.

Трещины. Между блоками породы толщиной 2-10 мкм наблюдаются горизонтальные и субгоризонтальные трещины с бугристо-гладкими стенками. Трещины, незаполненные, прямые, слегка извилистые, часто слабо ступенчатые, иногда ветвящиеся, затухающие и соединяющиеся. Раскрытость трещин по протяженности изменчива от 3-5 мкм до 300-500 мкм. Густота горизонтальных трещин достигает 500-700 на 1 метр. В единичных образцах керна отмечаются вертикальные, тонкие (около 10 мкм), прямые открытые трещины, пересекающие горизонтальные. Трещиноватость обусловлена тектоническими и литогенетическими факторами. Трещины также относятся к пустотам, принимающим участие в формировании эффективного пустотного пространства.

На основании типа пустот, формирующих эффективное пространство аргиллитоподобных глин, пелитоидный коллектор может классифицироваться как межлистовато-трещинный, межплитчато-трещинный.

В Центральном и Западном Ставрополье нижнемайкопские отложения газоносны, газовые залежи приурочены к песчано-алевритовым гранулярным коллекторам хадума. В Восточном Ставрополье нижнемайкопские (олигоценые) отложения, представленные глинистыми и глинисто-карбонатными породами, содержат исключительно нефтяные залежи в пределах различных тектонических элементов (Восточно-Ставропольская впадина, Прикумская система поднятий, Ногайская ступень, Терско-Каспийский передовой прогиб). Однако, несмотря на то, что нефтеносность нижнего майкопа известна еще с 1953 года и за последующий период открыто более десятка месторождений, связанных с нетрадиционными глинистыми коллекторами, и накоплен огромный геолого-геофизический и промысловый материал, до настоящего времени потенциальные возможности олигоценового комплекса остаются далеко не выясненными.

Сложность разведки олигоценовых отложений заключается в том, что коллекторами являются аргиллитоподобные глины, давно признанные одним из основных региональных экранов и флюидоупоров осадочной толщи Восточного Предкавказья.

В процессе испытания олигоценых отложений были получены притоки практически безводной нефти с начальными дебитами от долей м<sup>3</sup>/сут (пл. Прасковейская, скв. 72, инт. 2563-2593 м – 0,7 м<sup>3</sup>/сут) до нескольких десятков м<sup>3</sup>/сут (пл. Южная, скв. 4, инт. 2300-2312 м – 20 м<sup>3</sup>/сут) и даже сотен м<sup>3</sup>/сут (пл. Журавская, скв. 62, инт. 2113-2125 м – 110 м<sup>3</sup>/сут; пл. Воробьевская, скв. 15 – 227 м<sup>3</sup>/сут). Результаты разведочных работ показывают резкое изменение продуктивности скважин на сравнительно небольших расстояниях и свидетельствуют о неравномерном, локально-мозаичном распределении нефтесодержащих коллекторов по площади.

Анализ результатов испытания скважин на Журавской, Воробьевской, Советской, Пашолкинской, Южно-Спасской, Моздокской площадях показал, что выявленные залежи нефти и все наиболее интенсивные нефтепроявления стратиграфически связаны с интервалами разуплотненных аргиллитов баталпашинской и верхней части хадумской свиты олигоцена. Нефтегазоносность Озек-Суатского, Южно-Озек-Суатского, Краевого, Южного, Ачикулакского, Лесного, Прасковейского, Архангельского месторождений связана с отложениями хадумской свиты.

Гидродинамические условия олигоценых отложений характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). Градиенты пластовых давлений ( $P_{пл} / P_{гид}$ ) в пределах указанной территории изменяются от 1,17 на Озек-Суатской до 1,80 на Моздокской площадях. Пластовые температуры в пределах исследуемой территории по кровле хадумских отложений колеблются от 50 до 180 °С. Наиболее высокие температуры 100 °С и выше зафиксированы в зоне, охватывающей восточную часть Восточно-Ставропольской впадины, западные части Прикумской системы поднятий и практически весь Терско-Каспийский передовой прогиб.

Оценку эксплуатационных возможностей скважин и неструктурных ловушек олигоценых отложений Восточного Предкавказья можно показать на примере Озек-Суатского, Южный Озек-Суат и Лесного месторождений. Отличительной особенностью скважин, находящихся в пробной эксплуатации, является постепенное снижение в них начальных дебитов нефти. Так в скв. 14-Озек-Суат, вступившей в эксплуатацию в 1955 году, дебит снизился с 24 м<sup>3</sup>/сут до 3,0 м<sup>3</sup>/сут, накопленная добыча за все время эксплуатации составила 38 051 тонну нефти. В 1990 году скважина была ликвидирована по техническим причинам. В скв. 1-Южный Озек-Суат дебит снизился с 14,2 т/сут в 1970 году до 0,03 т/сут в 1992 году, накопленная добыча составила 33 674 тонн. По скв. 13-Лесная к концу 1991 года накопленная добыча составила 8 253 т. Скважина 3-Лесная находится в эксплуатации с 1978 года, за время работы до середины 1992 года отобрано 14 477 тонн нефти.

В пластовых условиях нефти имеют следующие параметры: давление насыщения – 7,8-11,4 МПа, газонасыщенность – 55-94 м<sup>3</sup>/т, плотность 0,72-0,75 г/см<sup>3</sup>, вязкость – 0,5-1,0 спз, объемный коэффициент – 1,2-1,3.

Состав нефтей олигоценых отложений отличается однообразием и не претерпевает существенных изменений как по разрезу, так и по всей территории Восточного Ставрополя. Для нефтей характерна несколько повышенная плотность (0,84-0,85 г/см<sup>3</sup>). Содержание силикагелевых смол составляет 7,3-8,8 %, асфальтенов – 1,03-1,52 %. Среднее содержание серы колеблется в пределах 0,12-0,22 %. По содержанию парафинов (8-11 %) нефти классифицируются как высокопарафинистые. Сравнительно высокая плотность нефти обусловлена наличием смолисто-асфальтеновых компонентов и твердых парафинистых веществ. Олигоценые нефти обладают высокими товарными качествами. Выход бензиновых фракций (до 200 °С) соответствует 26-28 %, выход светлых фракций (до 350 °С) – 63-64 %.

#### 5.4. Сланцы Хайнесвилл (J<sub>3</sub>) (США, штаты Техас и Луизиана)

Для сопоставления с образованиями баженовской свиты (Западная Сибирь, Россия) близких по возрасту верхнеюрских сланцев Хайнесвилл (штаты Луизиана и Техас, США) использована работа У. Хаммес с соавторами [Hammes et al., 2011]. Данный источник приведен в несколько сокращенном виде, из него убраны многочисленные ссылки на литературу, которые могут быть восстановлены по печатному изданию или электронному варианту статьи в интернете.

**Ursula Hammes, H. Scott Hamlin, Thomas E. Ewing** *Geologic analysis of the Upper Jurassic Haynesville Shale in east Texas and west Louisiana. //AAPG, Bulletin, v.95, NO.10 (October 2011), PP. 1643-1666.*  
*Хаммес У., Хамлин Г. С., Ивинг И. Геологическое описание верхнеюрских сланцев Хайнесвилл Восточного Техаса и Западной Луизианы.*

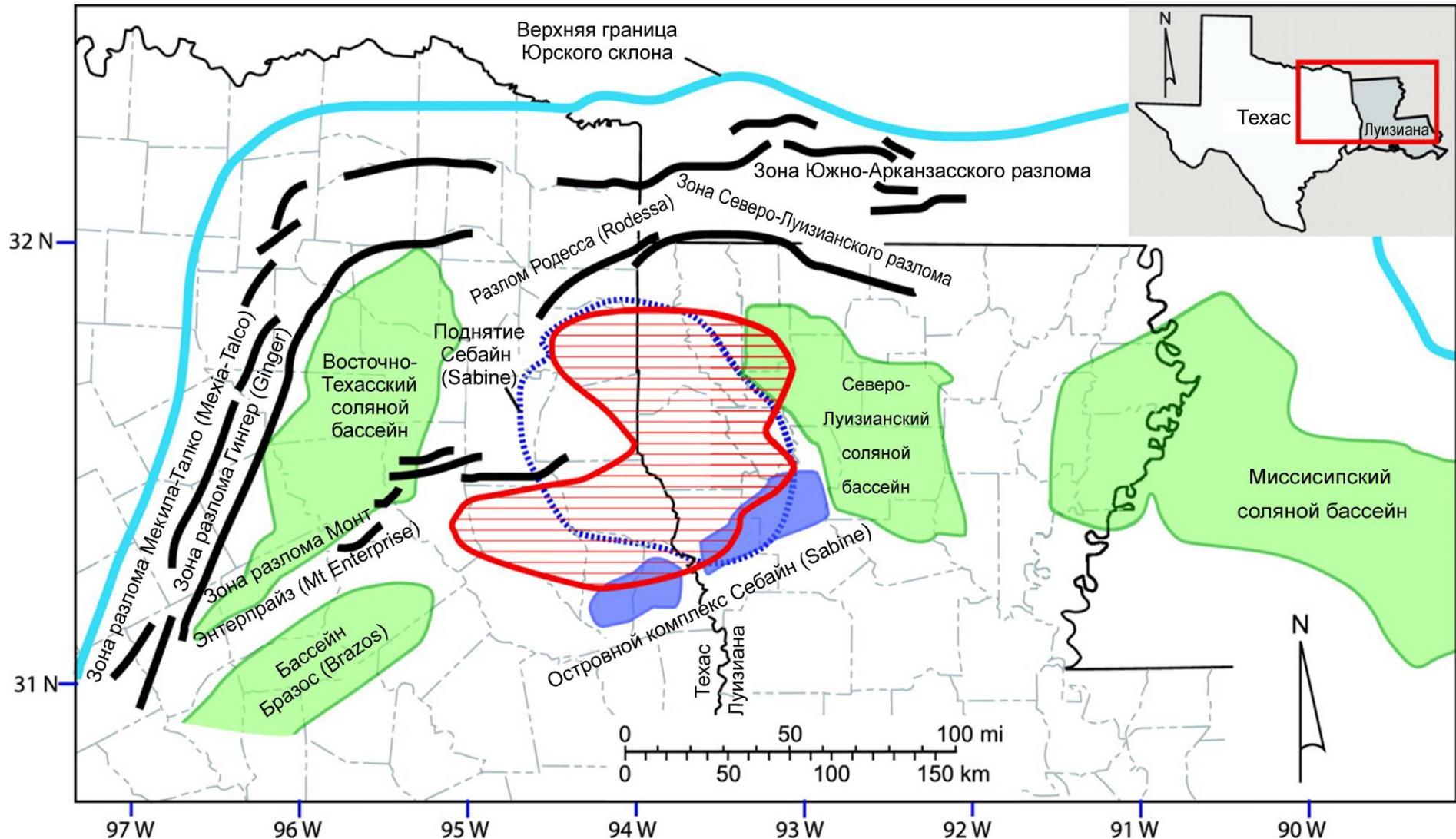
Во многих регионах мира (США, Россия, Аргентина и т.д.) верхнеюрские киммеридж-титонские сланцы рассматриваются в качестве нефтегазоматеринских пород. В ряде случаев, они являются источниками УВ для мезозойских резервуаров, обеспечивающих значительную добычу нефти и газа. Рассматриваемая статья дает базовый обзор и анализ структурного положения, стратиграфии, среды осадконакопления и фаций, проблем добычи в поле газонасыщенных сланцев Хайнесвилл.

Верхнеюрские сланцы Хайнесвилл в настоящее время рассматриваются в качестве одного из наиболее продуктивных полей (плеев) в континентальной части Соединенных Штатов. Технически извлекаемые ресурсы этого поля (плея) оцениваются в несколько сотен триллионов кубических футов (триллионы м<sup>3</sup>). Этот резервуар локализуется в 16 округах вдоль границы штатов Техас и Луизиана (Рис. 7).

Сланцы Хайнесвилл являются богатыми органическим веществом глинистыми породами, которые были отложены в глубоководном бескислородном бассейне в течение киммериджского и раннетитонского времени, соответствующего общепланетарной трансгрессии, во время которой по всему миру отлагались богатые органическим веществом черные сланцы. Осадконакопление верхнеюрских карбонатных и обломочных кремнистых (силикатных) пород Техаса и Луизианы было связано с раскрытием океанической коры Мексиканского залива, на него оказывали существенное влияние структуры фундамента и соляная тектоника.

Хайнесвиллский бассейн с севера и запада был окружен карбонатными шельфами Смэкоувер (Smackover) и известняками Хайнесвилл серии Лоуарк (Louark). С северо-запада, севера и северо-востока в этот бассейн приносили песок и глину несколько рек. Глинистые породы Хайнесвилл содержат целый спектр фаций в пределах от биотурбидитовых известковистых аргиллитов, слоистых известковистых аргиллитов и алевропелитовых кремнистых аргиллитов до неслоистых кремнистых богатых органическим веществом аргиллитов.

Резервуар Хайнесвилл характеризуется аномально высоким давлением, пористостью в пределах 8-12 %,  $S_w$  от 20 до 30 %, проницаемостью на уровне нанодарси, толщиной резервуара 70-100 м. Глубина резервуара колеблется в пределах 2745-4270 м, а горизонтальные стволы скважин имеют длину от 915 до 1525 м. Первоначальные извлекаемые запасы на скважину (EUR-estimates of ultimate recovery) колеблются от 114- до 214 млн. м<sup>3</sup>. Однако, по причине относительно короткой истории разработки этого поля надежная величина не может быть установлена, и существует широкий диапазон оценок извлекаемых ресурсов газа одной скважиной. Продуктивность единичной скважины может достигать 857 тыс. м<sup>3</sup>/сут.



Карта показывает позднеюрские структурные элементы и район продуктивных сланцев Хайнесвилл по состоянию на 2010 г. (район оконтурен красной линией). Структуры контролировались открытием первичного бассейна Мексиканского залива, который определял осадконакопление в Хайнесвилле. Районы, оконтуренные зелеными линиями, являются бассейнами, а районы, окрашенные в голубой цвет, являются структурными поднятиями. Темно-голубая линия показывает поднятие Себайн (Sabine Uplift).

Рис. 7. Карта района исследований в Восточном Техасе и в Западной Луизиане

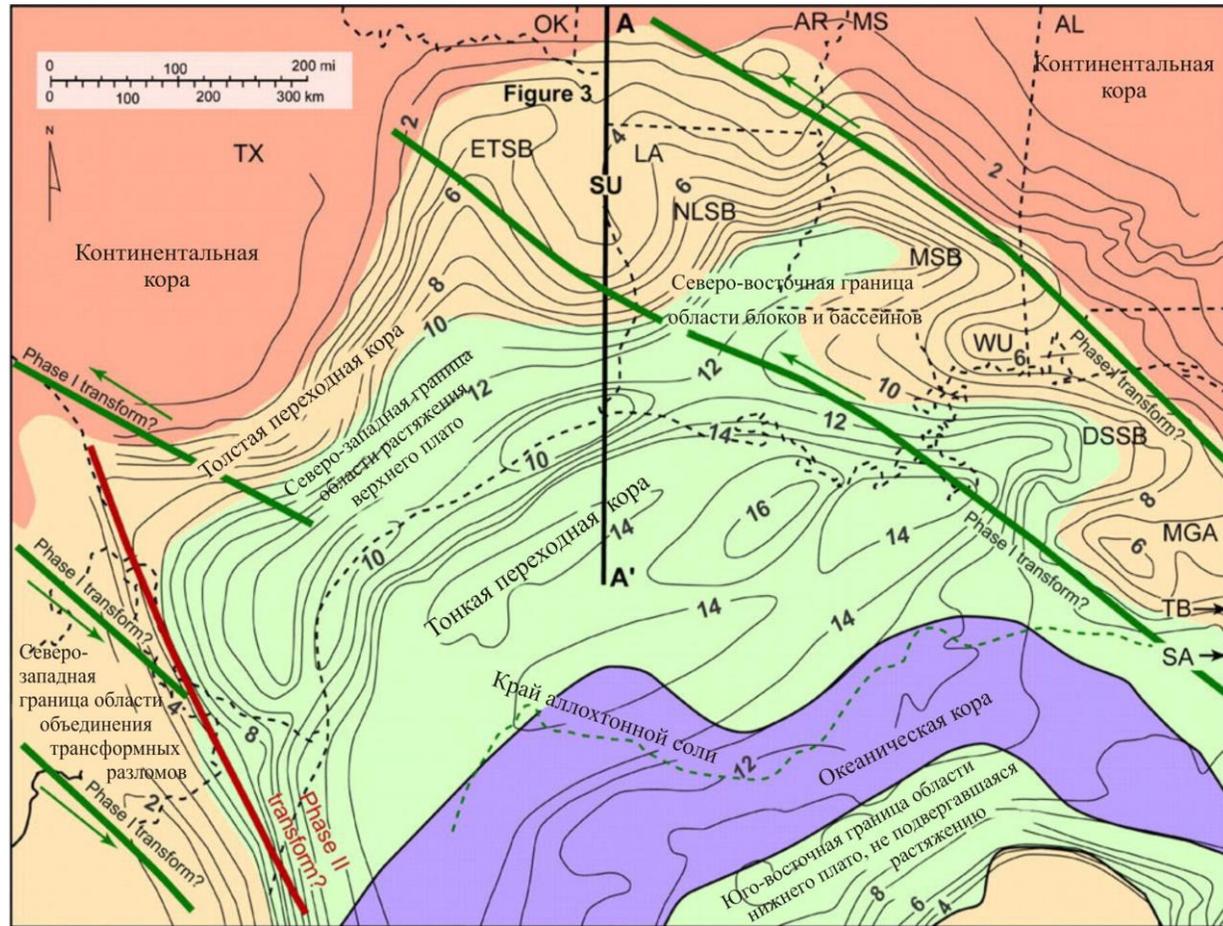
Поле (плей) сланцевого газа Хайнесвилл было открыто как промышленно значимое компанией Чезапик Энерджи Корпорейшен (Chesapeake Energy Corporation) в 2007 г. Компания Чезапик (Chesapeake) назвала эти глубокозалегающие бассейновые сланцы «Сланцы Хайнесвилл – Haynesville Shale» по причине их близкого родства и стратиграфической корреляции с карбонатами Хайнесвилл на востоке Техаса и в Луизиане. Эти сланцы ранее обозначались как «Нижняя формация Боссье – Lower Bossier Formation», «сланцы Гилмер – Gilmer Shale» и «сланцы Шреверпорт – Shrevertport Shale» в Луизиане. Официально название «Сланцы Хайнесвилл - Haynesville Shale» было присвоено этому полю в июле 2010 г. [Railroad Commission of Texas, 2010].

**Геологическое положение.** Поле сланцевого газа Хайнесвилл охватывает обширный район в основном мелководных юрских слоев, известный как поднятие Себайн (Sabine Uplift), а так же западную часть Соляного бассейна Северной Луизианы (см. Рис. 7). Архитектура фундамента и длительная история его развития, создавшие серию структурных поднятий и опущенных блоков до накопления соли, оказали влияние на осадконакопление более молодых юрских пород. Позднемеловые и кайнозойские тектонические движения во многом определяли тепловой поток, историю захоронения и, отсюда, зрелость органического вещества в разрезе.

Поднятие Себайн (Sabine) является частью огромной провинции положительных и отрицательных структур фундамента, которые располагаются вдоль северо-восточной границы бассейна Мексиканского залива (Рис. 8). Здесь выделяются четыре района, характеризующиеся относительно малой глубиной залегания домезозойского фундамента и малой толщиной юрской соли (с юго-востока к северо-западу): свод Сарасота (Sarasota), свод Миддл Граунд (Middle Ground Arch), поднятие Виггинс (Wiggins Uplift) и поднятие Себайн (Sabine Uplift) (Рис. 8). Между этими сводами и в их окружении расположены соляные бассейны, характеризующиеся большой толщиной слоя соли, которая движется в поднятиях рельефа в виде утолщенных линз и соляных диапиров: соленосные бассейны Тампа (Tampa Salt Basin), Де Сото (De Soto Salt Basin), Миссиссипи (Mississippi Salt Basin), Северной Луизианы (North Louisiana Salt Basin) и Восточного Техаса (East Texas Salt Basin - ETSB) [Ewing, 1991; Sawyer et al., 1991] (Рис. 8). Эта краевая часть резко отличается от северо-западной, техасской, окраины бассейна Мексиканского залива, характеризующейся северо-восточным простираем линейных гравитационных и магнитных структур и обширным районом солей большой толщины и глубоким залеганием фундамента, возможно обозначающих вулканическую рифтовую границу. Свод с залегающим на малой глубине фундаментом, подстилается фрагментами более мощной континентальной коры, а соленосные бассейны с более глубоким залеганием фундамента подстилаются более утоненной континентальной корой. Юрское рифтообразование, которое в конечном счете завершилось формированием бассейна Мексиканского залива (GOM) повлияло на свойства земной коры.

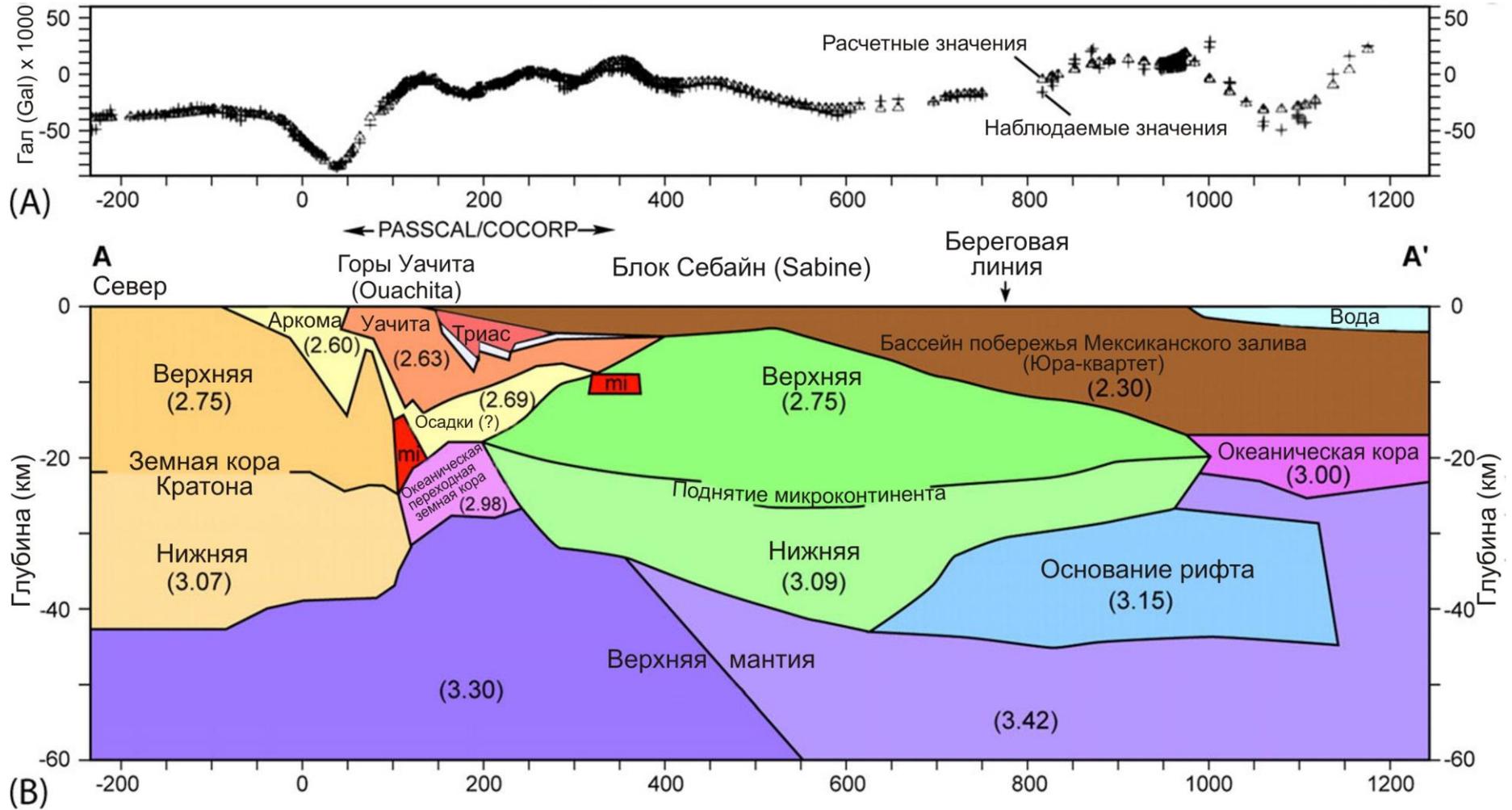
Региональные геофизические работы и гравиметрическое моделирование, показывают, что поднятие Себайн (Sabine Uplift) подстилается земной корой с параметрами континентального типа и почти континентальной мощности (22-25 миль или 36-41 км) (Рис. 9). Узкий пояс земной коры, напоминающей океаническую, отделяет континентальный фрагмент Себайн (Sabine Uplift) от Северо-Американской платформы, он перекрывается недеформированными пенсильванскими и пермскими слоями, а также заполнением триасового грабена.

Существуют многочисленные предположения о природе фундамента блока Себайн (Sabine Uplift). Большинство исследователей рассматривают фундамент блока Себайн (Sabine Uplift) или «Sabinia» в качестве экзотического для Северной Америки явления, в принимаемой ими модели надвиговая зона Уачита (Ouachita) и захороненная палеозойская океаническая кора являются частью сутуры, вдоль которой Сабиния (Sabinia) была присоединена к континенту Северной Америки в позднем палеозое. В альтернативной модели блок Сабиния (Sabinia) мог быть фрагментом земной коры



Контурсы: глубина фундамента в километрах, с изменениями по Sawyer et al. (1991). Неполная линия AA<sup>1</sup> показывает положение разреза на рисунке 9. SU – поднятие Себайн (Sabine Uplift), WU – поднятие Виггинс (Wiggins Uplift), MGA – свод Миддел Граунд (Middle Ground Arch), SA – свод Сарасота (Sarasota Arch), ETSB – Соляной бассейн Восточного Техаса (East Texas Salt Basin), NLSB – Соляной бассейн Северной Луизианы (North Louisiana Salt Basin), MSB – Соляной бассейн Миссиссипи (Mississippi Salt Basin), DSSB – Соляной бассейн Де Сото (De Soto Salt Basin), TB – Тампа Бассейн (Tampa Basin). Зеленые линии показывают трансформные разломы; темно-оранжевые – континентальная земная кора; светло-оранжевые – утоненная переходная кора; светло-зеленые – утоненная переходная земная кора; пурпурные – океаническая земная кора.

Рис. 8. Структурные элементы северной части Мексиканского залива



Нижняя шкала в километрах. (А) Гравитационные данные измерены в Gal x 1000. Наблюдаемая сила тяжести представлена треугольниками, а расчетная сила тяжести представлена символом «+ - плюс». (В) Интерпретация земной коры. Величина представленной плотности в граммах на кубический сантиметр. «mi» - основные интрузии (3,05 г/см<sup>3</sup> или 0,19 г/дюйм<sup>3</sup>). С изменениями по Mickus and Keller (1992). Линия разреза AA<sup>1</sup> показана на рисунке 8.

Рис. 9. Модель земной коры по гравитационным данным вдоль субмеридиональной (север-юг) линии разреза через поднятие Себайн (Sabine Uplift) и центр изученного района

Северо-Американской платформы, отделенным при рифтогенезе от основной части континента, с появлением (кембрий) рифтовых трогов, заполненных Уачитскими (Ouachita) осадками, и в этом случае Уачитское надвигообразование является только закрытием или инверсией, завершающей более ранний рифт. Глубокие скважины, пробуренные в крайней южной части современного поднятия Себайн (Sabine Uplift), обнаружили каменноугольные (миссиссипские и пенсильванские) образования в виде флиша, известняков, риолитовых порфиров и туфов, а также пермские (Wolfcampian) известняки и сланцы.

Растяжение в течение ранней фазы открытия бассейна Мексиканского залива сформировало в пределах поднятия Себайн мозаику относительно приподнятых и опущенных блоков. В южной его части глубокие скважины, упомянутые выше, пробурены непосредственно из верхнеюрских сланцев через палеозойские отложения. Эти верхнеюрские (ранний титон-поздний киммеридж) сланцы принадлежат формации нижнего Боссье [Hammes et al., 2010]. Никаких карбонатов Хайнесвилл или юрских солей не было обнаружено. На основании информации из этих скважин предполагается, что южный район образован островодужным комплексом (Sabine Island Complex) во время осадконакопления солей Лоуан (Louann Salt) и формации Смэковер (Smackover). Этот островной архипелаг представляет самую возвышенную часть юрского поднятия. Севернее этого островного района формация Смэковер и соль, по-видимому, представлены повсеместно, хотя слой соли относительно тонкий.

Существование поднятия Себайн (Sabine Uplift) оказало влияние на характеристики вышележащих осадков поздней юры, так как оно последовательно перекрывалось карбонатами и силикокластическими осадками. В течение Хайнесвиллского (киммериджского) времени сложная обстановка среды осадконакопления была установлена для всего района (Рис. 10).

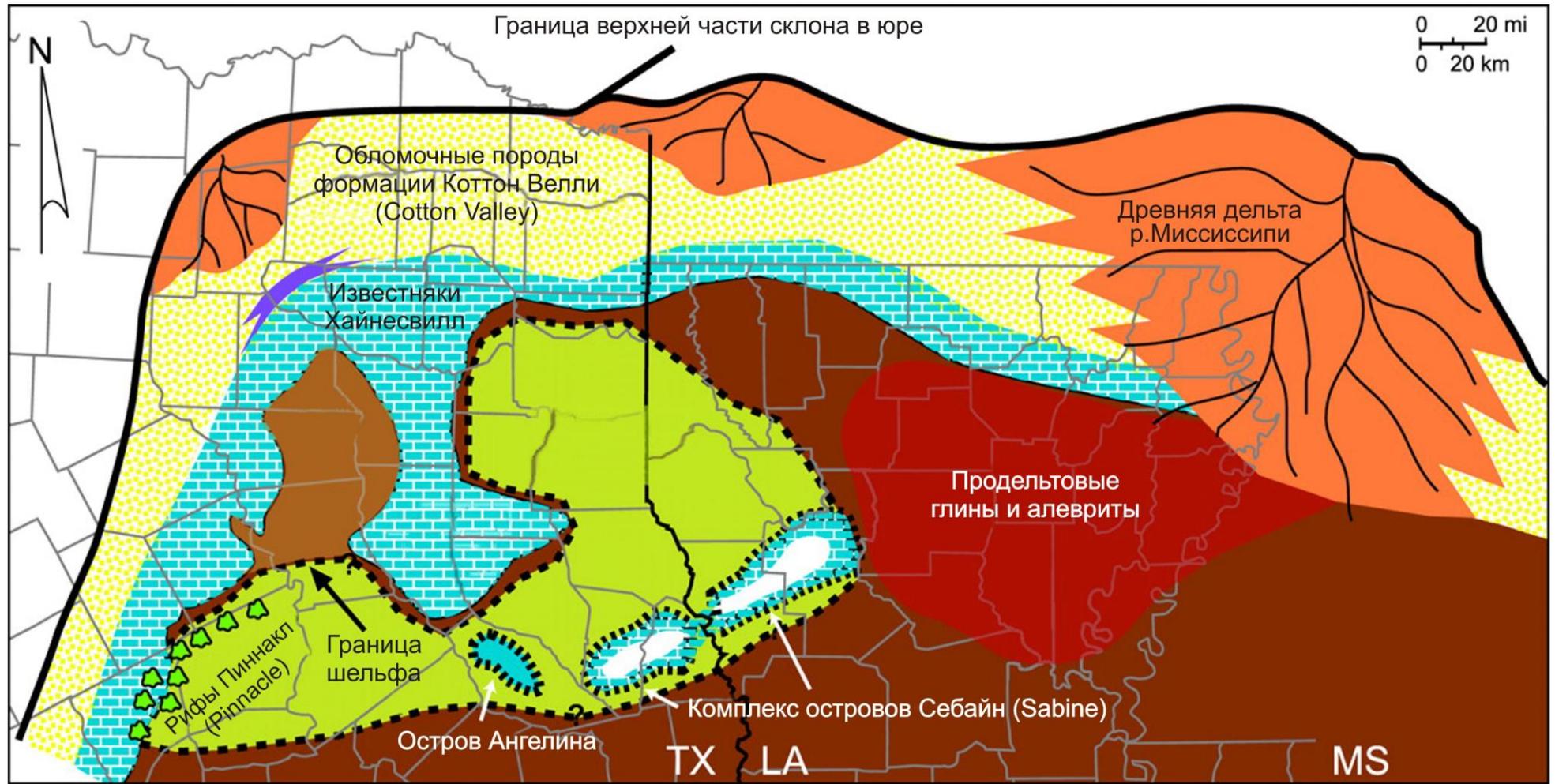
После накопления формации Хайнесвилл (Haynesville formation) дельтовые и барьерные баровые системы формаций Коттон Велли (Cotton Valley) и Боссье (Bossier) распространились по всему бассейну с поступлением материала из крупных рек восточного Техаса и вдоль осей реки Миссиссипи. Силикокласты в этих системах захоронили поднятие Себайн (Sabine Uplift) и окружающие его бассейны. В среднемеловое время влияние этого поднятия было минимальным.

Для регионального стратиграфического исследования сланцев Хайнесвилл авторами были выбраны 322 скважины на основании следующих критериев:

- 1) Проникновение в изучаемый интервал;
- 2) охват исследуемого района с расположением скважин в 3-10 милях (5-16 км) друг от друга;
- 3) наличие каротажных данных.

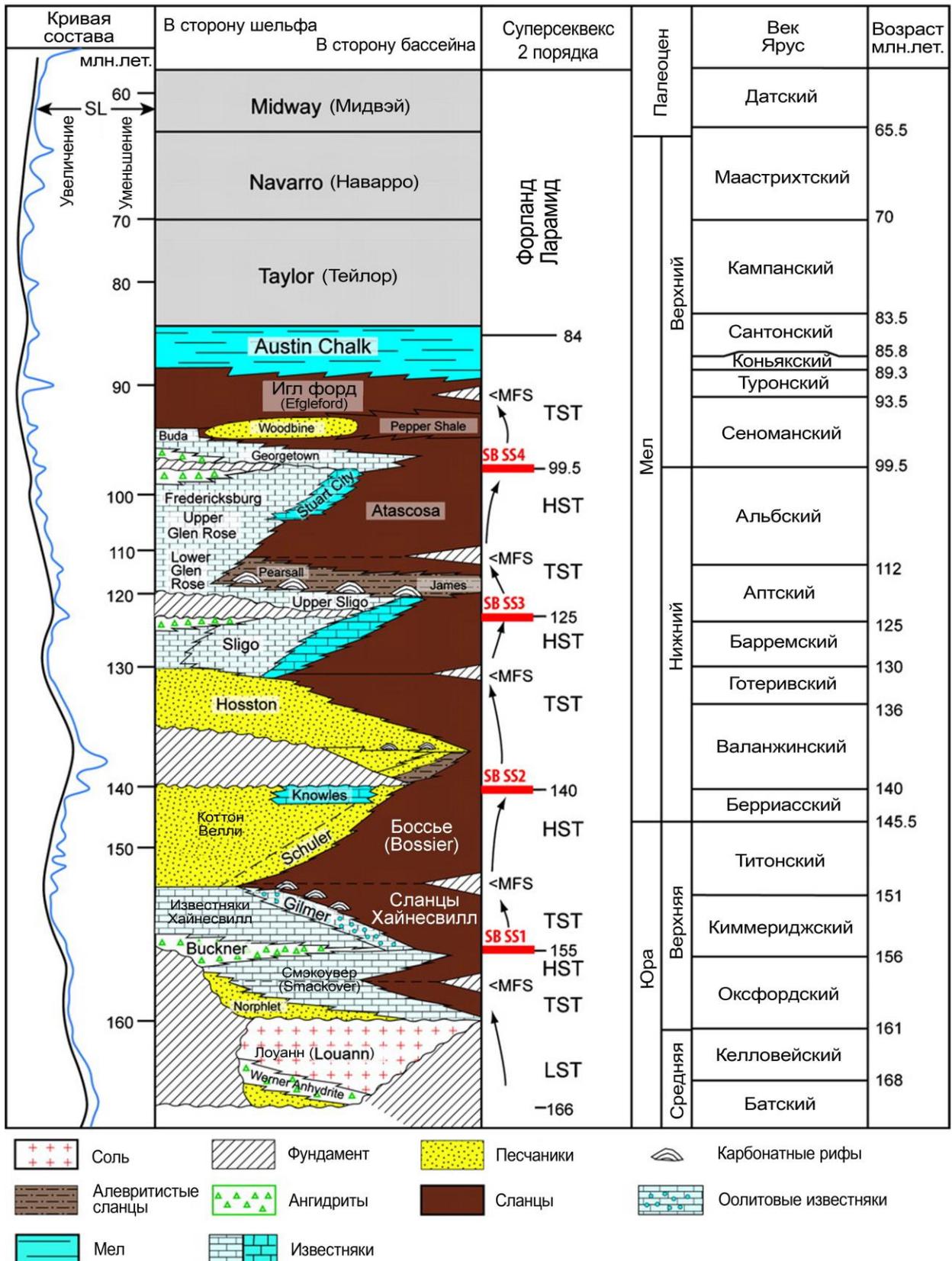
Для построения профиля-пересечения и для петрофизических исследований были получены цифровые каротажные комплексы для 51 скважины, выделение фаций основано на описании и изучении восьми скважин с карном.

**Региональная геология и стратиграфия сланцев Хайнесвилл.** Сланцы Хайнесвилл имеют позднеюрский (позднекиммериджский) возраст (Рис. 11) и подстилаются породами группы Лоуарк (Louark Group), обогащенной карбонатом толщей, вмещающей известняки Смэковер (Smackover), Букнер (Buckner) и известняки Хайнесвилл или Гилмер (Gilmer), также известные как известняки Коттон Велли (Cotton Valley Limestone). Мелководные фации группы Лоуарк (Louark Group) образуют карбонатные борта (ramps) и платформы вдоль западной и северной окраин Мексиканского залива, которые постепенно переходят, в сторону бассейна в глубоководные карбонаты и черные сланцы. Расположенные на мелководье верхней части склона карбонаты образуют первый переход (prograde) в бассейн (формация Смэковер - Smackover Formation), а следующим шагом в направлении суши являются известняки Хайнесвилл вместе с их бассейновыми сланцевыми эквивалентами в виде сланцев



Острова (белый цвет), карбонатные платформы (голубой цвет), бассейн формирования глинистых пород Хайнесвилл (охристый, коричнево-желтый цвет), эвапориты (пурпурный цвет), мелководные обломочные породы (желтые точки), флювиальные осадки (светло-оранжевый цвет) и продельтовые (коричневый цвет) условия. HVL – Хайнесвилл (Haynesville). В этом исследовании использованы данные: Ewing (2001) и устные сообщения Дэвида Спейна (David Spain-*BP*), Джерри Домини (Jerry Dominey-*Shell*) и Дэвида Новака (David Novak-*Common Resources*).

Рис. 10. Палеогеография в период осадконакопления сланцев Хайнесвилл



Границы суперсеквенсов второго порядка выделены красным цветом. Данные о возрасте (миллионы лет) взяты из геохронологической шкалы Геологической службы США от 2009 г. SB SS1 – секвенс граница 1 суперсеквенса 1 (sequence boundary 1 supersequence 1); LST – полоса системы низкого положения воды (lowstand systems tract); TST – полоса трансгрессивных систем (transgressive systems tract); HST – полоса систем высокого положения воды (highstand systems tract); MFS – поверхность максимального затопления (maximum flooding surface). Кривая положения уровня моря с изменениями взята из Haq et al. (1987): долговременного (черный цвет), кратковременного (голубой цвет).

Рис. 11. Мезозойская стратиграфия Восточного Техаса, с изменениями по Goldhammer (1998)

Хайнесвилл, связанными с относительными поднятиями уровня моря. Кровля сланцев Хайнесвилл отмечает наибольшее распространение моря в сторону суши для трансгрессии второго порядка и также совпадает с максимумом затопления шельфа и отступлением (backstepping) карбонатов. Сланцы Боссье (Bossier) и изолированные тела песчаников являются дальними эквивалентами проградационных флювиодельтовых систем осадконакопления Коттон Велли Групп (Cotton Valley Group) титон-берриасского возраста (см. Рис. 11).

Сланцы Хайнесвилл располагаются в двух депоцентрах (районах погружения) в восточном Техасе и на северо-западе Луизианы, разделенных внутрибассейновыми поднятиями (Рис. 12). Западный депоцентр находится внутри ETSB (Соляного бассейна Восточного Техаса), восточный депоцентр – протягивается через части поднятия Себайн (Sabine Uplift) и в Соляной бассейн Северной Луизианы. Сланцы Хайнесвилл также распространяются в южном направлении в глубинную часть бассейна Мексиканского залива, но зафиксированная глубина скважинами в этом районе составляет на сегодняшний день порядка 5490 м. В восточном депоцентре в округе Харрисон (Harrison County), Техас, и в церковном приходе Caddo в Луизиане сланцы Хайнесвилл имеют толщину 120-130 м. Хотя в западном депоцентре сланцы Хайнесвилл обычно имеют толщину менее 30 м в, их толщина увеличивается в юго-западном направлении и в районе столбообразных рифов вдоль границы округов Фристоун и Леон (Freestone / Leon) (Рис. 12). Резкие изменения толщины происходят вдоль направления столбообразных рифов (pinnacle reefs), что отражает тесную связь между растущими рифовыми столбами и отложением сланцев Хайнесвилл. В восточном депоцентре сланцы Хайнесвилл изменяются по глубине залегания от 3050 м на севере до 4575 м глубины на юге (Рис. 13). В западном депоцентре сланцы Хайнесвилл залегают на глубине более 4880 м вдоль оси ETSB (Соляного бассейна Восточного Техаса) и от 3965-до 4575 м глубины вдоль границы ETSB (Рис. 13). Локальные вариации в глубине залегания сланцев Хайнесвилл могут быть обусловлены формированием поднятий после осадконакопления или погружением, связанным с течением солей.

Большинство каротажных характеристик в сланцах Хайнесвилл отличается от таковых в перекрывающих сланцах Боссье (Bossier Shale) и в подстилающих известняках Хайнесвилл (Рис. 14). Электрическое сопротивление в сланцах Хайнесвилл обычно выше, чем таковое в сланцах Боссье, но ниже, чем оно в известняках Хайнесвилл, поскольку в Боссье происходит увеличение содержания глинистого (аргиллит) вещества (Табл. 4).

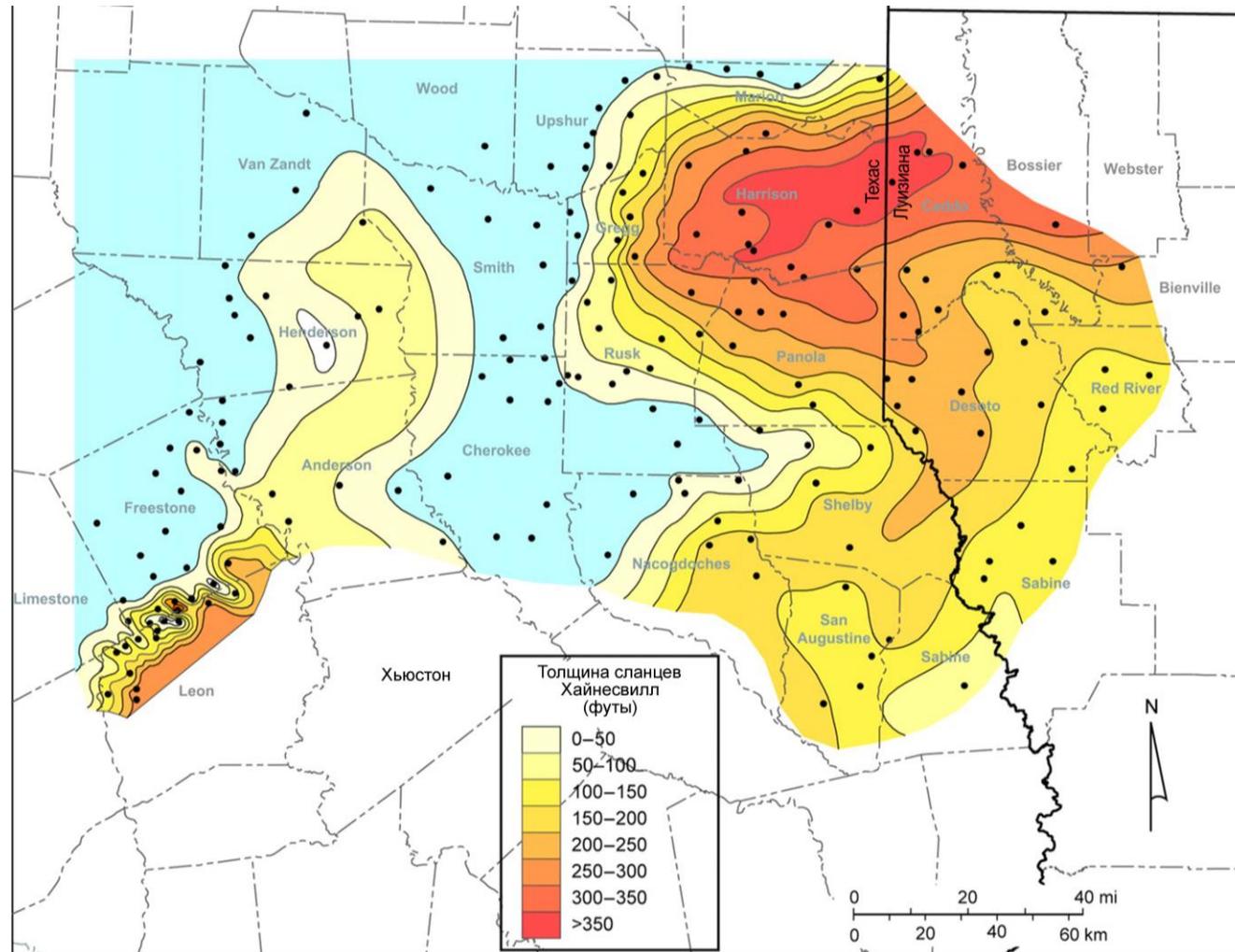
Таблица 4.

Средние значения показаний каротажа на кабеле по стратиграфическим подразделениям

Тип каротажа	Сланцы Боссье	Сланцы Хайнесвилл	Известняки Хайнесвилл
Гамма каротаж (Gamma ray), 51 скв.	110 API	119 API	42 API
Электрический каротаж (Resistivity (deep)), 22 скв.	9 ohm. m.	14 ohm. m.	43 ohm. m.
Нейтронный каротаж (Neutron porosity) *	0,22	0,16	0,04
Акустический каротаж (Density porosity) *	0,07	0,11	0,02

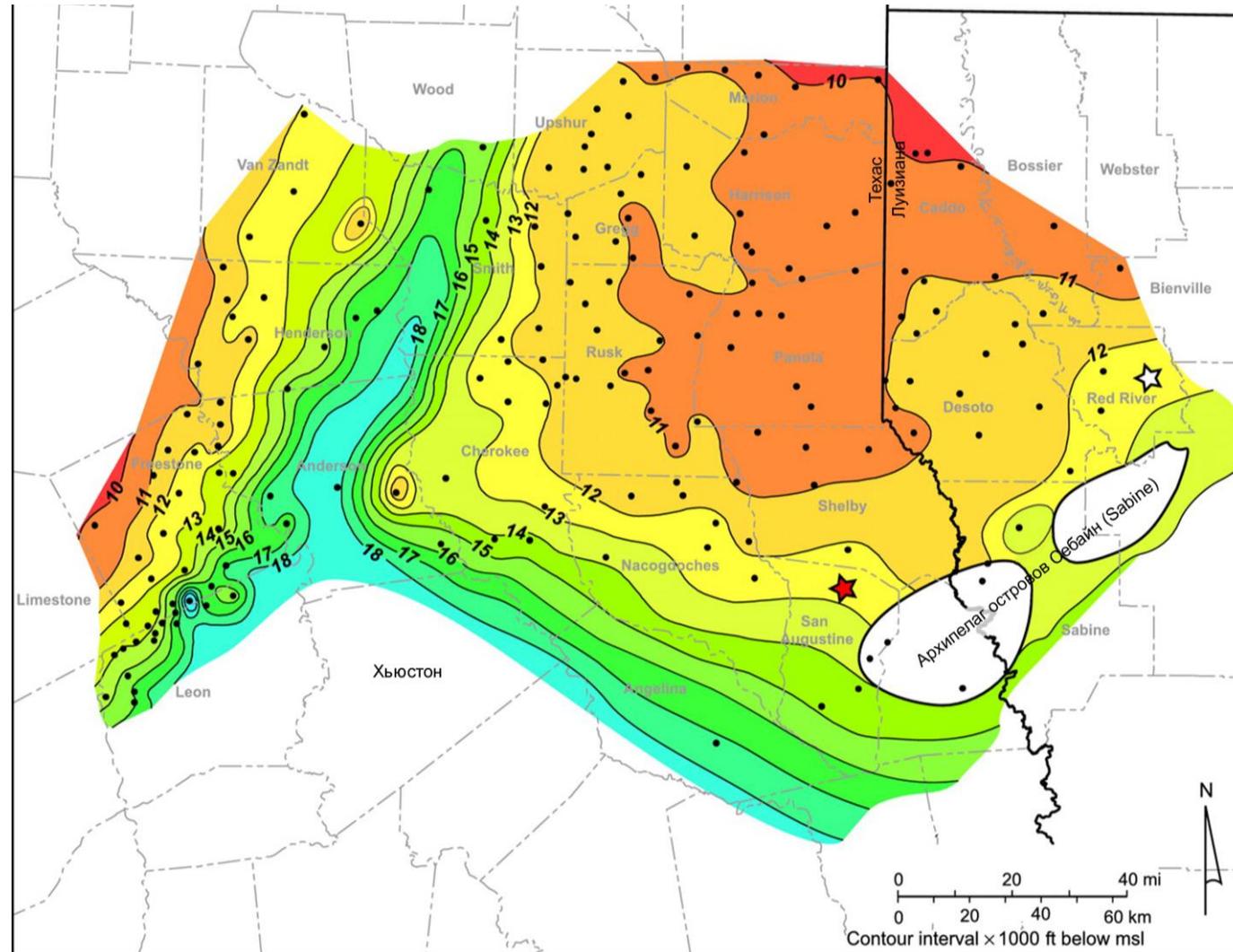
\* известняковая матрица.

Пористость по нейтронному каротажу (НГК) ниже, но пористость по плотностному (АК) каротажу выше в сланцах Хайнесвилл относительно сланцев Боссье по причине обилия керогена в богатых органическим веществом глинистых породах



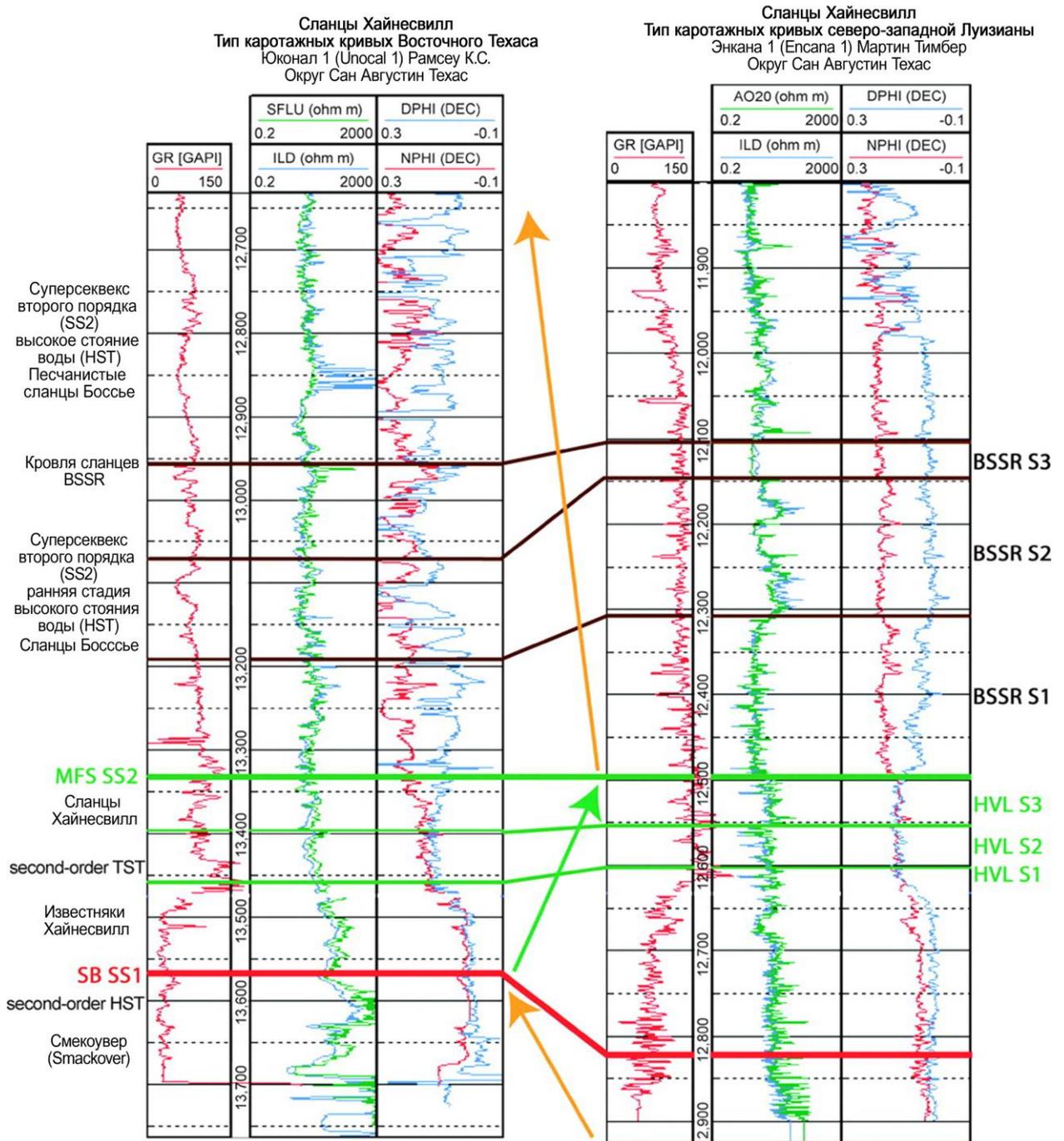
Показаны районы наибольшей толщины сланцев (красный цвет) в северной и северо-восточной частях (например, округ Харрисон – Harrison County) и районы уменьшения толщины к югу и западу. Голубые районы являются карбонатными платформами, где осадконакопление сланцев не происходило. Черные точки представляют контрольные скважины.

Рис. 12. Изопахиты сланцев Хайнесвилл



Обращает на себя внимание, что сланцы Хайнесвилл являются залегающими на малых глубинах в северо-восточной части исследуемого района и становятся более глубинными по залеганию (зеленый и голубой цвет) к югу и в пределах всего Восточно-Техасского соляного бассейна. Наименее глубинные районы вдоль границы штатов Техас и Луизиана приурочены к поднятию Себайн (Sabine Uplift). Белые по цвету районы были островами (выходили на поверхность) в течение осадконакопления сланцев Хайнесвилл (островной комплекс Себайн-Sabine). Черные точки представляют контрольные скважины. Красная звездочка – местоположение скважины Юнокал-1 (Unocal-1) Ramsey C.S.; белая звездочка – местоположение скважины Энкана-1 (Encana 1) компании Martin Timber Co. Скважина на рисунке 14.

Рис. 13. Структурная карта по кровле сланцев Хайнесвилл



Обращает на себя внимание, что кривые нейтронного (НГК) / плотностного (АК) каротажей (наиболее правая полоса) налегают друг на друга в продуктивном интервале сланцев Хайнесвилл, который связан с низкоплотностными значениями, обусловленными увеличенным содержанием керогена в сланцевых разрезах, богатых органическим веществом. Разделение этих кривых в вышележащих породах Боссье отражает увеличение силикокластической составляющей. Желтые стрелы – полосы систем высокого стояния вод (highstand systems tract); зеленые стрелы – полосы трансгрессивных систем. Кривые каротажа: GR – гамма лучи (ГК); SFLU, ILD, A020 – кривые сопротивления; DPPI / NPPI плотностная (АК) / нейтронная (НГК) пористость. SB, MFS, SS2 – секвенс границы, максимум затопления поверхность суперсеквенса 2. HVL – Хайнесвилл (Haynesville); BSSR – Боссье (Bossier); S1, 2, 3... - секвенсы 1,2,3. Местоположение скважин показано на рисунке 13.

Рис. 14. Тип каротажных кривых для Восточного Техаса и Северо-Западной Луизианы, показывающие трехпорядковые циклы, циклы границ и полос систем

(аргиллиты) Хайнесвилл, что обеспечивает более низкую плотность (около  $1 \text{ г/см}^3$ ) (см. Табл. 4). Другими словами, кривые пористости по нейтронной (НГК) и плотностной (АК) каротажа дают сходные значения в сланцах Хайнесвилл, совпадая (налагаясь) или даже пересекая друг друга в большинстве перспективных зон (см. Рис. 14). Совпадение нейтронного (НГК) и плотностного (АК) каротажа отражает низкое содержание глинистой составляющей и высокое содержание керогена в глинистых породах Хайнесвилл. Показания стандартного радиоактивного каротажа могут быть одинаковыми как в сланцах Хайнесвилл, так и в сланцах Боссье, но кривые спектрального радиоактивного каротажа показывают, что в сланцах Хайнесвилл имеется более высокое содержание урана.

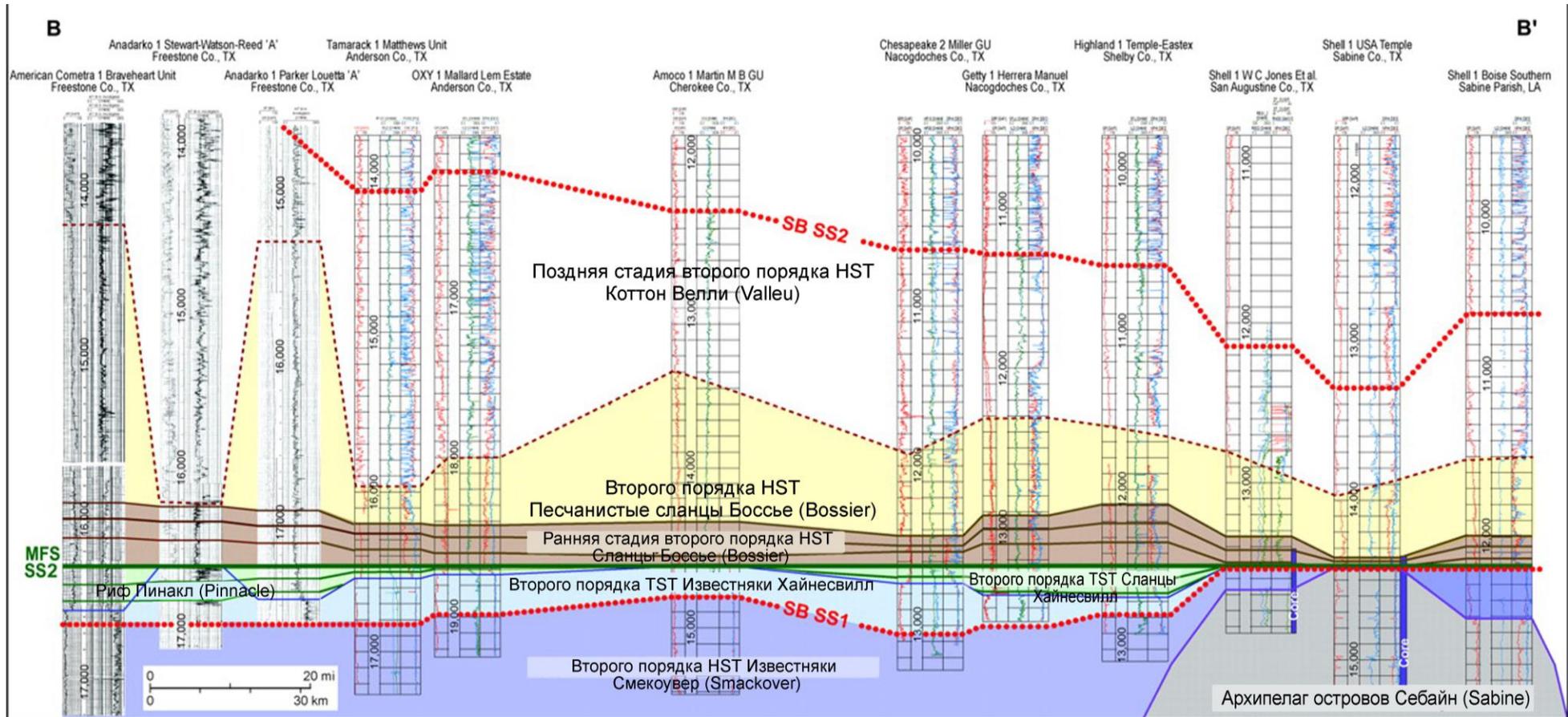
Сланцы Хайнесвилл изменяются по составу в пределах изучаемого района в зависимости от изменений в относительных количествах карбонатов против силикокластического заполнения бассейна. Силикокластические системы осадконакопления значительно преобладают к северу и востоку, в то время как карбонатные преобладают к югу и западу.

На основании анализов образцов и интерпретации (расчетов) данных каротажа сланцы Хайнесвилл считаются более известковистыми на юге и юго-западе и более кремнистыми (силикатными) на севере и северо-востоке. Имеющиеся литологические данные, однако, в основном ограничиваются регионами отбора керна, а состав сланцев Хайнесвилл в западном депоцентре или в районе столбообразных рифов по-прежнему неизвестен.

На большей части изучаемого района сланцы Хайнесвилл подстилаются известняками Хайнесвилл (см. Рис. 11). К югу, однако, известняки Хайнесвилл начинают исчезать и сланцы Боссье располагаются непосредственно на карбонатах Смэковер (Smackover). Ретроградационные известняки Хайнесвилл не распространяются так далеко к югу в сторону бассейна как перекрывающие проградационные карбонаты Смэковер, хотя обе формации постепенно изменяются в южном направлении в бассейновые сланцы и глубоководные карбонаты. Кроме того, контакт между сланцами Хайнесвилл и перекрывающими их известняками Хайнесвилл обычно постепенный (градационный) внутри главных депоцентров, но резкий в других районах, где мелководные платформы карбонатов перекрыты сланцами. Из этих стратиграфических взаимоотношений авторы работы заключают, что депоцентры сланцев Хайнесвилл были стабильными районами более глубоких вод, которые были окружены более мелководными районами, где в основном накапливались карбонаты, потому что ранее существовавшие палеогеографические особенности, такие как фундамент и колонна соли испытывали поднятие. Мелководные районы, вершины склонов или внутриплатформенные постройки (поднятия), где сланцы Хайнесвилл не отлагались, являются хорошо известными по развитию пористых обломочных (granestone) фаций как в известняках Хайнесвилл, так и в перекрывающих породах Смэковер.

Чтобы идентифицировать парасеквенсы, секвенс-границы, системы полос и осадочные фации по данным каротажа скважин и отобранного в них керна были использованы стандартные методы секвенс-стратиграфического картирования.

Вокруг границ депоцентров сланцы Хайнесвилл показывают как перекрытие, так и межградационные (intergradational) стратиграфические взаимоотношения с известняками Хайнесвилл. Взаимоотношения с перекрытием наиболее очевидны там, где секвенсы сланцев Хайнесвилл утоняются и возникают препятствия для распространения неаргиллитовых (низкие значения гамма-активности) обломочных (grainstone) фаций в известняках Хайнесвилл (Рис. 15). В разрезе Хайнесвилл трансгрессивные секвенсы третьего порядка заключают в себе фации поясов, которые изменяются от мелководных карбонатов верхней части склона (updip) к обогащенным органическим веществом аргиллитам нижней части склона (downdip). Таким образом, аргиллиты и известняки, по крайней мере частично, одновременны, а «back stepping» фациальные пояса Хайнесвилл накладываются на нижележащие границы секвенсов второго порядка вблизи верхней



Известняки и сланцы Хайнесвилл являются частью полосы трансгрессивной системы (TST-transgressive systems tract), в то время как сланцы Боссье и песчаные сланцы представляют полосы систем высокого стояния воды. Серый цвет – поднятие Себайн (Sabine); светло-пурпурный – Смекоувер (Smackover); светло-голубой – известняки Хайнесвилл; светло-зеленый – песчаные сланцы Боссье; зеленая линия – максимум затопления поверхности водой / датирование; SS1, SS2 – суперсеквенсы 1, 2; красная линия – граница секвенса; светло-коричневая пунктирная линия – поверхность Боссье; тонкие коричневые и зеленые линии – границы секвенсов третьего порядка.

Рис. 15. Профиль-разрез BB<sup>1</sup>, показывающий системы полос второго порядка, связанных с осадконакоплением полных суперсеквенсов второго порядка- SS2

части разреза формации Смэковер. Межградационная природа фаций Хайнесвилл наиболее обнаруживается в районе столбообразных рифов, где наиболее высокие в разрезе секвенсы сланцев Хайнесвилл могут быть прослежены в карбонатные постройки (см. Рис. 15). Внутри каждого секвенса, однако, аргиллитовые фации заполняют глубоко погруженные районы и налегают на неградационные (aggrading) карбонатные постройки. К юго-востоку, в островном районе Себайн (Sabine), сланцы Хайнесвилл и известняки отсутствуют в сводовой части палеозойского поднятия и залегают на его периферии (см. Рис. 15). Юрские карбонаты Смэковер присутствуют на окраинах островов, но отсутствуют на вершине, это предполагает, что часть острова Себайн была высокоподнятым блоком, который испытал однократное погружение в период накопления сланцев Боссье.

Максимум затопления второго порядка (MFS), определяемый как поверхность сланцев Хайнесвилл по максимальному распространению в направлении суши, и накопления аргиллитов (mudstone), отмечает наиболее широкое распространение осадконакопления аргиллитов, обогащенных органическим веществом, а также завершение формирования юрских карбонатов. Ретроградационные мелководные карбонатные фации известняков Хайнесвилл достигли их наибольшего распространения в направлении суши. Карбонатные фации непосредственно перекрываются проградационными, связанными с высоким стоянием воды, силикокластами сланцев Боссье. В этих депоцентрах сланцы Хайнесвилл и нижние сланцы Боссье формируют наиболее полный разрез, отвечающий максимуму затопления поверхности водой (MFS). Этот максимум затопления поверхности (MFS) также фиксирует точку поворота (смены тенденций) между ретроградационными (retrogradation) отложениями Хайнесвилл и проградационными (progradation) образованиями Боссье. Аргиллиты сланцев Хайнесвилл, обогащенные органическим веществом, обычно состоят не только из глинистых минералов, а включают значительные, но изменчивые количества карбонатов и кремнистых пород, в то время как аргиллиты сланцев Боссье в основном представлены глинистыми минералами, а содержание кремнистого и карбонатного вещества в них сокращено.

Перед максимальным затоплением поверхности (MFS) сланцы Боссье образуют ранние системы полос высокого стояния воды (HST-highstand systems tract) юрского суперсеквенса 2 (см. Рис. 11). Богатые глинистым веществом сланцы нижнего Боссье в отдельных интервалах постепенно изменяются вверх по разрезу в песчанистые аргиллиты в верхней части формации. Изолированные пласты песчаников внутри верхнего Боссье являются, возможно, системами турбидитов в водном бассейне, отложенными в течение низкого стояния воды третьего порядка внутри периода высокого стояния воды второго порядка (HST). Фации нижнего Боссье, отмечающиеся в окрестностях острова Себайн (Sabine), в отношении петрофизических и литологических характеристик подобны сланцам Хайнесвилл. В этих районах нижний Боссье в основном представлен известковистыми обогащенными органикой аргиллитами, в противоположность повсеместному преобладанию аргиллитов со значительным участием силикокластической составляющей. Формация Боссье изменяется вверх по разрезу и в сторону углубления бассейна в мощные флювиодельтовые песчаники группы Коттон Велли (Cotton Valley Group). Толщина сланцев Боссье и перекрывающих их песчаников Коттон Велли высоко изменчива (см. Рис. 15), что предполагает возрастание тектонической активности в процессе осадконакопления и, возможно, переход в дельтовый источник, появляющийся после накопления формации Хайнесвилл. Возможные речные системы Ред Ривер (Red River), Уачита (Ouachita) и других рек заполняли своими наносами структурные понижения, которые возникали под действием раннего разломообразования, связанного с оттоком массы солей и их растворения. В раннюю фазу соляного диапиризма началось накопление пород Коттон Велли и увеличение нагрузки, обусловленной оттоком соли и относительным погружением возникающих грабенов рельефа, которые заполнялись

силикокластическими образованиями Коттон Велли. Поверхность пород группы Коттон Велли (Cotton Valley Group) отмечается границей секвенса толщи суперсеквенса 3. Флювиодельтовые песчаники меловой формации Тревис Пик (Travis Peak) (Hosston) перекрывают эту границу секвенса (см. Рис. 11, 15).

**Литофации известняков Хайнесвилл.** Глубоководные бассейны обнаруживают большие различия в отложенных фациях по причине изменений конфигурации бассейна, стратификации колонны вод, химизма вод, поступления осадочного материала, климатических изменений, тектоники, локальных и эвстатических колебаний уровня моря. По всем этим причинам позднеюрский бассейн Мексиканского залива подвергался влиянию внутрибассейновых поднятий, образованных карбонатными платформами и сохранившимися с палеозоя островами, эвстатических флуктуаций уровня моря, преобладающих океанических течений и особенностей ветровой деятельности. Карбонатные платформы на севере, северо-западе и юге, которые возникли в течение времени Смэковер и по-прежнему были активными в течение ранней части осадконакопления Хайнесвилл, вносили свой вклад в известковистую природу аргиллитов Хайнесвилл (см. Рис. 10). Одновременно, палеозойские острова в районах округов Себайн (Sabine) и Сан Августин (San Augustine) были окружены карбонатными осадками, которые периодически распространялись в сторону бассейна. Однако, поступление силикокластического материала из дельт, продвигавшихся с севера, и дельт с северо-востока, участвовало в изменении состава осадков сланцев Хайнесвилл, отлагавшихся в северных районах (см. рис.10). Разбавление (уменьшение доли) органического вещества по причине поступления силикокластического материала имело следствием снижение общего содержания органического углерода (ТОС) в осадках. Фации, богатые органическим веществом, аккумуляровались на участках внутри бассейнов, имеющих внешние ограничения. Такими ограничениями могли быть палеозойские поднятия на юге, карбонатные платформы на северо-западе и локальные карбонатные острова, которые создавались над диапировыми поднятиями.

Сланцы Хайнесвилл образованы несколькими типами аргиллитов. Аргиллиты сланцев Хайнесвилл состоят из глинистого вещества, органического вещества, силикатных (кремнистых-siliceous) алевропелитов (silt), кальцитового цемента, карбонатных биокластов и кристаллического кальцита (Табл. 5).

Таблица 5.

Главные составляющие аргиллитов Сланцев Хайнесвилл

Биота	Обломки (частицы)	Минералы
Фораминиферы	Глинистые частицы, фекальные остатки	Кальцит, доломит
Радиолярии	Органическое вещество	Анкерит, сидерит
Филибранхиевые моллюски (Filibranch)	Глинистые хлопья	Барит
Аммониты	Карбонатные конкреции	Пирит
Пелециподы	Детритовый кварц	Полевой шпат (альбит)
Спикулы губок	Детритовый кварц, доломит	Фосфаты
Кальцисферы (Calcispheres)	Кальцитовые биокласты	Хлорит, каолинит

Обилие кремнистой и карбонатной компоненты обусловлено различным положением (близостью) к источникам поступающего материала, так скважины, находящиеся ближе к карбонатным платформам, более обогащены кальцитом, в то время как скважины, находящиеся ближе к источникам поступления силикокластического материала, более обогащены кремнеземом. По этим причинам сланцы, Хайнесвилл обнаруживают значительные вариации в отношении содержания кальцита и

силикокластического вещества. Глинистые минералы матрицы сложены в основном иллитом, слюдой и незначительным количеством хлорита и каолинита, как показывает рентгеноструктурный анализ (XRD). Карбонатная фракция в основном представлена кальцитовыми биокластами, детритовым кальцитом и известняковой глиной. Барит также присутствует, замещая цемент, и в трещинах. Большая часть силикокластических минералов является обломками кварца с небольшой долей плагиоклазов. Кремнезем присутствует в качестве алевритовой и псаммитовой размерности кристаллического кварца, который поступал в этот бассейн, возможно, при ветровом переносе и/или приносился турбидитовыми потоками, но мог иметь и генезис «in situ», как кремнезем, поступающий из планктона. Другие минеральные фазы образовались диагенетическим путем как продукты замещения кальцитом (или полевым шпатом-альбитом, доломитом). Пирит присутствует по всему разрезу в виде конкреций, фрамбоидов пирита и при замещении кальцита цемента, а также кальцитовых раковин и панцирей животных. Пирит рассеян по всей матрице. Содержание чувствительных к параметру «рН» (окислительно-восстановительные условия) более редких элементов, таких как сера, ванадий, молибден, железо, медь и никель, анализировалось с использованием XRF (рентгенофлюоресцентный метод) для установления параметров среды, в частности слабоокислительных и/или бескислородных условий, которые способствовали сохранению органического вещества. Эти более редкие элементы показывают вариации содержания в пределах бассейна, обусловленные вариациями карбоната накопления, поступления силикокластического вещества, вариациями в скорости захоронения и изменениями в окислительных условиях придонных вод (Табл. 6).

Таблица 6.

Спектр общего содержания органического вещества (ТОС) в сланцах Хайнесвилл, значения преобладающих и подчиненных элементов по данным рентгенофлюоресцентного (XRF) и Rock-Eval анализов

Элемент	S (wt. %)	Fe (wt. %)	V (ppm)	Mo (ppm)	Cu (ppm)	Ni (ppm)	ТОС (wt. %)
Максимум	24,4	35,0	1547,2	442,3	316,2	593,5	6,2
Минимум	1,8	6,1	224,8	18,3	89,0	42,8	0,7
Среднее	8,8	15,6	862,2	112,1	174,3	231,7	2,8
Медианное	8,1	15,8	870,8	97,1	171,1	224,2	2,8

Наиболее бескислородная среда и ограниченные условия бассейна приводили к значительно более высоким концентрациям этих второстепенных элементов (reducing elements). Фауна бассейна включала радиолярии, а также и другие организмы: фораминиферы, моллюски, пеллециподы и аммониты (см. Табл. 5).

По данным минералогии, основному веществу, биоте и текстуре в сланцах Хайнесвилл преобладают три основные фациальные типы:

- 1) неслоистые глинисто-кремнистые аргиллиты;
- 2) слоистые известково-глинистые и кремнистые аргиллиты;
- 3) биотурбидизированные известковистые или кремнистые аргиллиты.

### **1. Фация неслоистых глинисто-кремнистых аргиллитов**

Фация неслоистых глинисто-кремнистых аргиллитов в общем случае является фацией наиболее богатых органическим веществом пород с общим содержанием органического углерода (ТОС) от 3 до 6%. Эта фация выглядит слабосланцеватой поскольку она содержит большие количества глинистого вещества, но становится более массивной там, где преобладают карбонаты.

Хотя эта фракция выглядит в керне однородной (гомогенной), при исследовании в шлифах обнаруживается, что она содержит алевритовой размерности зерна, листочки глин (peloids), известковистые остатки организмов наноразмерности аммонитов и филибранхиевых моллюсков (filibranch mollusks). Комковатые (сгустковидные) частицы, по-видимому, образованы из мягких листочков глинистых минералов, которые были переформированы при уплотнении. Листочки глинистых минералов (peloids) обнаруживают различную форму и размеры. Большая часть матрицы сложена листочками глинистых минералов с размерностью менее 2-50  $\mu\text{m}$  (микрон). Они окружены черными глинистыми хлопьями, не имеющими внутренней структуры. Эти тонкозернистые листочки глинистых минералов могли быть образованы при флокулировании (выпадении в виде хлопьев) глинистого вещества, которое позднее осаждалось на морском дне или было подобно «морскому снегу» как наблюдалось в последние годы. Макквакер с коллегами (Macquaker et al., 2010) определили «морской снег» как органоминеральные агрегаты, которые доставляли органический углерод на морское дно и сохраняли его там. Подобные агрегаты также наблюдались в этой фации сланцев Хайнесвилл. Глинистая фракция представлена иллитом, слюдой, каолинитом и хлоритом. Силикокластическая часть сложена в основном кварцем, плагиоклазом и калиевым полевым шпатом. Карбонатные минералы представлены в основном кальцитом и в меньшей степени доломитом и Fe-доломитом. Органическое вещество беспорядочно рассеяно внутри матрицы между силикокластическими и карбонатными зёрнами. У границы слоев эта фация показывает цемент «cone-in-cone» (конус в конусе), слои нитчато-кальцитового (fibrous) цемента толщиной до 0,75 дюйма (2 см). В этой фракции содержание глинистого вещества обычно является наивысшим. Филибранхиевые моллюски, брахиоподы и аммониты являются редкими организмами, которые жили, когда колонна воды была достаточно насыщена кислородом.

## **2. Фация слоистых глинисто-известковистых или кремнистых аргиллитов**

Слагающие (составные части) фации слоистых глинисто-известковистых или кремнистых аргиллитов очень изменчивы, зависят от близости к питающему району, что определяет содержание, большее или меньшее, силикокластических или карбонатных зерен (обломков). Эта фация является наиболее распространенной фацией и демонстрирует слоистость миллиметрового или сантиметрового масштаба, образованную частым параллельным переслаиванием, определяемым распределением биокластов, органических слоев, листочков (peloids) глин и обломочного детритового кальцита. Органические слои, спикулы губок, сломанные раковины двустворчатых моллюсков, обломки ежей, листочки (peloids) и шарики (pellets) характеризуют фацию слоистых аргиллитов. Слои из раковин, вытягивающихся вдоль общего плана слоистости, чередуются со слоями глины и органического вещества. Предполагается, что в этот бассейн материал таких скелетообразующих слоев поступал с окружающих карбонатных платформ по путям поступления обломочного вещества и/или турбидитовыми потоками. Обломочный алевритовой размерности кварц и полевые шпаты, так же как и возрастание содержания глинистого вещества более обильны в районах преобладания силикокластов. Значительная часть первичного осадочного вещества, по-видимому, была в виде листочков глинистых минералов, с мелкими шариками, изменяющимися по размеру от 10 до 50  $\mu\text{m}$  (микрон) или 0,01-0,05 мм. Обломки кристаллов кальцита, беспорядочно рассеяны в матрице, образуют кластеры и/или вытягиваются согласно плану слоистости. Величина общего содержания органического углерода (ТОС) для этой фракции колеблется между 2 и 5%.

### 3. Фракция биотурбидизированных известковистых или кремнистых аргиллитов

Фракция биотурбидизированных известковистых или кремнистых аргиллитов появляется вблизи поверхности парасеквенсов, указывая на периодическое установление условий окислительной среды. Организмы-иллоеды предпочитают рыть свои ходы в фации слоистых аргиллитов. Эта фация демонстрирует повышенное количество скелетных карбонатных обломков в районах, окруженных карбонатными мелководьями и островами, но следы роющих организмов также находят и в районах с большим преобладанием силикокластов. Биокласты образованы раковинами моллюсков, ежей и другими мелководными биокластическими обломками, перемешанными с листовато-глинистой матрицей и органическим веществом. Большая часть листочков (peloids) имеет размер от 2 до 50 мкм (0,002-0,05 мм). Величина общего содержания органического углерода (ТОС) составляет от 2 до 5%. Эта фация выглядит в керне более массивной. Силикокластовые зерна сложены кварцем и плагиоклазом, разбросаны внутри известковистой фации, но их количество возрастает в фации с преобладанием силикокластов. Глинистое вещество представлено иллитом, слюдой и хлоритом. Преобладает кальцит с небольшим количеством доломита, гипса, пирита.

**Среда осадконакопления.** Во время накопления сланцев Хайнесвилл склон бассейна Мексиканского залива, частично открытый на юг и восток, был связан с Атлантическим океаном. Карбонаты и сланцы Хайнесвилл сформировались в период трансгрессии, охватившей весь мир, причем для накопления черных сланцев характерно большое разнообразие бассейнов и сочетание таких бассейнов с бескислородными событиями. Внутрибассейновые поднятия устанавливаются по выпадению части разреза и поверхностям несогласия (например, остров Себайн-Sabine) и по изменению фаций от сланцев до карбонатов. Типичный бассейн, с большой вероятностью, имел стратификацию колонны воды с изменением от эвксинской (бескислородной) до окислительной (кислородсодержащей), о чем свидетельствуют наличие пирита и снижение содержания более редких элементов, таких как сера, молибден, железо, медь и никель (см. табл. 6). Осадконакопление возможно происходило ниже подошвы слоя, захватываемого штормовым волнением, поскольку нет осадочных структур, указывающих на воздействие волн. Оцениваемая глубина воды была не более 30-70 м, (расстояние до берега порядка 160 км), что также вытекает из сравнения стратиграфического положения кровли известняков Хайнесвилл на карбонатных платформах с более низким положением поверхности сланцев Хайнесвилл в этом же бассейне. Основной процесс осадконакопления включал суспензионное осаждение, приток обломочного материала и турбидитовые потоки. Большая часть глинистой матрицы в сланцах Хайнесвилл сложена листочками и шариками «морского снега», осаждавшегося на морское дно в виде хлопьев внутри колонны воды. За транспортировку тонкозернистых глинистой размерности частичек и обломочного кальцита в этот бассейн могли быть ответственными также кемипелагические плюмы глин.

Наличие фациальных изменений предполагает наличие предшествующих палеогеографических поднятий и карбонатных платформ. Одно из таких поднятий фундамента существовало в округах Сан Августин (San Augustine) и Себайн (Sabine) в Техасе и церковном приходе Sabine в Луизиане, районе, известном как «остров Себайн (Sabine)». На этом поднятии было пробурено несколько скважин, сопоставление разрезов которых показывает налегание на эту платформу аргиллитов и карбонатов Хайнесвилл. Районы, ограниченные пределами карбонатных платформ и островов, демонстрируют увеличение количества карбонатных биокластов, так же как и увеличенное содержание кальцита. Районы в центральной части бассейна и в его северо-восточной части более склонны к накоплению силикокластической составляющей с фактическим отсутствием карбонатных биокластов. Это обстоятельство, так же как и картирование мощности в депозитрах, предполагает изменения в глубине палеовод. В целом, сланцы Хайнесвилл

были отложены в среде спокойных вод, ниже уровня волнового воздействия, которая периодически испытывала смену аэробных и анаэробных (бескислородных) условий и ограничения, возможно, вызванные небольшими флуктуациями морского уровня. Наиболее глубокопогруженные части бассейна были расположены ближе к Луизианской границе в северо-восточной части этого бассейна и ближе к южному и юго-западному мелководному краю карбонатной платформы (см. рис.10). Вне пределов шельфа и островов дно бассейна быстро погружается в сторону глубоководной части бассейна Мексиканского залива.

**Вызовы разработки.** Вызовы резервуаров сланцевого газа в отношении добычи связаны с определением местоположения наиболее продуктивных литофаций, методами бурения и особенностями воздействия на окружающую среду. Современная разработка сланцевого газа осуществляется с использованием протяженного горизонтального бурения и больших объемов работ по гидроразрыву пластов. Прогресс в горизонтальном бурении и в технологии многостадийного гидроразрыва, а также наличие более высоких цен на газ, делают добычу сланцевого газа экономически рентабельной. Несмотря на текущее сокращение цены на природный газ, сланцы Хайнесвилл по-прежнему демонстрируют огромный потенциал и в настоящее время являются одним из наиболее активно разрабатываемых полей (плевов) сланцевого газа в Соединенных Штатах.

Одним из драйверов (побудительных причин) ускоренной разработки поля сланцевого газа Хайнесвилл является присутствие аномально высокого пластового давления (градиента давления  $>0,9$  psi), определяющего поразительно высокий первоначальный дебит (IP-initial production) до более чем 857 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Значения первоначального дебита (IP) в районе бурения с отбором керна в Луизиане составило приблизительно 400 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Перевод этих высоких начальных дебитов (IP) в EURs (estimated ultimate recovery) или предельное значение извлекаемых запасов на одну скважину, является крайне неопределенным по причине высокого снижения первоначального дебита. Оценки этого показателя в пределах от 42,8 до 214,3 млн.м<sup>3</sup>/скв). Новизна этого поля (начальная стадия разработки) делает точную оценку истинного потенциала очень трудной. Типичная скважина требует иметь протяженность горизонтального ствола от 915 до 1525 м с выполнением от 10 до 15 гидроразрывов, чтобы получить наиболее эффективную добычу, дополнительно необходимо обеспечить эффективность размещения скважин по площади и начальную конструкцию закачки флюида в пласт. Наиболее глубокая скважина к настоящему времени была пробурена на додевонские отложения в округе Сан Августин (San Augustine) в Техасе с измеренной глубиной 5642,5 м. Давление и температура создают инженерный вызов, включающий изменчивость резервуара, количество стадий гидроразрыва, длину горизонтальной части ствола скважины, размещение скважин и размер дросселя.

**Влияние природной трещиноватости и давления «in situ».** В настоящее время мало что известно о присутствии природных трещин в поле Хайнесвилл и их роли (если она есть) в процессе добычи, поскольку в керне наблюдалось лишь несколько трещин. Природные трещины широко распространены и имеют важное значение в других сланцевых полях. В бассейне Мексиканского залива в горизонте мела Остин (Austin Chalk) есть хорошо изученные тонкозернистые породы, перекрывающие формацию Хайнесвилл, которые могут обеспечить проницаемость в виде системы трещин, которые можно ожидать и в формации Хайнесвилл. Свойство быстрого снижения дебита газа в сланцах Хайнесвилл может отчасти отражать наличие трещин, которые обычно обеспечивают высокий начальный дебит и быстрое его снижение во времени. Наличие системы трещин, имеющих региональное распространение, известно из более молодых продуктивных толщ восточного Техаса, таких как юрская формация Коттон Велли (Cotton Valley) и меловая формация Тревис Пик (Travis Peak) стесненного газа низкопроницаемых песчаников (tight-gas). Такие трещины имеют тенденцию располагаться параллельно границе бассейна Мексиканского залива, типичное простираение северо-восточное или

восток-северо-восточное в Восточном Техасе и субпараллельно направлению максимального горизонтального напряжения (давления), а некоторые сформировались как следствие генерации углеводородов, совпадающей с воздыманием свода Себайн (Sabine). Некоторое количество открытых трещин наблюдаемых в керне и при использовании акустического скважинного телевизора, может отражать плотность трещин при разрывообразовании.

**Заключение.** Сланцы Хайнесвилл являются богатыми органическим веществом и обедненными глинистой составляющей аргиллитами, которые были отложены во внутриплатформенных бассейнах на севере и на дальнем погружении склона на юге в тесной связи с фациями карбонатов верхней части склона (backstepping) и свода поднятия, и образовались в течение трансгрессивного события второго порядка в изменении уровня моря. По мере того, как региональная трансгрессия наступала, сланцевый бассейн Хайнесвилл расширялся, как показано перекрывающими карбонатами верхней части склона (backstepping) вдоль границы этого бассейна. Событие максимума затопления водами второго порядка отмечает конец осадконакопления сланцев Хайнесвилл и образования карбонатов на востоке Техаса и северо-востоке Луизианы. При достижении наивысшего положения уровня моря система силикокластического осадконакопления распространилась на весь бассейн, захороняя как сланцы и одновременные им карбонаты Хайнесвилл (Haynesville Limestone). Полный (condensed) разрез, который сформировался во время максимума затопления, включает сланцы Хайнесвилл внизу и сланцы Боссье вверху. Обе сланцевые формации перспективны для получения сланцевого газа, но аргиллиты Хайнесвилл более обогащены органическим веществом, в то время как аргиллиты Боссье более обогащены глинистой составляющей, такое различие в составе связано с положением относительно осадочных секвенсов и географии: трансгрессивные образования Хайнесвилл характеризуются преобладанием карбонатов, в то время как образовавшиеся при высоком стоянии вод образования Боссье характеризуются преобладанием силикокластов. Вызовы при добыче определяются высокими давлениями, температурами и изменчивостью литологии аргиллитов, как было показано выше, глинистые и силикокластические составляющие более распространены на севере и северо-востоке, а более обогащенные карбонатом аргиллитовые фации имеют распространение на юге и юго-западе.

## 6. РАЗРАБОТКА СЛАНЦЕВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В США

В данном разделе использованы материалы ряда публикаций 2009-2011 гг. в журнале «Oil & Gas Journal» и, в первую очередь, обобщающей работы:

**Modern Shale Gas. Development in the United States: A Primer**  
(2009)

*«Современный сланцевый газ. Разработка в Соединенных Штатах: Справочник».*

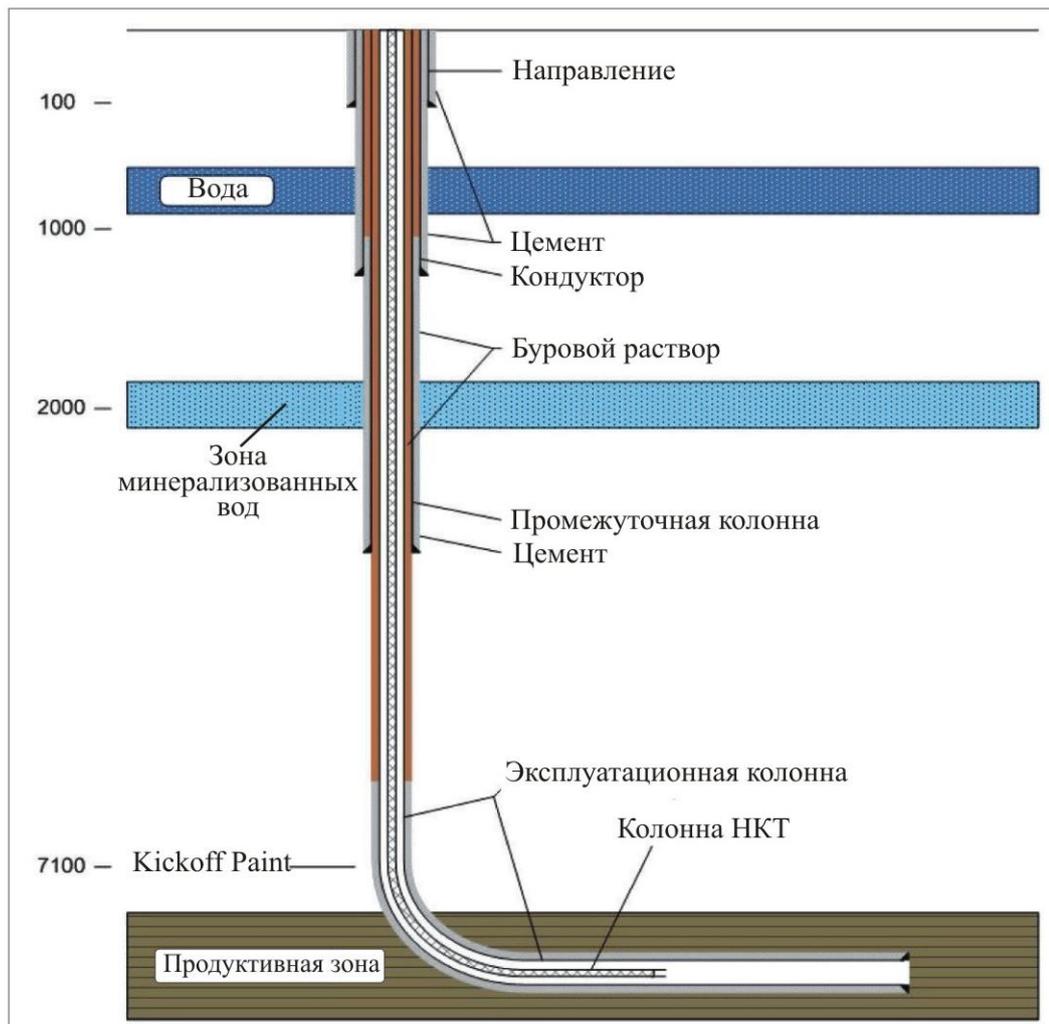
### 6.1. Некоторые проблемы использования современных технологий

Иногда в США «взрывной» рост добычи сланцевых углеводородов в первом десятилетии XXI в. сравнивают с «золотой лихорадкой» XIX века.

Ключевым элементом в появлении непредвиденных ситуаций при добыче сланцевых нефти и газа остается повышение качества высокочрезвычайно работ по горизонтальному бурению и технологии гидроразрыва пластов. Эти два процесса в сочетании с применением мероприятий по защите окружающей среды, позволяют добыче сланцевых углеводородов распространяться в районы, которые ранее не были доступны. В связи с этим важно понять, что технологии и опыт ведения работ в индустрии совершенствуются, возрастают ее возможности предохранять или минимизировать потенциальное воздействие добычи сланцевых углеводородов на здоровье людей и окружающую среду и качество жизни в местностях, в которых сосредоточена добыча сланцевых нефти или газа.

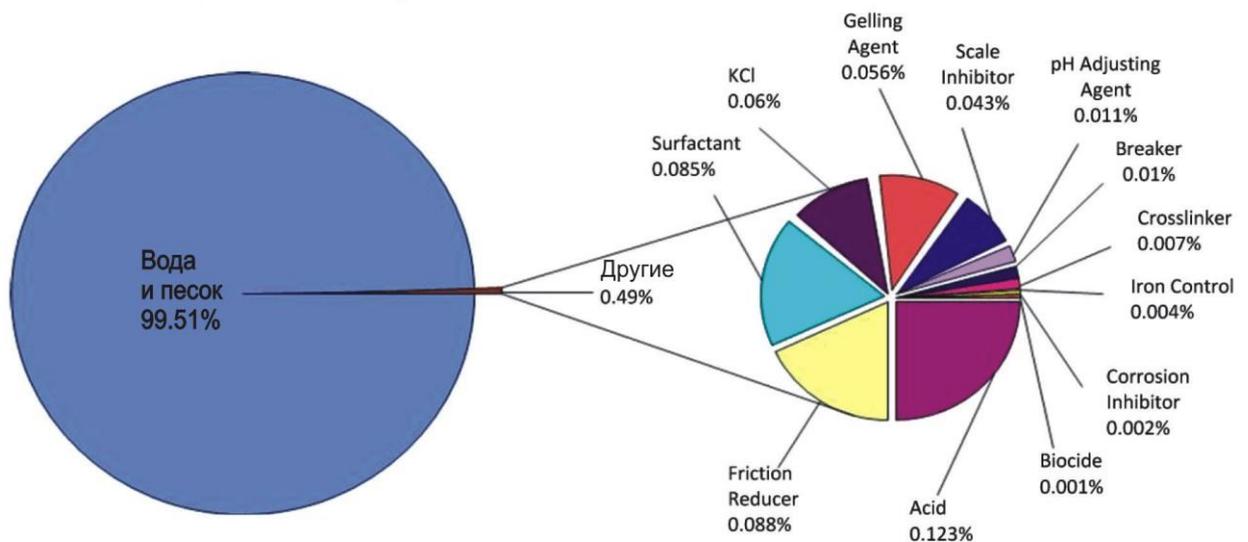
Современная добыча сланцевых углеводородов технологически управляемый процесс, определяемый имеющимися ресурсами. В настоящее время бурение и испытание скважин на сланцевые углеводороды включает как вертикальные, так и горизонтальные скважины. В обоих видах скважин проведение крепления и цементирования позволяет защитить водоносные слои пресных питьевых вод. Разработка новых сланцевых бассейнов, как ожидается, будет следовать закономерностям (тенденциям) подобным плечу сланцев Барнетт, с увеличением количества горизонтальных скважин по мере разворота работ в пределах этого плеча. Операторы сланцевого газа полагаются на увеличение числа горизонтальных скважин с целью оптимизировать извлечение газа и эффективность скважин. Горизонтальное бурение обеспечивает большее раскрытие формации, чем в случае вертикальных скважин (Рис. 16). Такое увеличение раскрытия резервуара создает ряд преимуществ над бурением вертикальных скважин. От шести до восьми горизонтальных скважин, пробуренных только в пределах одной кустовой скважины могут обеспечить доступ к такому же объему резервуара как и шестнадцать вертикальных скважин. Использование кустовых многоствольных скважин может также значительно сократить общее количество кустов скважин, необходимых подъездных дорог, линий трубопроводов и необходимого оборудования для добычи, также минимизируется беспокойство представителей местной фауны, воздействие на людей и общее воздействие на окружающую среду.

Другим технологическим ключом к экономичному извлечению сланцевых углеводородов является гидроразрыв пластов (Рис 17), который включает нагнетание создающего гидроразрыв флюида под высоким давлением в сланцевую формацию, чтобы создать трещины или разрывы в целевой формации пород. Этот процесс позволяет природным нефти или газу выходить из сланцев в скважину в экономически значимых количествах. Когда скважина для получения сланцевых углеводородов уже пробурена, а комбинация обсадных колонн и их цементирования обеспечивают защиту подземных вод в течение процесса гидроразрыва, особое внимание уделяется обеспечению непроницаемости пород между создаваемой трещиноватой зоной и какими-либо горизонтами пресных или пригодных для использования водонасыщенных горизонтов.



Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 16. Зоны крепления и программы цементирования

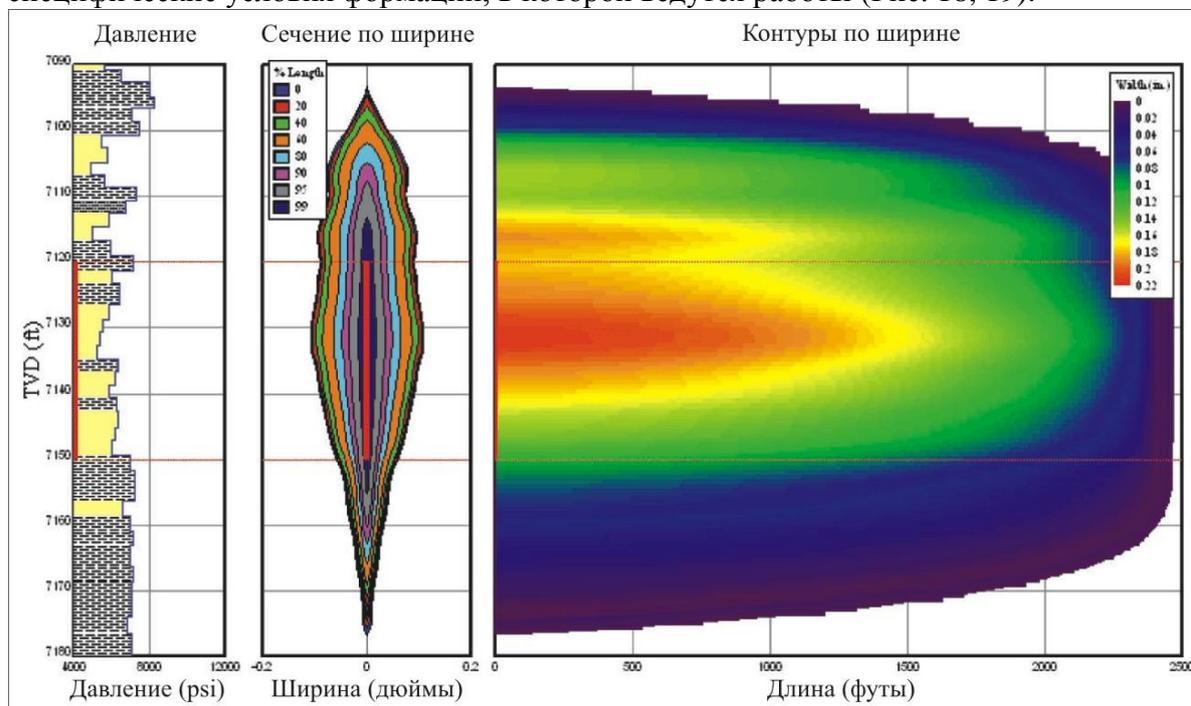


Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 17. Объемный состав флюида, используемого при гидроразрыве.

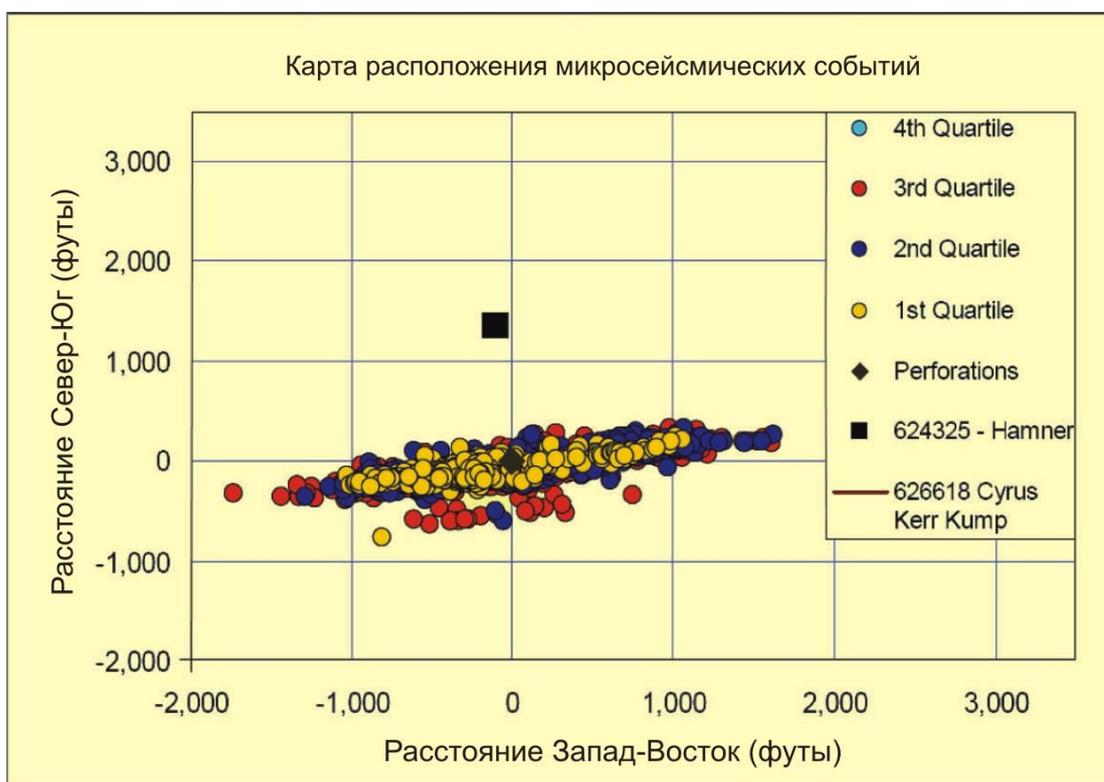
В процессе добычи сланцевых нефти и газа, применяется технология многостадийного гидроразрыва, в которой создающий трещины флюид чаще всего

является водой или смесью воды с добавками, помогающими флюиду переносить пропанты из частичек песка в трещины. Вода и песок составляют около 98% флюида в трещинах, а остальная часть является различными химическими добавками, которые увеличивают эффективность работ по созданию трещин (см. Рис. 17). Каждая операция по гидроразрыву является высоко контролируемым процессом, учитывающим специфические условия формации, в которой ведутся работы (Рис. 18, 19).



Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 18. Примерная модель стимуляции гидравлической трещиноватости



Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 19. Картирование микросейсмических событий

В зависимости от характеристик бассейна и формаций пород количество воды, необходимое для бурения и гидроразрыва горизонтальной скважины на сланцевые углеводороды обычно колеблется в диапазоне 7-15 тыс. тонн. В то время как эти объемы могут выглядеть очень большими, они очень невелики в сравнении с некоторыми другими видами использования вод, такими как сельское хозяйство, выработка электроэнергии и муниципальные (городские) нужды, и обычно составляют небольшой процент общих ресурсов воды в каждом районе разработки сланцевого газа. Расчеты показывают, что количество воды, используемое для добычи сланцевых углеводородов будет колебаться от менее чем 0,1 % до 0,8 % общего количества вод, используемых в этом бассейне.

Поскольку добыча сланцевых углеводородов является новым делом в некоторых районах, эти потребности в воде могут вносить изменения в инфраструктуру водоснабжения. По мере того как операторы вводят в разработку новые плеи сланцевых углеводородов, связи с местными органами, планирующими водоснабжение, ведомствами штатов и региональными комиссиями водного бассейна могут помочь операторам и сообществу сосуществовать и эффективно управлять местными водными ресурсами. Одним из ключевых моментов в успешной разработке сланцевых углеводородов является идентификация возможности снабжения водой и определении потребности компаний в воде при бурении и гидроразрыве без возникновения противоречий нуждам общества в воде. В то время как по этому вопросу существуют различные мнения, условия получения воды усложняются и очень различаются по регионам.

После бурения и гидроразрыва в скважине проводятся испытания, вода извлекается вместе с природными нефтью и газом. Некоторая часть этой воды вновь используется в качестве флюида для гидроразрыва, а часть присоединяется к формации природной воды. Вне зависимости от происхождения, получаемые из скважины воды, выходящие через ее устье вместе с нефтью или газом, представляют поток, которым необходимо управлять. Штаты, местные правительства и операторы сланцевых углеводородов ищут способы управления получаемыми водами, в том отношении, чтобы защитить ресурсы поверхностных и подземных вод, насколько это возможно, чтобы сократить будущие опасности для пресной воды.

Некоторые почвы и геологические формации содержат низкое количество распространенных в природе радиоактивных веществ (naturally occurring radioactive material – NORM). Когда NORM достигают поверхности в процессе бурения на сланцевые углеводороды и операций по их добыче, они остаются в частицах пород бурового шлама, остаются в растворенном виде в получаемых водах или, в некоторых случаях, осаждаются на ситах и в виде отстоя шлама. Радиация из этих NORM слабая и не может проникать через плотные материалы, такие как сталь, используемая в трубах и емкостях.

Поскольку обычно публика не контактирует с используемым оборудованием на нефтяных и газовых месторождениях в течение сколько-нибудь длительных периодов, она подвергается очень малому риску облучения от NORM. Для защиты персонала нефтяного или газового месторождения, требуется оценивать опасность радиации для рабочих, соблюдать требования предосторожности и обеспечивать персональную защиту оборудования, когда дозы радиации могут превысить стандарты безопасности. Хотя эти правила различаются по штатам, в общем случае, если NORM концентрации меньше, чем стандарты безопасности, операторы могут захоронять эти материалы методами, разрешенными для обычных отходов нефтяных и газовых месторождений. В противоположном случае, если NORM концентрации превышают стандартные предельные уровни, материалы должны захороняться с учетом и на основе специальных лицензионных требований и процедур. Такие требования, стандарты и процедуры гарантируют, что работа со сланцевыми нефтью или газом представляет незначительный риск для обычной публики и персонала в отношении потенциального облучения NORM.

Хотя природные нефть и газ имеют ряд преимуществ в плане охраны окружающей среды перед другими видами ископаемого топлива, некоторая эмиссия газа в

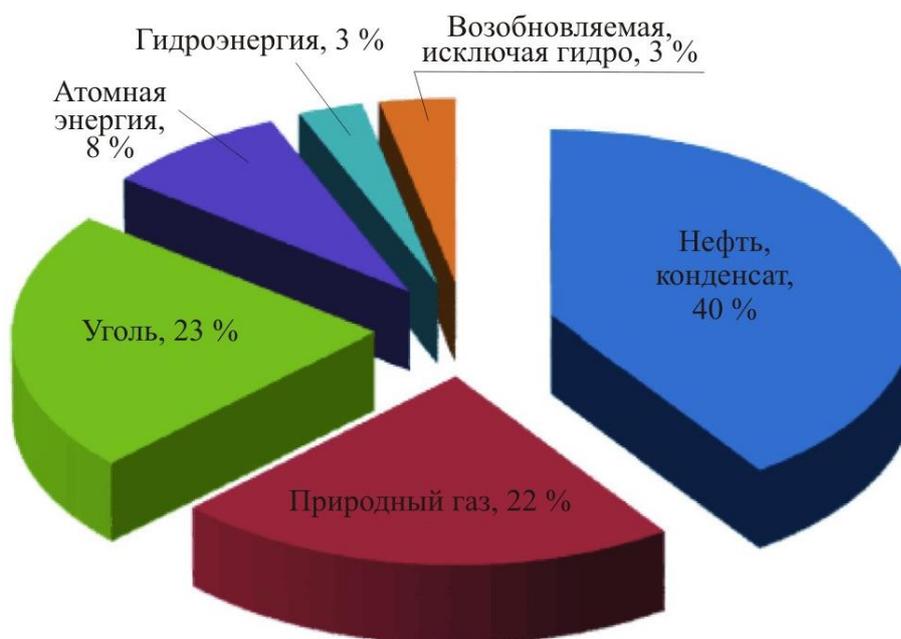
атмосферу все же обычно происходит в течение работ по их разведке и добыче. Эта эмиссия может включать  $\text{NO}_x$ , летучие органические составляющие, отдельные частички пород,  $\text{SO}_2$  и метан. Регулирующими и контролирующими органами устанавливаются стандарты, осуществляется мониторинг воздушной среды, они располагают активными программами принуждения, чтобы контролировать атмосферную эмиссию из всех источников, включая индустрию сланцевых нефти и газа. Эмиссия месторождений нефти и газа контролируется и минимизируется через комбинацию требований правительственного регулирования и добровольного сокращения, минимизации и стратегий уменьшения.

Главное отличие между современной разработкой сланцевых углеводородов и добычей традиционных природных нефти и газа заключается в широком использовании горизонтального бурения и больших объемах гидроразрыва. Использование горизонтального бурения само по себе не включает чего-либо нового в отношении воздействия на окружающую среду. В действительности, сокращение количества горизонтальных скважин, вытекающее из возможности при бурении многих скважин из одного места (устья) значительно сокращает воздействие на поверхность и связанные с этим воздействия на дикую природу, пыли, шума и перевозок грузов. Там, где разработка сланцевых углеводородов пересекается с городами и промышленными зонами, регуляторы и индустрия разработали специальные процедуры (мероприятия), чтобы смягчить неприятные воздействия на чувствительные ресурсы окружающей среды и противоречия с существующим бизнесом. Гидроразрыв является ключевой технологией в получении сланцевых углеводородов, являющихся существенной добавкой в национальном энергетическом снабжении, и эта технология доказала стимулирующий эффект этого метода. В то же время существует определенный вызов, связанный с доступностью воды и управлением водой, появляются инновационные региональные решения, которые позволяют продолжать разработку сланцевых углеводородов, в то же время обеспечивая безопасность, что нужды других потребителей воды не будут затронуты и что качество поверхностных и подземных вод будет защищено. Взятые вместе, регулирующие требования штатов, провинций и федеральных правительств совместно с этими технологиями и разработанными в индустрии мероприятиями способствуют сокращению воздействий на окружающую среду от операций со сланцевыми нефтью и газом.

Нефть продолжает использоваться во многих традиционных для нее областях, включающих производство горючего для двигателей внутреннего сгорания, как сырье для химической промышленности и т.д.

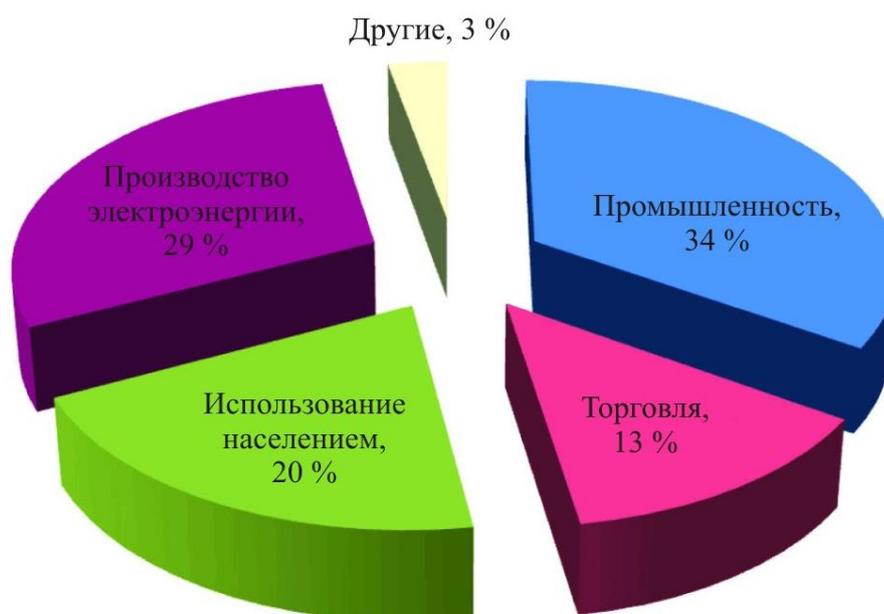
Природный газ, по причине его природы полного сгорания и экономической привлекательности, в настоящее время стал очень популярным топливом для генерации электроэнергии (Рис. 20). Если еще в 1970-х и 1980-х годах выбор для большинства предприятий, генерирующих электроэнергию, был в основном между углем и атомной энергетикой, то в наши дни по причинам экономического, природоохранного, технологического характера и изменений в регулировании, природный газ стал топливом, которое выбирают для многих новых электростанций. Ныне природный газ обеспечивает в США около 40% мощностей по выработке электроэнергии.

Природный газ является также топливом, которое выбирают в широком диапазоне отраслей индустрии (Рис. 21). Это важный топливный источник для получения целлюлозы и бумаги, металлов, химических веществ, очистки нефти, переработки продовольственного сырья. Эти пять отраслей промышленности совместно потребляют три четверти используемого природного газа и вместе дают работу четырем миллионам граждан США. Природный газ является также сырьем для производства различной продукции, включая пластмассы, химические вещества, удобрения. Для многих видов продукции нет экономически приемлемой альтернативы природному газу. Промышленное использование природного газа в США ныне составляет около 200 млрд. м<sup>3</sup> ежегодно.



Источник: Moderh Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 20. Баланс потребления энергии в Соединенных Штатах по видам топлива (2007)



Источник: Moderh Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 21. Использование природного газа в США по секторам экономики

Однако, уже многие годы потребление экономикой США нефти и газа осуществляется в объемах, которые значительно превышают внутреннее производство, и этот разрыв до последнего времени продолжал увеличиваться. Несмотря на обладание огромными ресурсными объемами, США потребляют нефть и природный газ такими темпами, которые требуют быстрого возмещения запасов. Однако, многие уверены, что нетрадиционные ресурсы, в первую очередь, сланцевые нефть и газ, могут существенно изменить этот баланс.

По мнению всех экспертов возрастающее использование иностранных источников нефти и газа для любой страны обостряет две жизненные проблемы:

- 1) Снижение энергетической безопасности;

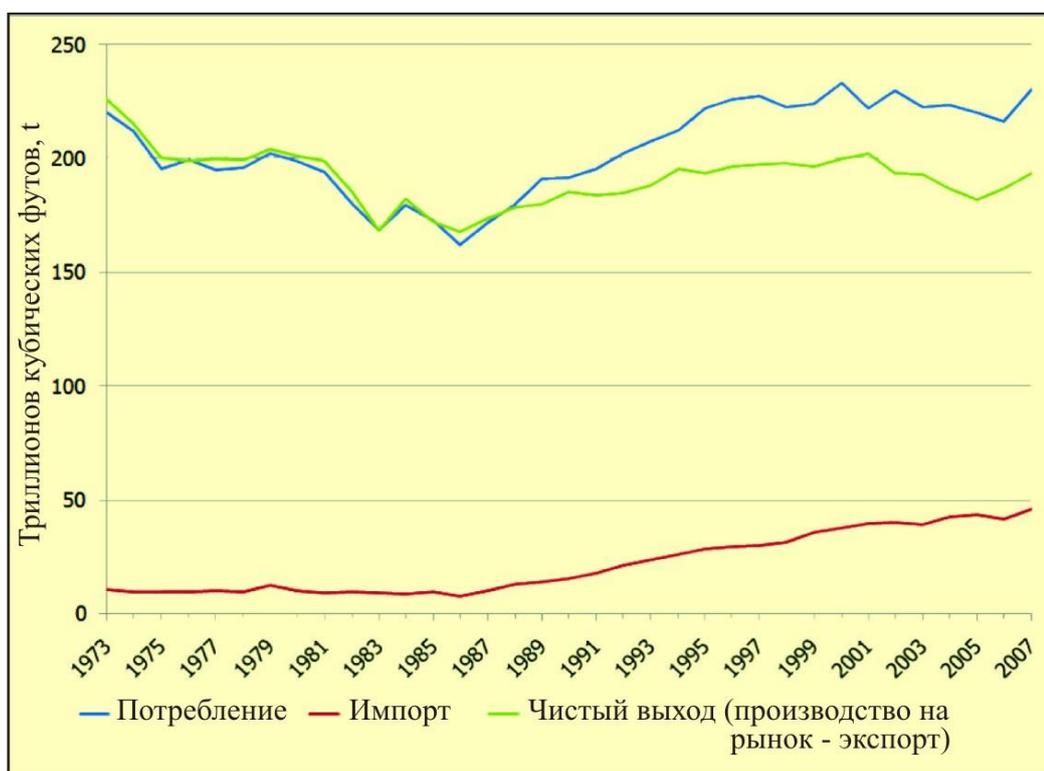
2) Создает многомиллиардный долларовый отток в иностранных интересах, и этим делая такие финансовые ресурсы непригодными для внутренних инвестиций.

#### Преимущества природного газа

Поскольку в последнее десятилетие наблюдается настоящий «бум» в добыче сланцевого газа, необходимо более подробно остановиться на преимуществах этого вида природного углеводородного сырья.

В 1800-х годах и начале 1900-х годов природный газ в основном использовался в фонарях уличного освещения и иногда в домах. Однако, с широким и улучшенным распределением сети газопроводов и прогрессом в технологии, природный газ ныне используется во многих направлениях (отраслях). Одной из причин широкого использования природного газа является его многосторонность как топлива. Его высокая теплотворная способность в Британских тепловых единицах (Btu) и высокоразвитая инфраструктура позволяют его использовать во многих применениях.

Другим фактором, который делает природный газ привлекательным энергетическим источником является его надежность (Рис. 22). По состоянию на 2011 год подавляющая часть (более 85 %) природного газа, потребляемого в США, обеспечивается внутренним производством, а порядка 95 % газа, используемого в этой стране, производится в Северной Америке (включая соседние страны Канаду и Мексику). Таким образом, снабжение природным газом не зависит от нестабильных иностранных государств и система поставок, менее подвержено опасности их нарушения.



Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 22. Сравнение тенденций производства, потребления и импорта природного газа в Соединенных Штатах

Ключевым преимуществом природного газа является его эффективное и полное сгорание. Действительно, из всех ископаемых видов топлива природный газ является наиболее полно сгорающим. Его выброс в атмосферу двуокиси углерода ( $\text{CO}_2$ ) составляет примерно половину от выброса угля и сопровождается низкими уровнями других загрязнителей атмосферы. Продуктами горения природного газа являются в основном  $\text{CO}_2$  и водяной пар, та же самая смесь, которую люди выдыхают, когда они дышат. Уголь и нефть состоят из более сложных органических молекул с большим содержанием азота и

серы. Их продукты горения включают большие количества  $\text{CO}_2$ , оксида азота ( $\text{NO}_x$ ), двуокиси серы ( $\text{SO}_2$ ) и частички золы. Для сравнения, природный газ освобождает очень малые количества  $\text{SO}_2$  и  $\text{NO}_x$  и практически не дает золы, низкие уровни  $\text{CO}_2$ , окиси углерода ( $\text{CO}$ ) и других углеводородов.

Поскольку природный газ выделяет только половину того количества  $\text{CO}_2$ , что выделяет уголь, и приблизительно на 30 % меньше, чем топливная нефть, он обычно рассматривается центральным компонентом энергетических планов, имеющих целью сокращение эмиссии газов (GHG -Greenhouse Gases), предположительно определяющих парниковый эффект на планете. Согласно имеющимся официальным оценкам, более 80% GHG эмиссии в США приходится на  $\text{CO}_2$ , являющегося прямым результатом сгорания ископаемого топлива. Возрастающая роль природного газа в энергетическом снабжении США, в сравнении с другими видами ископаемого топлива, объективно должна приводить к снижению эмиссии GHG – (Greenhouse Gases).

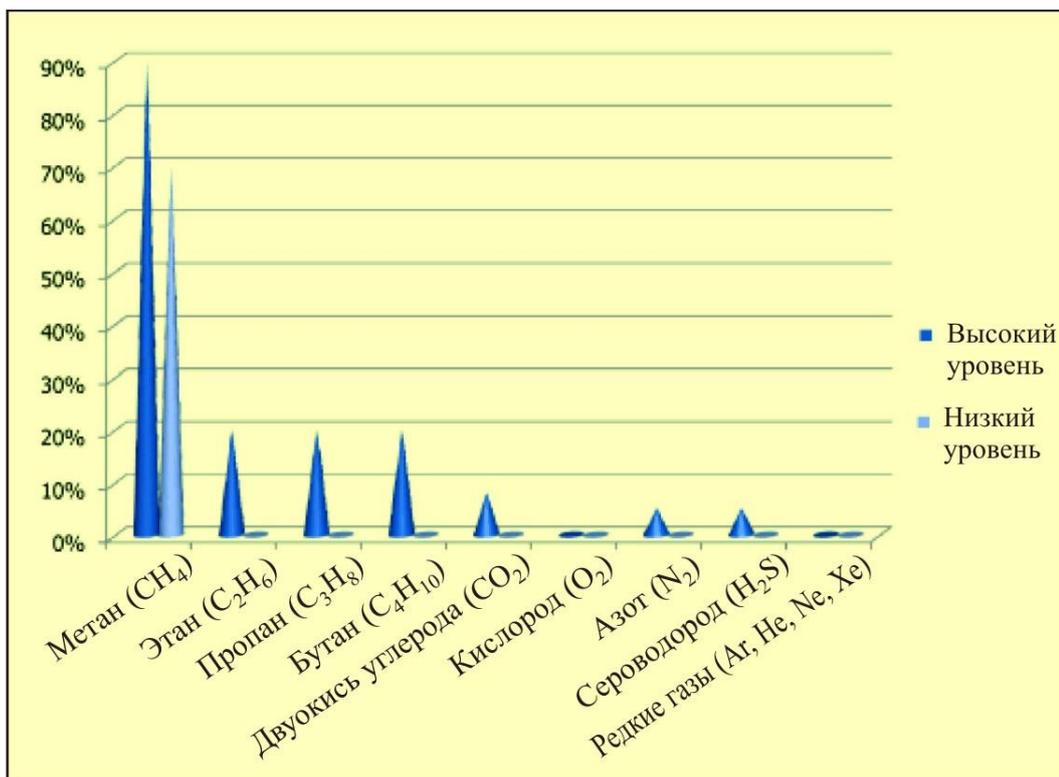
Хотя наблюдается тенденция по сокращению зависимости от ископаемого топлива в США и в других странах, переход к надежным возобновляемым энергетическим источникам будет происходить не без ошибок и потребует значительного времени, усилий и инвестиций для того, чтобы эти источники стали достаточно экономически эффективными, чтобы обеспечивать значительную часть их энергетических потребностей. По причине того, что природный газ является наиболее полно сгорающим ископаемым топливом, преимущества для охраны окружающей среды могут быть реализованы изменением к пропорционально большей опоре на природный газ, поскольку в настоящее время как источник альтернативной энергии он более эффективен, экономичен и широко доступен.

Кроме того, движение к постоянно возобновляемым источникам энергии, таким как ветровая, солнечная энергия, требует, чтобы дополнительный источник энергии был доступен, когда погодные условия и емкости электрического аккумулирования могли быть замещены. Такой резервный энергетический источник должен быть широко доступным вблизи потребителя, который не может мгновенно остановить свою работу. Доступность масштабной передачи природного газа и распределение систем газопроводов делают природный газ уникально пригодным для этой роли. Таким образом, природный газ является всеобщим (интегральным) аспектом в движении к альтернативному энергетическому выбору (возможностям). При современном внимании (акценте) к потенциальному воздействию в виде эмиссии в атмосферу на глобальное изменение климата, качество атмосферы и ее прозрачность, более чистое топливо, подобное природному газу является важной частью энергетического будущего нашей нации.

#### Основные сведения о природном газе

Природный газ является комбинацией углеводородных газов, состоящей в основном из метана ( $\text{CH}_4$ ) и незначительного процента бутана, этана, пропана и других газов (Рис. 23). Он является веществом без запаха, цвета и, при горении, выделяющим значительное количество энергии. Рисунок 23 показывает типичный состав природного газа, добываемого в США.

Природный газ присутствует в резервуарах формаций пород, находящихся ниже земной поверхности; в некоторых случаях он может быть связан с нефтяными залежами и нефтеносными осадками. Разведочные и добывающие компании изучают эти осадки, используя комплекс технологий, чтобы идентифицировать предполагаемые участки для бурения. После извлечения природный газ перерабатывается, чтобы отделить другие газы, воду, песок и загрязняющие его примеси. Некоторые углеводородные газы, такие как бутан или пропан, накапливаются и отдельно реализуются. В результате такой переработки, очищенный природный газ распределяется через систему газопроводов на расстояния в тысячи миль. Именно благодаря этим газопроводам природный газ транспортируется к его конечным точкам для использования в жилищах, коммерческих и промышленных предприятиях.



Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 23. Типичный состав природного газа

Природный газ измеряется в объемных или энергетических единицах. Как газ он измеряется в объеме его распространения при стандартных температуре и давлении, и обычно выражается в кубических футах или кубических метрах. В Северной Америке газовые компании обычно измеряют природный газ в тысячах кубических футов (Mscf), миллионах кубических футов (MMscf), или в миллиардах кубических футов (bcf), оценки ресурсов, таких как первоначальное количество газа в недрах (gas in place) в триллионах кубических футов (tcf).

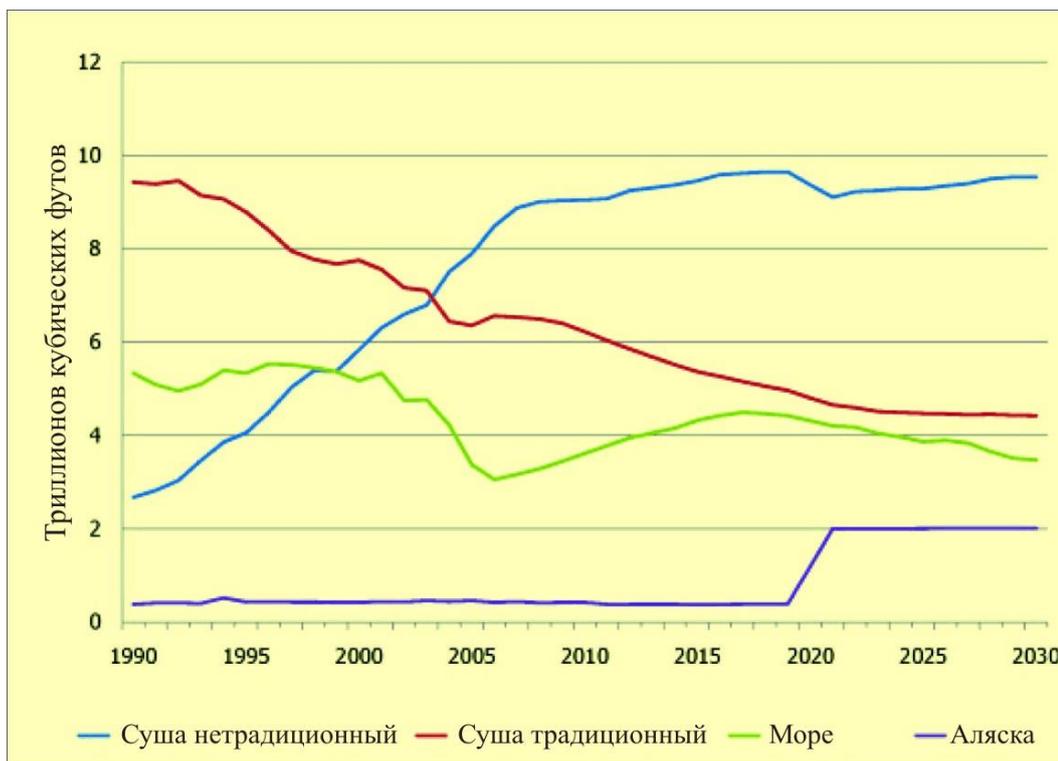
Расчеты и транспортировка природного газа в объемном выражении полезна, но он может быть измерен и как источник энергии. Подобно другим формам энергии, природный газ может быть учтен и представлен в Британских тепловых единицах (Btu).

*Один «Btu» является количеством тепла, необходимого для поднятия температуры одного фунта воды на один градус Фаренгейта при нормальном давлении. В одном кубическом футе природного газа, доставленном потребителю, содержится около 1000 btus.*

Компании, распределяющие природный газ, обычно измеряют поставляемый газ для отопления жилищ в «terms» - «калориях» для целей расчета оплаты. Калория («terms») равна 100 000 btu или примерно 100 кубических футов природного газа.

#### Нетрадиционный газ

С 1970 по 2006 годы США увеличили ресурсы природного газа на 6 %, произведя за этот период примерно 725 tcf (триллионов куб. футов) = 20,7 триллиона м<sup>3</sup> газа. Это увеличение в основном является результатом прогресса в технологии, что, в свою очередь, дало увеличение экономически рентабельных извлекаемых резервов (ресурсы, ставшие доказанными), которые были известны и ранее, хотя были нерентабельными для добычи (Рис. 24).



Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 24. Производство природного газа по источникам

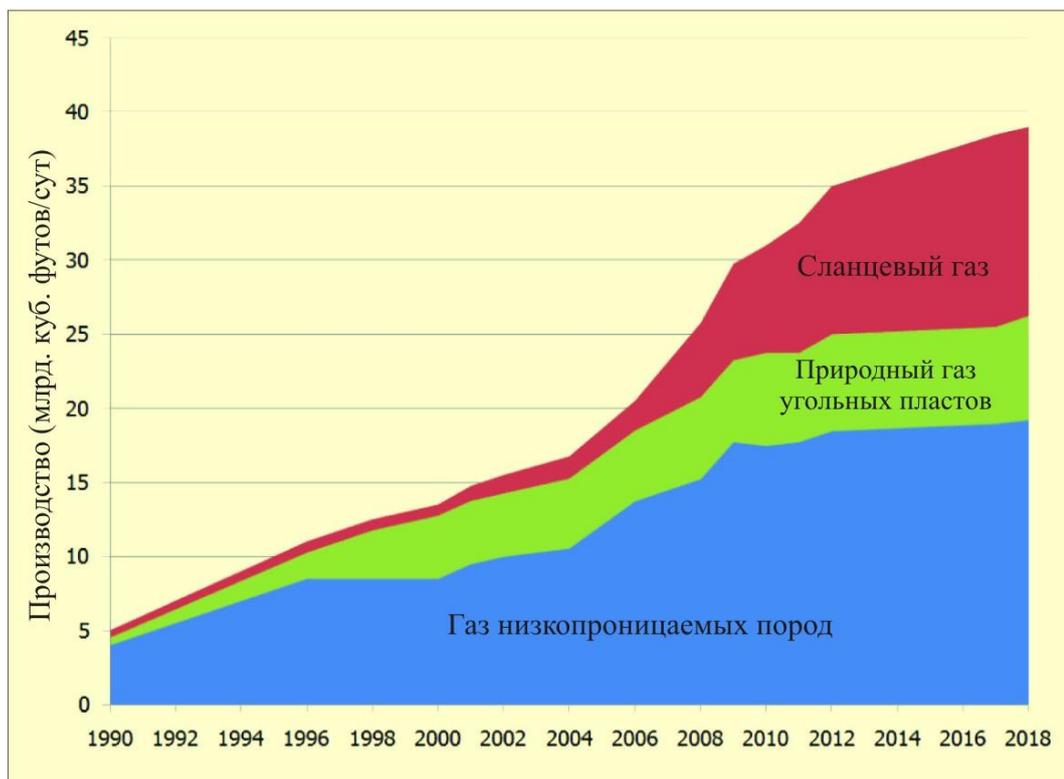
В 2007 году Техас, Вайоминг и Колорадо были штатами с крупнейшим увеличением доказанных запасов газа в течение года; эти добавления были связаны со сланцевым газом, «tight» песчаников (слабопроницаемых песчаников) и метаном угольных пластов, все они были нетрадиционными газовыми полями «плеями». Подобно этому, штаты Техас (30 %) и Вайоминг (12 %) стали обладателями крупнейших объемов доказанных запасов газа в США в 2007 году – снова, оба в основном в результате разработки полей (плеев) нетрадиционного природного газа.

#### Роль сланцевого газа в нетрадиционном газе

Нижние 48 штатов США (без Аляски и Гавайев) характеризуются широким распространением сланцев с высоким содержанием органического вещества и содержащих огромные ресурсы природного газа. Только недавно освоенное поле (плей) сланцев Барнетт в Техасе дает 6 % всего объема природного газа, производимого в нижних 48 штатах. Прогресс в бурении и технологиях гидроразрыва пластов внес значительный вклад в экономический потенциал (значимость) сланцевого газа. Этот потенциал для производства в уже известных сланцевых бассейнах на суше, совместно с другими нетрадиционными газовыми полями (плеями или направлениями геологоразведочных работ на газ), предполагает значительную роль во внутреннем энергетическом пейзаже США. Рисунок 25 показывает ожидаемый вклад сланцевого газа в общее производство нетрадиционного газа в США в bcf/day (млрд. куб. футов/сут).

Не далее как в конце 1990-х годов только 40 буровых установок (6 % общего количества действующих установок в США) в США были способны вести на суше горизонтальное бурение; в мае 2008 года это количество выросло до 519 буровых установок (28 % общего количества действующих установок США).

По оценке компании Навигант (Navigant), общие ресурсы природного газа США (доказанные плюс недоказанные, но технически извлекаемые) составляют 1680-2247 трлн. куб. футов (48-64,2 трлн. м<sup>3</sup>) или от 87 до 116 лет производства к уровню добычи. Оценка Энергетического Информационного агентства США (EIA) потенциальных ресурсов составляет 1774 tcf (50 трлн. м<sup>3</sup>). Компания Navigant оценила, что сланцевый газ составляет 28 % или более общих оцененных технически извлекаемых ресурсов газа в США.



Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 25. Состав нетрадиционного газа Соединенных Штатов

С учетом наиболее высоких оценок ресурсов, особенно вновь появляющихся ресурсов, таких как нетрадиционный природный газ, эти оценки будут, вероятно, изменяться с течением времени. Кроме того, имеются различия у организаций, делающих оценки ресурсов и будущего производства для сланцевого газа. Эти анализы используют различные предположения, данные и методологии. Поэтому, они могут приходиться к широкому диапазону величин для проектируемой добычи сланцевого газа, как в целом по стране, так и по бассейнам. Эти оценки ресурсов сланцевого газа будут, вероятно, изменяться по мере поступления новой информации, дополнительного опыта и прогресса в технологиях, становящихся доступными.

Аналитики оценили, что в последние годы рост большинства новых запасов (от 50 до 60 %) будет приходиться из резервуаров нетрадиционного сланцевого газа. Общие извлекаемые ресурсы газа из четырех осваиваемых полей (плев) сланцевого газа: Хайнесвилл (Haynesville), Файеттевилл (Fayetteville), Марселлус (Marcellus) и Вудфорд (Woodford) могут составить более 550 трлн. куб. футов (15,7 трлн. м<sup>3</sup>). Дополнительное преимущество полей (плев) сланцевого газа заключается в том, что они находятся в районах многих существующих разработок природного газа и поэтому большая инфраструктура необходимых газопроводов уже имеется. Многие из этих районов также расположены вблизи крупных скоплений населения, что потенциально облегчает транспортировку газа к потребителям. Однако, для обеспечения доступа к разработке в районах, которые ранее не были газопроизводящими, необходимо будет строить дополнительные газопроводы.

#### Взгляд в будущее

Рассматривая природу полностью сгорающего природного газа, внутренних ресурсов природного газа и присутствие поддерживающей инфраструктуры, разработка запасов сланцевого газа будут важным компонентом энергетического портфеля США, Канады (в недалеком будущем ряда других стран) в течение многих лет. Недавние успехи в различных геологических бассейнах подтвердили возможность для сланцевого газа быть стратегической частью энергии и экономического роста этих двух государств.

Прогресс в технологиях горизонтального бурения и гидроразрыва пластов открывает возможность экономически рентабельного извлечения сланцевого газа. Определелись мероприятия, которые позволяют разработки в районах, которые ранее были запретными по причинам природоохранных ограничений или ограждены от нарушения в качестве городских или сельских поселений. Путем использования горизонтального бурения операторы способны сократить площадь воздействия на поверхность, обычно связанную с наличием множества вертикальных скважин, пробуренных на множестве оснований; эквивалентное покрытие скважин может быть достигнуто через бурение нескольких горизонтальных скважин из участка одной скважины. Результатом этого может стать значительное сокращение в нарушении поверхности: меньшее количество участков скважин, меньше дорог, сокращение перевозок, меньшее количество газопроводов и меньшее количество средств обслуживания. В городских поселениях это может означать меньшее воздействие на окружающее население и бизнес. В сельских поселениях это может означать меньшие последствия для обитателей дикого мира, сельскохозяйственных ресурсов и водоемов поверхностных вод.

При бурении в населенных пунктах возможно использование звукозащитающих стен и покрытий, чтобы сократить шум, использование направленного или защищенного освещения, чтобы сократить в ночное время нарушения покоя окружающих жителей и бизнесов, использование трубопроводов для транспортировки воды, преследующее цель сокращения движения грузовиков-водовозов, и использование работающих на солнечной энергии телеметрических приборов для мониторинга добычи газа, позволяющее сократить посещения персонала на участки скважин. Такие мероприятия используются в специфических местностях или ситуациях, которые вынуждают их применение, и не предназначены для повсеместного применения, но где это необходимо, они дают возможность для безопасного и не нарушающего окружающую среду ведения добычи, что может оказаться невозможным без их использования.

Эти технологии и мероприятия, совместно с увеличением цен на газ в последние несколько лет, обеспечивают возможности экономически рентабельной добычи сланцевого газа.

В этом разделе достаточно кратко рассмотрены основные районы (поля, плеи) разработки сланцевых углеводородов в Соединенных Штатах (Рис. 26). Его целью является ознакомление читателя с фундаментальными характеристиками американских сланцев, такими как ТОС (общее содержание органического углерода), зрелость органического вещества, трещиноватость, седиментология и т.д., а также с современным состоянием добычи нефти и газа в их пределах. Подобная информация может быть использована в качестве справочного материала для оценки и классификации сланцевых формаций за пределами США, в частности, в России.

Конечно, невозможен прямой перенос данных по сланцевым углеводородам США на какие-либо иные территории, так как каждое поле (play) сланцев может обладать индивидуальными или даже уникальными характеристиками. Предлагаемая информация по фундаментальным свойствам сланцевых районов Соединенных Штатов, критическим факторам процесса разведки и разработки сланцевых углеводородов может служить лишь путеводителем для изучения их потенциала в других странах Америки и на других континентах мира. Для составителей настоящего библиографического обзора не вызывает сомнений, что формирование реалистичного представления о потенциале сланцевых углеводородов мира и основных полях их современной промышленной разработки в Северной Америке является более важным, чем попытки механического переноса опыта этой территории на другие страны.

На карте из журнала Oil & Gas Journal [Sept. 5, 2011] в табличной форме приведены основные данные, относящиеся к сланцевым УВ Соединенных Штатов (Табл. 7).

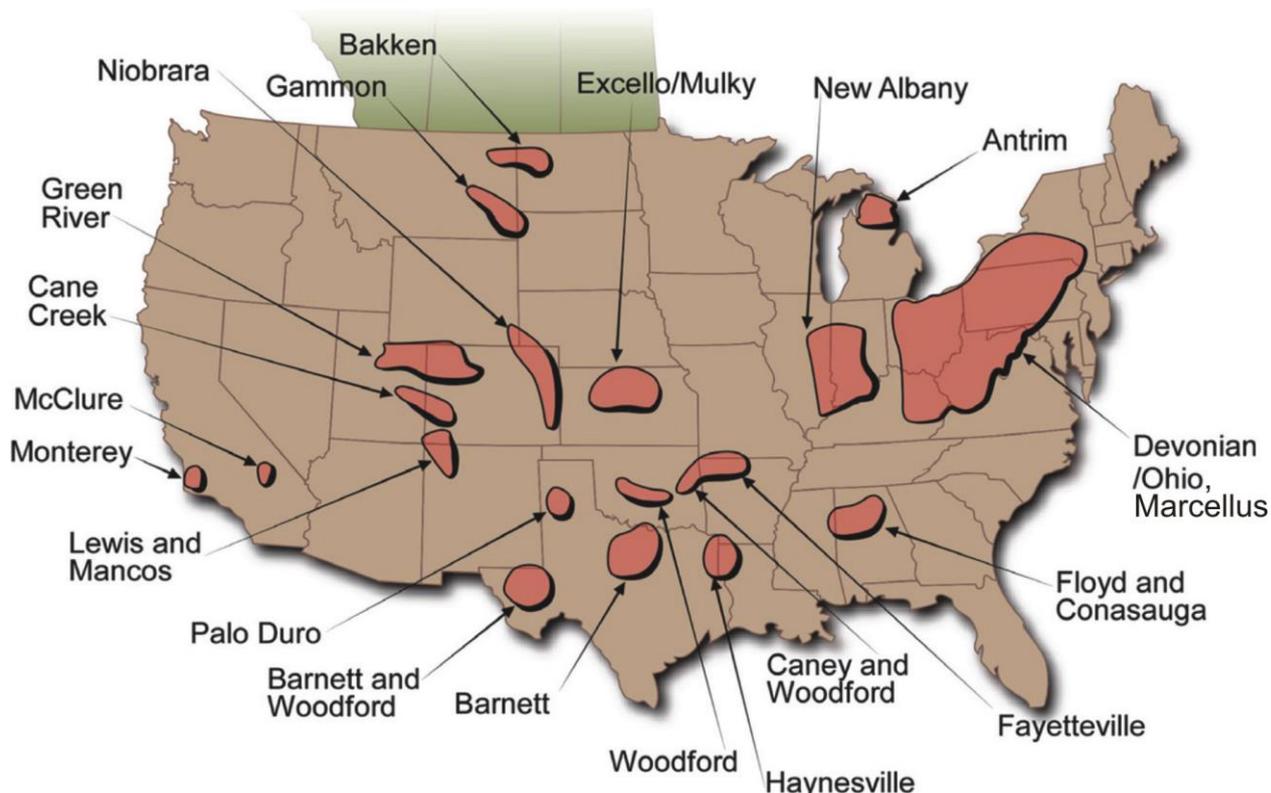


Рис. 26. Сланцевые бассейны в Соединенных Штатах [Collins, 2008; с изменениями]

Таблица 7.

Неоткрытые технически извлекаемые ресурсы сланцевых углеводородов  
нижних 48 штатов США

Поле (плей)	Сланцевый газ, трлн. м <sup>3</sup>	Сланцевая нефть, млрд. тонн	Целевой продукт
1	2	3	4
Antrim (Антрим)	0,57	-	Газ
Avalon & Bone Spring Авалон и Бон Спрингс	-	0,3	Нефть (жидкость)
Bakken (Баккен)	-	0,57	Нефть (жидкость)
Barnett (Барнет)	1,24	-	Газ
Barnett – Woodford Барнет - Вудфорд	0,92	-	Газ
Big Sandy (Биг Сэнди)	0,21	-	Газ
Canal Woodford Кана Вудфорд	0,16	-	Газ
Cincinnati Arch Цинцинати Арк	0,04	-	Газ
Devonian Low Thermal Maturity Девониан Лоу Термал Матьюрити	0,39	-	Газ
Eagle Ford (Игл Форд)	0,6	0,53	Нефть (жидкость)
Fayetteville (Файеттевилл)	0,91	-	Газ

Продолжение таблицы 7.

1	2	3	4
Floyd - Neal & Conasauga Флойд - Нил и Конасауга	0,12	-	Газ
Granite Wash (Гранит Вош)	N/A	N/A	Нефть (жидкость)
Greater Siltstoun (Грэйте Силтстоун)	0,24	-	Газ
Haynesville (Хайнесвилл)	2,13	-	Газ
Hilliard-Baxter-Mancos Хиллард-Бакстер-Манкос	0,11	-	Газ
Lewis (Льюис)	0,33	-	Газ
Mancos (Манкос)	0,6	-	Газ
Marcellus (Марселлус)	11,72	-	Газ
Mississippian (Миссиссиппиан)	N/A	N/A	Нефть (жидкость)
Monterey / Santos Монтерей / Сантос	-	2,45	Нефть (жидкость)
New Albany (Нью Олбани)	0,31	-	Газ
Niobrara (Найобрара)	N/A	N/A	Нефть (жидкость)
Tuscaloosa (Тускалуза)	N/A	N/A	Нефть (жидкость)
Willistone-Shale-Niobrara Виллистон-Шелл-Найобрара	0,19	-	Газ
Woodford (Вудфорд)	0,63	-	Газ
Всего:	21,44	3,8	

Источник: EIA, July 2011.

## 6.2. Примеры полей нефтенасыщенных сланцев

### Сланцы Баккен – Три-Форкс (Bakken – Three Forks)

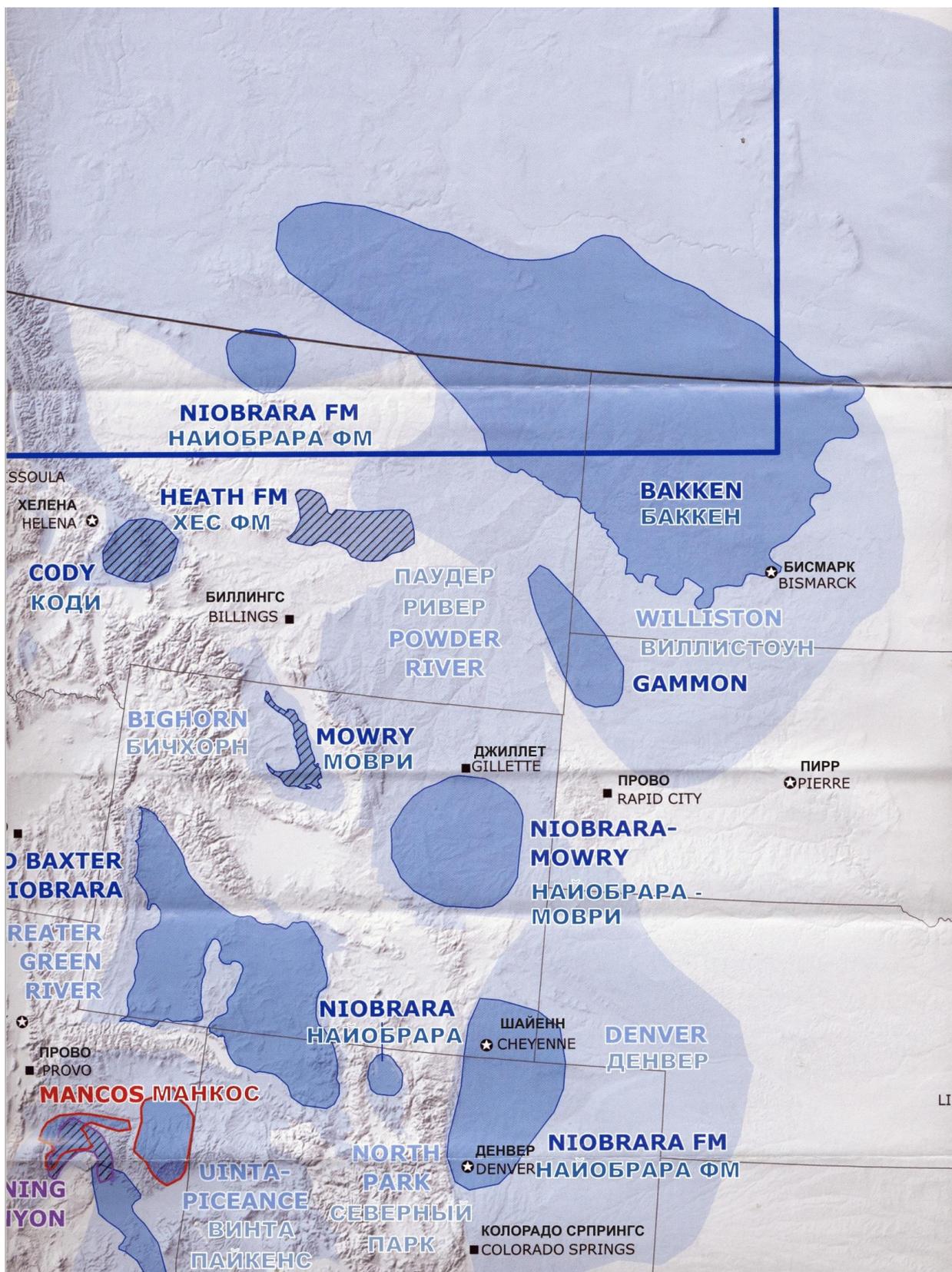
Баккен – месторождение сланцевой нефти (Рис. 27). В 2000 году добыча нефти из сланцев формации Баккен не осуществлялась, а в 2010 году составила 13,6 млн.т. Предполагается, что в 2014 году добыча может достичь 23-29 млн.т., что составит до 20 % всей наземной добычи нефти в США.

Сланцы Баккен, сформировались в верхнедевонское и нижнемиссиссипское время. Они распространены на площади около 300 тыс. км<sup>2</sup> в бассейне Виллистоун (Williston), в пределах американских штатов Монтана, Северная и Южная Дакота, а также канадских провинций Саскачеван и Манитоба. В юго-западной части бассейна на территории Северной Дакоты формация Баккен залегает на глубине до 3353 м, а в районах северной границы в Канаде на глубине до 945 м. Сразу над формацией Баккен залегают песчаники Санита (Sanita) свиты Три Форкс толщиной 76,2 м, из которых некоторые операторы также добывают нефть. Геологическая служба США в 2008 году оценила ресурсы формации Баккен в 580 млн.т. нефти, 53 млрд.м<sup>3</sup> газа и 23,5 млн.т. конденсата.

Операторы США арендовали более 2 млн. гектаров (20 тыс. км<sup>2</sup>), почти 400 тыс. гектаров (4 тыс. км<sup>2</sup>) было арендовано в Канаде. В регионе работает более 70 компаний.

Формация Баккен состоит из трех стратиграфических единиц:

- Верхний Баккен – черные морские сланцы толщиной 7 м;
- Центральный Баккен – переслаивание известняков, алевролитов, доломитов и песчаников общей толщиной 26 м;
- Нижний Баккен – черные морские сланцы толщиной 15,2 м.



Источник: "Oil & Gas Journal", Sept. 5, 2011

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- |   |                       |   |  |   |                               |
|---|-----------------------|---|--|---|-------------------------------|
|  | Газовые бассейны      |  | Сформированные поля (плеи)<br>Наиболее молодые и малоглубинные |  | Наиболее древние и глубинные  |
|  | Сланцевые поля (плеи) |  | Средние по возрасту и глубине                                  |  | На ранней стадии формирования |

Рис. 27. Поля (плеи) и бассейны сланцевых углеводородов района Баккен граница США и Канады

При опускании бассейна Виллистоун и повышением давления и температуры кероген, содержащийся в сланцах, превращался в сырую нефть. Поскольку формация не обладает достаточной проницаемостью (наличием каналов для миграции), рост внутреннего давления жидкости вызвал образование трещин внутри пласта.

Первые буровые работы в формации Баккен велись в 1953 году на месторождении Антилоп. Методика гидроразрыва впервые была применена компанией Лико Энерджи (Lycos Energy) в 2000 году, что привело к открытию месторождения Элм-Кули в округе Ричленд штата Монтана. К 2010 году на этом месторождении было добыто более 6,5 млн.т. нефти и 0,7 млрд. м<sup>3</sup> газа из более чем 400 горизонтальных скважин.

Еще одним крупным месторождением является Парсхолл (Парсхолл), открытое компанией EOG Resources в 2006 году. Дебит нефти в первой скважине этого месторождения составил 132,7 т/сут, а в последующих 11 скважинах дебит составил в среднем 220 т/сут. Максимальный дебит нефти из сланцев Баккен после гидроразрыва в скважине Соренсон (Sorenson) 29-32-1Н составил 815 т/сут.

В основном бурение на сланцы Баккен в северной Дакоте ориентировано на образование Центральной Баккен, хотя ведется и на образования Три Форкс/Саниш.

В декабре 2009 года ExxonMobile приобрела компанию ХТО Energy, одного из ведущих операторов по сланцам Баккен, за 41 млрд. долл. Крупнейшим оператором в канадской части сланцев Баккен является компания PetroBakken (с октября 2009 г.).

Для повышения нефтеотдачи проводятся эксперименты по закачиванию в пласт сланцев двуокси углерода (СО<sub>2</sub>) и водяного пара.

Зимой 2010-2011 гг. полевые работы в поле (плея) Баккен-Три-Форкс (Bakken-Three Forks) в Северной Дакоте и Монтане несколько замедлились, но объемы бурения остаются значительными. На конец сентября 2011 года в Северной Дакоте действовало 190 буровых установок, которые с 1 января 2009 года пробурили 1150 горизонтальных скважин.

Компания Континентал Рисорсиз Инк. (Continental Resources Inc.) из города Инид (Enid) в Оклахоме, собрала оценки различных организаций в отношении потенциала поля (плея) Баккен и пришла к величине 24 млрд. баррелей (3,8 млрд. тонн), оцененной как максимально извлекаемые. Основываясь на состоянии (объемах бурения) скважин в предыдущие 12 месяцев компания Континентал (Continental) в августе 2011 года повысила значения в модели EUR (EUR-estimated ultimate recovery, оценка предельного уровня извлечения) для поля Баккен в Северной Дакоте до 96 тыс. тонн/скв. против 82 тыс.тонн/скв.

Тем временем, компания IHS, которая предположила, что это поле (плей) должен давать к 2018 году порядка 0,127-0,159 т/сут или 46,4-58,0 млн.т/год, сообщила в августе 2011 года, что добыча (производство) идет уже выше этого графика.

Бурение такого большого количества новых скважин часто приводит к сопутствующим (?) (serendipitous) открытиям, а представитель компании Марафон Ойл Корп. (Marathon Oil. Corp.) официально сообщил, что он видит другие поля (плеи), которые вскоре встанут в ряд с бассейном Виллистоун (Willistone).

Компания EOG осуществляет транспортировку части добытого ею сырья из поля Баккен в цистернах по железной дороге до нефтеперерабатывающего завода в Кашинг (Cushing) в Оклахоме с 31 декабря 2009 года, а компания Тесоро Корп. (Tesoro Corp.) начнет транспортировку по железной дороге к ее НПЗ в Анакортес (Anacortes) в штате Вашингтон в 2012 году.

Через хранилище в Кашинг (Cushing) часть нефти Баккена находит дорогу к Луизиане. Нефтепровод Кейстоун XL (Keystone XL), в случае его строительства, сможет со временем прервать монополию Кашинг (Cushing).

**Paula Dittrick. *Sliding-sleeve fracs unlock more ND Bakken oil*** / Oil & Gas Journal / June 6, 2011, p.35-38.

Паула Диттрих «*Непрерывно передвигающийся (скользящий) многостадийный гидроразрыв позволяет высвободить больше нефти в сланцевом поле Баккен в Северной Дакоте*».

Объемы добычи из формации Баккен в бассейне Виллистоун (Willistone) продолжают увеличиваться с технологическим прогрессом, напоминает компания Континентал Рисорсиз Инк. (Continental Resources Inc.), оценивая потенциальные извлекаемые ресурсы в 3,8 млрд. тонн.

Оценка компании Континентал (Continental) делает карликовой более вероятную оценку Геологической службы США от 2008 года, неоткрытых технически извлекаемых ресурсов поля Баккен в 0,68 млрд. т.

Компания Континентал (Continental) заявляет, что различие между этими оценками определяется тем, что степень извлечения на одну скважину постоянно увеличивается с июня 2007 года, до которого производился анализ Геологической службы США.

Промышленная комиссия штата Северная Дакота в январе 2011 года сообщила, что извлекаемые ресурсы резервуаров Баккен Три Форкс (Bakken-Three-Forks) могут достигать 1,746 млрд. т в пределах одной Северной Дакоты – пятикратное увеличение против оценки той же самой комиссии (NDIC) в 2008 году.

Джек Старк (Jack Stark), старший вице-президент компании Континентал (Continental) по разработке, сообщил на выставке NAPE в Хьюстоне, что поле (плей) Баккен может стать крупнейшим мировым открытием за последние 30-40 лет. Он охарактеризовал этот потенциал как «искусство изобретательности индустрии нефти и газа».

Рон Несс (Ron Ness), президент Нефтяного Совета Северной Дакоты сообщил журналу «Oil & Gas Journal», что нефтяные компании увеличивают объемы работ (расправляют крылья) «что были вовлечены в разработку особо богатые участки – sweet spots (сладкие пятна, конфетки)».

Имея вертикальные нефтяные скважины в верхней части формации Баккен, пробуренные в 1950-х годах, промышленность сейчас фокусирует внимание на доломитах средней части формации, заключенных между верхними и нижними сланцами формации Баккен. Эта формация протягивается из Канады через штаты Северная Дакота и Монтана, с наибольшей активностью работ в Северной Дакоте.

#### Тонкая настройка технологии Баккен

Компании бурят 2 мили (1609x2=3218 м) вглубь земли и далее полагаются на гидроразрыв, включающий до 40 стадий с использованием системы ball-sliding-sleeve (воздействия на пласт непрерывно передвигающимся – скользящим многостадийным гидроразрывом). Используются раздувающиеся пакеры, чтобы проталкивать (продвигать) трещины гидроразрыва на две мили по латерали. В районе Баккен и других сланцевых полях знания буровиков и операторов постоянно обогащаются.

Джек Экстром (Jack Ekstrom) из Вайтинг Петролеум Корп. (Whiting Petroleum Corp.), вице-президент по корпоративным и управленческим отношениям, сообщил: «На начальной стадии освоения плей всегда участвуют научные проекты. Они нуждаются в экспериментальной проверке, чтобы достичь оптимального извлечения, поскольку свойства пород изменяются в пределах поля ресурсов плей».

Чем больше стадий гидроразрыва, тем больше открывается нефти, но при этом увеличиваются и затраты, побуждая компании пытаться сократить общую стоимость, сокращая время, которое занимает бурение и завершение (испытание) скважины.

Компания Ридер Скотт Ко. LP (Ryder Scott Co LP) в ее мартовско-майском (2011 год) сообщении о резервуарных решениях говорит: «Пока продолжаются дебаты по

оценке предельного извлечения продукта на одну скважину, не существует аргументов против того, чтобы Баккен оставался продуцирующим регионом настоящего времени». В 2010 году Северная Дакота извлекла из своих скважин 18 млн. тонн нефти, почти в три раза больше общего количества, добытого в штате в 2006 году, и в основном из формации Баккен.

Активность по получению разрешений на бурение и использование буровых установок является рекордно высокой в бассейне Виллистон (Williston) в Северной Дакоте. Количество буровых установок в Северной Дакоте в 2010 году составило 110 единиц, в сравнении с 49 единицами в 2009 году. Согласно данным компании Бейкер Хьюджес (Baker Hughes) в Монтане их количество возросло с 3 до 7.

Налоговые поступления от нефти в Северной Дакоте достигли рекордных значений, более 100 млн. долларов в марте месяце 2011 года. Официальный представитель налоговой службы сообщил OGI, что они не могут выделить отдельно налог по бассейну, так как не могут сказать, какая часть из этих 100 млн. долл. относится к продукции из формации Баккен.

**Nick Snow.** *USGS to update Bakken formation assessment, Salazar says.* Oil & Gas Journal / June 6, 2011, p.35-38.

Ник Сноу - Салазар говорит, что Геологическая служба США пересматривает оценку формации Баккен.

Кен Салазар (Ken Salazar) – секретарь по недрам сказал, что Геологическая служба США будет пересматривать ее оценку от 2008 года в отношении неоткрытых технически извлекаемых резервов нефти и газа в части формации Баккен, расположенной на территории США в Северной Дакоте и Монтане. Этот пересмотр начнется в октябре 2011 года и потребует около 2-х лет до его завершения, в зависимости от финансирования.

«Мы должны развивать (разрабатывать) наши ресурсы, вооружившись лучшими научными подходами, и с учетом данных скважин, пробуренных в формации Баккен в течение последних 3-х лет, поскольку имеется значительный объем новой геологической информации» – сообщил Салазар 19 мая. «Использование сверхпрогрессивных технологий добычи может означать, что потенциально большее количество нефти может быть извлечено из этой формации».

Оценка Геологической службы США от 2008 года составляла 0,48-0,71 млрд. тонн неоткрытых технически извлекаемых ресурсов нефти в части формации, расположенной на территории США, в объеме 0,6 млрд. т. Эта оценка не включает формацию Три Форкс (Three Forks). Министерство внутренних дел США (The US Department of the interior agency) обычно пересматривает его оценки по нефти и газу, когда поступает новая информация по геологии бассейна или когда улучшается технология бурения и добычи.

Для 2008 года оценка по формации Баккен была более высокой, чем все другие текущие оценки по нефти в нижних штатах и крупнейшей (непрерывной, сплошной) нефтяной аккумуляцией, когда-либо оцененной Геологической службой США. «Новая научная информация, предоставленная нам техническими экспертами, очевидно оправдывает новую оценку ресурсов формации Баккен» – сказала Бренда Пирс (Brenda Pierce), координатор программы по энергетическим ресурсам этого агентства. «Она достаточно значительна, чтобы начать новую оценку скорее, чем это произошло бы в обычном порядке».

Текущая оценка показала увеличение в количестве технически извлекаемой сырой нефти в сравнении с оценкой агентства от 1995 года в 24 млн.т., обусловленной прежней геологической моделью, технология бурения и добыча прогрессировала, последовали дополнительные открытия. Около 26 млн. т. было добыто из этой формации между 1953 и 2008 годами, и 5,7 млн.т. только в одном 2008 году, согласно данным

Геологической службы США. Статистика штата показывает, что добыча из формации Баккен в Северной Дакоте непрерывно увеличивается от 4,4 млн.т. в 2008 году до 8 млн.т. в 2009 году и 13,6 млн.т. в 2010 году.

Геологическая служба США сообщила, что пересмотр по формации Баккен будет стандартной задачей по оценке в рамках существующей в этом ведомстве национальной программы по оценке ресурсов нефти и газа. В то время как эта работа будет осуществляться, бурение и добыча будут продолжаться.

Оценка меняется (Estimates vary)

Многие операторы бурят скважины глубиной до 5490 м (2503 + 2987 = 5490 м), которые включают горизонтальную часть глубиной до 2987 м, и обычно применяют от 18 до 30 стадий гидроразрыва на скважину, сказал Старк (Stark), добавив, что в проведенном компанией Континентал (Continental) эксперименте, в котором операторы стремились достичь точки уменьшения добычи между 18 и 24 стадиями гидроразрыва [OGJ, On line, Feb. 16, 2011].

Компания Континентал (Continental) обосновала ее оценку в 3,8 млрд.т., исходя из следующих предположений о двух районах непрерывного нефтяного резервуара:

- Фактор извлекаемости в 80 тыс. т. на скважину, основан на среднем результате компании Континентал (Continental) к 4 февраля 2011 г;
- Формации Средний Баккен (Middle Bakken) и Три Форкс (Three Forks) действуют как отдельные резервуары (80 тыс. т. / резервуар);
- Двойная зона разработки для резервуаров как Средний Баккен (Middle Bakken), так и Три Форкс (Three Forks);
- 128 га влияния одной скважины (4 скважины на одну зону с 8 скважинами на пространственную единицу в 512 га;
- Первый район оценки имеет площадь 10 314 квадратных миль (6,6 млн. акров или 26,4 тыс. км<sup>2</sup>) термально зрелых пород;
- Второй район оценки имеет площадь 4 337 квадратных миль (2,8 млн. акров или 11,2 тыс. км<sup>2</sup>) пограничной зрелости / миграционные.

Гарольд Хамм (Harold Hamm), председатель компании Континентал (Continental) и главный исполнительный директор, сказал, что в пределах формации Баккен промышленностью было завершено 3 600 горизонтальных скважин и происходит увеличение на 2100 скважин в год с использованием 170 буровых установок, находящихся в активной работе.

Компания Континентал (Continental) ограничила первоначальную продуктивность (темп добычи) многих ее скважин в Северной Дакоте, чтобы минимизировать возможность выброса-возгорания (flaring) и максимизировать объем богатого газа, который может быть продан.

«Некоторые скважины имели первоначальный приток в колонне с давлением более чем 3000 psi в течение нескольких дней, так что они могли легко дать в два раза или более их годовой добычи, если бы мы их полностью открыли» - сказал Хамм (Hamm).

На 31 марта 2011 года компания Континентал (Continental) имела 878 900 акров аренды-лизинга в районе распространения формации Баккен. На начало мая 2011 года компания Континентал (Continental) имела в работе 22 буровые установки в Северной Дакоте и две в Монтане.

Хамм (Hamm) в пресс-релизе по результатам первого квартала 2011 года сообщил, что шесть из восьми лучших скважин компании Континентал (Continental) были расположены в разведочном районе Виллистон (Willistone), в котором данная компания имеет в лизинге-аренде 110 000 акров.

Компания Континентал (Continental) сообщила о скважине Акрон 1-27Н (Akron 1-27H) в округе Мак Кензи (McKenzie), которая в первом испытании на продуктивность показала приток 223 т/сут. при давлении 3600 psi на 16/64 дюймовом штуцере. Эта скважина достигла зоны Средний Баккен (Middle Bakken) и включала 24 стадии гидроразрыва.

Многоскважинный дизайн с одного основания

Компания Континентал (Continental) предполагает завершить несколько многоскважинных проектов в течение второго квартала 2011 года. Принадлежащая этой компании эко-площадка (Eco-Pad) позволяет иметь четыре скважины (две на формацию Средний Баккен (Middle Bakken) и две на формацию Три Форкс (Three Forks)). Бурение ведется с одного основания на двух сближенных точках в пределах единицы площади в 512 га. Такая организация работ позволяет увеличить извлечение флюида на одну скважину, сократить затраты на бурение и завершение-испытание, уменьшить воздействие на окружающую среду.

В Монтане компания Континентал (Continental) испытала несколько вариантов ее стандартного 24-стадийного perf-and-plug дизайна гидроразрыва при завершении скважин. Скважина Биг Скай 3-35Н (Big Sky 3-35Н) была завершена в 18 стадий с использованием sliding-sleeve frac system (непрерывно передвигающегося, скользящего, многостадийного гидроразрыва). Хамм (Hamm) сообщил, что непрерывно передвигающийся, скользящий, многостадийный гидроразрыв и гидроразрыв в верхней части открытого ствола скважины в настоящее время являются стандартными на месторождении Элм Кули (Elm Coulee).

На месторождении Саниш (Sanish) в Северной Дакоте на скважине Смит 14-29ХН (Smith 14-29ХН) компания Вайтинг Петролеум Корп. (Whiting Petroleum Corp.) осуществила завершение с 40-стадийным гидроразрывом за 26 часов.

Бейкер Хьюдж Инс. (Baker Hughes Inc.), которая занималась техническим обеспечением нижней части скважины, была первой в мире компанией, которая выполнила 40-стадийный гидроразрыв с использованием sliding-sleeve непрерывно передвигающегося, скользящего, многостадийного гидроразрыва.

Скважина Смит (Smith) была испытана 2 апреля 2011 года, дала приток 286,5 т/сут. нефти и 38 тыс.куб. м/сут. газа. Дебит притока был измерен на 48/64 дюймовом штуцере с давлением потока в обсадной колонне 700 psi. Скважина Смит (Smith) находится в эксплуатации, а Компания Вайтинг (Whiting) имеет в ней 43 % рабочего интереса.

Славсон Эксплорейшен Ко. Инк. (Slawson Exploration Co. Inc.) частный оператор из Вичита (Wichita) выполнил 36-стадийный гидроразрыв с использованием пакеров и sleeves (муфт, рукавов, гильз) на ее скважине Сталлион 1-1-12Н (Stallion 1-1-12Н) в округе Маунтрэйл (Mountrail) в 2009 году. В прошлом году компания Славсон (Slawson) осуществила 47-стадийный гидроразрыв в ее скважине Кэннонбол 1-27-34Н (Cannonball 1-27-34Н).

10 мая 2011 года компания Славсон (Slawson) успешно испытала для компании Бейкер (Baker) 40-стадийную ball drop system в бассейне Виллистон (Willistone). Гидроразрыв осуществлялся в течение двух суток при норме в 6-7 суток. Компания Славсон (Slawson) была второй, кто испытал эту систему после Вайтинг Петролеум (Whiting Petroleum).

Компания EOG Рисорсиз (EOG Resources), крупнейший производитель нефти в Северной Дакоте, имеющая 240 тыс. га аренды-лизинга в пределах Баккен-Три Форкс (Bakken-Three-Forks), сообщила о добыче в 2010 году 7,8 млн. т. нефти. Компания EOG планирует в 2011 году работу десяти буровых установок.

Множество нефтяных компаний инвестирует в сланцы Баккен, включая Денбури Рисорсиз Инк. (Denbury Resources Inc.), известную по ее бизнесу, связанному с добычей нефти, обогащенной двуокисью углерода.

Компания Денбури (Denbury) имела в пределах сланцев Баккен 106,4 тыс. га, где она работает с пятью буровыми установками и ожидает использование семи буровых установок к концу года.

Маратон Ойл Корп. (Marathon Oil Corp.) пришла в Баккен в 2006 году с привлечением ее опыта по характеристике резервуаров, горизонтальному бурению и стимуляции притока по другим районам ее деятельности.

Площади аренды-лизинга компании Маратон (Marathon) в Северной Дакоте включают округа Данн (Dunn), МакКензи (McKenzie), МакЛенан (McLean), Монтрейл (Montrail) и Ричленд (Richland?) Рузвельт (Roosevelt) и Шеридан (Sheridan).

Сланцы Баккен служат в качестве площадки для доказательства эффективности методики многостадийного гидроразрыва и выполняют роль первооткрывателя (выхода на арену) производства нетрадиционной нефти, исполняя в некоторых отношениях роль сланцев Барнетт (Barnett), обеспечивших взрывной рост производства природного газа в США.

### Сланцы Найобрара (Niobrara) и Манкос (Mancos)

**Paula Dittrick. *Multiple models likely for Niobrara Horizontal play*** /Oil & Gas Journal /Sept. 5, 2011. P. 27-30.

Паула Диттрих. *Разнообразные модели возможны для горизонтального бурения в поле (плея) Найобрара.*

Одинаковые по меловому возрасту формации Найобрара и Манкос десятилетиями разрабатываются в отдельных месторождениях штатов Колорадо, Нью-Мексико, Юта и Вайоминг (Рис. 28, 29). Эти две формации известны в качестве нефтегазоматеринских пород в большом числе бассейнов Скалистых Гор, а формация Найобрара продуктивна и в Канаде, где она известна под названием Секонд Вайт Спекклд (Second White Speckled).

Компания EOG первоначально обнаружила нефть в формации Найобрара в бассейне Северного Парка Колорадо, но ввиду ограничений по транспортировке перенесла работы в Денверский бассейн, открыв скважиной Джейк (Jake) месторождение Хиафорд Ранч (Hereford Ranch).

«Это плей, который возвращается к жизни» - сказал Стефен Сонненберг (Stephen Sonnenberg), профессор геологии Колорадской горной школы и директор финансируемого промышленностью Консорциума Найобрара, группы из 25 компаний, исследующего многоинтервальную нефтегазоматеринскую формацию.

Описывая формацию Ниобрара как наследие мелового моря, С. Сонненберг предположил, что природные трещины будут следовать ориентации локальных разрывов и складок, и он ожидает применение различных моделей, которые будут появляться по мере того, как это поле (плей) будет разрабатываться.

«Найобрара содержит действительно богатые нефтегазоматеринские породы со средним содержанием по формации органического углерода в диапазоне от 3 до 8 %, а породами-резервуарами первоначально являлись интервалы известняков или мела» – С. Сонненберг сообщил журналу «Oil & Gas Journal».

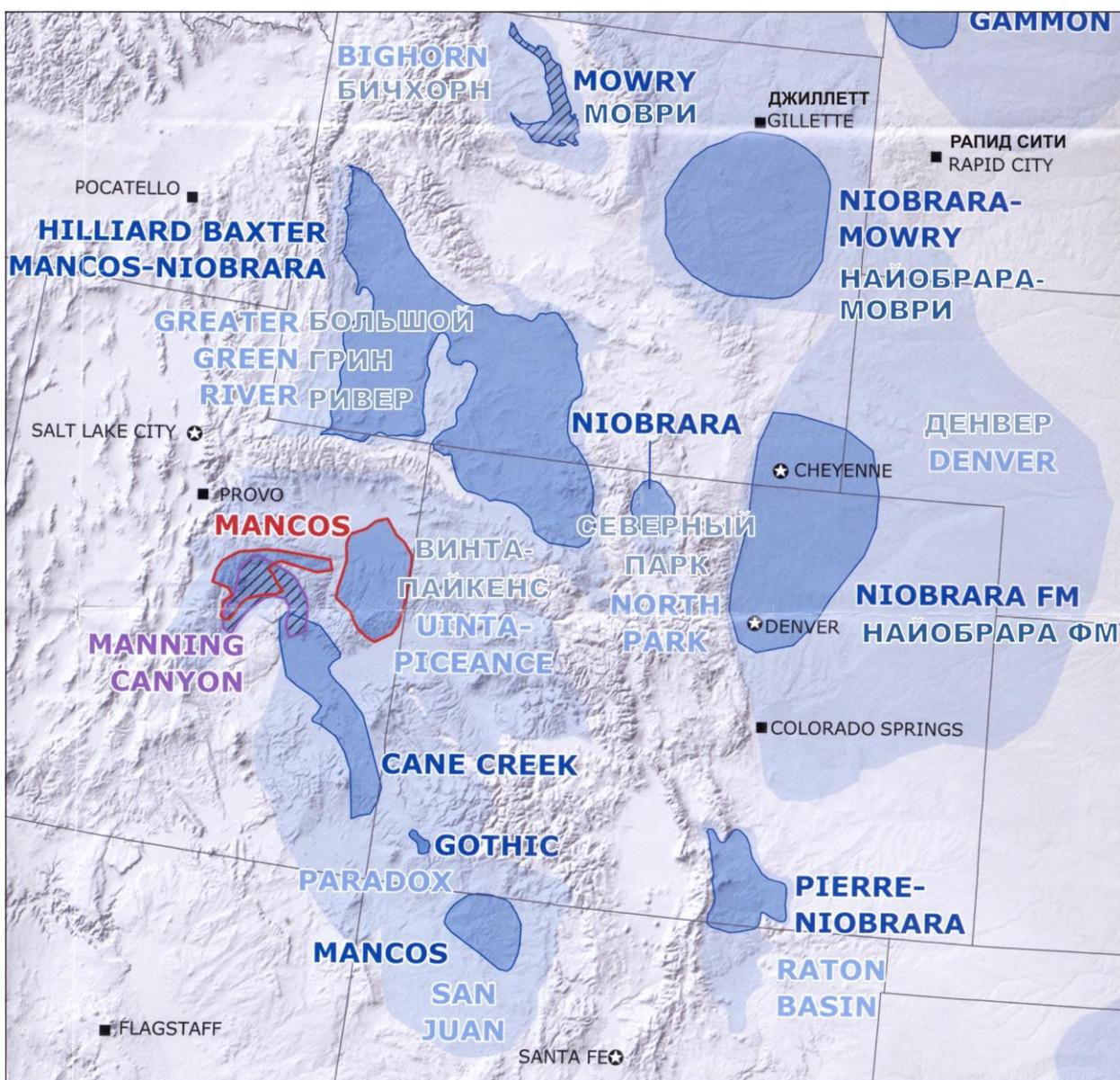
С. Сонненберг ожидает увидеть «Множество новых уроков (обучения)», касающихся причин природной трещиноватости и ориентировки систем трещин, требующих для своего изучения большого количества скважин.

Использование новых технологий горизонтального бурения и многостадийного гидроразрыва в пределах поля (плея) сланцев Найобрара в регионе Скалистых гор обеспечивает индустрии «свежий взгляд», меняет ее подход к формации, которая ранее разрабатывалась только на изолированных структурах. Оформляется многообещающее новое ресурсное поле (плей).

Несколько дюжин компаний оценивают углеводородный потенциал формации Найобрара, которая подстилает многие бассейны Скалистых Гор от Нью-Мексико до Канады. В канадской провинции Альберта эквивалент этой формации называется Секонд Вайт Спекклд (Second White Speckled).

Формация Найобрара изучена бурением в северной и северо-восточной части штата Колорадо, юго-восточной части Вайоминга, в центральном Вайоминге и в Монтане.

Формация Манкос (Mancos), эквивалент Найобрара в штатах Юта и Нью-Мексико была разрушена на востоке Юты, западе Колорадо, северо-западе Нью-Мексико.

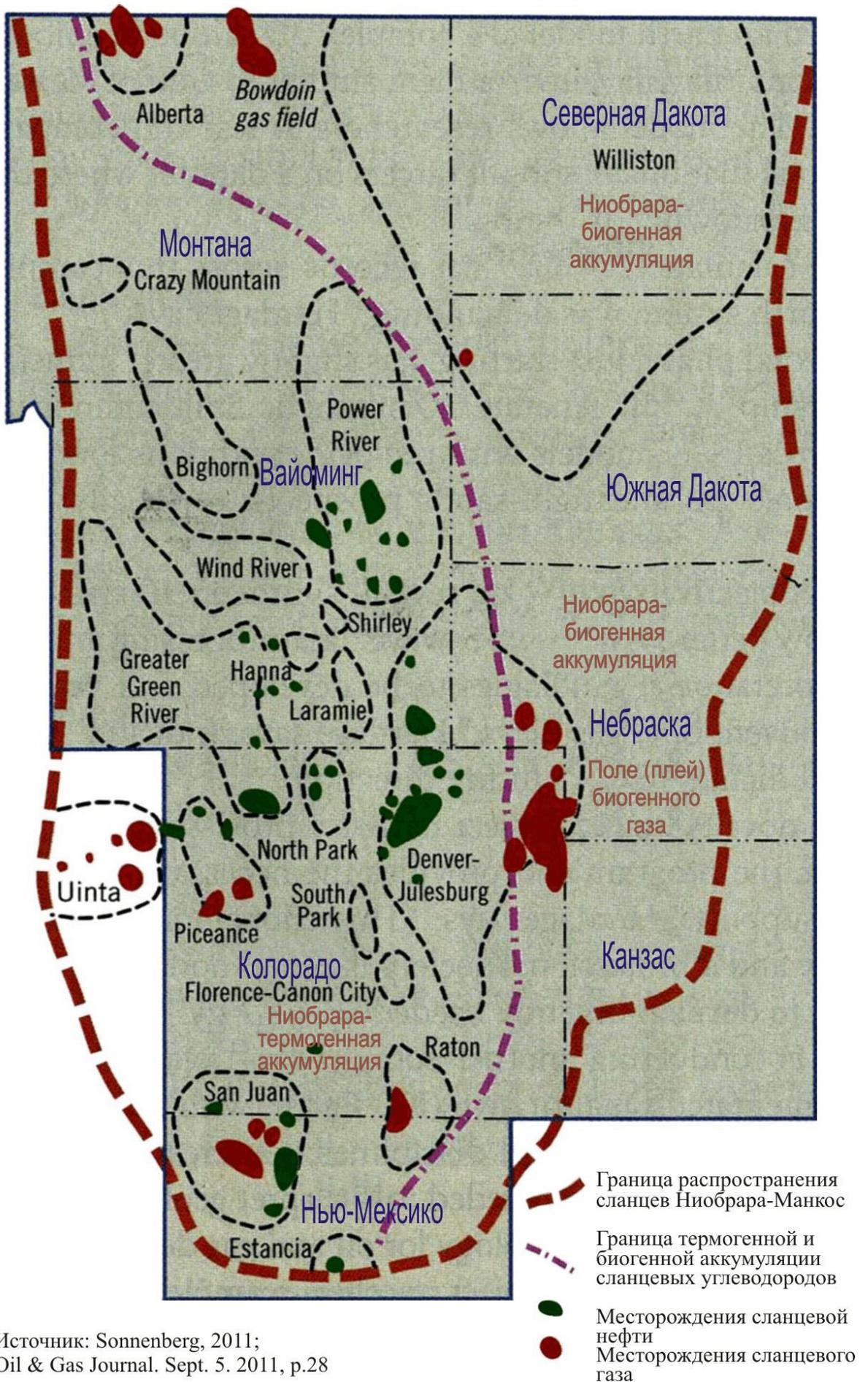


УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:



Источник: "Oil & Gas Journal", Sept. 5., 2011

Рис. 28. Поля (плеи) и бассейны сланцевых углеводородов в Скалистых Горах США



Источник: Sonnenberg, 2011;  
Oil & Gas Journal. Sept. 5. 2011, p.28

Рис. 29. Месторождения Найобрара-Манкос (регион Скалистых Гор)

### Бурение в Колорадо

Комиссия штата Колорадо по сохранению нефти и газа (The Colorado Oil & Gas Conservation Commission) сообщила, что штат в первом квартале 2011 года выдал 1099 разрешений на бурение, из которых 172 разрешения были на горизонтальные скважины. Три округа, в которых было выдано наибольшее количество разрешений: Велд (Weld) – 497, Гарфилд (Garfield) – 390, Меса (Mesa) – 45.

Округ Велд (Weld) является тем районом, в котором компания EOG Resources Ink. положила начало горизонтальному бурению в поле (плее) Найобрара скважиной первооткрывательницей Джейк (Jake). Скважина Джейк (Jake 2-01H) на участке 1-11<sub>н</sub>-63 w в первый месяц работы обеспечила приток в 102 т/сут., а в конце 2009 года давала стабильный приток в 40-48 т/сут. После стимуляции горизонтального участка максимальный начальный дебит составил 247 т/сут. нефти и 10 тыс. м<sup>3</sup>/сут. газа.

Компания EOG использовала конференцию в начале августа, чтобы озвучить доклад «Ободдряющие экономические результаты по использованию территории от 169 000 до 220 000 акров (67,6-80,0 тыс. га) к настоящему времени: скважины показывают низкую первоначальную продуктивность и плавное снижение стабильного дебита в долгосрочной перспективе.

EOG ожидает получить более длительную историю продуктивности скважины, до того как он сможет определиться с оценкой резервов. В начале августа, EOG начала буровую программу с двумя станками в бассейне Денвер-Джулисберг -DJ (Denver – Julesburg), где она планирует пробурить в течение 2011 года – 45 скважин.

Марк Папа (Mark Papa), главный исполнительный сотрудник EOG в сообщении на конференции 5 августа 2011 года, сказал, что поле (плей) Найобрара, богатое жидким флюидом напоминает ему поле (плей) Барнетт.

«Нам потребовалось несколько лет, чтобы убедиться, что в этом поле (плее) мы получили то, что ожидали» – сказал М. Папа о поле (плее) Барнетт. Рассматривая сланцы Игл Форд (Eagle Ford) в Южном Техасе и сланцы Баккен в бассейне Виллистон (Willistone), он описал прогресс компании EOG в горизонтальном бурении в формации Найобрара как «возможно, третий приход (период) и потребуется еще пять периодов, чтобы создать нормальную технологию работ».

Компания Нобл Энерджи Инк. (Noble Energy Inc.) имеет 400 000 акров (160 тыс. га) на месторождении (поле) Ваттенберг (Wattenberg) на юго-западе округа Велд (Weld). Добыча на месторождении Ваттенберг идет с 1970-х годов, но поле (плей) Найобрара привлекло основное внимание в районе только в последнее десятилетие, после того как компания Нобл (Noble) и другие начали бурение горизонтальных скважин в разрезе, разрабатывавшемся ранее вертикальными скважинами.

В планах этой компания бурение 85 горизонтальных скважин на месторождении Ваттенберг в течение 2011 года, для чего она должна сократить время, затрачиваемое одной буровой установкой, до 10 суток на одну скважину, в сравнении с 15-20 сутками годом ранее. Время бурения, как полагают, будет продолжать сокращаться, по мере того, как компания будет переходить к бурению с одной площадки нескольких скважин.

В начале II квартала 2011 года компания Нобл Энерджи Инк. завершила бурение скважины с горизонтальной частью ствола 2775,5 м и осуществила на ней 40-стадийный гидроразрыв, о чем сообщил ее представитель на конференции 28 июля 2011 года. Стоимость одной горизонтальной скважины в формации Найобрара у этой компании в среднем составляет 4,5 млн. долларов.

Имея в бассейне Денвер-Джулисберг (Denver – Julesburg) территории арендных земель за пределами месторождения Ваттенберг (Wattenberg), компания Нобл Энерджи (Noble Energy) продолжает оценивать север Колорадо и юг Вайоминга, где на 2011 год ею было запланировано пробурить 10 скважин. Она проверяет трещиноватость, матрицу, геометрию в плане и проекты завершения (испытания) скважин.

Компания Анадарко Петролеум Корп. (Anadarko Petroleum Corp.) полагает, что она должна приложить значительные усилия по оценке сланцевых углеводородов формации Найобрара на ее землях в бассейнах Денвер-Джулисберг (Denver – Julesburg, DJ) и Паудер Ривер (Powder River). Представитель компании уверен, что Анадарко (Anadarko) имеет знания как бурить и стимулировать приток из формации Найобрара на основании имеющегося в компании опыта работы с малоглубинными формациями на месторождении Ваттенберг, одновременно, он сообщил о 41 % росте в объемах продажи жидких флюидов во втором квартале 2011 года, в сравнении с тем же периодом 2010 года. В последнем квартале объем продаж из месторождения Ваттенберг составил 11 380 т/сут. (4,5 млн. т./год).

В сообщении на конференции по итогам второго квартала 2011 года компания Анадарко сообщила о ее планах бурения в течение 2011 года в формации Найобрара по меньшей мере 40 скважин. Эта компания является оператором трех буровых установок в бассейне Денвер-Джулисберг (Denver – Julesburg, DJ) и имеет 15 горизонтальных скважин, добывающих нефть из формации Найобрара. Она планирует добавить еще одну буровую установку в бассейн Паудер Ривер (Powder River) в этом квартале, чтобы оценить (проверить) Найобрара и другие формации на имеющихся у нее там 360 000 акров арендованных земель.

#### Бурение в Вайоминге

Некоторые операторы, включая международные компании, ведут оценку поля (плея) Найобрара на юго-востоке и юге центральной части Вайоминга, где это поле рассматривается находящимся на очень ранней стадии формирования.

Различные операторы имеют разрешения на бурение на северо-западном краю бассейна Денвер-Джулисберг (Denver – Julesburg, DJ) в северо-западной части округа Ларами (Laramie), штат Вайоминг, между нефтяным месторождением Сило (Silo) и поселением Чагвотер (Chugwater). Месторождение Сило было первым открытием в формации Найобрара, которое было сделано с применением традиционной технологии вертикального бурения. Бурение горизонтальных скважин в начале 1990-х годов дало этому месторождению новую жизнь.

В 1991 году в двух номерах журнала Oil & Gas Journal была опубликована статья Рида Джонсона и Тимоти Бартша (Reed Johnson и R. Timothy Bartshe) об использовании горизонтальных скважин для получения доступа к трещинам формации Найобрара на месторождении Сило (Silo) и других месторождениях бассейна Денвер (OGJ, Sept. 2, 1991, p. 99 и Sept. 9, 1991, p. 68).

Компания Чезапик Энерджи Корп. (Chesapeake Energy Corp.) ведет бурение в округах Конверс (Converse) и Гошен (Goshen). Компания Нобл Энерджи (Noble Energy) ведет бурение в округах Ларами (Laramie) и Гошен (Goshen).

С начала 2011 года государственная китайская компания CNOOC International Ltd. имеет 33,3 % участия в принадлежащих компании Чезапик (Chesapeake) в формации Найобрара 800 000 акрах в бассейнах Денвер-Джулисберг (Denver – Julesburg, DJ) и Паудер Ривер (Powder River).

«Если в этих полях (плеях) будет получен результат, китайский партнер собирается работать с нами очень долгое время при разработке этого месторождения – это не временная удача золотоискателя» – сообщил Джон Дилл (John Dill) из компании Чезапик (Chesapeake) на апрельской встрече в Ветланде (Wheatland) в штате Вайоминг Совета по сохранению и использованию ресурсов юго-восточного Вайоминга.

Австралийская фирма планирует начать бурение на сланцевую нефть на юго-западе Вайоминга. Компания Энтек Энерджи Лтд. (Entek Energy Ltd.) планирует пробурить в 2011 году три поисковые скважины вдоль границы Вайоминга и Колорадо. Компания Энтек (Entek) имеет 55 % собственности в операционной деятельности в совместном предприятии с Эмералд Ойл энд Гэз NL (Emerald Oil & Gas NL). Энтек (Entek) имеет 33 000 акров арендных земель.

«Мы наблюдаем увеличение активности индустрии в отношении аренды земель, получении разрешений на бурение скважин (как вертикальных, так и горизонтальных), приобретении и перепродаже земель в этом районе по мере того, как внимание перемещается из бассейна Денвер-Джулисберг (Denver – Julesburg, DJ) к бассейну Грин Ривер (Green River)»-сказал Трент Спрай (Trent Spry), главный исполнительный директор компании Энтек (Entek).

Когда при обсуждении бассейна Грин Ривер (Green River) обратились к сланцам Найобрара, он выбрал район, который включает бассейн Вашики (Washakie) в Вайоминге и бассейн Сэнд Вош (Sand Wash) в Колорадо.

Компания Энтек (Entek) планирует пробурить вертикальные скважины в формации Найобрара, которая имеет толщину до 335,5 м в этом районе, сообщил Спрай (Spry) во время презентации инвесторам. Спрай сообщил, что скважина компании Анадарко (Anadarko) в 8 милях от участка бурения компании Энтек (Entek) первоначально давала 87,3 т/сут. нефти.

Спрай (Spry) сообщил, что в формации Найобрара установлены богатые карбонатами участки, окруженные нефтеносными черными сланцами. По его мнению ключом к получению хорошего притока является пересечение природных трещин. По его мнению гидроразрыв и горизонтальное бурение могут использоваться для связи зон природных трещин, что обеспечивает больший объем притока и, следовательно, более высокий EURs (EUR-estimated ultimate recovery, оценка предельного уровня извлечения на одну скважину).

Основной целью компании Энтек (Entek) на 2011 год была программа по оценке вертикальной скважиной, чтобы идентифицировать наиболее перспективные интервалы формации Найобрара, собрать техническую информацию, чтобы осуществить с наибольшей эффективностью работы по гидроразрыву и выбрать целевые интервалы для бурения вертикальных и горизонтальных скважин в течение 2012 года.

Несколько других компаний оценивают тот же самый район, что и Энтек (Entek), сообщил Спрай (Spry). К ним относятся EOG, Галфпорт Энерджи Корп. (Gulfport Energy Corp.), Сэнсан Ойл энд Гэз Лтд. (Sanson Oil & Gas Ltd.), Перт (Perth), Вайтинг Петролеум Корп. (Whiting Petroleum Corp.), Каскисilver Ресорсиз Инс. (Quicksilver Resources Inc).

Ниже приведены некоторые данные по месторождениям Найобрара Манкос в районе Скалистых Гор.

Месторождения, связанные с зонами трещиноватости:

- Флоренс-Каньон Сити (Florence – Canon City) в сланцах Пирр (Pierre), открыто в 1881 году, добыча 2,43 млн.т. нефти;
- Боулдер (Boulder) в сланцах Манкос (Mancos), открыто в 1902 году, добыча 0,16 млн.т. нефти;
- Рэнгли (Rangely) в сланцах Манкос (Mancos), открыто в 1902 году, добыто 1,86 млн. т.нефти и 0,35 млрд. м<sup>3</sup> газа;
- Солт Крик (Salt Creek) в сланцах «Верхний сланцевый мел» (Upper shale Cretaceous), открыто в 1907 году;
- Том Крик (Tom Creek) в сланцах Найобрара (Niobrara), открыто в 1924 году, добыто 0,48 млн.т. нефти и 0,008 млрд. м<sup>3</sup>газа;
- Бак Пик (Buck Peak) в сланцах Манкос, Найобрара (Mancos, Niobrara), открыто в 1956 году, добыто 0,75 млн.т. нефти и 0,23 млрд. м<sup>3</sup> газа;
- Пуэрто Чиквито (Puerto Chiquito) в сланцах Манкос, Найобрара (Mancos, Niobrara), открыто в 1960 году, добыто 3,0 млн.т. нефти и 1,48 млрд. м<sup>3</sup> газа;
- Ваттенберг (Wattenberg) в сланцах Найобрара, Коделл (Niobrara, Codell), открыто в 1970 году, добыча 13,6 млн.т. нефти и 31,4 млрд. м<sup>3</sup> газа;
- Сило (Silo) в сланцах Найобрара (Niobrara), открыто в 1981 году, добыто 1,65 млн.т. нефти и 0,23 млрд. м<sup>3</sup> газа.

Отдельные бассейны

Крэйзи Маунтин (Crazy Mountain), Бигхорн (Bighorn), Паудер Ривер (Power River), Винд Ривер (Wind River), Ширли (Shirley), Ханна (Hanna), Грэйте Грин Ривер (Greater Green River), Ларами (Laramie), Норт Парк (North Park), Винта (Vinta), Денвер-Джулисбург (Denver-Julesburg), Пайкенс (Piceance), Альберта (Alberta), Саут Парк (South Park), Флоренс-Каньон Сити (Florence-Canon-City), Рэтон (Raton), Сан-Хуан (San Juan), Эстансиа (Estancia).

Термогенная аккумуляция преобладает в основной, западной, части формации Найобрара в штатах Монтана, Вайоминг, Колорадо, Нью-Мексико.

Биогенная аккумуляция преобладает в восточной части формации Ниобрара в штатах Монтана, Северная и Южная Дакота, Небраска, Канзас.

Для центральной части территории распространения формации Найобрара характерны нефтяные месторождения, а по ее периферии (север, запад, юг, восток) – газовые месторождения.

### **Сланцы Игл Форд (Eagle Ford) / меловой тренд**

**М. Roth Нетрадиционные подходы к разработке Игл Форд. / Нефтегазовые технологии, № 11, ноябрь 2010.**

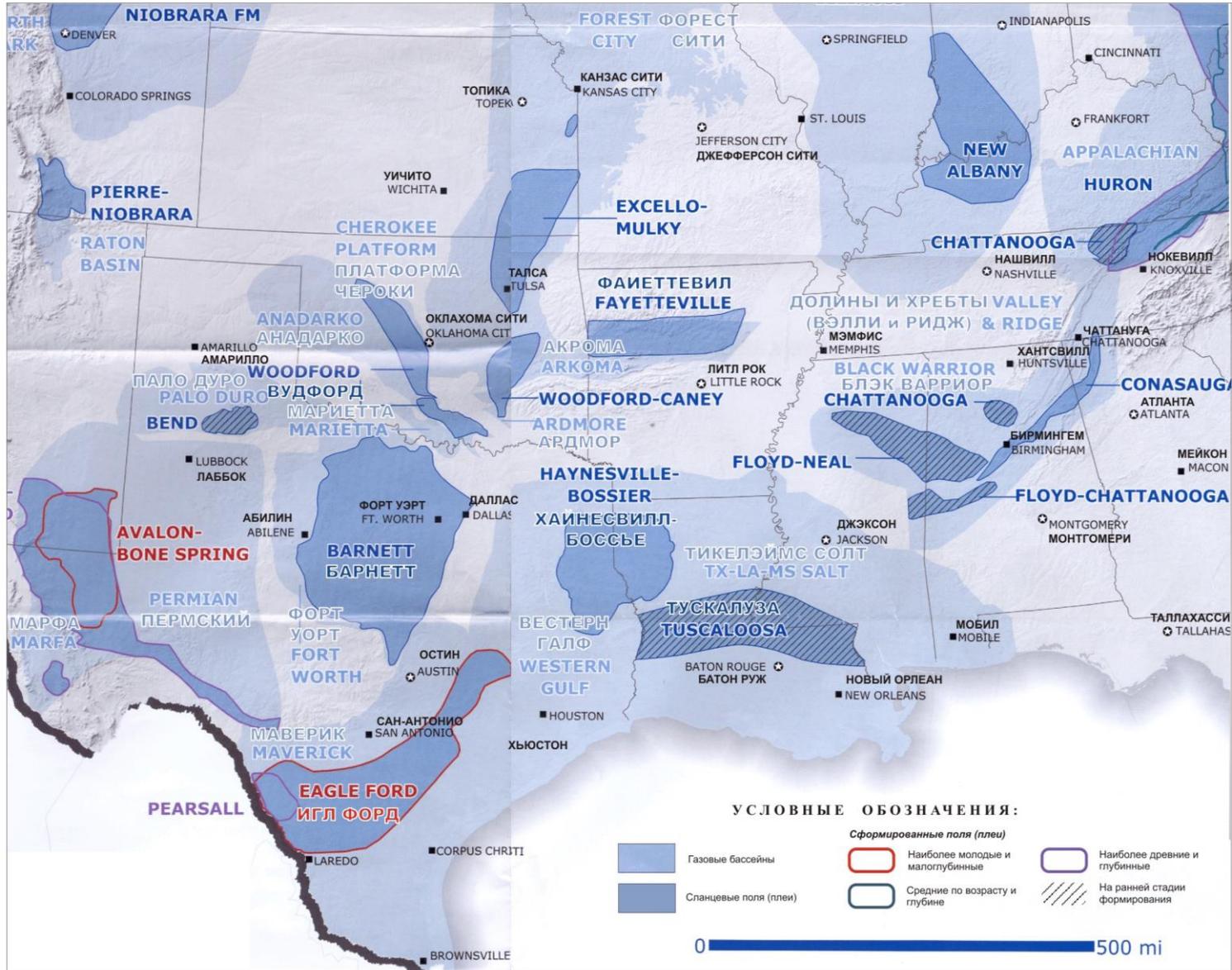
Сланцевое поле Игл Форд мелового возраста в бассейне Маверик (Maverick) на побережье Мексиканского залива открыто компанией Petrohawk Energy Co. в 2008 г. Первая скважина (округ La Salle) глубиной около 3400 м имела горизонтальный ствол 976 м. Гидроразрыв выполнен в 10 стадий, дебит флюида составил 217 тыс. м<sup>3</sup> газа и около 40 м<sup>3</sup> конденсата. Время бурения скважины составило 60 суток, затраты около 17 млн. долларов США. Открытое месторождение получило название Хоуквилл (Hawkville). Это открытие сразу получило очень высокую оценку специалистов, стало ясно, что в этом высокоперспективном регионе площадью около 3500 км<sup>2</sup> (50 x 400 миль) работы будут продолжаться многие годы.

Сланцевые нефтегазоматеринские породы Игл Форд моложе по возрасту, имеют более глубокое залегание и более высокую температуру, чем другие продуктивные сланцы, такие как Марселлус, Барнетт, Вудфорд и Хорн Ривер. Первоначально район был определен как газоносный, затем как газоконденсатный и, наконец, как нефтяной.

Толщина сланцев Игл Форд колеблется от 30 до 100 м, в среднем около 76 м. Средняя глубина залегания около 3 500 м

В рассматриваемом бассейне Маверик (Maverick) высокий УВ потенциал имеют и более древние юрские сланцы Пирсолл (Pearsall). В 2010 г по другую сторону р. Рио-Гранде, на территории Мексики, компания Петролеос Мехиканос (Petroleos Mexicanos) завершила ее первую горизонтальную скважину в формации Игл Форд.

По оценке компании IHS сланцевое поле Игл Форд содержит от 0,32 до 1,43 млрд. тонн нефти и конденсата и 1,14 трлн. м<sup>3</sup> газа. По данным этой же компании менее чем за два года производство нефти и конденсата выросло от нуля до 20 тыс. т/сут или 7,3 млн. т/год.



Источник: "Oil & Gas Journal", Sept. 5., 2011

Рис. 30. Поля (плеи) и бассейны сланцевых углеводородов юга США

**EOG sees Eagle Ford Shale as major US oil discovery** //Oil Gas Journal, Apr. 19, 2010, p.35.

*«Компания EOG рассматривает сланцы формации Eagle Ford в качестве важного нефтяного открытия в США».*

Компания EOG Ресорсиз Инк. (EOG Resources Inc.) аккумулировала большое количество площадей в шести округах для работы в поле (плее) формации Игл Форд в Южном Техасе, где эта независимая компания из Хьюстона пробурила 16 оконтуривающих скважин по профилю длиной 120 миль.

Марк Папа (Mark G. Papa), председатель EOG и главный исполнительный представитель (chief executive officer) сказал: «Мы верим, что горизонтально залегающие нефтенасыщенные породы формации Игл Форд в Южном Техасе являются полем (плеем) нефтяных сланцев и могут стать одним из наиболее значительных нефтяных открытий США за последние 40 лет.».

Хотя еще слишком рано делать официальные оценки ресурсов (запасов), EOG предполагает, что потенциал ее открытия в формации Игл Форд составляет 143 млн.т. в нефтяном эквиваленте, эта оценка основывается на предварительном бурении и получении первой продукции на площади в 505 тыс. акров.

«Такая величина получается из геологических ресурсов УВ в 27-57 вое/кв. миля, поскольку имеет место хорошая проницаемость формации Игл Форд, и она находится в нефтяном окне, что аналогично сланцам формации Хайнесвилл» - добавили в EOG.

#### Обзор нефти формации Eagle Ford

На основании данных предварительного бурения в компании EOG определили фактор (параметр) потенциального извлечения запасов в 3,8 % в восточных районах и 2,6 % в западных. Наблюдается присутствие газа в количестве 15 % от общих извлекаемых запасов на востоке и 8 % – на западе, а нефти 69 % на востоке и 88 % на западе. Оценки извлекаемых запасов основываются на распространении данных одной скважины) на район от 50 до 64 гектаров.

В изучении данного поля (плея) имеется значительный прогресс. Компания EOG получила открытия по данным бурения или оконтуривания скважинами в округах Ласаль (LaSalle), Нортен (Northen), Мак Муллен (McMullen), Атакоса (Atascosa), Вилсон (Wilson), Карнес (Karnes), Гонсалес (Gonzales). «Эта формация оказалась в условиях «нефтяного окна» в целом одновременно с вхождением внутренней части побережья Мексиканского залива в условия окна «мокрого» газа, которое находится внутри окна сухого газа». Помимо того, что компания EOG имеет 202 тысячи гектаров в поле (плее) сланцевой нефти, она имеет 19,6 тыс. гектаров территории в окне сухого газа и 10,4 тысяч гектаров в окне мокрого газа. Эта компания рассмотрела 1360 участков с горизонтальным залеганием формации Игл Форд на востоке территории и 1480 участков на западе.

Компания EOG рассчитывает, что она сможет получать после уплаты налогов возврат средств в 66 % от крупных открытий общим объемом газа 54 млн. м<sup>3</sup>/скв. и нефти 50 тыс. т./скв. в западной части поля сланцевой нефти Игл Форд и 95 % от открытий газа в 83 млн. м<sup>3</sup>/скв. и нефти 76 тыс. т/скв. в восточной части территории в сравнении с 27 % в поле сухого газа.

#### Результаты ранее проведенных испытаний

В компании EOG сообщили, что бурение ее скважины Милтон 1Н (Milton 1H) в округе Карнис (Karnes) обнаружило, что формация Игл Форд имеет толщину в 88,4 м со средней пористостью 9 % при вертикальной глубине кровли 3200,4 м, с нефтью 41,5° гравити и первоначальном давлении резервуара 514,5 атм.

В апреле 2009 года в скважине была проведена интенсификация притока в соответствии с методикой завершения скважин поля Барнетт (Barnett-style completion), содержащим 2,1 млн. lb песка на ее 1800 футовое (549 м) горизонтальное окончание, с притоком нефти 106 т/сут. EOG ограничил оценку извлекаемых запасов в 18 тыс. тонн.

Скважина Милтон 3Н (Milton 3H) с ее 732 м горизонтальным окончанием и испытанная с закачкой 3 млн. lb пропанта первоначально имела дебит 144 м<sup>3</sup>/сут. в середине ноября 2009 года и оценкой запасов 58 тыс.т. Добыто 6 350 тонн нефти.

На презентации этой компании были показаны две скважины – Маршалл 2Н (Marshall 2H) в округе Гонсалес (Gonzales) и Дарлен 2Н (Darlene - 2H) в округе Карнес (Karnes) с запасами, соответственно, 82,5 тыс.т. и 79,5 тыс.т.

ЕОГ сообщила, что испытывает оптимизм в отношении подбора методики гидроразрыва, и что длина горизонтальных участков скважины будет изменяться в зависимости от геологического положения каждой скважины. Эта компания сообщила, что рост ее общей добычи в течение 3-х лет будет на первом этапе определяться ростом в добыче сырой нефти, конденсата и сжиженного природного газа. ЕОГ подтвердила ее планы переключить основные усилия (фокус) с газа на сырую нефть и конденсат.

В 2010 году 50 % годового дохода компании ЕОГ ожидалось получить от жидких УВ, и ее правление предполагает, что жидкие УВ будут определять 65 % дохода в конце 2012 года. Компания ЕОГ объявила о планах избавиться в конце 2010-начале 2011 г от площадей на газ в США и Канаде стоимостью 1-1,5 млрд. долл., в которых не было бурения. Эти активы продаются по причине существенного финансирования ЕОГ в 2010 и 2011 годах программ капиталовложений, а также для достижения низкого отношения debt-to-total капитализации, заявил Папа (Papa).

Тем временем, в Каррисо Ойл энд Гэс Инс. (Carriso Oil & Gas Inc.) из Хьюстона сообщили, что эта компания собирает площади земли и лицензионные участки в непосредственной близости от участков формации Игл Форд, принадлежащих ЕОГ, а также в северной части бассейна Денвер-Джулисбург (Denver-Julesburg) в поле сланцев формации Найобрара и будет руководствоваться стратегией изучения и добычи сырой нефти и конденсата.

В компании Каррисо (Carriso) сообщили, что они уже приобрели 6800 акров в первом квартале 2010 года, в основном в округе Ласаль (LaSalle), вблизи открытий компаний Эль Пасо Корп. (EL Paso Corp.) и ЕОГ в сланцах Игл Форд. Планы компании Каррисо (Carriso) предусматривают собрать по меньшей мере 20 тысяч гектаров к весне 2010 года в поле (плее) сланцев формации Найобрара, включая 18,8 тыс. гектаров вблизи открытия Джейк (Jake) компании ЕОГ в округе Велд (Weld), штата Колорадо.

**St. Mary Land Tests Eagle Ford in Webb County // OGI. /July 6, 2009, p.38.**

Компания Сант Мери Лэнд провела испытание сланцев Игл Форд в округе Вебб.

Компания Сант Мери Лэнд энд Эксплорейшен (St. Mary Land & Exploration Co.) из Денвера в первой половине 2009 года завершила испытание первой пробуренной ею горизонтальной скважины в меловых сланцах Игл Форд в округе Вебб (Webb) в Южном Техасе.

Скважина Бриско G 1-Н (Briscoe G 1-H) в округе Вебб (Webb) имела дебит в среднем 125,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут. газа и около 30 т/сут. конденсата в течение 7 суток (по условиям технических возможностей). В этой скважине выполнены 10 стадий гидроразрыва пласта в горизонтальной части ствола длиной 986 м при вертикальной глубине 2287,5 м. Стоимость скважины Бриско G 1-Н (которая включала затраты на бурение пилотного ствола, отбор керна, проведение каротажа и микросейсмический мониторинг в процессе гидроразрывов) составила 5,2 млн. долл., в последующем ожидается снижение затрат на одну скважину до 3,5-4,5 млн долл.

Сланцы Игл Форд на землях этой компании залегают на меньшей глубине, чем в других районах бассейна Маверик (Maverick). Компания Сант Мари Лэнд (St. Mary Land) имеет в аренде 225 тыс. акров с уверенным потенциалом сланцев Игл Форд в округах

Диммит (Dimmit), Ласаль (LaSalle), Маверик (Maverick) и Вебб (Webb). Из них 159 тыс. акрами она владеет полностью и 66 тыс. акров через ее совместное предприятие с компаниями Anadarko Petroleum Corp. и TXCO Resources Inc., в которых более 20 тыс. акров могут быть перспективными.

### 6.3. Примеры полей газонасыщенных сланцев

#### Сланцы Барнетт (Barnett)

Первым крупным объектом разработки сланцевого газа в Соединенных Штатах стала формация Барнетт в штате Техас (Рис. 31, 32, 33), буровые работы в пределах которой с использованием вертикальных скважин начались в 1981 году. Первая горизонтальная скважина была пробурена компанией Девон Энерджи (Devon Energy) в 2002 году. Название формации происходит от реки Барнетт, в береговых обнажениях которой при геологическом картировании начала XX века впервые были описаны черные обогащенные органическим веществом сланцы.

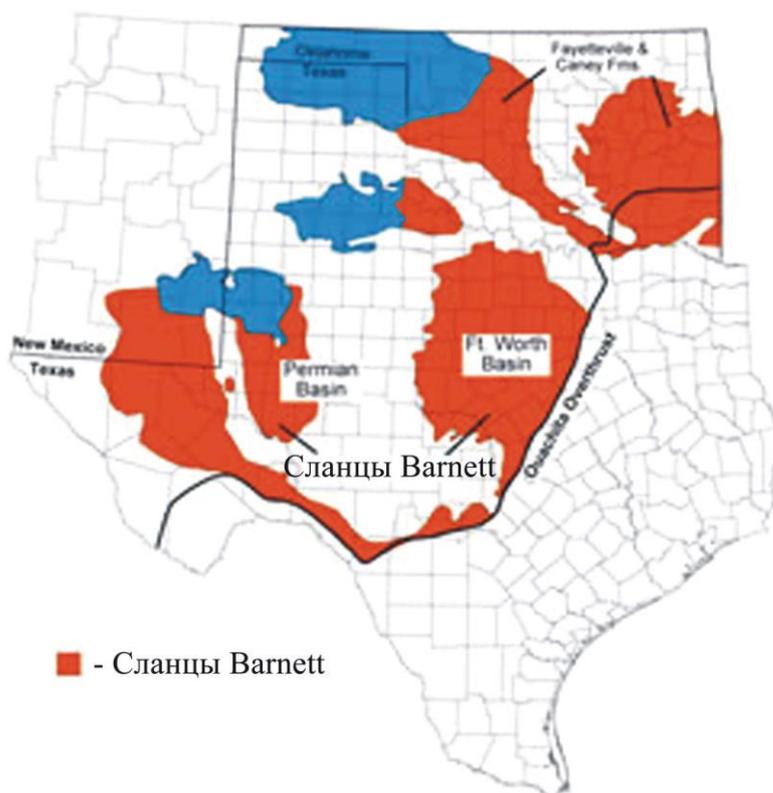


Рис. 31. Распространение сланцев Барнетт (Barnett) в штате Техас  
[Геологическая служба США, 2010]

Сланцы Барнетт образовались в морском бассейне в средне- и позднемиссисипское (визейско-серпуховское, 323-354 млн. лет назад) время. Они распространены на площади 13 тыс. км<sup>2</sup> в 17 округах штата Техас, включая город Форт Уорт (Fort Worth), входящий в городскую агломерацию Далласа. Глубина залегания сланцев Барнетт колеблется от 1980 до 2590 м. Непосредственно стратиграфически выше их залегают образования формации Бенд Конгломерейт (Bend Conglomerate) пенсильванского (средний-поздний карбон, 290-320 млн. лет назад) возраста, из которых длительное время ведется промышленная добыча нефти.

Период		Группа/свита
Пермский	Leonardian	Clear Fork Grp
		Wichita Grp
Пенсильванский	Wolfcampian	Cisco Grp
	Virgilian	
	Missourian	Canyon Grp
	Desmoinesian	Strawn Grp
	Atokan	Bend Grp
	Morrowan	Marble Falls Limestone
Миссисипский	Chesterian - Meramecian	Сланцы Барнетт
	Osagean	Chappel Limestone
Ордовикский		Viola Limestone
	Canadian	Simpson Grp Ellenburger Grp
Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009		

Рис. 32. Стратиграфия сланцев Барнетт



Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 33. Сланцы Барнетт в бассейне Форт-Уорт

Сланцы Барнетт имеют черный цвет, повышенную радиоактивность, общую толщину 60-90 м с суммарной толщиной наиболее обогащенных органическим веществом прослоев 15-30 м. Содержание иллита (гидрослюд) около 25 %. Относительный недостаток смектита (монтмориллонита) является важным фактором при завершении скважин. В целом, сланцы Барнетт очень алевроитистые, большая часть алевропелитового и алевроитового вещества является аутигенной, часть кремнистого вещества происходит из осаждающихся скелетов планктона.

Специфическими характеристиками формации Барнетт являются: повышенная хрупкость (отчасти обусловленная высоким содержанием в сланцах алевропелитовых и алевроитовых прослоев), значительная глубина залегания, высокая газонасыщенность, высокое отношение газа к нефти. Содержание органического углерода от 1,0 до 4,5 %, диапазон зрелости 0,6-1,1 %  $R_o$ , пористость 1-6 %. Адсорбированный газ составляет около 20 %. Извлекаемые запасы оцениваются в 750 млрд. м<sup>3</sup>.

По состоянию на январь 2008 г на сланцы Барнетт было пробурено 7170 скважин, а уже через два года их количество возросло до 11 800 скважин. Добыча в 2007 году составила около 24 млрд. м<sup>3</sup> (Рис. 34), средняя продуктивность на одну скважину составила 9,1 тыс. м<sup>3</sup>, площадь сбора одной скважины от 32 до 64 гектар [Rokosh et al., 2009]. Сланцы Барнетт находятся в условиях повышенного давления. В 2009 году в пределах сланцевого поля Барнетт было произведено уже около 50 млрд. м<sup>3</sup> газа.

Среди экономических показателей следует отметить следующие. К осени 2008 года плата за аренду земли в пределах распространения сланцев Барнетт составила от 500 до 69 000 долларов за гектар, выплаты роялти в пределах 18-25 %. Затраты на бурение одной скважины и комплекса работ по ее завершению в пределах 10 млн. долл. По имеющимся оценкам, владельцы скважин на сланцевый газ формации Барнетт за

время их эксплуатации получили доход около 35 млрд. долл, а в бюджет штата Техас в общей сложности поступило около 100 млрд. долл.

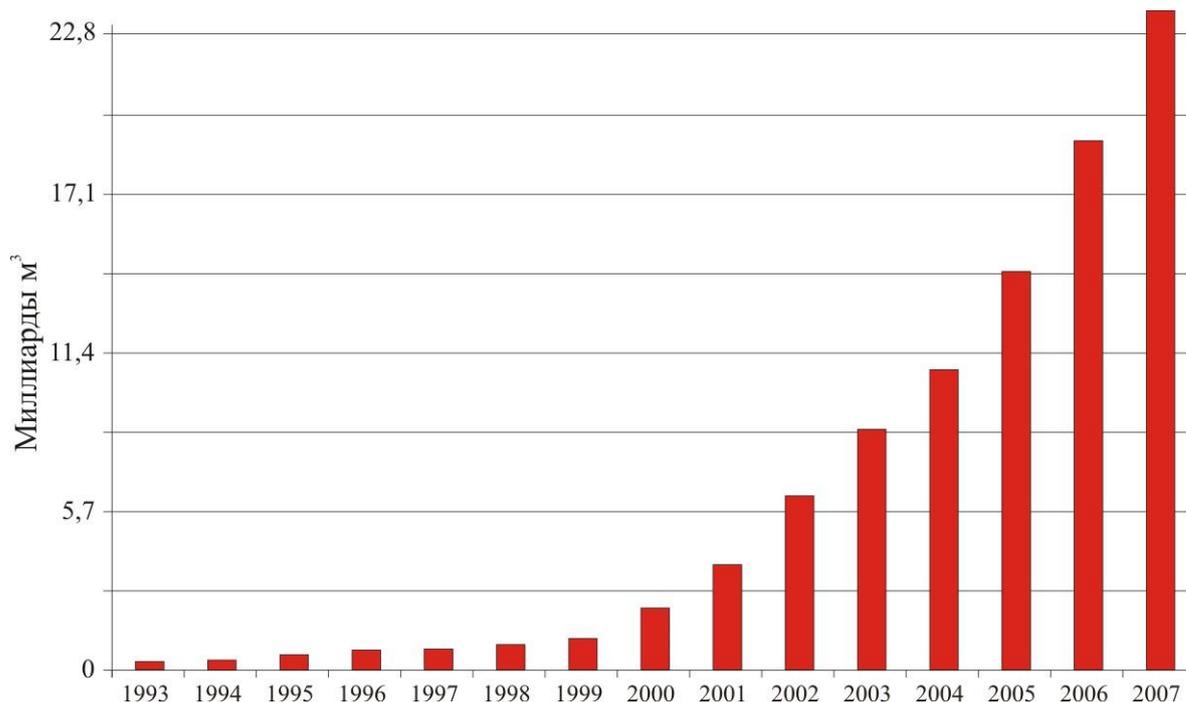


Рис. 34. Добыча сланцевого газа из формации Барнетт (Barnett) (1993-2007 гг.)

Любопытный факт, связанный с районом формации Барнетт. Нефтепромышленник Джон Джексон (John Jackson), умерший в 2003 году, пожертвовал Университету штата Техас в Остине часть прав собственности на доходы тысячи скважин в бассейне Форт Уэрт, первоначально получавших нефть из формации Бенд Конгломерейт (непосредственно выше формации Барнетт). В связи с перспективами разработки сланцевого газа ценность дара умершего существенно возросла. На эти средства построен комплекс зданий Школы геонаук имени Джона Джексона, а руководители этого нового учебного заведения вынашивают амбициозные планы по превращению его в один из мировых центров геонаучных исследований.

### Сланцы Хайнесвилл (Haynesville)

Сланцы Хайнесвилл распространены на территории северо-восточной части Луизианы, восточной части Техаса и южной части Арканзаса (Рис. 35, 36). Они имеют верхнеюрский возраст, залегают ниже песчаников Коттон Вэлли (Cotton Valley) и выше известняков Смекоувер (Smackover). Еще одно сланцевое продуктивное образование – Боссье расположено над песчаниками Коттон Вэлли примерно в 61-122 м выше образований Хайнесвилл и простирается на территории Луизианы и восточной части Техаса. Некоторые операторы осуществляют бурение на два сланцевые горизонта (Хайнесвилл и Боссье) одновременно с одной точки бурения.

Общая площадь их распространения 23,3 тыс. км<sup>2</sup>, глубина залегания в диапазоне 3200-4115 м, толщина газоносных сланцевых пластов 46-122 м. Они содержат 3-5 % органического углерода (ТОС). Примерно 80 % запасов находится в виде свободного газа и 20 % в виде адсорбированного газа [Kulkarni, 2010].

Сланцы Хайнесвилл, находящиеся на большой глубине, имеют более высокое пластовое давление, чем какие-либо другие сланцы США (до 20 000 psi или 1400 атм.). Считается, что область высокого давления образовалась более 150 млн. лет назад, когда органическое вещество в сланцах стало преобразовываться в газ, который задержался в материнской породе по причине непроницаемости окружающих слоев. По существующим

оценкам, технически извлекаемые запасы нетрадиционного газа сланцев Хайнесвилл составляют 7,17-8,5 трлн. м<sup>3</sup>, что делает их крупнейшими газовыми ресурсами в США и четвертыми по величине в мире. Скважины в сланцах Хайнесвилл характеризуются очень высоким первоначальным дебитом в пределах 286-571 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а на одной из скважин дебит достигал 857 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Период		Группа/свита
Меловой		Navarro
		Taylor
		Austin
		Eagle Ford
		Tuscaloosa
		Washita
		Fredericksburg
		Trinity Group
		Nuevo Leon
		Юрский
Хайнесвилл		
Smackover		
Средний	Norphlet	
	Louann	
Нижний	Werner	
Триасовый	Верхний	Eagle Mills

Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 35. Стратиграфия сланцев Хайнесвилл



Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 36. Сланцы Хайнесвилл в бассейне Техаса и Луизианы

В 2007 году первые операторы (Mainland Resources и др.) приобретали лицензии на аренду участков по ставке 200 долл./акр. К середине 2008 года стоимость аренды возросла до 25 000 долл./акр с 25-30 % налоговой ставкой. Расходы на строительство и завершение одной скважины составляют 7-10 млн. долл. Себестоимость добычи сланцевого газа из формации Хайнесвилл составляет около 140 долл. за 1000 м<sup>3</sup>.

Интересно, что многие операторы-арендаторы разрабатывают сразу несколько продуктивных интервалов, включая сланцевые горизонты Хейнесвилл и Боссье и залегающий между ними горизонт песчаников Коттон Вэлли, соответственно покупая и продавая права на разработку каждого из интервалов.

До начала освоения сланцев Хайнесвилл бурение вертикальных скважин велось на горизонт песчаников Коттон Вэлли. Первая горизонтальная скважина в сланцах Хайнесвилл была пробурена в 2005 году, первые значительные притоки сланцевого газа получены в 2008 году. В мае 2010 года в этом регионе работали 1798 буровых установок. Среднее время бурения одной скважины сократилось с 70 до 45 суток, рекорд бурения

одной скважины 8 суток. Благодаря кустовому бурению скважин в компании Эн Кана (En Cana) затраты на бурение одной скважины сократились с 15,6 до 9 млн. долл. При одном гидроразрыве обрабатывается площадь в 32 гектара, протяженностью 183-244 м и шириной 92-122 м. Применяется до 11 стадий гидроразрыва.

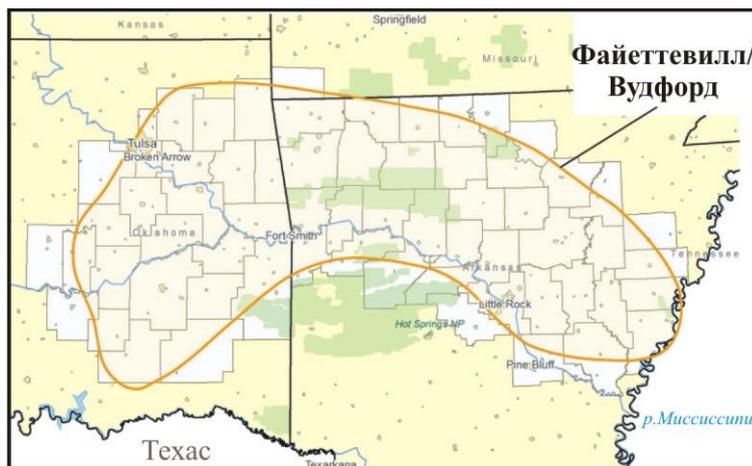
В 2010 году объем добычи газа из сланцев Хайнесвилл составил 24,5 млрд. м<sup>3</sup>.

### Сланцы Файеттевилл (Fayetteville)

Сланцы Файеттевилл расположены в бассейне Аркома (Arkoma) в Северном Арканзасе и Восточной Оклахоме в диапазоне глубин 305-2135 м. (Рис. 37, 38). Сланцы Файеттевилл имеют миссисипский возраст (нижний карбон) и ограничены известняками Питкин (Pitkin Limestone) сверху и песчаниками Батесвилл (Batesville Sandstone) снизу.

Период		Группа/свита	
Каменноугольный	Пенсильванский	Atoka	
		Boyd	
		Hale	Prairie Grove
			Cane Hill
	Миссисипский	(IMO)	
		Pitkin	
		Файеттевилл	
		Batesville	
		Moorefield	
		Boone	
Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009			

Рис. 37. Стратиграфия сланцев Файеттевилл



Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 38. Сланцы Файеттевилл в бассейне Аркома

Разработка сланцев Файеттевилл началась в начале 2000-х годов после того, как газовые компании, которые имели успешный опыт в сланцах Барнетт в бассейне Форт Уорт обнаружили сходство между ними и миссисипского возраста сланцами Файеттевилл в отношении возраста и геологического характера. Уроки, усвоенные из горизонтального бурения и методов гидроразрыва пластов в районе Барнетт, когда они были адаптированы к сланцам Файеттевилл, сделали это поле (плей) экономически рентабельным. Между 2004 и 2007 годами

количество газовых скважин, бурящихся в год в сланцах Файеттевилл подпрыгнуло (возросло) от 13 до более 600, а добыча газа из этих сланцев увеличилась от несколько более 2,85 млн. м<sup>3</sup>/год до 2,54 млрд. м<sup>3</sup>/год. С его более чем 1000 скважин, дающих продукт в настоящее время, сланцы Файеттевилл сейчас превращаются в один из наиболее активно развивающихся полей (плев) США.

Территория поля (плея) сланцев Файеттевилл почти вдвое больше, чем у сланцев Барнетт и составляет 9 000 кв. миль с районом охвата одной скважиной от 80 до 160 акров (32-64 га) и толщиной питающей зоны в среднем от 6,1 до 61 м. Содержание газа в сланцах Файеттевилл составляет от 1,7 до 6,3 м<sup>3</sup>/тонна, что меньше, чем 8,57-10,0 м<sup>3</sup>/тонна, содержание в сланцах Барнетт. Низкое содержание газа в сланцах Файеттевилл, в сравнении со сланцами Барнетт, определяет более низкую оценку геологических ресурсов и технически извлекаемых ресурсов, соответственно 1,5 и 1,2 трлн. м<sup>3</sup>.

Производство сланцевого газа в формации Файетвилл составило (млрд. м<sup>3</sup>/год): 2005 год – 0,17; 2006 год – 0,43; 2007 год – 2,54; 2008 год – 7,4; 2009 год – 14,8; 9 мес. 2010 года – 16,0 (оценка на год 21,3 млрд. м<sup>3</sup>).

Количество испытанных новых скважин на сланцевый газ Файетвилл: 2005 год – 49; 2006 год – 116; 2007 год – 431; 2008 год – 706; 2009 год – 852; за 9 мес. 2010 года 761 скв. (в год 1015 скв.).

### Сланцы Конасауга (Conasauga)

Среднекембрийская формация Конасауга в Аппалачском надвиговом поясе является наиболее древней среди полей (плевов) сланцевого газа (см. Рис. 30). Одновременно, это одна из наиболее сложно построенных сланцевых формаций. В результате сложной дислоцированности и нарушенности разрывами вдоль фронта Аппалачских структур на отдельных участках суммарная толщина сланцев достигает 2438 м. Это мелководные отложения на борту бассейна, сочетающиеся с карбонатными отложениями. В настоящее время коммерческая добыча сланцевого газа из формации Конасауга ведется на месторождении Биг Каноэ Крик (Big Canoe Creek) в штате Алабама. Перспективы наращивания добычи газа в сланцах Конасауга оцениваются достаточно высоко.

### Сланцы Ютика (Utica)

При описании сланцев Ютика (Utica) использованы работы:

**Michigan basin Utica shale gas play may ignite** //Oil & Gas Journal. Apr. 5, 2010, p. 45.

*«Поле сланцевого газа формации Ютика (Utica) в Мичиганском бассейне может приобрести быстрое развитие».*

**The New Utica Regional Shale Study** //Oil & Gas Journal, Sept 5, 2011, p.31.

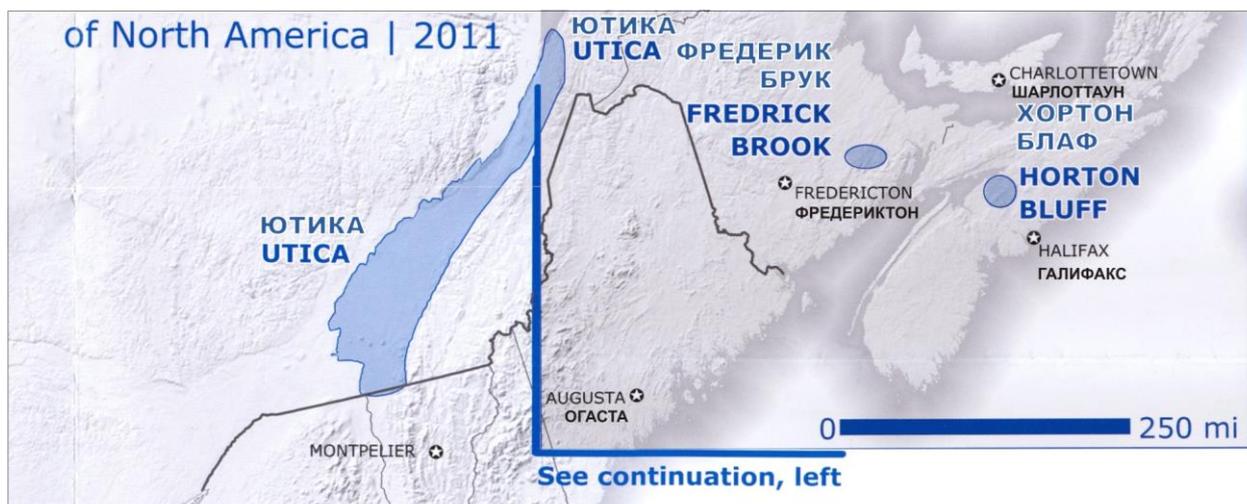
*«Новое исследование регионального распространения сланцев Ютика».*

Компания Нью Тех Энерджи Альянс (Nu Tech Energy Alliance) опубликовала исследование по шести районам на основе ее успешных работ в сланцах Игл Форд (Eagle Ford), Хайнесвилл (Haynesville), Марселлус (Marcellus) и Найобрара (Niobrara).

Исторически сланцы Ютика (Utica) и горизонт Пойнт Плезант (Point Pleasant) рассматривались в качестве нефтегазоматеринских толщ для углеводородов, добываемых из резервуаров Трентон (Trenton) и Блэк Ривер (Black River). Толщи сланцев Ютика (Utica) и Пойнт Плезант (Point Pleasant) в настоящее время привлекают внимание как потенциальные интервалы, производящие углеводороды сами по себе, и могут стать очередным важным полем (плевом) нетрадиционных углеводородов Северной Америки (Рис. 39).

Осадконакопление формации Пойнт Плезант Point Pleasant происходило в конце среднего ордовика, за ним последовало накопление сланцев формации Ютика (Utica) в начале верхнего ордовика, как часть группы Цинциннатти (Cincinnati). Накопление этих осадков происходило между 465 и 455 млн. лет назад.

Формация Пойнт Плезант (Point Pleasant) состоит из переслаивания известняков, известковистых сланцев и черных сланцев (аргиллитов), которые были отложены в суббассейне сланцев Ютика (Utica) и Пойнт Плезант (Point Pleasant) Центрально-Аппалачского бассейна, расположенного между платформами Лексингтон (Lexington) и



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

Газовые бассейны      Сланцевые поля (плеи)

Источник: "Oil & Gas Journal", Sept. 5., 2011

Рис. 39. Поля (плеи) и бассейны сланцевых углеводородов юго-восточной Канады

Трентон (Trenton). Осадконакопление сланцев Ютика было более обширным по площади, чем осадконакопление формации Пойнт Плезант и включало богатые органическим веществом сланцы. Эти толщи были отложены в слаботурбулентной малоподвижной среде с ограниченной циркуляцией вод, что приводило к накоплению богатых органическим веществом пород, являющихся одновременно и нефтегазоматеринскими породами и резервуарами углеводородов.

Поле природного газа верхнеордовикской сланцевой формации Ютика (Utica) в северной части Мичиганского бассейна почти готово к началу разработки.

Компания Петоски Эксплорейшен LLC (Petoskey Exploration LLC), частный оператор из Денвера получила приток газа из разведочной скважины примерно в 30 милях юго-восточнее Траверси Сити (Traverse City). Скважины Petoskey Pioneer 1-3 в округе Миссауки (Missaukee County) достигли вертикальной глубины 2745 м, а затем прошли по горизонтали около 1525 м в сланцах формации Ютика (Utica). Испытание на приток было произведено после работ по гидроразрыву. На этой скважине были получены данные о дебите притока и анализы газа, но по информации скважинного каротажа, выложенного на веб-сайт Департамента охраны окружающей среды, вертикальная часть пилотной скважины имела забой в формации Трентон Блэк Ривер (Trenton-Black River), залегающей непосредственно ниже сланцев Ютика (Utica).

Предполагается, что компания Петоски (Petoskey) работает совместно с организацией Энерджи Вест Лэнд (Energy West land), которая имеет лицензию почти на 200 тыс. акров, выданную штатом Мичиган в 2008 году. Отдельные участки расположены в округах Чебойган (Cheboygan), Кроуфорд (Crawford), Калкаска (Kalkaska), Миссауки (Missaukee) и не дающем продукции округе Эммет (Emmet).

Сланцевые поля района характеризуют предыдущие лицензирования, сравнимые с нынешними, в округе Отсего (Otsego) и прилегающих к нему округам, где операторы получили метан с 5-6 % CO<sub>2</sub> и водой из сланцев формации Антрим (Antrim) девонского возраста в вертикальных скважинах глубиной 457,5-518,5 м, пробуренных в 1980-1990 годах. Частично в этом районе было проведено перебуривание горизонтальными скважинами.

Доказанные открытия газа в формации Ютика (Utica) в Мичигане расположены в 600 милях на запад-юго-запад от ведущихся разработок сланцевого газа в квебекской низменности реки Св. Лаврентия и в 400 милях западнее, где разработка газа ведется из формаций Ютика (Utica) и Трентон Блэк Ривер (Trenton Black River) в районе Фингер

Лэйкс (Finger Lakes) Аппалачского бассейна в окрестностях Элмира (Elmira) в штате Нью-Йорк.

В юго-восточной Пенсильвании компания EQT Corp. из Питтсбурга отобрала керн из сланцев формации Ютика (Utica) на протяжении 4117,5 м [OGJ, Oct. 19, 2009, p.40].

### **Сланцы Марселлус (Marcellus)**

Аппалачские черные и серые сланцы Марселлус (Рис. 40, 41, 42, 43, 44) образуют крупнейший объект (и географический район) в направлениях геологоразведочных работ на сланцевый газ (plays). На широтном профиле-разрезе через Аппалачский сланцевый бассейн (Рис. 45) показано соотношение трех индивидуальных сланцевых формаций: Огайо (Ohio), Райнестрит (Rhinstreet), Марселлус (Marcellus). Эти три сланцевые формации образуют среднюю и верхнюю часть общей палеозойской нефтяной системы Аппалачей.

Черная окраска девонских сланцев делает их легко узнаваемыми при полевых исследованиях, а слабо повышенная радиоактивность позволяет выделять их в виде слабых пиков при геофизических исследованиях в скважинах. Сланцы Марселлус, часто упоминаемые как формация Марселлус, являются среднедевонскими по возрасту, черными, с низкой плотностью, известковистыми и богатыми органикой сланцами, которые находятся в пределах значительной части штатов Огайо, Западная Виргиния, Пенсильвания и Нью-Йорк, а также уходят на северо-запад в канадскую провинцию Онтарио. Небольшие районы сланцев Марселлус имеются в штатах Мэриленд, Кентукки, Тенесси и Вирджиния. Стратиграфическая номенклатура пород, залегающих выше и ниже формации Марселлус, изменяется от одного района к другому.

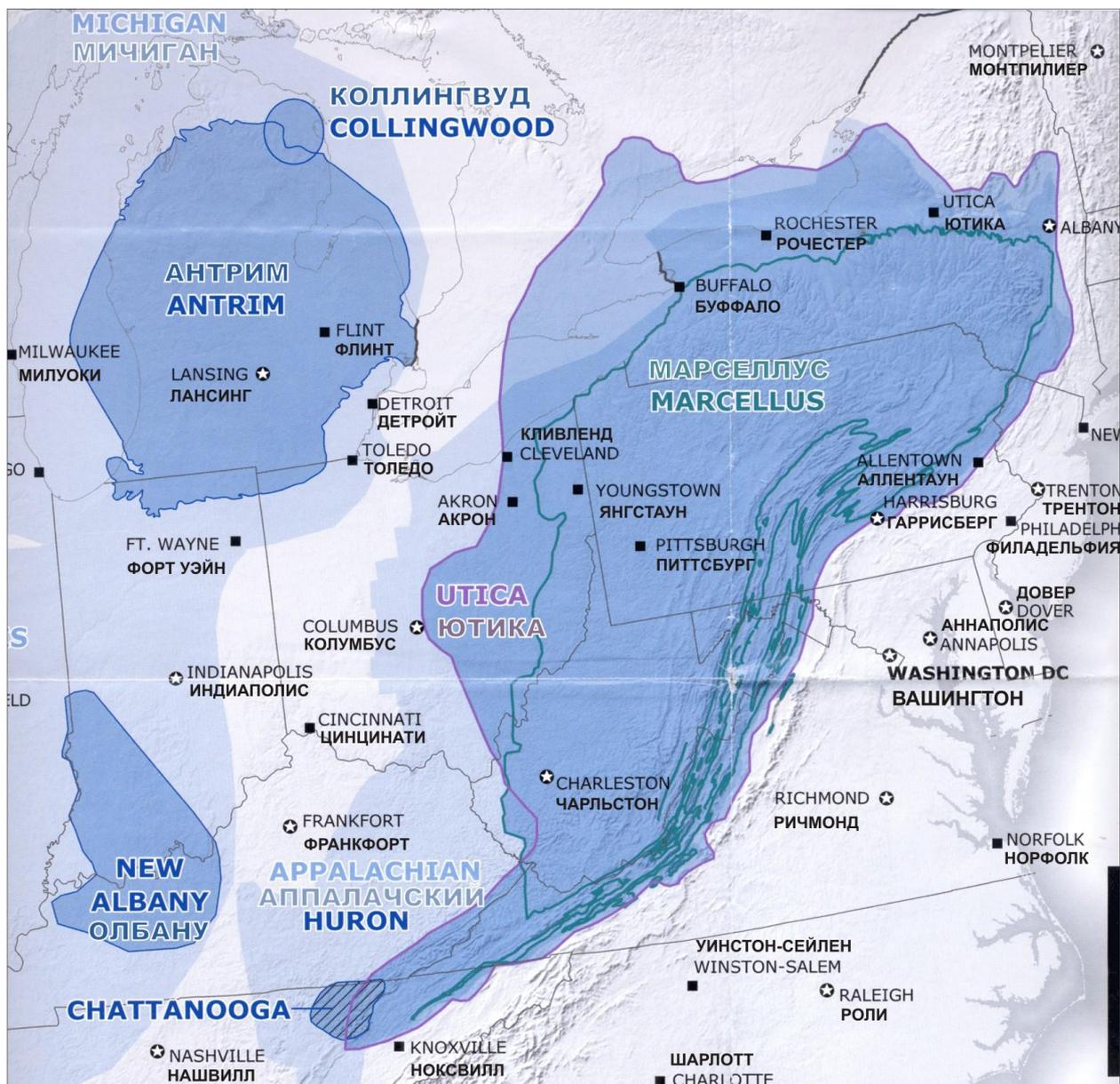
Сланцы Марселлус отлагались в погружающемся прибрежном бассейне с увеличением мощности в восточном направлении до 150-170 м. Эти сланцы термально зрелые, с максимальной отражательной способностью витринита около 1,3 % и содержанием ТОС (органического углерода) до 4,7 %. Общая пористость сланцев в пределах 2-5 %. Адсорбированный газ составляет до 50 %. Содержание углерода в серых сланцах достигает максимума в центральной части бассейна и сокращается в западном и восточном направлении. Общее содержание органического углерода (ТОС) в серых сланцах ниже, чем в черных сланцах. Глубина залегания продуктивных пород изменяется от 10-20 м до более чем 5000 футов (1524 м).

До 2000 года в формации Марселлус было пробурено и завершено гидроразрывами много вертикальных скважин, оказавшихся успешными на природный газ. Приток в этих скважинах после работ по гидроразрыву часто был не впечатляющим. Однако многие из этих более старых скважин в формации Марселлус поддерживают свою продуктивность в течение длительного времени, которая слабо снижается во времени. Многие из них продолжали продуцировать газ в течение десятилетий. Вывод для предпринимателей – терпеливый инвестор может получать доход от таких низкопродуктивных скважин.

Еще совсем недавно, в 2002 году, Геологическая служба Соединенных Штатов в ее исследовании «Оценка нетрадиционных ресурсов нефти и газа в Аппалачской бассейновой провинции» оценила ресурсы сланцев Марселлус в объеме 54,3 млрд. м<sup>3</sup>.

Ситуация принципиально изменилась, когда компания Рэндж Рисорсиз Аппалачиа, LLC (Range Resources – Appalachia, LLC первой принялась за исследование поля (плея) сланцевого газа Марселлус. В 2003 году ею была пробурена скважина Марселлус в округе Вашингтон (Washington) штата Пенсильвания, в которой был получен перспективный приток газа. Она использовала методы бурения и гидроразрыва, которые хорошо работали при разработке сланцев Барнетт в Техасе. Добыча первого газа из скважины в формации Марселлус началась в 2005 году.

Для новых скважин, пробуренных с применением горизонтального бурения, технологий гидроразрыва, начальный дебит достигал 28,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут.



Источник: "Oil & Gas Journal", Sept. 5., 2011

#### УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

	Газовые бассейны	<b>Сформированные поля (плеи)</b>		Наиболее молодые и малоглубинные		Наиболее древние и глубинные
	Сланцевые поля (плеи)		Средние по возрасту и глубине		На ранней стадии формирования	

Рис. 40. Поля (плеи) и бассейны сланцевых углеводородов Аппалачского региона США

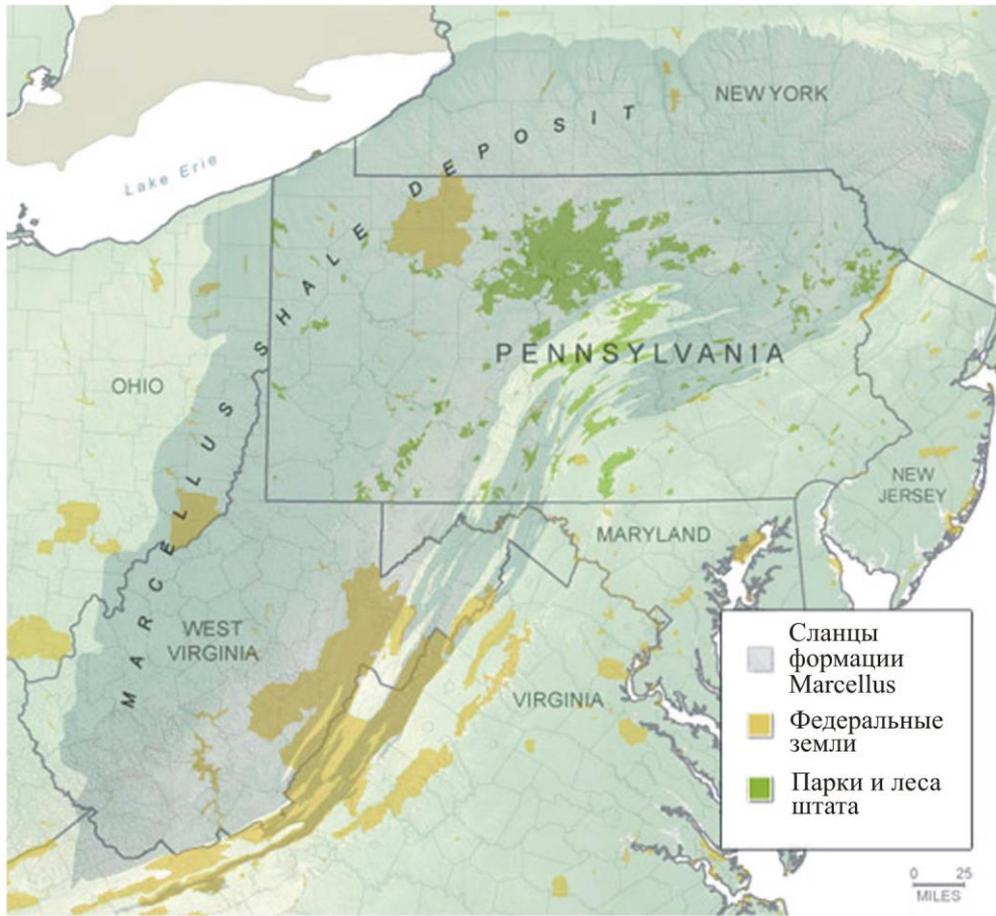


Рис. 41. Распространение сланцев формации Марселлус (Marcellus) [National Geographic, 2010]

Период		Группа/свита	
Пенс.		Pottsville	
Мисс.		Pocono	
Девонский	Верхний	Conewango	
		Conneaut	
		Canadaway	
		West Falls	
		Sonyea	
		Genesee	
		Tully	
	Средний	Hamilton Group	Moscow
			Ludlowville
			Skaneateles
			Марселлус
Нижний	Onandaga		
	Tristates		
	Helderberg		

Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 42. Стратиграфия сланцев Марселлус

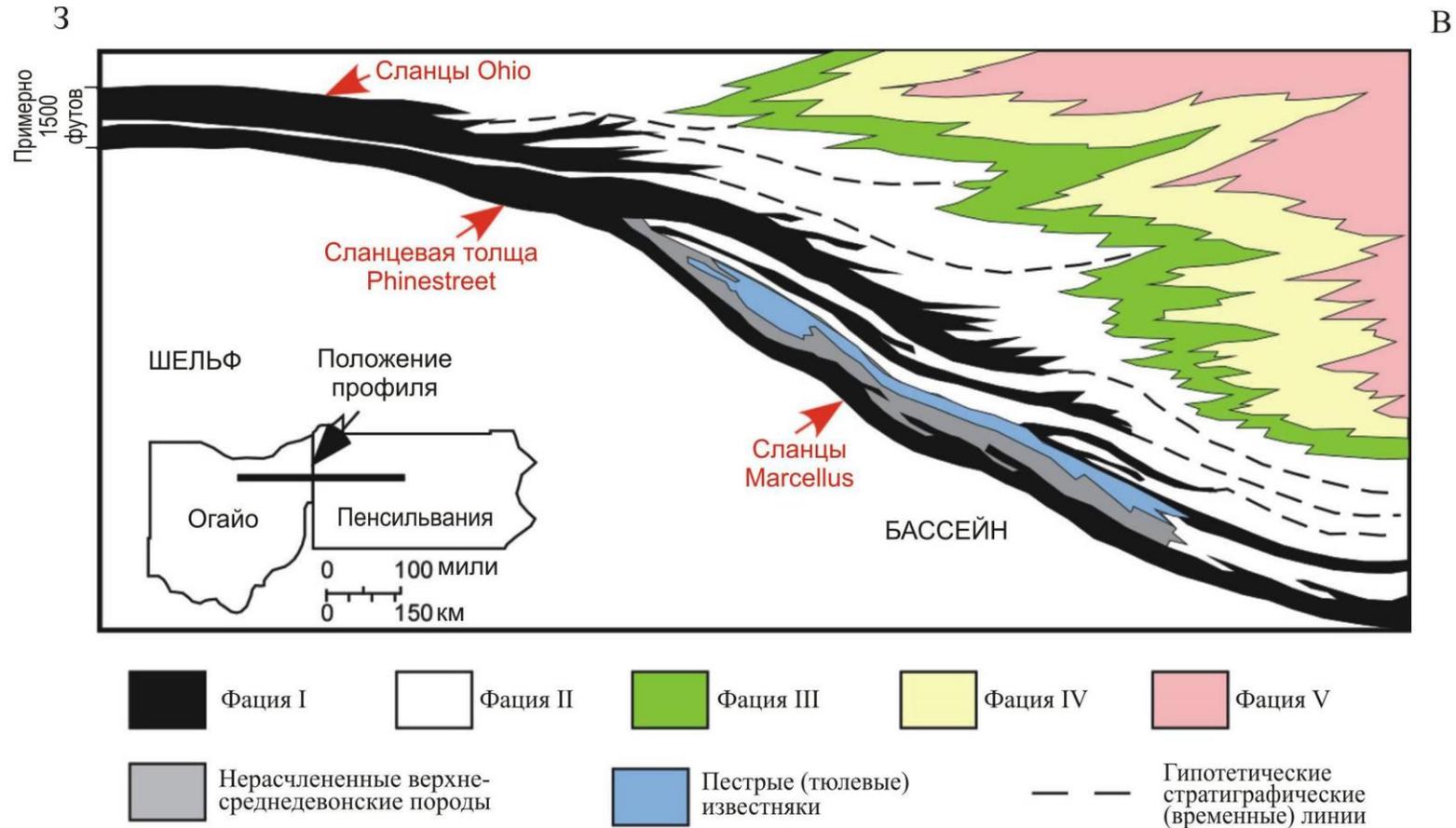
Система	Западная часть штата Пенсильвания	Северо-западная часть штата Нью-Йорк	
Средний девон	Harrell Shale	Genesee Fm	
	Tully Limestone	Tully Limestone	
	Mahantango Formation	Moskow Shale	Hamilton Group
		Ludlowville Shale	
		Skaneateles Shale	
Marcellus Shale	Marcellus Shale Tioga bentonite		
Selinsgrove Limestone	Onondaga Limestone		
Нижний девон	Needmore Shale	Bois Blanc Fm.	

Рис. 43. Положение сланцев Марселлус (Marcellus) в стратиграфическом разрезе [Milici, 2006]



Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 44. Сланцы Марселлус в Аппалачском бассейне



Фа́ция I - Темноцветные бассейновые сланцы, обогащенные органическим веществом. Фа́ция II - Переслаивание сланцев и очень тонкослоистых алевропелитов (siltstone) с небольшим количеством тонкослоистых тонкозернистых песчаников; обычно отложенных как турбидиты на фронтальных склонах дельт. Фа́ция III - Тонкорасслоенные насыщенные органическими остатками морские кластические породы. Фа́ция IV - Слоистые разноцветные глинистые породы, сланцы, алевропелиты, песчаники и конгломераты с небольшим количеством морских известняков. Фа́ция V - Обычно разноцветные неморские кремнистокластические породы

Рис. 45. Субширотный (запад-восток) профиль Аппалачского девонского сланцевого бассейна [Milici, 2005; с изменениями]

В начале 2008 года Терри Инглендер (Terry Englander), профессор геонаук Университета штата Пенсильвания, и Гарри Лаш (Gary Lash), профессор геологии Университета штата Нью-Йорк во Фредония (Fredonia) поразили общественность оценкой, что формация Марселлус может содержать более 14,3 трлн. м<sup>3</sup> природного газа. При использовании методов горизонтального бурения и гидроразрыва, ранее примененных для сланцев Барнетт в Техасе, возможно, 10 % этого газа или 1,4 трлн. м<sup>3</sup> может быть добыто. Этот объем природного газа достаточен для снабжения всех США в течение двух лет.

Большие глубины на значительной части площади распространения делают формацию Марселлус достаточно дорогой целью. Успешные скважины должны давать большие объемы газа, чтобы компенсировать затраты на бурение, которые легко могут превышать миллион долларов на традиционную вертикальную скважину и значительно больше на горизонтальную скважину с проведением гидроразрыва.

По имеющимся данным природная трещиноватость более присуща черным, чем серым сланцам, результатом этого является то, что некоторые продуктивные горизонты в черных сланцах могут быть изолированы флюидоупором из менее трещиноватых серых сланцев. Однако, с учетом локальной микроструктуры (более открытой и хаотичной, иногда со структурами, отражающими жизнедеятельность организмов) серые сланцы, в ряде случаев могут быть более проницаемыми, чем черные сланцы. В целом, черные сланцы в большей степени разбурены и, как результат, обеспечивают большее общее поступление газа. Тем не менее, сравнение продуктивности скважин из серых и черных сланцев дает основания полагать, что этот показатель в среднем на перфорацию в 3,5 раза больше для серых сланцев.

В пределах формации Марселлус преобладают скважины, продуктивные на газ, но из некоторых скважин получают как нефть, так и газ. Площадь сбора одной скважины составляет от 16 до 64 га.

Хотя газ формации Марселлус предположительно является термогенным, обсуждается возможность присутствия некоторого количества биогенного газа.

Супергигантское поле (плей) сланцевого газа Марселлус в Пенсильвании и Западной Вирджинии стремительно развивается с числом работающих буровых установок около 100.

Геологическая служба США в августе 2011 года дала ободряющий сигнал – оценку, что поле (плей) содержит неоткрытые технически извлекаемые ресурсы в 84 трлн. куб. футов (2,4 трлн. м<sup>3</sup>) газа и 0,54 млрд. т. конденсата (жидкого природного газа). Все время появляются новые поля (плеи), что наращивает ресурсы.

Один из операторов, компания Рэндж Рисорсиз Корп. (Range Resources Corp.), разместил его первые две верхнедевонские газовые скважины по профилю, но наращивает его объем арендных земель в сланцах Марселлус. Позднее он намерен разрабатывать более глубокозалегающие сланцы Ютика, для которых он качественно установил, но количественно не определил потенциал.

После увеличения площади арендных (лизинговых) земель в восточном Огайо компания Чезапик Энерджи Корп. (Chesapeake Energy Corp.) в 2011 году объявила об открытии первыми четырьмя скважинами залежей в поле (плее) сланцев Ютика. К середине сентября было выдано около трех дюжин разрешений на бурение в сланцах Ютика.

### **Сланцы Вудфорд (Woodford)**

Сланцы Вудфорд расположены на юге Центральной Оклахомы, глубина сланцев Вудфорд в диапазоне 1830-3355 м (Рис. 46, 47). Эта формация девонских сланцев заключена между известняками Осэйдж Лайм (Osage Lime) сверху и недифференцированными слоями ниже.

Период		Группа/свита	
Пермский	Ochoan	Cloyd Chief Fm	
	Guadalupian	White Horse Grp	
		El Reno Grp	
	Leonardian	Enid Grp	
	Wolfcampian	Chase Grp	
		Council Grove Grp	
Admire Grp			
Пенсиль.	Atokan	Atoka Grp	
	Morrowan	Morrow Grp	
Миссиссиппийский	Chesterian	Chester Grp	
	Meramecian	Miss Lime	Meramec Lime
	Osagean		Osage Lime
	Kinderhookian	Сланцы Вудфорд	
Девонский	Верхний	Undifferentiated	
	Средний	Undifferentiated	
	Нижний	Hunton Grp	Naragan Fm Henryhouse Fm
Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009			

Рис. 46. Стратиграфия сланцев Вудфорд в бассейне Анадарко



Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 47. Сланцы Вудфорд в бассейне Анадарко

Современная добыча природного газа в сланцах Вудфорд началась в 2003 и 2004 годах с только вертикальным завершением скважин. Однако, горизонтальное бурение было применено в Вудфорд, как и в других полях (плеях) сланцевого газа, как следствие его успеха в сланцах Барнетт.

Поле (плей) сланцев Вудфорд, включающее район площадью 37 730 км<sup>2</sup>, находится на ранней стадии разработки, охват пространства одной скважиной составляет около 640 акров (256 га). Средняя толщина сланцев Вудфорд находится в пределах 36,6-67,1 м в пределах всего поля (плея).

Содержание газа в сланцах Вудфорд в среднем выше, чем в некоторых других полях (плеях) сланцевого газа от 5,7 до 8,6 м<sup>3</sup>/тонну. Оценка геологических запасов сланцев Вудфорд подобна сланцам Файетвилл и составляет 0,65 трлн. м<sup>3</sup>, в то время как технически извлекаемые ресурсы составляют 0,32 трлн. м<sup>3</sup> (см. табл. 4).

### Сланцы Антрим (Antrim)

Позднедевонская сланцевая формация Антрим в Мичиганском бассейне Соединенных Штатов, залегающая на глубине от 122 до 914 м, является уникальным направлением геологоразведочных работ (play) на газ, в котором генерация газа в основном является биогенной (см. Рис. 39; Рис. 48, 49). Она происходила с участием свободно циркулирующих метеорных вод.

Формация Антрим включает алевритистые (алевропелитовые) черные сланцы с общей мощностью двух ее членов Лачин (Lachine) и Норвуд (Norwood) до 50 м, с серыми и зелеными сланцами и слоями карбонатов толщи Пакстон (Paxton), разделяющей их (Рис. 39). Черные сланцы имеют содержание ТОС (общего органического углерода) от 0,5 до 24 % и являются относительно незрелыми и хорошо трещиноватыми по причине региональных и, возможно, локальных тектонических событий. Общая пористость от 2 до 10 %. Адсорбированный газ составляет 70 %. Дополнительным негативным обстоятельством для разработки формации Антрим является то, что до 10-20 % получаемого на месторождении газа представляет СО<sub>2</sub>, тогда как остальное составляет доминирующий метан. В настоящее время ресурсы газа формации Антрим оцениваются в пределах 1,0-2,18 трлн. м<sup>3</sup>, а извлекаемые запасы в диапазоне 0,31-0,54 трлн. м<sup>3</sup>.

Период		Группа/свита	
Четвертичный	Плейстоцен	Glacial Drift	
Юрский	Средний	Ionia Formation	
Пенсильванский	Поздний	Grand River Formation	
	Ранний	Saginaw Formation	
Миссисипский		Поздний	Parma Formation
	Bayport Limestone		
	Michigan Formation		
	Ранний	Marshall Sandstone	
		Coldwater Shale	
Девонский	Поздний	Ellsworth Shale	Berea Sandstone
			Bedford Shale
		Сланцы Антрим	Upper Member
			Lachine Member
			Paxton Member
			Norwood Member
			Squaw Bay Limestone

Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 48. Стратиграфия сланцев Антрим



Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 49. Сланцы Антрим в Мичиганском бассейне

Ряд авторов [Rokosh et al., 2009] отмечают стратиграфическую аналогию между формацией сланцев Антрим в Мичиганском бассейне (штат Мичиган, США) и формацией Секонд Вайт Спеклд (Second White Speckled - 2WS) сланцев на севере центральной части провинции Альберта в Канаде.

По состоянию на 2008 г. было пробурено примерно 9600 скважин, из которых около 9400 скважин, давали продукт с глубины от 107 до 915 м. В скважинах проводился гидроразрыв с использованием воды и песка, хотя некоторые скважины подвергались гидроразрыву с использованием азота или пены (моющих средств). На конец 2007 года накопленная добыча на месторождении превысила 71,4 млрд. м<sup>3</sup>. Объем производства вырос с 0,34 млрд. м<sup>3</sup> из 154 вертикальных скважин в 1988 году до 3,9 млрд. м<sup>3</sup> сланцевого газа в 2007 году из более чем 6500 горизонтальных скважин. Средняя производительность на одну скважину 1104 м<sup>3</sup>/сут. (403 тыс. м<sup>3</sup>/год). Начальная продуктивность может достигать 14 158 м<sup>3</sup>/сут, но большинство скважин начинает работать с дебитов менее 2 832 м<sup>3</sup>/сут. Поступление воды на начальном этапе высокое и снижается по мере того, как возрастает добыча газа. Среднее отношение добываемого газа к поступающей воде в течение 2007 года составляло 41 м<sup>3</sup> на баррель (258 м<sup>3</sup> на тонну), снизившись против 81 м<sup>3</sup> на тонну в 1998 году. Поступление двуокиси углерода (CO<sub>2</sub>) первоначально низкое, увеличивается со временем. Среднее количество CO<sub>2</sub>, добываемого в течение 2007 года составляло около 14 %, с увеличением в некоторых скважинах до 30 %. Стоимость работ по бурению и завершению одной скважины оценивается в 240-280 тыс. долл.

### Сланцы Льюис (Lewis)

Поздне меловая (поздний кампан-ранний маастрихт) сланцевая формация Льюис в бассейне Сан Хуан (штаты Нью-Мексико и Колорадо) залегает в диапазоне глубин 914-1829 м, имеет общую мощность 305-457 м, с суммарной толщиной высокоуглеродистых пластов от 61 до 91 м. Извлекаемые ресурсы сланцевого газа оцениваются в 2,9 трлн. м<sup>3</sup>. Формация Льюис описывается как резервуар с характеристиками между теми, которые свойственны черным сланцам и низкопроницаемым песчаникам со стесненным газом (tight gas), в котором продуктивный «сланцевый» интервал находится в подчиненном положении относительно рассланцеванных песчаников и алевропелитовых тонкослоистых переслаиваний с алевропелитовыми сланцами. В этом отношении, Wilf and Party (2006) классифицировали данное поле (плей) как «гибридное», т.е. сочетающее традиционный и нетрадиционный сланцевый газ. Обогащенные кварцем тонкие слои создают значительную часть разреза этого поля (плея), при этом содержание свободного газа может быть выше, чем в других полях (плеях) сланцевого газа. Эти сланцы имеют общее содержание органического углерода (ТОС) в пределах 0,5-1,3 %, которое является самым низким среди известных основных полей (плев) сланцевого газа в Америке. Пористость в пределах 0,5-5,0 %. Адсорбционный газ составляет от 13 до 40 %. Отличие формации Льюис от формаций Барнетт, Антрим или направления полей (плев) в Аппалачах может определяться тем, что накопление ее осадков, возможно, происходило на шельфе или в верхней части континентального склона, с возможно более обогащенной кислородом водной толщей, чем в рассмотренных выше районах классических черных сланцев.

Матричная пористость переслаивающихся сланцевых пачек в сланцевой формации Льюис находится на уровне 10<sup>-4</sup> миллиарда (mD) и обнаруживает некоторое присутствие природной микро- и макротрещиноватости. Этот резервуар находится в условиях повышенного давления (0,22 psi/foot) и имеет объем захоронения (резервуара) около 22 млрд. куб. футов на 160 акров (628 млн. м<sup>3</sup>/на 160 акров или 64 га). Площадь сбора одной скважины от 32 до 128 га. Сланцы формации Льюис находятся также среди наиболее зрелых в Америке полей (плев) сланцевого газа, поскольку отражательная способность витринита имеет значение 1,8 %.

### Сланцы Нью Олбани (New Albany)

Формация сланцев Нью-Олбани распространена в штатах Иллинойс, Индиана и Кентукки (Рис. 50, 51), она имеет верхнедевонский возраст, имеет толщину в среднем 45,7 м, максимально 137,25 м и является нефтегазоматеринской для добытых к настоящему времени в Иллинойском бассейне 700 млн. тонн нефти [Crockett, Morse, 2010]. Почти все это количество добыто из традиционных карбонатных и терригенных резервуаров в залегающих непосредственно выше миссиссипских (C<sub>1</sub>) и пенсильванских (C<sub>2-3</sub>) породах. Ресурсы технически извлекаемого природного газа оцениваются в 108 млрд. м<sup>3</sup>. Содержание органического углерода (ТОС) в среднем составляет 6,2 %, увеличиваясь в толще Грэсси Крик (Grassy Creek) до 10 %.

Приток нефти из формации Нью-Олбани впервые был получен компанией Nuh Oil в конце 1980-х годов. В районе месторождения Расселвилл (Russelville) приток газа на одну скважину в пределах 1,09-12,9 тыс. м<sup>3</sup>. Негативными факторами в отношении сланцев Нью-Олбани является недостаточно высокий уровень термальной зрелости (отражательная способность 0,6 %), а также низкие давления в резервуарах. В целом эта формация является в большей степени нефтепроизводящей, чем газопроизводящей.

Биогенный газ с очень малых глубин получают в течение последних 100 лет в районах, прилегающих к обнажениям и эрозионной границе сланцев Нью Олбани, поэтому перспективы данной формации на биогенный газ оцениваются высоко.

Более детальная информация по сланцевому полю Нью Олбани приводится в качестве примера методики научного исследования в США такого рода объектов.

Период		Формация		
Пенсильванский	Missourian	Mattoon		
		Bond		
		Patoka		
	Desmoinesian	Shelburn		
		Dugger		
		Petersburg		
		Linton		
		Staunton		
	Atokan	Brazil		
	Morrowan	Mansfield		
Миссисиппский	Chesterian	Tobinsport		
		Branchville		
		Tar Springs		
		Glen Dean Limestone		
		Hardinsburg		
		Haney Limestone		
		Big Clifty		
		Beech Creek Limestone		
		Cypress	Elwren	
		Reelsville Limestone		
		Sample		
		Beaver Bend Limestone		
		Bethel		
		Paoli Limestone		
		Ste. Genevieve Ls.		
		St. Louis Limestone		
		Valmeyeran	Salem Limestone	
	Harrodsburg Limestone			
	Muldraugh		Ramp Creek	
	Edwardsville			
	Spickert Knob			
	New Providence Sh.			
	Kinderhookian		Rockford Ls	Сланцы Колдвотер
		Сланцы Нью-Олбани	Сланцы Санбурн	
			Сланцы Эллсворт	
	Сланцы Антрим			
		Erian	North Vernon Ls.	Transverse
			Jeffersonville Ls.	Detroit River

Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 50. Стратиграфия сланцев Нью Олбани



Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 51. Сланцы Нью Олбани в Иллинойском бассейне

**Joan Crockett, David Morse. *The New Albany shale in Illinois: emerging play or prolific source* //Oil & Gas Journal, Sept. 6, 2010. p. 72-79.**

Крокетт Дж., Морс Д. *Сланцы Нью Олбани в Иллинойсе: вновь возникшее направление геологоразведочных работ или богатые УВ нефтегазоматеринские породы.*

На фотографии (см. Рис. 2) можно видеть обнажение сланцев листовато-слоистой толщи девонской формации Нью-Олбани на фланге поднятия Хикс Доум (Hicks Dome), интрузии магматических пород, которая расположена в центре самой высокой измеренной термальной аномалии в формации Нью-Олбани Иллинойского бассейна. Это обнажение расположено в округе Хардин Каунти (Hardin County) штат Иллинойс. Образец из таких листоватых сланцев имеет общее содержание органического углерода 6,2 % и  $T_{\max} - 450$  °С в свите Грасси Крик (Grassy Creek) сланцев формации Нью-Олбани. На этом фото видны ортогональные пластины (joint sets) в хрупких (разломанных) черных сланцах.

Оценка общих извлекаемых запасов УВ составляет 35 млн. тонн нефти. Ресурсы формации Нью Олбани оцениваются почти в 108 млрд. м<sup>3</sup> для неоткрытого технически извлекаемого газа.

Резервуары сланцевого газа «in situ» в формации Нью Олбани, имеющие коммерческое значение, установлены в двух районах Иллинойса: газовое месторождение Расселвилл (Russelville) в округе Лоуренс Каунти (Lawrence County) и в одной или двух скважинах вдоль антиклинали Клэй Сити (Clay City) в округах Клэй (Clay) и Джаспер (Jasper). Аналогичные поля (плеи) сланцевого газа определенно намечаются в Индиане и Западном Кентукки. Две скважины с запечатанным газом расположены в округе Кларк Каунти (Clark County), штат Иллинойс. Проявления нефти и газа в формации Нью Олбани часто отмечались в буровых рапортах (отчетах) в пределах большей части бассейна Иллинойс.

Биогенный (микробный) газ с очень малых глубин получали на протяжении последних 100 лет в районах, прилегающих к обнажениям и эрозионной границе сланцев формации Нью Олбани в округе Харрисон Каунти (Harrison County), штат Иллинойс, и далее в южном направлении через реку Огайо в округ Мид Каунти (Meade County), штат Кентукки.

В последние годы направление геологоразведочных работ на сланцевый газ в Индиане развивалось в более глубоко захороненных породах вдоль широкой полосы в Западной Индиане, протягиваясь от округа Клэй Каунти (Clay County) на севере в направлении округа Спенсер Каунти (Spencer County) на юге. Газовые скважины в формации Нью Олбани в Кентукки расположены вдоль разрывов, ограничивающих грабен Роудж Крик (Rough Creek), так же как и внутри синклинали Мурмэн (Moorman) рифта Рилфут (Reelfoot), а также вдоль системы разрывов Пеннирайл (Pennyrile) на юге.

Формация Нью Олбани широко распространена в пределах большей части Иллинойса, Индианы, западной части Кентукки, имея наибольшую мощность на юго-востоке Иллинойса и западной части Кентукки, где она достигает 450 футов (137,25 м). (см. Рис. 50, 51). Формация Нью Олбани имеет толщину более 45,7 м на большей части Иллинойса и обогащена органикой также в пределах большей части Иллинойса (обычно имея «прекрасное» содержание органического углерода в диапазоне 6-10 % в свите Грасси Крик (Grassy Creek).

Карта зрелости по отражательной способности витринита для формации Нью Олбани показывает, что большая часть центрального и южного Иллинойса располагается внутри контура отражательной способности 0,6 %, что интерпретируется как почти равное началу генерации нефти при термогенных процессах. Более интенсивная генерация имеет место на крайнем юго-востоке Иллинойса, в районе, расположенном в центре округа Хардин Каунти (Hardin County), штат Иллинойс. Последующие работы по индикаторам

зрелости полученных при пиролитических анализах Rock-Eval обычно, с некоторыми изменениями, подтверждают такую первичную интерпретацию для района.

Толща нефтегазоматеринских пород хорошо изучена в традиционном геологическом и геохимическом отношении.

#### Новейшие исследования

Современные геохимические исследования двух образцов газа формации New Albany из разрабатываемых месторождений в Индиане были опубликованы в 2007 году в тезисах, представленных на обсуждение совещания в Восточной секции AAPG. Эта работа описывает состав сланцевого газа формации Нью Олбани и результаты исследования стабильных изотопов в малоглубинном (412,7 м) и более глубоком (830,2 м) резервуарах Индианы. Образец газа из малоглубинного резервуара резервуара интерпретируется как смесь термогенного и биогенного (микробного) газа, в то время как химический состав, изотопы углерода и водорода в образце из более глубинного резервуара показали термогенное происхождение для этого газа.

Эти химические параметры оцениваются в рамках концепции обширного Иллинойского бассейна, что может вести к дальнейшему определению полей сланцевого газа в тех или иных районах. Дополнительно следует отметить, что отсутствуют химические данные по формациям воды, которые можно было бы использовать для уточнения микробиологических аспектов данного направления ГРП. Анализы газа из недавно разбуренных резервуаров в формации Нью Олбани Иллинойского бассейна не опубликованы и в настоящее время недоступны.

В марте 2008 года в статье в AAPG Bulletin, озаглавленной «Идентификация микробных и термогенных компонентов газа из керна верхнедевонских черных сланцев Иллинойского и Мичиганского бассейнов» дана оценка продуцированного газа и воды, а также десорбированных газов из разрушенных образцов керна из Индианы и Кентукки, ключевых компонентов для современной оценки этого направления ГРП и его экономического развития.

В этом исследовании, однако, нет анализа образцов из Иллинойса, где формация Нью Олбани Шейл Групп (New Albany Shale Group) более мощная, более широко распространенная и, очевидно, включает в себе потенциально полный спектр биогенного и термогенного сланцевого газа этих районов.

К настоящему времени Иллинойский бассейн лишь выборочно изучается в отношении рассматриваемого нетрадиционносланцевого газа и сланцевой нефти, такая работа началась с газовых исследований, разрастается и включает исследование нефти «in situ». Однако в Иллинойсе, где нефтегазоматеринские породы более мощные, наиболее богаты органическим веществом, наиболее широко распространены и есть участки огромных объемов Иллинойского бассейна с генерацией нефти и газа, такое направление ГРП остается недостаточно изученным, и поисковые скважины играют важную роль.

#### Бурение в Иллинойсе

В настоящее время в Иллинойсе коммерческая добыча из формации Нью Олбани осуществляется только на месторождении Расселвилл (Russellville) в восточной части округа Лоуренс Каунти (Lawrence County).

Приток нефти и газа из формации Нью Олбани впервые был получен компанией Накс Ойл (Nux Oil) в конце 1980-х годов и подтвержден дополнительным бурением, но скважины были законсервированы по причине отсутствия инфраструктуры для сбора газа и, в конечном счете, ликвидированы. В настоящее время бурение как вертикальных, так и горизонтальных скважин вновь подтверждает коммерческую продуктивность и более широкие масштабы газового месторождения, расположенного в своде безымянной антиклинали, протягивающейся в регионе.

Газ из формации Нью Олбани на месторождении Расселвилл (Russellville) тесно связан со структурной ловушкой на безымянной антиклинали, которая протягивается с северо-запада на юго-восток и параллельна антиклинорию Лассаль (La Salle),

находящемуся в 8 милях западнее. Антиклинорная структура Лассаль (La Salle) является основной ловушкой для нефти в нефтегазовом бассейне Иллинойса. Месторождение нефти и газа Расселвилл (Russellville) также содержит нефть и газ в миссиссипских (нижний карбон) и пенсильванских (средний-верхний карбон) породах. Есть данные о притоке газа из формации Нью Олбани (New Albany) на месторождении Расселвилл (Russellville) в диапазоне от 1,09 до 12,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В одной или двух скважинах вдоль антиклинали Клэй Сити (Clay City) сообщается о получении газа в смеси с нефтью из вскрытой скважиной зоны миссиссипских пород. Согласно неподтвержденному сообщению скважина на антиклинали Клэй Сити (Clay City) в формации Нью Олбани имела дебит (или даже продолжает коммерческую добычу) 571 м<sup>3</sup>/сут.

На нефтяном месторождении Мэйн Консолидейтид (Main Consolidated) в округе Кроуфорд Каунти (Crawford County), штат Иллинойс, расположенном на флангах антиклинория Лассаль (La Salle), недавно было проведено испытание, которое показало, что, ранее не признанная в качестве газовой, скважина после незавершенного испытания показала приток 10 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Эта скважина была первоначально пробурена как вертикальная, затем при перебурировании была завершена как горизонтальная, но в докладах Геологической службы штата Иллинойс (ISGS) и других сообщениях первого оператора предполагается, что эта скважина все еще не была в должной степени испытана или введена в эксплуатацию.

В нескольких других районах Иллинойса были проведены испытания, показавшие притоки газа и нефти; некоторые из этих скважин законсервированы, временно остановлены или ликвидированы.

В последние годы были пробурены две поисковые скважины с газопоказаниями в южной части округа Сэлайн Каунти (Saline County), где формация Нью Олбани (New Albany) относительно глубоко погружена и расположена вблизи разрывов, связанных с Флюорспар Дистрикт (Fluorspar District). Они расположены вблизи западного фланга интрузии Хикс Доум (Hicks Dome), служившей локальным источником магматического тепла и центром более высокой термальной зрелости пород формации Нью Олбани (New Albany) в Иллинойском бассейне. Скважины округа Сэлайн Каунти (Saline County) временно были использованы в качестве наблюдательных, а в последующем сменили операторов.

#### Сдерживающие факторы

Факторы, которые сдерживают разработку сланцевых углеводородов «in situ» в Иллинойсе, могут включать:

- доступ к трубопроводной инфраструктуре;
- проблемы с азотом в некоторых скважинах;
- приток (вторжение) вод из ниже- и вышележащих слоев;
- воды, связанные с разрывными нарушениями;
- недостаток данных и понимания природных систем трещин;
- неопределенности в отношении наиболее эффективных подходов к интенсификации притоков и испытанию скважин;
- проблемы, связанные с получением прав на геологическое изучение недр в районах, сложных для бурения;
- экономические факторы, связанные с колебаниями цен на газ.

Кроме того, имеются геологические факторы, главным из которых является недостаточно высокий уровень термальной зрелости (а также низкие давления в резервуарах и отсутствие информации о проницаемости), которые делают формацию Нью Олбани (New Albany) в Иллинойсе, возможно, наименее привлекательной в качестве цели термогенного газа, чем другие поля (плеи) сланцевого газа в других, более термально зрелых, бассейнах.

Однако, работа по бассейновому моделированию и анализы Rock-Eval дают основания полагать, что нефтегазоматеринские породы формации Нью Олбани (New Albany) выделяют УВ и предположительно могли служить резервуарами нефти и газа на всех стадиях ее истории созревания в пределах нефтегазового «окна», и поэтому они являются исключительно богатым нефтепроизводящим источником пород и остаются привлекательной целью для исследований и добычи.

По причине ее более низкого уровня зрелости, в сочетании с керогеновым типом формация является в большей степени нефтепроизводящей, чем газопроизводящей, термогенное направление ГРП может не служить основным, как в других газовых полях (плеях) «in situ», тем не менее формация Нью Олбани (New Albany) в Иллинойсе может быть «in situ», углеводородным полем (плеем), ожидающим своего времени освоения.

Недостаток данных по геохимии пластовых вод в формации Нью Олбани (New Albany) в западной, южной и центральной частях Иллинойса, где сланцы на рубеже созревания до ранних стадий зрелости открывают возможность для появления направления ГРП на новообразованные (биогенные) газы с бурением поисковых скважин, т.е. направления ГРП, сравнимого с тем, что имеет место на востоке этого бассейна. Этот район широко открыт (незалесен), с относительно редкими участками сельскохозяйственных земель, дающих продукцию.

В заключение, много факторов, от недостатка геологических данных до рыночных экономических, делают формацию Нью Олбани (New Albany) нетрадиционным и неопределенным направлением ГРП в отношении находящихся «in situ», нефтегазоматеринских пород и резервуаров.

Всплывет ли для освоения это поле (плей) или формация Нью Олбани (New Albany) является только мирового уровня нефтегазоматеринской толщей для резервуаров традиционного типа? Это остается темой для изучения.

### **Нефтяное поле (плей) Пермского бассейна**

Из около 900 буровых установок, действующих в Техасе, почти 400 находятся в Западном Техасе, где новые поля (плеи) при использовании двуокиси углерода повышают извлечение нефти и возмещают длившееся десятилетиями снижение добычи.

Компания Апаче Корп. (Apache Corp.) с объемом добычи 14,6 тыс. т/сут. или 5,53 млн. т/год, вторая после Оксидентал Петролеум Корп. (Occidental Petroleum Corp.) по добыче нефти в этом регионе, использует рельсовый транспорт для доставки сжиженного газа (флюидов) в Луизиану. Это будет продолжаться до тех пор пока не будет построен и вступит в строй завод по переработке газа из Пермского бассейна.

Этот бассейн содержит множество полей (плев) нефти традиционного и нетрадиционного типов. Компания Апач (Apache) завершила ее вторую горизонтальную скважину в сланцах Клайн (Cline), находящихся между Вулфкэмп (Wolfcamp) и Строу (Straw) в округе Гласкок (Glasscock).

Господин Папа (Papa) из компании EOG отметил, что поля (плеи) нефтяных сланцев этого района обеспечивают хорошие экономические показатели и находятся среди самых низкзатратных среди всех нефтяных полей (плев) США.

Он сказал, что средняя цена на нефть Западного Техаса должна упасть ниже 60 долл/баррель на Нью-Йоркской товарно-сырьевой бирже (New-York Mercantile Exchange) и индустрия должна иметь уверенность, что цены будут держаться на этом уровне некоторое время – пока нефтяные компании будут возмещать затраты на разведку и разработку сланцевой нефти.

Западно-Техасские пермские по возрасту сланцы Вулфкэмп (Wolfcamp) потенциально могут встать в один ряд (войти в число) 10 крупнейших нефтяных месторождений США, сказал Папа (Papa) на конференции банка Барклэйс Кэпитал (Barclays Capital) и CEO Energy-Power в Нью-Йорке 8 сентября 2010 года.

«Это поле (плей) является первым из предстоящих открытий»- сказал Папа (Papa). Компания EOG имеет 131 400 акров в пределах этого поля (плея), где она идентифицировала многочисленные питающие цели и завершила 14 горизонтальных скважин к 8 сентября. Она использует две буровые установки и предполагает начать разработку в 2012 году.

Компания Риджлайн Энерджи Сервис Инс. (Ridgeline Energy Services Inc.) из Калгари сообщила на прошлой неделе, что она будет производить очистку воды для повторного использования для оператора, который имеет надежно оцененные запасы порядка 10 млн.т в сланцах Леонард (Leonard) в пределах 31 000 акров земель этого поля (плея) в штате Нью-Мексико. Эта компания будет обрабатывать использованные сточные воды из централизованного предприятия (установки) клиента для повторного использования при гидроразрыве или для захоронения.

### **Группа полей (плевей) Грэнит Вош (Granite Wash) в бассейне Анадарко**

В бассейне Анадарко около дюжины операторов осуществляют бурение горизонтальных скважин в 12 или более трещиноватых низкопроницаемых формациях, в совокупности известных как Грэнит Вош (Granite Wash). Центральную часть этого района составляют округа Кастер (Custer), Уачита (Washita), Бекхэм (Beckham) и Роджер Миллс (Roger Mills) штата Оклахома и прилегающий округ Панхэндл (Panhandle) в штате Техас.

Горизонтальные скважины с проведением многостадийного гидроразрыва обеспечивают годы относительно низкорискового бурения в незрелых (не прошедших необходимой стадии катагенеза) песчаниках вертикальной толщиной 305-457,5 м по меньшей мере в семи или восьми песчаных (песчаниковых) горизонтах с проницаемостью 0,002-0,008 мD.

Были обнаружены новые продуктивные интервалы, включая несколько из тех, которые не принадлежат Грэнит Вош (Granite Wash), а некоторые из тех, в которых никогда не проводилось горизонтальное бурение.

По меньшей мере с 1970-х годов, многие скважины, пробуренные до глубины 4575 м или более на газ, обнаруживали признаки нефтенасыщения в формации Грэнит Вош (Granite Wash), которая была неэффективной для разработки при использовании вертикальных скважин. Горизонтальные завершения скважин протяженностью 1220 м и 20-стадийный гидроразрыв ныне могут обеспечить приток в среднем 1,6 млн. м<sup>3</sup> и 55,5 т/сут нефти, конденсата и сжиженного природного газа (NLG) или в 10 раз (на порядок) больше, чем дают вертикальные скважины.

В качестве газоносного бассейна Анадарко ощущает недостаток нефтепроводов, а при возрастании объемов бурения и в периоды засухи главной нерешенной проблемой становится возможная нехватка воды. Ощущается значительная потребность в большегрузных автомобилях для транспортировки воды и жидких углеводородов, до того пока не прояснится, где будут находиться системы сбора нефти и конденсата.

### **Сланцы Монтерей на суше (Monterey shale onshore)**

Располагая только 50 действующими буровыми установками в Калифорнии, эти сланцы образуют одно из старейших полей (плевей) в США, привлекая все больше участников в нескольких бассейнах (Рис. 52).

Открытие 2009 г компании Оксидентал Петролеум Корп. (Occidental Petroleum Corp's) в округе Керн (Kern) вновь пробудило интерес к Калифорнии, и в мае 2010 года эта компания сообщила, что начинает 4-летнюю Программу освоения продукции из сланцев Монтерей. Компания сообщила, что она будет оценивать более 15 перспективных районов, бурить 10-15 тестовых скважин в год и осуществит крупнейшую в истории Калифорнии Программу сейсмических исследований 3D.

Компания Веноко Инк. (Venoco Inc.) из Денвера развивает в формации Монтерей бурение вертикальных скважин на суше. Компания Андерграунд Энерджи Инк.

(Underground Energy Inc.) из Санта-Барбары осуществляет изучение формации Монтерей в районе Асфальтеа (Asphaltea) в бассейне Санта Мария (Santa Maria) в северной части округа Санта барбара (Santa Barbara).

При текущих ценах на нефть и при использовании горизонтального бурения и многостадийного гидроразрыва некоторые операторы предполагают, что сланцы Монтерей в отношении добычи нефти, возможно, могут затмить (превзойти) то, что мы имеем из сланцев Баккен.



Источник: "Oil & Gas Journal", Sept. 5., 2011

**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:**



Рис. 52. Поля (плеи) и бассейны сланцевых углеводородов Южной Калифорнии США

## 7. ИССЛЕДОВАНИЯ И РАЗРАБОТКА СЛАНЦЕВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В КАНАДЕ

По состоянию на 2012 год, наряду с США, наиболее продвинутой в освоении ресурсов сланцевых нефти и газа является Канада, технологически тесно связанная со своим южным соседом. В данном разделе использованы материалы обобщающих работ:

**What is shale gas? An introduction to shale-gas geology in Alberta»** (2009).

*«Что такое сланцевый газ? Введение в геологию сланцевого газа Альберты».*

**«Canada looks to shales for boost to gas supply /Oil & Gas Journal /Dec. 14, 2009, p. 18-22.**

*«Канада исследует сланцы с целью улучшить снабжение газом».*

На рисунке 53 приведен предварительный перечень потенциальных формаций сланцевого газа в провинции Альберта (Канада) с данными источников информации, на рисунке 54 дано положение сланцевых полей в юго-западной части Канады. Положение северной части поля сланцев Баккен было показано ранее (см. Рис. 27), сланцевых полей юго-восточной части Канады (см. Рис. 39).

На карте-вклейке из журнала Oil & Gas Journal [Sept. 5, 2011] в табличной форме приведены основные данные, относящиеся к полям сланцевых углеводородов Канады (Табл. 8, 9).

Таблица 8.

Неоткрытые технически извлекаемые ресурсы сланцевых углеводородов Канады  
(Canadian Reserves)

Поле (плей)	Извлекаемые (трлн. м <sup>3</sup> )	Геологические (in place) (млрд. тонн)	Целевой Продукт
Colorado Group (Группа Колорадо)	1,74	11,66	Газ
Cordova Embayment (Кордова Эмбеймент) Кордовский залив	0,83	2,37	Газ
Frederick Brook (Фредерик Брук)	N/A	N/A	Газ
Horn River (Хорн Ривер)	3,77	10,8	Газ
Horton Bluff (Хортон Блафф)	0,06	0,26	Газ
Liard Basin (Лиард Бэсин)	0,89	3,57	Газ
Montney (Deep Basin) Монтни (Дип Бэсин, Глубокий бассейн)	1,97	6,34	Газ
St. Lawrence (Utica) Св. Лаврентия (Ютика)	0,89	4,43	Газ
Всего:	10,1	39,4	

Источник: EIA, World Shale gas Resources – An Initial Assessment of 14 Regions Outside the US, Apr. 2011, а также карта-вклейка журнала «Oil & Gas Journal», 5 Sept. 2011.

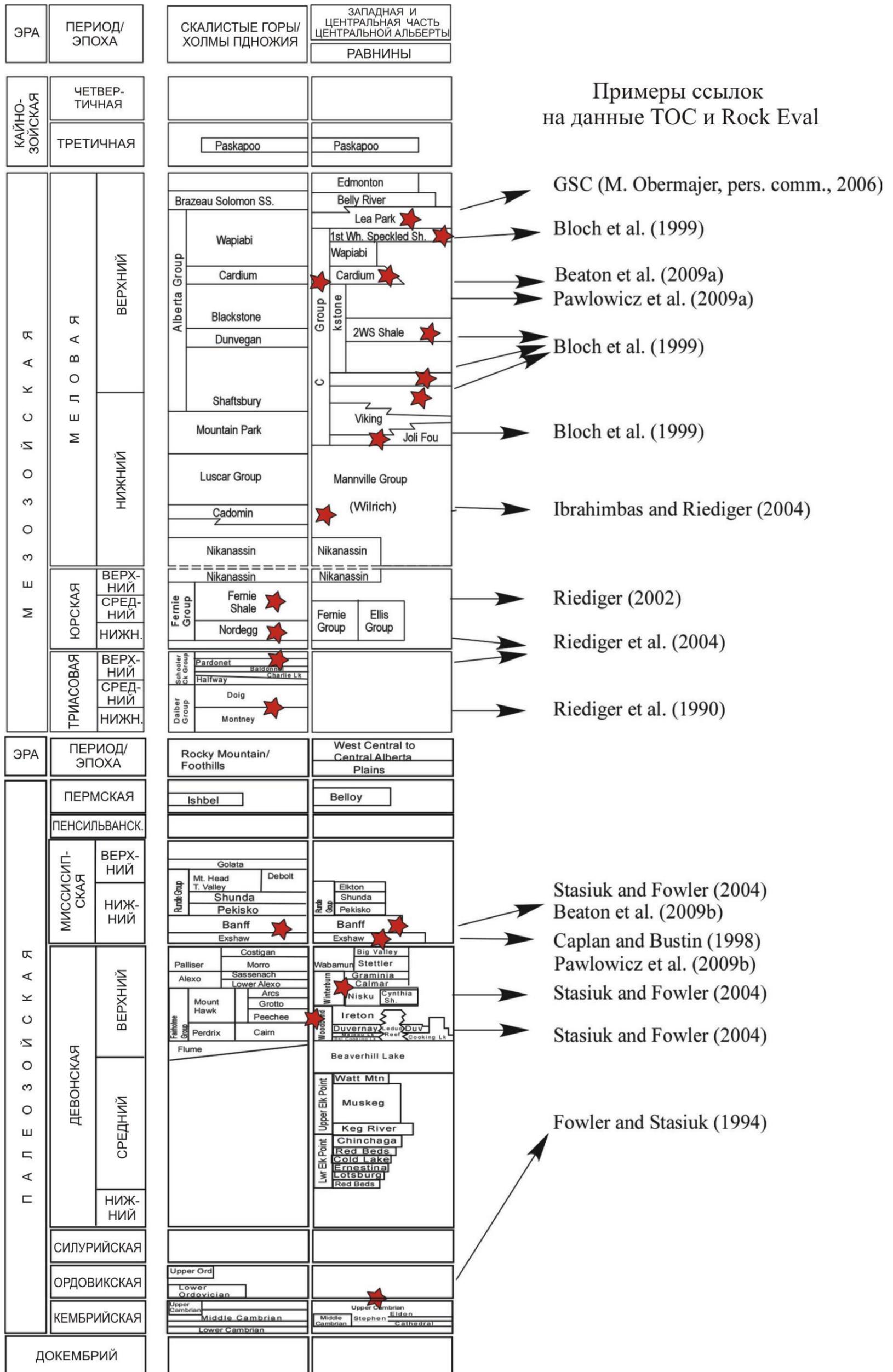


Рис. 53. Предварительный перечень потенциальных формаций сланцевого газа в провинции Альберта (Канада)



Источник: "Oil & Gas Journal", Sept. 5., 2011

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:



Рис. 54. Поля (плеи) и бассейны сланцевых углеводородов юго-западной Канады

Таблица 9.

Геологические ресурсы сланцевого газа Канады  
по направлениям геологоразведочных работ

Направления геологоразведочных работ на сланцевый газ	Геологические ресурсы газа за исключениями, отмеченными в тексте
Бассейн Хорн Ривер (Horn River)	Более 14,3 трлн. м <sup>3</sup>
Кордова Эмбеймент (Cordova embayment)	Более 5,7 трлн. м <sup>3</sup>
Формация Монтни (Montney)	До 11,4 трлн. м <sup>3</sup>
Группа Колорадо (Colorado Group)	Более 8,6 трлн. м <sup>3</sup>
Мичиганский бассейн	Более 6,4 млрд. м <sup>3</sup>
Сланцы Ютика (Utica) и Лоррейн (Lorraine)	Более 1,1 трлн. м <sup>3</sup>
Бассейн Виндзор (Windsor), Новая Шотландия	2,5-3,1 млрд. м <sup>3</sup> /разрез
Формация Фредерик Брук (Frederick Brook) Нью Брансуик	До 17,1 млрд. м <sup>3</sup> /кв. милю

Источник: Rokosh C.D., Pawlowicz J.G., Berhane H., S.D.A. Anderson and Beaton A.P. What is shale gas? An introduction to shale-gas geology in Alberta /Energy Resources Conservation Board. Alberta Geological Survey. 2009).

Добыча природного газа из сланцевых формаций имеет критически важное значение для обеспечения роста его производства в Канаде, где производство из традиционных резервуаров сокращается с постоянным трендом. Возможно, в Канаде нет возрастных аналогов некоторых сланцевых полей разрабатываемых в США. Однако, идея производства сланцевого газа из относительно глубокозалегающих (около 2500 м) и хрупких алевритистых богатых органическим веществом сланцев у подножия гор Уачита (Ouachita) в Техасе конечно может быть использована для находящегося у такого же подножия (Кордильер) Западно-Канадского осадочного бассейна (WCSB).

Некоторые исследователи сравнивают открытие сланцевого газа в девонской формации Масква (Muskwa) провинции Британская Колумбия и примерно эквивалентной ей формации Айртон (Ireton) в провинции Альберта с формацией Барнетт в Техасе, имеющей миссиссипский (нижнекаменноугольный) возраст.

В то время как в двух полях (плеях) сланцевого газа – в бассейне Хорн Ривер (Horn River), включающем территорию на границе провинций Британская Колумбия и Альберта, а также в триасовых сланцах Монтни (Montney) южнее, в настоящее время сосредоточена большая часть объемов бурения, потенциальные ресурсы сланцевого газа имеются во всех районах Канады. В некоторых из новейших полей (плевов) буровые работы только начинаются.

В историческом плане можно отметить, что производство газа из сланцев не является чем-то новым для Канады. Например, меловые сланцы формации Секонд Вайт Спеклд (Second White Speckled) в южных частях провинций Альберта и Саскачеван продуцируют газ в течение десятилетий. Но эти сланцы достаточно насыщены природными трещинами, чтобы давать промышленные притоки газа в вертикальных скважинах без применения сложных технологий искусственного трещинообразования (гидроразрыва) и бурения горизонтальных скважин, являющихся основным слагаемым успеха в большинстве стремительно разрастающихся новых разработок в сланцах Северной Америки.

В наиболее перспективных сланцах, привлекающих внимание новой индустрии, канадские разработки с некоторым запозданием следуют за США. Среди канадских полей только гибридные сланцы Монтни (Montney) достигли состояния, которое можно считать коммерческой стадией. Сланцы бассейна Хорн Ривер (Horn River) находятся в пилотной фазе производственного тестирования. Сланцы в низменностях Квебека, Новой Шотландии, Нью-Брансуика остаются на стадии раннего оценочного бурения.

Подобно США, углеводородные сланцы в Канаде значительно различаются между собой, и даже отдельные участки внутри поля одних и тех же сланцев требуют применения специальных технологий завершения скважин с различными методами гидроразрыва. В настоящее время добыча из большинства полей сланцевых углеводородов в Канаде остается экономически менее привлекательной, чем разработка многих месторождений традиционных нефти и газа. Однако, их разработка имеет важное значение для обеспечения Канады газом. По мнению ряда исследователей, газ из низкопроницаемых формаций и сланцев в Британской Колумбии является более важным компонентом прогнозируемой добычи и возможного увеличения производства газа на период до 2020 года.

В настоящее время рост производство сланцевых углеводородов не компенсирует сокращение добычи из традиционных резервуаров нефти и газа, для которых экономические показатели ухудшаются. Одной из основных негативных причин, сдерживающих производство как традиционного, так и сланцевого газа в Канаде являются низкие цены на газ, которые не компенсируют затраты на его разработку. Полный цикл затрат на производство газа составляет около 280 канадских долларов за 1000 м<sup>3</sup>. По причине ценовой ситуации нетрадиционный газ – из слабопроницаемых формаций, угольных пластов и сланцевый газ – в настоящее время могут лишь ослабить сокращение добычи традиционного газа в Канаде.

Национальный энергетический Совет (National Energy Board, NEB) оценивает потенциал сланцевого газа в Канаде следующим образом. Общий объем извлекаемого газа, предполагается в объеме 28,6-286 млн.м<sup>3</sup> на каждую горизонтальную скважину, пробуренную в Канаде на сланцевый газ. Допускается, что эти объемы, возможно, возрастут по мере технологического прогресса.

Первоначальная продуктивность сланцевого газа из горизонтальных скважин является высокой – в целом 85,7-457,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Но производительность скважин быстро снижается в первый год их работы, а затем приток стабилизируется со слабым снижением. Каждая из горизонтальных скважин на сланцевый газ, сообщает NEB, как ожидается будет давать продукцию более 10 лет.

Вертикальные скважины в богатых кремнеземом сланцах дают первоначальный объем притока порядка 28,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В находящихся на малой глубине среднемерных сланцах формации Колорадо (Colorado) первоначальный приток составляет менее 2 857 м<sup>3</sup>/сут. При этом NEB отмечает, что в среднем скважины на традиционный газ в Канаде по данным за 2007 г давали около 5714 м<sup>3</sup>/сут.

В формации Монтни (Montney) стоимость каждой горизонтальной скважины составляет 5-8 млн. долл., в то время как в бассейне Хорн Ривер (Horn River) стоимость одной скважины порядка 10 млн. долл. Стоимость скважин в верхнеордовикских сланцах формации Ютика (Utica) ожидается в пределах 5-9 млн. долл.

Для вертикальных скважин в сланцах, находящихся на малых глубинах, с газом биогенного происхождения, таких как сланцы формации Колорадо (Colorado), стоимость одной скважины составляет менее 350 тыс. долл.

В отношении создания инфраструктуры на поверхности, Национальный энергетический совет (NEB) заявил, что должно пройти несколько лет, прежде чем добыча газа из сланцев даст основания для строительства капитального мощного газопровода для транспортировки газа на короткое расстояние. Он сообщил также, что увеличение мощности дальнего капитального газопровода из западных районов потребует с меньшей вероятностью, поскольку пропускная способность газопровода освобождается по мере сокращения добычи традиционного газа.

Перспективные объемы добычи в полях сланцевого газа Канады повсеместно обеспечиваются в отношении транспортировки существующими газопроводами.

Поле сланцев Ютика (Utica) расположено вблизи системы газопровода Трансквебек – Мэритаймс Пайплайн (Trans Quebec & Maritimes Pipeline), обслуживающего агломерации Монреаля и Квебек Сити и связанного с газопроводами, обслуживающими Северо-Восток США. Эта система имеет свободный резерв мощности.

Такая же ситуация и в отношении газа, добываемого из сланцев Хортон Блафф (Horton Bluff) в провинциях Нью-Брансуик и Новая Шотландия, транспортировка газа обеспечивается газопроводной системой Мэритаймс - Нортист (Maritimes & Northeast).

### **Формация Монтни (Montney)**

Триасовая формация Монтни (Montney) дает продукт из традиционных мелкозернистых песчаников прибрежной зоны на ее восточном краю и из глубоководных тонкозернистых песчаников основания склона борта осадочного бассейна на западе. Потенциал гибридного газа существует в толще Нижний Монтни (Lower Montney), включающей песчанистые, алевроитистые (алевропелитовые) сланцы переходной зоны берег-море этого бассейна, а толща Верхний Монтни (Upper Montney) формировалась глубже прибрежной зоны, где алевропелиты (silts) были захоронены тонкозернистыми песками у основания склона.

Поскольку формация Montney на участках работ имеет мощность более 300 м, операторы планируют осуществлять совместное бурение горизонтальных скважин и гидроразрыв по площади как в толщах Верхний Монтни (Upper Montney), так и Нижний Монтни (Lower Montney).

Оценки для формации Montney не включают перекрывающие триасовые фосфаты Доиг (Doig), которые также имеют потенциал на сланцевый газ. Приводя данные по провинции Британская Колумбия, Национальный Энергетический Совет (NEB) сообщил, что операторы затратили 2,4 млрд. канадских долларов на получение прав на разработку газа формации Монтни (Montney) в соответствии с правительственными актами в течение 2005-2008 гг., включая 1,3 млрд. долл. в одном 2008 году.

В конце июля 2009 года NEB сообщил, что из сланцев Монтни (Montney), в основном в бассейне Херитэдж (Heritage) в Британской Колумбии, 234 горизонтальные скважины обеспечивали добычу 10,7 млн. м<sup>3</sup>/сут или 3,9 млрд. м<sup>3</sup> газа в год.

Индивидуальные скважины дают в основном 85,7-142,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут. с последующим быстрым снижением дебита. В этих скважинах обычно используются от 7 до 9 и максимально до 12 стадий гидроразрыва с закачкой 100 тонн двуокси углерода или воды более чем в 2 км горизонтальных стволах.

### **Бассейн Хорн Ривер (Horn River)**

В бассейне Хорн Ривер (Horn River) богатые кремнеземом сланцы залегают в основании девонской карбонатной платформы формации Слэйв Пойнт (Slave Point), которая длительное время обеспечивает приток газа из традиционных резервуаров. По состоянию на начало 2009 года операторы пробурили, подвергли гидроразрыву и вывели на приток около 20 горизонтальных скважин в бассейне Хорн Ривер (Horn River).

До того как начнется постепенное снижение их продуктивности, скважины в этом районе на начальном этапе имеют дебит порядка 458 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Данные об объеме добычи в бассейне Хорн Ривер (Horn River) остаются конфиденциальными.

Связанным с бассейном Хорн Ривер (Horn River), полем сланцевого газа, расположенным непосредственно восточнее, является Кордова Эмбеймент (Cordova embayment), геологические ресурсы которого оцениваются в 5,7 трлн. м<sup>3</sup>, но они находятся на значительно более ранней стадии оценки.

По сообщению NEB, к маю 2009 года операторы инвестировали около 2 млрд. канадских долларов в Британской Колумбии на приобретение ресурсных прав в бассейне Хорн Ривер (Horn River) и несколько менее 40 млн. кан. долл. в пределах поля Кордова Эмбеймент (Cordova embayment).

Существенно продвинулась в исследовании 250 000 акров арендованных ею земель в бассейне Хорн Ривер (Horn River) на севере Британской Колумбии Компания Экссон. Поступили сообщения о результатах из первых четырех скважин, которые привели компанию к заключению, что каждая скважина будет иметь дебит от 457 до 514 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Это в 5 раз больше средней продуктивности сланцев Барнет (Barnett) в Техасе и сравнимо с лучшими скважинами в сланцах Хайнесвилл в Луизиане, двух крупных полей сланцевого газа, которые привели рынок природного газа США от недостатка к изобилию.

### **Группа Колорадо (Colorado Group)**

Группа Колорадо (Colorado Group) включает сланцевые слои, отложенные в среднемеловое время в южных частях провинций Альберта и Саскачеван. Они включают сланцеватые песчаники формаций Медисин Хат (Medicine Hat) и Милк Ривер (Milk River), которые дают приток газа в вертикальных скважинах в течение более 100 лет, а также сланцы Секонд Вайт Спеклс (Second White Speckled).

Сланцы Группы Колорадо (Colorado Group), подобно сланцам Монтни (Montney), в отношении генезиса газоносности являются гибридными, продуцируя газ через тонкие песчаные слои и слойки. Они находятся под повышенным давлением, чувствительны к воде и поэтому являются сложными для проведения операций гидроразрыва. Операторы, при проведении их испытаний, используют в качестве флюидов для гидроразрыва азот и смесь пропана и бутана.

Приток дебитом более 85,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут получен из «нескольких дюжин» малоглубинных вертикальных скважин в районе Вайлдмер (Wildmere) провинции Альберта, где сланцы Колорадо (Colorado) имеют мощность около 200 м и обладают продуктивным потенциалом из пяти интервалов. Стоимость одной скважины 350 тыс. кан. долл, включая бурение и соединение с газопроводами.

Национальный Энергетический Совет (NEB) обращает внимание на трудности оценки данных сланцев, ввиду большого их латерального распространения и изменчивости резервуарных свойств.

### Сланцы Ютика (Utica)

Сланцы Ютика (Utica), были отложены в глубоководных условиях у основания карбонатной платформы Трентон (Trenton). Захваченные позднее процессом Аппалачского горообразования, они были нарушены разрывами и смяты в складки в юго-восточной части. Это нефтегазоматеринская порода (источник) для традиционных нефтяных резервуаров.

Сланцы Ютика (Utica) имеют более высокое содержание кальцита, который является менее хрупким, чем кремнезем, который он замещает и чем другие канадские газоносные сланцы. Они содержат биогенный газ в малоглубинных районах и термогенный газ при больших глубинах.

Вертикальные скважины, после проведения операций гидроразрыва в сланцах Ютика (Utica), как сообщается, продуцируют около 28,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа. Сообщается, что три подвергнутые гидроразрыву горизонтальные скважины при испытании дали от 2,8 до 22,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут. из сланцев промежуточной глубины (между 500 и 3300 м). Вышележащие сланцы Лоррэйн (Lorraine) могут иметь потенциал, но они больше обогащены глиной и поэтому более сложны для проведения операций гидроразрыва.

**The New Utica Regional Shale Study** /Oil & Gas Journal, Sept 5, 2011, P. 31.

*«Новое исследование регионального распространения сланцев Ютика».*

Компания Нью Тех Энерджи Альянс (Nu Tech Energy Alliance) опубликовала ее исследование по шести районам на основе ее успешных исследований Игл Форд (Eagle Ford), Хайнесвилл (Haynesville), Марселлус (Marcellus) и Найобрара (Niobrara).

Исторически сланцы Ютика (Utica) и горизонт Пойнт Плезант (Point Pleasant) рассматривались в качестве нефтегазоматеринских толщ для углеводородов, добываемых из резервуаров Трентон (Trenton) и Блэк Ривер (Black River). Толщи сланцев Ютика (Utica) и Пойнт Плезант (Point Pleasant) в настоящее время привлекают внимание как потенциальные интервалы, производящие углеводороды сами по себе, и могут стать очередным важным полем (плеем) нетрадиционных углеводородов Северной Америки.

Осадконакопление Пойнт Плезант (Point Pleasant) происходило в конце среднего ордовика, за ним последовало накопление сланцев Ютика (Utica) в начале верхнего ордовика, как часть группы Цинцинатти (Cincinnati). Накопление этих осадков происходило между 465 и 455 млн. лет назад.

Формация Пойнт Плезант (Point Pleasant) состоит из переслаивания известняков, известковистых сланцев и черных сланцев (аргиллитов), которые были отложены в суббассейне сланцев Ютика (Utica) и Пойнт Плезант (Point Pleasant) Центрально-Аппалачского бассейна, расположенного между платформами Лексингтон (Lexington) и Трентон (Trenton). Осадконакопление сланцев Ютика (Utica) было более обширным по площади, чем осадконакопление формации Пойнт Плезант (Point Pleasant) и включало богатые органическим веществом сланцы. Эти толщи были отложены в слаботурбулентной малоподвижной среде с ограниченной циркуляцией вод, что

приводило к накоплению богатых органическим веществом пород, являющихся одновременно и нефтегазоматеринскими породами и резервуарами углеводородов.

*Quebec shale due tests after TBR yields gas* /Oil & Gas Journal, July 6, 2009. P. 38.

*«Квебекские сланцы при испытании формации Трентон-Блэк-Ривер (Trenton Black River) дали приток газа».*

Компания Талисман Энерджи Инк. (Talisman Energy Inc.) планирует провести стимулирование притока и испытание многочисленных сланцевых интервалов в исследовательской скважине Сент Эдуард-1 (St. Eduard-1) в квебекской низменности р. Св. Лаврентия после того как при испытании этой скважины был получен газ из ордовикских отложений формации Трентон-Блэк-Ривер (Trenton Black River, TBR).

Карбонаты формации TBR вскрыты скважиной в интервале с притоком 62,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут (или 22,9 млн.м<sup>3</sup>/год) с давлением на устье 2000 psi (около 140 атм) на 7/32 дюймовом штуцере (5,6 мм), который был заглушен после 3 суток испытания с применением кислотной обработки, что недостаточно для окупаемости затрат по мнению проводившей экспертизу компании Квестерре Энерджи Корп. (Questerre Energy Corp.) из Калгари.

В компании Квестерре Энерджи (Questerre Energy) сообщили: «В сильном первоначальном притоке из формации TBR более важно то, что при изучении шлама были установлены измененные известняки, которые обладают потенциалом для возможности разработки формации TBR. До сих пор в связи с данной скважиной такого не ожидалось, и можно ожидать, что формация TBR остается перспективной целью для разведки и необходимо испытать дополнительные объекты при бурении последующих скважин.

Эта скважина должна быть испытана в отношении сланцевых формаций Ютика (Utica) и Лоррейн (Lorrain). Скважина Сент Эдуард-1 (St. Eduard-1), которая встретила в процессе бурения интервалы с природной трещиноватостью и аномально высоким давлением, дополняет скважину Леклервилле (Leclerville), которая недавно получила стабильный приток газа в 25,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут. из сланцев Ютика (Utica).

### **Группа Хортон Блафф (Horton Bluff Group)**

Группа Хортон Блафф (Horton Bluff Group) в регионе Канадиан Мэритаймс (Canadian Maritimes) содержит озерные глинистые отложения, сформировавшиеся в течение регионального раннемиссиссипского погружения.

В провинции Нью-Брансуик среднее содержание кремнезема в принадлежащих к этой группе сланцах Фредерик Брук (Frederick Brook) составляет 38 %, но содержание глины является также высоким – около 42 %. В провинции Новая Шотландия толща Фредерик Брук (Frederick Brook) имеет содержание органического вещества около 10%, что значительно выше, чем в других канадских газоносных сланцах.

Мощность толщи Фредерик Брук (Frederick Brook) может превышать 150 м, а как сообщает NEB, в провинции Нью-Брансуик иногда превышает 1 км. Испытания на приток ведутся. Хотя гидроразрыв был менее успешен, чем в Западной Канаде, две вертикальные скважины в толще Фредерик Брук (Frederick Brook) в провинции Нью-Брансуик после небольшого гидроразрыва дали приток в 4,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Компания Корридор Рисорсиз (Corridor Resources) дала оценку, что сланцы Фредерик Брук (Frederick Brook) в суббассейнах Сассекс (Sussex) и Элгин (Elgin) на юге провинции Нью-Брансуик содержат 1,9 трлн. м<sup>3</sup> геологических ресурсов газа в пределах Виндсор Блок (Windsor Block) в провинции Новая Шотландия. Исследование образцов из Новой Шотландии показало, что большая часть газа является адсорбированной на поверхности и внутри глин, поэтому при извлечении органического вещества требуется применение эффективной стимуляции.

Компания Апач Канада (Apache Canada), работающая в пределах большей части бассейна Хорн Ривер (Horn River), объединила усилия с компанией Корридор (Corridor) по изучению поля сланцев Фредерик Брук (Frederick Brook).

Аппалачские черные сланцы и их аналоги в Западно-Канадском осадочном бассейне (WCSB)

Аппалачские черные и серые сланцы образуют крупнейший географический район распространения полей сланцевого газа. Сланцевая формация Огайо (Ohio) в Аппалачском регионе Соединенных Штатах и ее эквиваленты имеет девонский возраст и примерно соответствует формации Вабамун (Wabamun) Западно-Канадского осадочного бассейна, хотя несколько более ранние по возрасту черные сланцы Ринестрит (Rhinstreet) могут быть эквивалентны формации Айретон-Ниска (Ireton-Nisku).

Толща аппалачских сланцев отлагалась в погружающемся прибрежном бассейне и они увеличиваются в мощности в восточном направлении более чем на 2000 м. Максимальная толщина черных сланцев около 150 м. Эти черные сланцы термально зрелые, с максимальной отражательной способностью витринита около 1,3 % и общим содержанием органического углерода (ТОС) до 4,7 %, оба параметра увеличиваются к западу. Содержание углерода в серых сланцах достигает максимума в центральной части бассейна и сокращается в западном и восточном направлении. Обычно общее содержание органического углерода (ТОС) в серых сланцах ниже, чем в черных сланцах. Глубина залегания продуктивных пород изменяется от 10 до более чем 1524 м.

Природная трещиноватость является очень важным слагаемым в сланцевом поле, и наивысший приток флюидов может быть связан с наиболее трещиноватыми районами. Повидимому, трещиноватость более присуща черным сланцам, чем серым сланцам; результатом этого является то, что некоторые продуктивные горизонты могут быть изолированы флюидоупором из менее трещиноватых серых сланцев. Однако, микроструктура сланцев может также быть важным определяющим фактором для проницаемости и продуктивности. Согласно анализу микроструктуры серых и черных сланцев серые сланцы могут быть более проницаемыми, чем черные сланцы, обладая более открытой и хаотичной микроструктурой. Беспристрастный анализ газопродуктивности при сравнении продуктивности скважин из серых и черных сланцев дает основания полагать, что коэффициент продуктивности в 3,5 раза больше в серых сланцах, чем в черных сланцах, хотя черные сланцы чаще подвергались перфорации и, как результат, обеспечивают большее общее поступление газа. Рассмотрение повышенной проницаемости и продуктивности в биотурбидированных (со структурой, осложненной жизнедеятельностью организмов) серых сланцах над черными сланцами является интригующим и заслуживает рассмотрения в Альберте. Анализ продуктивности был выполнен только для восьми скважин, однако, если данные этого анализа справедливы для более обширных районов, то появляется дополнительный потенциал в Альберте для исследования сланцевого газа с выходом за пределы районов классических обогащенных органическим веществом черных сланцев.

Толщи Аппалачских сланцев являются прототипом полей (плеев) сланцевого газа, для которых ключевыми факторами, повидимому, являются природная трещиноватость и увеличенное общее содержание органического углерода (ТОС) с относительно зрелым органическим веществом на умеренной глубине (600-1500 м). Из некоторых скважин получают как нефть, так и газ, хотя продуктивные на газ скважины преобладают, но в нефтепродуктивных районах, по причине длинных цепочек нефтяных молекул, скважины могут показывать большее пустотное пространство или увеличенную трещиноватость.

Глубины сланцевых толщ являются промежуточными между теми, которые присущи сланцам Антрим (Antrim) и сланцам Барнетт (Barnett) в США; хотя газ предположительно является термогенным, существует дискуссия по присутствию или вкладу, в некотором количестве, биогенного.

Обычно принимается, что в Альберте нет недостатка в черных или серых сланцах с подобными параметрами по глубине и зрелости органического вещества; в Западно-Канадском осадочном бассейне (WCSB) наиболее благоприятные районы для трещиноватости хорошо известны (например, в зоне Холмов подножия и вблизи зон сводов и прогибов фундамента. Это, конечно, верно, однако необходимы более детальные исследования трещиноватости данного бассейна, особенно те, которые показывают протяженность трещиноватости со специфичным образованием или проявлением обновляющегося разрыва фундамента.

Сланцы Антрим (Antrim) и их аналоги в Западно-Канадском осадочном бассейне.

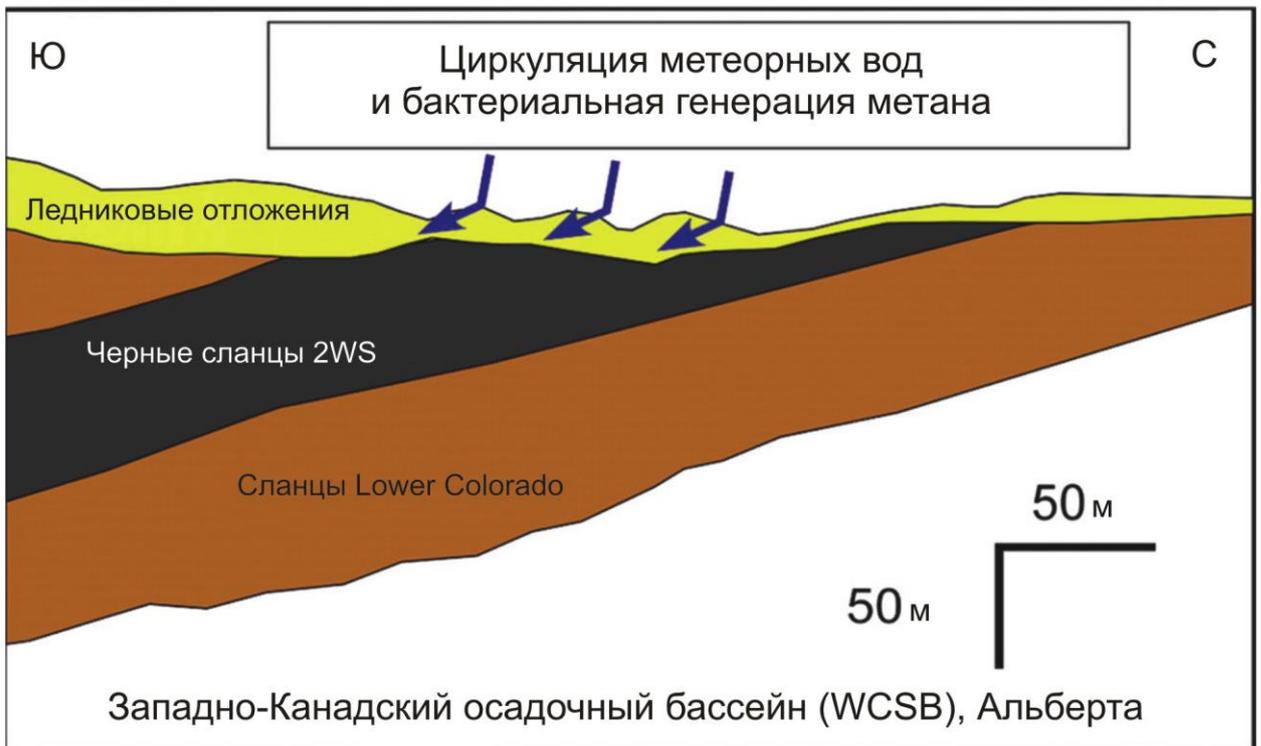
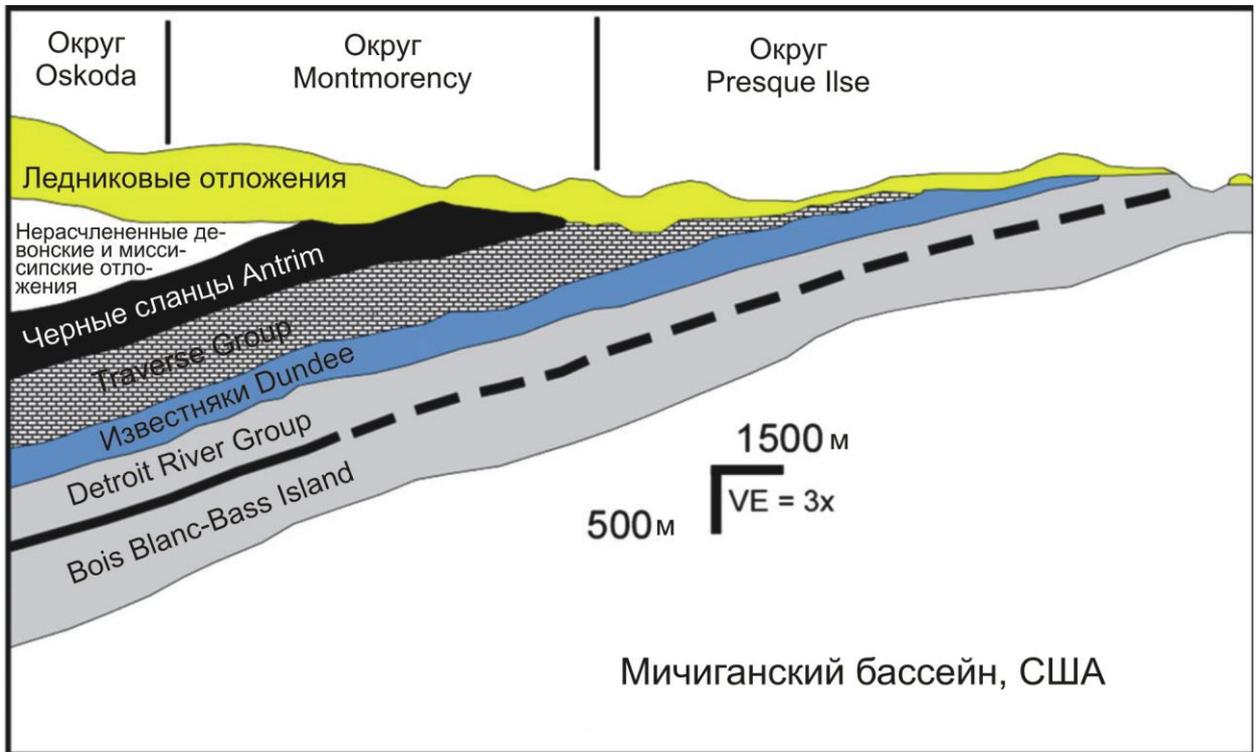
Позднедевонская сланцевая формация Антрим (Antrim) в Мичиганском бассейне Соединенных Штатов является уникальным сланцевым полем (плеем), в котором генерация газа в основном является биогенной (Рис. 55). Поэтому, его формирование должно было происходить в свободно циркулирующей метеорной воде, до того как газ образует по схеме, присущей многим месторождениям метана угольных пластов (СВМ).

Формация Антрим (Antrim) включает алевритистые (алевропелитовые) черные сланцы с общей мощностью двух ее членов Лачин (Lachine) и Норвуд (Norwood) до 50 м, с серыми и зелеными сланцами и слоями карбонатов пласта Пакстон (Paxton), разделяющего их. Черные сланцы имеют общее содержание органического углерода (ТОС) до 24 % и являются относительно незрелыми и природно хорошо трещиноватыми по причине региональных и, возможно, локальных тектонических событий, дополнительной причиной для повышенной трещиноватости является гляциальное изостатическое погружение, так как близповерхностные выходы (обнажения) формации Антрим (Antrim) находятся непосредственно ниже перекрывающих их ледниковых морен (глин с валунами – till), стратиграфический сценарий общий для Западно-Канадского осадочного бассейна (WCSB). Дополнительным негативным обстоятельством для разработки формации Антрим (Antrim) является то, что до 10-20% получаемого на месторождении газа представляет  $\text{CO}_2$ , тогда как остальное составляет доминирующий метан. Отсюда, существует необходимость наличия метеорной свободно циркулирующей воды и  $\text{CO}_2$  во время выделения метанового газа.

На начало 2009 года в пределах поля Антрим было пробурено примерно 9600 скважин, с примерно 9400 скважинами, дающими продукт с глубины в диапазоне от 107 до 915 м. В скважинах проводился гидроразрыв с использованием воды и песка, хотя некоторые скважины подвергались гидроразрыву с использованием азота или пены (моющих средств). На конец 2007 года общая накопленная добыча на месторождении превысила 71,4 млрд.  $\text{м}^3$ , с приблизительно 3,9 млрд.  $\text{м}^3$ , произведенными в течение 2007 года, со средней производительностью на одну скважину 1104  $\text{м}^3/\text{сут.}$  (403 тыс.  $\text{м}^3/\text{год}$ ). Начальная продуктивность может достигать 14 158  $\text{м}^3/\text{сут.}$ , но большинство скважин начинает работать с дебитов менее 2 832  $\text{м}^3/\text{сут.}$  Поступление воды на начальном этапе высокое и снижается по мере того, как возрастает добыча газа. Среднее отношение добываемого газа к поступающей воде в течение 2007 года составляло 41  $\text{м}^3$  на баррель (258  $\text{м}^3$  на тонну), снизившись против 81  $\text{м}^3$  на баррель в 1998 году. Поступление двуокиси углерода ( $\text{CO}_2$ ) первоначально низкое, увеличивается со временем. Среднее количество  $\text{CO}_2$ , добываемого в течение 2007 года составляло около 14 %, с увеличением в некоторых скважинах до 30 %.

В Западно-Канадском осадочном бассейне (WCSB) месторождений, подобных Антрим (Antrim) не было открыто, однако могут быть стратиграфические аналоги таких сланцевых полей в Альберте, например, черные сланцы Секонд Вайт Спеклд (Second White Speckled, 2WS) и Зоны Фиш Скэйл (Fish Scale Zone), непосредственно подстилающие ледниковые отложения вдоль южного фланга поднятия реки Пис Ривер (Peace River Arch). Для этого района также есть сведения о газопоказаниях из скважин, пробуренных на воду, хотя нельзя определенно сказать, что этот газ происходит из черных сланцев формации Колорадо. Многие геохимические и геологические параметры

будут отличаться от параметров сланцев Антрим (Antrim) и очень мало сланцев формации Колорадо классифицируются как «черные сланцы». Строго говоря, богатые органическим веществом сланцы, как аналог «черных сланцев», являются предпосылкой в этом типе полей (плев).



Верхний рисунок; Martini et al., 2004, с изменениями

Рис. 55. Стратиграфическая аналогия между формацией сланцев Антрим (Antrim) в Мичиганском бассейне и формацией сланцев Секонд Вайт Спеклд (Second White Speckled - 2WS) на севере Центральной Альберты

Так, любые мелководные относительно обогащенные органическим веществом слои в районе гидрогеологической разгрузки могут соответствовать им. Поэтому, трудно указать приемлемые стратиграфические аналоги, которые заслуживают дальнейшей работы, включая гидрогеологическое картирование, чтобы определить зоны разгрузки. В числе районов провинции Альберта, которые являются перспективными на биогенный газ, можно указать на территорию северо-восточной Альберты, где девонские сланцы подходят к поверхности под ледниковыми моренами.

*Сланцы Барнетт (Barnett) и их аналоги в Западно-Канадском осадочном бассейне (WCSB).*

Повидимому, в принадлежащей Альберте части Западно-Канадского осадочного бассейна (WCSB) не существует возрастных эквивалентов сланцевой формации Барнетт (Barnett). Поэтому, очень важно рассмотреть характеристики (параметры) формации Барнетт (Barnett), чтобы обнаружить подобный тип сланцевых полей (плевов) в осадочных породах иного возраста, как ранее было сделано для сланцев Масква (Muskwa) в Британской Колумбии, Формация Барнетт (Barnett) обладает повышенной радиоактивностью, черные сланцы находятся на значительной глубине (порядка 2500 м), имеют мощность порядка 350 м и диапазон зрелости (в среднем высокий 0,6-1,1 %  $R_o$ ). Эта формация находится в условиях несколько повышенного давления, содержание гидрослюд-иллита (Illite) составляет около 25 %. Относительный недостаток смектита (монтмориллонита) является важным фактором при завершении скважины. Эти сланцы очень алевропелитистые (silty), большая часть алевропелитового вещества является аутигенной, часть кремнистого вещества может иметь начальное происхождение из осаждающихся скелетов планктона.

Ключевыми факторами в этом сланцевом поле (плев), повидимому, является повышенная хрупкость сланцев, которая отчасти обусловлена высоким содержанием алевропелитов, глубиной залегания этого поля (плея), высоким отношением газа к нефти и высокой газонасыщенностью. Согласно данным компании Хамбл Инструментс энд Сервисиз Инк. (Humble Instruments and Services Inc.) от 2007 года важным фактором в поле (плев) термогенного сланцевого газа может быть «снижение содержания тяжелых компонентов нефтегазоматеринской системы, при расщеплении (крекинге) нефти и тяжелых компонентов. Вторичное расщепление (крекинг) может добавить существенные запасы в поле сланцевого газа. Такая концепция, может быть применена в отношении зрелых и сверхзрелых формаций Западно-Канадского осадочного бассейна (WCSB).

В формации Барнетт (Barnett) присутствуют природные трещины, но роль этих трещин в газоперспективности до некоторой степени является спорной. Региональные трещины (разрывы), которые не нарушают покрышки (флюидоупора) породы имеют большую значимость для того, чтобы удерживать (сохранять), чем для рассеивания углеводородов. Природные трещины, если они открытые и ограничены пространством резервуара, будут увеличивать газопродуктивность, таким образом, определение времени генерации нефтегазоматеринской породы в сравнении с региональным трещинообразованием может быть предметом обсуждения. Природные трещины, которые заполнены вторичными минералами, могут открываться в процессе гидроразрыва (индуцированная трещиноватость) и увеличивать продуктивность. Однако, в некоторых районах таких полей (плевов) природные или индуцированные (при гидроразрыве) трещины могут быть связаны с подстилающим водоносным горизонтом. Если индуцированные (при гидроразрыве) трещины проникают в водоносный горизонт, тогда вода может поступать в скважину и замедлить или остановить приток газа. Следует также упомянуть, что под понятием «трещины» обычно понимаются по размерности мезо- или макротрещины, в то время как роль микротрещин в продуктивности сланцевого газа до настоящего времени представляется очень слабо.

Согласно данным компании Техас Рэйлроад Комишен (Texas Railroad Commission) по состоянию на 23 февраля 2008 года в сланцах Barnett имелось 7170

газовых скважин. В период с 2004 по 2006 год производство газа увеличилось от 10,8 до 20 млрд. м<sup>3</sup>/год. С января по ноябрь 2007 года производство газа составило около 22 млрд. м<sup>3</sup>, что означает среднюю продуктивность на одну скважину с января по ноябрь 2007 года (учитывая все 7170 находящиеся в работе скважины) в 9,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

#### **Нижний мел**

Формация Пеликан / Вайкинг (Pelican/Viking): тонкозернистые кварцевые песчаники, алевролиты с глауконитом в нижней части; морского генезиса.

#### **Верхний и нижний мел**

Формация Шафтесбери (Shaftesbury): темно-серые насыщенные ископаемыми остатками сланцы, алевропелиты в верхней части; множество конкреций (nodules) и тонких слоев из сцементированных конкреций железных руд (ironstone); бентонитовых участков; нижняя часть с тонкими алевропелитовыми (алевроитовыми) и песчаными интервалами; морского генезиса.

#### **Верхний мел**

Формация Данвеган (Dunvegan): серые тонкозернистые полевошпатовые песчаники с твердыми известняковыми прослоями; тонкослоистые алевропелиты и серые алевропелитовые сланцы; дельтового и морского генезиса.

Смоуки групп (Smoky Group): темно-серые сланцы и алевропелитовые сланцы, конкреции и тонкие слои конкреционных железных руд; включают безымянные темно-серые сланцевые толщи в горах Карибу (Mountain Caribou) и холмах Баффало (Buffalo); морского генезиса.

В пределах Холмов Подножия (Foothills) и в Глубоком бассейне (Deer Basin) в провинции Альберта имеется большое количество меловых сланцевых формаций, сопровождаемых триасовыми, юрскими и даже девонскими слоями, которые могут обладать благоприятными структурными обстановками и быть достаточно зрелыми, чтобы рассматриваться как имеющими потенциал для сланцевого газа – хотя не все обязательно являются алевропелитовыми «черными сланцами». В большой степени исследовательские работы вдоль Холмов Подножия (Foothills) на поиски эквивалентов формации Барнетт (Barnett) являются «безрассудными»; но ключевым фактором является обнаружение подобных свойств, как было предположено для девонской формации Масква (Muskwa) в Британской Колумбии (формация Даверни (Duverney) примерный эквивалент в Южной Альберте), это важнее, чем найти местное поле (плей) сланцев подобного возраста. Применительно к Альберте сланцевые поля (плей) будут иметь свой собственный набор характеристик, которые будут делать стратегии бурения и завершения скважин в равной степени уникальными. Более того, алевропелитовые, богатые органическим веществом карбонатные песчаники девонского и миссиссипского (C<sub>1</sub>) возраста могут быть будущей ресурсной целью.

*Сланцы формации Льюис (Lewis) и их аналоги в Западно-Канадском осадочном бассейне (WCSB).*

Позднемеловая сланцевая формация Льюис (Lewis) в бассейне Сан Хуан (San Juan) описывается как резервуар с характеристиками между теми, которые свойственны черным сланцам и низкопроницаемыми песчаникам со стесненным газом (tight gas), в котором продуктивный «сланцевый» интервал находится в подчиненном положении относительно рассланцеванных песчаников и алевропелитовых тонкослоистых переслаиваний с алевропелитовыми сланцами. В этом отношении, Wilf and Party (2006) классифицировали данное сланцевое поле (плей) как «гибридное», то есть сочетание традиционного термогенного и нетрадиционного полей (плев) сланцевого газа. Обогащенные кварцем тонкие слои составляют значительную часть разреза этого поля (плея), при этом содержание свободного газа может быть выше, чем в других полях

(плеях) сланцевого газа. Эти сланцы имеют общее содержание органического углерода (ТОС) в пределах 0,5-1,3 %, которое является самым низким среди известных основных полей (плевей) сланцевого газа в Америке. Не похожая на формации Барнетт (Barnett), Антрим (Antrim) или поля (плеи) в Аппалачах, обстановка осадконакопления формации Льюис (Lewis), возможно, соответствует положению в верхней части склона континентального шельфа, с возможно более обогащенной кислородом водной толщей, чем рассмотренные районы классических черных сланцев. Эта обстановка осадконакопления формации Льюис (Lewis) описывается как «нижняя часть переходной зоны берега и прибрежной акватории, с открытыми морскими осадками». В соответствии с данными Геологической службы Соединенных Штатов возраст сланцев Льюис (Lewis) является позднекампанским-раннемаастрихтским и строго эквивалентен возрасту осадочных пород Брэизи Групп (Brazeau Group) в провинции Альберта, таким как формации Белли Ривер (Belly River) и Берпоу (Bearpaw).

Матричная пористость переслаивающихся сланцевых пачек в сланцевой формации Льюис (Lewis) находится на уровне  $10^{-4}$  миллиарда (mD) и обнаруживает некоторое присутствие природной микро- и макротрещиноватости. Этот резервуар находится в условиях повышенного давления (0,22 psi/foot), подобно тому, что имеется в сланцах Группы Колорадо (Colorado Group) в восточной части Альберты и имеет объем захороненного резервуара около 628 млн. м<sup>3</sup>/на 64 га. Сланцы формации Льюис (Lewis) находятся также среди наиболее зрелых в Америке полей (плевей) сланцевого газа, поскольку отражательная способность витринита имеет значение 1,8 %.

Аналогом американских сланцев формации Льюис (Lewis) в канадской провинции Альберта может быть Группа Колорадо (Colorado Group), в которой широко распространены алевропелиты (или песчаники) находящиеся в тонком переслаивании с классическими черными сланцами.

## 8. СЛАНЦЕВЫЕ УГЛЕВОДОРОДЫ УКРАИНЫ

В 2010 году была опубликована работа

**Kristoffersen Stig-Arne. *Gas shale potential in Ukraine. An assessment of a large opportunity.*** 2010).

Кристофферсен С.А. *Потенциал сланцевого газа на Украине. Оценка огромных возможностей.*

С привлечением мирового опыта и разведки такого нетрадиционного вида углеводородного сырья в ней, на 152 страницах, рассмотрены различные аспекты перспектив сланцевого газа на Украине. Приводимые ниже данные взяты из этой работы.

Только для одного Донецкого бассейна предполагаются извлекаемые ресурсы в 11,4 трлн. м<sup>3</sup>. Дополнительные ресурсы сланцевого газа ожидаются в Карпатах, Северном Крыму, на шельфе Черного моря. В настоящем разделе из рассматриваемой работы выбраны в основном геологические данные, определяющие перспективы сланцевого газа на Украине.

### *Донецкий бассейн*

Донецкий бассейн (Донбасс) является одной из важнейших позднепалеозойских угольных и метановых провинций в мире. В настоящее время около 95,4 % добычи угля Украины происходит из Донбасса. На рисунках 56, 57 приведены местоположение Днепровско-Донецкого бассейна и суббассейны внутри его.

В геологическом отношении Донбасс расположен в границах протяженной рифтовой системы между Днепровско-Донецким погруженным бассейном и захороненным Кряжем Карпинского. Толщина осадочного выполнения бассейна достигает 24 км.

Донбасский складчатый пояс, инверсированная часть Донецкого бассейна, характеризуется ЗСЗ-ВЮВ направлением (простираем) складок и разрывов. Возраст инверсии (поднятия и складчатости) бассейна является дискуссионным. Большая часть Донецкого бассейна содержит антрацит и метаантрацит. Низкокачественные угли приурочены к западной и северной границам бассейна. Отражательная способность витринита вдоль Горловской антиклинали показывает синдеформационную углефикацию. Изолинии отражательной способности витринита распространяются вдоль надвигов, явное свидетельство, что основная часть углефикации происходит в заключительную стадию надвигообразования.

Чтобы пролить свет на факторы, которые контролируют углефикацию в западной части Донецкого бассейна (Красноармейская моноклиналь, Калмиус-Торезская депрессия, Южная синклинали) были использованы многочисленные модели 1-D и 2-D.

Эти модели показывают, что глубина залегания геологических пластов и тепловой поток в течение максимального (пермского) захоронения являются наиболее важными параметрами. Мощность (толщина) позднекаменноугольных и пермских пород увеличивается от юго-западного борта бассейна к его центру. Пермская эрозия вдоль Красноармейской моноклинали и Калмиус-Торезской депрессии была порядка 2-3 км. Еще больше пород было эродировано юго-восточнее зоны Донецко-Кадиевского разлома (4-5 км). Тепловой поток в течение максимального захоронения был в диапазоне 40-75 mW/m<sup>2</sup>. Тепловой поток в Красноармейской моноклинали и Калмиус-Торезской депрессии увеличивается в северо-восточном направлении от 40 до 55 mW/m<sup>2</sup>. Тепловой поток на восточном борту Калмиус-Торезской депрессии и в южной синклинали был в диапазоне 60-75 mW/m<sup>2</sup> и увеличивался к юго-востоку. Результирующая модель (стиль) углефикации в этом регионе является результатом термальных событий в северной части Красноармейской моноклинали и в Южной синклинали. Возможно, некоторое влияние на результирующий характер углефикации (изменения и преобразования в некоторых районах) оказали позднепермские и триасовые (?) магматические интрузии. Коксующийся

уголь находится на контакте предполагаемых пермских силлов и даек юго-восточнее Донецка.



Рис. 56. Местоположение Днепровско-Донецкого бассейна (с изменениями по Vemishek and other, 1998)

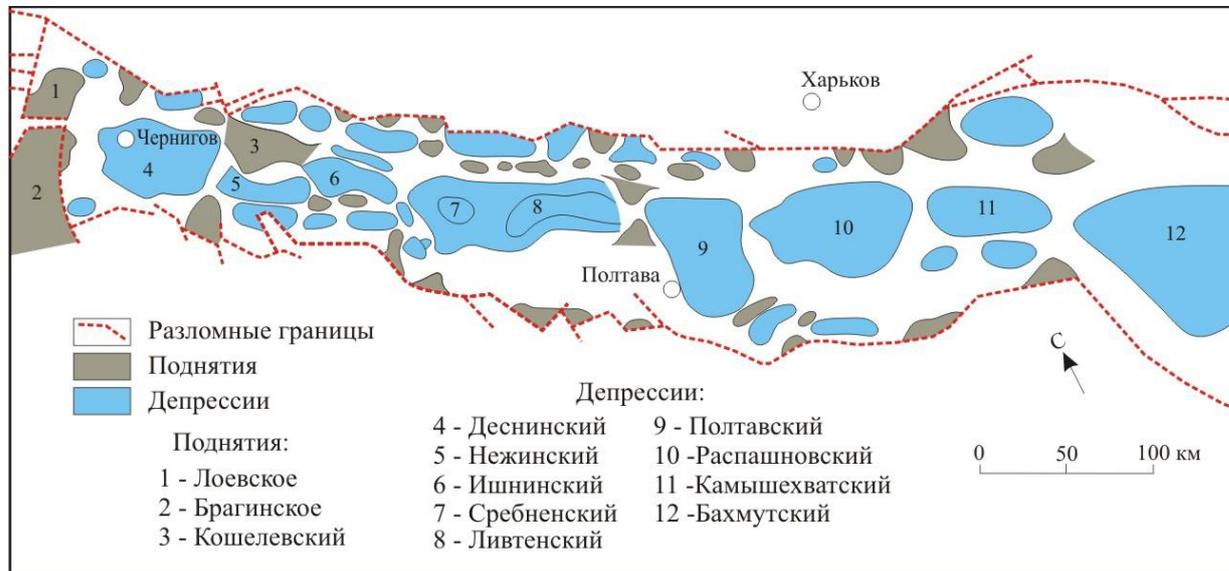


Рис. 57. Суббассейны внутри Днепровско-Донецкого бассейна на Украине

В каменноугольное время неоднократная смена географической обстановки, от заболоченных прибрежно-морских равнин с огромными болотами к мелководной морской среде, привела к накоплению в каменноугольное (постранневизейское) время 14 км паралической угленосной формации, содержащей более 300 угольных пластов и слоев (среди них 130 пластов имеют толщину более 0,45 см). Среднекаменноугольные морские известняковые слои, глубина осадконакопления которых не превышала нескольких десятков метров, многократно повторяются на регулярной основе каждые 10-100 м и иногда залегают непосредственно на кровле угольных пластов.

Границы распределения углей контролируются в основном температурами, которые достигались при глубоком раннепермском захоронении. Термальное созревание концентрирующееся в угольных пластах и распространяющееся на органическое вещество каменноугольных вмещающих пород, приводит к формированию огромных ресурсов метана с сохранением потенциала после пермского поднятия, инверсии и тектонических фаз складчатости в диапазоне 12-27 трлн. м<sup>3</sup>. Почти все угольные месторождения Донецкого бассейна, исключая наиболее восточные антрацитовые регионы, характеризуются высоким содержанием метана угольных пластов (от 8-10 до 25-35 м<sup>3</sup>/т). Большая часть метана в угольных пластах сорбирована на поверхности микропор угольных пластов и рассеянного угольного вещества в горном массиве. Значительные ресурсы метана ожидаются в результате традиционного залегания в ловушках при миграции газа, а проницаемость обусловлена (имеет) тектоническое и литологическое происхождение. Вариации в содержании метана в угольных пластах и горном массиве Донецкого региона отражают последовательность (серию) событий от осаднения (формирования) керогена до генерации газа, миграции и формирования резервуаров и локального улавливания в ловушки. Генерация углеводорода и в особенности метана является функцией от первичного мацерального состава, истории захоронения и термальной истории. Однако, окончательный баланс сохранности газа критически зависит от временных импульсов генерации углеводорода и их взаимоотношений с эпизодами инверсии и последующего временного и пространственного распределения режимов тектонического стресса (давления). На рисунках 58, 59 приведены стратиграфия Днепрово-Донецкого бассейна и события его нефтяной системы.

Геолого-геохимические данные показывают, что основные интервалы нефтегазоматеринских пород в общей нефтяной системе находятся в нижнекаменноугольной и девонской частях разреза. В меньшей степени нефтегазоматеринские породы связаны с мелководными образованиями верхнекаменноугольного и пермского возраста.

В пределах большей части Днепрово-Донецкого бассейна нефтегазоматеринские породы залегают на большой глубине и, во многих случаях, недостижимы для бурения (Рис. 58, 59). Согласно неопубликованным данным Геологической службы США (1998) установлены два типа нефти. Один из них коррелируется с нижнекаменноугольными морскими сланцами. Наиболее представителен седьмой интервал черных сланцев – «пласт Рудов» в кровельной части нижневизейского разреза. Толщина этого пласта от 8 до 70 м, общее содержание органического углерода от 2 до 6 %, кероген II типа. По составу это кремнистые сланцы с переменным содержанием карбонатного вещества. Считается, что эти сланцы являются фацией глубоководного бассейна, которая стратиграфически коррелируется с мелководными шельфовыми и рифовыми карбонатами, формировавшимися на окружающем шельфе. Бурением данные нефтегазоматеринские породы были вскрыты и изучены в западной части Сребненской депрессии, в южном и восточном направлении от которой они находятся на глубине пока еще не достигнутой скважинами.

По данным автора исследования Днепрово-Донецкий бассейн включает 31 суббассейн (см. Рис. 57), девять из которых имеют площадь более 500 км<sup>2</sup>. С юго-востока на северо-запад этими суббассейнами являются: Бахмутский (1125 км<sup>2</sup>), Камышевахский (1875 км<sup>2</sup>), Распашновский (4500 км<sup>2</sup>), Полтавский (3750 км<sup>2</sup>), Сребненский и Лютенский (3600 км<sup>2</sup>), Ичнинский (750 км<sup>2</sup>), Нежинский (500 км<sup>2</sup>), Кошелевский (500 км<sup>2</sup>), Деснинский (3750 км<sup>2</sup>).

Остальные 22 суббассейна имеют площадь менее 500 км<sup>2</sup>. Для добычи сланцевого газа пригодна общая площадь 22 500 км<sup>2</sup> потенциально нефтегазоматеринских пород. Однако, некоторые из крупных суббассейнов, такие как Деснинский или Полтавский заняты крупными городами, такими как Чернигов и Полтава, соответственно. Такая ситуация создает потенциальный конфликт в отношении использования земель и экологии подземных вод.

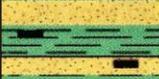
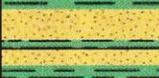
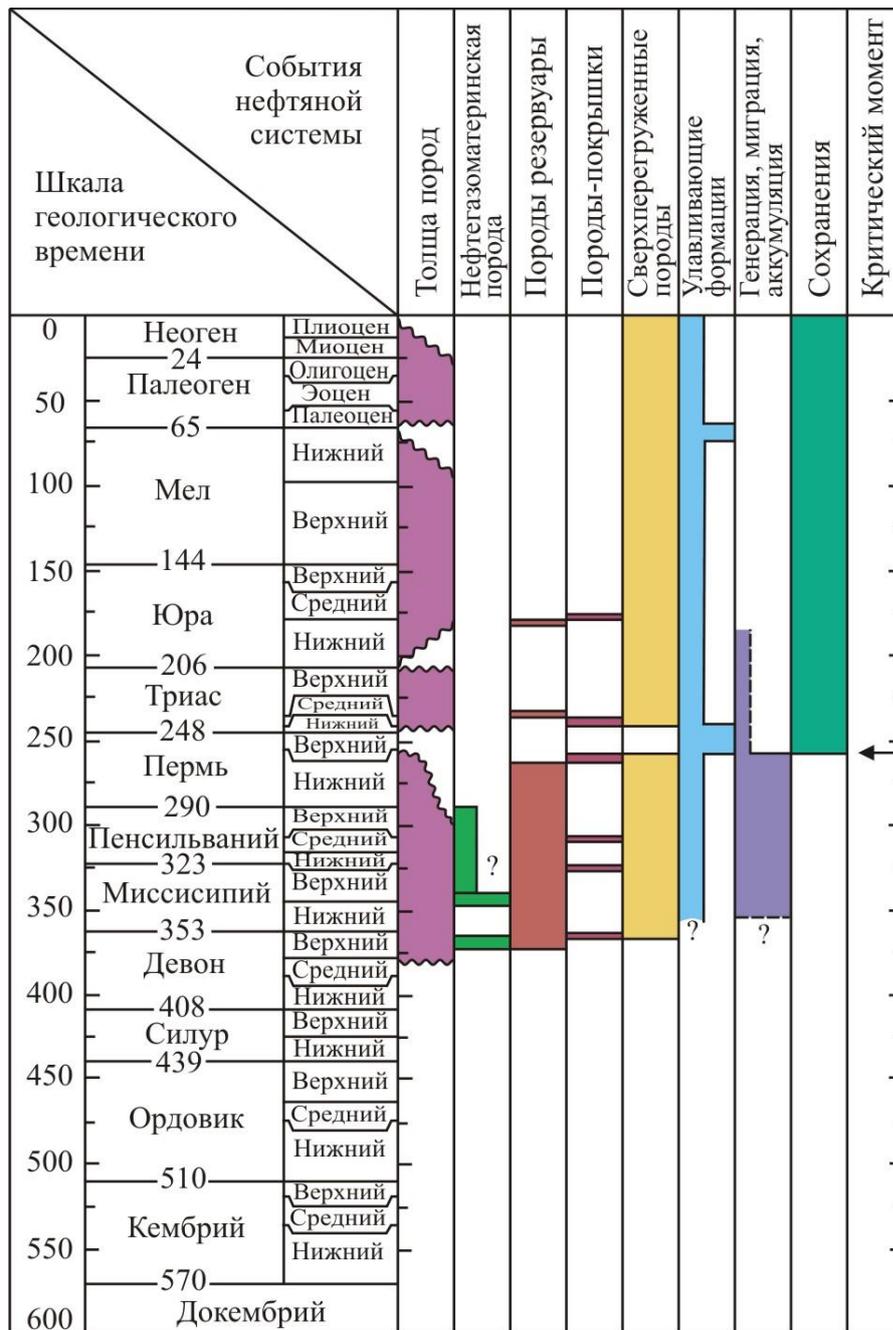
Система, отдел, ярус		Литология	Максимальная толщина (м)	Тектоническая обстановка	
Третичная/Четвертичная			700	Пострифтовая платформа	
Меловая			950		
Юрская			650		
Триасовая			900		
Пермская	Нижний		1,400	Пострифтовый прогиб	
Каменноугольная	Верхний		1,500		
	Средний	Московский			1,200
		Башкирский			1,200
	Нижний	Серпуховский			800
		Визейский			1,700
		Турнейский		750	
Девонская	Верхний	Фаменский		3,600	Синрифтовая
		Франский		2,000	
	Средний		180	Дорифтовая платформа	
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ					
	Сланцы, аргиллиты		Соль, ангидрит		
	Песчаники, пески		Вулканиды		
	Карбонатные породы		Уголь		
			Главное несогласие		

Рис. 58. Стратиграфия Днепровско-Донецкого бассейна  
[с изменениями по Law and other, 1998]

Данные по отражательной способности витринита демонстрируют, что на глубине 5 км катагенетическая зрелость пород изменяется от нижней части нефтяного окна до верхней части газового окна. Эти данные показывают, что как визейские, так и девонские нефтегазоматеринские породы находятся в нефтяном окне в западной части бассейна и на его бортах, но они являются сверхзрелыми в отношении генерации нефти повсеместно. Созревание нефтегазоматеринских пород могло начаться как в ранне-, так и в позднедевонское, а также в самом начале каменноугольного времени. В пределах большинства этих бассейнов, максимальная глубина захоронения и созревания была достигнута в начале артинской фазы сжатия и связанного с этим поднятия. Только местами, погружение в течение мезозойско-третичного времени могло привести к небольшому дополнительному нагреву и созреванию.



Знаки вопроса показывают неопределенность существования

Рис. 59. Таблица событий нефтяной системы Днепрово-Донецкого бассейна

В связи с большой неопределенностью в истории катагенетического созревания и глубины захоронения интервалов нефтегазоматеринских пород следует исключить некоторые бассейны в западной части Украины и 3-4 бассейна на северо-западе Днепрово-Донецкого бассейна.

Потенциальный интервал каменноугольных нефтегазоматеринских пород в Донецком бассейне находится в диапазоне 7-30 м (21-100 футов). Однако, по причине того, что на большей части площади бассейна интервал нефтегазоматеринских пород все еще не был достигнут бурением, такая толщина может предполагаться в качестве минимальной толщины, а величина 61 м (200 футов) может быть использована для большинства суббассейнов Донецкого бассейна. Ниже приведена русифицированная таблица, в которой показана величина геологических ресурсов, оцененных для суббассейнов Донецкого бассейна (Табл. 10).

Таблица 10.

Оценка геологических ресурсов сланцевого газа суббассейнов Днепровско-Донецкого бассейна (Украина)

Суббассейны	Площадь, км <sup>2</sup>	Площадь, акры	Толщина минимальная, футы	Толщина максимальная, футы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Gct, мин.	Gct, макс.	GIP, мин. (Tcf)	GIP, макс. (Tcf)
Бахмутский	1125	277993	20	200	2,4	30	435	0,5	78,9
Камышевахский	1875	463322	20	200	2,4	30	435	0,9	131,5
Распашновский	4500	1111973	20	200	2,4	30	435	2,2	315,7
Полтавский	3750	926644	20	200	2,4	30	435	1,8	263,1
Сребненско-Лютенский	3600	889578	20	200	2,4	30	435	1,7	252,6
Ичнинский	750	185329	20	200	2,4	30	435	0,4	52,6
Нежинский	500	123553	20	200	2,4	30	435	0,2	35,1
Кошелевский	500	123553	20	200	2,4	30	435	0,2	35,1
Деснинский	3750	926644	20	200	2,4	30	435	1,8	263,1
<i>Сумма</i>								9,8	1427,6
Остальные 22 бассейна	250	61776	20	200	2,4	30	435	2,7	385,8
<i>Сумма</i>								12,5	1813,5

Примечания:

GIP = (площадь в акрах) X (20-200 футов) X (2,4 г/сс) X (Gct диапазон 30-435)

22 суббассейна, каждый из которых менее 500 км<sup>2</sup> по площади (автор предполагает в среднем 250 км<sup>2</sup> для каждого в вышеприведенной таблице).1 км<sup>2</sup> = 247,105381 акра

1 кв. миля = 2,58998811 кв. км

1 акр = 0,0041 км<sup>2</sup>

1 фут = 0,3048 м

1000 кв. миль = 2589,988 км<sup>2</sup>

Используя эти расчеты, можно предположить, что Донецкий бассейн имеет потенциал геологических ресурсов от 0,357 до 51,8 трлн. м<sup>3</sup>. Если исходить из условия 20 % извлекаемых ресурсов, то Донецкий бассейн имеет потенциал извлекаемых ресурсов в пределах от 0,071 до 10,36 трлн. м<sup>3</sup>.

Расчет извлекаемых ресурсов сланцевого газа Донецкого бассейна был произведен также с использованием аналогов в США (модель компании Petrohawk). Полученный GIP ресурсный потенциал находится в диапазоне от 1,4 до 57 трлн. м<sup>3</sup>, с извлекаемым фактором в 20% получают ресурсы извлекаемого газа в диапазоне от 2,8 до 11,4 трлн. м<sup>3</sup>.

Нефтегазоматеринские породы в отношении второго компонента – нефти были опробованы только в нескольких скважинах и они недостаточно полно изучены. Географическое и стратиграфическое положение месторождений углеводородов показывает, что нефтегазоматеринские породы находятся в девонской синрифтовой последовательности пород. Предполагаемые нефтегазоматеринские породы были опробованы в нескольких скважинах; они представлены франскими и нижнефаменскими темными кремнистыми сланцами и карбонатами с общим содержанием органического углерода (ТОС) на уровне 4-5 %. Подобные нефтегазоматеринские породы были изучены в Припятском бассейне, где они присутствуют среди бассейновых фаций, развитых в грабенах и разновозрастных (коррелирующихся) с продуктивными рифовыми карбонатами соседних горстовых блоков.

Дополнительные нефтегазоматеринские породы, возможно, присутствуют в восточной половине Днепровско-Донецкого бассейна. Эти возможно нефтегазоматеринские породы являются близдельтовыми (prodeltaic) фациями турнейско-ранневизейской дельты, которая распространялась вдоль простирания бассейна. Черные сланцы, обычно флишоидного строения, выходят на поверхность в Донбасском складчатом поясе, где они частично метаморфизованы. В дополнение, серпуховские-среднекаменноугольные угли, которые находятся в «окне» газовой генерации в центральной и восточной частях бассейна, могли генерировать некоторое количество газа. Однако, по данным Геологической службы США, анализы для 25 газовых проб показали, что газы являются термогенными и были генерированы из морских исходных пород. Данные по отражательной способности витринита демонстрируют, что на глубине в 5 км степень созревания (катагенеза) пород меняется от нижней части «нефтяного окна» до верхней части «газового окна». Эти данные показывают, что как визейские, так и девонские нефтегазоматеринские породы находятся в «нефтяном окне» в западной части бассейна и на его границах, но они перезрелые в отношении нефтегенерации на остальной части территории. Созревание нефтегазоматеринских пород должно было начаться в ранне-, позднедевонское время или в самом начале каменноугольного времени (см. рис. 50). В пределах большей части бассейна максимальная степень захоронения и созревания была достигнута в начале артинского события сжатия и связанного с этим поднятия. Только на отдельных участках погружение в течение мезозойско-кайнозойского времени могли иметь результатом слабый дополнительный нагрев и созревание.

### ***Карпаты***

Традиционно Карпаты подразделяются на более древнюю горную цепь, известную как Внутренние Карпаты, и более молодую – Внешние Карпаты. Эти горные цепи разделены узкой, сильно тектонизированной зоной Пеннинского клиппенового пояса. Внешние Карпаты образованы нагромождением надвиговых пластин, представляющих различные литостратиграфические и тектонические структуры. В целом, каждый надвиг Внешних Карпат представляет отдельный или частично отдельный осадочный суббассейн. В этих суббассейнах отложились необычайно протяженные серии осадков флишевого типа; их мощность местами превышает 6 км. Осадконакопление длилось от позднеюрского до раннемиоценового времени. В течение смятия и

надвигообразования осадочные серии были сорваны (отделились от корней) и в целом присутствуют только осадки из центральных частей бассейнов.

Надвиговые пластины Внешних Карпат надвинуты друг на друга и на Северо-Европейскую платформу и ее миоцен-палеоценовый (осадочный) чехол. В западной части, план надвигов относительно пологий и становится более крутым в восточном направлении. Скважины и сейсмические данные показывают минимальное расстояние надвижения 60-80 км.

Эволюция Северной части флишевого бассейна Внешних Карпат показывает несколько тектоно-стратиграфических стадий. Первый период (ранняя юра-кимеридж) начинается со стадии зарождения рифта и образования локальных бассейнов. Следующая стадия (титон-ранний мел) характеризуется быстрым погружением локальных бассейнов, в которых началось осадконакопление карбонатного (известкового) флиша. Третий период (поздний мел-ранний миоцен) характеризуется движениями сжатия, проявлением интенсивной турбидитовой седиментации и увеличенной скоростью погружения бассейнов.

#### *Стратиграфия серии Поркулет*

В отношении сланцевых углеводородов наибольший интерес представляет серия Поркулет (Porculet) и, в особенности, входящая в нее формация Дусина (Dusina) мощностью более 700 м. На основании истории захоронения и высокого содержания органического углерода предполагается, что эта формация имеет достаточно высокий потенциал сланцевого газа.

Наиболее древние, раннемеловые осадки, в Поркулетской серии представлены серыми сланцами, мергельными сланцами, тонко- и толстослоистыми песчаниками (слои Белой Тисы баррем-альбского возраста мощностью более 1000 м) и линзами конгломератов, которые содержат тела (блоки) метаморфических и вулканических пород (конгломераты Богдан и Бронка). Слои Белая Тиса местами замещаются массивными, толстослоистыми песчаниками толщиной более 500 м (конгломераты Беркут).

Слои Поркулет мощностью около 50-300 м представлены в основном глиноземистыми (Al-bian) сеноманскими и туронскими слоями, серыми и коричневыми сланцами и мергелями, переславающимися с тонко- и среднеслоистыми песчаниками. Они замещаются вверх по разрезу сериями серых среднеслоистых песчаников, сланцев и мергелей Яловичора (Jalowychora); коньяк, сантон, кампан (?). Их мощность увеличивается до более чем 600 м к северо-западу. В этом районе они известны как слои Нижние Березки. Еще выше присутствует мощный (до 1500 м) комплекс толстослоистых песчаников, соответствующий времени от кампана до среднего эоцена (Черноголовские слои – Chornogolova). Еще более высокая часть разреза (средний и верхний эоцен) представлена зеленовато-серыми и красными сланцами (слои Скалска – Скалинские?, мощность до 1000 м) с включением слоев Сол (Sol); в то время как олигоцен представлен черными и желтоватыми мергелями и черными сланцами слоев Дусина (Dusina) мощностью до 700 м, местами с прослоями кремней и песчаников (слои Турика – Turica). Самая верхняя часть олигоценовых пород представлена комплексом толстослоистых песчаников мощностью до 1000 м (слои Малавижна – Malavyzna). К юго-востоку серия Поркулет продолжается в свиты Vodocdigitation и Seahlay в Румынии.

До настоящего времени каких-либо попыток определить потенциал сланцевого газа в Карпатах никем не предпринималось. Однако можно предположить, что в нескольких свитах, одной из которых является формация Дусина (Dusina) в серии Поркулет (Porculet), имеются значительные объемы сланцевого газа.

### *Крым*

В северной части Черноморско-Крымского региона аномально высокие давления установлены в Каркинитско-Северокрымском желобе (впадине). В отношении сланцевого газа стратиграфический интерес в Северном Крыму может представлять интервал нефтегазоматеринских пород нижнемелового возраста. Общее содержание органического углерода (ТОС) сильно изменчиво и по данным бурения скважин этот интервал захоронен на различных глубинах.

Мезозойско-кайнозойский осадочный комплекс представлен (сверху вниз) четвертичными (1-3 км), плиоценовыми (0,5-1,2 км), олигоцен-миоценовыми (3-5 км), палеоцен-эоценовыми (3-6 км) и меловыми отложениями общей мощностью до 16 км. В большей части разрезов детальное стратиграфическое деление возможно на уровне ярусов и зон. Этот осадочный разрез имеет достаточно сложную структуру и за время его существования подвергся ряду тектонических событий и испытал влияние (inherited) наложенных структур и инверсионных движений.

Наиболее древними осадочными образованиями, пересеченными небольшим количеством скважин на северо-западе черноморского шельфа являются нижнемеловые породы. Они сложены в основном терригенными породами, а на интересующем нас (at some) стратиграфическом уровне со значительным содержанием туфогенного и вулканогенного вещества. Остальные скважины, как показала перинтерпретация имеющихся данных, были остановлены в верхнеальбских породах.

В северо-западной части шельфа Черного моря наиболее полный разрез нижнемеловой формации (баррем-альб) мощностью более 1000 м был получен только в одной скважине – *Олимпийская-400*. В тектоническом отношении данная скважина расположена в западной части краевого уступа (Marginal Escarpment). Барремские, аптские и альбские породы имеют литологический состав, подобный тому, который изучен в Добрудже (Fore-Dobrog).

В отношении объемного потенциала сланцевого газа в Крыму никаких оценок не выполнялось.

### *Черное море*

Для всех оффшорных районов Украины никаких оценок в отношении сланцевого газа не выполнялось. Однако, этот регион не должен игнорироваться, так как он может обладать некоторым потенциалом. Однако, глубина воды в сочетании с глубиной захоронения интервала нефтегазоматеринских пород может представлять вызовы и включать высокие исследовательские риски.

#### *Извлечение сланцевого газа.*

Стратегия освоения ресурсов сланцевого газа имеет три ключевые фазы:

- идентификация ресурсов;
- оценка их количества и продуктивности;
- оптимизация подхода к их извлечению.

Необходимо собрать (определить) команду консультантов по сланцевому газу, которая предлагает индивидуальную квалификацию для всех этих трех фаз: опыт глубинных исследований, специализированные технологии и экспертные оценки.

Преимущества, заслуживающие внимания: более надежная информация, более низкий технический риск и лучшие и эффективные в отношении затрат результаты. В совокупности все это может позволить получить реальную оценку – может ли рискованное предприятие стать экономически успешным. Опытные профессионалы и специализированные технологии извлечения сланцевого газа помогут максимизировать ценность проекта и гарантировать результаты, согласующиеся со стратегией бизнеса.

Бурение скважины является ключевым шагом в ее строительстве, и состояние скважины определяет успех остальных слагаемых процесса. Возможности обеспечить

зональную изоляцию в скважинах на сланцевый газ возрастают, когда скважины стабильны и имеют минимальную степень изогнутости по вертикали и общей кривизны.

В таблице 11 приведены наиболее актуальные геологические данные по трем крупным проектам сланцевого газа в США.

Таблица 11.

Основные геологические параметры трех крупных проектов разработки сланцевого газа США

	Хайнесвилл	Игл Форд	Файеттевилл
Диапазон глубин (м)	3202,5-4117,5	3355-3660	366-1830
Максимальная толщина (м)	68,6	76,2	122
Максимальная нетто толщина (м)	68,6	76,2	67,1
Геологические ресурсы (BCFE) Gas in place / section	150-170	180-210	55-65
Величина ресурсов на скважину (BCFE)	7,5	5,5	2,0
Градиент давления (PSI / FT)	0,85	0,65	0,45
Общая пористость (%)	12,0	11,0	7,0
Заполнение пористости газом (%)	9,0	9,0	4,5
Общее содержание органического углерода (ТОС %)	3,1	4,5	3,8
Содержание карбонатов (%)	10-15	45-60	5-10
Инфраструктура	создается	Исторически имеется	создана

Определение сланцевого газа

Сланцевый газ – это природный газ, полученный из резервуаров, сложенных в основном тонкозернистыми породами, причем в значительно большей степени, чем традиционные резервуары, такие как песчаники. Типичная пористость в диапазоне 1-10 % с проницаемостью в диапазоне 0,0001-0,001 мД.

Газ в этих резервуарах содержится в трех видах:

- Свободный газ порового пространства переслаивающихся алевропелитов и песчаников или в трещинном пустотном пространстве;
- Адсорбированный на керогене или органическом веществе (адсорбция – это физическое явление в микропористом веществе, таком как кероген или глинистые минералы, при котором газ и твердые частицы (составляющие) испытывают слабое притяжение «силы Ван-дер-Ваальса» в виде реакции отношения большой площади (этого пространства) к объему пор;
- Растворенный газ внутри присутствующих подвижных углеводородов или минерализованных вод.

Свободный газ в трещинах и песчаниках/алевропелитах образуется первым (если присутствуют трещины), затем появляется адсорбированный газ на органическом веществе, обособляющийся при снижении давления.

Примечание: Силы притяжения между молекулами включают постоянный остаточный диполь, постоянный индуцированный диполь, мгновенно индуцированный диполь.

## 9. КРАТКАЯ ИНФОРМАЦИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЙ СЛАНЦЕВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В ДРУГИХ СТРАНАХ МИРА (ЗА ПРЕДЕЛАМИ РОССИИ)

### *Австралия*

**South Australia oil shale deposit indicated** /Oil & Gas Journal / Oct. 3, 2011, p.6, 10.

*«Сланцевые залежи Австралии показали нефть».*

Компания Линк Энерджи Лтд. (Linc Energy Ltd.) из Брисбена сообщила, что ею открыты нефтенасыщенные сланцевые образования, содержащие более 200 млн. тонн в 100 м толще в бассейне Арккаринга (Arckaringa) в Южной Австралии, в 450 милях северо-западнее Аделаиды.

Компания сообщила также, что эти отложения лежат в раннепермской формации Стюарт Рэндж (Stuart Range) на лицензионном участке PEL-122, и есть основания предполагать их распространение на участке PEL-121. Эта формация залегает на глубине 854,3 м и имеет площадь 113,6 га. Пиролиз методом Rock-Eval показывает потенциал содержания (получения) нефти 25-45 литров на тонну в верхнем и нижнем интервалах соответственно.

Эти сланцы были пересечены при бурении компанией стратиграфической исследовательской скважины Арк-1 (Arck-1), а неподалеку от нее нефть была обнаружена в исследовательской скважине Маглия-1 (Maglia-1).

Компания Линк Энерджи (Linc Energy) сообщила, что проводимые ею исследования показали, что формация Стюарт Рэндж, как предполагается, находится на стадии катагенеза «нефтяного окна» на глубине, превышающей 700 м. Эта компания установила значительный по мощности разрез в грабене Буртанна (Boorthanna) размером 93x12 км, в котором эта формация лежит на глубинах генерации «нефтяного окна». Данный грабен также имеет потенциал метана угольных пластов [OGJ Online, Mar. 28, 2008].

Скважина Арк-1 (Arck-1) установила, что эта формация толщиной 124 м залегает в интервале 854-978 м. Наиболее перспективная толща черных сланцев толщиной 70 м находится в инт. 899-970 м. Весь этот разрез был освещен керном (грунтоносы на кабеле) и каротажем. Общее содержание органического углерода (ТОС) в среднем составляет 5,4 % в верхней толще и 7,7 % в нижнем интервале. На глубине 954,5 м ТОС = 10,44 %.

Пермский уголь, пересеченный во время бурения, по-видимому, содержит источник флюоресценции нефти, заключенной в природных трещинах, подобных тем, которые обнаружены в скважине Маглия-1 (Maglia-1).

После бурения скважины Арк-1 (Arck-1) эта же буровая установка пробурила скважину Виррангула Хилл-1 (Wirrangulla Hill-1) в 10 км севернее. Она встретила флюоресценцию нефти в верхней геологической толще сланцевой формации Стюарт Рэндж с толщиной, аналогичной разрезу скважины Арк-1 (Arck-1). Обе скважины расположены в пределах лицензионного участка PEL-122 в южной части грабена Буртанна (Boorthanna).

К концу августа 2011 года в этом же бассейне компания также пробурила две «сухие» скважины и выполнила 2D сейсмические исследования по профилям общей протяженностью 1153 км. Обработка сейсмических данных ожидается в первом квартале 2012 года. Компания Линк Энерджи (Linc Energy) сообщила, что это «часть работ по определению потенциала нового региона разработки углеводородов».

**Petzet A. *World's frontier basins beckon exploration* /Oil & Gas Journal, May 17, 2010. p. 34-37.**

Петзет А. «Перспективные бассейны мира, ждущие освоения».

*Сланцевый газ, бассейн Купер (Cooper basin).*

Компания Бич Энерджи Лтд. (Beach Energy Ltd.) из Аделаиды планирует бурение первых скважин на востоке Австралии с главным целевым объектом в виде сланцевого газа. Эта компания намеревается получить промышленный газ из ее первого пилотного проекта в 2011 году. Скважина Холдфаст-1 (Holdfast-1) забурена в июле на участке PEL-218 в бассейне Купер (Cooper), а вторая скважина будет забурена в 20 км к юго-востоку на том же самом лицензионном участке (tenement) на юго-востоке Южной Австралии.

В компании Бич (Beach) сообщили, что скважины Холдфаст (Holdfast) будут расположены в центральной части грабена Наппарамерри (Napparamerri), который является одним из нескольких районов Австралии, где мощные, находящиеся под аномально высоким пластовым давлением (зона АВПД), с большим содержанием органического вещества сланцы находятся на глубинах, которые делают их экономически привлекательными для разработки на сланцевый газ.

Опыт США свидетельствует, что стоимость получаемого сланцевого газа может меняться в очень широких пределах в зависимости от геологической среды и наличия «sweet spots» (сладких пятен, конфеток), таких как то, которое было выбрано компанией в центральной части грабена, и которое может обеспечить большие объемы относительно дешевого газа, который вполне конкурентоспособен с другими источниками газа.

Успех в этом первом проекте бурения на сланцевый газ может привести к установлению газовых ресурсов регионального значения с долгосрочным потенциалом доступа на множественный домашний и экспортные рынки, сообщила компания Бич (Beach).

Компания Бич (Beach) является оператором на участке PEL-218 пермского совместного предприятия с 90 % участием, а компания Аделаида Энерджи Лтд. (Adelaide Energy Ltd.) имеет 10 %.

***Великобритания***

**Cuadrilla has large shale gas find in UK /Oil & Gas Journal /Oct. 3, 2011, p. 10.**

*«Компания Квадрилла (Cuadrilla) открыла огромные залежи сланцевого газа в Соединенном Королевстве».*

Компания Квадрилла Рисорсиз (Cuadrilla Resources) оценивает наличие 5,7 трлн. м<sup>3</sup> геологических ресурсов природного газа в районе ее исследований на лицензионном участке в сланцевом бассейне Боулэнд (Bowland) на северо-западе Англии.

Исполнительный директор компании Квадрилла (Cuadrilla) Марк Миллер (Mark Miller) сообщил, что его компания имеет так же много газа на квадратную милю в Боулэнде (Bowland) как и в успешных сланцевых полях (плеях) Северной Америки, добавив, что компания Квадрилла (Cuadrilla) обнаружила почти в четыре раза больше газа, чем это ожидалось до настоящего открытия.

Однако, компания также констатировала, что оценка в 5,7 трлн. м<sup>3</sup>, о которой она сообщила, не была подтверждена независимыми экспертами, является «предварительной» и не может составлять сертифицированные ресурсы.

Компания Квадрилла (Cuadrilla) сообщила, что ее оценка основана на ее собственных расчетах по результатам двух скважин, пробуренных к настоящему времени и ранее полученным (историческим) данным по трем 10-15 – летней давности скважинам, пробуренным компанией Бритиш Гэс (British Gas). Третья скважина сейчас находится в бурении.

Оценка компании распространяется на 437 квадратных миль лицензионной территории, расположенной между городами Блэкпул (Blackpool) и Престон (Preston). Породы сланцевой формации Боуленд (Bowland) залегают на глубине 3050 м ниже поверхности. Далее он сообщил, что необходимы исследования и инвестиции, чтобы подтвердить оценки геологических запасов (gas-in-place) и оценить ту их часть, которая может быть извлечена.

«В следующие 18 месяцев компанией Квадрилла (Cuadrilla) будут пробурены 5-7 исследовательских скважин, которые позволят решить: возможна или нет перспектива коммерческой добычи в бассейне Боуленд (Bowland),»-сообщили в компании. Аналитик Клаудио Манн (Claudia Mahn) из компании HIS Global Insight, который назвал оценку компании Квадрилла (Cuadrilla) «будоражащей ум», сообщил, что оценка компанией геологических ресурсов значительно превосходит все предыдущие прогнозы для ресурсов сланцевого газа в Великобритании.

«Геологическая служба Великобритании предполагает национальный потенциал ресурсов нетрадиционного газа только в объеме 0,15 трлн. м<sup>3</sup>, и на фоне открытия компании Квадрилла (Cuadrilla) некоторые из крупнейших газовых месторождений будут выглядеть карликами» – сказал Манн (Mahn).

Сообщение компании Квадрилла (Cuadrilla) вызвало рост спекуляций на тему того, что Великобритания может вторично достичь самообеспечения по газу. Страна потеряла возможность самообеспечения в 2004 году, в результате постоянного сокращения производства газа в Северном море.

Тим Яо (Tim Yeo), председатель парламентского комитета по энергетическим вопросам приветствовал сообщение компании Квадрилла (Cuadrilla) в качестве очень хорошей новости и более заманчивым, чем он мог предположить. Яо (Yeo) не видит практических и законодательных (регулирующих) оснований, препятствующих разработке сланцевого газа в Великобритании.

Разведка в бассейне Боуленд (Bowland) на 75 % осуществляется на средства компании Квадрилла (Cuadrilla), а остальная часть интересов принадлежит компании АЛ Люкас (AJ Lucas).

**Selley R.C. UK shale-gas resources – Petroleum Geology Conference series /Oil & Gas Journal /Dec. 12, 2010.**

Селли Р.К. «Ресурсы сланцевого газа Соединенного Королевства».

Газ, выделяемый из богатых органическим веществом сланцев может быть биогенного и термогенного происхождения с матричной проницаемостью около 0,001 Дарси. При коммерческой добыче его приток увеличивается путем создания трещин, природных или искусственных.

Сланцевый газ имеет высокую теплотворную способность (с. 1200 btu), и обычно является «мокрым», с содержанием этана более 10 %. После проведения первого гидроразрыва и «выброса» на устье скважины давление стабилизируется на уровне 300-500 psi (21-35 атм) с дебитом притока между 1,43-2,85 тыс. м<sup>3</sup>/сут. и снижением дебита притока на 10 % в год. Одна скважина на сланцевый газ может обеспечить количество энергии, необходимое для школы, больницы или жилого комплекса на десятилетия. Экономическая выгода от производства сланцевого газа слишком мала, чтобы представлять коммерческий интерес для крупных энергетических компаний, но является значимой для США, где разведка и добыча такого рода топлива может преуспевать для производства в масштабах коттеджей.

Разведка сланцевого газа требует использования кое-чего из традиционных нефтяных исследований и полностью отличается по технологии, как в отношении генезиса углеводородов, сейсмических исследований, бурения и завершения скважин.

Почти 20 лет назад было высказано предположение, что, по аналогии с США, Соединенное Королевство может обладать значительными запасами сланцевого газа. Это было предсказано на основании допущения, что сланцевый газ является только результатом термального созревания сланцев, обогащенных органическим веществом. В последующем было признано, что сланцевый газ может образовываться метанопродуцирующими бактериями, развивающимися в породах, обогащенных органическим веществом, независимо от возраста и термальной истории и особенно, как результат постгляциального быстрого притока вод.

Подобное происхождение существенно увеличивает ресурсы сланцевого газа Британии, делая перспективными любые трещиноватые и богатые органическим веществом сланцы.

Потенциал Британской сланцево-газовой нефтяной системы включает термально незрелый складчатый пояс каледонид, нижнекаменноугольные термально зрелые сланцевые бассейны Северной Англии и Срединной Долины (Midland Vally) Шотландии. Юрские (лейас, оксфорд и кммеридж) глины могут иметь значительный потенциал для термогенного и биогенного сланцевого газа. Небольшой потенциал на биогенный сланцевый газ могут иметь более скудные нижнемеловые Вилден (Wealden) и эоценовые (Лондон Клэй, London Clay) формации Южной Англии.

### *Польша*

**Poland Baltic shale gas evaluation advancing /Oil & Gas Journal /Oct. 3, 2011, p. 10, 12.**

*«Оценка сланцевого газа на Балтийском побережье Польши делает успехи».*

Компания 3-Leg Resources PLC завершила исследования двух скважин на сланцевый газ, в которых встречены новые сланцевые интервалы в польской части Балтийского бассейна (синеклизы), в то время как польское подразделение компании Талисман Энерджи (Talisman Energy) забурило ее первую скважину.

Компания 3-Leg сообщила, что ее скважина Лебен LE-2Н (Lebien LE-2Н), давшая газ с преобладанием азота, сократила приток с 62,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 8 сентября до 14,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут уже 13 сентября. Эта компания подключила скважину к трубе-выкиду и скважина продолжала фонтанировать азотом, вынося частички воды с потоком газа, который возрос от начальных 10,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут до 12,86-14,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 25 сентября, когда было извлечено 15 % воды, закачанной при гидроразрыве, прежде чем скважина была задавлена (закрыта) для дальнейшего изучения.

Интерпретация данных ГИС (каротажа) после многостадийного гидроразрыва показывает, что в каждой из 13 стадий гидроразрыв распространяется только на часть резервуара, но не на весь резервуар. Эта компания планирует пересмотреть технологию гидроразрыва с фокусированием внимания на улучшении исполнения гидроразрыва в будущих скважинах.

Эта скважина достигла двух ключевых ее целей: в получении и поддержании объема газовой продукции и получении критически важных данных для бурения и технологии стимуляции притока в будущих скважинах.

Скважина Ваблино LE 1Н (Warblino LE-1Н) компании 3-Leg, расположенная в 25 км к западу от скв. Лебен LE-2Н (Lebien LE-2Н), достигла конечной глубины 3 222 м и вскрыла изолированный более глубокий интервал в дополнение к интервалам, встреченным в скважинах Лебен LE-1 (Lebien LE-1) и Лебен LE-2Н (Lebien LE-2Н).

Скважина Ваблино (Warblino) имела второй ствол, пробуренный в горизонтальном направлении в этом более глубоком интервале. После бурения 1246 м горизонтального ствола сланцы имели сильные газопоказания, но до того, как была достигнута запланированная конечная глубина, в скважине возникли проблемы со

стабильностью ствола и бурение горизонтального ствола было прекращено до перебуривания данного интервала.

Новый горизонтальный ствол был пробурен до 3844 м измеренной длины с 500 м горизонтальным участком, более коротким, чем первоначально планировалось, чтобы сократить риск проблем со стволом скважины. Началось осуществление программы стимуляции.

Тем временем, компания Талисман (Talisman) забурила скважину Левино 1G2 (Lewino-1G2) на концессионном (лицензионном) участке Гданьск-W (Gdansk-W), сообщил партнер компании Сан Леон Энерджи PLC (San Leon Energy PLC). Скважина Левино (Lewino) имеет целью исследование потенциала нетрадиционного сланцевого газа в нижнесилурийских, ордовикских и верхнекембрийских отложений и является первой в программе бурения из трех скважин. Другие две скважины будут пробурены на лицензионных (концессионных) участках Бранево (Branievo) и Сжавно (Szcawno).

### *Аргентина*

**ExxonMobil takes Argentina Shale farmout** /Oil & Gas Journal, Sept 5, 2011, p.10.

*«ЭксонМобил начинает заниматься аргентинскими сланцевыми ресурсами».*

Компания ЭксонМобил Эксплорейшен Аргентина SKL (ExxonMobile Exploration Argentina SKL) и подразделение компании Америкас Петрогаз Инк. (Americas Petrogas Inc.) из Калгари, будут исследовать и, возможно, разрабатывать в пределах принадлежащих этой канадской компании на правах аренды блоках Лос Толдос (Los Toldos) площадью 163 500 акров в западной части бассейна Невкин (Neuquen) в Аргентине нефть и газ в сланцах.

Компания Америкас Петрогаз (Americas Petrogas) сообщила, что четыре блока вдоль поднятия Чихудос (Chihuidos) находятся «в благоприятном положении относительно других недавних открытий сланцевых нефти и газа в формации Вака Муэрта (Vaca Muerta)». Эта компания является оператором и предполагает забурить первую скважину в четвертом квартале 2011 года. Потенциальными вторичными целями являются традиционные и другие нетрадиционные формации.

ЭксонМобил (ExxonMobile) выделило финансирование в размере 53,9 млн. долларов для разведочной фазы и позднее 22,4 млн. долларов, если партнеры перейдут к фазе разработки. Обе эти суммы, включают налоги. Усилия сконцентрированы в блоках 1 и 2 Лос Толдос (Los Toldos).

ЭксонМобил (ExxonMobile) будет иметь 45 % участия, Америкас Петрогаз (Americas Petrogas) еще 45 %, остальные 10 % составляет участие государственной компании Гэс и Петрол дел Невкин (Gas y Petroleo del Neuquen). Компания ЭксонМобил (ExxonMobile) будет обеспечивать техническое участие.

Компания Америкас Петрогаз (Americas Petrogas) имеет пять других блоков в западном сланцевом коридоре бассейна Невкин (Neuquen), включая блок Наукалера (Naucalera) южнее блоков Лос Толдос (Los Toldos), где недавно пробуренная и обсаженная скважина пересекла 457,3 м сланцев формации Вака Муэрта (Vaca Muerta).

В опубликованных докладах, Управления энергетической информации США, перечисляются риски, связанные с оценкой извлекаемых ресурсов в 240 трлн.куб. футов (7 трлн. м<sup>3</sup>) газа для сланцев Вака Муэрта (Vaca Muerta) в этом бассейне (JGJ Online, Apr. 18, 2011).

В компании Америкас Петрогаз (Americas Petrogas) сообщили, что юрско-раннемеловые сланцы Вака Муэрта (Vaca Muerta), один из двух главных нефтегазоматеринских комплексов пород в этом бассейне, занимает 8500 квадратных

милей при глубине от 1677,5 м до 4270 м и толщиной на отдельных участках до 710 м с характеристиками, как представляется, подобными тем, что у сланцев в бассейнах Игл Форд (Eagle Ford), Хайнесвилл (Haynesville) и Хорн Ривер (Horn River) в Северной Америке.

### *Финляндия*

**Цветкова Н.Л. Возможный генезис метана в палеопротерозойском черносланцевом комплексе района Оутокумпу, Финляндия.** Тезисы докладов на XIX Губкинских чтениях «Инновационные технологии прогноза, поисков и разведки скоплений УВ и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России». 22-23 ноября 2011 г. Москва. *РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Geological Survey of Finland. Special Paper 51. «Outokumpu Deep Drilling Project 2003-2010».* Edited by Ilmo Kukkonen, 2011. 252 p).

В 2004-2005 годах ФГУП «НПЦ «Недра» (г. Ярославль), в счет погашения долга СССР, пробурил в Финляндии скважину **Оутокумпу R-2500** с непрерывным отбором керна. Ныне это самая глубокая скважина Финляндии (2516 м). Все работы в процессе бурения: отбор керна и шлама, ГИС, испытания пластов выполнены российскими специалистами. Комплексная обработка материалов бурения, а также продолжавшиеся 4 года после завершения бурения исследования ствола скважины осуществлялись в основном финскими специалистами. Результатом работ стало издание на английском языке отчета (Geological Survey of Finland. Special Paper 51. Outokumpu Deep Drilling Project 2003-2010. Edited by Ilmo Kukkonen, 2011. 252 p). В настоящей работе все ссылки с номерами страниц относятся к данному изданию.

Скважина Оутокумпу R-2500 пробурена в сложно построенной (с шарьяжами) пограничной Ладожско-Ботнической зоне между неогархейской протоплатформой (возраст стабилизации 2500 млн. лет) к северо-востоку и надвинутыми на протоплатформу более молодыми островодужными образованиями свекофенского подвижного пояса к юго-западу (возраст 2000-1800±50 млн. лет). В разрезе этой пограничной зоны выделяются два основных комплекса пород.

Нижний (сариолийско-ятулийский чехол протоплатформы) автохтонный комплекс с возрастом 2,5-2,1 млрд. лет слагают базальные аркозы, конгломераты, кварциты, скарновые породы и черные сланцы, имеющие характеристики мелководных осадков. Эти образования пересечены основными по составу дайками.

Верхний (калевийские образования рифтовой структуры на внешней границе протоконтинента) аллохтонный комплекс слагают турбидитовые граувакковые породы с горизонтами черных сланцев (возраст 1,92 и 1,9 млрд. лет), образовавшиеся в глубоководной морской бескислородной среде.

Согласно Peltonen et al. (2008) и Laucowa-Ruskeeniemi (2011, p. 236) надвигообразование калевийского комплекса с юго-запада на неогархейскую протоплатформу к северо-востоку происходило 1,90 млрд. лет назад.

Разрез скважины Оутокумпу R-2500 характеризует только породы аллохтона. Верхние 2 км разреза скважины состоят из слюдяных сланцев с подчиненным количеством биотитовых гнейсов, хлорит-серицитовых сланцев, черных сланцев (Рис. 60) и горнблендит-эпидотовых сланцев. В интервале 1314-1515 м слюдяные сланцы заключают ранее неизвестную часть пород ассоциации Оутокумпу (серпентиниты, скарны, кварцевые породы, сульфидные руды). С глубины 1650 м и далее вниз слюдяные сланцы интродуцированы пегматитовыми гранитами, которые ниже глубины 2001 м преобладают (Рис. 61).

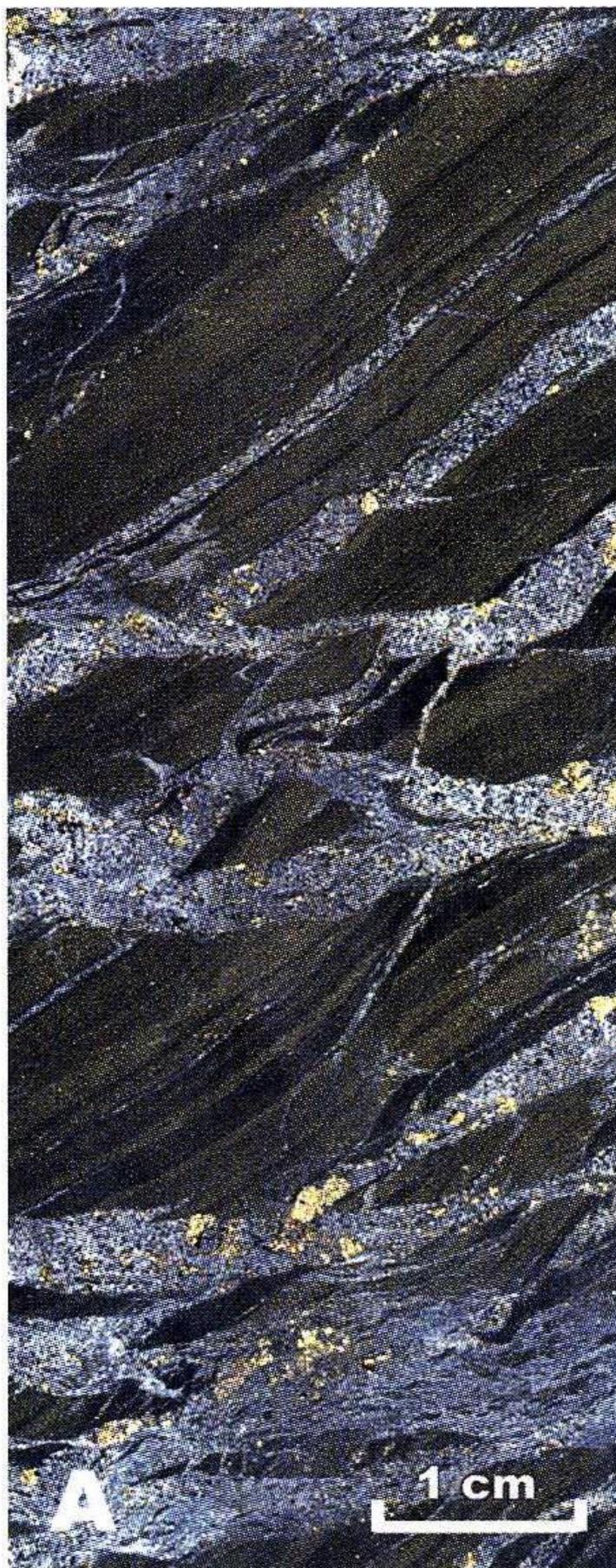


Рис. 60. Слоистые черные сланцы, рассеченные кварц-сульфидными жилами.  
Cu-Co-Zn-Mn рудная залежь Talvivaara (район Kainuu, в 150 км севернее Оутокумпу)

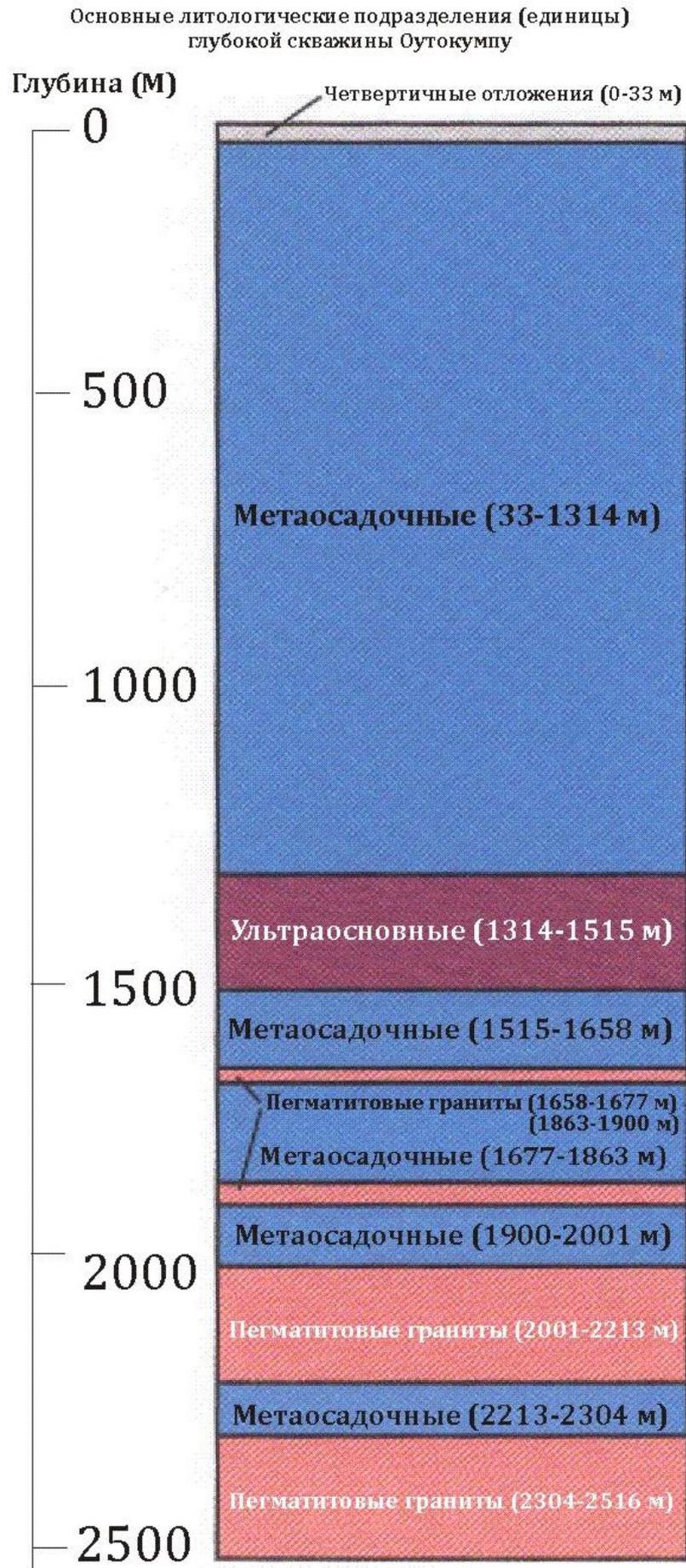


Рис. 61. Основные литологические подразделения скважины Оутокумпу R-2500

Генезис ассоциации Оутокумпу в течение десятилетий является предметом дискуссий. Многие полагают [Västi, 2011. P. 29], что первоначально ассоциация Оутокумпу представляла фрагменты мантийных перидотитов, подвергшихся гидротермальному и метасоматическому изменению. По этим причинам серпентинитовые скарны и кварцевые породы обычно содержат концентрации редких и рассеянных элементов, очень подобные пиролитам, то есть первичному недифференцированному субстрату верхней мантии. В начальной фазе островодужного этапа развития фрагменты мантии испытывали тектоническое перемешивание (возможно, неоднократное ?) с вмещающими осадочными образованиями.

Региональный метаморфизм палеопротерозойских пород постепенно возрастает в направлении с востока на запад, так что восточнее Оутокумпу максимальные значения температуры составляют 500 °С, а к западу и югу от Оутокумпу они достигают 700 °С, определяя мигматизацию слюдяных сланцев [Västi, 2011. P. 21] и смену серпентинитовых минералов (антигорит – на востоке, хризотил - на западе).

В отношении формирования углеводородных газов наибольший интерес представляют горизонты черных сланцев, органическое вещество которых в значительной степени графитизировано. В наиболее исчерпывающем исследовании черных сланцев района Оутокумпу, выполненном E. Peltola (1960), по составу исходных осадков выделяются три типа таких пород: аргиллитовые, известковистые и аренитовые (песчаниковые).

*Аргиллитовые черные сланцы* – слюдястые, похожи по химическому составу на первично глинистые осадки.

*Известковистые черные сланцы* обогащены амфиболом-тремолитом.

*Песчаниковые черные сланцы* обогащены кварцем, возможно, они в качестве тонких слоев присутствуют в переходных зонах между черными сланцами и кварцевыми породами ассоциации Оутокумпу.

В целом, все осадочные породы, содержащие более 1 % как органического углерода, так и серы, рассматриваются исследователями Оутокумпу в качестве черных сланцев. Мощность слоев изменяется от 0,1 до 13 м. Черные сланцы обычно являются гетерогенными, тонко- и грубозернистыми, гранобластовыми-нематогранобластовыми, полосчатыми или слоистыми по текстуре и черные или темно-серые по цвету (см. Рис. 51). Отмечается, что известковистые черные сланцы обнаружены в скважине ниже ассоциации Оутокумпу, а «обычные» черные сланцы, за исключением одного горизонта в интервале 1573,15-1577,05 м, находятся выше нее (см. Рис. 52).

Органическое вещество графитистых пород состоит из нерастворимой (кероген) и битумоидной частей (Табл. 12). В скважине Оутокумпу R-2500 нерастворимая часть значительно преобладает (93,9-97,0 %), в то время как содержание битумоидов было определено в диапазоне 0,12-0,24 % (битумоид «А», хлороформенный) и 0,34-1,93 % (битумоид «С», спирто-бензольный), соответственно. Концентрация битумоида «С» в изученных образцах была в 2-14 раз выше, чем для битумоида «А». Это является характерной особенностью метаосадочных графитистых пород в докембрии Балтийского щита [Сидоренко, 1991]. Наивысшие концентрации битумоида «С» были установлены на глубине 1509-1849 м. Битумоид «С» рассматривается в качестве сингенетического осадконакопленню породы, и он является более неподвижным в сравнении с битумоидом «А», который сильно мигрирует в зависимости от протекающих геологических процессов [Korchagina & Chetverikova, 1980; Taran et al, 2011. P. 222].

Преобладание алифатических и кислородсодержащих групп в структуре битума предполагает сапропелевое происхождение органического вещества. Особенности в распределении  $C_{org}$  и химические изменения в составе битума по разрезу керна могут быть интерпретированы как свидетельство различных источников и, возможно, переотложения органического вещества [Taran et al. 2011. P. 219].

Таблица 12.

Состав органического вещества графитсодержащих пород  
глубокой скважины Оутокумпу R-2500 [Taran et al, 2011. p.223]

Глубина, м	Породы	C <sub>орг</sub> , %	Нерастворимая часть, %	Битумоид «А», %	Битумоид «С», %
926,65	Кварцито-сланцы графит-мусковит-серицитовые	2,67	95,37	0,18	0,34
926,75	Кварцито-сланцы графит-мусковит-серицитовые	1,42	96,42	0,12	0,41
1296,1	Сланцы тремолит-биотит-графитовые	7,43	96,14	0,19	0,73
1319,3	Кварцито-сланцы биотит-графитовые	8,35	96,57	0,13	0,57
1324,6	Кварцито-сланцы биотит-графитовые, сфен содержащие	2,03	95,57	0,21	0,40
1326,2	Скарны диопсид-тремолитовые с сульфидами и графитом	14,62	96,40	0,14	0,45
1451,1	Сланцы мусковит-биотит-графитовые	16,10	96,22	0,16	0,39
1496,4	Кварцито-сланцы тремолит-графитовые	10,25	97,04	0,18	0,68
1509,8	Сланцы тремолит-графит-биотитовые, сфен содержащие	10,07	95,49	0,18	1,23
1513,4	Кварцито-сланцы биотит-графитовые, сфен содержащие	8,68	93,83	0,14	1,90
1725,0	Сланцы тремолит-графит-биотитовые, сфен содержащие	9,41	94,33	0,18	1,34
1776,8	Кварцито-сланцы тремолит-биотит-графитовые	8,65	95,39	0,14	1,07
1848,7	Сланцы биотит-тремолит-графитовые, сфен содержащие	11,15	96,06	0,17	1,27
2222,3	Кварцито-сланцы биотит-графитовые, тремолит и сфен содержащие	9,10	94,54	0,20	0,96
2247,2	Кварцито-сланцы биотит-графитовые, тремолит и сфен содержащие	14,41	94,92	0,24	1,93

Принято считать, что главным источником палеопротерозойского органического вещества служили цианобактериальные маты (сине-зеленые водоросли) и что максимальная температура для сохранения органического вещества не должна быть выше 250-300 °С. Тем не менее, в литературе сообщалось о небольших количествах экстрагированных из растворов органических веществ из регионально метаморфизованных пород, испытавших высокую температуру до 550 °С [Price & De Witt, 2001; Schwab et al, 2005].

Метаморфическая эволюция углеродистого вещества включает структурные изменения, что связано с расщеплением (крекингом) более сложных углеводов [Price & De Witt, 2001], в конечном итоге приводящее к формированию или почти чистого графита при высокой степени метаморфизма, или насыщению вторичным графитом из флюидов при снижении температуры. Накопление органического вещества в районе Оутокумпу имело место до или приблизительно в то же самое время, как и внедрение офиолитов, что предполагает существенную активность флюидов [Taran et al. 2011. p. 225].

Высокая концентрация  $C_{\text{орг}}$  (до 16 %) в образцах керна из скважины Оутокумпу предполагает, что жизнь была обильной и условия были благоприятны для сохранения органического углерода в осадках. Органическое вещество, возможно, сохранялось в восстановительных (без кислорода) условиях, поскольку количество атмосферного кислорода в палеопротерозое было много ниже, чем в настоящее время. В принципе, не исключена возможность синтеза органического вещества при внедрении фрагментов мантийного вещества и его серпентинизации на морском дне, или что оно было эпигенетическим. Однако, присутствие керогена и битума в графитсодержащих породах, так же как и изотопный состав углерода в графите говорят в пользу сингенетического происхождения углеводов [Taran et al. 2011. p. 226].

Гидравлические испытания на приток флюидов выполнялись приблизительно с 500 м интервалом в интервалах разреза 40-70 м. Стабильный изотопный состав ( $\delta^{2}\text{H}$  и  $\delta^{18}\text{O}$ ) в минерализованных пластовых флюидах свидетельствует о том, что они не являются метеорными водами, но, возможно, являются результатом длительного взаимодействия вода- порода. Проведенные исследования показывают различие водных тел, изолированных в трещиноватых зонах с минимальными гидравлическими связями [Ahonen et al, 2011. p.151].

При гидрогеологическом изучении скважины Оутокумпу R-2500 притоки из водоносных горизонтов находились в диапазоне 89-1300 м<sup>3</sup>/сут., а содержание растворенных газов от 99 до 900 миллилитров на литр [Ahonen et al., 2011, p. 156]. Визуально пластовая вода на устье скважины вела себя как шампанское при вскрытии бутылки.

Образец с глубины 957-997 м рассматривается в качестве наиболее представительного для глубины отбора пробы, поскольку вклад бурового раствора был ничтожным (Табл. 13). В 2009 году была проведена долговременная откачка трещинных вод из изолированного пакерами интервала скважины 960-972 м. В течение 4-х недель было получено 5,8 м<sup>3</sup> пластового флюида (по 165 литров в сутки). Существенных изменений в составе воды в течение откачки не наблюдалось. Единственное исключение – снижение концентрации **Mg**, что, вероятно, свидетельствует о смешении в процессе бурения с богатой **Mg** водой из более глубоких уровней скважины. Непрерывный контроль показал стабилизацию всех параметров воды через неделю откачки: значения ЕС, рН, растворенный кислород и т.д. [Ahonen et al, 2011. p.164]. Из этой пробы была экстрагирована объемная газовая фаза (900 мл/литр).

Образец с глубины 1458-1507 м был смесью пластовой воды и буровой жидкости. Для этого интервала минерализация пластовых вод (1,8 г/л) была примерно на 20 % выше минерализации использовавшегося бурового раствора (1,5 г/л), взятого непосредственно перед отбором пробы. Основываясь на низком содержании кислорода, воздушная

контаминация представляется невозможной. Совокупность этих обстоятельств позволяет полагать, что полученный результат близок к истинному составу растворенного газа опробованного интервала [Ahonen et al, 2011. p.156].

Таблица 13.

Состав газовой фазы, экстрагированной из образцов пластовой воды «in situ» с глубины 957-997 м и 1458-1507 м [Ahonen et al., 2011,p. 156].

Глубина, м	Объем газа, миллилитр/литр									Всего, мл/л
	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	Ar	He	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	
957-997	299	15,4	0,4	0,09	2,4	11,6	560	7,8	0,19	900
1458-1507	86	0,78	1,4	0,04	1,1	0,35	9,0	0,11	0,004	99

Две пробы, отобранные из интервалов 957-997 м и 1458-1507 м, содержали газовую фазу «in situ», т.е. соответствующую по составу трещинным флюидам с ненарушенными условиями. Газовая фаза образца с глубины 957-997 м характеризовалась преобладанием метана (60,2 %), а газовая фаза образца с глубины 1458-1507 м была с отчетливым преобладанием азота (86 % всего объема газа). В обоих пробах наблюдается относительно высокая концентрация гелия. Аналогичные высокие концентрации аргона трудно интерпретировать, поскольку аргон использовался при очистке пробоотборника. В отношении содержания водорода сомнения связаны с его выделением при коррозии железа обсадных и бурильных труб. Увеличение концентрации стронция с фактором 2,25 также указывает на пластовую воду [Ahonen et al, 2011. p.157].

Изотопный состав водорода и кислорода для пластовых вод глубокой скважины Оутокумпу значительно отличается от изотопного состава метеорных вод, которые просачиваются с поверхности и образуют современные близповерхностные грунтовые воды [Ahonen et al, 2011. p.162].

Поскольку речь идет о пластовых водах глубокометаморфизованных пород центральной части Балтийского щита с возрастом более 1,9 млрд. лет, то присутствие значимого количества природного углеводородного газа – метана требует объяснения. В данной конкретной ситуации прямое применение закономерностей нефтегазовой геологии рифей-фанерозойских осадочных пород представляется невозможным. Тем не менее следует признать факт, что черносланцевые палеопротерозойские толщи Финляндии характеризуются обилием растворенных в пластовых водах газов, и обычно с преобладанием метана. Изотопный состав метана показывает вклад как абиогенного, так и микробиологического источников [Ahonen et al, 2011. p.152].

По мнению автора настоящего раздела библиографического обзора, в данном случае можно предположить присутствие нетрадиционного биогенного сланцевого газа, типа разрабатываемого плей Антрим в США. Действительно, количество растворимых битумоидов (А+С), по разрезу скважины Оутокумпу R-2500 колеблется от 0,5 % до более чем 2 % (см. Табл. 9). Согласно микробиологическим анализам плотность микробных клеток в рассматриваемой скважине изменяется от 10<sup>5</sup> клеток на миллиметр (ml<sup>-1</sup>) у поверхности до 10<sup>-3</sup> ml<sup>-1</sup> на глубине 2350 м. Несколько специализированных групп метанобразующих *archaea*, которые принадлежат к *phylum Euryarchaeota*, присутствуют по всему разрезу скважины Оутокумпу. [Itävaara et al, 2011. p. 200].

В процессе геотермических исследований скважины Оутокумпу получены детальные данные о температурном градиенте, термальной проводимости и плотности теплового потока. Установлены значительные вертикальные вариации этих параметров. Так, плотность теплового потока увеличивается от 28-32 mWm<sup>2</sup> в верхних 1000 м скважины до 40-45 mWm<sup>2</sup> на глубине, превышающей 2000 м. Такое изменение по вертикали обусловлено холодным климатом оледенения Weichselian в период 90 000-10 000 лет назад. [Kukkonen et al, 2011. P. 181].

Можно предположить, что формирование биогенного сланцевого газа в палеопротерозойских сланцевых толщах района Оутокумпу и, возможно, Финляндии в целом, осуществляется в последние 10 тысяч лет. Ускорение этого процесса может быть связано со снятием ледниковой нагрузки, декомпрессией верхней части земной коры, появлением зон открытой трещиноватости и поступлением в них богатых кислородом вод.

### *Тунис*

**North Africa gets First shale gas frac job** /Oil & Gas Journal /Sept. 6, 2010, p.10-12.

*«Северная Африка выполняет первые работы по гидроразрыву пластов для сланцевого газа».*

По сообщению компании Сигам Энерджи (Cygam Energy), Калгари, первые операции по гидроразрыву пластов резервуара сланцевого газа в Северной Африке были выполнены в начале 2010 года на месторождении Эль Франиг (El Franig) на западе Центрального Туниса в бассейне Гхадамес (Ghadames). Специалисты компании Перенко (Perenco, Paris) закачали 45 тонн керамического песка в нижнеордовикские кварциты Хамра (Hamra) на глубине 4 000 м в скважине № 1 на месторождении Эль Франиг (El Franig). Эта работа привела к открытию по меньшей мере 152,5 м трещин. В компании Перенко (Perenco) сообщили, что результатом первичных испытаний стало удвоение дебита газа до 286 тыс. м<sup>3</sup>, с возможностью дальнейшего увеличения в каждой скважине при проведении подобных операций.

Позднее другая работа по гидроразрыву была выполнена в скважине № 15 в сланцевой формации силурийского возраста, в основном в газонасыщенные породы Таннезафт (Tannezuft) на глубине 3 950 м, в которые было закачано 600 м<sup>3</sup> воды, насыщенной тонким песком, и создана густая сеть микротрещин.

Компания Сигам Энерджи (Cygam Energy), работающая по лицензии в Суд Тозур (Sud Tozeur) заканчивает детальную сейсмическую интерпретацию в восточной части лицензионного участка непосредственно севернее месторождения Эль Франиг (El Franig). Сейсмические материалы показывают присутствие одной структуры с традиционным и нетрадиционным потенциалом силурийских и ордовикских пород непосредственно севернее месторождения и несколько других структур на лицензионном участке.

Участок Суд Тозур (Sud Tozeur) имеет площадь 4320 км<sup>2</sup> вблизи границы с Алжиром. Компания Сигам (Cygam), имеющая 100% интересов в лицензионном участке Суд Тозур (Sud Tozeur), будет сокращать свою долю до 89 %, включая 7,7 % акций на свободную продажу для одного партнера, участвующего в совместном венчурном предприятии, и заслуживающего внимания для работ на лицензионном участке в качестве полноценного бурового исполнителя.

**Pioneer Test Silurian oil in southern Tunisia** /Oil & Gas Journal. Nov. 1, 2010, p.10.

*«Компания Пайониэ (Pioneer) получила силурийскую нефть в Южном Тунисе».*

Компания Пайониэ Нейчерал Рисорсиз Ко., Даллас (Pioneer Natural Resources Co., Dallas) завершила испытание трех скважин в Южном Тунисе во втором и третьем кварталах 2010 года и планировала пробурить две оценочные скважины в конце 2010 года. Скважины Эль Бадр-3 (El Badr-3) и Черок-2 (Cherouq-2) в Черок (Cherouq) концессии и скважина Мона-1 (Mona-1) по разрешению на геологоразведочные работы в Анагуид (Anaguid) совместно дали 1600 тонн в сутки (возможность добычи 584 тыс. тонн в год) нефти из силурийских песчаников.

Компания Пайониэ (Pioneer) называет Мона-1 (Mona-1) силурийским открытием, которое открывает ряд возможностей для изучения в Анагуид (Anaguid). Ожидалось, что продукция из всех этих трех скважин поступит на рынок в начале 2011 года. В компании Пайониэ (Pioneer) сообщили о продаже 100 % нефти из месторождений Черок (Cherouq) и Анагуид (Anaguid).

В компании сообщили, что успешные результаты испытаний в значительной степени являются результатом поинтервальной 3D сейсмической переобработки, при которой были идентифицированы три участка разведочного бурения и дополнительный ресурсный потенциал. После получения этих материалов запланирована проходка двух оценочных скважин, а будущие планы для Туниса будут объявлены позднее, сообщили в Пайониэ (Pioneer). Эта компания также сообщила, что обнаруженный потенциал ордовикских пород, а также горючих сланцев будет оцениваться в этом районе и другими операторами. Как ожидается, две запланированные оценочные скважины позволят увеличить продукцию в Тунисе до 1270-1430 тонн/сут. (или до 463,6-522,0 тыс. тонн в год) в начале 2011 года.

Компания Пайониэ (Pioneer) является оператором с 50 % интересом в участке Черок (Cherouq) и будет иметь 30 % интересов в рабочей концессии для участка Анагуид (Anaguid). Тунисская государственная компания ЕТАР будет иметь 50 % интересов в обеих концессиях, а компания Медко (Medco) будет владеть 20 % участия в концессии Анагуид (Anaguid).

### **Бразилия**

**Fabiano Sayao Lobato. Shale gas, oil, minerals processing offer synergies in Brazils Amazon basin /Oil Gas Journal, Mar. 7, 2011. P. 54-67.**

*Лобато Ф.С. «Переработка сланцев на газ, нефть и минералы обеспечивает синэнергетический эффект в бассейне Амазонки в Бразилии».*

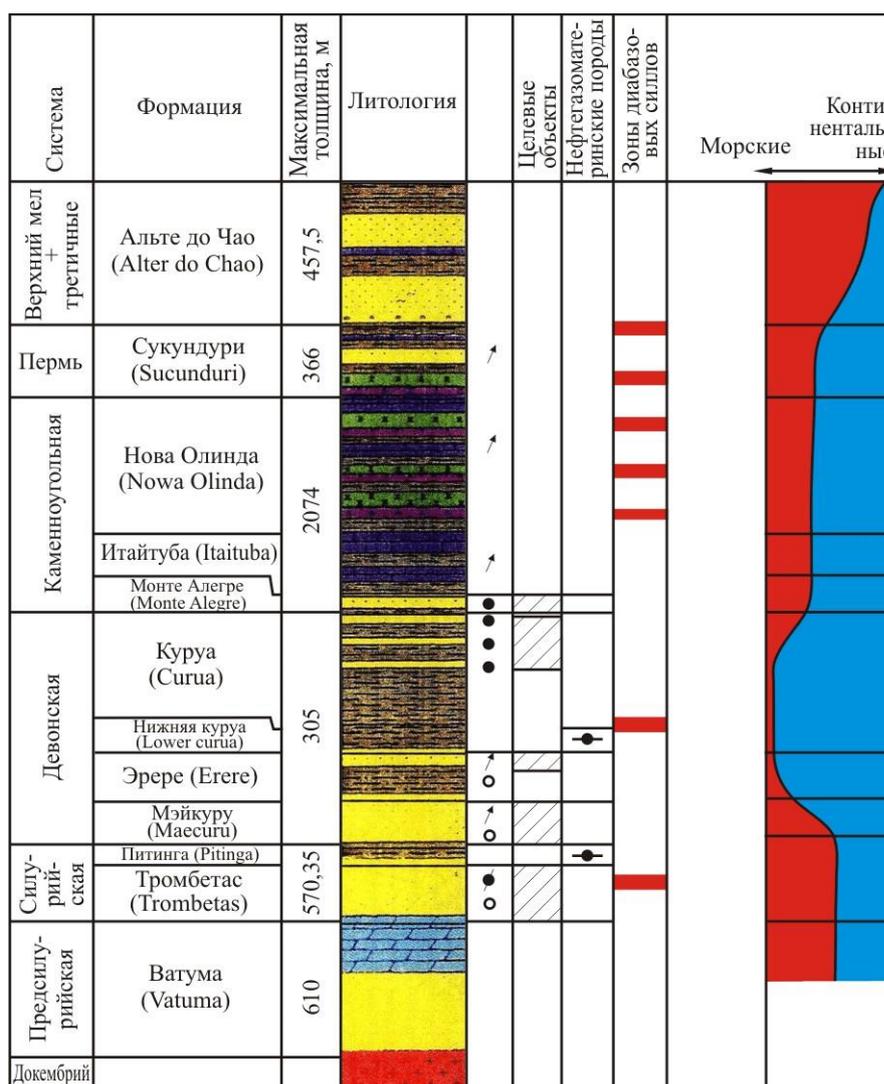
Амазонский регион Бразилии содержит углеводороды и минеральные ресурсы мирового значения, и использование углеводородов для добычи этих минеральных ресурсов может стать основой для обеспечения экономического развития. Потенциал как углеводородов, так и минералов огромен, даже при том, что регион исследован незначительно. Амазонские осадочные бассейны полностью покрыты тропическими джунглями, которые также распространяются на север в докембрийский Гвианский щит, а на юг до докембрийского Бразильского щита.

Основной нефтегазоматеринской породой в Амазонских бассейнах является толща Баррейринха (Barreirinha) девонской формации Нижняя Куруа (Lower Curua) и толща Питинга (Pitinga) силурийской формации Тромбетас (Trombetas) (Рис. 62, табл. 14). Толща Баррейринха (Barreirinha) залегает на глубинах до 3300 м и имеет толщину около 152,5 м, а толща Питинга (Pitinga) залегает на глубине до 3702,7 м и имеет толщину также до 152,5 м.

В скважине RCM-1, пробуренной дочерней компанией Шелл Ойл Ко. Пектен Интернейшенел Ко. (Shell Oil Co's Pecten International Co.) в 1982 году на расстоянии около 63 миль к юго-западу от г. Манауса, общее содержание органического углерода (ТОС) достигает 15 %.

В Верхнеамазонском бассейне, так же как и на большей части Нижнеамазонского бассейна толща Питинга (Pitinga) обладает повышенным уровнем катагенеза. Обе вышеупомянутые нефтегазоматеринские толщи подстилают 544 тыс. км<sup>2</sup> в Среднем и Нижнеамазонском бассейнах и 296 тыс. км<sup>2</sup> в Верхнеамазонском бассейне. С октября 1984 года в Амазонских бассейнах пробурено множество поисковых скважин. Основное количество скважин концентрируется на разрабатываемых месторождениях Джуруа

(Jurua) и Уруку (Urucu) Верхнеамазонского бассейна и в районе юго-восточнее г. Манаус в Верхнеамазонском бассейне.



Источник: Oil & Gas Journal./Mar.7,2011.p.55

Рис. 62. Стратиграфия Бразильского Средне-Амазонского бассейна

Таблица 14.

Стратиграфический разрез Средне-Амазонского бассейна в Бразилии

Система	Формация	Максимальная толщина, м	Нефтегазопоказания
Верхний мел+ третичные	Alter do Chao	457,5	
Пермь	Sussunduri	366	
Карбон	Nova Olinda Itaituba Monte Alegre	В сумме 2074	*
Девон	Curua L. Curua Erere Maecuru	В сумме 305	* * * *
Силур	Pitinga Trombetas	В сумме 570,35	* *
Досилурийские	Vatuma	610	

Стратиграфическая скважина Нова Олинда (Nova Olinda) была пробурена в 1953-1955 годах в центре Среднеамazonского бассейна на правом берегу р. Мадейра, в 100 милях юго-восточнее г. Манауса. Эта скважина дала 2381 т/сут высококачественной легкой нефти и дала надежду на новые открытия, поскольку она находилась более чем в 1000 милях от ближайшего района нефтедобычи в Венесуэле.

Геологическая информация из скважин позволяет выявить очень перспективные нефтяные системы с нефтегазоматеринскими породами мирового класса с необходимыми уровнями зрелости (катагенеза). Основная проблема заключается в малом количестве пород-резервуаров (коллекторов).

В районе Джуруа (Juruá) породы, эквивалентные формации Монте Алегре (Monte Alegre), продуцируют в основном газ, несмотря на то, что они менее погружены, чем в районе Уруку (Urucu), который продуцирует нефть, конденсат и газ. Объяснение этому заключается в том, что в районе Джуруа (Juruá) силлы диабазов триасового и юрского возраста находятся ближе к слоям нефтегазоматеринских пород (источников), чем в районе Уруку (Urucu).

В Верхнеамazonском бассейне ресурсы оцениваются в 114 млрд. м<sup>3</sup> газа и 80 млн.т. нефти. Добывается 2,3 млн. т нефти и 1,7 млрд. м<sup>3</sup> газа. Газ используется на электростанции в г. Манаус после транспортировки его по 410-мильному газопроводу, введенному в строй 26 ноября 2009 года.

На южной границе Амазонского осадочного бассейна в обнажениях толщи Баррейринха (Barreirinha) формации Нижняя Куруа (Lower Curua) девонского возраста отмечаются нефтеносные сланцы.

На нефтяном месторождении Уруку (Urucu) накопленная добыча составляет около 40 млн.т. нефти с параметром 59° gravity и низким содержанием серы. Нефть была открыта в 1970-х годах, а добыча началась в 1982 году. Некоторое количество добываемого газа первоначально закачивалось в пласт с целью повысить энергию резервуара, но большая его часть сжигалась в факелах. В наши дни газ генерирует электроэнергию на станции в г. Манаус и вдоль линии газопровода.

По сообщению компании Петробраз (Petrobras) в одной из ее скважин обнаружена газосодержащая формация толщиной 12 м на глубине 1650 м в 200 км восточнее г. Манауса, столицы штата Амазонка. После проведения необходимых работ по испытанию получен приток газа 700 тыс. м<sup>3</sup>/сут с небольшим количеством конденсата. Площадь газоносного поля не менее 20 км<sup>2</sup>, его ресурсы 8 млрд. м<sup>3</sup>, извлекаемые запасы 6 млрд. м<sup>3</sup>.

Компания Хай Резолюшен технолоджи ойл энд гэс (High Resolution Technology (HRT) Oil & Gas) в 2009 году приобрела концессию на территорию 12,1 млн. акров, полностью или в виде частей 21 блоков, окружающих районы Уруку (Urucu) и Джуруа (Juruá) в Верхнеамazonском бассейне. Эта компания объявила о проведении там масштабных сейсмической и буровой программ.

## 10. ПРИМЕРЫ СЛАНЦЕВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ РОССИИ

### 10.1. Рифейские сланцы Московской синеклизы

**Цветкова Н.Л.** *Сланцевые УВ Среднерусского и Московского авлакогенов* /Тезисы докладов на XIX Губкинских чтениях «Инновационные технологии прогноза, поисков и разведки скоплений УВ и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России». 22-23 ноября 2011 г. Москва.

В течение нескольких десятилетий в пределах Московской синеклизы выделялись три потенциально нефтегазоносных комплекса: верхневендско-нижнекембрийский, среднекембрийско-нижнесилурийский, девонско-нижнекаменноугольный. Для каждого из этих комплексов описывались прямые признаки нефтегазоносности, ожидалось открытия средних и мелких залежей УВ. Ну как, например, можно было сомневаться в перспективности образований редкинской свиты верхнего венда, которые имеют региональное распространение и характеризуются повышенным содержанием органического вещества и подвижного битума «А». В отдельных пачках сланцеватых глин редкинской свиты на 1 м<sup>3</sup> приходится до 200 кг органического вещества. Содержание органического углерода в этих глинах достигает по весу 1,56 % в Редкинской, 5,86 % в Павлово-Посадской, 5,4 % в Поваровской, 7 % в Торопецкой, 8,7 % в Вязьмской скважинах [Островский, 1970].

Однако бурение почти полутора сотен глубоких скважин не дало положительных результатов ни для одного из вышеперечисленных потенциально нефтегазоносных комплексов. Приходится с сожалением констатировать, что залежей нефти и газа в верхневендских и палеозойских отложениях Московской синеклизы просто не существует.

При детальном исследовании Rb-Sr систем глинистых пород Московской синеклизы установлено, что есть некоторый критический рубеж, выше и ниже которого такие системы четко различаются. Например, в группе из пяти Гаврилов Ямских параметрических скважин (Ярославская область), в которых рифейские отложения не установлены, а кристаллический фундамент вскрыт на глубине 2704-2784 м) такой рубеж обнаруживается на глубине около 2400 м. По мнению проводивших исследование авторов [Виноградов и др., 2005] этот рубеж разделяет перспективную и бесперспективную на нефть и газ части геологического разреза, а его появление обусловлено девонским этапом геохимического преобразования осадочных отложений.

Рассмотрим имеющиеся факты в отношении УВ потенциала более древних рифейских отложений в центре Европейской части России (Рис. 63). По данным М.И. Островского (1970) прямые нефтегазопроявления по керну и в глинистом растворе в рифее зарегистрированы в Рязано-Саратовском авлакогене в районе с. Пачелма (Пензенская область), в Среднерусском авлакогене в районе городов Данилов (Ярославская область) и Солигалич (Костромская область).

В Пачелмском районе рифейские песчаники, пропитанные нефтью были вскрыты скважинами № 1, 2 и 3 бис на Воронской структуре в интервале глубин 905-1176 м.

На Даниловской площади в скважине № 1 (1968 г., кровля рифея 2923 м) в интервале 3125-3130 м наблюдались пузырьки газа, пленки нефти. Выше по разрезу рифейских пород (инт. 3083-3090, 2972-2982, 2960-2966 м) получены притоки минерализованной воды, насыщенной газом, дебитом 0,15-0,7 м<sup>3</sup>/сут.

В Солигаличской скважине № 2 (1968 г., кровля рифея 2156 м) с глубины 3838-3839 м поднято 70 см нефтенасыщенного серого рыхлого песчаника.

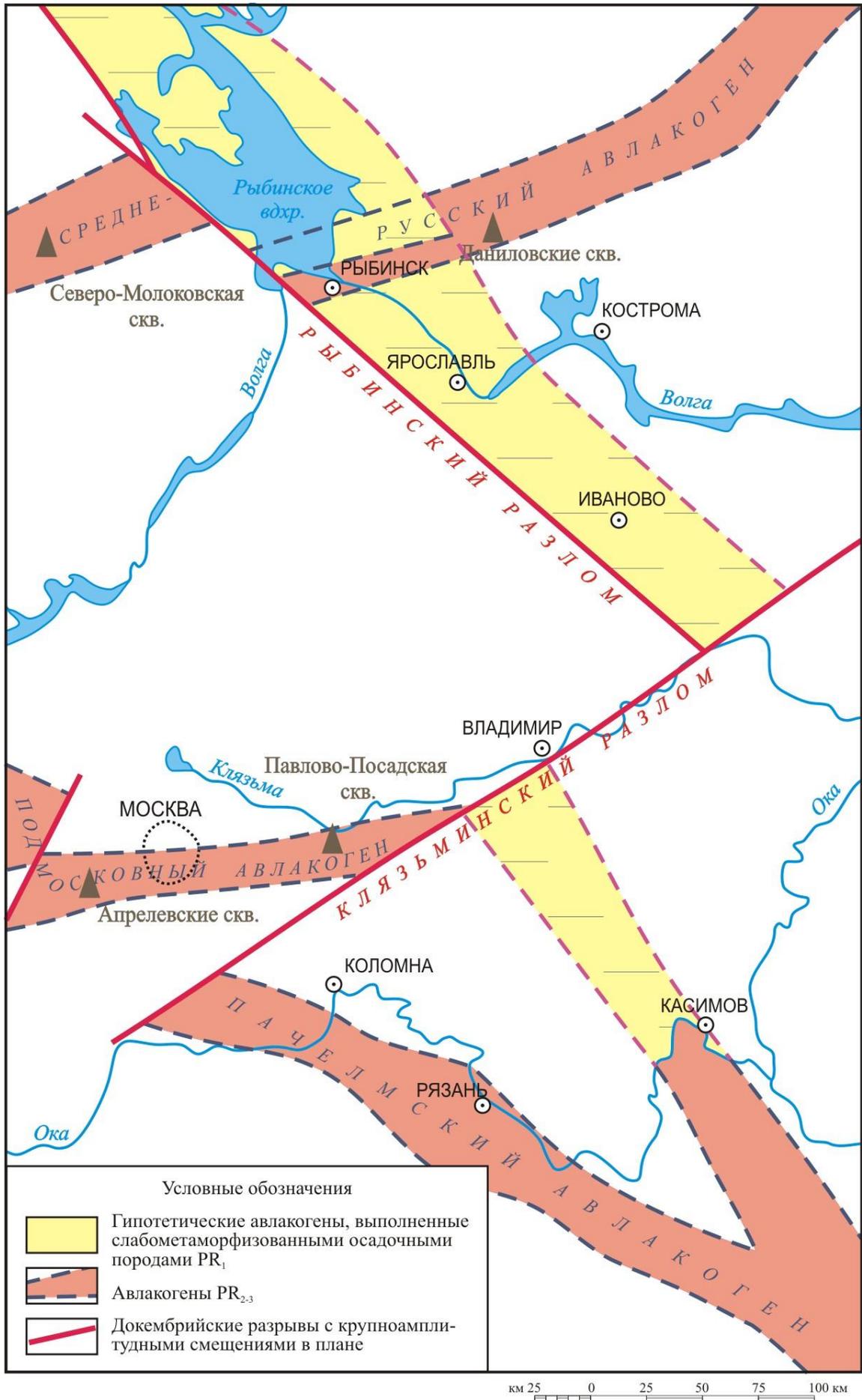


Рис. 63. Схема авлакогенов Центральной части Русской плиты

В Павлово-Посадской скважине в восточной части Московского авлакогена (1969 г, кровля рифея 1770 м) в интервале 2163-2175,7 м установлено высокое содержание органического углерода, достигающее 8-10 %.

Среди скважин, вскрывших наибольшую мощность рифейских отложений, для Московского авлакогена следует отметить Павлово-Посадскую (забой 4780 м, вскрытая мощность рифея 3015 м), а для Среднерусского авлакогена - Рослятинскую (забой 4552 м, вскрытая мощность рифея 2705 м), Солигаличскую (забой 3865 м, вскрытая мощность рифея 1709 м), Северо-Молоковскую (забой 3313 м, полный разрез рифея мощностью 1437 м в интервале 1748-3185 м) (Рис. 55).

**Московский авлакоген.** Рифейские образования наиболее детально изучены в группе Апрельских скважин в его западной части и в Павлово-Посадской скважине на востоке (Рис. 64).

**Апрелевские скважины.** По имеющимся данным [Государственная геологическая карта... , 2001] в Теплостанском грабене с максимальной глубиной залегания поверхности кристаллического фундамента до 2,8 км рифейские отложения изучены группой Апрельских скважин: параметрической (№ 12), разведочными № 43 (Р-1), № 44 (Р-4). В Апрельской параметрической скважине (1974 г.), общей глубиной 2228 м рифейские отложения вскрыты в интервале 1630-2062 м (толщина 432 м). Рифейский разрез представлен ритмичным чередованием тонких слоев песчаников, алевролитов и аргиллитов. При проходке разведочной скважины № 44 (Р-4) из интервала 1800-1805 м было извлечено 2 м аргиллитов темно-серого цвета с достаточно высоким содержанием органического вещества (1,03-1,06 %), имеющих в свежем изломе резкий нефтяной запах. Выделенные из глин УВ имеют особенности, характерные для органического вещества и нефтей рифей-вендских отложений Восточной Сибири.

**Павлово-Посадская параметрическая скважина** (1969 г., проходка по рифейским отложениям в инт. 1770-4780 м). Стратиграфическое расчленение этой скважины с течением времени существенно менялось [Еремина и др., 1971; Баженова и др., 1994; Клевцова, 2000]. По мнению А.А. Клевцовой (2000) верхнерифейский разрез скважины состоит из бологоевской (1770-2007 м) и чухломской (2007-2051 м) свит, а среднерифейский ее разрез слагают вологодская (2051-3668 м) и оршанская (3668-4780 м) свиты.

По данным А.А. Клевцовой (2000) особенностью Павлово-Посадского разреза является то, что это единственный разрез в центре Русской плиты, где в интервале 2051-4780 м прослеживается среднерифейский цикл I порядка мощностью более 2729 м. Верхняя часть этого цикла – вологодская серия (инт. 2051-3668 м) имеет двучленное строение:

**Нижняя часть (814 м)** сложена аргиллитами и алевролитами с прослоями песчаников и изредка известняков. Аргиллиты алевролитисто-песчаные, коричневые, темно-коричневые, темно-серые и темно-зеленовато-серые до черных, крепкие, с раковистым изломом, комковатого строения, изредка с заметной горизонтальной слоистостью. Встречаются аргиллиты с тонкими (до 1 мм) прослойками алевролита, известняка и нитевидными прожилками органического вещества. В обломочном материале алевролитов преобладают кварц и полевые шпаты, в небольшом количестве – обломки кремнистых пород. По характеру тяжелой фракции эта толща вологодской серии резко отличается от залегающей ниже оршанской свиты появлением граната.

**Верхняя толща (803 м)** образована частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с редкими прослоями известняков в нижней ее части. Аргиллиты темно-серы до черных, зеленовато-серые, иногда коричневые, со слюдой на плоскостях напластования. Темная окраска аргиллитов обусловлена обильной примесью пирита и органического вещества, содержание которого достигает 10 %. Известняки темно-серые и серовато-бурые. В породах верхней толщи количество граната в тяжелой фракции увеличивается.

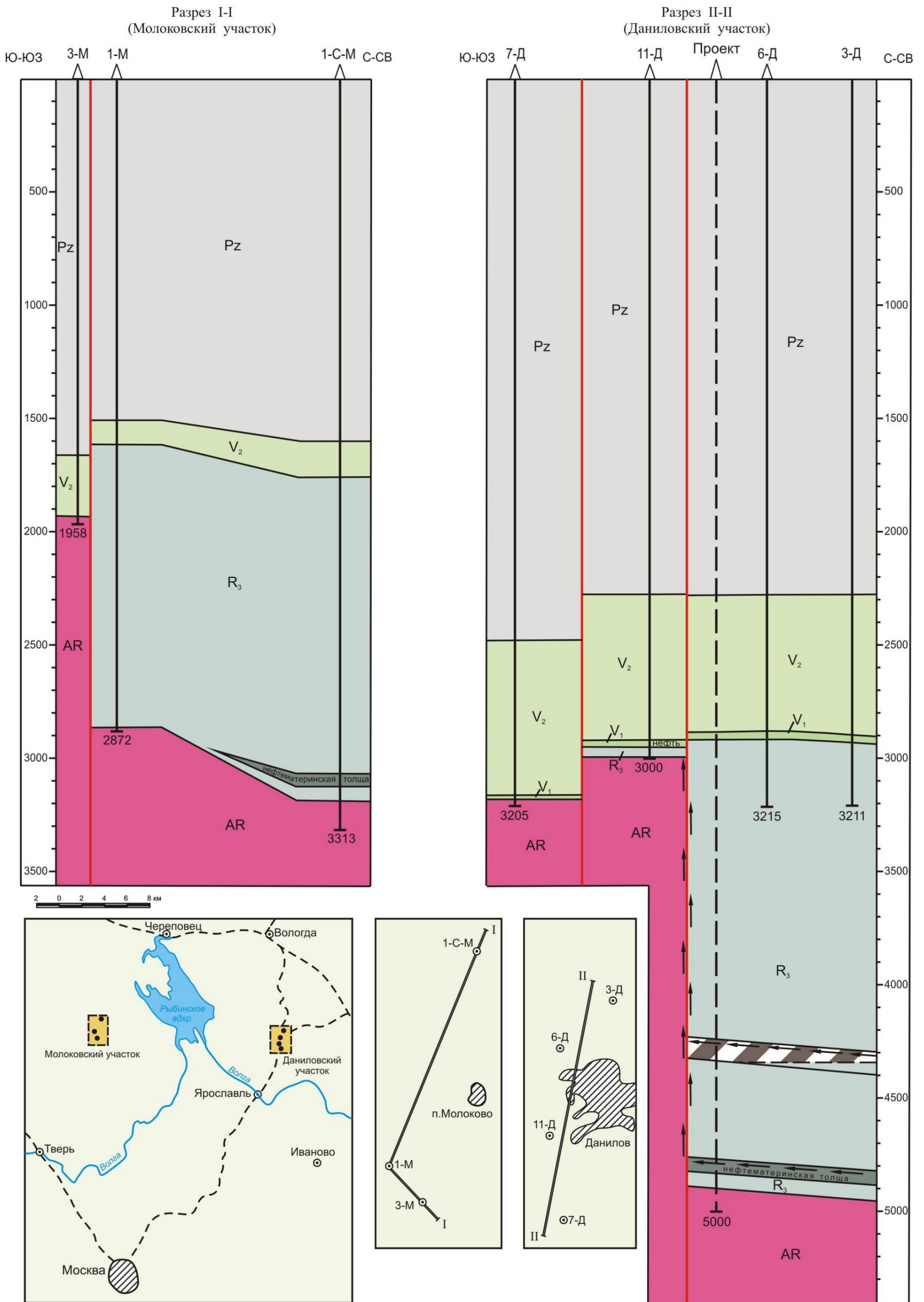


Рис. 64. Геологический разрез южного борта Среднерусского авлакогена: I-I Молоковский участок, II-II Даниловский участок

Детальное геохимическое изучение пород Павлово-Посадской скважины проводилось на кафедре горючих ископаемых МГУ им. М.В. Ломоносова О.К. Баженовой с соавторами (1994). По данным этих авторов (стратиграфическое расчленение отличается от принятого А.А. Клевцовой) наиболее перспективными являются темноокрашенные породы, формировавшиеся в восстановительных условиях, – отложения некоторых пластов среднерифейской жуковской свиты (4 горизонта в интервале 2818,9-2992,7 м), а также верхнерифейских кудиновской (4 горизонта в интервале 2633,6-2861,7 м) и ореховской (5 горизонтов в интервале 2285,6-2607,3 м) свит.

Содержание  $C_{орг}$  в отдельных горизонтах таких породах достигает 4-6 %, хотя в целом концентрации органического углерода в аргиллитах не превышают 0,2-0,4 %. В жуковской свите следует отметить горизонт толщиной 3,5 м (инт. 2909,4-2912,9 м), в кудиновской свите горизонт толщиной 3,6 м (инт. 2633,6-2637,2 м), в ореховской свите присутствуют пять горизонтов толщиной от 4 до 6 м каждый (2601,6-2607,3 м; 2550,4-2554,8 м; 2489,4-2494,4 м; 2359-2365 м; 2285,6-2289,6 м). Величина битумоидного коэффициента в рифейской глинистой толще редко превышает 2 % и мало изменяется в зависимости от колебаний  $C_{орг}$ .

Повышенный нефтематеринский потенциал докембрийских отложений Павлово-Посадской скважины подтверждается результатами пиролиза по методу Rock-Eval. Генетический потенциал по данным пиролиза ( $S_1+S_2$ ) указанных прослоев имеет повышенные значения, максимальные до 5,5 г/УВ на кг породы отмечается в верхнерифейских аргиллитах (по стратиграфической разбивке А.А. Клевцовой это все следует относить к среднему рифею). В рифейских породах Павлово-Посадской скважины водородный индекс (НИ), являющийся показателем качества ОВ, в целом невысокий – 45-150 г/кг с максимальными значениями до 250 граммов углеводов на килограмм органического вещества. Степень реализации генетического потенциала ОВ в рифейских отложениях изменяется в пределах от 0,4 до 0,6, что является показателем далеко не полной реализации нефтематеринского потенциала этих отложений.

**Среднерусский авлакоген.** Рифейские образования наиболее детально изучены в Северо-Молоковской параметрической скважине (Тверская область), а единственное нефтепроявление (предположительно нефть мигрировала из рифейских пород) изучено в группе скважин на Даниловской площади (Ярославская область) (см. Рис. 55).

**Северо-Молоковская параметрическая скважина** (1998 г., гл. 3313 м, рифейские отложения в инт. 1748-3185 м, производственные отчеты: [Комарницкий и др., 1999, Цветков и др., 2001]). Для нижней части рифейского разреза (пачка II, инт. 3060-3174 м, отбор керн в инт. 3077-3084 м и 3157-3164 м) характерно частое переслаивание очень плотных серых слабоалевритистых, хлорит-гидрослюдисто-слюдисто-каолинитовых аргиллитов и мелко-среднезернистых плохосортированных или разномерных гравелистых полевошпат-кварцевых олигомиктовых и аркозовых карбонатных песчаников, реже алевролитов. Слоистость волнистая и горизонтально-линзовидная, иногда крупная пологая косая.

По данным геохимического изучения [Фрик и др., 2000] образцов керн из верхней части этой пачки на глубине 3077-3084 м выявлены обогащенные органическим веществом прослои аргиллитов со средним содержанием РОВ 0,39 % (максимальное до 0,77-0,83 %  $C_{орг}$ ,  $\beta_{хл}$  до 22 %). Битуминозность пород превышает фоновые значения почти на порядок, сумма битумоидов, извлеченных в хлороформе и в спирто-бензольной среде увеличивается до 0,08%. В групповом составе хлороформенных битумоидов содержание углеводов достигает 56 %, причем на насыщенные углеводороды приходится 50 %. По данным инфракрасной спектроскопии битумоиды, экстрагированные из аргиллитов нефтематеринской толщи, окислительными процессами затронуты слабо. Газово-жидкостно-хроматографическим анализом выявлены относительно повышенные значения легких углеводородов бензиновой фракции  $C_{5-9}$ . Содержание n-алканов возрастает до 53,68 %, значение отношения алифатических изопреноидов к n-алканам уменьшается до 0,08 %.

Рассчитанная по биомаркерным параметрам зрелость битумов в витринитовом эквиваленте соответствует значениям  $R^0=0,56\pm 0,02\%$  (верхи зоны «нефтяного окна»). Близкие значения получены и по результатам определения максимальной температуры пиролитической деструкции рассеянного органического вещества ( $T_{\max}$ ), выполненного методом термо-масс-спектрометрии и методом Rock-Eval. Значения  $T_{\max}$  в пределах 423-436 °С (среднее  $431\pm 5$  °С), что соответствует подстадии мезокатагенеза МК<sub>1</sub>. Минимальная величина генерационного потенциала ( $S_1+S_2$ ) – 3,74 мг углеводородов на 1 г породы. Н<sub>1</sub> варьирует в пределах 197-585 (среднее 345), ОР<sub>1</sub> – 0,13.

Такие нефтегазоматеринские рифейские породы Северо-Молоковской скважины, выходящие из ГЗН (МК<sub>3</sub>), вероятно могли служить источником миграционных битумоидов и газообразных УВ для всей рифейской толщи. Мощность среднепродуктивных нефтематеринских пород ориентировочно составляет 55 м. Небольшие зоны микроаккумуляции зафиксированы (XII пачка) при изучении образцов керн алевролитов кровли рифейской толщи в инт. 1755-1767,5 м ( $\beta_{\text{хл}}$  до 10 %), а также в песчаниках в инт 1904-2284 м (IX – XI пачки).

#### Скважины Даниловской площади.

С 1967 по 1983 годы на Даниловской площади было пробурено 12 глубоких скважин общим объемом 36 814 м. Большинство скважин (9 из 12) оказались за пределами авлакогена и вскрыли кристаллический фундамент на глубине от 2994 м до 3214 м. В пределах авлакогена были пробурены три скважины (Даниловские № 3, 6, 8), которые не достигли фундамента, причем максимальное углубление их в рифейский комплекс не превысило 300 м (см. Рис 64).

В 1968 году в скв. № 1 (забой 3179 м, кровля рифея 2923 м) при испытании пласта нижневендского песчаника в интервале 2898-2905 м был получен слабый приток воды с пленкой нефти и свободно выделяющимся на устье УВ газом. Нефть уд. веса 0,7911, малосернистая (до 0,39 %), малопарафинистая (0,21 %).

В 1971 году в скважине № 4 (забой 3128 м, рифей в инт. 2939-3044 м) было установлено единственное проявление нефти в Московской синеклизе – Даниловское. В 1982 году рядом со скважиной-первооткрывательницей была пробурена скв. № 11 (забой 3000 м, рифей в инт. 2945-3000 м, эксплуатационная колонна до глубины 2986 м), которая подтвердила наличие непромышленного скопления нефти в основании вендских отложений. В 1998 году скважина № 11-Даниловская была восстановлена, в ней были проведены дополнительные испытания в колонне и выполнен комплекс работ по интенсификации притока флюида (методы гидрокавитации и силовых волн). При испытании нижневендских отложений в интервале 2935,4-2936,4 м получена вода плотностью 1,18 г/см<sup>3</sup> с пленкой нефти (12 л нефти) дебитом 0,69 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1284 м. После применения методов интенсификации дебит воды увеличился до 0,92 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1124 м, а объем полученной нефти увеличился до 132 литров. Нефть легкая, зеленовато-бурого цвета, плотностью 0,806 г/см<sup>3</sup>. Нефть высокого качества: выход бензиновой фракции до 200 °С – 25,79 %, содержание серы – 0,09 %, парафина 2,67 %. Вязкость при 20 °С равна 5,02 мм<sup>2</sup>/с, а при 50 °С – 2,84 мм<sup>2</sup>/с. Температура застывания ниже минус 17 °С, а начала кипения плюс 49 °С. В групповом составе отбензиненной нефти преобладают метаново-нафтеновые УВ (до 58,48 %).

При испытании интервала 2923,2-2924,2 м получен приток воды плотностью 1,14 г/см<sup>3</sup> дебитом 1,8 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1252 м без признаков нефти.

Нижневендские песчаники, испытанные в интервале 2935,4-2936,4 м, имеют пористость 9 % (по ГИС). По керну открытая пористость 6,4-10,6 %, общая пористость от 8,8 до 12,6 %. Проницаемость песчаника по напластованию 0,3-1,1 фм<sup>2</sup>, а вкрест напластования не более 0,3 фм<sup>2</sup>. Глинистость – 14 %.

По всей видимости, Даниловское нефтепроявление связано с горизонтом нижневендских осадочных пород, который за пределами авлакогена залегает

непосредственно на кристаллическом фундаменте, а внутри авлакогена является пограничным образованием между рифеем и вендом. По сейсмическим данным [Спецгеофизика, 1994-95 гг. Профиль II-II] Даниловское нефтепроявление расположено над тектоническим ограничением южного борта рифтовой структуры (авлакогена) широтного простираия, поперечником 35-40 км (Рис. 65). Под верхневендско-фанерозойским осадочным чехлом в авлакогене залегает толща осадочных пород среднего и верхнего рифея мощностью не менее 2 км, а общая мощность нижнее-средне-верхнерифейских отложений может достигать 4 км.

Таким образом, в рифейских разрезах Среднерусского и Московского авлакогенов выделяется несколько уровней повышенных концентраций ОБ, на которых нефтематеринские породы характеризуются повышенным генетическим потенциалом. Значительная часть этого потенциала еще не реализована; степень преобразованности отложений рифея не превышает уровень «нефтяного и газового окна». Анализ положения нефтегазоматеринских образований рифейского возраста относительно кровли рифея показывает, что в Среднерусском авлакогене (Северо-Молоковская скважина) они расположены примерно на 1300-1350 м ниже, а в Московском авлакогене (Павлово-Посадская скважина) такие горизонты залегают ниже на 515-1220 м. Отсюда (по аналогии с Северо-Молоковской скважиной) можно сделать вывод что в районе Даниловских скважин нефтегазоматеринская толща залегает на глубине порядка 4250-5000 м (бурением не вскрытой), и именно с такой глубины нефть мигрировала по зоне разлома, образующей южный борт авлакогена, в песчаники основания вендского разреза (Даниловское нефтепроявление).

Многолетний опыт поисков нефти и газа в Московской синеклизе, а также данные описания керна нефтегазоматеринских горизонтов Северо-Молоковской и Павлово-Посадской параметрических скважин позволяет высказать предположение, что в УВ потенциал Среднерусского и Московского авлакогенов следует связывать с нетрадиционными ресурсами сланцевой нефти и сланцевого газа.

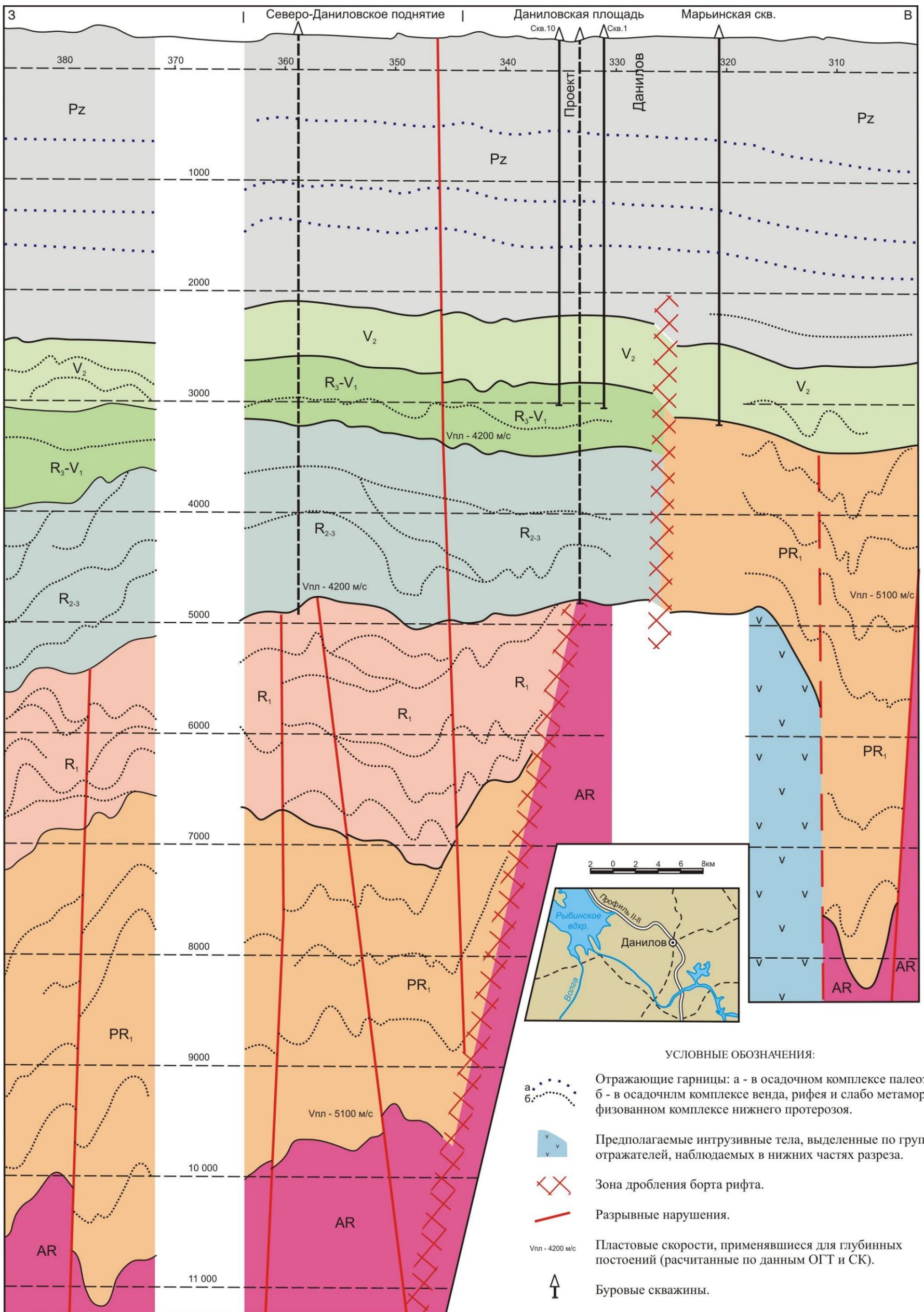
## **10.2. Рифейские и кембрийские сланцы Аяно-Майского прогиба (вблизи Охотского моря)**

**Государственная геологическая карта Российской Федерации.**  
Масштаб 1:200 000. Серия Майская. Лист О-53-Х (Усть-Юдома)  
Москва. 1998 г.

**Геология СССР. Том XIX. Хабаровский край** и Амурская область. Полезные ископаемые. Москва «Недра», 1976 г.

В северной части Хабаровского края в гористой местности бассейна среднего и верхнего течения р. Мая находится малоизвестная нефтегазоносная провинция, для которой предлагаются различные названия: Аяно-Майская, Преддзугджурская и др. В орографическом отношении данная территория площадью порядка 100 тыс. км<sup>2</sup> заключена между Алданским нагорьем и хребтами Становым, Джугджур, Сетте-Дабан. В геологическом отношении это значительно тектонизированный краевой прогиб восточного склона Алданского щита, ограниченный с востока наложенной структурой Охотско-Чукотского вулканического пояса.

Возможно строительство 200 км автомобильной или железной дороги и нефтепровода, связывающих потенциальные районы разработки УВ с глубоководным нефтеналивным терминалом на берегу моря. Географические условия в долинах рек Улкан – Тогонах – Северный Уй и наличие перевала в хребте Джугджур высотой не более 600-700 м вполне благоприятны.



[ГНИП «Спецгеофизика» с/п 1 / 94-95. Николаева В.И., Кунчеров В.А.]

Рис. 65. Фрагмент сейсмогеологического разреза по профилю II-II

По данным картирования земной поверхности геологический разрез рассматриваемой территории слагают (снизу вверх):

*Средний рифей* – тоттинская, малгинская и ципандинская свиты общей мощностью до 1350 м;

*Верхний рифей* – кумакинская, мильканская, нельканская, игниканская, кандыкская, устькирбинская свиты суммарной мощностью до 2530 м;

*Венд* - аймская и устьюдомская свиты общей мощностью 360 м;

*Кембрий* (нижний и средний) – пестроцветная, иниканская и чайская свиты мощностью 130 м.

Во внутреннем строении данной нефтегазоносной провинции при движении с запада на восток можно выделить [Геологическая карта..., 1999]:

- платформенную зону с пологим залеганием слоев чехла и глубиной залегания кристаллического фундамента не более 1500-2000 м;

- фронт Нельканского надвига субмеридионального простирания со сложной дислоцированностью крутопадающих пород;

- складчато-надвиговую зону Нельканского (Преджугджурского) прогиба с неясной природой фундамента, залегающего на глубинах более 4-5 км.

Вблизи южной границы территории кристаллический фундамент в виде эродированного ядра Ингилийского купола выходит на поверхность.

В осадочном чехле платформенной зоны северо-восточного склона Алданского щита выделяются два структурных яруса, разделенных региональным предвендским (предюдомским) перерывом в осадконакоплении. Нижний структурный ярус образован терригенными карбонатными формациями, верхний – преимущественно карбонатными формациями.

В складчато-надвиговой зоне Нельканского прогиба (согласно некоторым авторам - Нельканской краевой чешуйчато-надвиговой зоне) выведены на поверхность самые древние в районе терригенные породы тоттинской свиты среднего рифея, а в верхнем рифее выше отложений кандыкской свиты выделяется неизвестная в чехле Алданского щита мощная (до 600 м) усть-кирбинская свита алевролитов. Сопоставимая мощность отложений нижнего яруса осадочно чехла увеличивается от 340 м на склоне Алданского щита до 1960 м в зоне Нельканского (Преджугджурского прогиба), т.е. почти в 6 раз. Разница в мощности вендских осадков незначительна (соответственно 290 и 360 м), а общая мощность нижнекембрийских пестроцветной и иниканской свит несколько сокращается от 100 м на окраине Алданского щита до 80 м в Нельканском прогибе.

Структуру Нельканского (Преджугджурского) прогиба определяют протяженные субмеридиональные надвиги, сопровождающиеся вытянутыми вдоль них узкими моноклиналиями.

Нельканский надвиг отделяет краевую чешуйчато-надвиговую зону от северо-западных склонов Алданского щита. Плоскость надвига наклонена на восток под углом 30-40°; в северной части района она выполаживается до 20°. В основании разреза висячего крыла в южной части района выходят алевролиты тоттинской свиты, севернее – глинистые известняки малгинской свиты; азимут падения слоев на восток – 85-95°, угол 10-18°. В поднадвиговой зоне картируются узкие «вздернутые» блоки; они, как правило, сложены доломитами усть-юдомской свиты и известняками пестроцветной и иниканской свит, слои которых наклонены к западу, угол до 30°.

Кирбинская моноклираль на крайнем востоке территории сложена преимущественно вендско-среднекембрийскими карбонатными толщами и подчеркивается стратоизогипсами основания аймской и пестроцветной свит. Слои наклонены на восток под углом не более 10°.

Формирование осадочного чехла платформы началось в прогибе, заложившемся в начале позднего протерозоя. В это время накапливается карбонатно-терригенная толща нижнего структурного яруса чехла. В конце позднего рифея происходит общее

воздымание территории. После длительного перерыва в осадконакоплении происходит новое опускание территории, и накапливаются осадки верхнего структурного яруса. Верхний структурный ярус начинается доломитами венда, которые выше сменяются ниже-среднекембрийскими известняками. Общая мощность верхнего яруса около 0,6 км. Во время формирования пестроцветной свиты, в отличие от времени формирования юдомской, иниканской и чайской свит, наиболее интенсивно погружается западная часть территории, что подтверждается увеличением мощности пестроцветной свиты от 40 м на востоке до 80 м на западе района.

Терригенно-карбонатные породы Нельканского прогиба (Нельканской краевой чешуйчато-надвиговой зоны) по формационному составу аналогичны одновозрастным породам прилегающей части Алданского щита. Однако, общая мощность осадочного чехла увеличивается здесь до 4-5 км и более. В позднем рифее и среднем палеозое проявился магматизм основного состава.

В мезозое в результате интенсивных горизонтальных напряжений, направленных с востока на запад, осадочные толщи деформируются. Образуется Нельканская краевая чешуйчато-надвиговая зона.

Предположительно нефтегазоматеринскими толщами являются верхняя часть малгинской свиты и иниканская свита:

Средний рифей. Керпыльская подсерия. Малгинская свита ( $R_{2ml}$ )

Это известняки, глинисто-строматолитовые известняки, в верхней части битуминозные, согласно залегающие на терригенных породах тоттинской свиты ( $R_{2tt}$ ) и согласно перекрывающиеся доломитами ципандинской свиты ( $R_{2cp}$ ).

В разрезе в верховьях р. Улахан-Крестээх в нижней части (35 м) известняки глинистые серовато-зеленые, серые, лиловато-зеленые с бугристой поверхностью наслаения, с пластом (5 м) строматолитовых известняков. В средней части (225 м) известняки серые, темно-серые и розовато-серые с тончайшими (до 0,5 см) глинистыми примазками. В верхней части (140 м) известняки битуминозные темно-серые до черных, в середине верхней пачки – темно-серые обломочные и кристаллическизернистые, с остатками ланцетовидных водорослей и прослойками (2-3 см) черных кремней. Общая мощность 400 м.

Текстура пород слоистая и микрослоистая, обусловленная чередованием карбонатных и карбонатно-глинистых слоев. В тонкослоистых битуминозных известняках тончайшие (0,01-0,04 мм) прослойки полупрозрачного темно-бурого органического вещества чередуются с глинисто-карбонатными прослойками (до 0,15 мм), обогащенными непрозрачным органическим веществом. По люминесцентно-битуминологическому анализу они содержат легкий битум (до 0,003 %).

Такое строение и мощность малгинской свиты сохраняются на всей площади ее выходов. С определенной долей условности малгинская нефтегазоматеринская свита может быть сопоставлена с нефтегазоматеринской качергатской свитой Предбайкальского и Предпатомского прогибов.

Качергатская свита. Это относительно мощная – до 50 м – толща черных аргиллитов (нефтегазоматеринская толща) среднего рифея (К-Аг возраст 1149 млн. лет, [Карасев и др., 1966]) которая выходит на дневную поверхность в современных условиях от г. Иркутска вдоль Западного Прибайкалья и Байкало-Патомского нагорья до г. Витима. Содержание  $C_{орг}$  в этих отложениях достигает 4 % [Жарков, 2011]. К завершению венд-нижнепалеозойского этапа тектонического развития нефтематеринские отложения качергатской свиты оказались в термобарических условиях, благоприятных для генерации УВ флюидов.

Нижний-средний кембрий. Иниканская свита ( $\epsilon_{1-2 in}$ )

Иниканская свита без следов перерыва залегает на пестроцветной свите известняков нижнего кембрия и согласно перекрывается известняками чайской свитой среднего кембрия.

На правобережье р. Юдомы выше ключа Даганья на пестроцветных известняках залегают (снизу вверх):

1. Аргиллиты черные сапропелиевые с прослоем черных битуминозных известняков, с трилобитами. Эти слои принадлежат к бороулахскому маркирующему горизонту. Толщина 1,5 м.

2. Мергели битуминозные черные и коричневые с включением зерен пирита, местами кремнистые, с пакетом черных сапропелевых аргиллитов средней части. Трилобиты. Эти слои по палеонтологической характеристике наиболее близки к тойонскому ярусу. Толщина 9,5 м.

3. Мергели черные, коричневато-черные кремнистые, в кровле – пласт «куполовидных» известняков, битуминозных коричневато-серых с тонкими пропластками кремнистых аргиллитов. Трилобиты, по которым слои относятся к амгинскому ярусу среднего кембрия. Толщина 4,5 м.

Общая мощность 15,5 м.

Мощность отложений иниканской свиты в западной зоне не превышает 20 м.

В восточной зоне иниканская свита сложена тонкоплитчатыми тонкослоистыми темно-серыми, до черных известковистыми аргиллитами и глинистыми известняками, которым подчинены черные глинисто-кремнистые и глинисто-карбонатно кремнистые породы с мельчайшими кварцевыми прожилками, а также тонкоплитчатые темно-серые и черные кристаллически-зернистые известняки со значительным содержанием битума. В нижней части свиты найдены остатки трилобитов.

Мощность отложений иниканской свиты увеличивается по сравнению с западной зоной вдвое (до 40 м).

Ранне-среднекембрийский возраст иниканской свиты определяется по остаткам трилобитов, в нижней части характерных для батомского яруса нижнего кембрия, в верхней части – для амгинского яруса среднего кембрия.

Нефтегазоматеринская *иниканская* свита является аналогом нефтегазоматеринской толщи *куонамского комплекса* восточной окраины Сибирской платформы, также относящегося к батомскому и тойонскому ярусам нижнего кембрия – амгинскому ярусу среднего кембрия.

В скважине № 7 Хоточу на Лено-Амгинском междуречье куонамский комплекс (изученная мощность 79 м) представлен чередованием темно-серых и черных известняков и силицитов, реже пород смешанного состава с преобладанием карбонатного или кремнистого вещества. Содержание  $C_{орг}$  изменяется от 0,2 до 7,5 % [Парфенова и др., 2009]. Результаты геохимического исследования пород и органического вещества скважины № 7-Хоточу в совокупности с геолого-геохимическими материалами других исследователей доказывают, что в породах *куонамского комплекса* кембрия протекали процессы нефтеобразования и миграции на территориях прежде считавшихся бесперспективными.

В битуминозных известняках тонкозернистая карбонатная масса равномерно пропитана битумом, иногда образующим скопления (0,02 мм) в порах или по слоистости пород.

Кремнистые породы пятнистой текстуры. Пятна сложены опалом либо халцедоном, промежутки выполнены глинисто-кремнистым материалом, пропитанным тонкорассеянным битумом. По химическому анализу содержание окиси кремния – 77,84 %; окиси кальция – 9,05 %; других окислов – 12,85 %.

**Нефть.** Проявление нефти известно на западе рассматриваемой территории в Лахандинской скважине, пробуренной на одноименной структуре, с глубины 511-513 м получена светло-желтая нефть из доломитистых известняков малгинской свиты.

К прямым признакам нефтеносности принадлежат известные здесь же закированные песчаники (до 10 м) в нижней части нельканской свиты. Содержание хлороформенного экстракта 3 %. Инфракрасная спектроскопия подтверждает

сингенетическую природу твердых битумов, представляющих собой, по-видимому, следы разрушенных залежей нефти.

К косвенным признакам относятся широко представленные в районе битуминозные породы. Битумоиды устанавливаются практически во всех проанализированных пробах осадочных пород. Содержание изменяется в пределах от 0,0001 до 2,5-3 %. Преобладающее большинство проб (около 85 %) содержит легкие маслянистые и маслянисто-смолистые битумы, 10 % проб – смолистые и 5 % – смолисто-асфальтеновые битумоиды. Наиболее высокое содержание осмоленных битумов установлено в доломитах аймской (до 0,3 %), юдомской (до 1,12 %) и известняках мильконской (до 1,8 %) свит; повышенные содержания смолисто-асфальтеновых битумов – в закированных песчаниках нельканской (до 3 %) и онколитовых доломитах усть-юдомской (до 0,1 %) свит. Эти горизонты с повышенным содержанием тяжелых сингенетических битумоидов рассматриваются как возможные нефтематеринские; к разряду же нефтепроизводящих относятся известняки малгинской свиты, из которых получена капельно-жидкая нефть.

По фильтрационным и емкостным свойствам выделяются три типа коллекторов: трещинно-кавернозный, трещинно-биогеогенный и межзернистый. К первому принадлежат доломиты верхней части игниканской, аймской и усть-юдомской свит (общая пористость 3-13 %, газопроницаемость – до 90 мД, к второму – строматолитовые известняки мильконской, кумахинской и онколитовые доломиты усть-юдомской свит (общая пористость 4-14 %, газопроницаемость 30 мД и более), к третьему – песчаники и алевролиты кандыкской свиты (средняя общая пористость 4-6 %, максимальная 15; газопроницаемость песчаников до 350 мД, алевролитов до 60 мД).

Возможными покровками могут быть аргиллиты кумахинской (50 м), нельканской (до 80 м) и переслаивающиеся аргиллиты и глинистые доломиты аймской (30-60 м) свит. По рентгеноструктурному анализу в составе аргиллитов преобладают гидрослюда (до 75 %); остальные 25 % приходятся на каолинит и смешаннослюдистые глинистые минералы (гидрослюда + монтмориллонит). Общая пористость аргиллитов не превышает 3 %. Экранирующая роль глинистых горизонтов подтверждается повышением концентрации эпигенетических битумоидов в кровле перекрываемых ими коллекторов.

Наличие в разрезе осадочной толщи зрелых нефтегазоматеринских пород, коллекторов и покровок, а также благоприятной структурно-тектонической обстановки, позволяют предполагать наличие в недрах района значительных ресурсов как традиционного, так и нетрадиционного (сланцевая нефть и сланцевый газ) углеводородного сырья. Наибольший интерес в этом отношении, по-видимому, представляет восточная складчато-надвиговая и поднадвиговая часть территории к востоку от Юдомо-Ингилийского разлома, где нефтегазоматеринские породы погружены на значительные глубины (2,5-3,5 км и более).

В последние десятилетия XX века, когда еще не существовало представлений о сланцевой нефти или сланцевом газе, на рассматриваемой территории описывались битуминозные «горючие сланцы», наличие которых, в сочетании с проявлениями нефти и газа, давало основания для высокой оценки УВ потенциала и перспектив нефтегазоносности этой территории.

Отмечалось, что «горючие сланцы» приурочены к верхней части разреза протерозойской малгинской свиты и целиком слагают инниканскую свиту, характеризующую пограничную зону нижнего и среднего кембрия. Обе сланцевые толщи имеют широкое площадное распространение. Выходы их на дневную поверхность зафиксированы в многочисленных обнажениях в среднем течении р. Май, в низовьях р. Юдомы. В малгинской свите тонкоплитчатые листоватые «горючие сланцы» переслаиваются с черными кристаллически-зернистыми известняками. По составу они глинисто-известковистые, в высокой степени насыщенные битумами, легко загораются от спички и хорошо горят темно-бурым коптящим пламенем. Мощность пачек

переслаивания сланцев и известняков здесь достигает 20-30 м. В иниканской свите черные известняково-глинистые сланцы переслаиваются с кристаллически-зернистыми известняками и доломитистыми известняками черного цвета. В костре они горят коптящим пламенем. Мощность пачек переслаивания достигает нескольких десятков метров.

Помимо малгинской и иниканской свит маломощные прослои листоватых «горючих сланцев» отмечаются в ципандинской свите среднего рифея и лахандинской подсерии (кумахинская, мильконская, нельканская, игниканская свиты) позднего рифея. Кроме того, в перечисленных свитах отмечаются горизонты черных битуминозных известняков и доломитов, кавернозных известняков, каверны которых заполнены асфальтитами и жидкой ароматической нефтью и строматолитовых известняков, насыщенных асфальтитами.

В битуминозных доломитах и известняках, обнаруживающихся на правобережье р. Май, к югу от пос. Аим, отмечаются многочисленные нефтепроявления в виде скоплений твердых хрупких битумов в породах и кавернах пород, натеков и примазок густой нефти (мальты) по трещинам и плоскостям наложения, скоплений твердых мелкокристаллических битумов по трещинам в породах, насыщения битумом кальцита, выполняющего каверны или пустоты, вкраплений жидкой нефти, насыщения битуминозным веществом порового пространства песчаников (закированные песчаники), интенсивного запаха бензина на свежем сколе породы. По данным Н.П. Туаева, состав битумов из горючих сланцев малгинской свиты следующий (в %): **C** – 90,36-83,09, **H** – 7,64-10,64, **S** – 0,56-1,20, **N+O** – 1,44-5,07, **H<sub>2</sub>O** – 1,22, золы – 0,26. Компонентный состав их (в %): керотены и карбоиды – 48,38, асфальтены – 16,84-17,50, масла – 6,35-23,55, смолы – 29-59,95. Растворимость битума в бензоле 76-79 %, в бензине 17-20 %, калорийность 9300-9500 ккал/кг.

В бассейне р. Большой Лаханды среди известняков лахандинской подсерии (кумахинская, мильконская, нельканская, игниканская свиты) встречаются черные кварцевые песчаники, содержащие до 10 % битума типа асфальтита, имеющего следующий состав (в %): **C** – 86, **H** – 12, **O+H** – 1,73, **S** – 1,07. Растворимость его в бензоле 76 %, в бензине 20 %. Калорийность 9500 ккал/кг. По данным А.Н. Мильто и С.В. Нужнова (1962), битум из известняков свиты содержит (в %): масел – 95,68-98,8, смол – 1,09-4,00, асфальтенов – 0,07-0,32. По данным Н.П. Туаева, состав битума пород лахандинской подсерии следующий (в %): **C** – 90,95, **H** – 6,65, **S** – 0,78, **N+O** – 0,077, **H<sub>2</sub>O** – 0,34, золы 0,6. Групповой состав его (в %): керотенов и карбоидов – 88,8, асфальтитов – 1,60, смол – 5,59, масел – 3,89.

Битум доломитов и доломитистых известняков юдомской серии (аимская и устьюдомская свиты), по данным А.Н. Мильто и С.В. Нужнова (1967), имеет следующий компонентный состав (в %): масел – 94-98, смол – 2-4, асфальтенов – 0,5-1,5.

Более 80% осадочного разреза рассматриваемого района включает битуминозные породы с высокими концентрациями битума. Проведенные анализы показывают, что содержащиеся в позднедокембрийских и кембрийских породах битумы в основном принадлежат к битумам явно нефтяного ряда. Это, а также находки В.З. Скороходом, Н.П. Туаевым, Г.Г. Григорьевым и др. капель жидкой нефти в «горючих сланцах» и известняках малгинской свиты, а В.И. Петишкиным – в доломитах ципандинской свиты позволяют решить положительно вопрос о нефтегазоносности района в традиционном понимании этого слова (резервуары, образованные структурами с благоприятным сочетанием коллекторов и покрышек).

В качестве коллекторов могут рассматриваться доломиты ципандинской и юдомской, а также отдельные песчаные горизонты эннинской, лахандинской и кандыкской свит. В разрезе кандыкской свиты отмечаются мелкозернистые песчаники и алевролиты, обладающие общей пористостью 10,15-12,03 % и пористостью насыщения до 9 % [А.Н. Мильто, С.В. Нужнов, 1962]; проницаемость их составляет 40-70 мД

[А.И. Илюхин, 1970]. Наибольший интерес в этом отношении представляет ципандинская свита, непосредственно перекрывающая нефтематеринские слои малгинской свиты и состоящая в значительной части из трещиноватых, пористых, кавернозных, в ряде случаев пещеристых доломитов. Судя по ее мощности (до 400 м), она обладает большой нефтеносностью. Обращает на себя внимание повсеместное присутствие в ципандинских доломитах как в зоне выветривания, так и вне ее (с глубоких горизонтов, вскрытых скважиной) газообразного битума, который при раскалывании породы высвобождается, издавая резкий запах бензина. В теплое время года ощущается запах битума в воздухе, даже без раскалывания породы. При оценке ципандинской свиты в качестве возможного нефтегазоносного резервуара следует иметь в виду и такой благоприятный фактор, как наличие у нее мощной (около 150 м) нефтегазонепроницаемой покрышки, представленной аргиллитами и алевролитами, основания лахандинской свиты.

Подобно доломитам ципандинской свиты, доломиты юдомской свиты также имеют высокую пористость и кавернозность, в связи с чем они могут рассматриваться как коллектор для скопления нефти и газа.

Тектонические особенности района благоприятны для формирования промышленных залежей нефти и газа. В частности, при очень пологом залегании пород в платформенной (западной) части района, на фоне их общего погружения под углом до  $1^\circ$  к северо-востоку, отмечается несколько локальных структур положительного знака. Наиболее четко выражены Лахандинское, Тулуинское, Улахан-Крестээхское, Кандыкское, кумахинское, Чайское и другие поднятия.

В районе Кандыкского поднятия ципандинские доломиты, которые по их высоким коллекторским способностям можно рассматривать в качестве возможных нефтяных резервуаров, находятся на глубинах 1200-1400 м. Севернее, в районе Чайской структуры, залегание ципандинских доломитов ожидается на глубинах примерно 1400-1600 м, причем в пределах этой структуры возможны нефтяные залежи также в песчаниках кандыкской свиты (глубины 500-750 м). Далее на север, в районе устья р. Чабда, в число возможных нефтегазоносных резервуаров могут быть включены и доломиты юдомской свиты, залегающие здесь на глубинах 500-1000 м.

Отмеченные выше структуры не исчерпывают действительного фонда структур платформенной части бассейна р. Май, благоприятных для формирования промышленных залежей нефти и газа. Число их, несомненно, может быть увеличено в результате проведения специальных исследований. Еще больше возможностей найти благоприятные для поисков нефти и газа структуры в Юдомо-Майском перикратонном прогибе. Здесь широко распространены линейные брахискладки, в том числе сундучного типа, в пределах которых при крутых углах падения крыльев ( $15-40^\circ$ ) наблюдается пологое залегание пород на участках куполовидных перегибов. В пределах одной из таких структур в верхнем течении р. Май (в нескольких километрах ниже Курун-Уряха) В.А. Ярмолюком (1938) наблюдались нефтяные пленки на поверхности воды, и, наконец, весьма интересным представляются участки, примыкающие к надвигам Юдомо-Майского прогиба. Здесь можно ожидать тектонически экранированные промышленные залежи нефти и газа.

Но сказанным не исчерпывается проблема нефтегазоносности рассматриваемой территории.

С современных позиций, «сланцы» верхней части малгинской свиты позднего докембрия и иниканской свиты рубежа нижнего-среднего кембрия совершенно недостаточно считать только нефтематеринским. Это породы одного ряда с нефтеносными сланцами полей Баккен, Игл Форд, Найобрара, и др. Северной Америки или кумскими сланцами Северного Кавказа в России, Применение технологий горизонтального бурения и многостадийного гидроразрыва позволит перевести их в поля (плеи) сланцевой нефти.

### 10.3. Сланцы кумской свиты южного борта Западно-Кубанского прогиба

Общие сведения об углеводородном потенциале среднеэоценовой кумской свиты излагаются по монографии

#### Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа. 1986

Среднеэоценовые отложения, обогащенные сапропелевым ОВ, широкой полосой прослеживаются от восточного обрамления Каспийского моря вдоль всего Северного Кавказа. Они были изучены главным образом на территории Западно-Кубанского прогиба (ЗКП). Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна, расположенного в Западном Предкавказье. Наиболее интенсивное погружение ЗКП испытал в конце мела-начале палеогена. Мощность слагающих его мезо-кайнозойских осадков (Т-Н) около 12 км. По современным данным кумская свита датируется средним эоценом. Мощность ее достигает примерно 260 м. Она сложена глинистыми осадками с маломощными песчано-алевритовыми и мергелевыми прослоями, в восточной части ЗКП накапливались битуминозные мергели. Мощность мергелей среди кумских отложений непостоянна: от 50 до 200 м (в среднем около 80 м).

Содержание  $C_{орг}$  в кумской свите составляет от 0,3 до 3,6, реже до 6,06 % (среднее 1,5-1,8 %). Накопление РОВ происходило в относительно глубоководном (до 200 м) бассейне нормальной солености. Климат был гумидный теплый. Геохимическая обстановка в осадке – от слабовосстановительной до резко восстановительной. Возможно, на некоторых участках имело место придонное сероводородное заражение вод. Потери РОВ в анаэробный период диагенеза составили от 10 до 50 %.

Исходный материал РОВ кумских отложений изучен очень слабо. На Левкинской площади ЗКП (скв. 70, 80, гл. 4387-4705 м) обнаружены единичные планктонные зеленые водоросли [Федорова, 1983]. РОВ в породах кумской свиты представлен коллоальгинитом, находящимся в дисперсной смеси (преобладает) с известково-глинистой основой породы и отдельными включениями в ней. Рассеянные в породе органические включения представлены почти исключительно группой псевдовитринита; очень редко встречаются микрокомпоненты, условно отнесенные к талломоальгиниту, спориниту, резиниту и кутиниту.

По результатам углепетрографических исследований концентратов нерастворимого органического вещества (НОВ) установлено, что в них преобладает (79-100 %) коллоальгинит. Кроме того, встречаются единичные обрывки псевдовитринита (0-2 %) и псевдолейптинита (0-2 %). Коллоальгинит коричневато-желтый и желтый в проходящем свете с показателем преломления 1,762-1,694. Содержание Н<sup>г</sup> в НОВ 6,34-6,72 %, а Н<sup>г</sup> - 2,09-2,77 %.

По битуминологической характеристике РОВ кумской свиты на ранних грациях катагенеза очень похоже на РОВ тутлеймской свиты Западной Сибири. Однако в кумской свите несколько ниже (до 0,2 %) содержание ХБ, имеющего более алифатический состав (меньшее содержание гетероэлементов).

По вещественно-петрографическому и химическому составу РОВ кумской свиты относится к классу собственно сапропелитов, судя по повышенному содержанию азота в керогене и пониженному водорода, вероятно, к подклассу F<sub>2</sub>.

Степень катагенеза РОВ в отложениях кумской свиты не превышает грации МК<sub>2</sub>-Г, т.е. РОВ находится на стадии ГФН. В Западном Предкавказье кумская свита регионально нефтеносна.

Более детально рассмотрен потенциал кумских сланцев для фрагмента южного борта Западно-Кубанского прогиба между меридианами городов Крымск и Краснодар (Рис. 66, 67, 68). Фактический материал обсуждается по трем источникам:

•Отчет **Заграбянц М.Г. и др.** *Анализ и обобщение материалов параметрической скважины 250-Левкинская.* пос. Ахтырский, 1990.

Отчет **Баринов А.Ф., Матюхина З.И. и др.** *Обобщение результатов бурения по Ново-Дмитриевской площади Краснодарского края.* г. Краснодар, 1976.

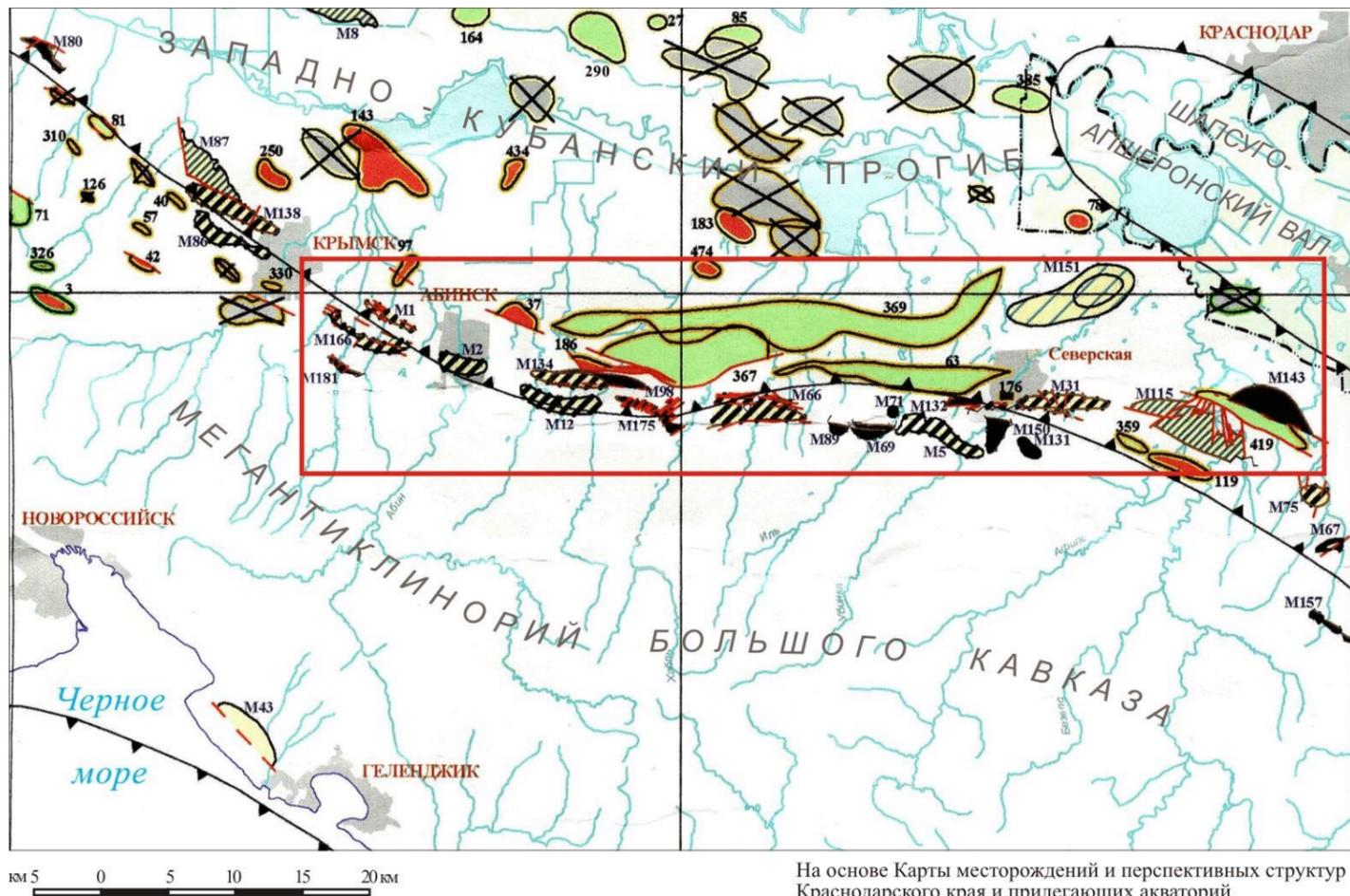
Отчет **Матвиенко В.Н., Федотова С.А. и др.** *Гидрогеология и геохимия РОВ перспективных комплексов Восточно-Кубанской впадины, Западно-Кубанского прогиба и Таманского полуострова.* г. Краснодар, 1985.

В пределах южного борта Западно-Кубанского прогиба среднеэоценовые образования кумской свиты приобретают ряд особенностей, которые отсутствуют в других районах Северного Кавказа. Во-первых, наблюдается существенное увеличение мощности от 30 м (скважины Чегемская и Хадыженская № 2) до 700 м в скважине 250-Левкинская. Во-вторых, происходит значительное изменение литологии и фациально-формационного облика пород – широко распространенные мергели и глины сменяются преобладанием флишоидных отложений (тонкое переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников, мергелей). В-третьих, породы кумской свиты по высокому содержанию органического углерода и степени катагентического преобразования (глубина залегания от 2,5 до 5-6 км, температура 120-160 °С) приобретают качества нефтегазоматеринской толщи.

Анализу подвергнута субширотная полоса южного борта Западно-Кубанского прогиба между меридианами городов Крымск и Краснодар (размеры в плане 75 x 15 км), включающей Ахтырскую шовную зону (Рис. 57, 58). Выводы основываются на оригинальной интерпретации (в свете сланцевых УВ) данных производственных отчетов [Баринов А.Ф. и др., 1976; Матвиенко и др., 1985; Заграбянц и др., 1990 и др.].

По данным геолого-геофизических исследований Ахтырская шовная зона южного борта Западно-Кубанского прогиба может интерпретироваться как пакет тектонических пластин (от двух до четырех в разных сечениях надвига), возникший в начальную стадию развития передового прогиба (средний эоцен - ранний олигоцен), а позднее подверглись раннеэоценовой активизации. Аллохтонный комплекс (аккреционная призма?) сложен позднемеловыми – эоценовыми формациями.

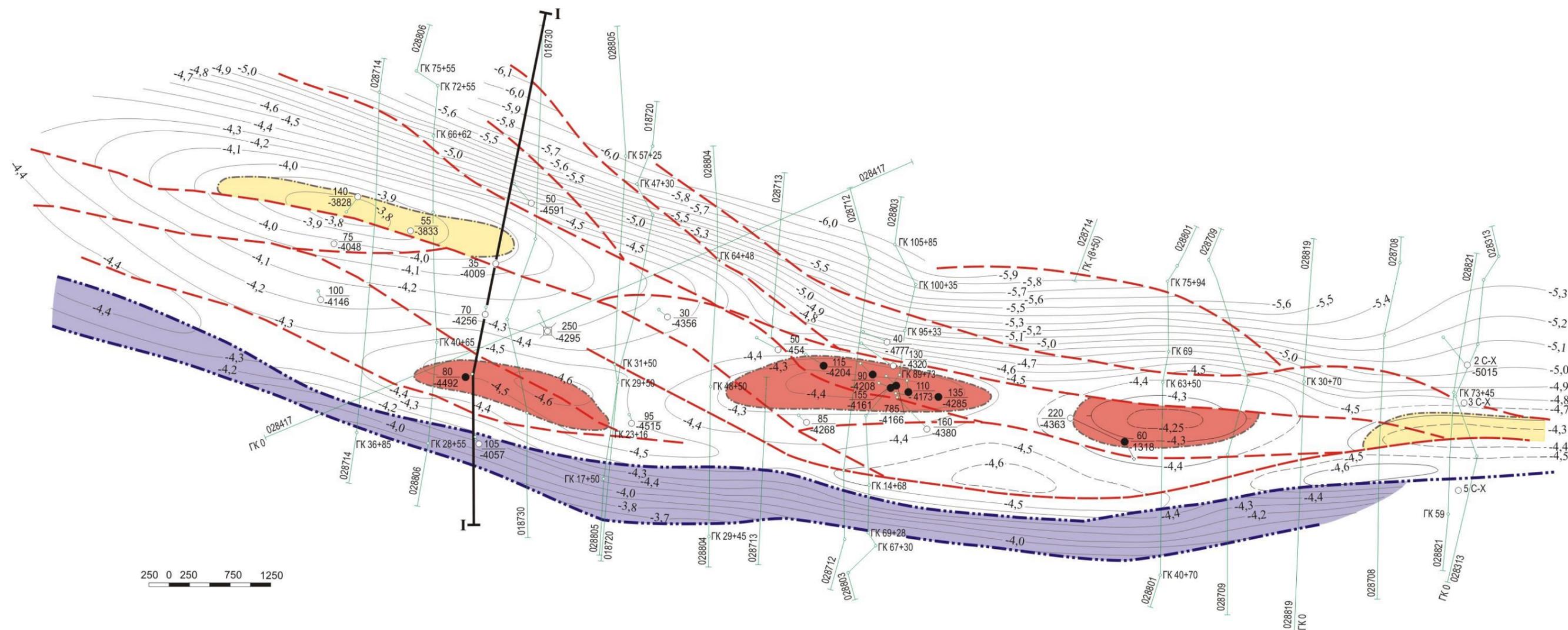
Изучение периодичности формирования олистостромовых комплексов показало, что они развивались длительно, начиная с палеоцена, но особенно интенсивно в среднем эоцене (кумское время) и позднем олигоцене-раннем миоцене (майкопское время). В это время на южном борту Западно-Кубанского прогиба формировались конседиментационные тектонические покровы [Большой Кавказ в Альпийскую эпоху, 2007, с. 286].



## Условные обозначения



Рис. 66. Ахтырское поле сланцевых углеводородов среднеэоценовой кумской свиты (Краснодарский край)



## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- |  |   |  |  |
|--|---|--|--|
|  | Изогипсы репера кумской свиты R <sub>кр</sub> , сейсмогоризонт F <sub>5</sub> (км)        |  | Сейсмические профили и их номера       |
|  | Фронт актырского надвига  |  | Скважины, вскрывшие кумскую свиту      |
|  | Тектонические нарушения   |  | Скважины с промышленным притоком нефти |
|  | Залежи нефти в зонах трещиноватости кумской свиты:<br>а) установленные; б) предполагаемые |  | Сверхглубокая скважина Левкинская-250  |
|  |   |  | Геологический разрез по линии I-I      |

По материалам Заграбянц М.Г., 1990 г  
с дополнениями Цветковой Н.Л.

Рис. 67. Структурная карта кровли автохтонной части кумской свиты (по реперу R<sub>кр</sub>, сейсмогоризонту F<sub>5</sub>) в пределах Левкинского нефтяного месторождения в Краснодарском крае



Сейсмические и имеющиеся буровые данные не позволяют оценить амплитуду горизонтального перемещения надвигов, т.е. ширину перекрытия надвигами автохтонных толщ южного склона Западно-Кубанского передового прогиба. Под аллохтонными образованиями сейсмические записи хаотичны, и не поддаются интерпретации. Осложняющими факторами тектонической структуры южного борта Западно-Кубанского прогиба являются предполагаемые рядом авторов значительные по амплитуде сдвиговые деформации и многочисленные поперечные разрывные нарушения. Сочетание надвигов (с юга на север), субширотных сдвиговых движений и сети поперечных и диагональных к борту прогиба вертикальных разрывов способствовало периодическому формированию локальных зон трещиноватости в нефтегазоматеринской кумской свите и высвобождению находящихся в ней УВ. Это могло стать одной из причин наблюдаемого достаточно быстрого восполнения обрабатываемых на месторождениях запасов нефти и газа.

Таким образом, значительные перспективы открытия в кумской свите южного борта Западно-Кубанского прогиба значительных ресурсов УВ, в первую очередь нефти, связаны с пересмотром действующей парадигмы геологоразведочных работ и разработки нетрадиционных залежей сланцевой нефти в среднеэоценовых отложениях кумской свиты. В качестве иллюстрации приведем вывод Г.И. Лебедеко (2011) по данному вопросу:

«Южный борт Западно-Кубанского прогиба перспективен на поиск малоразмерных высокодебитных объектов, которые возможно закартировать с помощью современной высокоразрешающей сейсморазведки с привлечением высокоточных гравитационных и магнитных методов. Несомненный интерес может представить Ахтырская поднадвиговая зона (автохтон), в первую очередь, ее центральная часть (Пшадно-Убинская зона Левкинского блока в междуречье Абин и Афипс)». С выводом данного автора можно согласиться, но следует иметь в виду на порядок большие перспективы ресурсов сланцевой нефти кумской свиты.

Надвиг Ахтырской шовной зоны определяет уступ в 2,5-3,0 км по поверхности среднеэоценовых кумских образований. Например, в пределах Новодмитриевской площади (восточная часть рассматриваемой территории) скважины №№ 12, 15, 27 вскрыли кумскую свиту на глубине 2300-2400 м, а скважины 615-Новодмитриевская, 1-Восточно-Афипская, 5-Афипская вскрыли ее в интервале глубин 4300-5250 м. В пределах Левкинской площади (центральная часть рассматриваемой территории) скважина № 40 вскрыла кумскую свиту на глубине 2200-2300 м, скважина № 105 вскрыла ее дважды в надвиге в инт. 2,2-3,2 км и в поднадвиге в инт. 4,0-4,7 км, а в скважинах №№ 25, 50, 70, 80 кумская свита вскрыта на глубине 4,0-5,0 км, в северном направлении, за скважину № 50, предполагается погружение кумской свиты уже на глубину 5,6-6,4 км (см. Рис. 59).

На Ново-Дмитриевской площади (в 20 км к ЮЮЗ от г. Краснодара, глубина залегания ниже 4340 м) выделяются нерасчлененные отложения кумской и керестинской свит суммарной мощностью от 215 до 245 м. Верхняя часть разреза сложена глинами с редкими и тонкими прослоями песчаников и алевролитов. Мощность глинистой пачки 70-100 м. Нижняя часть – кумский продуктивный горизонт – представлена чередованием алевролитов, песчаников и песчаных глин мощностью 130-140 м.

В скважине 250-Левкинской (75 км к ЮЗ от г. Краснодара) кумская свита вскрыта в интервале 4222-4920 м и имеет мощность 698 м. Разрез сверху вниз:

Интервал 4222-4340 м. – аргиллиты темно-серые, иногда с буроватым оттенком, с редкими слоями мергелей толщиной до 20 см. Мощность 118 м.

Интервал 4340-4505 м – чередование слоев песчаников, алевролитов и аргиллитов. Обычная толщина слоев песчаников и алевролитов до 10 см, редко до 0,5 м, в отдельных случаях до 1,5-5,0 м. Аргиллиты черные, слоистые. Мощность 165 м.

Интервал 4505-4642 м – чередование слоев алевролитов и аргиллитов, в литологическом отношении близких инт. 4340-4505 м. Мощность 137 м.

Интервал 4642-4705 м – аргиллиты и глины. Мощность 63 м.

Интервал 4705-4920 м – чередование слоев глинистых мергелей и аргиллитов с редкими прослоями алевролитов в нижней части. Мощность 215 м.

В основании разреза кумской свиты скважины 250-Левкинской отмечается стратиграфическое несогласие. Из разреза выпадает керестинская свита и сокращена мощность подстилающей хадыженской свиты.

По имеющимся геологическим данным формирование кумских отложений происходило в восстановительной и резко восстановительной среде в небольшом изолированном от океана бассейне в условиях его некомпенсированного прогибания. Снижение сноса обломочного материала в кумский век способствовало накоплению в тонкозернистых илах большого количества органического вещества сапропелевого типа, что подтверждается геохимическими исследованиями [Корчагина, 1973].

Нефтематеринская среднеэоценовая кумская свита юго-западной бортовой части Западно-Кубанского прогиба в своей тонкослоистой терригенной части в терминологии североамериканских геологов является типичной сланцевой формацией с нетрадиционными жидкими углеводородами. В зонах с высокой тектонической трещиноватостью эта сланцевая формация может вмещать месторождения нефти традиционного типа, а в целом ее богатые органическим углеродом и находящиеся в термобарических условиях «нефтяного окна» породы образуют очень перспективный «плей» сланцевой нефти.

На рассматриваемой территории разведано около трех десятков месторождений углеводородов (см. Рис. 6б), из которых за последние полвека добыто (по состоянию на 01.01.2006 г.) 104,5 млн. тонн условного топлива, в том числе нефти и конденсата 76,1 млн.т., растворенного газа 15,9 млрд. м<sup>3</sup>, свободного газа 12,5 млрд. м<sup>3</sup>.

Из общего количества добытой нефти около 74 % добыто на пяти месторождениях: Абино-Украинском (6,0 млн.т.), Ахтырско-Бугундырском (12,5), Дыш (11,2), Зыбза-Глубокий Яр (3,7), Новодмитриевское (13,0).

Из общего количества добытого растворенного газа около 80 % добыто на четырех месторождениях: Ахтырско-Бугундырское (3,4 млрд. м<sup>3</sup>), Дыш (2,25), Зыбза-Глубокий Яр (3,7), Новодмитриевское (3,3).

Около 90 % добытого свободного газа получено на четырех месторождениях: Зыбза-Глубокий Яр (4,6 млрд. м<sup>3</sup>), Калужское (2,3), Кудако-Киевское (1,3), Новодмитриевское (3,0).

Остаточные запасы категорий АВС<sub>1</sub> (по состоянию на 01.01.2006 г.) составляют: нефти и конденсата - 24 млн.т. (в т. ч. по 2-4 млн.т. на месторождениях Зыбза-Глубокий Яр, Калужское, Кудако-Киевское и Новодмитриевское), газа растворенного и свободного – 15 млрд. м<sup>3</sup> (в т.ч. на Северско-Западно-Афипском месторождении 11,1 млрд. м<sup>3</sup>).

Большинство месторождений принадлежит ОАО «Роснефть-Краснодарнефтегаз». По состоянию на 01.01.2006 г. в нераспределенном фонде находились месторождения: Абинское, Ильское Новое, Северо-Новодмитриевское, Северское-Южное, Старокалужское.

По данным геохимических исследований пород кумской свиты содержание органического углерода в аргиллитах колеблется от 0,36 до 5,65 %, в алевролитах – от 0,52 до 2,03 % [Матвиенко В.Н. и др., 1985]. По данным А.М. Жаркова (2011) содержание  $S_{орг}$  в породах кумской свиты от 0,2 до 8,07 %, при средних значениях 2,1 %. Доля хлороформенного битумоида в расчете на ОВ в отдельных случаях достигает 35-46 %. По причине низкой пористости и проницаемости углеводороды кумской свиты не имеют достаточной области разгрузки и вынуждены перераспределяться внутри материнской толщи.

Нефтегазоносный потенциал среднеэоценовых отложений кумской свиты на южном борту Западно-Кубанского прогиба признается большинством исследователей, придерживающихся как традиционных представлений о необходимости для формирования залежи УВ наличия коллектора-покрышки-ловушки [Лебедевко, 2011], так и допускающих наличие в этой свите сланцевых углеводородов [Жарков, 2011].

## 11. ПРОФИЛИ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН НА СЛАНЦЕВЫЕ УГЛЕВОДОРОДЫ

**James E. Mason. *Well production profiles assess Fayetteville Shale gas potential* / Oil & Gas Journal / Apr. 4.2011. p. 76-81.**

Мэйсон Дж.Е. *Оценка потенциала сланцевого газа Файеттевилл по графикам продуктивности скважины.*

Графики продуктивности скважин для поля сланцевого газа Файеттевилл (Fayetteville) на севере центрального Арканзаса дают возможность оценки потенциала максимального извлечения газа в этом поле (плее). В излагаемой работе построены четыре графика продуктивности:

- 1) Пик объема месячной продуктивности в течение первого года;
- 2) Общий объем продуктивности за первый год;
- 3) Темп сокращения продуктивности скважины в первый год;
- 4) Темпы сокращения продуктивности скважины при сопоставлении первого года

и суммы первого года с последующими.

После получения таких графиков, следующим шагом в оценке поля (плея) стало конструирование средней скважины, чтобы оценить предельный объем извлечения за 40-летний период продуктивной жизни. График средней скважины затем использовался, чтобы спроектировать масштаб развития скважины, необходимый, чтобы достичь ежегодной добычи сланцевого газа на уровне 500 млрд. куб. футов /год (14,3 млрд. м<sup>3</sup>/год) за 40 лет, полезная и используемая величина, потому что 500 млрд. куб. футов/год (14,3 млрд. м<sup>3</sup>/год) может быть распространен на каждую ежегодную добычу сланцевого газа.

### Сланцевый газ Файеттевилл

Файеттевилл является одним из наиболее ранних полей (плевей) сланцевого газа, развивавшимся с использованием горизонтального бурения. Это поле охватывает площадь 9000 квадратных миль и имеет технически извлекаемые ресурсы газа 1,17-1,66 трлн.м<sup>3</sup>.

Интенсивный рост добычи газа в пределах этого поля (плея) наблюдается с 2005 года, когда началось использование технологий горизонтального бурения и многостадийного гидроразрыва (Рис. 69). Плей Файеттевилл имел в 2009 году добычу газа в 16 млрд. м<sup>3</sup>, которая увеличилась в течение первых 9 месяцев 2010 года до 21,3 млрд. м<sup>3</sup>.

В 2009 году поле Файеттевилл занимало второе место по производству сланцевого газа после поля Барнетт, которое произвело 50 млрд. м<sup>3</sup>/год. Газ, произведенный этими двумя полями (плеями) составляет около 10 % производства в США.

Рост добычи газа является прямым результатом большого количества новых скважин, вводимых в производство каждый год (Рис. 70). На основании темпов завершения новых скважин в течение 9 месяцев 2010 года, новые скважины, вводимые в работу, должны превысить количество введенных в работу в 2009 году. На рисунке 71 показана типичная продуктивность скважины, а на рисунке 72 отражено распределение месячного пика производства в первый год работы скважины.

### Профили продуктивности скважины

Для построения профилей скважин были использованы данные компании Арканзас Ойл энд Гэс Коммишен (Arkansas Oil & Gas Commission). База данных этой компании содержит объемы месячных продаж газа для 2840 скважин, введенных в работу по сентябрь 2010 года. Эта оценка исходит из предположения, что объем продажи по скважине является таким же как и объем производства. Для того, чтобы гарантировать, что все проанализированные скважины работали по меньшей мере 1 год, эта оценка включает только скважины с началом работы не позднее октября 2009 года. По этой причине исключены из анализа 36 скважин.

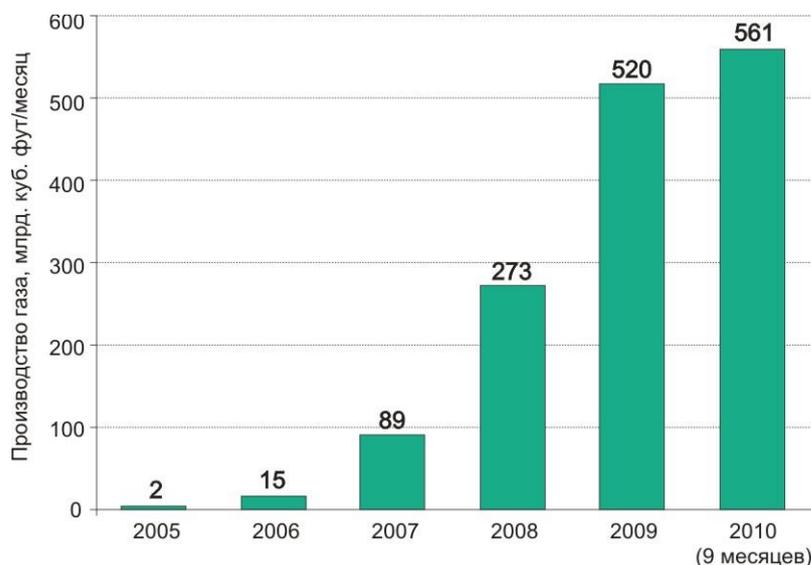


Рисунок 69. Производство сланцевого газа поля Файеттевилл

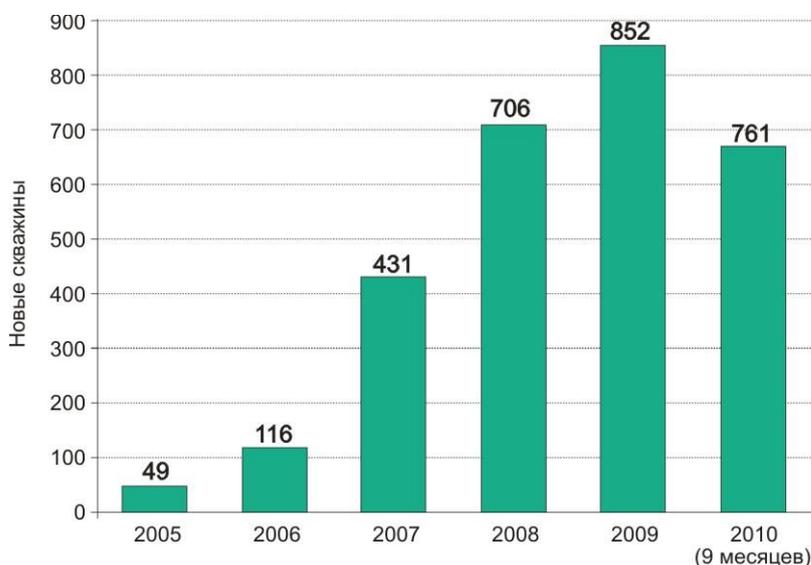


Рисунок 70. Количество испытанных новых скважин на сланцевый газ поля Файеттевилл

В отношении анализа горизонтальных скважин, из оценки исключены скважины, вступившие в работу до октября 2005 года, так как предполагалось, что смешение этих более древних скважин сместит показатели в сторону вертикальных скважин.

С учетом этих ограничений по данным, профили производительности (добычи) включили следующее количество скважин, введенных в работу по годам:

1933 скважины для первого года работы;

1033 скважины для двух лет работы;

836 скважин для трех лет работы;

69 скважин для четырех лет работы.

В то время как темпы добычи для отдельных (индивидуальных) скважин различаются, имеется и сходство. История четырех лет работы скважин показывает пик в добыче газа в первую пару месяцев со слабым снижением продуктивности в последующие месяцы. Также отмечается, что темп снижения добычи начинает стабилизироваться на относительно низком уровне в четвертый год.

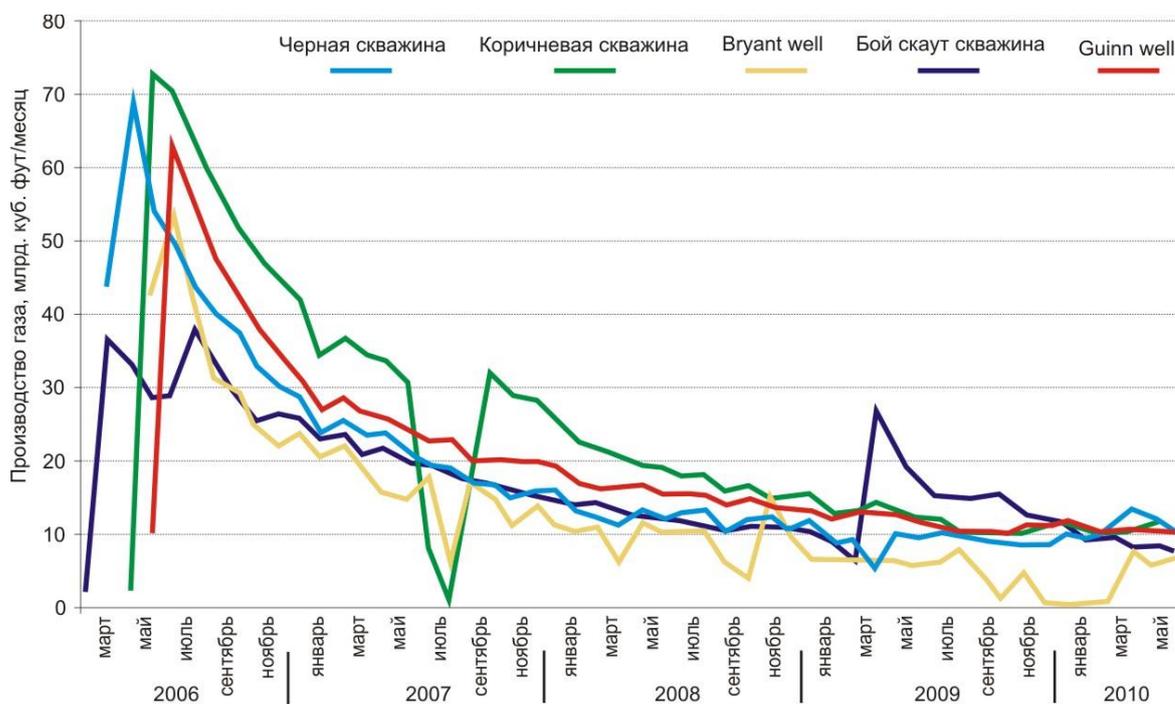


Рисунок 71. Типичная продуктивность скважины

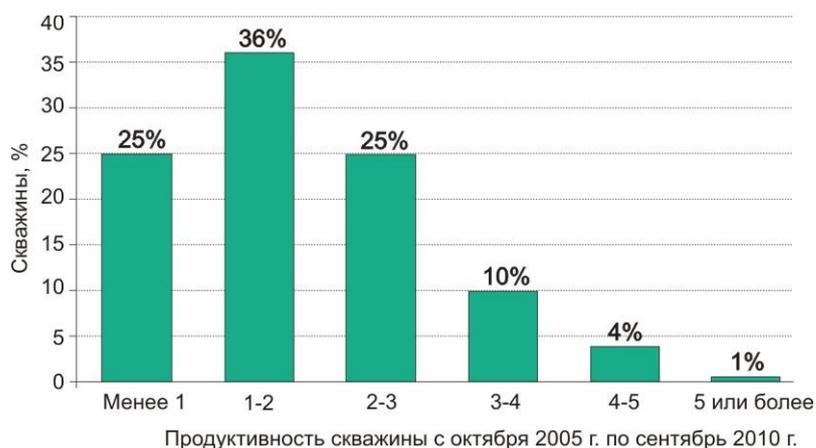


Рисунок 72. Распределение месячного пика производства в первый год работы скважины

Для значительного количества скважин сообщается о многомесечной нулевой продуктивности, которая в первую очередь связана с периодом их блокирования (закрытия) при вводе в эксплуатацию соседних скважин и последующим снижением давления в резервуаре. Временное снижение давления в трубопроводе также может стать причиной некоторых месяцев с нулевой продуктивностью.

На рисунке 73 показана средняя продуктивность скважин в первый год работы:  
 0,71 млн.куб. футов = 20,3 тыс. м<sup>3</sup>/с; 0,80 млн.куб. футов = 22,8 тыс. м<sup>3</sup>/с; 1,08 млн.куб. футов = 31,0 тыс. м<sup>3</sup>/с; 1,27 млн.куб. футов = 36,3 тыс. м<sup>3</sup>/с; 1,57 млн.куб. футов = 44,8 тыс. м<sup>3</sup>/с.

На рисунке 74 показано распределение скважин по производительности в первый год работы (млн. куб. футов или млн. м<sup>3</sup>):

0-50 млн.куб. футов = 0-1,43 млн. м<sup>3</sup>; 0-100 млн.куб. футов = 0-2,86 млн. м<sup>3</sup>;  
 0-150 млн.куб. футов = 0-4,29 млн. м<sup>3</sup>; 0-200 млн.куб. футов = 0-5,84 млн. м<sup>3</sup>;  
 0-250 млн.куб. футов = 0-7,14 млн. м<sup>3</sup>; 0-250+ млн.куб. футов = 0-7,14 млн. м<sup>3</sup>;  
 360<sub>ср</sub> = 12,86 млн. м<sup>3</sup>/сут.

На рисунке 64 видно, что отмеченные выше улучшения в работе скважины иногда наступают через месяцы ее низкой и близкой к нулевой производительности. Это особенность мероприятий по гидроразрыву, вознаграждение скважины.

Пик месячной продуктивности в первый год работы скважины обычно свидетельствует о качественной ценности скважины.

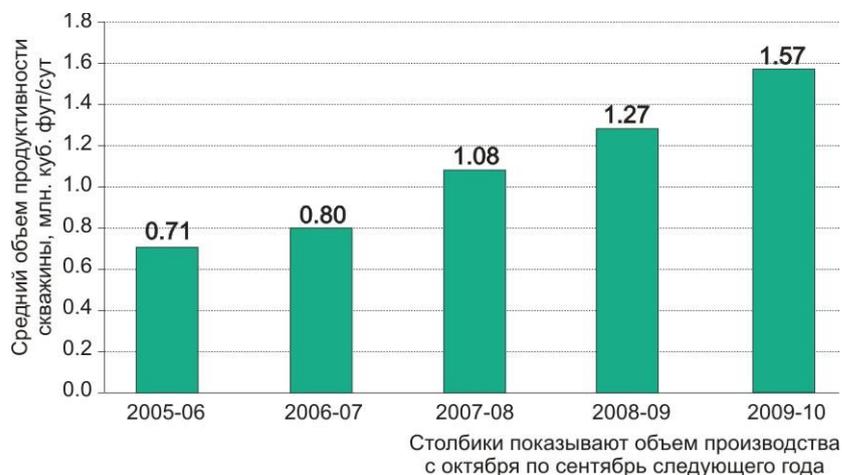


Рисунок 73. Средняя продуктивность скважины в первый год работы

Средняя пиковая месячная продуктивность скважины составляет 52,8 тыс. м<sup>3</sup>. В течение периода четырех лет наблюдений средняя пиковая месячная продуктивность увеличилась от 38,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут. до 62,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Как можно видеть (см. рис. 72) на графике распределения скважин по пиковой месячной продуктивности, 61 % скважин имеет пиковую месячную продуктивность менее 57,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Средняя газопроductивность работы скважины в первый год является важной величиной (см. Рис. 73), поскольку горизонтальные стволы скважин на сланцевый газ дают около 25 % их ожидаемой конечной отдачи именно в первый год. Средняя продуктивность в первый год работы составляет 32 тыс. м<sup>3</sup>/сут, что эквивалентно 11,8 млн. м<sup>3</sup>/год.

Рисунок 73 показывает распределение средней величины уровней продуктивности скважины в первый год работы. При сравнении годовой продуктивности 2005-2006 гг. и 2009-2010 гг. отмечается, что средняя продуктивность скважины в первый год работы увеличилась на 121 %, это определяется ростом степени изученности месторождения и объемов бурения.

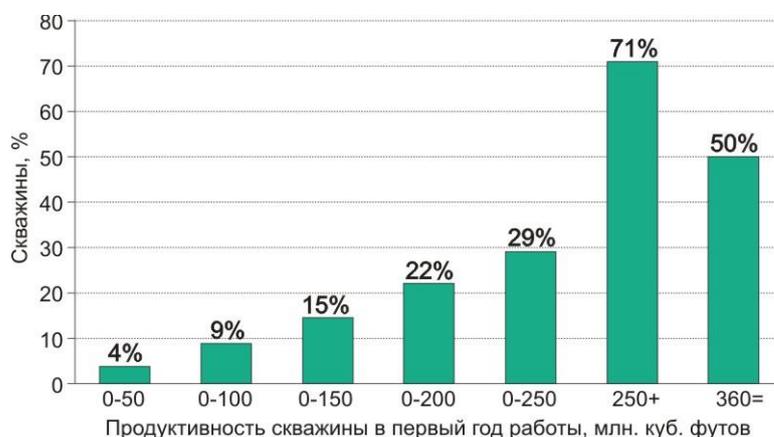


Рисунок 74. Распределение скважин по производительности в первый год работы

Средние показатели продуктивности скважин в первый год работы включают много скважин, которые кто-то может рассматривать сухими или неэкономичными. Рисунок 74 показывает процент скважин по отношению ко всем продуктивным скважинам, работающим первый год. Если исходить из предположения, что экономичная скважина имеет минимальную продуктивность в первый год работы порядка 5,7-7,1 млн. м<sup>3</sup>/год, тогда 20-30 % скважин законченных испытанием в поле (плеа) Файетвилл являются неэкономичными.



Рисунок 75. Распределение уровней продуктивности скважин в первый год работы

На основании данных о продуктивности скважин в первый год работы, можно видеть, что уровень их продуктивности резко увеличивается в течение последующих двух лет. Поэтому, следует предположить, что процент неэкономичных скважин будет уменьшаться со временем. Предостережением в этом отношении является возможность того, что увеличение уровня продуктивности обусловлено идентификацией и фокусированием на районах с основными объемами добычи. Если это так, следующим вопросом является то, что будет ли каждая компания, истощающая уже развитые районы добычи, стремиться, согласно рис. 74 продолжать долговременную добычу?

Рис. 75 показывает распределение среднего уровня снижения продуктивности скважин в первый год. Эта оценка основывается на тенденции уровня снижения пика месячной продуктивности за 12-месячный период работы. В среднем уровень снижения продуктивности в первый год работы скважины составляет 56 %, при этом для 50% скважин уровень снижения является большим, чем средняя величина.

Распределение среднего значения продуктивности в первый год работы скважины свидетельствует о снижении уровня, изменяющегося от 53 % в год до 60 % в год в течение 4-х летнего периода наблюдений. Это подразумевает относительно стабильный средний уровень снижения по скважине. Также необходимо отметить, что среднее значение продуктивности в первый год работы скважины со снижением на 56 % для поля (плеа) Файетвилл сопоставимо с уровнем снижения в первый год работы скважины, сообщаемом для поля (плеа) Барнетт.

Конечный профиль продуктивности скважин был составлен для уровня снижения средней продуктивности скважины между годовыми значениями. Эта оценка основана на уровне снижения между отдельными годовыми значениями, на основе снижения средней продуктивности скважин от года к году, которая происходит от одного года к следующему. Среднее значение уровня межгодового снижения продуктивности скважин составляет 55 % от первого года ко второму году, 41 % от второго года к третьему году и 28 % от третьего года к четвертому году.

С этим уровнем снижения средней величины межгодовой продуктивности скважин, следует предположить среднюю величину продуктивности скважины на уровне 32 тыс. м<sup>3</sup>, со снижением до 14,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут во второй год, до 8,6 тыс. м<sup>3</sup> в третий год и 6,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут. в четвертый год.

Отмечается, что уровень межгодового снижения отличается от уровня снижения внутригодовой продуктивности скважин, который основан на снижении продуктивности скважины, которое вытекает из месячного пика в данный год к 12 месяцам.

Профиль средней скважины

Эта оценка, включающая модель средней скважины с 40-летней историей продуктивности, основана на профилях средней продуктивности скважин, как обсуждалось ранее.

По причине краткой истории горизонтального бурения на сланцевый газ уровень снижения продуктивности скважины в период с 5 по 40 годы пока не известен. Такая оценка предполагает, что средний долговременный уровень снижения межгодовой продуктивности составит 14 % для пятого года, 10 % для лет с шестого по восьмой, 8 % для девятого года и 6 % для лет с 10 по 40. (Рис. 76).

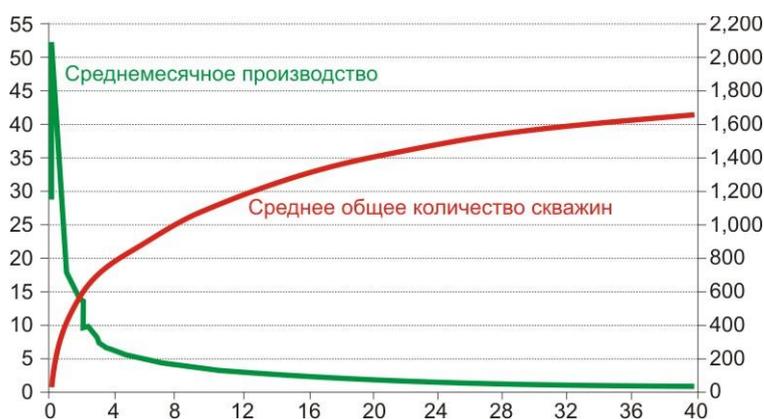


Рис. 76. Профиль среднего уровня продуктивности скважин

Эта оценка получена на основании предположений о долговременном ежегодном уровне снижения, предполагаемом при условии ежемесячной константы в 0,83 % для уровня снижения добычи в каждый месяц в годы с 5 по 40. Получающийся в конечном счете 6 % межгодовой уровень снижения согласуется с вероятностью, допускаемой компанией Саут-Вестерн Энерджи Ко. (South-Western Energy Co.), одной из основных компаний, разрабатывающей поле (плей) Файетвилл.

Из этой оценки вытекает, что в период 40 лет разработки (estimated ultimate recovery – EUR) среднестатистическая скважина даст 48,5 млн. м<sup>3</sup> (см. Рис. 76) с распределением добычи:

- 23 млн. м<sup>3</sup> за 12 месяцев первого года;
- 3,2 млн. м<sup>3</sup> к концу десятого года;
- 1,7 млн. м<sup>3</sup> к концу 12 года;
- 0,94 млн. м<sup>3</sup> к концу 13 года;
- 0,23 млн. м<sup>3</sup> к концу 14 года.

Среднестатистическая скважина дает около 25 % ее общей конечной добычи (EUR) в первый год, 50 % – за первые 5 лет и 66 % – за первые 10 лет добычи. После 20 лет разработки суммарная добыча составит 40 млн. м<sup>3</sup> или 85 % конечной добычи (EUR). За период с 21 по 40-й годы будет добавлено только 15 % конечной добычи (EUR) за 40-летний период добычи.

Финальная часть оценки в отношении 40-летнего графика (уровня) средней продуктивности проектируемой добычи в скважине, включает в себя достижение стабильного уровня добычи на месторождении (поле, плее) 14,3 млрд. м<sup>3</sup>/год. Это важно по причине ежегодного снижения уровня продуктивности для скважин сланцевого газа. Такой анализ позволяет приблизительно измерить или оценить масштабы ежегодной буровой активности, которая необходима, чтобы поддержать постоянный уровень добычи сланцевого газа в течение всего этого времени.

Рисунок 77 показывает ежегодное и общее (накопленное) среднее количество скважин, необходимое, чтобы достичь и поддержать уровень добычи газа в 14,3 млрд. м<sup>3</sup>/год. В первый год разработки поля необходимы 1220 скважин для получения 14,3 млрд. м<sup>3</sup>/год. Во второй год необходимо пробурить 670 новых скважин, чтобы компенсировать снижение продуктивности уже существующих скважин, а впоследствии ежегодное количество новых скважин снизится до 285 в период с 18 по 40 годы.

Общее количество скважин, необходимое, чтобы достичь и поддержать уровень добычи в 14,3 млрд. м<sup>3</sup>/год в течение 40-летнего периода разработки составляет 15 549 скважин.

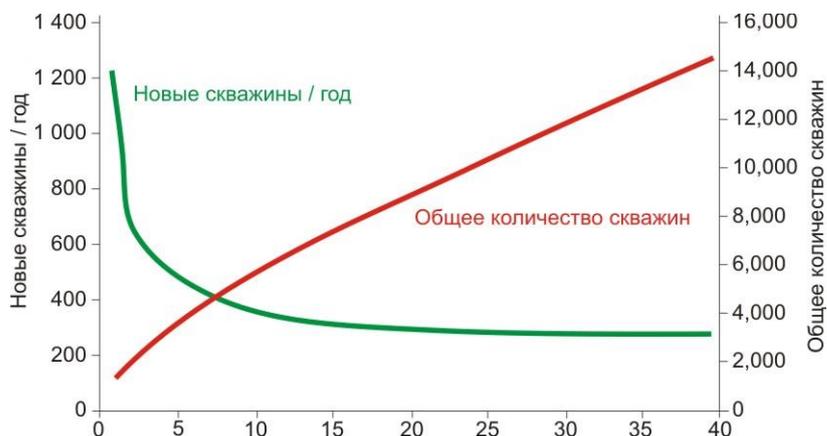


Рис. 77. Новые скважины, необходимые для достижения и поддержания добычи в 500 млрд. куб. футов/год (14,3 млрд. м<sup>3</sup>/год)

Предостережение о бесполезности использования концепции среднестатистической скважины заключается в эффекте изменения долговременного уровня снижения продуктивности скважины. Компания Халлибуртон Инк. (Halliburton Inc.) оценивает, что такое изменение даст увеличение в отношении конечной добычи в пределах 11-18 %.

Другим усложняющим фактором при изображении картины среднестатистической скважины является эффект сокращения площади (для бурения новых скважин или заполнения этой площади бурением с предельным извлечением продукта индивидуальными скважинами. Сокращение площади (для бурения новых скважин) происходит по причине увеличения средней площади влияния одной скважины от 4-16 гектаров в настоящее время до 32-64 гектаров на одну скважину, это приводит к увеличению извлекаемого газа из района и сокращению затрат для обеспечения конечной добычи (проектного уровня добычи) индивидуальными скважинами внутри осваиваемого района.

## 12. ПРИМЕРЫ МЕТОДИКИ ИССЛЕДОВАНИЯ СЛАНЦЕВЫХ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ В СЛАБОИЗУЧЕННЫХ РЕГИОНАХ

### 12. 1. Оценка неоткрытых технически извлекаемых ресурсов нефти и газа в нефтегазоматеринских сланцевых толщах Северной Аляски.

**Dumoulin J. A., Schenk C. J., Charpentier R. R., Cook T. A., Gaswirth S. B., Kirschbaum M. A., Pollastro R. M. Hauseknecht D.W., Rouse W.A., Garrity C. P., Whidden K. J.,**

*Assessment of Potential Oil and Gas Resources in Source Rocks of the Alaska North Slope, 2012.*

US Geological survey fact sheet 2012-3013 (February 2012)

Оценка потенциала ресурсов нефти и газа в нефтегазоматеринских породах Северного склона Аляски, 2012.

В начале 2012 г Геологическая служба США дала оценку потенциальных технически извлекаемых ресурсов нефтегазоматеринских пород Северного склона Аляски. Оценки (с вероятностью от 95 до 5%) колеблются от нуля до 2 млрд. баррелей (317,4 млн.т.) нефти и от нуля почти до 80 трлн. куб. футов (2,28 трлн. м<sup>3</sup>) газа. Оценке подверглись три нефтегазоматеринские толщи пород: 1) Триасовая формация Шублик (Shublik); 2) Нижняя часть сланцев Кингак (Kingak) юрско-нижнемелового возраста; 3) Меловые образования линзовидно-конгломератовой (pebble shale) формации и формации сланцев Хью (Hue), совместно называемые сланцами формации Брукиан (Brookian shale).

Ранее было известно, что нефть и газ, генерированные этими формациями нефтегазоматеринских пород, мигрировали с образованием промышленных традиционных УВ скоплений, включая супергигантское месторождение Прадхо Бей. Однако, не было предпринято ни одной попытки добывать нефть или газ непосредственно из самих нефтегазоматеринских пород, которые, таким образом, представляют слабоизученное и неразрабатываемое направление ресурсов сланцевой нефти и сланцевого газа. Из трех исследованных толщ формация Шублик (Shublik) имеет наибольший потенциал, представленный в основном природным газом и конденсатом. Значительные количества нефти предполагаются в формациях Шублик (Shublik) и Брукиан (Brookian).

С учетом ограниченности исходных данных, Геологическая служба США обращает внимание, что даваемые ею оценки ресурсов имеют значительные количественные неопределенности.

*Геология нефтегазоматеринских пород Северного склона Аляски.*

Вдоль северного побережья Аляски рассматриваемые толщи пород залегают на глубине нескольких тысяч футов (более 1000 м). Они погружаются в южном направлении и достигают глубины 20 000 футов (6100 м) у подножия хребта Брукса. Вдоль побережья породы являются потенциально нефтеносными, но, по мере погружения в южном

направлении, их катагенетическая преобразованность нарастает, и в районе подножия хребта Брукса они находятся в термических условиях «окна сухого газа» (Рис. 78, 79).

Для формации Шублик (Shublik) в основном характерна смесь керогена типов I и II, а нефть в традиционных скоплениях, имеющих источником формацию Шублик, относительно низкого качества (gravity 23-39° API), с высоким содержанием серы (более 1,5%). В противоположность этому, для сланцевых формаций Кингак (Kingak) и Брукиан (Brookian) в основном характерна смесь керогена типов II и III, а нефть традиционных скоплений, имеющих источником эти породы, относительно высокого качества (gravity 35-42° API), с низким содержанием серы (менее 0,3%).

На основе данных по отражательной способности витринита, совместно с результатами моделирования истории термальных процессов и генерации нефти, для каждой оцениваемой нефтегазоматеринской формации были определены границы между нефтью (на севере) и газом (на юге). Южные границы газонасыщения формаций основаны или на поверхностном выражении границы тектонических структур, образованных в течение раннего мела, или на смоделированном местоположении контура отражательной способности витринита в 4 %.

Принимая во внимание, что не предпринималось попыток по добыче нефти или газа из нефтегазоматеринских толщ (ограниченные данные по притокам нефти и газа, полученным при испытании формации Шублик (Shublik), рассматриваются в качестве локальных проявлений адекватных качеству резервуаров традиционных скоплениях УВ), очень важным фактором является наличие в резервуаре хрупких (brittle) литологических разностей.

Формации Шублик (Shublik) и Брукиан (Brookian) содержат хрупкие породы с огромным количеством природных трещин. Для формации Шублик (Shublik) характерны хрупкие (ломкие) известняки, фосфатоносные известняки и кремнистые породы (кремни). Сланцы Брукиан (Brookian) представлены хрупкими песчаниками, алевролитами, конкреционными карбонатами и окремненными туфами. Формация Кингак (Kingak) в основном состоит из глинистых сланцев, в которых вместо трещинообразования происходят пластические деформации.

При оценке потенциала формаций нефтегазоматеринских пород Северного склона Аляски была использована дополнительная геологическая информация: записи гамма-активности при геофизических исследованиях разведочных скважин, данные о региональном распределении аномально высокого давления, материалы реконструкции истории захоронения, поднятия и охлаждения пород. В качестве геологических и проектировочных аналогов были использованы данные по формациям сланцевой нефти и сланцевого газа нижних 48 штатов США. Данные-аналоги включали предельное извлечение (estimated ultimate recovery – EUR) по скважинам на сланцевую нефть и сланцевый газ, значения площади дренажа скважин (размеры ячейки – cell sizes) и диапазоны эффективных соотношений параметров скважин. Ключевые необходимые данные перечислены в Таблице 15.

#### Сводка по ресурсам.

Оценка неоткрытых технически извлекаемых ресурсов сланцевой нефти Северной Аляски (с вероятностью от 5 до 95%) находится в диапазоне от нуля до 2 млрд. баррелей (317,4 млн. т) нефти (Таблица 16). Нефтяные ресурсы распределены примерно поровну между нефтегазоматеринскими формациями Шублик (Shublik) и Брукиан (Brookian), со значительно меньшим потенциалом в формации Кингак (Kingak) (Таблица 16).

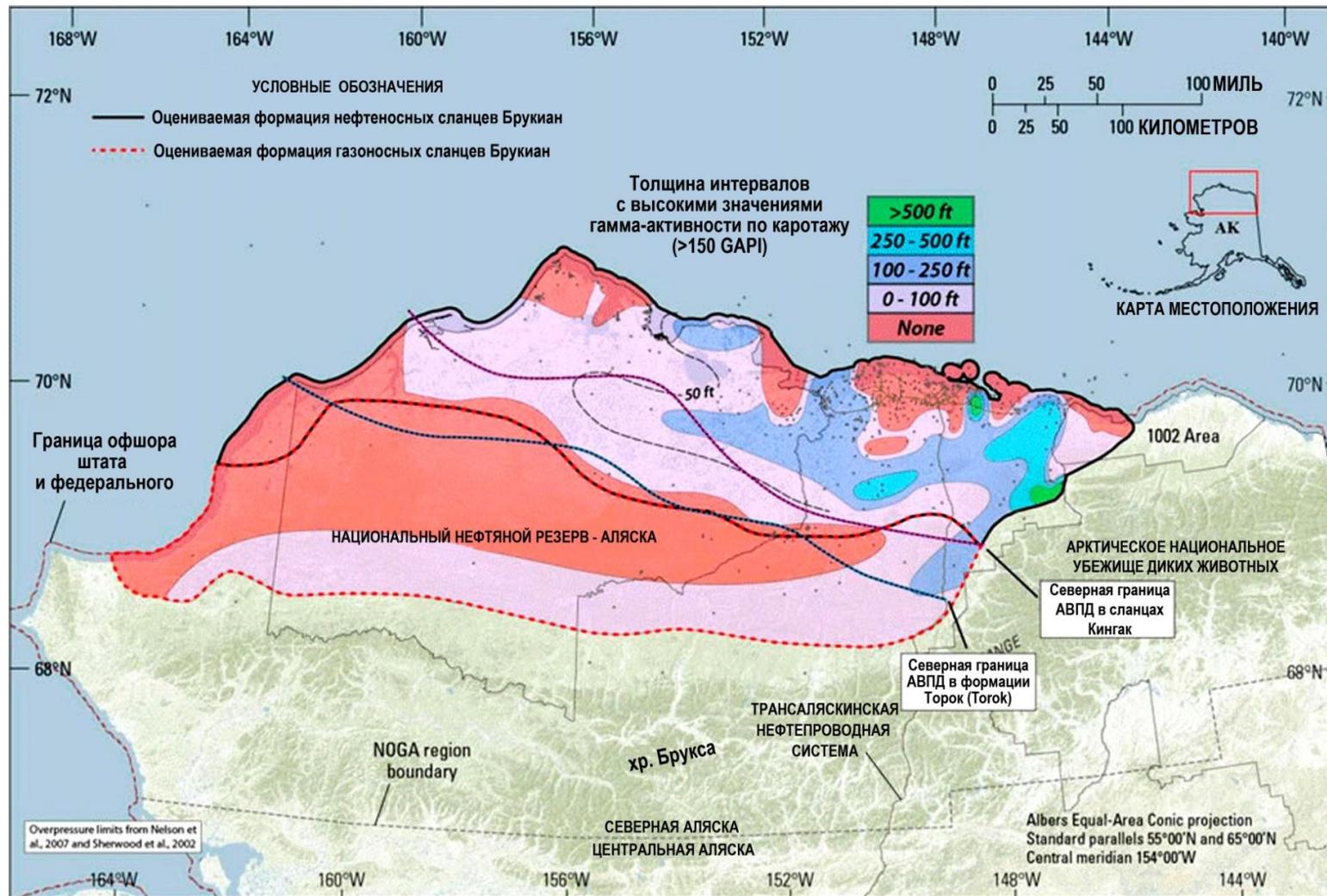


Рис. 78. Северо-Аляскинская провинция с изображением границ оцениваемых формаций (assessment unit- AU), обсуждаемых в тексте. Оценка формаций распространяется до границ офшорных (в море) территорий земель штата и федеральных, за исключением случаев, когда слои отсутствуют по причине их эродированности или первоначального отсутствия осадконакопления. Мелкие серые точки – разведочные скважины, пробуренные в поисках традиционных скоплений нефти.

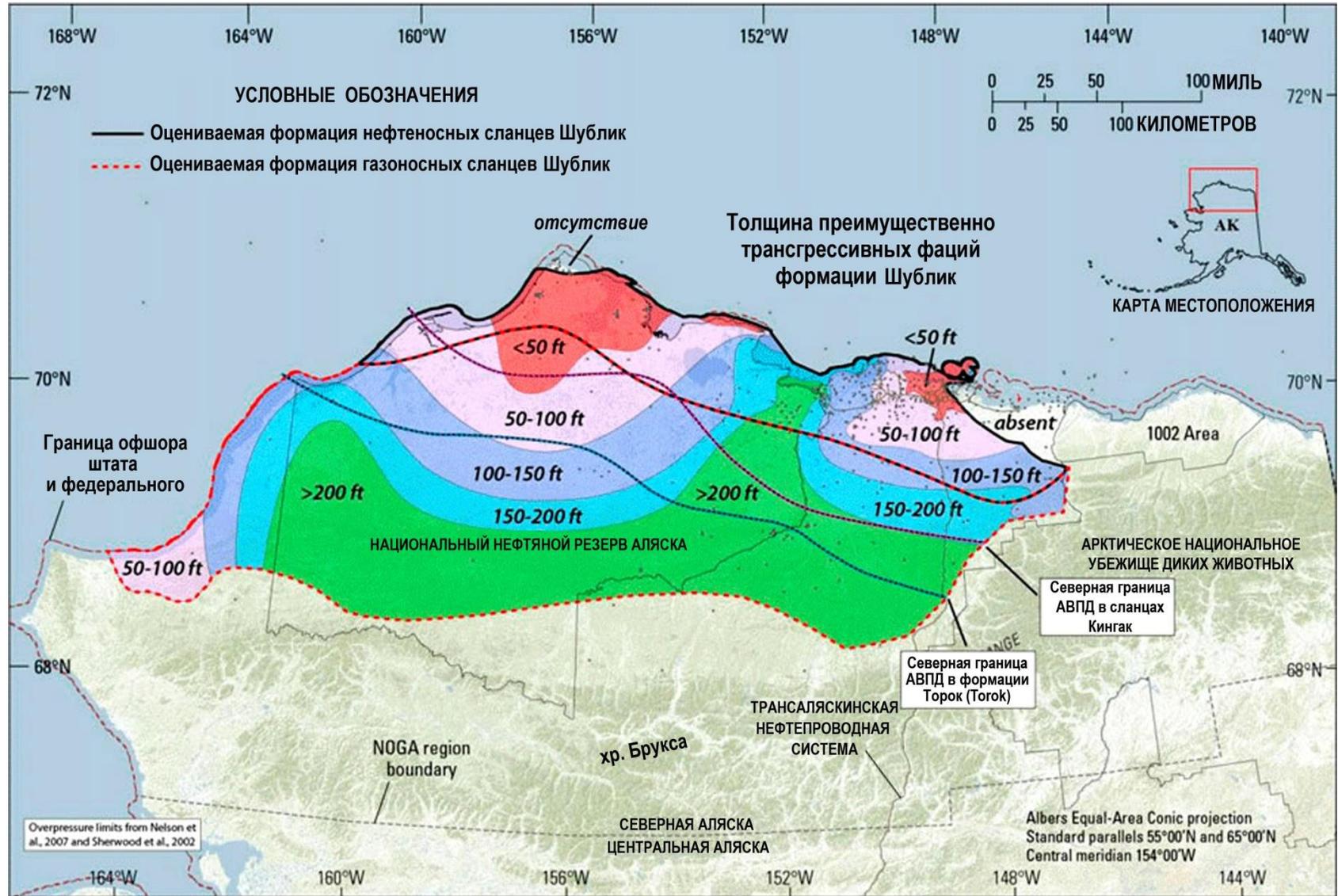


Рис. 79. Карта изопачит преимущественно трансгрессивной нефтегазоматеринской фации триасовой сланцевой формации Шублик (Shublik) на Северном склоне Аляски.

**Таблица 15.** Ключевые оценочные данные, использованные при оценке ресурсов сланцевой нефти и сланцевого газа формаций Северного склона Аляски. EUR –estimated ultimate recovery per well (оценка предельного извлечения на одну скважину), размер ячейки, коэффициент успешности на основании использования аналогий по сланцевой нефти и сланцевому газу в 48 нижних штатах США. MMBO – миллионы баррелей нефти, BCFG – миллиарды кубических футов газа. AU – оцениваемая формация (assessment unit). % - процент. Min – минимум. Max – максимум. Для среднего значения изменчивости EUR (предельного извлечения на одну скважину) в столбцах (mode) содержатся медианы (наиболее часто встречающиеся значения) распределения EUR.

Исходные оценочные данные	Сланцевая нефть формации Шублик (AU)				Сланцевый газ формации Шублик (AU)				Сланцевая нефть формации Брукиан (AU)				Сланцевый газ формации Брукиан (AU)				Сланцевая нефть формации Кингак (AU)			
	Мин	mode	Макс	Ср	Мин	mode	Макс	Ср	Мин	mode	Макс	Ср	Мин	mode	Макс	Ср	Мин	mode	Макс	Ср
Потенц. продукт. площадь (млн. акров)	5,0	7,3	7,5	6,6	20,0	25,6	30,0	25,2	14,0	18,2	20,0	17,4	14,0	17,3	20,0	17,1	5,0	7,4	8,0	6,8
Средн. дренажн. район скваж. (акры)	100	160	400	220	75	150	200	142	100	200	400	233	120	150	180	150	100	160	400	220
Процент AU в лучших участках	0,5	15,0	40,0	18,5	2,0	20,0	50,0	24,0	0,2	10,0	40,0	16,8	0,5	5,0	10,0	5,2	0,0	0,0	10,0	3,3
Данные для территорий в пределах лучших участков (Input for inside sweet spots).																				
Средн. EUR (MMBO, нефть; BCFG, газ)	0,020	0,050	0,250	0,061	0,200	0,800	2,500	0,887	0,010	0,040	0,100	0,043	0,040	0,400	1,000	0,426	0,010	0,040	0,100	0,043
Успешность (%)	70	85	95	83	50	80	95	75	50	70	95	72	40	65	95	67	50	70	95	72
Данные о территориях за пределами лучших участков (Input for outside sweet spots)																				
Средн. EUR (MMBO, нефть; BCFG, газ)	0,010	0,025	0,125	0,031	0,100	0,400	1,250	0,444	0,005	0,010	0,060	0,013	0,040	0,200	0,500	0,214	0,005	0,010	0,060	0,013
Успешность (%)	0	10	70	27	1	10	50	20	0	10	30	13	0	0	10	3	0	5	25	10

**Таблица 16.** Результаты оценки ресурсов сланцевой нефти и сланцевого газа Северного склона Аляски.

ММВО – миллионов баррелей нефти; ВСFG – миллиарды кубических футов газа; ММВ NGL – миллионы баррелей конденсата. Показанные результаты являются оценками с большой долей риска. Для газовых скоплений все жидкие флюиды отнесены к конденсату. Неоткрытые ресурсы газа образованы суммированием несвязанного и связанного газа. F-95 представляет 95% шанс от количества представленного в таблице; другие составляющие определены таким же образом. Составляющие добавляются в предположении о совершенно положительной корреляции AU оцениваемой формации. Вероятность AU представляет шанс, что по меньшей мере одна скважина внутри AU обеспечит продуктивный дебит для минимальной оценки предельного извлечения. TPS – общая нефтяная система. Серая окраска (затенение) показывает невозможность использования.

Общая нефтяная система (TPS) и оцениваемые формации (AU – assessment units)	AU вероят ность	Тип место рожд.	Общие неоткрытые ресурсы											
			Нефть (ММВО)				Газ (ВСFG)				Конденсат –NGL (ММВ NGL)			
			F-95	F-50	F-5	Средн	F-95	F-50	F-5	Средн	F-95	F-50	F-5	Средн
Шублик TPS														
Нефтеносные сланцы Шублик (AU)	0,95	Нефть	0	428	928	463	0	418	981	462	0	10	26	12
Газоносные сланцы Шублик (AU)	0,95	газ					0	36,612	72,195	38,405	0	184	442	205
Брукиан TPS														
Нефтеносные сланцы Брукиан (AU)	0,95	Нефть	0	421	955	449	0	818	1,996	898	0	20	51	22
Газоносные сланцы Брукиан (AU)	0,95	газ					0	2,124	4,375	2,184	0	21	46	22
Кингак TPS														
Нефтеносные сланцы Кингак (AU)	0,40	Нефть	0	0	117	28	0	0	238	57	0	0	6	1
Газоносные сланцы Кингак (AU)		газ												
Общие сплошные ресурсы			0	849	2000	940	0	39,972	79,785	42,006	0	235	571	262

Оценка неоткрытых технически извлекаемых ресурсов сланцевого газа Северной Аляски находится в диапазоне от нуля до 80 трлн. куб. футов (2,28 трлн. м<sup>3</sup>) газа (Таблица 16). Газовые ресурсы в основном сконцентрированы в нефтегазоматеринских породах формации Шублик (Shublik), значительно меньшие газовые ресурсы имеются в формации Брукиан (Brookian) и совсем незначительные в формации Кингак (Kingak) (Таблица 16). Эти оценки включают как не связанный (nonassociated) газ в оцениваемых формациях сланцевого газа Шублик и Брукиан, так и связанный (associated) газ во всех трех подвергнутых оценке формациях сланцевого газа.

Оценка технически извлекаемых ресурсов конденсата (natural gas liquids – NGL), для обоих типов несвязанного и связанного газа, находится в диапазоне от нуля до более чем 500 млн. баррелей (более 80 млн. т.) (Таблица 16). По имеющимся оценкам большая часть ресурсов конденсата сосредоточена в формации Шублик (Shublik).

Значения величин ресурсов, включенных в таблицу 16, следует рассматривать в контексте огромного диапазона неопределенности, обусловленного проведением такой оценки для неоткрытых общих ресурсов нефтегазоматеринских пород, в которых даже не предпринимались попытки получить нефть или газ. Поэтому, абсолютным значениям величин в настоящей работе (fact sheet) не следует уделять особого внимания.

#### Потенциал горизонтального бурения и гидроразрыва пластов.

Предполагается, что для получения значительных количеств нефти и природного газа из сланцевых нефтегазоматеринских пород Северного склона Аляски могут быть использованы технологии горизонтального бурения и многостадийного гидроразрыва нефтегазоматеринских пород, которые оказались чрезвычайно успешными в других регионах Соединенных Штатов.

#### Вызовы арктических сланцев.

Организация добычи нефти и природного газа в Арктике сама по себе представляет вызов. Условия природной среды являются очень тяжелыми, местность является отдаленной, а инфраструктура (за исключением районов уже ведущейся добычи нефти или газа) очень неразвита или отсутствует вообще. В таких условиях разработка ресурсов нефти и газа, с созданием адекватной инфраструктуры, требует огромных финансовых и материальных затрат, которые могут окупиться только при реализации очень крупных проектов.

Кроме того, разработка сланцевых углеводородов с использованием современных технологий требует привлечения большего количества персонала, чем при разработке традиционных месторождений нефти и газа. В связи с тем, что объемы добычи из каждой индивидуальной скважины на сланцевые УВ могут быть относительно низкими, необходима очень высокая плотность скважин (для полного охвата разрабатываемой территории современная технология предусматривает бурение одной скважины на каждые несколько сотен акров). Дополнительно, значительные инвестиции необходимы для создания системы газопроводов по сбору газа.

#### Вывод.

При имеющемся в настоящее время обилии природного газа в других частях Соединенных Штатов и низких розничных ценах на газ разработка ресурсов сланцевых нефти и газа на Северном склоне Аляски в ближайшем будущем маловероятна.

#### Прочая информация.

Результаты оценки ресурсов нефти и газа в нефтегазоматеринских породах Северного склона Аляски, а также относящиеся к этой теме отчетные материалы, доступны на сайте Геологической службы США (USGS) – Energy Web site: **http://energy.usgs.gov**.

**12. 2. Идентификация палеозойских нефтегазоматеринских сланцевых толщ эпибайкальской Тимано-Печорской плиты и прилегающих герцинских и раннекембрийских складчатых сооружений.**  
(дискуссионный материал)

Предлагаемое исследование составителей Библиографического обзора «Сланцевые углеводороды» Л.Д. Цветкова и Н.Л. Цветковой основано на материалах государственных геологических карт масштаба 1:1 000 000 (Листы О-40,41 – Воркута; R-(40)-42 – о. Вайгач – п-ов Ямал; R-38,40 – о. Колгуев) и результатах бурения глубоких параметрических скважин ОАО «НПЦ «Недра» (Песчаноозерская 1/4, Уральская СГ-4; Колвинская, Тимано-Печорская, Янгиюганская, Аракаевская). Подвергшиеся значительному метаморфическому преобразованию протерозойские сланцевые нефтегазоматеринские толщи в настоящей работе не рассматриваются.

Как полагает большинство исследователей, Тимано-Печорская плита возникла на месте обширной области байкальской складчатости, заключенной между Западно-Тиманским краевым швом на юго-западе и Байдарацким глубинным разломом на северо-востоке. На этом же субстрате была сформирована южная часть Пайхойско-Новоземельского складчатого пояса. Формирование Уральского сооружения было связано с растяжением земной коры, появлением мантийно-океанического субстрата и последующей субдукцией (Лист R-38-40 - о. Колгуев, 2003). В пределах Урала различают структуры древних уралид (завершающая складчатость в начале кембрия) и каледонско-герцинского этапа (главная фаза складчатости на рубеже карбон-пермь, завершающие движения в позднем триасе).

На палеозойском этапе геологического развития Тимано-Печорской плиты, Уральского и Пайхой-Новоземельского складчатых сооружений могут быть намечены следующие семь сланцевых нефтегазоматеринских толщ: верхнекембрийская, среднеордовикская, верхнеордовикская, верхнесилурийская (верхнегребенская), верхнедевонская (доманиковая), нижнекаменноугольная (нижневизейская), верхнекаменноугольная.

Поскольку большинство этих нефтегазоматеринских толщ в рассматриваемом регионе выделяется впервые, и они не охарактеризованы геохимическими данными, то предлагаемый материал является дискуссионным и может служить лишь ориентиром при последующих исследованиях.

*Верхнекембрийская сланцевая толща*

В хребте Пай-Хой (р. Сыраябтармаяха) в средней части *оюяхинской* свиты ( $E_3 oja$ ) в интервале разреза 730-850 м заметную роль (до 50%) играют туфогенные черные и темно-серые пиритизированные углеродсодержащие сланцы. Наблюдаются редкие линзы глинистых известняков. Вулканогенно-осадочные образования *оюяхинской* свиты выходят на дневную поверхность в полосе протяженностью 80-90 км при ширине до 20 км (от побережья Байдарацкой губы до верховьев рек Сянгур, Талота, Пароваяха).

В филлитовидных и туфогенных сланцах свиты определен кембрийский комплекс микрофоссилий, в известняках обнаружены онколиты. Нижняя граница свиты не

наблюдается, верхняя проводится по смене вулканокластических образований терригенными, относимыми к *талотинской* свите ( $\text{Є}_3\text{-O}_1$ ). Контакты согласные (Лист R-(40)-42-о. Вайгач-п-ов Ямал, 2000).

Там же в хребте Пай-Хой на южном замыкании Амдерминской антиклинали, на крыльях Едунейской брахиантиклинали в составе нижней толщи *хенгурской* серии ( $\text{Є}_3\text{-O}_2$  *hn*) описаны алевролиты, углисто-глинистые и углисто-глинисто-кремнистые сланцы с линзами песчанистых известняков с многочисленными верхнекембрийскими трилобитами. Выше следуют углисто-кремнисто-глинистые сланцы со слойками известняков. Эта пачка завершает нижний трансгрессивный мегаритм и, по всей видимости, осадконакопление кембрийского этапа в целом (Лист R-(40)-42-о. Вайгач-п-ов Ямал, 2000).

По имеющимся общегеологическим данным верхнекембрийские нефтегазоматеринские сланцевые толщи на рассматриваемой территории могли формироваться в пределах трех структурно-тектонических зон: Колвинского авлакогена, Пайхойского прогиба и в осевой зоне Урала. По условиям глубины залегания и степени метаморфических преобразований наибольший практический интерес может представлять зона Пай-Хоя.

#### Среднеордовикская сланцевая толща

В хребте Пай-Хой в верхней толще *хенгурской* серии ( $\text{Є}_3\text{-O}_2$  *hn*) присутствуют углисто-известково-глинистые сланцы (мощность 400-450 м) с остатками трилобитов, брахиопод, граптолитов позднеотремадокского-аренигского времени. В бассейнах рек Б. Ою и Ханновейяха в пачке углисто-известковисто-кремнистых сланцев обильные остатки граптолитов верхнего аренига-лландовери.

В ядре Пайхойского антиклинория по руч. Тальбей-Ты-Вис описана *тальбейтывисская* свита (мощность 500-600 м), сложенная кремнисто-глинистыми, глинистыми, углисто-глинистыми сланцами с прослоями кварцевых алевролитов, доломитистых известняков, количество которых возрастает вверх по разрезу. На р. Б. Ою в нижней части свиты найдены граптолиты, а в верхней ее части граптолиты и конодонты, определяющие среднеордовикский возраст вмещающих пород. Контакты с вмещающими отложениями в подошве не установлены, в кровле – согласные.

В Байдарацком районе на северо-западном погружении Оченырдынской антиклинали на р. Салепэяха, в скважине ГК-22 в интервале 15-400 м вскрыты образования *осовойской* свиты ( $\text{O}_{2-3}$  *os*), представленные черными сланцами глинистыми, кремнисто-глинистыми, карбонатно-глинистыми, слабоуглеродистыми, с прослоями известняков, алевритистых известняков, содержащих конодонты, характерные для среднего ордовика (Лист R-(40)-42-о. Вайгач-п-ов Ямал, 2000).

В пределах Лемвинского аллохтона средне-, среднеордовикские отложения входят в Зилаиро-Лемвинскую фациальную зону. В более западных районах это глинистые известняки с кремнями и прослоями алевролитов, с преобладанием в нижней части углисто-глинистых и кремнисто-глинистых сланцев, восточнее известняки замещаются кварцитовидными песчаниками, а в наиболее восточных районах глинистые, углисто-глинистые и кремнистые сланцы соседствуют с вулканитами основного и кислого состава (*молюдшорская* свита).

На Урале в Салатимской фациальной зоне выделяется *польинская* свита ( $O_{2-3} pl$ ), сложенная углисто-серицит-кварцевыми, графитисто-кремнистыми, графитисто-туфогенными и эпидот-альбит-хлоритовыми сланцами с прослоями известняков и песчаников (мощность 300-600 м). Данные образования перекрываются *пальникшорской* свитой верхов ордовика-низов силура.

В Хорейверской мегавпадине по данным глубокого бурения самостоятельные сланцевые толщи на среднеордовикском уровне не установлены, однако в верхнеордовикских кавернозных доломитах впервые отмечается нефтенасыщение (*баганская* свита). Следует обратить внимание, что в верхнем ордовике здесь, наряду с гипсами и ангидритами, появляются прослой галита (скважина Кочмес-1) (Лист Q-40,41-Воркута, 2001).

На Урале в Верхне-Илычской зоне выделена *шантымская* свита ( $O_3-S_1 \text{ \textit{ш}}$ ), которая в значительной своей части сложена темно-серыми до черных, серыми и буроватыми, часто битуминозными доломитами. Породы массивные, реже слоистые, часто брекчиевидные. В основании местами присутствуют доломитовые конглобрекции В верхней части разреза линзы и желваки кремней. По фаунистическим остаткам возраст верхи ашгилльского-лландоверийский ярус (Лист Q-40,41 – Воркута, 2001).

Отмечаемые случаи нефтенасыщения и битуминозности карбонатных пород верхнего ордовика (*баганская* и *шантымская* свиты) косвенно подтверждают существование нефтематеринской сланцевой толщи среднеордовикского возраста.

Об этом же свидетельствуют промышленные скопления нефти и газа в верхнеордовикских (Северо-Мастерьельское месторождение) и нижнесилурийских (Верхневозейское, Восточно-Возейюское, Рогозинское, Возейшорское, Восточно-Рогозинское месторождения) образованиях. В районе бурения Колвинской глубокой параметрической скважины (забой 7057 м) среднеордовикская нефтегазоматеринская сланцевая толща, по всей видимости, залегает на глубине порядка 7500-8000 м.

#### *Верхнеордовикская сланцевая нефтегазоматеринская толща*

Верхнеордовикская сланцевая нефтегазоматеринская толща, с определенной долей условности, может быть намечена по материалам бурения Уральской сверхглубокой скважины СГ-4 на глубине 5006,3-5058,7 м. В официальных материалах вопрос выделения такой толщи в данном интервале скважины ранее никем не поднимался. Причины были связаны с существенным (пренит-пумпеллиитовая фация) метаморфическим преобразованием и насыщением разреза жильными телами ультраосновного (пикритового) состава. Далее использовано повторное первичное описание керна, сделанное Л.Д. Цветковым (1995 г).

В основании флишоидной павдинской свиты нижнесилурийского возраста, между двумя зонами тектонического дробления в инт. 4998,5-5006,3 м и 5058,7-5078,4 м, изучен реликт черносланцевой нефтегазоматеринской толщи верхнеордовикского возраста, который имеет следующее строение (сверху вниз):

5006,0-5008,0 м – Переслаивание песчаников и гравелитов с прослоями черных окремненных аргиллитов толщиной до 20 см;

5008,0-5018,7 м – Черные окремненные аргиллиты (углеродисто-кремнистые и кремнисто-глинистые породы) тонкослоистые и тонкополосчатые, насыщенные сингенетическими линзовидными прослоями и включениями тонкораспыленного сульфида;

5018,7-5021,7 м – Окремненные аргиллиты черного цвета тонкополосчатые, с редкими прослоями алевролитов и песчаников;

5021,7-5024,2 м – Переслаивание песчаников и мелкогалечных гравелитов с крупными (до 5-8 см) включениями черных окремненных аргиллитов. Мощность прослоев до 20 см;

5024,2-5034,3 м – Черные окремненные аргиллиты с редкими прослоями алевролитов и песчаников, с сингенетичными линзовидными полосами и вкрапленностью тонкораспыленных сульфидов;

5034,3-5035,4 м – Тектоническая зона окремненных милонитов, насыщенная прожилками вторичных минералов;

5035,4-5036,0 м – Переслаивание алевролитов и песчаников;

5036,0-5036,8 м – Черные окремненные аргиллиты с беспорядочными включениями кварца;

5038,8-5038,2 м – Переслаивание алевролитов, песчаников, гравелитов. Толщина прослоев до 20 см и более;

5038,2-5039,1 м – Черные окремненные аргиллиты;

5039,1-5042,0 м – Переслаивание алевролитов и гравелитов;

5042,0-5043,3 м – Гравелиты серо-зеленой окраски;

5043,3-5045,7 м – Черные окремненные аргиллиты с прослоями песчаников;

5045,7-5058,7 м – Черные окремненные тонкослоистые аргиллиты.

Вертикальная мощность разреза по керну составляет около 52 м, однако, с учетом угла залегания пород от 30 до 45° к горизонту, истинная мощность сланцевой толщи нефтегазоматеринских пород не превышает 40 м.

По данным стратиграфических исследований (Иванов и др., 2004) в интервале разреза 5014,36-5072, 18 м присутствуют конодонты, хитинозои, спикулы губок, беззамковые брахиоподы, остатки рыб, фораминиферы. Состав конодонтовой фауны интервала 5056,14-5072,18 м указывает на явно ордовикский, скорее всего, среднекарадокский возраст вмещающих пород. Граница ордовика и силура по данным авторов этих стратиграфических исследований, предположительно, может находиться в интервале 5056,14-5022,6 м. С учетом непрерывности и специфики литологии рассматриваемого фрагмента разреза, более вероятной границей ордовикских и силурийских отложений следует признать разрывное нарушение в интервале 4998,5-5006,3 м.

Специальные геохимические исследования предполагаемой нефтегазоматеринской сланцевой толщи не проводились. В процессе общего изучения разреза сверхглубокой скважины (Фрик и др., 1999) установлено, что содержание метана и его гомологов (C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>) существенно увеличивается в нижней части флишоидной павдинской свиты, к которой ранее относилась и выделяемая в настоящей работе верхнеордовикская нефтегазоматеринская сланцевая толща.

По имеющимся общегеологическим данным средне- и верхнеордовикские нефтегазоматеринские сланцевые толщи пользуются распространением в тех же районах, что и в верхнем кембрии: Пайхой-Новоземельский прогиб, Колвинский авлакоген, Уральская складчатая область (Зилаиро-Лемвинская, Верхнеилычская, восточная часть

Бельско-Елецкой зоны). В практическом плане, наиболее интересны Пайхой-Новоземельская область и Зилаиро-Лемвинский аллохтон.

*Верхнесилурийская (верхнегребенская) сланцевая толща*

В Колвинской глубокой параметрической скважине данная сланцевая толща, завершающая силурийский разрез, выделена по керну и ГИС в интервале 5551-5610 м, т.е. имеет толщину 59 м (Ехлаков, 2001). Верхняя часть толщи представлена пластом-репером (до 20 м), который хорошо прослеживается в других глубоких скважинах (Возейская скв. № 1, Усинская скв. № 37). Сланцевая толща характеризуется тонким и тончайшим субгоризонтальным, иногда линзовидно-слоистым переслаиванием известняков и аргиллитов.

Известняки серые и светло-серые, тонкозернистые, реже средне-мелкозернистые, с редким органогенным детритом, примесью мелкого алеврита. В однородной тонкозернистой массе неравномерно (от 0 до 25%) распределены органогенный детрит и шлам. Обломки брахиопод, иглокожих, остракод, обрывки мшанок выполнены вторичным кальцитом.

Аргиллиты темно-серые со слабым зеленоватым оттенком, иногда темно-серые до черного, доломитистые, известковистые, алевритистые, импрегнированные битумом с редкими зеркалами скольжения. Границы аргиллитовых и известняковых прослоев четкие (слабоволнистые), выдержанные по простиранию. Глинистые минералы представлены гидрослюдой.

Из инт. 5572-5580 м определены *Lingula* sp., *Howellella* sp., *Atrypella* sp., но точный возраст пород данной пачки в Колвинской скважине не доказан. В скважине Возейская-51 из основания пачки имеются определения брахиопод позднесилурийского гребенского возраста.

С пржидольского века позднего силура началась активизация восточного трога Печоро-Колвинского авлакогена. Вдоль Колвинского разлома на территории современного Колвинского мегавала стал четко проявляться грабенообразный прогиб, к которому с востока примыкало поднятие (западная часть Большеземельского свода). На западе прогиб переходил в Лайский палеовал. Внутри прогиба обособились палеовпадины (Усинская и Харьгинская) и палеоподнятия (Возейское и др.). На поднятиях существовали преимущественно мелководные обстановки, где создавались условия для биогенной седиментации. Во впадинах же происходило накопление глинисто-карбонатных илов, периодически разбавляемых алевритовым материалом. Глинистые осадки накапливались в условиях иловой впадины с компенсированным типом осадконакопления. Судя по окисному коэффициенту ( $Fe_{ок} / Fe_{зак}$ ) здесь были переходные фации к умеренно глубоководным. В периоды стабилизации накапливались карбонатные илы разной степени глинистости.

Глинисто-карбонатные породы гребенского горизонта пржидольского яруса (инт. 5551-6064 м) содержат органическое вещество преимущественно сапропелевого колломорфного (реже фюзенизированного детритового) типа в количестве от 0,17 до 1,69%, в среднем 0,5%. Максимальные значения (до 1,69%) отмечены для двух прослоев черных глинистых известняков в кровле толщи.

Непосредственно из верхнесилурийских отложений приток нефти был получен в скважине № 52 в присводовой части Возейского вала, а также на юге Колвинского мегавала на Усинском и Леккерском месторождениях.

В процессе бурения Колвинской параметрической скважины при разбуривании рассматриваемой сланцевой пачки кровельной части гребенского горизонта (инт. 5551-5610 м) наблюдалось разгазирование бурового раствора. В сорбированных газах верхнесилурийских отложений увеличивается доля метана.

На п-ве Хатанзея Южного острова архипелага Новой Земли описана *кальвицкая* свита ( $S_2 kl$ ), представленная зеленоцветными алевролито-глинистыми и известково-глинистыми сланцами, темно-серыми тонкослоистыми глинистыми известняками. В низах свиты встречаются прослои темно-серых и черных глинистых алевролитов, а в верхах линзовидные прослои брахиоподовых известняков. Мощность свиты возрастает с юго-востока на северо-запад от 390 до 500 м. Комплекс фауны пржидольский, соответствует гребенскому горизонту, верхи свиты (возможно, включающие верхнегребенскую сланцевую нефтегазоматеринскую толщу-?) частично размыты (Лист R-(40)-42-о. Вайгач-п-ов Ямал, 2000).

В силур-нижнедевонских карбонатах известны месторождения нефти Сарембойское, Северо-Сарембойское, имени Р. Трбса, Тобойское, Седьягинское.

#### Верхнедевонская (доманиковая) сланцевая толща

В Тимано-Печорской глубокой опорной скважине доманиковая сланцевая толща (франкий ярус, семилукский горизонт) изучена в интервале 3739-3880 м (толщина 141 м). Нижняя граница доманиковых отложений четко прослеживается по смене арриллитов тимано-саргаевского возраста известняками темно-серыми до черных битуминозными, нередко окремненными. Эта граница хорошо выделяется по ГИС и является надежным репером при сопоставлении разрезов. Рассматриваемая толща сложена двумя пачками (примерно равными по мощности) известняков темно-серых до черных битуминозных, в отдельных прослоях серых с коричневатым оттенком и редко серых, иногда окремнелых, с подчиненными прослоями мергелей и арриллитов, с линзочками черного кремня. Известняковые пачки разделены 17-метровой глинисто-мергельной пачкой (инт. 3786-3803 м).

Известняки глинистые, алевролитистые, микрослоистые, тонкозернистые и мелкозернистые, иногда волнисто-слоистые, нередко битуминозные. Реже встречаются известняки органогенно-детритовые, битуминозные, глинистые.

В верхней части разреза имеются прослои известняков неглинистых, мелко-, тонкозернистых, с незначительной примесью алевролитового материала.

В Колвинской глубокой параметрической скважине доманиковая толща присутствует в интервале 3397-3406 м. Поскольку отбор керна производился лишь с глубины 3 999 м, она выделяется по данным ГИС и, по всей видимости, сложена известняками темно-серого до черного цвета, битуминозными.

На северном замыкании Вайгачско-Южноновоземельского антиклинория (от р. Саханина до р. Рогачева на Южном острове Новой Земли) присутствуют верхнедевонские образования *клоковской* толщи двучленного строения (внизу *песцовская*, а вверху *вадегская* свиты). Нижняя граница проводится по подошве пачки черных арриллитов. Фаунистические остатки свидетельствуют о позднедевонском (среднефранско-фаменском) возрасте *клоковской* толщи.

Нижняя часть толщи (эквивалент доманикового горизонта -?) сложена черными арриллитами, нередко углеродисто-кремнистыми с прослоями темно-серых глинистых известняков, фтанитов и реже известковистых песчаников. Количество черных углеродисто-кремнистых пород увеличивается в северо-восточном направлении. Верхняя часть толщи – преобладают светло-серые глинистые известняки с прослоями фтанитов.

На о. Колгуев внутри разреза франского яруса отмечен крупный перерыв, в который попадают верхи тиманского, саргаевский, доманиковый и ветлоянский горизонты (Лист R-38-40-о. Колгуев, 2003).

В восточной части Колвинской СФЗ, захватывая территорию Хорейверской СФЗ, доманиково-ливенская часть разреза представлена мелководно-морской полифациальной толщей глинисто-карбонатного состава, особенности строения которой связаны с рифообразованием в регионе. На краю карбонатного шельфа в зоне перехода к глубоководной части морского бассейна начали формироваться рифогенные тела и цепочки биогермов, участками возникали барьерные рифы. Наиболее интенсивно этот процесс происходил в доманиковое и сирочайское время. Цепочка доманиковых рифов пересекает Колвинский вал на Ярейюской и Хыльчююской площадях, поворачивает к северу на Нямурхитскую площадь (нижнее течение р. Черная) и оттуда уходит в юго-восточном направлении. Кроме рифогенных фаций выделяются еще слоистые «зарифовые» толщи и маломощные пачки относительно глубоководных отложений-впадин с некомпенсированным осадконакоплением (доманикитов). Разрез сложен фациально замещающими друг друга по площади и во времени пачками органогенных известняков с прослоями вторичных доломитов (до 200-300 м) и доманикоидных глинисто-кремнисто- известковистых пород, насыщенных сапропелевой органикой (10-80 м).

Доманиковые фации (*доманиковая* свита) представлены кремнисто-известковистыми аргиллитами, фтанитами и мергелями темно-серыми до черного цвета с комплексом спикул губок и мелкой тонкостенной ракуши, характерной для более глубоководно-морского, застойно-впадинного режима. Встречаются прослой глинистых темно-серых известняков с брахиоподами. Все породы этого комплекса обогащены сапропелевым ОВ и являются нефтематеринскими. Мощность этой части разреза 220-380 м. Общая мощность франских отложений Колвинско-Хорейверской СФЗ 360-900 м

В Варандей-Адзьвинской СФЗ *доманиковая* свита и *кечмесская* толща (нижняя подтолща) представлены известняками битуминозно-кремнистыми, битуминозными, в верхней части с прослоями мергелей. Мощность доманиковых отложений от 6 до 50 м, это тонкослоистые известняки с прослоями углистых аргиллитов. Мощность кечмесской толщи 40-249 м – это известняки тонкоскрытокристаллические, глинистые и доломитизированные с прослоями мергелей. В полосе Хорейверская впадина – Седьягинская площадь – Сарембой Нартеягинский вал трассируются рифовые известняки (765 м, скв. Северо-Хоседаюская-1), продолжающие Хорейверскую рифовую зону. (Лист R-(40)-42 – о. Вайгач – п-ов Ямал, 2000). Возраст доманикового горизонта (средний фран) обоснован наличием конодонтов, брахиопод кораллов.

Доманиковый горизонт является наиболее четко выраженным и хорошо прослеженным. Он представлен тремя типами разрезов: мелководно-шельфовым, рифогенным и депрессионным (глубоководным). Отложения первого типа развиты в крайней западной и северной частях рассматриваемого листа Q-40,41 (Воркута, 2001), фация депрессионных отложений расположена в восточной части Приуралья, а зона рифов приурочена к границе между мелководной и глубоководной фациями.

В мелководно-шельфовой фации доманиковый горизонт (скважины Чаркаю-Лунвож-1, Дзелядевская-1, В.Сэбысь-1 и др.) сложен серыми и буровато-серыми тонкокристаллическими органогенно-обломочными, реже водорослевыми известняками с прослоями вторичных, нередко выщелоченных кавернозных нефтенасыщенных

доломитов, которые к северо-западу (скв. Ванейвис-1, Василково-1) замещаются аргиллитами, часто красноцветными, содержащими прослой алевролитов, песчаников и реже известняков с остатками остракод и брахиопод. Мощность 40-120 м

В глубоководной фации доманиковая свита сложена темно-серыми до черных нередко битуминозными и кремнистыми известняками, доломитами и мергелями с прослоями аргиллитов и силицитов, с остатками кониконхов, радиолярий и гониатитов. В ряде скважин охарактеризованы конодонтами и реже брахиоподами и остракодами. Мощность 9-24 м

Рифы сложены светлыми пятнисто-доломитизированными водорослевыми, комковатыми узорчатыми, реже органогенно-обломочными неравномернопористыми и кавернозными известняками (скв. Ср. Шапкина-1, В. Колва-60 и др.) Мощность до 200-300 м. Доманиковый горизонт залегает согласно на саргаевском горизонте.

Помимо собственно доманиковых отложений депрессионные фации верхнефранского подъяруса также сложены доманикоидными отложениями – чередованием черных битуминозных известняков и зеленовато-темно-серых аргиллитов, мергелей, реже силицитов. В пределах Колвинского мегавала доманикоидные верхнефранские отложения выделяются (Л.В. Пармузина) в *лукашорскую* свиту. Мощность от 40 м возрастает в предрифовых зонах до 100 м. С зонами развития рифов связан ряд промышленных месторождений нефти и газа (Лист Q-40,41 – Воркута, 2001).

#### Нижнекаменноугольная (нижневизейская) сланцевая толща

Для Предуральской (Кортаихинско-Косью-Роговская подзона) и Западно-Уральской (Пайхойская и Баренцевская подзоны) структурно-фациальных зон (СФЗ) характерен карбонатный тип разрезов (Печорский); для Центрально-Уральской СФЗ (Лемвинская подзона) – углеродисто-кремнисто-сланцевый (Карский).

В Печорской СФЗ нижневизейский подъярус (150-160 м) – углисто-кремнисто-карбонатные, углисто-глинистые и углисто-кремнистые толщи, иногда со скоплениями спикул губок, с прослоями окремненных органогенно-детритовых и криноидных известняков, количество их вверх по разрезу растет; в известняках редкие фораминиферы (Лист R-(40)-42-о. Вайгач-п-ов Ямал, 2000).

В Рогачевской СФЗ (от бассейна р Юнау на юге Новой Земли до р. Вадега I на севере) нижнекаменноугольные отложения представлены *черняковской* серией, объединяющей две свиты: *рогачевскую* и *милинскую*. Серия представлена углеродисто-глинисто-кремнистыми и карбонатными отложениями. Нижняя ее часть, соответствующая *рогачевской* свите, сложена черными фтанитами и темно-серыми до черных углеродисто-кремнистыми аргиллитами с прослоями известняков, радиоляритов и яшмоидов. В составе пород наблюдается увеличение глинистого материала в северном направлении. Верхняя часть серии представлена серыми и светло-серыми зернистыми известняками, иногда мраморизованными или окремненными, с прослоями доломитов и горизонтами карбонатных конглобрекций. *Черняковская* серия согласно залегает на *клоковской* толще. Граница проводится по подошве пачки черных фтанитов. По фаунистическим остаткам возраст толщи турнейско-ранневизейский. В верхней части серии найдены фораминиферы, гониатиты, конодонты, указывающие на средневизейско-серпуховской возраст отложений. В целом возраст *черняковской* серии по приведенному комплексу фауны определяется как раннекаменноугольный. Остатки фауны характеризуют наличие

всех фораминиферных зон турнейского, визейского и серпуховского ярусов нижнего карбона. Общая мощность около 1100 м (R-38-40-о. Колгуев, 2003).

В Янгиюганской параметрической скважине (пробурена в 2010-2011 гг в 90 км юго-восточнее г. Салехарда) в интервале 1135-1498 м изучена нефтегазоматеринская сланцевая толща нижнекаменноугольного возраста, представленная чередованием черных углеродистых массивных неяснослоистых алевросланцев, слоистых темно-серых карбонатно-углеродистых алевропелитов и темно-серых органогенных углеродсодержащих известняков (Наркисова и др., 2011). В разрезе преобладают ритмично-слоистые карбонатно-углеродистые алевропелиты. Степень метаморфизма пород соответствует начальным стадиям фации зеленых сланцев, с наложенными низкотемпературными изменениями связано появление цеолитов. По всему разрезу в породах часто наблюдаются мелкие изоклинальные складки, следы межслоевых сдвигов, выраженные в разлинзовании пород. Широко проявлено брекчирование, которое подчеркивается многочисленными кальцитовыми жилами, заполняющими ортогональные и согласные со слоистостью пород трещины. Сами жилы нередко смещены по плоскостям межслоевых сдвигов. Угол слоистости варьирует в интервале 40-60° к оси керна. Местами слоистость становится субвертикальной (до 15-5° к оси керна), гофрированной и субгоризонтальной (80-85° к оси керна). В свете вышеизложенного об истинной толщине углеродисто-карбонатной толщи говорить сложно, реальный диапазон от 100 до 300 м.

Содержание  $C_{орг}$  в различных типах пород колеблется от 1,4 до 14,5%.

В известняках и известковых сланцах присутствуют криноидеи, фораминиферы, единичные акритархи, крупные лейосферы, празиофитовые водоросли, известковые водоросли, зелёные и красные водоросли, споры, миоспоры, остатки фауны беспозвоночных. Миоспоры с гл. 1182 м характеризуют визейский возраст вмещающих пород (Наркисова и др., 2011).

#### Верхнекаменноугольная сланцевая толща

На крыльях антиклинальных структур Южного острова арх. Новой Земли (Рогачевская СФЗ) присутствует *казаркинская* свита ( $C_2-P_1$  kz) двучленного строения. Нижняя подсвита сложена переслаиванием аргиллитов, калькаренитов, кремнисто-углеродистых аргиллитов, фтанитов. Содержит 2-3 горизонта, насыщенных фосфатными конкрециями и фосфоритовыми конгломератами мощностью до 1,3 м. В низах этой подсвиты найдены конодонты среднекаменноугольного возраста. Верхняя подсвита сложена аргиллитами, углеродисто-кремнистыми аргиллитами, алевролитами, чередующимися с рудными родохрозито-кремнистыми и кремнисто-родохрозитовыми породами (от 8 до 14 интервалов). В верхней подсвите обнаружены конодонты, гониатиты, двустворки, фораминиферы, позволяющие датировать вмещающие породы среднекаменноугольным-раннепермским возрастом. Общая мощность свиты колеблется от 25 до 180 м.

В Карской СФЗ (руч. Парус-Щелья-Шор, реки Кара и Силоваяха) средне-верхнекаменноугольные отложения согласно залегают на породах серпуховского яруса. Представлены (105-150 м) углисто-кремнистыми сланцами с редкими прослоями окремненных органогенно-обломочных известняков и известковых песчаников (калькаренитов). В верхней части преобладают глинисто-карбонатно-кремнистые сланцы и тонкослоистые радиоляриты, содержащие кремнисто-фосфатные и сидеритовые конкреции и мегаконкреции кремнистых доломитов и известняков (черносланцевая ассоциация). В нижней части (30-35 м) в известняках встречены башкирские фораминиферы, в вышележащих – московские.

Верхняя часть черносланцевой толщи относится к верхнему карбону-нижней перми (ассельский-сакмарский ярусы ?). В разрезе по р. Кара, ниже устья р. Силоваяха, в 10 м ниже подошвы нижней перми в обломочных известняках определены гониатиты гжельского-сакмарского ярусов. В вышележащих слоях встречены фораминиферы касимовского яруса верхнего карбона (руч. Парус-Щелья-Шор).

Для Лемвинской СФЗ постепенный переход от каменноугольных отложений к пермским устанавливался многими исследователями Полярного Урала и Пай-Хоя. В составе традиционно выделяемой *кечьельской* свиты, или нерасчлененных отложений карбона-перми все они отмечали присутствие черносланцевой серии пород в основании существенно флишоидной толщи. Необходимость разделения этих разнородных формаций на самостоятельные стратиграфические единицы очевидна. Из кремнисто-сланцевых образований по руч. Парус-Щелья-Шор определены позднекаменноугольные фораминиферы касимовского яруса (Лист R-(40)-42 – о. Вайгач-п-ов Ямал, 2000).

В Зилаиро-Лемвинской СФЗ в пределах Хайминской пластины Лемвинского аллохтона распространена *кечьельская* свита ( $C_2-P_1$  кр). Свита сложена многократно переслаивающимися между собой песчаниками, алевролитами, аргиллитами и реже глинистыми сланцами. Значительная часть разреза свиты характеризуется флишоидной ритмичностью с такими признаками флиша, как микроразмывы в основании ритмов и наличие гиероглифов. По набору пород и внешнему облику *кечьельская* свита похожа на *юньягинскую* серию.

Свита залегает обычно на воргашорской и реже на яйюской свитах карбона. Но в отношении характера ее нижней границы единого мнения нет. Одни геологи считают, что она лежит с размывом, другие отмечают постепенный ее переход к нижележащим отложениям. Верхняя граница свиты эрозионная. На разных ее частях, как и на других свитах палеозоя, с угловым несогласием лежат меловые отложения. Свита сложно

дислоцирована. Слоистость глинистых сланцев часто затушевана не совпадающей с ней сланцеватостью, что затрудняет определение ее мощности.

Возраст *кечпельской* свиты в основном признается ассельско-сакмарским. Но многие геологи (К.Г. Войновский-Кригер, А.И. Водолазский и др.) полагают, что ее низы могут относиться к верхам карбона. Это находит свое подтверждение в более южных районах Урала, где верхняя часть карбона в самых восточных фациях представлена флишоидными терригенными отложениями. Верхи свиты, по мнению В.М. Богомазова и др. могут заходить в нижнюю часть артинского яруса (Лист Q-40,41 – Воркута, 2001).

Верхнекаменноугольная нефтегазоматеринская сланцевая толща, по всей видимости, вскрыта в Аракаевской параметрической скважине, бурение которой велось в 2010-2012 гг в надвиговой зоне Западных складок Среднего Урала к западу от г. Екатеринбурга. По предварительным данным граница верхнекаменноугольных и нижнепермских пород в этой скважине находится на глубине около 1800 м. Стратиграфический разрез верхнекаменноугольных отложений, вскрытый ниже этого рубежа имеет следующий вид (сверху вниз):

Верхняя сланцевая толща. (Инт. 1800-1840 м) - Литологический состав характеризует керн, поднятый из интервала 1813,2-1817,0 м (вынос керна 3,5 м или 92,1%). Неравномерное переслаивание аргиллитов (40-50%), алевропелитов (30-40%), алевролитов и мелкозернистых песчаников (10-30%). Наблюдаются редкие тонкие слойки (1-6 мм) белого известняка. В отобранных 3,5 м керна насчитывается порядка 400 слоев. Аргиллиты и алевропелиты темно-серые, черные, тонкослоистые, участками перемятые, с зеркалами скольжения (угол 40-45°, реже 10-15° к оси керна). Алевролиты и мелкозернистые песчаники имеют относительно более светлую, серую и темно-серую, окраску. Залегание пород субгоризонтальное. Обычная толщина слоев терригенных разностей от 0,5 мм до 2-3 см, в виде исключения до 10,0-12,0 см. Присутствуют остатки ископаемой фауны. Радиоактивность в диапазоне 5-12 мкр/час.

Нижняя сланцевая толща. (Инт. 1840-1867 м). Поскольку бурение с отбором керна в этой части разреза не проводилось, о ее литологическом составе можно судить по шламу и данным ГИС. Шлам, примерно в равном количестве, представлен следующими разностями пород: *аргиллиты* серого, темно-серого, черного цвета, известковистые, тонкоплитчатые (20-40%); *песчаники* серые, темно-серые, мелкозернистые, известковистые, на глинисто-карбонатном цементе, с редкими включениями белого кальцита, наблюдаются тонкие трещины с небольшим количеством белого кальцита (10-30%); *алевролиты* серые и темно-серые, на карбонатном цементе (до 10-20%); *мергели* темно-серые, слабо алевритистые, неравномерно глинистые (10-50%); *известняки* коричневого цвета в виде единичных обломков.

Специфической особенностью нижней сланцевой толщи является повышенная радиоактивность (5-25 мкр/час, единичные прослои до 38 мкр/час). Наиболее вероятной причиной этого факта является обогащение пород органическим веществом, т.е. данный интервал разреза может быть охарактеризован как нефтегазоматеринская толща.

В настоящее время достоверных данных, свидетельствующих о полноте разреза верхнекаменноугольных отложений на рассматриваемой территории, нет. Считается, что нижнепермские образования залегают на верхнекаменноугольных с угловым и

стратиграфическим несогласием. В целом, верхнекаменноугольные отложения характеризуются неоднородностью профиля, частой сменой фаций по латерали, при общей тенденции смены карбонатного типа разреза на западе, терригенно-сланцевыми на востоке региона. По региональным палеонтологическим данным доказано лишь присутствие нижней зоны касимовского яруса.

*Среднекаменноугольный карбонатный комплекс.* (Инт. 1867-2049 м)- К кровле среднекаменноугольных отложений приурочен отражающий горизонт «I-a».

Отбор керн производился в инт. 1875,0-1910,0 м (вынос керн 8,3 м или 23,7%). Известняки (90-100%) с редкими тонкими прослоями аргиллитов и мергелей.

*Известняки* темно-серого, серого, местами коричневатого цвета, органогенно-детритовые, участками окремненные, скрытокристаллические. Обилие разнонаправленных тонких до 0,1 мм) трещин, заполненных глинистым веществом. Встречаются трещины (до 1,0 мм), заполненные кальцитом. В виде рассеянной вкрапленности и отдельных скоплений пирит. Многочисленные ископаемые остатки фауны. Тонкие прослои известняков (до 2-4 мм) присутствуют в прослоях мергелей и аргиллитов.

*Мергели* темно-серого цвета с трещинами (до 0,5 мм), заполненными кальцитом.

*Аргиллиты* темно-серого и черного цвета, слабо известковистые.

В 35 км юго-западнее Аракаевской скважины в скважине № 10 Бухаровской в верхней части карбонатного разреза встречен прослой брекчиевидного известняка мощностью 4,0 м.

В радиусе нескольких десятков километров от Аракаевской скважины установлены следующие признаки углеводородов: слабые притоки газа из мячковско-верхнекаменноугольных карбонатных отложений получены на Кедровском месторождении, Илимской и Березовской структурах; газоконденсатная залежь в верхнекаменноугольных карбонатных отложениях выявлена на Кордонском месторождении; в отложениях того же возраста на Алегазовском, Усть-Иткинском месторождениях присутствуют газовые шапки.

В связи с выделением в палеозойских отложениях Тимано-Печорской плиты и в прилегающих Уральском и Пайхой-Новоземельском складчатых сооружениях описанных выше семи нефтегазоматеринских сланцевых толщ возникает много вопросов, ответ на которые могут дать лишь будущие более детальные геологические и геохимические исследования.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

**Анализ** и обобщение результатов ГРП по глинистым коллекторам нижнего майкопа Предкавказья и оценка эффективности освоения этого нефтегазоносного комплекса. Отчет /ФГУГП «Севкавгеология», ООО «Инженерно-геологический центр»; Исп. Копыльцов А.И., Петренко П.А., Шарафутдинов Ф.Г. и др.- Ессентуки-Железноводск, 2000.

**Баженова О.К.** Аутигенная нефтеносность – свойство глинисто-кремнистых толщ // Геология и геохимия горючих ископаемых (к 50-летию кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ (1945-1995 гг.); Отв. редактор – профессор Соколов Б.А.- Москва: ВНИИзарубежгеология, 1995.

**Высоцкий В.И.** Конкуренция растет. В последние годы добыча сланцевого газа в США резко выросла // Российские недра.- 2011.- № 18 (129); 14 декабря.

**Высоцкий В.И.** Ресурсный потенциал газсланцевых формаций мира и прогноз его освоения /XIX Губкинские чтения. Инновационные технологии прогноза, поисков, разведки и разработки скоплений УВ и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России: Тезисы докладов; 22-23 ноября 2011 г. Москва.- Москва, 2011.- С. 16-17.

**Геологическое строение и нефтегазоносность** глубокозалегающих отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (по результатам бурения Тимано-Печорской глубокой опорной и Колвинской параметрических скважин).-Пермь.-2000.

**Геология СССР.** Том XIX. Хабаровский край и Амурская область. Полезные ископаемые.- Москва: Недра, 1976.

**Горная энциклопедия.**- М., 1986.- Т.2.

**Государственная геологическая карта** Российской Федерации. Серия Майская. Лист О-53-Х (Усть-Юдома). Масштаб 1:200 000.- Москва,1998.

**Дмитриевский А.Н.** Сланцевый газ – новый вектор развития мирового рынка углеводородного сырья / Дмитриевский А.Н., Высоцкий В.И. // Вестник ОНЗ РАН.- 2010.- Т. 2.- С. 1-7.

**Жарков А.М.** Оценка потенциала сланцевых углеводородов России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление.- 2011.- № 3.- С. 16-21.

**Иванов К.С.** Конодонты и биостратиграфия вулканогенно-кремнистых отложений раннего палеозоя, вскрытых Уральской сверхглубокой скважиной СГ-4. / Иванов К.С., Снигирева М.П., Мянник П., Бороздина Г.Н. // Литосфера.-2004.-№4.-С.89-101.

**Конторович А.Э.** Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты / Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Занин Ю.Н. и др. // Геология и геофизика.- 1998.- Т. 39, № 11.- С. 1477-1491.

**Корчагина Ю.И.** Катагенез органического вещества нефтематеринских пород // Природа органического вещества современных и ископаемых осадков.- М.: Наука, 1973.- С. 162-168.

**Лебедько Г.И.** Перспективы нефтегазоносности Предкавказской системы передовых прогибов // Геология нефти и газа.- 2011.- № 3.- С. 32-41.

**Неручев С.Г.** Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа / Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Зеличенко И.А. и др.- Л.: Недра, 1986.- С. 247.

**О вероятности** открытия месторождений нефти во внутренних губерниях России // Горный журнал или собрание сведений о горном и соляном деле с присовокуплением новых открытий по наукам к сему предмету относящихся. Часть III. Геология, геогнозия и палеонтология.- Санкт-Петербург: Типография Иосафата Огризко, 1863.

**Обобщение** результатов поискового бурения по Ново-Дмитриевской площади Краснодарского края: Отчет / Краснодарское УБР, Кубаньгазпром; Исп. Баринов А.Ф., Матюхина З.И., Алешина Т.А. и др.- Краснодар, 1976.

**Отчет** о научно-исследовательской работе «Гидрогеология и геохимия РОВ перспективных комплексов Восточно-Кубанской впадины, Западно-Кубанского прогиба и

Таманского полуострова / Союзбурнефть, ВНИПИтермнефть. Отв. исп. Матвиенко В.Н., Федотова С.А., Ермолаев В.Г. и др.- Краснодар, 1985.

**Отчет** Анализ и обобщение материалов параметрической скважины 250-Левкинская / Краснодарнефтегаз, Ахтырское управление буровых работ; Исп. Заграбянц М.Г., Николаевский А.С., Шевчук В.В., Якименко Т.П., Глазырин А.Н. и др.- пос. Ахтырский, 1990.

**Полякова И.Д.** Литолого-геохимическая классификация разрезов и седиментационная модель баженовской свиты / Полякова И.Д., Кроль Л.А., Перозио Г.Н., Предтеченская Е.А. // Геология и геофизика.- 2002.- Т. 43, № 3.- С. 240-251.

**Проворов В.М.** Строение и нефтегазоносность верхнедевонско-турнейского палеошельфа на севере Пермского края. / Проворов В.М., Неганов В.М., Шибанова А.М., Вилесова Л.А. // Материалы IV геологической конференции Кам НИИКИГС.-Пермь.-2008.-С. 10-20.

**Резников А.Н.** Геосинергетика нефти и газа.- Ростов-на-Дону, -2008.

**Цветкова Н.Л.** Сланцевые УВ Среднерусского и Московского авлакогенов // Инновационные технологии прогноза, поисков и разведки скоплений УВ и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК Россиию: Доклад на XIX Губкинских чтениях; 22-23 ноября 2011 г. Москва.-Москва. -2011.

**Цветкова Н.Л.** Возможный генезис метана в палеопротерозойском черносланцевом комплексе района Оутокумпу, Финляндия // Инновационные технологии прогноза, поисков и разведки скоплений УВ и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК Россиию: Доклад на XIX Губкинских чтениях, 22-23 ноября 2011 г. Москва.- Москва, 2011.

**Цветкова Н.Л.** Исследования и разработка нетрадиционных ресурсов сланцевых углеводородов в мире // Инновационные технологии прогноза, поисков и разведки скоплений УВ и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России: Доклад на XIX Губкинских чтениях; 22-23 ноября 2011 г. Москва.- Москва, 2011.

**Bunger J.M.** Is oil shale America's answer to peak-oil challenge? / Bunger J.M., Crawford P.M. // Oil & Gas Journal.- 2004.- Aug. 9.- P. 16-24.

**Canada** looks to shales for boost to gas supply // Oil & Gas Journal.- 2009.- Dec. 14.- P. 18-22.

**Crockett Joan** The New Albany shale in Illinois: emerging play or prolific source / Crockett Joan, Morse David // Oil & Gas Journal.- 2010.- Sept. 6.- P. 72-79.

**Cuadrilla** has large shale gas find in UK // Oil & Gas Journal.- 2011.- Oct. 3.- P. 10.

**Dittrick P.** Sliding-sleeve fracs unlock more ND Bakken oil // Oil & Gas Journal.- 2011.- June 6.- P. 35-38.

**Dittrick P.** Multiple models likely for Niobrara Horizontal play //Oil & Gas Journal.- 2011.- Sept. 5.- P. 27-30.

**EOG** sees Eagle Ford Shale as major US oil discovery // Oil & Gas Journal.- 2010.- Apr. 19.- P. 35.

**ExxonMobile** takes Argentina Shale farmout // Oil & Gas Journal.- 2011.- Sept. 5.- P. 10.

**Geological** Survey of Finland. Special Paper 51 / Edited by Ilmo Kukkonen //Outokumpu Deep Drilling Project 2003-2010.- 2011.- P. 252.

**Hammes Ursula** Geologic analysis of the Upper Jurassic Haynesville Shale in east Texas and west Louisiana / Ursula Hammes, H. Scott Hamlin, Thomas E. Ewing // AAPG, Bulletin, v.95, NO.10 (October 2011), P. 1643-1666.

**Kristoffersen Stig-Arne** Gas shale potential in Ukraine // An assessment of a large opportunity.- 2010.

**Kulkarni P.** Игл Форд шейл: активность разработок в регионе./ Нефтегазовые технологии. № 11, ноябрь 2010. С. 38-42.

**Kuroda Junichiro** Lamina-scale analysis of sedimentary components in Cretaceous black shales by chemical compositional mapping: Implication for paleoenvironmental changes during

the Oceanic Anoxic Events / Kuroda Junichiro, Inkouchi Naohiko, Ishii Teruaki, Tokuyama Yidekazu and Taira Asahiko // *Geochimica et Cosmochimica Acta.*- 2005.- Vol. 69, No. 6.- P. 1479-1494.

**Lobato Fabiano Sayao** Shale gas, oil, minerals processing offer synergies in Brazils Amazon basin // *Oil & Gas Journal.*- 2011.- Mar. 7.- P. 54-67.

**Mason James E.** Well production profiles assess Fayetteville shale gas potential // *Oil & Gas Journal.*- 2011.- Apr. 4.- P. 76-81.

**Michigan** basin Utica shale gas play may ignite // *Oil & Gas Journal.*- 2010.- Apr. 5.- P. 45.

**Modern Shale Gas** // Development in the United States: A Primer, 2009.

**North Africa** gets First shale gas frac job // *Oil & Gas Journal.*- 2010.- Sept. 6.- P. 10-12.

**Pioneer** Test Silurian oil in southern Tunisia // *Oil & Gas Journal.*- 2010.- Nov. 1.- P. 10.

**Poland** Baltic shale gas evaluation advancing // *Oil & Gas Journal.*- 2011.- Oct. 3.- P. 10, 12.

**Quebec** shale due tests after NBR yields gas // *Oil & Gas Journal.*- 2009.- July 6.-P. 38.

**Roth M.** Нетрадиционные подходы к разработке Игл Форд. / Нефтегазовые технологии. № 11, ноябрь 2010. С. 37.

**Selley R.C.** UK shale-gas resources – Petroleum Geology Conference series. // *Oil & Gas Journal.*- 2010.- Dec. 12.

**Snow N.** USGS to update Bakken formation assessment, Salazar says // *Oil & Gas Journal.*- 2011.- June 6.- P. 36.

**South Australia oil shale deposit indicated** // *Oil & Gas Journal.*- 2011.- Oct. 3.- P. 6, 10.

**St. Mary** Land Tests Eagle Ford in Webb County // *Oil & Gas Journal.*- 2009.- July 6.- P. 38.

**The New Utica Regional Shale Study** // *Oil & Gas Journal.*- 2011.- Sept. 5.- P. 33.

**What is shale gas?** An introduction to shale-gas geology in Alberta / Rokosh C.D., Pawlowicz J.G., Berhane H., S.D.A. Anderson and A.P. Beaton // Energy Resources Conservation Board.- Alberta Geological Survey, 2009.