

НЕТРАДИЦИОННАЯ НЕФТЬ: СТАНЕТ ЛИ БАЖЕН ВТОРЫМ БАККЕНОМ?

Сланцевая революция в США спровоцировала интерес к нетрадиционным углеводородам во всем мире, в том числе в России. При этом до сих пор не существует единой классификации нетрадиционных УВ, а путаница в терминах зачастую создает иллюзии относительно ресурсного потенциала и перспектив добычи. Несмотря на то, что есть понимание значительности ресурсов углеводородного сырья баженовской свиты, их оценки имеют значительный разброс из-за отсутствия эффективных технологий разведки и добычи.

Данный обзор представляет собой первую часть исследования, посвященного нетрадиционным ресурсам нефти и газа в мире, а также перспективам добычи российской нефти баженовской свиты. Вторая часть будет посвящена классификации трудноизвлекаемых запасов в России, экономике их разработки, а также направлениям государственного стимулирования разработки ТРИЗ и применения технологий увеличения нефтеотдачи.

АВТОРЫ



Григорий ВЫГОН

Директор Энергетического центра
Московской школы управления СКОЛКОВО
energy@skolkovo.ru



Антон РУБЦОВ

Руководитель направления
«Стратегия и развитие бизнеса»
Anton_Rubtsov@skolkovo.ru



Сергей КЛУБКОВ

Руководитель направления
«Управление портфелем активов, нефть и газ»
Sergey_Klubkov@skolkovo.ru



Сергей ЕЖОВ

Главный экономист
Sergey_Ezhov@skolkovo.ru



Мария БЕЛОВА

Старший аналитик «Мировая энергетика»
Maria_Belova@skolkovo.ru



Дарья КОЗЛОВА

Аналитик «Стратегия и развитие бизнеса»
Daria_Kozlova@skolkovo.ru



Джулиан ЛИ

Профессор ВР Энергетического центра
Московской школы управления СКОЛКОВО
energy@skolkovo.ru

СОДЕРЖАНИЕ

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ.....	3
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	8
КЛАССИФИКАЦИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ.....	10
НЕФТЬ ПЛОТНЫХ ПОРОД.....	16
ГЕОЛОГИЯ.....	16
ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ.....	19
ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО ОТРАСЛИ США.....	23
ДИНАМИКА И ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ.....	28
НЕФТЯНЫЕ СЛАНЦЫ.....	33
ГЕОЛОГИЯ.....	33
РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ.....	35
ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ	37
ДОБЫЧА НЕФТЯНЫХ СЛАНЦЕВ.....	39
СЛАНЦЕВАЯ НЕФТЬ.....	43
РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ.....	43
ТЕХНОЛОГИИ И ДОБЫЧА СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ.....	46
БАЖЕНОВСКАЯ СВИТА.....	50
ГЕОЛОГИЯ.....	50
РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ.....	56
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВЫЗОВЫ.....	63
ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ.....	66

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

Сланцевая революция в США спровоцировала интерес к нетрадиционным углеводородам (УВ) во всем мире, в том числе в России. При этом до сих пор не существует единой классификации нетрадиционных УВ, а путаница в терминах зачастую создает иллюзии относительно ресурсного потенциала и перспектив добычи.

Так, все жидкие нетрадиционные углеводороды, добываемые сегодня в США, называют «сланцевой нефтью». На самом деле **сланцевая нефть (shale oil)** – это полностью «вызревшая», но не ушедшая из материнской породы (**нефтяных сланцев – oil shale**) нефть. Кроме этой жидкой нефти нефтяные сланцы содержат и органическое вещество (**кероген**), представляющее собой недозревшую нефть. 2 млн барр./сут. жидких нетрадиционных УВ, что сегодня добывают в США – это, в основном, не сланцевая нефть, а **нефть плотных пород (tight oil) и газовый конденсат**, получаемый из сланцевого газа (shale gas) и газа плотных пород (tight gas)

Соединение 2-х известных технологий в одну - много-стадийный ГРП (МГРП) в горизонтальных скважинах, позволило начать коммерческую добычу сланцевого газа и нефти плотных пород (с проницаемостью ниже 0,001 мД). На развитие этой технологии в США ушло свыше 30 лет.

Особенностью разработки запасов УВ плотных пород с помощью МГРП является высокая скорость падения дебитов – на 80% за первые 2 года. В связи с этим важным фактором поддержания и роста добычи является значительный объем бурения.

Развитие технологий добычи сланцевого газа и нефти плотных пород в США обеспечили независимые от ВИНК компании. Связано это с тем, что подобный бизнес больше напоминает конвейер, где на первое место выходит производственная эффективность и скорость принятия решений. Независимые компании настолько эффективнее Majors, что последние не переносят на них свою корпоративную систему управления проектами при их поглощении. Они до сих пор играют ключевую роль в добыче нетрадиционных УВ, хотя Majors продолжают активно входить в наиболее успешные проекты.

В мире, по различным оценкам, будут добывать от 3,8 до 6,7 млн барр./сут. жидких УВ плотных пород к 2020 году

и от 4,0 до 9,1 млн барр./сут к 2030-му. Основной вклад в рост мировой добычи жидких УВ плотных пород внесет Северная Америка.

Геологические ресурсы нефти, содержащиеся **в керогене нефтяных сланцев (oil shale)**, по оценке USGS составляют 2,8 трлн барр, на США приходится около 75% этих ресурсов.

В мире сегодня добывается около 33 млн т в год нефтяного сланца, из которого может быть получено в результате переработке сланца на поверхности до 2 млн т нефти (ex-situ). Однако технологии ex-situ в большинстве своем экономически низкоэффективны, основные перспективы связаны с добычей нефти, преобразованной из керогена непосредственно в пласте (in-situ).

В настоящее время компании, в основном работающие в США, находятся либо на стадии исследований и разработки in-situ технологий, либо их пилотного тестирования и применения в опытно-промышленных работах. Это объясняет наличие широкого диапазона прогнозов объемов добычи нефти из керогена в США: от 135 тыс. барр./сут. в год к 2040 году (EIA, 2013) до 2 млн барр./сут. к 2031 году (INTEK, 2012).

Что касается содержащейся в нефтяных сланцах «готовой» нефти (shale oil), Агентство энергетической информации (EIA) оценило величину мировых технически извлекаемых ресурсов сланцевой нефти в 345 млрд барр. Это составляет 10% от суммы доказанных запасов и текущей оценки ресурсов традиционной и нетрадиционной нефти планеты. Россию по объему технически извлекаемых ресурсов EIA поставило на первое место с 10 млрд т (74,6 млрд барр.). Соответствующие оценки сделаны по отложениям баженовской свиты.

Смешение в «одну кучу» нефти плотных пород США и баженовской свиты может создать иллюзию, что простой перенос на бажен используемых в США технологий вот-вот приведет к новой «сланцевой» революции.

В США на сланцевых участках сегодня добывается в основном газ и попутные жидкие компоненты (конденсат), объемы добычи сланцевой нефти незначительны. Лишь в последние годы компании начинают

работы по добыче нефти непосредственно в сланцах, однако успешно применяемая в других плотных породах технология (горизонтальная скважина + ГРП) не везде работает. В связи с этим, компании работают над адаптацией этой технологии (Верхний Bakken) или добывают нефть с помощью вертикальных скважин в сочетании с кислотной стимуляцией (Monterey), но пока в незначительных объемах.

Баженовская свита содержит как слабопроницаемые нефтематеринские породы, в которых процессы преобразования органического вещества в нефть еще не завершены, так и породы-коллекторы.

Особенностью строения баженовской свиты является наличие зон с аномальными разрезами, в которых единая толща битуминозных аргиллитов расслаивается песчано-алевритовыми слоями. Аномальные разрезы баженовской свиты обладают высоким доказанным потенциалом нефтеносности, на них сегодня приходится основной объем добычи.

Оценки ресурсного потенциала баженовской свиты сегодня различаются на порядок, что связано с низкой изученностью и отсутствием эффективных технологий добычи. Так, в оценке ЕІА наибольшие вопросы вызывает используемый коэффициент нефтеизвлечения (КИН), который для баженовской свиты принят равным 6%, как для «благоприятного» НГК с низким содержанием глины, умеренной геологической сложностью и благоприятными свойствами коллектора. Однако, к баженовской свите эти характеристики вряд ли применимы, поэтому более оправдано использование коэффициента нефтеизвлечения 2-3%, что в разы уменьшает оценку объема технически извлекаемых ресурсов.

Формально оценка ЕІА вообще некорректна из-за отсутствия технологий добычи, доказавших свою эффективность на бажене. Адаптация технологии МГРП для залежей баженовской свиты достаточно затруднительна из-за неоднородности разреза, больших глубин залегания, высокой температуры и зон аномального давления. Сколько уйдет времени на отработку технологии, какова будет ее эффективность и экономика, пока до конца не понятно.

Основной потенциал баженовской свиты связан с керогеном, а не со сланцевой нефтью. Ресурсы нефти, которую можно получить из керогена, оценивают от 35 до 403 млрд т.

По оценкам ОАО «РИТЭК», термогазовый метод воздействия может позволить извлечь легкую нефть и углеводороды до 60% от первоначального объема керогена, однако технологическая, экономическая и экологическая эффективность метода под большим вопросом.

Работы в рамках пилотных проектов получения нефти из керогена нефтяных сланцев США методом in-situ ведутся на глубинах не более 600 м, поэтому даже в случае коммерческого успеха ни одна из рассмотренных технологий in-situ не сможет быть «скопирована» для баженовской свиты, залегающей на глубинах около 3000 м.

Пилотные проекты по отработке технологий освоения баженовской свиты пока носят единичный характер. Привлечение иностранных Majors должно повысить эффективность соответствующих проектов. При этом нужно понимать, что «сланцевую революцию» в США сделали не Majors, а независимые компании. Использование специализирующихся на этом средних и мелких добывающих, а также сервисных компаний может существенно ускорить процесс адаптации существующих и разработки новых технологий.

В среднесрочной перспективе ожидать значительно роста добычи нефти из бажена не приходится по причинам отсутствия технологий и структурным недостаткам отрасли. Для полноценной реализации ресурсного потенциала баженовской свиты необходима государственная поддержка развития технологий и создание высоко конкурентной среды, в том числе привлечение заметного количества мелких инновационных компаний. Основные перспективы роста добычи трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в России в среднесрочной перспективе связаны с низкопроницаемыми коллекторами, ачимовской и тюменской свитами, а не баженом.

Данный обзор представляет собой первую часть исследования, посвященного нетрадиционным ресурсам нефти и газа в мире, а также перспективам добычи российской нефти баженовской свиты.

Вторая часть будет посвящена классификации трудноизвлекаемых запасов в России, экономике их разработки, а также направлениям государственного стимулирования разработки ТРИЗ и применения технологий увеличения нефтеотдачи.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

Английские сокращения

BCGA (Basin Centered Gas Accumulation)	Скопления газа в плотных формациях непрерывного типа
EIA DOE (Energy Information Administration Department of Energy)	Агентство энергетической информации Министерства энергетики США
EUR (Estimated Ultimate Recovery)	Прогнозируемая накопленная добыча на скважину
IEA (International Energy Agency)	Международное энергетическое агентство (МЭА)
M&A (Mergers and Acquisitions)	Сделки по слияниям и поглощениям
PRMS (Petroleum Resources Management System)	Система управления запасами и ресурсами углеводородов
TGF (Tight Gas Formation)	Газ плотных (низкопроницаемых) пород
TOC (Total Organic Carbon)	Общее содержание органического углерода
USGS (United States Geological Service)	Геологическая служба США

Русские сокращения

АВПД	Аномально высокое пластовое давление
ГИС	Геофизические исследования скважин
ГРП	Гидроразрыв пласта
КИН	Коэффициент извлечения нефти
МГРП	Многостадийный гидроразрыв пласта
МУН	Методы увеличения нефтеотдачи
НГК	Нефтегазоносный комплекс
НГП	Нефтегазовая провинция
НГБ	Нефтегазовый бассейн
НСР	Начальные суммарные ресурсы
ППД	Поддержание пластового давления
СУГ	Сжиженные углеводородные газы
ТИР	Текущие извлекаемые ресурсы
ТРИЗ	Трудноизвлекаемые запасы
УВ	Углеводороды
УВС	Углеводородное сырье
ШФЛУ	Широкая фракция легких углеводородов
ФЕС	Фильтрационно-емкостные свойства

КЛАССИФИКАЦИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

В отношении нетрадиционных углеводородов существует определенная терминологическая путаница. Например, в литературе зачастую сланцевая нефть может называться нефтью плотных пород, и наоборот, а сланцевую нефть путают с нефтяными сланцами

По мере того, как все большее число экспертов признает факт свершения сланцевой революции в США, позволившей стране за последние 10 лет увеличить добычу сланцевого газа почти в 15 раз, все чаще появляются публикации, предрекающие повторение сланцевой революции уже применительно к нефти.

Следует отметить, что в настоящее время в отношении нетрадиционных углеводородов существует определенная терминологическая путаница. Например, в литературе зачастую сланцевая нефть может называться нефтью плотных пород, и наоборот. Также сланцевой нефтью (**shale oil**) может называться продукция, выделенная из нефтяного сланца (**oil shale**).

Вообще, **самой распространенной ошибкой является смешение понятий shale oil и oil shale**. В связи с этим имеет смысл разобраться, о каких именно углеводородах идет речь, особенно при оценке ресурсного потенциала и прогнозных уровнях добычи.

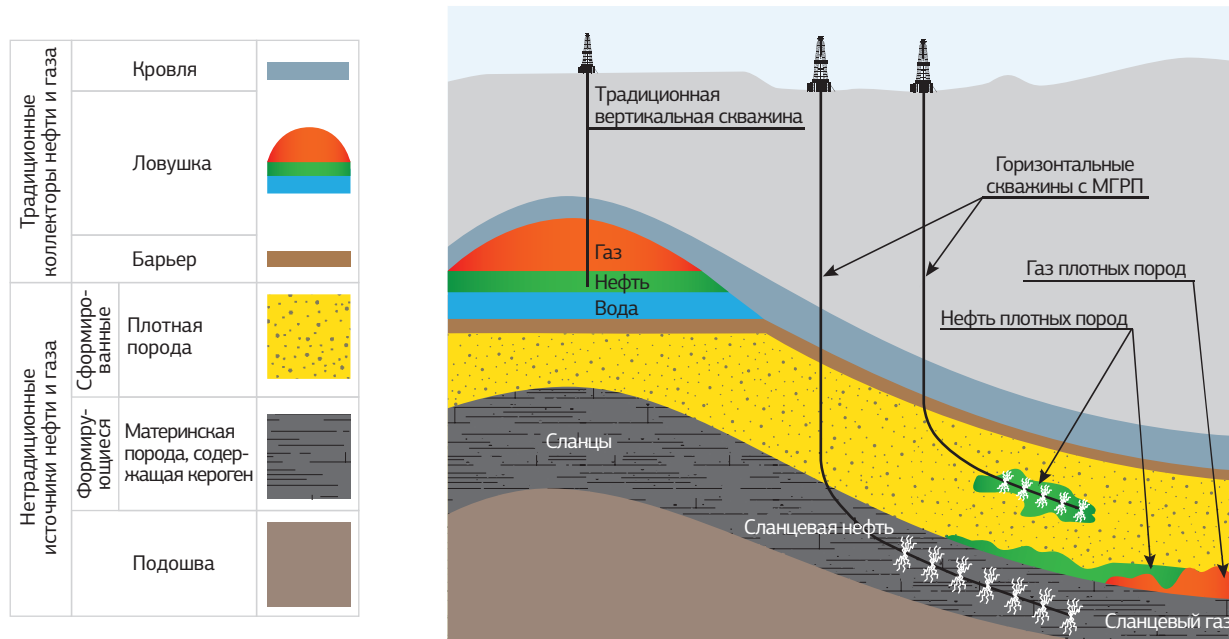
По способам образования и скопления углеводороды можно разбить на следующие группы (см. рис. 1):

- Углеводороды, сосредоточенные в традиционных залежах (ловушках). Под традиционными залежами понимаются отдельные залежи, приуроченные к локализованным геологическим структурам, как правило, ограниченным контактом с водой в подошве. При этом углеводороды должны быть связаны гидродинамически и могут быть добыты через скважины.
- Углеводороды, которые мигрировали из материнской породы и содержатся в пластах породы, характеризующейся крайне низкой проницаемостью (газ плотных пород – tight gas, нефть плотных пород – tight oil).
- Углеводороды, которые полностью «вызрели», но не ушли из материнской породы (нефтяных сланцев) – сланцевый газ (shale gas) и сланцевая нефть (shale oil).
- Кероген - недозревшая нефть, содержащаяся в материнской породе (нефтяных сланцах, oil shale). Ке-

роген может быть преобразован в товарную нефть при нагревании нефтяных сланцев.

Нужно отметить, что в мире сегодня не существует единой классификации нетрадиционных углеводородов. Во многом это связано с тем, что коммерческая крупномасштабная добыча нетрадиционной нефти и газа началась относительно недавно. Кроме того, имеются объективные сложности выделения критериев отнесения ресурсов и запасов углеводородного сырья (УВС) к категории нетрадиционных. Наконец, бурное развитие технологий привело к тому, что ресурсы УВС, еще недавно считавшиеся нетрадиционными, сегодня относят к традиционным.

Рис. 1. Классификация углеводородов по способу залегания



Источник: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО

Разделение запасов на традиционные (conventional) и нетрадиционные (unconventional) обусловлено, в том числе, необходимостью применения разных методов оценки их объемов.

В ноябре 2011 года было выпущено новое руководство по применению классификации запасов и ресурсов **PRMS** (Petroleum Resources Management System)¹,

¹ Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System, November 2011

в котором сделана первая серьезная попытка классифицировать нетрадиционные углеводороды.

Согласно PRMS, традиционные запасы УВС сосредоточены в определенных местах (месторождениях), приуроченных к локализованным геологическим структурам (ловушкам), как правило, ограниченным контактом с водой в подошве. При этом углеводороды связаны гидродинамически и могут быть добыты через скважины обычными методами. Извлеченные на поверхность УВ обычно требуют минимальной подготовки перед продажей.

Нетрадиционные ресурсы УВС, напротив, могут быть расположены на значительных площадях, так называемых объектах «непрерывного типа» (continuous-type). Для их добычи необходимо применение специальных технологий и зачастую требуется последующая значительная подготовка и переработка перед реализацией на рынке.

Промышленная добыча газа плотных пород началась еще в 1970-е годы в бассейне San Juan с использованием вертикальных скважин и, как правило, гидроразрыва пласта. В соответствии с регулированием, принятым в связи с Законом о газовой политике США (US Gas Policy Act of 1978), газом плотных пород (tight gas formation, TGF) называют газ, приуроченный к коллекторам с пластовой проницаемостью менее 0,1 миллидарси (мД)².

PRMS расширяет это определение через уточнение применяемых технологий и учета экономики: к газу плотных пород относятся залежи газа, экономическая разработка которых невозможна без проведения значительных объемов ГРП, бурения горизонтальных скважин или многоствольного заканчивания (multilateral wellbores).

Газ плотных пород по характеру залегания углеводородов подразделяют на две группы:

- Газ, залегающий в формациях непрерывного типа (continuous-type), расположенных на значительных площадях и не подвержены влиянию гидродинамических факторов;

2 Kazemi, H. 1982. Low-Permeability Gas Sands. *J Pet Technology* 34 (10): 2229–2232. SPE-11330-PA. DOI: 10.2118/11330-PA

- Газ, залегающий в низкопроницаемых коллекторах, приуроченных к традиционным структурным и стратиграфическим ловушкам.

Формации непрерывного типа (Basin Centered Gas Accumulation, BCGA) определяют четыре признака:

- Аномально высокое пластовое давление (АВПД);
- Низкая проницаемость (обычно менее 0,1 мД);
- Непрерывная газонасыщенность;
- Отсутствие подстилающей воды.

Литологический состав породы не определяет принадлежность к формациям непрерывного типа – эти формации встречаются как в карбонатных, так и терригенных коллекторах. Поскольку непрерывные формации не являются месторождениями в общепринятом смысле, для удобства будем использовать термин нефтегазоносный комплекс (НГК), хотя более правильный выбор русского термина геологам еще предстоит сделать.

В соответствии с действующей классификацией PRMS нефть плотных пород и сланцевая нефть относится к традиционной нефти, в то время как нефтяные сланцы относятся к нетрадиционным углеводородам

Определенную путаницу создает то, что в соответствии с действующей классификацией PRMS любая нефть, которая может быть перекачена по трубам без апгрейдинга и/или смешения с легкой нефтью, относится к традиционной нефти (conventional oil). Соответственно, нефть плотных пород и сланцевая нефть по геологической классификации PRMS относится к традиционной нефти, в то время как нефтяные сланцы относятся к нетрадиционным углеводородам.

К нетрадиционной нефти, согласно PRMS, также относятся сверхтяжелая нефть и битумы, характеризующиеся плотностью менее 10 градусов API и вязкостью свыше 10 000 сантипуаз.

В отличие от газа широкомасштабная промышленная добыча нефти плотных пород началась сравнительно недавно. Активно развиваются технологии поисков, разведки и добычи, но терминология до сих пор не устоялась.

Нефтяные сланцы (oil shale) представляют собой отложения глинистых сланцев, алевролита и известняка, харак-

теризующиеся высокой насыщенностью органическим веществом (керогеном). Нефтяные сланцы являются одной из основных материнских пород, в которых в течение миллионов лет происходило образование углеводородов.

Часть углеводородов мигрировала из материнских пород в другие структуры, включая традиционные ловушки и плотные породы. Часть уже вызревших углеводородов осталась в материнской породе. Нефть, остающаяся в материнских сланцах, называется сланцевой нефтью (shale oil).

Существует несколько типов сланцев, разного состава и в разной степени насыщенных уже вызревшими углеводородами (см. раздел «Нефтяные сланцы»). В общем случае с точки зрения проницаемости нефтяные сланцы являются подмножеством плотных пород, однако в связи с тем, что они являются нефтематеринскими, их выделяют отдельно.

Таблица 1.
Классификация PRMS нетрадиционных УВ*

Нетрадиционный газ	Нетрадиционная нефть
Сланцевый газ (shale gas)	Нефтяные сланцы (oil shale)
Газ плотных пород (tight gas)	Сверхтяжелая нефть
Газогидраты	Битумы (битуминозные пески, oil sands)
Метан угольных пластов	

*нефть плотных пород и нефтяных сланцев в качестве нетрадиционных УВ в PRMS не выделяются

Источник: PRMS

Баженовская свита представляет собой нетрадиционный коллектор, в котором УВ могут встречаться как в сланцевых отложениях (нефтематеринской породе, содержащей также кероген), так и высокопродуктивных линзах (см. раздел «Баженовская свита»). Таким образом, баженовская свита не является обычным нефтяным сланцем или плотной породой в чистом виде.

В настоящем обзоре мы рассмотрим вопросы, связанные с перспективами освоения следующих жидких нетрадиционных УВ:

- Жидких УВ плотных пород;
- Нефти, получаемой из керогена нефтяных сланцев;
- Сланцевой нефти;
- Жидких УВ баженовской свиты.

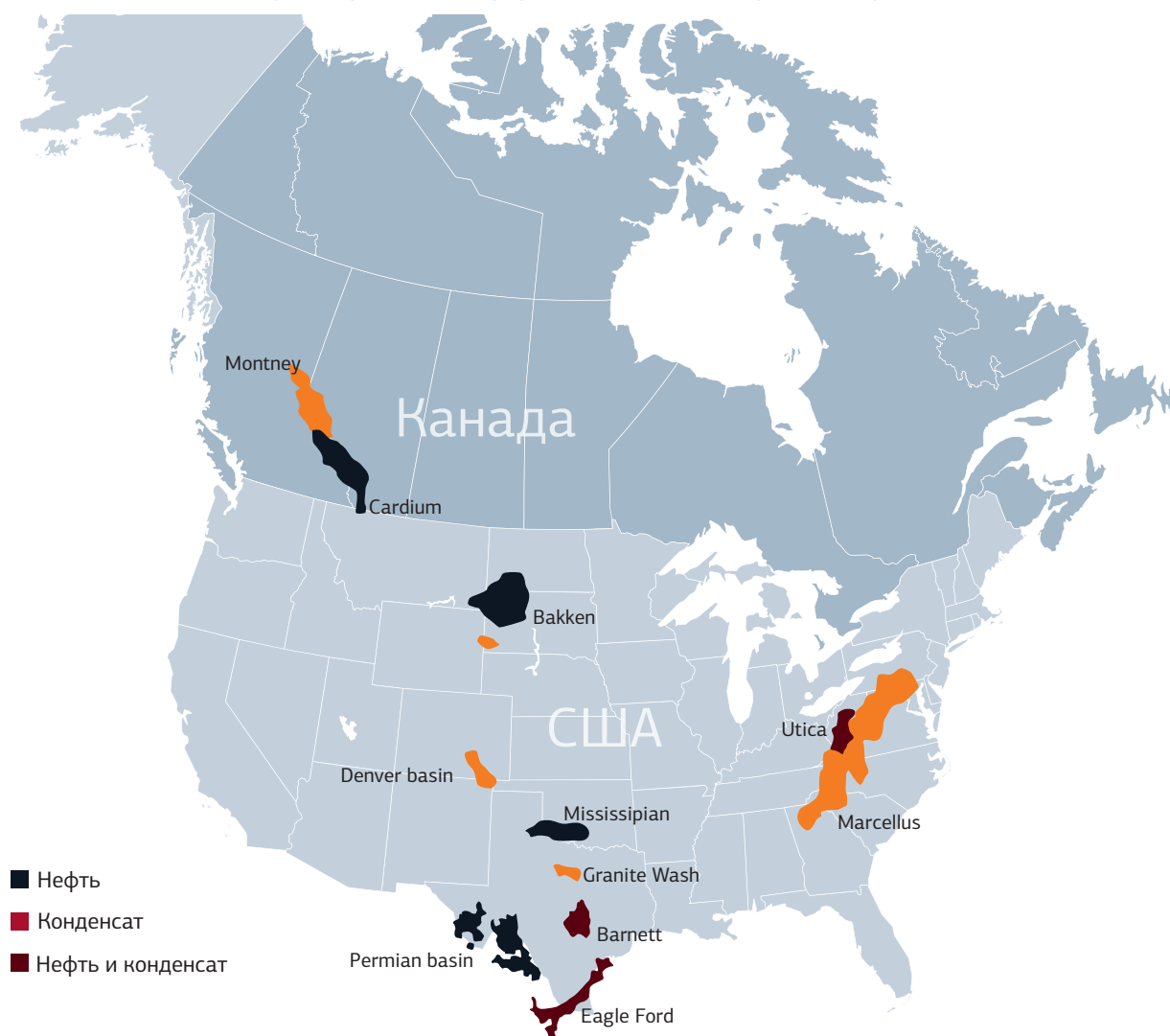
НЕФТЬ ПЛОТНЫХ ПОРОД

ГЕОЛОГИЯ

В Северной Америке сегодня активно разрабатываются более 10 нефтегазоносных комплексов (НГК) плотных пород. Порядка 30% добываемой в США нефти плотных пород в 2012 г. приходилось на НГК Bakken, с разработки которого, по сути, началась так называемая «сланцевая революция» нефти. Если 5 лет назад добыча нефти на Bakken составляла 60 тыс. барр./сут., то в августе 2013 года - это уже 850 тыс. барр./сут.

Комплекс получил свое название в честь землевладельца Генри Баккена, которому принадлежала земля в штате Северная Дакота, где впервые были обнаружены отложения нефти. В 1953 году геолог Дж.В. Нордквист формально описал Bakken как богатую углеводородами нефтематеринскую породу, которая благодаря миграции насытила нефтью окружающие коллекторы.

Рис. 2. Основные североамериканские формации плотных пород, содержащие жидкие УВ



Источник: Oil & Gas Journal

В Северной Америке сегодня активно разрабатываются более 10 нефтегазоносных комплексов плотных пород. Порядка 30% добываемой в США нефти плотных пород в 2012 г. приходилось на Bakken, с разработки которого по сути и началась, так называемая, «сланцевая революция» нефти

Основная добыча нефти плотных пород сегодня осуществляется из плотных пород в Среднем Bakken

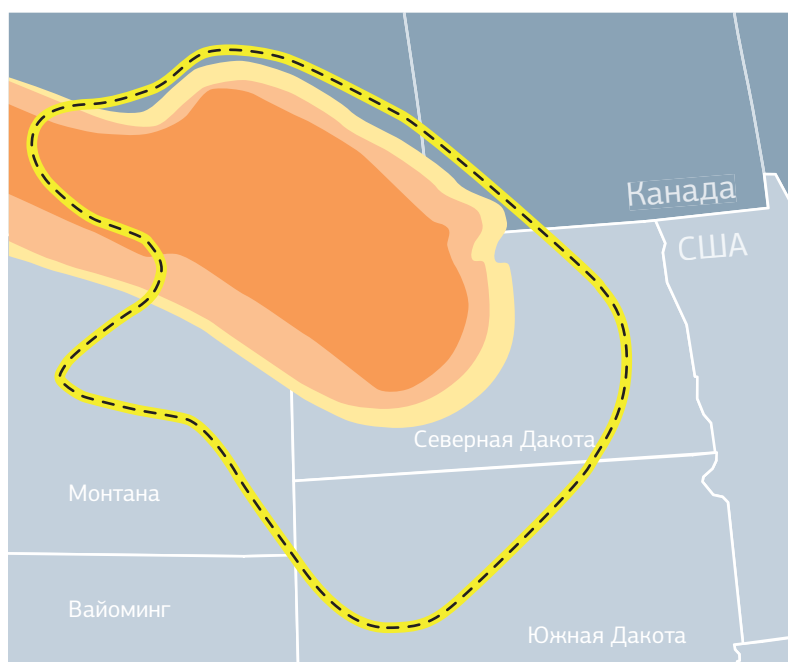
Bakken является частью бассейна Williston, занимает около 520 тыс. кв. км территории США (штаты Монтана, Северная Дакота) и Канады (провинции Саскачеван и Манитоба) (см. рис. 3). В классический НГК Bakken (в литературе называемый Bakken pool) включено три литостратиграфических единицы различного возраста (верхний девон – нижний миссисипский) с различной минералогией, площадь которых уменьшается вниз по разрезу (см. рис. 4):

- Верхний Bakken (Upper Bakken) (сланцевая часть) – это нетрадиционный коллектор - материнская порода, имеющая самую большую площадь в НГК. Представляет собой хрупкий, из-за высокого содержания кремния, сланец, богатый органическим веществом (ТОС составляет в среднем 11%, максимально до 20%). Пористость около 3,6%, проницаемость до 0,001 мД, средняя мощность составляет 8 м, максимальная - около 26 м.
- Средний Bakken (Middle Bakken) – комбинированный (традиционно-нетрадиционный) коллектор, состоящий преимущественно из алевролитов, глинистых доломитов, известняка и песчаника. На Среднем Bakken выделяют до 5 литотипов пород. Средняя пористость около 5%, проницаемость 0,04-1 мД. Максимальная мощность - около 40 м. Содержание органического вещества - до 7%.
- Нижний Bakken (Lower Bakken) (сланцевая часть) – это нетрадиционный коллектор - материнская порода, представленная хрупким, тонкослоистым, радиоактивным сланцем, расположенным непосредственно над свитой Three Forks. Средняя мощность – около 15 м. Содержание органического вещества примерно соответствует значениям Верхнего Bakken. Пористость около 3,6%, проницаемость до 0,001 мД.

Основная добыча нефти сегодня осуществляется именно в Среднем Bakken. Наличие прослоев низкопористых, но склонных к образованию трещин доломитов, которые изначально обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами, позволяет с помощью ГРП создать разветвленную систему фильтрационных каналов.

Рис. 3. Нефтегазоносный комплекс Bakken

- Верхний Bakken ■
- Средний Bakken ■
- Нижний Bakken ■
- Бассейн Williston - - -



Источник: Oil & Gas Journal

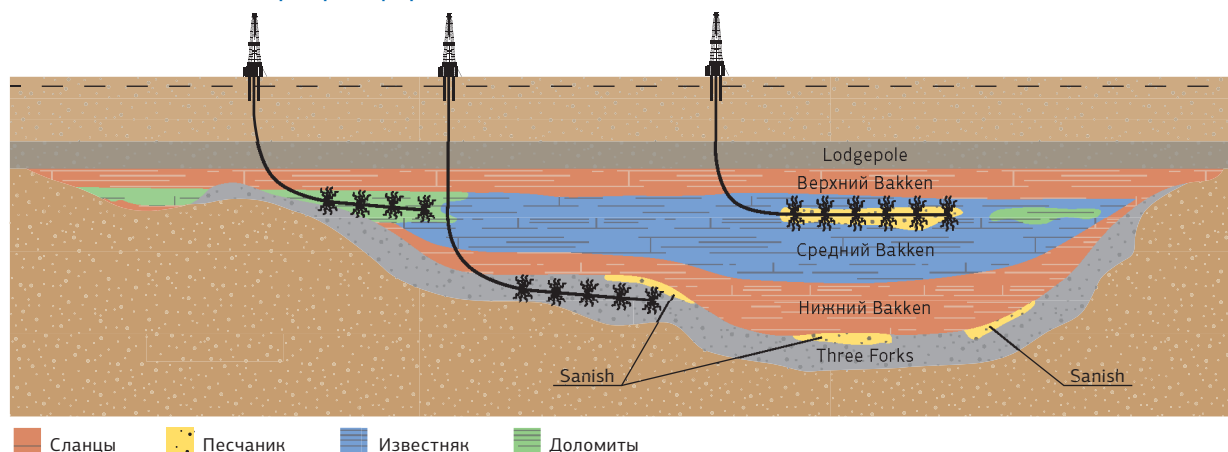
В более широком смысле Bakken³ также включает расположенную над ним известняковую свиту Lodgepole (в литературе встречается название «False Bakken»), залегающие ниже песчаники Sanish и свиту Three Forks, где в настоящее время также ведется промышленная добыча.

Суммарная мощность коллекторов в свите Three Forks составляет порядка 80 м, средняя пористость 4-8%, проницаемость – около 0,04 мД, глубина залегания – 2400-3800 м.

Органическое вещество формации Bakken состоит, в основном, из керогена II типа (с небольшими зонами I типа), способного генерировать нефть (см. раздел Нефтяные сланцы).

³ В частности, Геологическая служба США для подсчета перспектив нефтегазоносности Северной Дакоты использует понятие общая нефтегазоносная система Bakken (The Bakken Total Petroleum System (TPS)).

Рис. 4. Схематичный разрез формации Bakken



Источник: Continental Resources, Inc. 2010 г.

ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ

Добыча углеводородов плотных пород в США стала возможна благодаря объединению в одну двух ранее известных технологий – бурения горизонтальных скважин и применения в них МГРП

Добыча углеводородов плотных пород в США стала возможна благодаря объединению в одну двух ранее известных технологий – бурения горизонтальных скважин и применения в них многостадийных гидроразрывов пласта (multi-stage fracs).

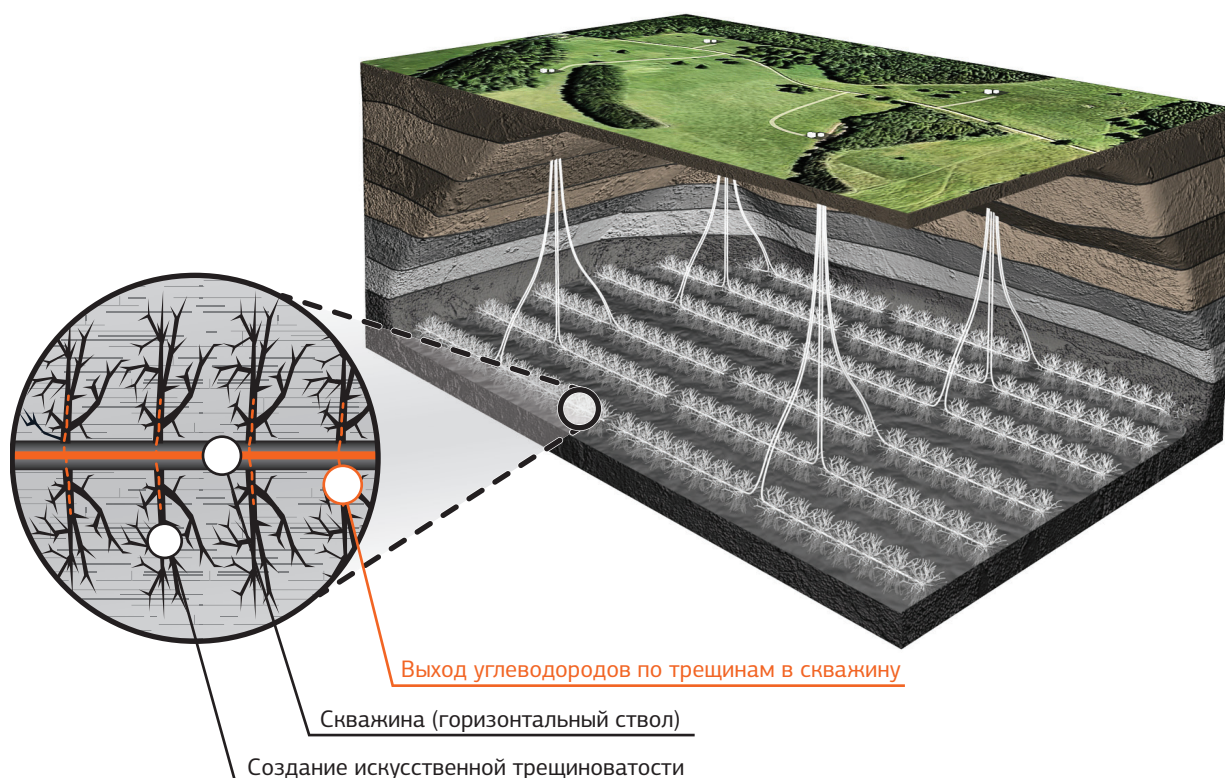
Первая горизонтальная скважина на Bakken была пробурена в 1987 году. Это позволило существенно увеличить охват залежи и повысить вероятность попадания скважины в большее количество продуктивных зон («sweet spots»).

Тем не менее, самого по себе бурения горизонтальных скважин недостаточно для достижения коммерческих уровней добычи из низкопроницаемых пластов. Для улучшения ФЕС породы, инженерам необходимо было создать в пласте трещины с помощью закачки под высоким давлением смеси воды, песка и химикатов (гидроразрыв пласта, ГРП).

Упрощенно процесс ГРП выглядит следующим образом: вода подается под очень высоким давлением в скважину и образует трещины в породе. Как правило, в воду добавляют песок или керамические гранулы (проппант), которые проникают в открытые с помощью давления

трещины в породе, а после ухода/откачки воды остаются, сохраняя трещины раскрытыми, увеличивая, тем самым, приток углеводородов в скважину. Различные химические вещества также могут быть добавлены в жидкость, закачиваемую в скважину, для улучшения ее рабочих характеристик.

Рис. 5. Структурная схема добычи с помощью многостадийных гидроразрывов пласта



Источник: <http://www.forexaw.com/>

Впервые на Bakken ГРП были использованы для увеличения дебита вертикальных скважин еще в 1950-х. С тех пор технология ГРП была значительно улучшена, она продолжает совершенствоваться и сейчас.

Существенное развитие этого метода было достигнуто с помощью:

- увеличения объема закачиваемого реагента при ГРП,

- увеличения количества операций ГРП на одну скважину,
- сокращения расстояния между операциями ГРП,
- улучшения состава жидкостей, используемых при ГРП, которые образуют более качественные и долговечные трещины,
- снижения потребления воды и увеличения доли повторно используемой (рециркуляционной) воды.

В самом начале гидроразрыв пласта являлся трудоемким процессом, так как во время проведения данных работ только одна секция ствола скважины могла быть подвергнута гидроразрыву.

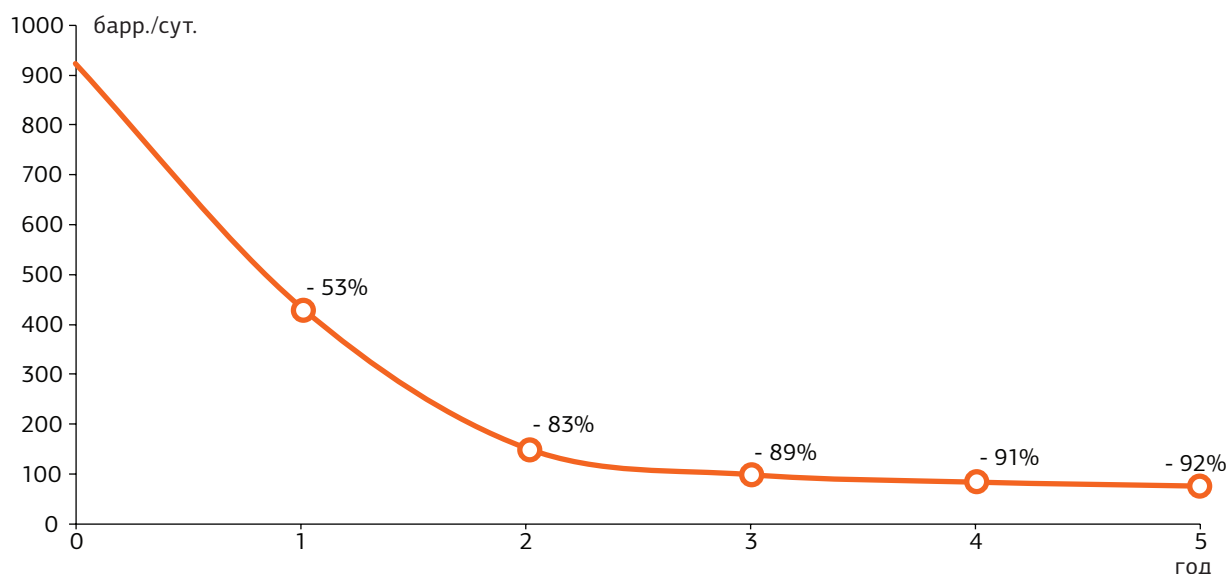
В настоящее время используются методы многостадийного гидроразрыва пласта, проводимого в открытом стволе скважины, что значительно ускоряет время работ и сокращает расходы на их производство. Например, если в 2006 г. компания Brigham Exploration на Bakken бурила горизонтальную скважину длиной порядка 2,78 км и проводила там серию ГРП, то к 2010 г. при аналогичной длине скважины компания проводила в ней 28-32 операции ГРП при расстоянии между ними до 110 м. Сегодня производят свыше 50 операций ГРП в одной горизонтальной скважине при длине горизонтального ствола 1–2 км.

Особенность системы разработки запасов УВ плотных пород горизонтальными скважинами с МГРП обусловлена в первую очередь высокой скоростью падения дебитов (на 80% за первые 2 года) из-за невозможности поддерживать пластовое давление

Особенность системы разработки запасов УВ плотных пород горизонтальными скважинами с МГРП обусловлена в первую очередь высокой скоростью падения дебитов – на 80% в первые 2 года (см. рис. 6). Это связано с отсутствием водонапорного режима и невозможностью искусственного поддержания пластового давления (ППД).

В связи с быстрым падением дебитов важным фактором поддержания и роста добычи является объем бурения. Традиционный подход к детальному анализу свойств резервуара и построению сложных геологических и гидродинамических моделей практически не применяется, на первый план выходит эффективность бурения и скорость принятия решений.

Рис. 6. Падение дебитов типичной скважины* (Средний Bakken)



* Для скважины с 10-12 операциями ГРП

Источник: Department of Natural Resources in North Dakota

Важно отметить, что технологию ГРП необходимо адаптировать в зависимости от типов и свойств коллектора. Например, содержание в сланце кварца, карбонатов и глины в значительной степени определяет, насколько эффективно ГРП создает трещины и какой проппант подбирать для сохранения их открытыми:

- сланцы с высоким содержанием кварца и карбоната имеют тенденцию быть «хрупкими», и под воздействием ГРП будут качественнее разрушаться, создавая множество трещин, тем самым повышая приток нефти к стволу скважины;
- сланцы с высоким содержанием глины, как правило, более пластичны. При воздействии ГРП количество трещин создается меньше и они быстрее закрываются под давлением.

Правильный выбор траектории скважины, полимерных добавок, типа, размера и концентрации проппанта, методов перфорации, мест установки пакеров и размещения оборудования ГРП в компоновке колонны, числа операций ГРП, необходимых для охвата всей продуктивной толщи пласта и т.д. – все это способствует успешной интенсификации притока и росту добычи углеводородов.

Следует отдельно отметить экологические вопросы, которые необходимо решать для обеспечения развития технологий ГРП. Крупномасштабные работы по гидроразрыву пласта требуют огромного количества воды и проппанта. Так, для типичной нефтяной скважины может потребоваться до 15000 т и более чем 1000 т проппанта. Несмотря на то, что воду можно использовать повторно, ее необходимо где-то хранить и подвергать очистке, что увеличивает площадь работ и количество оборудования, необходимого для каждой буровой площадки.

Ключевой фактор «сланцевой революции» – это постоянное развитие технологии, приводящее к повышению эффективности добычи и снижению затрат

Компании постоянно экспериментируют с новыми химическими веществами и проппантами для повышения продуктивности скважин, поэтому индустрия создала систему добровольного раскрытия информации о применяемых методах, а некоторые штаты США уже приняли законодательные акты, требующие раскрытия химических веществ и других материалов, используемых в бурении. Федеральное правительство США, как ожидается, потребует аналогичного раскрытия информации по скважинам, пробуренным на федеральных землях.

Таким образом, ключевой фактор «сланцевой революции» – это не только создание, но и постоянное развитие технологии. Отработка технологий и эффект масштаба приводят к снижению затрат и повышению конкурентоспособности добычи УВ плотных пород.

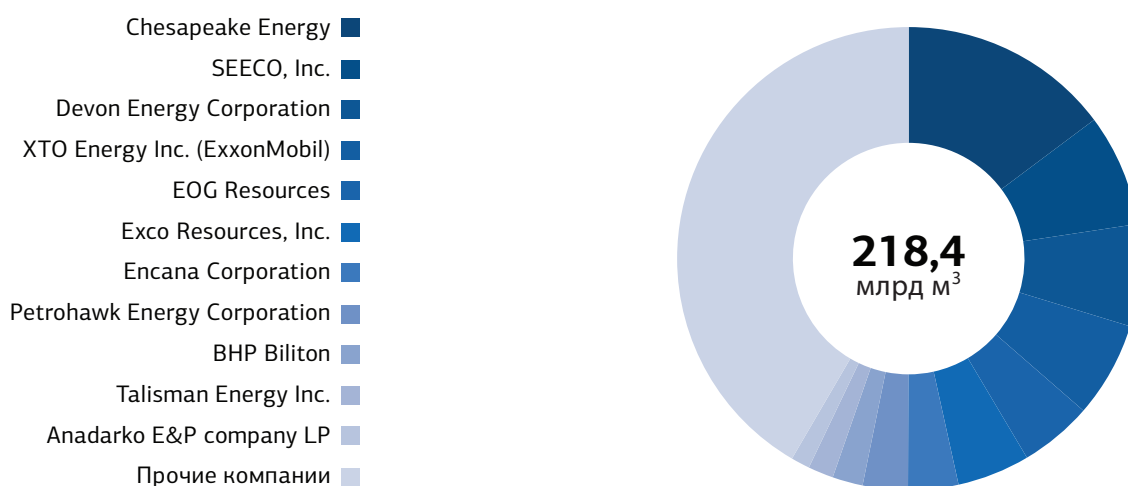
ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО ОТРАСЛИ США

Структура отрасли добычи газа и нефти плотных пород сильно фрагментирована, причем ключевую роль играют не транснациональные, а независимые от Majors компании, включая большое количество малых и средних региональных компаний. Это связано с тем, что на начальной стадии «сланцевой революции» Majors выбирали более привлекательные альтернативные инвестиционные проекты по традиционному газу. Кроме того, этот бизнес больше напоминает конвейер, где на первое место выходит производственная эффективность и скорость принятия решений.

Ключевую роль играют не транснациональные, а независимые от Majors компании, поскольку на первый план выходит эффективность бурения и скорость принятия решений

В связи с этим, показательна история с покупкой ExxonMobil в 2009 году за рекордные 40 млрд долл. одного из крупных игроков рынка нетрадиционного газа – XTO Energy. После поглощения компания XTO Energy фактически осталась самостоятельной бизнес-единицей ExxonMobil, со своей собственной управленческой практикой и стилем работы, без интеграции в корпоративную систему управления ExxonMobil. Более того, в настоящее время ExxonMobil продолжает приобретать новые активы по добыче УВ плотных пород в Северной Америке, ставя их на баланс XTO Energy.

Рис. 7. Структура добычи сланцевого газа в США по компаниям в 2011 г.



Источник: EIA, Данные компаний

Для американских компаний изначально сложился достаточно благоприятный климат для развития технологий разработки сланцевого газа.

- Во-первых, развитый финансовый рынок позволил привлекать инвестиции даже малой компании.
- Во-вторых, в США изначально существовала разветвленная газопроводная инфраструктура между штатами, доступ к которой может получить любой производитель через механизм подачи заявок на прокачку.

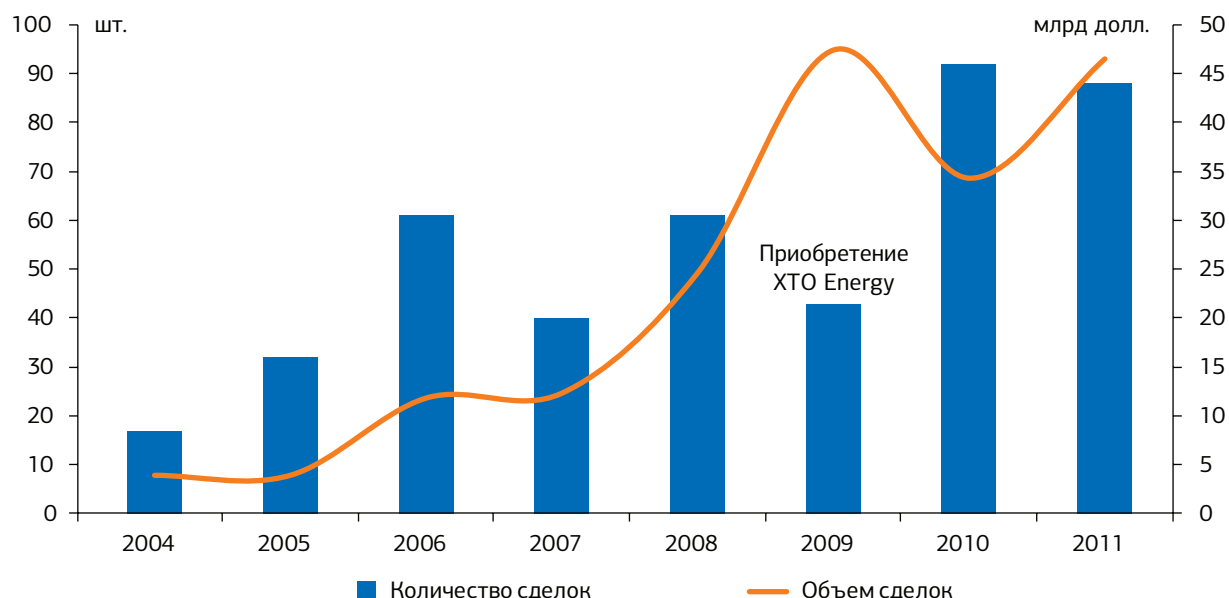
- В-третьих, большая часть сланцевых залежей располагается на территории частных владений, что позволило нефтегазовым компаниям на начальном этапе «сланцевой революции» относительно недорого покупать или брать землю в долгосрочную аренду.
- И, наконец, федеральное правительство США и штаты предоставляли льготы для разведки и разработки сланцевого газа.

Уже развитые технологии «сланцевой революции» газа, высокие цены на нефть и существенная конкуренция в отрасли стимулировала эти же компании начать добычу нефти плотных пород, в результате которой и случилось «чудо» Bakken.

Крупнейшие компании начали проявлять интерес к активам сланцевого газа, когда перспективы разработки уже были полностью ясны

Успехи «сланцевой революции» предопределили интерес крупных компаний к нетрадиционным углеводородам, что активизировало рынок слияний и поглощений. Крупнейшие компании начали проявлять интерес к активам сланцевого газа, когда перспективы их разработки уже были полностью ясны, то есть только через 4 года после начала активной добычи.

Рис. 8. Сделки по слияниям и поглощениям «сланцевых» активов в США



Источник: KPMG

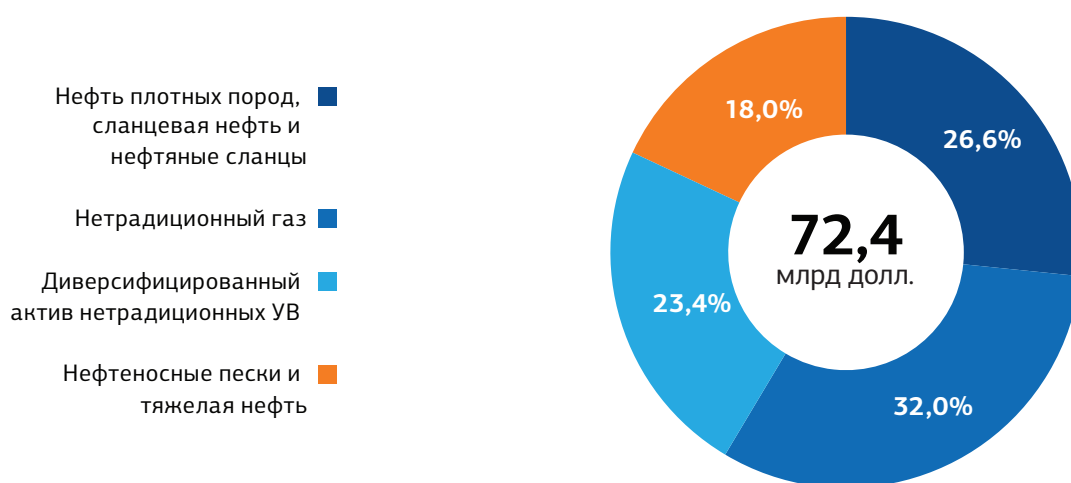
Первая крупная сделка (покупка ХТО компанией ExxonMobil) состоялась только в 2009 году. На тот момент ХТО уже была крупнейшим производителем сланцевого газа в США.

По оценкам KPMG, в 2011 г. объем рынка слияний и поглощений «сланцевых» активов в США составил 46,5 млрд долл., это около 70% от общего годового объема сделок в сегменте разведки и добычи США (см. рис. 8).

По данным компании Ernst&Young со ссылкой на оценки IHS Herold, на сделки с нетрадиционными ресурсами пришлось около 45% и 30% мирового рынка M&A в 2011 и 2012 годах соответственно. Доля сегмента покупок нетрадиционных ресурсов снизилась во многом из-за эффекта масштабной сделки по приобретению ОАО «НК «Роснефть» компании ТНК-ВР.

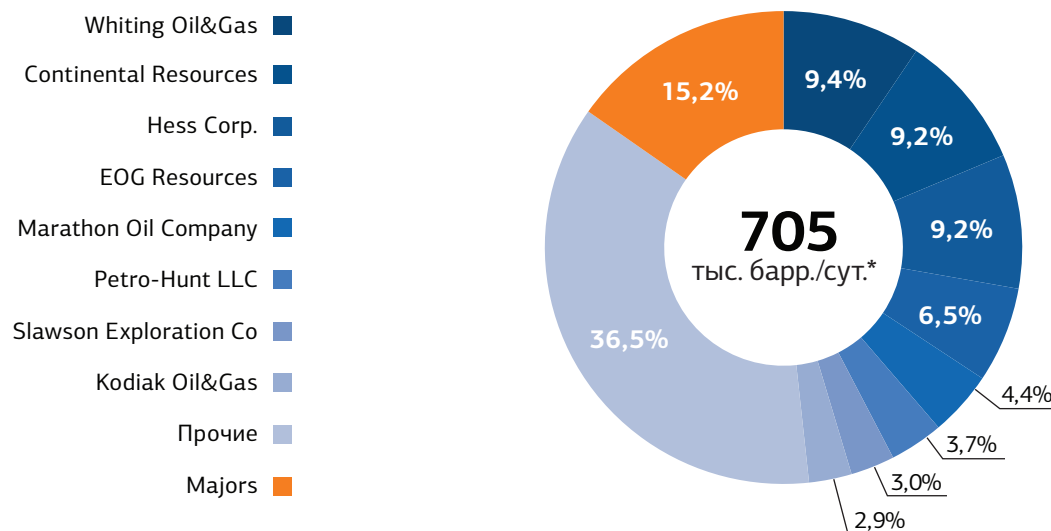
Общий мировой объем сделок с нетрадиционными ресурсами (включая покупку земель и долей в компаниях) в 2012 году составил более 70 млрд долл., из которых на долю сланцевой нефти, нефти плотных пород и нефтяных сланцев пришлось около 30%.

Рис. 9. Структура M&A сделок с нетрадиционными ресурсами (мир, 2012 г.)



Источник: Ernst&Young, IHS Herold

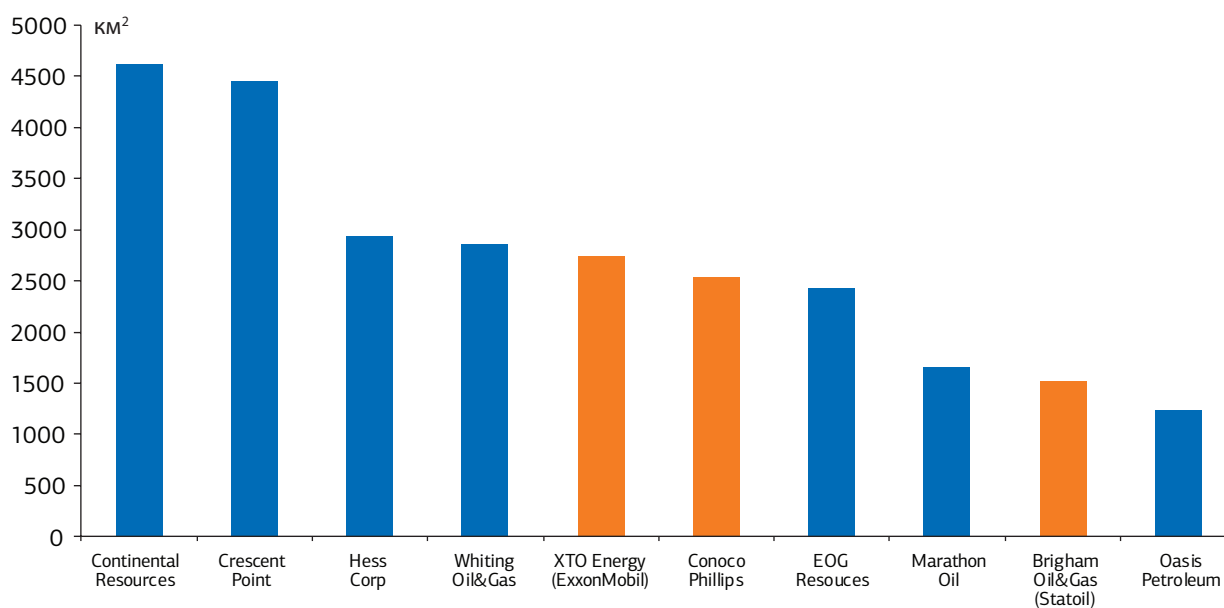
Рис. 10. Структура добычи жидких УВ на Bakken в Северной Дакоте



* - по данным на декабрь 2012 года
Источник: Bakken shale

Несмотря на активное вторжение крупных международных нефтегазовых компаний, пока ни на одном «сланцевом» НГК (включая Bakken) не зафиксировано доминирование какого-то одного оператора.

Рис. 11. Топ-10 компаний по площади земель на Bakken*



* - по данным на декабрь 2012 года
Источник: Данные компаний, Энергетический центр бизнес-школы Сколково

Несмотря на то, что нефть плотных пород на текущий момент занимает небольшую долю в добыче транснациональных корпораций, их интерес к таким проектам остается существенным. Соответственно, их активность по приобретениям как новых площадей, так и долей малых и средних компаний будет сохраняться. Однако, учитывая специфику разработки данных формаций, доля независимых от Majors компаний останется преобладающей.

ДИНАМИКА И ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ

На сегодняшний день, согласно доступной статистике⁴, добыча нефти плотных пород ведется исключительно на североамериканском континенте.

Добыча сырой нефти в США до последнего времени неуклонно снижалась, достигнув своего минимума в 2008 году (4,96 млн барр./сут). К этому времени компании, вовлеченные в добычу сланцевого газа, стали пожинать плоды переноса накопленного технологического опыта в нефтяную отрасль.

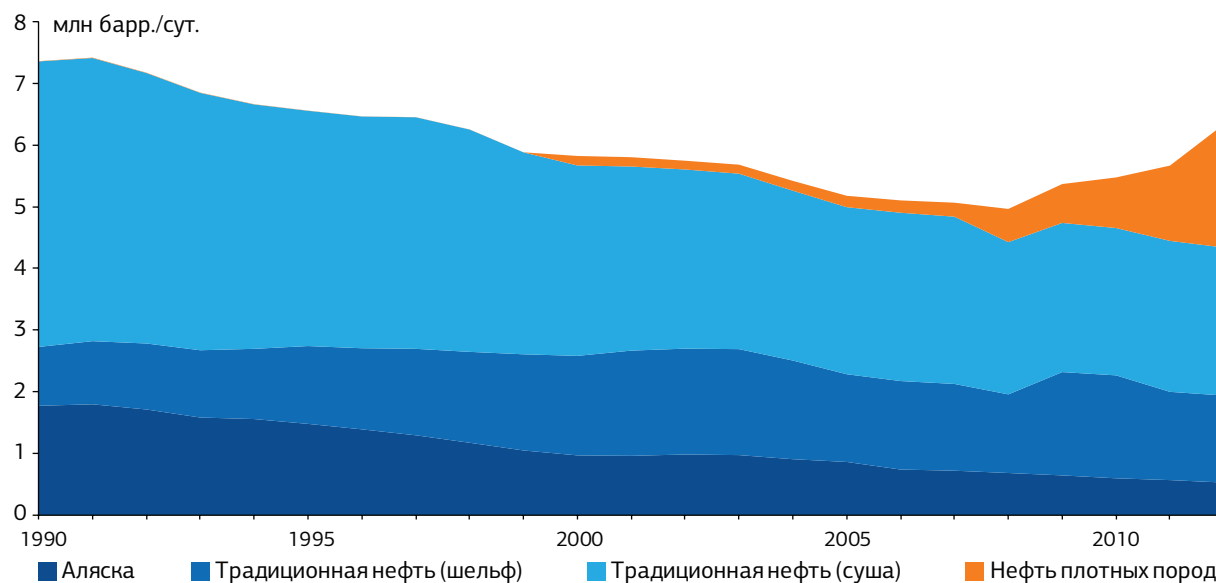
Добыча жидких УВ (включая конденсат и СУГ) плотных пород с 2008 года выросла в 3,7 раза, и в 2012 году составила порядка 2 млн барр./сут.

В результате, к настоящему моменту добыча жидких УВ (включая конденсат и СУГ) плотных пород с 2008 года выросла в 3,7 раза, и в 2012 году составила порядка 2 млн барр./сут⁵. Это почти 35% суммарной добычи сырой нефти в США, которая в прошлом году составила почти 6,4 млн барр./сут. Рост добычи в основном был обеспечен НГК Bakken и Eagle Ford, а также группой залежей Permian Basin.

⁴ Например, BP Energy Outlook 2030, январь 2013.

⁵ За последние 12 лет добыча нефти плотных пород увеличилась в 13 раз

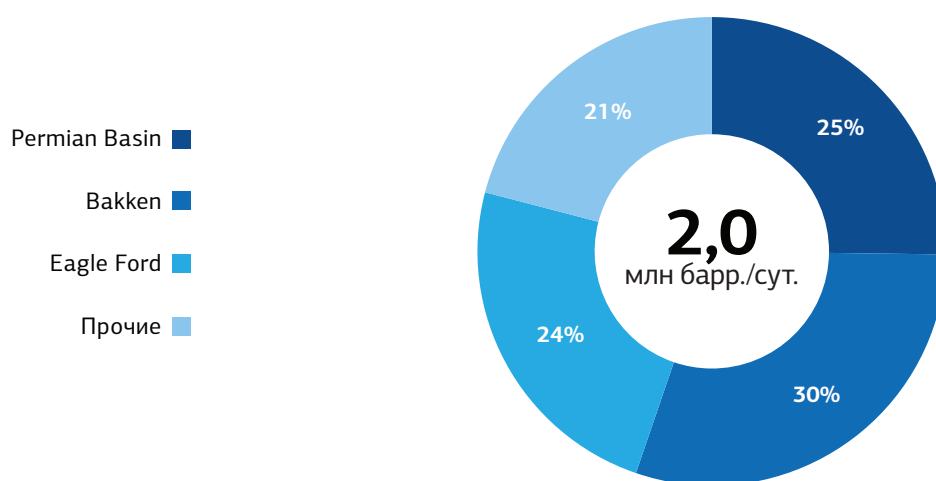
Рис. 12. Динамика добычи сырой нефти в США



Источник: Adam Sieminski (EIA) presentation «Outlook for shale gas and tight oil development in the U.S.», 20 апреля 2013

В 2012 году 79% жидких УВ плотных пород США было добыто на формациях Bakken, Eagle Ford и формациях Пермского бассейна (Bone Spring, Spraberry и Wolfcamp).

Рис. 13. Структура добычи жидких УВ плотных пород в США в 2012 году



Источник: EIA, Annual energy outlook (AEO), 2013

Даже в США, где очень высок уровень и качество раскрытия отраслевой информации, есть проблемы статистикой по добыче нефти плотных пород: не выделяется конденсат, нет информации на уровне штатов и месячных данных

Даже в случае с США, где очень высок уровень и качество раскрытия отраслевой информации, существуют проблемы со статистикой по добыче нефти плотных пород. Официальный орган в лице EIA предоставляет информацию по добычи жидких УВ (включая газовый конденсат) на основных нефтегазоносных комплексах страны (см. рис. 13, 14) без выделения нефти плотных пород.

По добыче конденсата EIA предоставляет только обобщенную информацию без разбивки на традиционные и нетрадиционные источники его добычи. Неофициальные оценки структуры добычи нетрадиционных жидких УВ плотных пород (включая сланцевую нефть и газовый конденсат) осуществляет IHS. По этой оценке, добыча нефти плотных пород (включая сланцевую нефть) в США в 2012 году составила 1,49 млн барр./сут., конденсата, полученного при добыче сланцевого газа – 0,3 млн барр./сут. и конденсата газа плотных пород – 0,28 млн барр./сут. В сумме это соответствует обнародованным EIA данным по добыче жидких УВ плотных пород в Америке в 2012 году.

Если говорить о статистике по добыче на уровне штатов, то лишь немногие агентства публикуют полноценную статистику. Так, Texas Railroad Commission размещает на своем сайте информацию по расположенному в Техасе НГК Eagle Ford, а официальный портал Правительства штата Северная Дакота предоставляет информацию по Bakken. Но поскольку добыча на НГК Bakken ведется еще в Монтане (США) и Саскачеване (провинция Канады), статистики только по Северной Дакоте недостаточно для анализа всего НГК Bakken.

На проблемы с американской статистикой, а именно на «отсутствие в открытом доступе информации о месячных объемах добычи нефти плотных пород в США»⁶ в частности указывает МЭА, что, по признанию агентства, серьезно осложняет работу по формированию прогнозов добычи. МЭА также отмечает, что прогнозируемые им объемы добычи нефти плотных пород ниже других прогнозов, поскольку агентство не включает в свои оценки конденсат и рассматривает только сырую нефть.

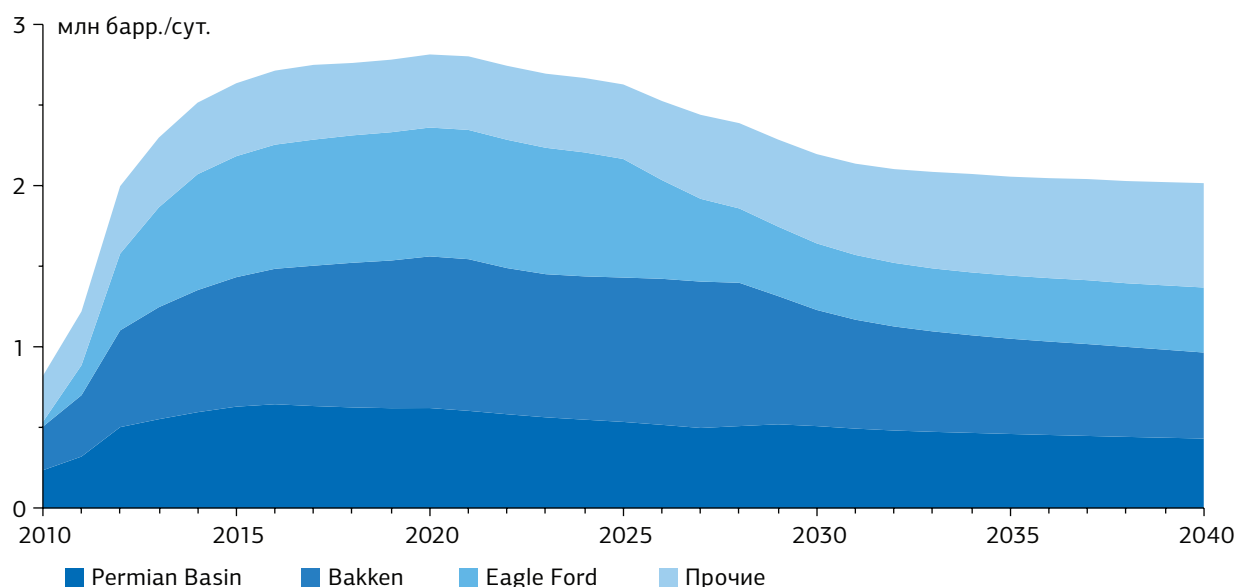
Что касается прогнозов добычи нефти плотных пород в США, то наиболее осторожно ее перспективы оценивает Агентство

6 *Medium-term oil market report 2012, IEA, 2012, p.60*

энергетической информации США: 2,8 млн барр./сут в 2020 г. против прогнозируемых компаниями BP 5,8 млн барр./сут и Advanced Resources – 7,3 млн барр./сут.

В отличие от BP и Advanced Resources EIA прогнозирует наступление пика добычи нефти плотных пород США в начале следующего десятилетия (см. рис. 14), что приводит к еще более существенному расхождению в прогнозах добычи на 2030 г. – 2,2 млн барр./сут., по данным EIA, против 6,6 млн барр./сут., по данным BP и 9,0 млн барр./сут., по данным Advanced Resources.

Рис. 14. Прогноз добычи жидких УВ плотных пород в США



Источник: EIA, Annual energy outlook (AEO), 2013

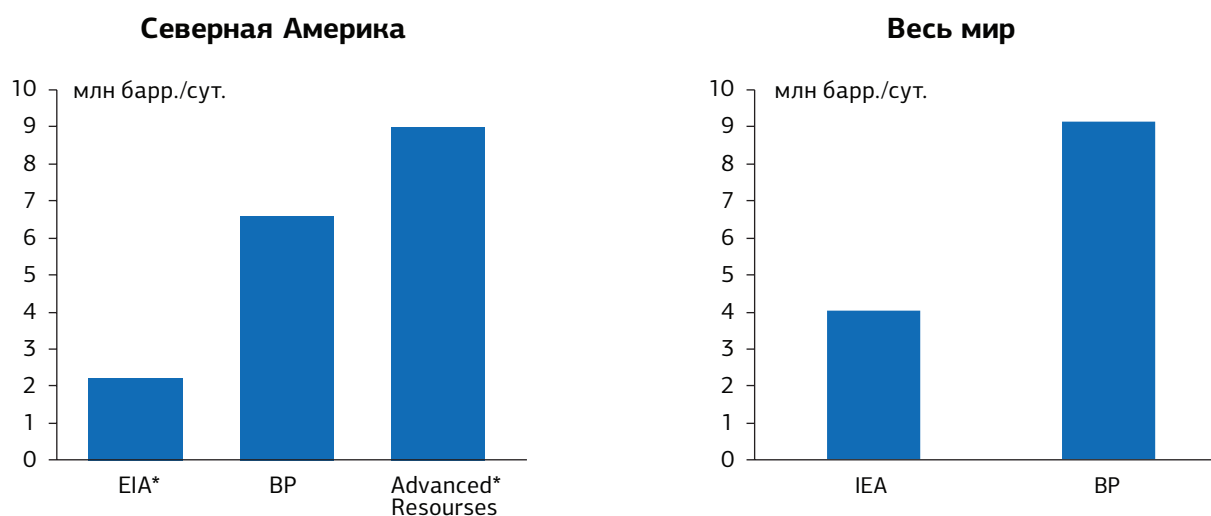
Что касается общих предпосылок для оценки перспектив дальнейшего развития добычи нефти плотных пород в мире, то большинство агентств принимают во внимание следующие показатели:

- нефтеотдача: EUR 300-500 тыс. барр на скважину,
- кривая падения добычи: 90% к концу 3-го года,
- оптимизация издержек добычи (learning curve): 60%-е снижение издержек за 10 лет,

- регуляторная среда: на текущий момент благоприятна только в США,
- уровень развития сектора промышленного обслуживания: компания Shlumberger в своей глобальной модели развития добычи нефти плотных пород предполагает развитие этого сектора в остальных (кроме Северной Америки) регионах мира в ближайшие 2–10 лет⁷.
- спрос (цены) на нефть: Shlumberger считает, что для обеспечения поступательного развития добычи нефти плотных пород спрос на «черное золото» в мире должен расти минимум на 1% в год.

В соответствии с прогнозом BP мировая добыча нефти плотных пород (включая газовый конденсат) составит в 2030 году 9,1 млн барр./сут., что в 2 раза превышает прогноз МЭА – 4 млн барр./сут. (рис. 15)

Рис. 15. Прогноз добычи жидких УВ плотных пород в 2030 г.



* Только США

Источник: EIA, IEA, BP, Advanced Resources

⁷ The Global Quest for Light Tight Oil: Myth or Reality? By Muqsit Ashraf and Manas Satapathy - Energy Perspectives - 1st Semester 2013

НЕФТЯНЫЕ СЛАНЦЫ

ГЕОЛОГИЯ

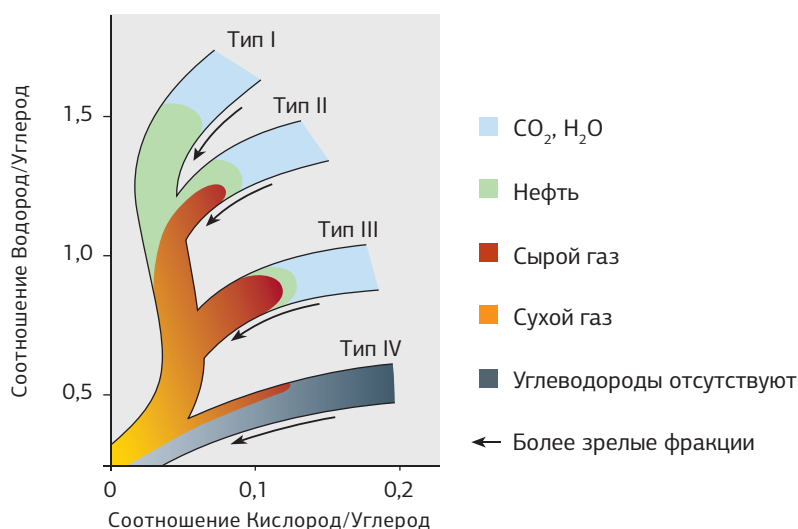
Нефтяные сланцы (oil shale) представляют собой отложения горных пород с большим содержанием органических веществ. Их доля в нефтяном сланце достигает 10–30% от массы породы, а в сланцах самого высокого качества – до 50–70%. Сланцы могут представлять собой как небольшие по толщине осадочные слои, так и гигантские скопления толщиной в сотни метров, охватывающие территории в тысячи квадратных километров.

Кероген, или недозревшая нефть, содержащийся в нефтяных сланцах, различается по типам в зависимости от того, в какой вид углеводорода он преобразуется во время термического созревания. По соотношению содержания водорода, углерода и кислорода выделяют 4 типа керогена.

Кероген с отношением количества атомов водорода к количеству атомов углерода (H/C) выше 1,5 и отношением количества атомов кислорода к углероду (O/C) менее 0,1 соответствует типу I с более высоким нефтяным потенциалом. Сланцы с керогеном типа I встречаются в формациях Eagle Ford, Bakken, Wolfcamp. Залежи, содержащие кероген типа II, дают жирный газ (с конденсатом), что характерно для Marcellus и Barnett. Из керогена типа III-IV получается преимущественно сухой газ (например, Haynesville).

Кероген представляет собой недозревшую нефть, для ускорения процесса превращения в нефть его необходимо нагреть до температуры 300-520°C

Рис. 16. Типы керогена по степени зрелости



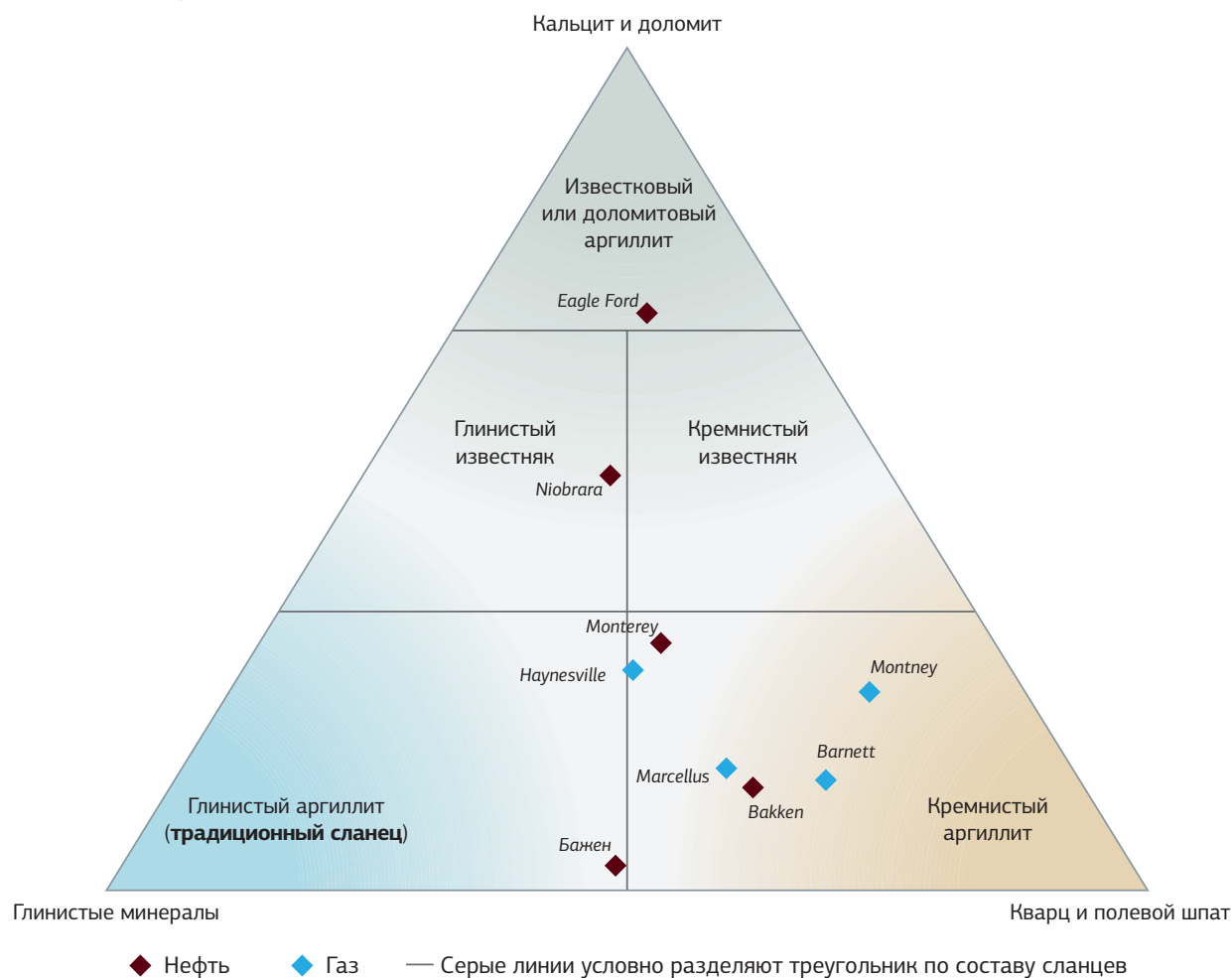
Источник: Coaxing oil from shale. Oilfield review winter 2010/11: 22, No.4, Schlumberger 2011

Для ускорения процесса преобразования керогена в нефть его необходимо нагреть до температуры 300-520°C. Минеральный состав сланца мало влияет на выход полезного компонента (углеводородов), но он может влиять на процесс нагрева сланца. Глинистые минералы содержат воду, которая может влиять на количество тепла, необходимого для преобразования органического материала в углеводороды.

При нагревании карбонатных сланцев выделяется CO_2 , что также необходимо учитывать при разработке нефтяных сланцев такой минералогии. Многие сланцевые залежи также содержат ценные минералы и металлы, которые сами по себе могут быть объектами добычи.

Как и в случае с другими осадочными породами, в минералогическом составе сланца преимущественно преобладают в одних случаях силикаты, в других - карбонаты с разным количеством глинистых минералов.

Рис. 17. Минералогия сланца



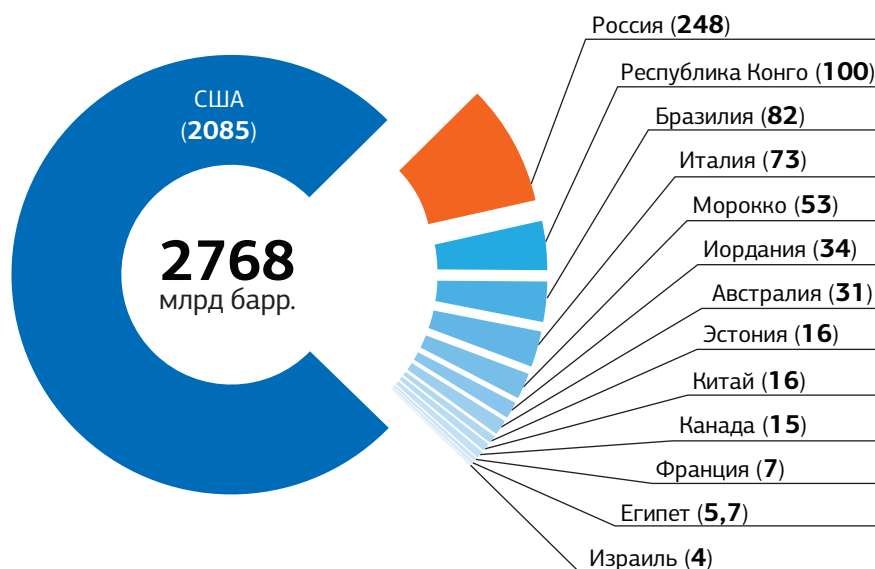
Источник: Coaxing oil from shale. Oilfield review winter 2010/11: 22, No.4, Schlumberger 2011, p. 5

РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ

Всего в мире известно порядка 600 скоплений нефтяного сланца. Они существенно различаются по степени изученности.

Наиболее авторитетная оценка ресурсного потенциала нефти из керогена по скоплениям нефтяных сланцев 38 стран мира (USGS, 2006 г.⁸) составляет 2,8 трлн барр., что совпадает с более поздней оценкой, приведенной в новом руководстве по применению классификации запасов и ресурсов PRMS (2011)⁹ (без разбивки по странам). В соответствии с оценкой USGS на 14 стран приходится 98% геологических ресурсов нефти из керогена нефтяных сланцев.

Рис. 18. Страны с крупнейшими геологическими ресурсами нефтяных сланцев



Источник: Dyni, J. R. *Geology and Resources of Some World Oil-Shale Deposits; Scientific Investigations Report 2005–5294*; U.S. Geological Survey: 2006

Оценка ресурсного потенциала нефти из керогена по России устарела и не включает баженоскую свиту

Большинство оценок по странам, приведенных USGS, сделаны в конце 70-х – начале 90-х гг. прошлого века. В частности, по России приводится оценка 1990 года, согласно которой геологические ресурсы нефти из керогена нефтяных сланцев составляют 248 млрд барр. Это позволяет России оказаться на втором месте в мире по объемам геологических ресурсов. Причем эти оценки

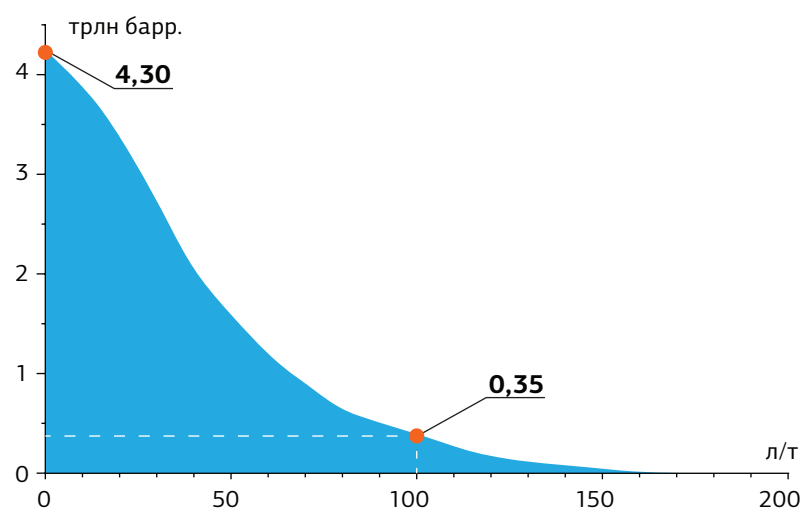
⁸ Dyni, J. R. *Geology and Resources of Some World Oil-Shale Deposits; Scientific Investigations Report 2005–5294*; U.S. Geological Survey: 2006.

⁹ *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System*, Novembre 2011, с. 160

не включают ресурсный потенциал баженовской свиты. Все имеющиеся оценки геологических ресурсов нефти из керогена нефтяных сланцев достаточно условны. В приведенной оценке USGS в качестве геологических принимаются ресурсы относительно «продуктивных» сланцев, выход нефти из которых при нагревании в лабораторных условиях по методу Фишера¹⁰ превышает 40 л/т. В других оценках используются другие границы «продуктивности». Так, Shell оценивает 90 л/т как нижнюю границу экономически обоснованной добычи. В зависимости от используемой границы «продуктивности» сланцев оценки ресурсов могут быть кратно изменены как в большую, так и в меньшую сторону.

Так, в соответствии с оценкой USGS 2013 года, суммарные ресурсы нефти, которая может быть извлечена из сланцев крупнейшей в мире формации Green River безотносительно его удельной «продуктивности», оцениваются в 4,3 трлн барр¹¹. В то же время геологические извлекаемые ресурсы самых «богатых» сланцев Green River, выход нефти из которых составляет более 100 л/т., – 0,35 трлн барр. (8% от суммарных геологических ресурсов) (см. рис. 19). Однако и эта «нижняя» граница ресурсов никак не соотносится с оценкой перспектив добычи нефти из керогена (см. пункт «Добыча нефтяных сланцев»).

Рис. 19. Распределение геологических ресурсов формации Green River в зависимости от удельной «продуктивности» сланца



Источник: USGS, 2013

¹⁰ Coaxing oil from shale. Oilfield review winter 2010/11: 22, No.4, Schlumberger 2011, с. 7-8

¹¹ In-place oil shale resources examined by grade in the major basins of the Green River formation, Colorado, Utah, and Wyoming, USGS Fact sheet 2012-3145, January 2013

ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ

На сегодняшний день существует две группы методов добычи нефти из содержащегося в сланцах керогена – ex-situ и in-situ.

1. Первая группа (ex-situ) включает в себя:

1.1. Добычу сланцевой породы открытым способом с ее последующей переработкой (ретортингом) на поверхности (surface mining with surface retorting) Используется в тех породах, которые расположены близко к поверхности или где соотношение толщины вскрышной породы и толщины сланца составляет примерно 1:1.

1.2. Добычу сланцевой породы шахтным способом и ее ретортинг на поверхности (underground mining with surface retorting).

Группа методов добычи нефти из керогена ex-situ в промышленных масштабах используется за пределами США¹², однако на сегодня эти методы в большинстве своем экономически низкоэффективны, поэтому первоочередной задачей для применяющих их компаний является сокращение затрат на добычу.

2. Вторая группа методов (in-situ) предполагает добычу нефти из керогена без подъема породы на поверхность. Она включает как модифицированную, так и добычу нефти из керогена непосредственно из сланцевого пласта. (true in-situ):

2.1. Суть модифицированного (modified in-situ) метода заключается в добыче сланцевой породы непосредственно из пласта, ее частичный внутрипластовый ретортинг с дальнейшей переработкой на поверхности. Первой в 1972 году этот метод начала тестировать «дочка» Occidental Petroleum компания Occidental Oil Shale, Inc. на формации Green River.

2.2. Наиболее перспективным является метод true in-situ, поскольку позволит вести экономически эффективную добычу нефти на больших (по сравнению с описанными выше методами) глубинах.

В процесс коммерциализации технологий добычи нефти из керогена методом true in-situ вовлечено более десятка

¹² Ретортинг на поверхности пока не получил широкого промышленного коммерчески эффективного применения на территории США, поэтому требует дальнейших разработок и проведения тестов.

Сегодня компании находятся либо на стадии исследований и разработки in-situ технологий, либо их пилотного тестирования и применения в экспериментальных масштабах

Ни одна из рассмотренных технологий in-situ не сможет быть «скопирована» для бажена, залегающего на глубинах около 3000 м

компаний, разработавших различные концепции проведения и внутрислоевого ретортинга. В настоящее время они тестируются на богатых сланцами залежах формации Green River.

В частности, компания Shell – будучи пионером в апробации технологий поверхностного ретортинга в США отказалась от них в середине 1990-х годов в пользу разработки эффективной in-situ технологии - внутрислоевого ретортинга с использованием внутрискважинных электрических нагревателей (ICP – in-situ conversion process). ExxonMobil разработала метод Electrofrac, заключающийся в нагревании керогена за счет проведения ГРП, где вместо обычного используется электропроводящий проппант (см. рис. 24).

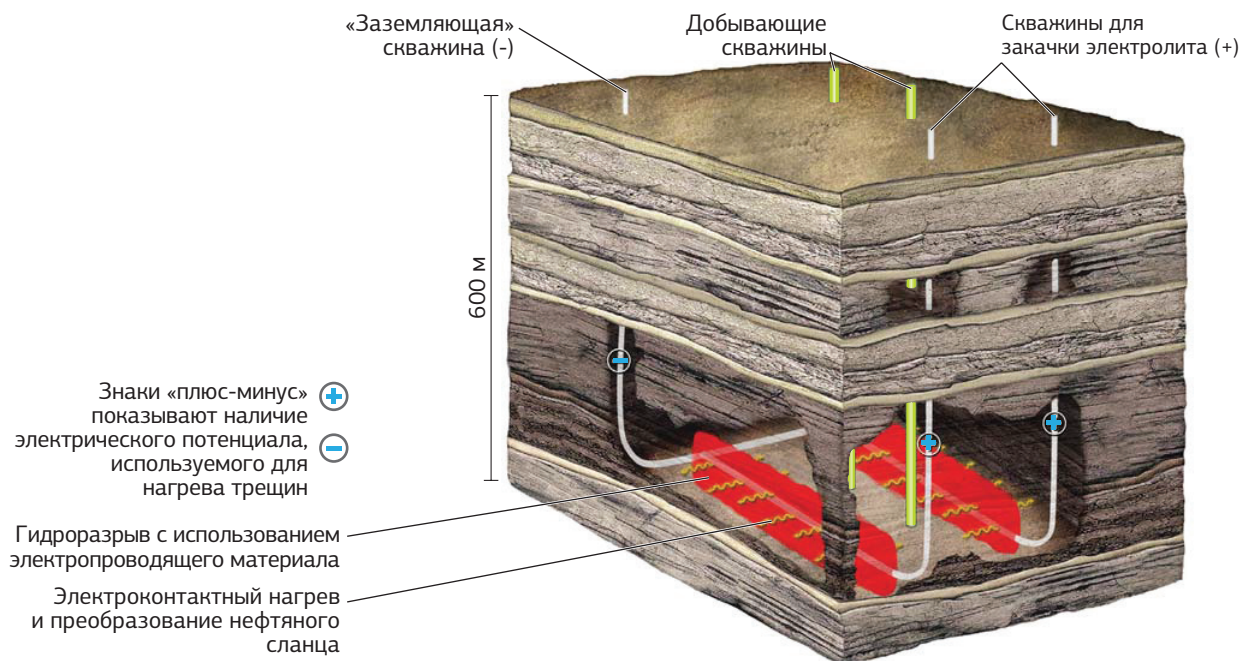
Созданная компанией American Shale Oil LLC (AMSO) технология «Проводимость, конвекция и рециркуляция» (Conduction, Convection, Reflux – CCR) подразумевает проведение термомеханического разрыва пласта (вместо гидроразрыва), повышающего его проницаемость для конвекционной передачи тепла.

Также стоит упомянуть компанию Chevron, тестирующую технологию получения нефти из керогена посредством нагнетания разогретого газа; СП Bechtel и Parsons, совершенствующие технологии добычи нефти радиочастотным излучением; Total и Petrobras, испытывающих методы микроволнового воздействия (причем не только в США, но также в Иордании и Марокко).

Основные перспективы добычи нефти из керогена связаны с in-situ процессами, однако на сегодня компании находятся либо на стадии исследований и разработки технологий, либо их пилотного тестирования и применения в экспериментальных масштабах. Согласно текущим графикам работ этих компаний, коммерческая добыча нефти из керогена начнется не ранее 2020 года.

Также необходимо отметить, что все работы ведутся на глубинах не более 600 м, при том, что баженоская свита залегает на глубине 3000 м. Поэтому даже в случае коммерческого успеха ни одна из рассмотренных технологий in-situ не сможет быть «скопирована» для раскрытия ресурсного потенциала баженоской свиты.

Рис. 20. Метод Electrofrac компании ExxonMobil



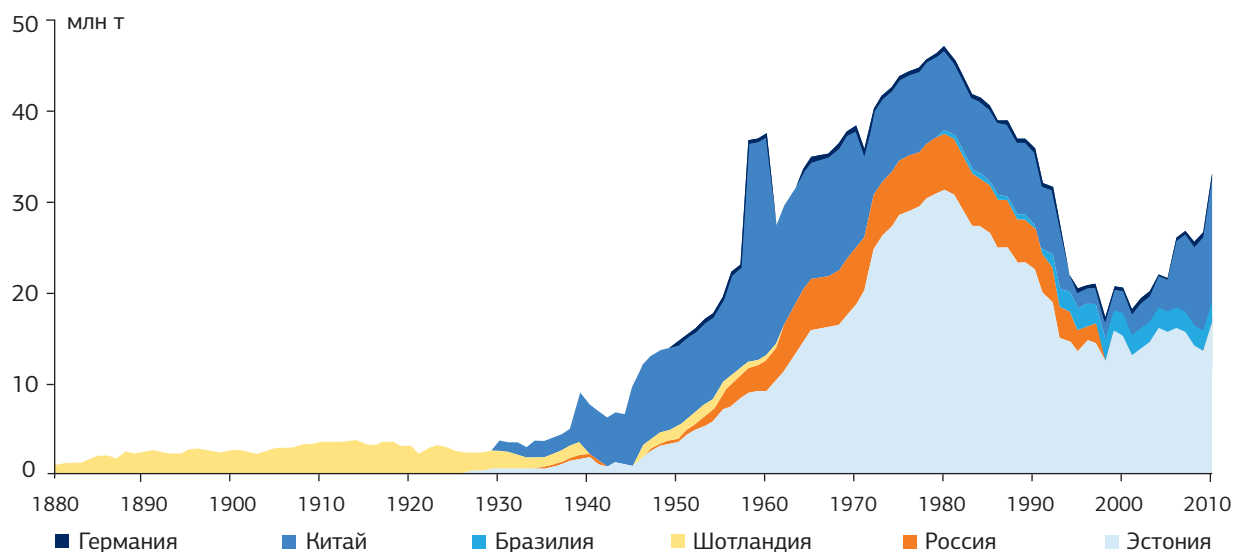
Источник: Exxon Mobil, 2007 Financial&Operating Review

ДОБЫЧА НЕФТЯНЫХ СЛАНЦЕВ

Добыча нефтяного сланца открытым или шахтным способом в коммерческих масштабах имеет почти двухвековую историю: она началась во Франции еще в 1837 г.¹³ К 1881 году мировая добыча сланца составила порядка 1 млн т, правда, отрасль была представлена только одной Шотландией. Пик добычи сланца, превысивший 46 млн т в год, был достигнут в 1979-1980 гг., причем 2/3 его было произведено в Эстонии.

¹³ Jean Laherrere, Review on Oil shale data, September 2005 - <http://www.oilcrisis.com/laherrere/OilShaleReview200509.pdf>

Рис. 21. Динамика добычи нефтяных сланцев



Источник: Coaxing oil from shale. Oilfield review winter 2010/11: 22, No.4, Schlumberger 2011

Несмотря на то, что нефтяные сланцы обнаружены во многих НГБ мира, сегодня их разработка ведется лишь в Эстонии, Китае, Германии и Бразилии, причем в крайне ограниченных масштабах. Небольшие объемы нефтяного сланца добывались в рамках экспериментальных разработок, в частности, в США на экспериментальной ретортинговой установке компании Unocal в период с 1980 по 1991 годы было произведено 4,5 млн барр. сланцевой нефти.

Что касается России, ее сланцевая промышленность получила свое развитие после того, как в июле 1918 года Совет народных комиссаров РСФСР по инициативе В.И. Ленина принял постановление о добыче и переработке горючих сланцев. Были организованы систематическое изучение и разведка запасов и их промышленная разработка. Наиболее активно сланцевая промышленность развивалась в 1960-1990 гг.

В эти годы велась активная разработка месторождений Прибалтийского и Волжского бассейнов (Эстонское, Ленинградское, Кашпирское, Общесыртовское месторождения).

Разработка месторождений велась посредством добычи нефтяного сланца с последующей его переработкой. Пиковый уровень добычи нефтяного сланца в СССР достигал 36 млн т/год. Значительная часть добычи приходилась на Эстонскую ССР. Добыча и переработка нефтяного слан-

ца продолжается в Эстонии и по сей день. В России же большая часть сланцевых шахт закрылась ввиду экономической неэффективности.

Многие специалисты отмечают большое расхождение в имеющейся в минимальном объеме статистике (прежде всего национальной) относительно добычи как нефтяного сланца, так и полученной из содержащегося в нем керогена нефти (в единицах веса и/или объема). Кроме того, существует путаница и с объединением данных по получению нефти из керогена и нефти, добываемой из сланцевых пород.

В мире сегодня добывается около 33 млн т в год нефтяного сланца, из которого может быть получено в результате переработки сланца на поверхности до 2 млн т нефти (ex-situ). В Эстонии – крупнейшем на сегодня производителе нефтяных сланцев (17 млн т в год), часть сланцев добывается из неглубоких шахт, а часть — открытым способом. В Китае разработка ведется открытым способом, годовая добыча нефтяного сланца составляет более 10 млн т.

Как уже упоминалось выше, основные перспективы связаны с добычей нефти из керогена не методом ex-situ, как в Эстонии и Китае, а непосредственно из пласта (in-situ). Правда, в настоящее время компании, в основном работающие в США, еще далеки от применения in-situ технологий в промышленных масштабах, что объясняет отсутствие единого мнения (у публикующих прогнозы агентств) как о сроках начала промышленной добычи нефти из керогена методом in-situ в США, так и ее объемах. И даже в рамках одного агентства в зависимости от успехов на Green River ¹⁴ наблюдается эволюция прогнозов.

Проследим ее на примере Агентства энергетической информации США (EIA). Если 4 года назад оно оценивало перспективы США по добыче нефти из керогена на уровне порядка 120 тыс. барр./сут. к 2030 году (при старте добычи в 2023 году), то в 2012 году EIA отметило смещение отраслевого фокуса в сторону добычи нефти плотных пород и соответственно нехватку инвестиций в развитие технологий добычи сланцевой нефти, спрогнозировав начало широкомасштабной добычи нефти из керогена с помощью подземного ретортинга не ранее 2035 года.

14

Где сосредоточены основные усилия по тестированию in-situ методов.

В 2030 году доля
получаемой из керогена
нефти в мировой добыче
нефти может составить
менее 1%

Согласно самому благоприятному сценарию High oil and gas resources, выпущенному агентством в 2013 году, добыча нефти из керогена в США к 2040 году составит всего 135 тыс. барр./сут.

При этом, согласно результатам моделирования (National Strategic Unconventional Resource Model), выполненного компанией INTEK по заказу Департамента энергетики США в марте 2012 г.¹⁵, в сценарии, предполагающем активный приток частных инвестиций и широкомасштабную государственную поддержку¹⁶, добыча нефти из содержащегося в сланцах керогена в США может начаться чуть ли не в следующем году и к 2031 году составить более 2 млн барр./сут.

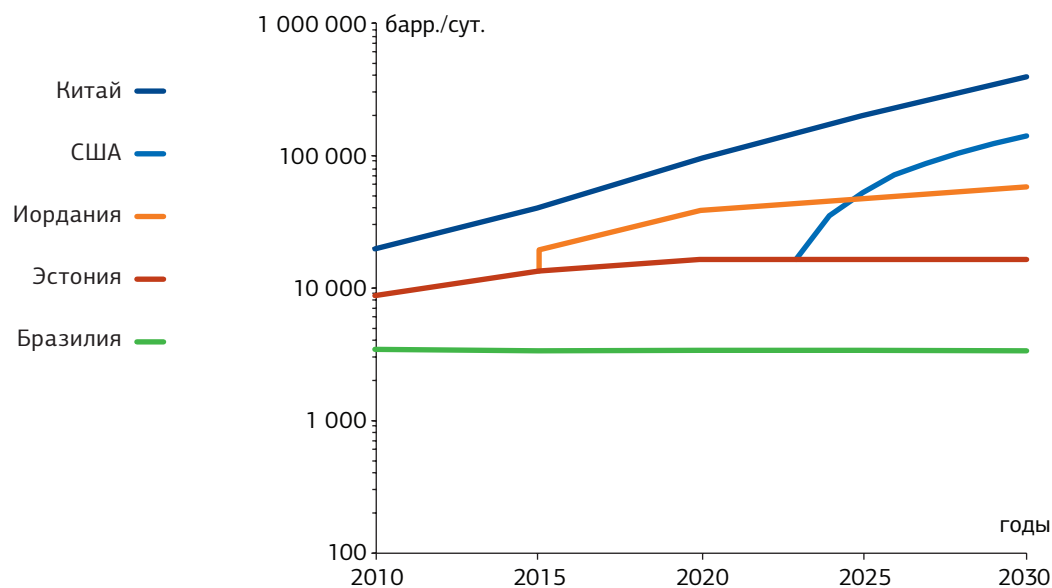
Такая же неопределенность характеризует прогнозы добычи нефти из керогена нефтяных сланцев других стран. По прогнозу Директора Центра по изучению технологий разработки нефтяных сланцев Горной школы Колорадо (Center for Oil Shale Technology and Research, Colorado school of Mines) Jeremy Boak, мировая добыча нефти из керогена составит в 2030 году 550-600 тыс. барр./сут., а ведущая роль в добыче будет принадлежать Китаю (см. рис. 22)¹⁷.

¹⁵ National Strategic Unconventional Resource Model, Intek, март 2012

¹⁶ National Strategic Unconventional Resource Model, Intek, март 2012, с. 55-56.

¹⁷ <http://www.aapg.org/explorer/2010/08aug/emd0810.cfm>

Рис. 22. Прогноз производства нефти из керогена нефтяных сланцев



Источник: Jeremy Boak's presentation at «Oil Shale Symposium», октябрь 2010

СЛАНЦЕВАЯ НЕФТЬ

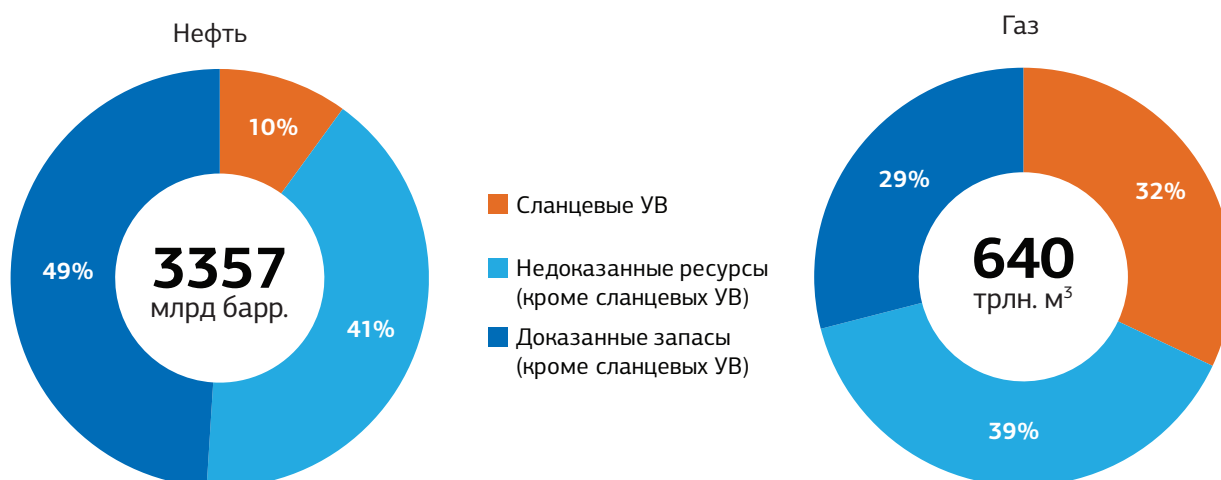
РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ

Оценки Минэнерго США технически извлекаемых ресурсов сланцевой нефти в 42 странах мира составляют 345 млрд барр.

Агентство энергетической информации Минэнерго США в июне 2013 г. опубликовало оценку технически извлекаемых ресурсов (ТИР) сланцевых нефти и газа в мире. Эта оценка включает ресурсы жидких углеводородов, содержащихся в нефтяных сланцах, но без учета керогена.

Оценка производилась по 137 сланцевым формациям в 41-й стране. Суммарная величина технически извлекаемых ресурсов сланцевой нефти оценена ЕИА в 345 млрд барр., что составляет около 10% от текущей суммарной оценки нефтяного потенциала (доказанные запасы и запасы, которые будут приращены в будущем). При этом доля ТИР сланцевой нефти в суммарных ресурсах нефти значительно ниже доли ТИР сланцевого газа в суммарных ресурсах газа – 32%.

Рис. 23. Технически извлекаемые ресурсы сланцевой нефти и газа в сопоставлении с доказанными запасами и недоказанными ресурсами УВ по миру



Источник: EIA, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. June 2013

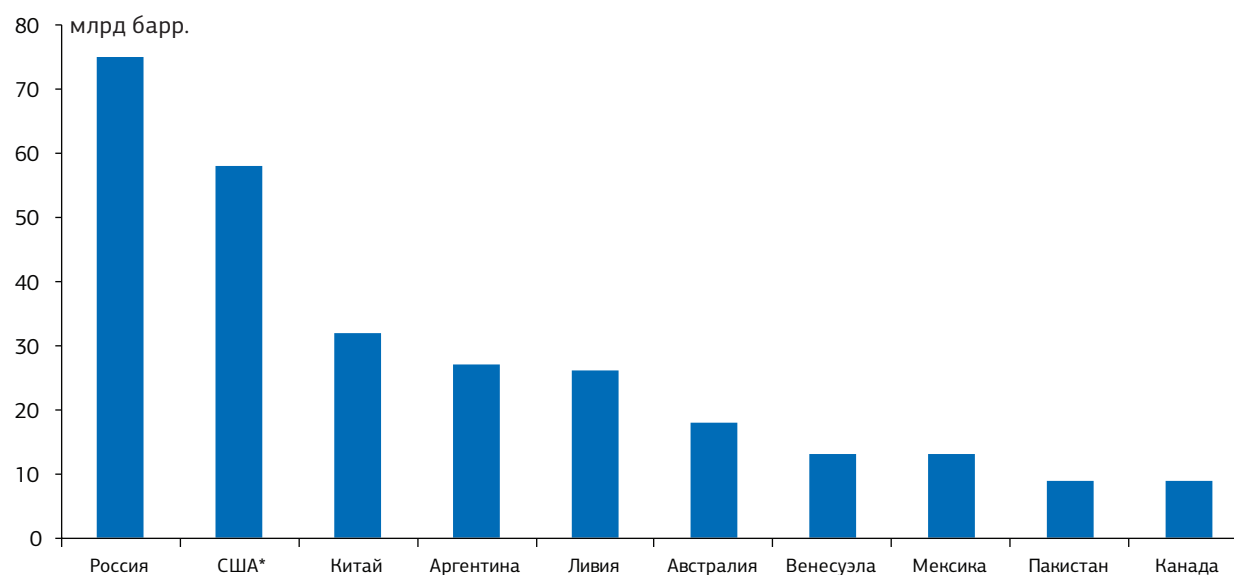
Отчет посвящен оценке ресурсного потенциала за пределами США, однако поскольку в обобщающих таблицах по всему миру наличие данных по этой стране необходимо, авторы приводят оценки технически извлекаемых ресурсов сланцевой нефти в размере 58 млрд барр. со ссылкой на EIA Annual energy outlook 2013.

Следует отметить, что данный ежегодник содержит оценки технически извлекаемых нетрадиционных углеводородных ресурсов по США на 1 января 2011 года, которые уже устарели. Так за прошедшее время Геологическая служба США только по формации Bakken переоценила ресурсный потенциал в большую сторону, причем в эту оценку не включен ресурсный потенциал сланцев Верхнего и Нижнего Bakken. Из 58 млрд барр. 81% приходится на ресурсы нефти плотных пород, включая сланцы¹⁸ (47 млрд барр.), остальные 19% – технически извлекаемые ресурсы конденсата в сланцевых и прочих плотных породах (8 млрд барр. и 3 млрд барр. соответственно).

¹⁸ В частности, приведены оценки технически извлекаемой нефти крупнейшей сланцевой формации Monterey в Калифорнии (13,7 млрд барр.)

Наибольшая величина технически извлекаемых ресурсов сланцевой нефти, по оценке Агентства энергетической информации, сосредоточена в России – 75 млрд барр. (22% от мировых ресурсов сланцевой нефти). Соответствующие оценки сделаны по баженовской свите, которая была отнесена к нефтяным сланцам (подробнее см. раздел «Баженовская свита»).

Рис. 24. Технически извлекаемые ресурсы сланцевой нефти по странам



* в США с учетом нефти плотных пород

Источник: EIA, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, June 2013

Смешение в «одну кучу» оценок ресурсов нефти плотных пород США, баженовской свиты и сланцевой нефти некорректно

Смешение в «одну кучу» оценок ресурсов нефти плотных пород США, баженовской свиты и сланцевой нефти может создать иллюзию, что простой перенос на бажен используемых в США технологий вот-вот приведет к новой, более масштабной «сланцевой» революции.

Подробнее об оценке ресурсов УВ баженовской свиты см. в разделе «Баженовская свита».

ТЕХНОЛОГИИ И ДОБЫЧА СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ

Сегодня в США на сланцевых участках добывается в основном конденсат, объемы добычи сланцевой нефти сравнительно невелики

Агентство энергетической информации США, публикуя статистику по добыче жидких УВ плотных пород в США (в 2012 г. это 2 млн барр./сут.), включает туда всю нефть и конденсат, добываемый из низкопроницаемых пород, в том числе сланцев. То есть, эта величина включает конденсат, получаемый при добыче сланцевого газа и газа плотных пород. Отсутствует официальная информация о добыче непосредственно сланцевой нефти.

Исходя из данных по добыче сланцевых углеводородов по формациям, долю сланцевой нефти в суммарной добыче жидких УВ плотных пород США можно оценить как относительно невысокую. Добыча осуществляется на Monterey, Eagle Ford, а также на Tuscaloosa Marine Shale и сланцах формации Cline.

Номером 1 в добыче жидких УВ плотных пород в США является формация Bakken (по Северной Дакоте добыча составляет около 850 тыс. барр./сут. по состоянию на август 2013), однако добыча в промышленных масштабах ведется только в Среднем Bakken и Three Forks, составляющие породы которых не являются сланцами.

Ряд компаний с 2012 года в рамках программы освоения НГК Mondak¹⁹ предпринимают усилия по разработке Верхнего Bakken. НГК Mondak примечателен тем, что, согласно текущим геологическим представлениям, сланцы Верхнего Bakken «заперты» сверхплотными породами Среднего Bakken снизу, Three Forks сбоку и Lodgepole сверху, поэтому созревшей в них нефти просто некуда мигрировать. Это совпадает с видением почетного председателя Горной школы Колорадо (Colorado school of Mines) доктора Sonnenburg, который утверждает, что сланцы Верхнего Bakken содержат от 90 до 95% нефти, которая не мигрировала из материнской породы²⁰.

Год назад (27 сентября 2012 года) компания Slawson в партнерстве с Petroshale объявила об успешных результатах бурения четырех тестовых горизонтальных скважин на НГК Mondak. На скважине Culverin начальный дебит в первые 24 часа достиг 476 барр./сут. (естественным притоком). Спустя 3 месяца работы скважина на механизированном

¹⁹ Программа освоения НГК Mondak, стартовавшая в марте 2012 года, подразумевает бурение более 160 горизонтальных скважин на территории в 40 тыс. акров в зоне Верхнего Bakken.

²⁰ Доклад доктора Sonnenburg на Bakken tight oil congress 31 мая 2012 г. – ссылка по Petroleum News Bakken от 12.06.2012.

режиме добычи давала 200 барр./сут.

Slawson является старейшей, работающей на Bakken компанией, - опыт работы в регионе составляет 35 лет, и первой, обнародовавшей результаты тестового бурения на Верхнем Bakken. Согласно CEO Petroshale, Slawson еще в конце 80-начале – 90-х гг. пробурила 22 горизонтальные скважины длиной горизонтального ствола от 300 до 620 м без применения методов стимулирования, попадающие в естественные трещины (на сланцевом месторождении Billings Nose).

Хотя эти скважины давали высокий начальный приток, суммарная накопленная добыча была ничтожной из-за быстрого падения дебитов. Затем в период с 1997 по 2004 гг. компанией в краевой зоне НГК Mondak было пробурено еще 5 скважин без применения методов стимулирования со скромным средним начальным дебитом (120 барр./сут.).

Тогда компания приняла решение сместить акценты в сторону Среднего Bakken. Однако добыча на ранее пробуренных скважинах продолжилась и по результатам 9-13-летних наблюдений компания Slawson сделала выводы, что при быстром падении начального дебита добыча стабилизируется с ежегодным падением всего 1%. Средняя суммарная накопленная добыча для этих пяти скважин составляет порядка 730 тыс. барр. на скважину (по двум скважинам более 1 млн барр. на скважину).

Примеру альянса Slawson/Petroshale последовали другие компании. Fidelity, изначально бурившая в Среднем Bakken, осенью прошлого года начала работы на Верхнем Bakken. Компания признает, что применение отточенных на песчаниках технологий заканчивания скважин в сланцах менее успешно, также возникают проблемы с устойчивостью ствола скважины, что ограничивает длину бурения горизонтального ствола. По состоянию на май 2013, Fidelity ведет добычу с 4-х скважин на Верхнем Bakken, введенных в эксплуатацию в период с сентября 2013 по апрель 2013 г. Их суточный дебит варьируется от 21 до 121 барр./сут.

Другие компании, участвующие в упомянутой выше программе (ConocoPhillips, Whiting и Continental), также намерены начать буровые работы на Верхнем Bakken. Таким образом, работающие на Верхнем Bakken компании пытаются адаптировать хорошо зарекомендовавшие

Последние 2-3 года компании начинают работы по добыче нефти непосредственно в сланцах, однако успешно применяемая в других плотных породах технология не везде эффективна

себя технологии горизонтального бурения и проведения МГРП к работе в сланцевых породах.

Иные технологии для работы на сланцах применяют компании, ведущие добычу на формации Monterey в Калифорнии, которая, согласно оценкам EIA, имеет самые крупные технически извлекаемые запасы сланцевой нефти (13,7 млрд барр.).

Прежде чем перейти к описанию технологии, надо сказать, что сланцевая формация Monterey состоит из весьма нетипичных видов сланцев – американцы называют их «литологической солянкой» (hodgepodge of lithologies), которых нет в других частях страны. Во-первых, их возраст всего от 5 до 17 млн лет (это мало по сравнению с 300-миллионным возрастом других сланцев), а это означает, что сланцы находятся на пике своей нефтяной генерации. Во-вторых, они очень толстые и неоднородные. На маленьких глубинах сланцы имеют очень низкую проницаемость. По мере увеличения глубины и давления сланец становится более хрупким, в нем растет число естественных трещин. В конечном итоге он переходит в кварцевую фазу и также может содержать прослойки песчаника. В-третьих, район залегания этих сланцев характеризуется повышенной тектонической активностью, что потенциально может означать наличие большого числа углеводородных ловушек.

Компании, первые начавшие тестировать продуктивность сланцев формации Monterey, традиционно бурили горизонтальные скважины с различными техниками их заканчивания. Однако все они требовали больших объемов воды и были низкопродуктивны, что при средней стоимости в 7 млн долл. за скважину делало экономически нецелесообразными продолжение работ. Фактически оказалось, что применительно к Monterey горизонтальные скважины с ГРП в определенных зонах формации просто не работают.

Придя к выводу, что местные сланцы имеют достаточную толщину для обеспечения максимального контакта с продуктивной породой при бурении вертикальных скважин, и начав такое бурение, компании добились коммерческого успеха, снизив стоимость скважин до 2–3 млн долл. Существенное снижение стоимости было достигнуто еще и за счет применения так называемого кислотного стиму-

лирования скважин (acid well stimulation treatment), суть которого заключается в закачке в пласт плавиковой (HF) или соляной (HCl) кислоты.

Кислотная стимуляция повышает контакт между стволом скважины и продуктивным пластом, так как очищает продуктивный пласт от продуктов загрязнения, попавших или образовавшихся в призабойной зоне в процессе вскрытия бурением, а также растворяет карбонатные минералы, такие как кальцит и доломит, тем самым повышая проницаемость и увеличивая дебит (скорость потока).

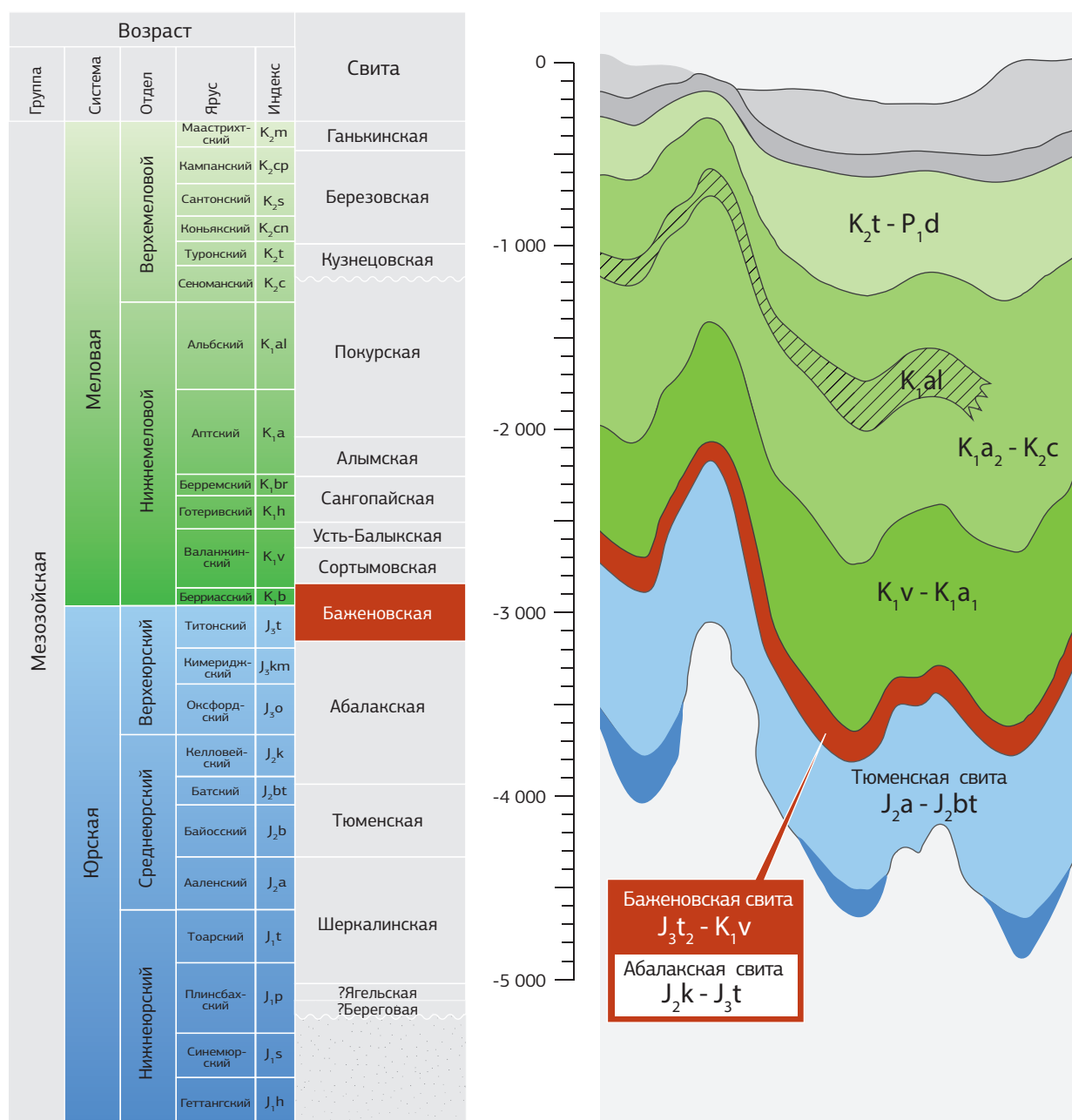
Таким образом, в настоящее время базовой технологией освоения формации Monterey является бурение вертикальных скважин в сочетании с кислотной стимуляцией. Именно так работают Venoco и Oxy – основные компании этого региона.

БАЖЕНОВСКАЯ СВИТА

ГЕОЛОГИЯ

Пожалуй, баженовская свита - это первая ассоциация со словами «трудноизвлекаемые запасы» и сланцевая нефть в применении к России. Вопрос возможности промышленного освоения ресурсов баженовской свиты интересует отраслевых специалистов еще с момента ее обнаружения в конце 50-х годов прошлого века.

Рис. 25. Геохронологическая шкала и схематический разрез меловой и юрской систем Западной Сибири



Источник: ЗАО «МимГО»

В настоящее время известно более 70 месторождений с открытыми запасами нефти в пластах баженовской свиты, однако их разработка практически не ведется из-за недостаточной изученности и отсутствия необходимых технологий добычи. Баженовская свита (или более короткое название – бажен) впервые выделена Ф.Г. Гурари в 1959 г. и отображена в региональной стратиграфической схеме 1960 г.

Баженовская свита распространена в Западно-Сибирской НГП на территории более 1 млн км². Отложения бажена выделены в пределах ХМАО-Югра, Тазовского п-ова, п-ова Гыдан, восточной и центральной части п-ова Ямал. Отложения баженовской свиты залегают на глубине от 600 м у границ распространения до максимальных глубин 3500–3800 м (см. рис. 25).

Рис. 26. Карта распространения отложений баженовской свиты в Западно-Сибирской НГП



Источник: ОАО «СибНАЦ»

Баженовская свита является нефтематеринской породой, где процессы преобразования органического вещества в нефть еще не завершены

Бажен является нефтематеринской породой, где процессы преобразования органического вещества (керогена) в нефть еще не завершены. Компонентный состав отложений баженовской свиты весьма разнороден, но основными органическими составляющими являются жидкие УВ и кероген, неорганическими - глинистые минералы, кремнезем и карбонаты (таблица 3).

В породах баженовской свиты можно выделить два различных типа коллекторов:

1. Практически непроницаемый порово-трещиноватый коллектор (микротрещиноватый) – матрица, которая преимущественно состоит из битуминозных аргиллитов, содержащих органическое вещество (кероген).
2. Трещинно-кавернозный коллектор (макротрещиноватый). Породы, приуроченные к трещинно-кавернозному типу коллектора, находятся в матрице, практически не содержат органическое вещество и не являются нефтематеринскими, обладают проницаемостью, которая может достигать до единиц мкм².

Сегодня господствует теория, утверждающая, что основными породами-коллекторами, содержащими нефть, являются битуминозные аргиллиты, расслоенные за счет АВПД и при разработке которых трещины могут «схлопываться».

Однако в 2007 г. ЗАО «МиМГО» на основе экспериментальных данных выдвинуло гипотезу, что коллекторами могут являться также плотные карбонатизированные трещиноватые слои. Это может иметь важное значение для разработки отложений баженовской свиты: данная гипотеза утверждает, что при депрессиях на пласт проницаемость пород-коллекторов не исчезает.

Сходство отложений баженовской свиты, например, с нефтяными сланцами Bakken в том, что и те, и другие обладают свойствами нефтематеринских пород, в них содержится большое количество керогена и коллекторами в обоих являются плотные породы. Кероген залежей НГК Bakken относится к типу I и частично II, тогда как в бажене - преимущественно к типу II.

Главное отличие в мощности продуктивных отложений и их распространении по разрезу. В формации Bakken породы-коллекторы имеют мощность более 40 м и располагаются между маломощными породами, насыщенными органическим веществом. В бажене (в традиционном разрезе) слои коллекторов мощностью 0,5–3,0 м находятся на нескольких стратиграфических уровнях, разделенных пачками маломощных пород, насыщенных органическим веществом, мощностью в среднем 2,5–10,0 м.

Баженовская свита во многом сходна с нефтяными сланцами НГК Bakken и Green River, но существенно отличается по мощности продуктивных слоев, степени их неоднородности и распространению по разрезу

Таким образом, коллекторы в баженовской свите приурочены к маломощным слоям, разобщенным по разрезу.

Породы баженовской свиты по составу и содержанию углеводородов в значительной степени являются аналогом наиболее кондиционных нефтяных сланцев формации Green River (США)(см. таблицу 2), которые в настоящий момент не вовлечены в разработку.

Именно этим обусловлено включение бажена в оценку мировых технически извлекаемых ресурсов сланцевой нефти Агентством энергетической информации (см. раздел «Сланцевая нефть»)

Таблица 2.

Сравнение компонентного состава сланцев Green River и бажена

Месторождение Green River (США)	Нефтяной сланец (100%) глубина залегания: 0-600 м	Органическая часть (13,80%)	Жидкие УВ (2,78%)	S, N, O - 1,28% H - 1,42% C - 11,10%
		Минеральная часть (86,20%)	Кероген (11,04%)	
Баженовская свита (Россия)	Нефтяной сланец (100%) глубина залегания: 2400-3100 м	Органическая часть (14,60%)	Жидкие УВ (2,68%)	S, N, O - 1,33% H - 1,49% C - 11,69%
		Минеральная часть (85,02%)	Кероген (11,93%)	
			кальцит, доломит - 1,28% полевой шпат - 16,40% пирит - 0,86% монтмориллонит - 8,60% анальцит - 4,30% плагиоклаз, иллит - 12,90% кремнезём - 40,00%	
			кальцит - 10,30% доломит - 2,30% полевой шпат - 2,80% пирит - 4,80% монтмориллонит - 4,00% гидрослюда - 14,30% каолинит - 3,70% хлорит - 1,40% кремнезём - 39,60%	
		Вода (0,37%)		

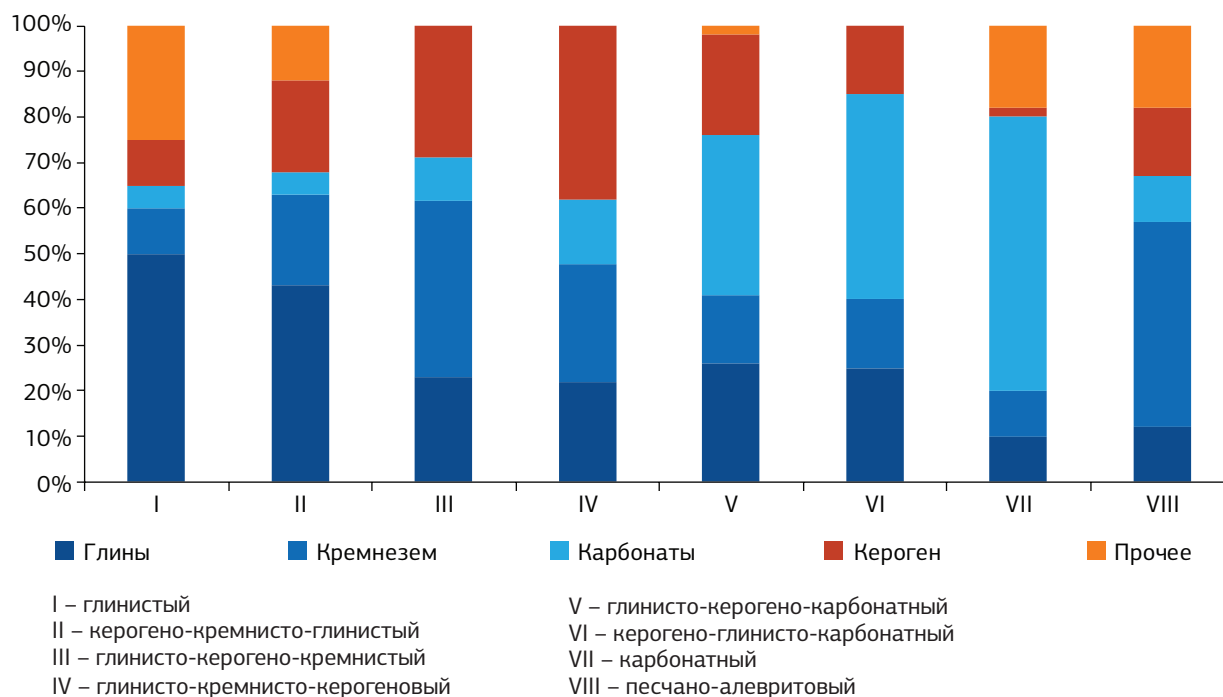
Источник: ОАО «Сургутнефтегаз»

Состав бажена существенно зависит от региона залегания, из-за чего сильно различаются фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов

Важной особенностью баженовской свиты является существенно различный состав пород (керогена, глинистого, карбонатного и кремнеземного компонентов) в зависимости от региона залегания. При этом даже в пределах одной залежи состав пород может сильно различаться. Кроме того, в результате интенсивности и характера процессов вторичных преобразований, ФЕС коллекторов залежей баженовской свиты низкие и существенно различаются по разрезу.

ОАО «Сургутнефтегаз» в районе своей деятельности выделяет 8 различных литотипов пород баженовской свиты.

Рис. 27. Ориентировочное содержание материала в различных литотипах баженовской свиты



Источник: ОАО «Сургутнефтегаз»

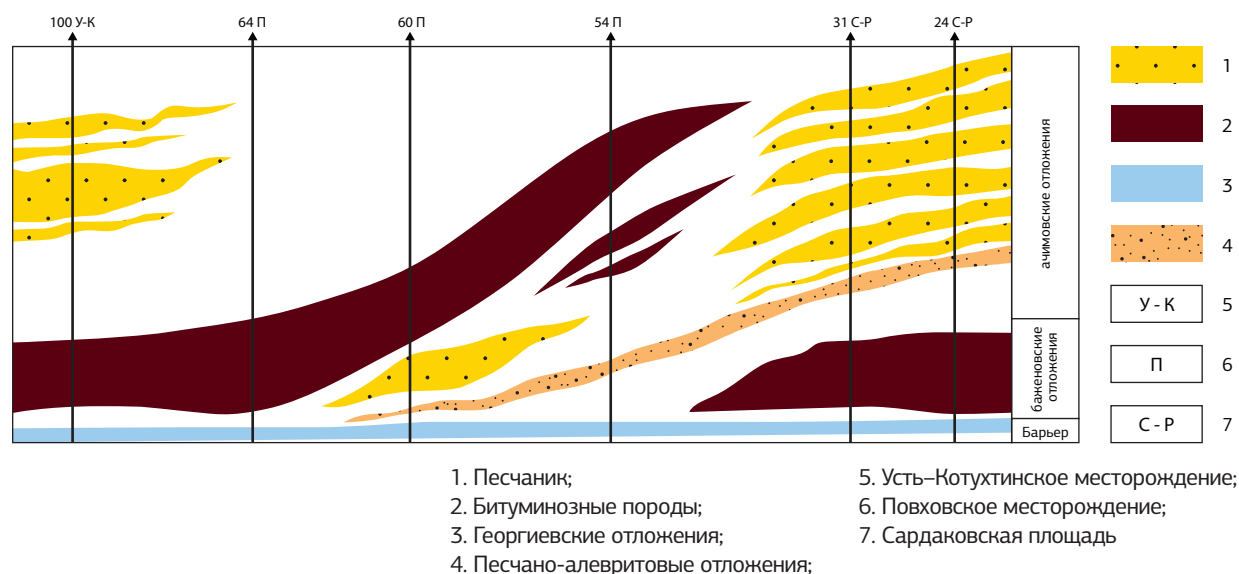
Особенностью строения баженовской свиты является наличие зон с аномальным строением, в которых единая толща битуминозных аргиллитов расслаивается высокопроницаемыми песчано-алевритовыми слоями (см. рис.28).

Аномальные разрезы баженовской свиты обладают высоким доказанным потенциалом нефтеносности, на них сегодня приходится основная добыча нефти

Аномальные разрезы бажена обладают высоким доказанным потенциалом нефтеносности. Переслаивание насыщенных органическим веществом нефтематеринских пород с высокопроницаемыми песчано-алевритовыми «линзами» позволяет образующейся в результате естественных процессов нефти мигрировать в эти «линзы». На текущий момент добыча нефти из баженовской свиты ведется, в основном, из разрезов аномального строения.

Аномальные разрезы баженовской свиты были обнаружены в пределах Сургутского, Федоровского и Красноленинских сводов, и в настоящий момент вскрыты бурением более чем на 60 площадях Западно-Сибирского нефтегазового бассейна.

Рис. 28. Схематичный пример строения аномальных разрезов баженовской свиты



Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

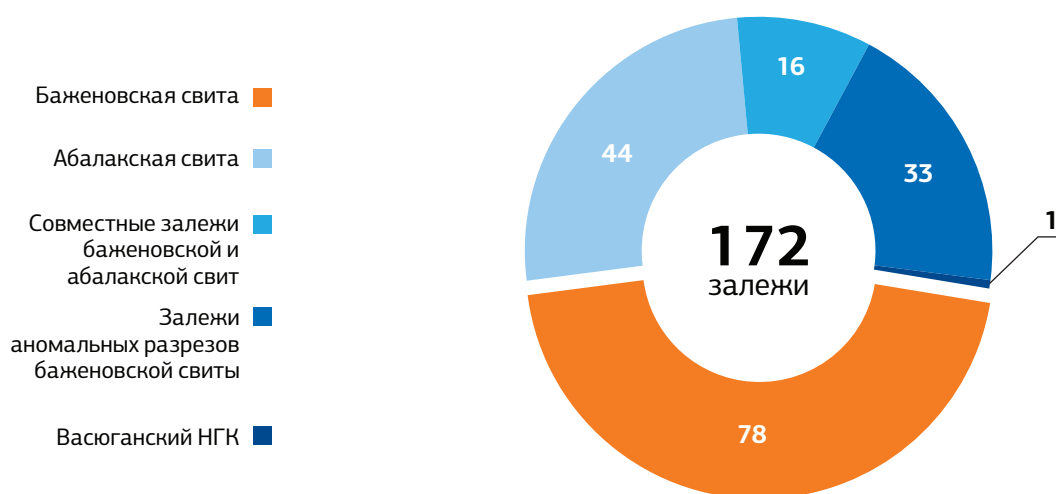
РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ

Основная доля разведанных запасов (97% от утвержденных запасов баженовской свиты категорий ABC1+C2) приходится на территорию ХМАО-Югра. В ХМАО открыто 172 залежи баженовско-абалакского НГК, в основном в центральной части региона – на месторождениях Салымского (группа Большого Салыма), а также Красноленинского, Федоровского и Сургутского сводов.

ГП «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» распределил все 172 залежи по нефтегазоносным комплексам, а залежи, расположенные в западной части ХМАО (в геологическом отношении к западу от границы перехода нижневасюганской подсвиты в абалакскую свиту), по принадлежности к абалакской и баженовской свитам.

Таким образом, 78 залежей отнесено непосредственно к баженовской свите, 44 залежи – к абалакской свите в составе баженовско-абалакского НГК, 16 залежей совместно баженовской и абалакской свит, 33 залежи - к зонам аномального строения разрезов баженовской свиты в составе ачимовской части осложненного неокомского НГПК и 1 залежь – к зонам аномального строения разрезов баженовской свиты в составе васюганского НГК.

Рис. 29. Структура объектов баженовско-абалакского НГК

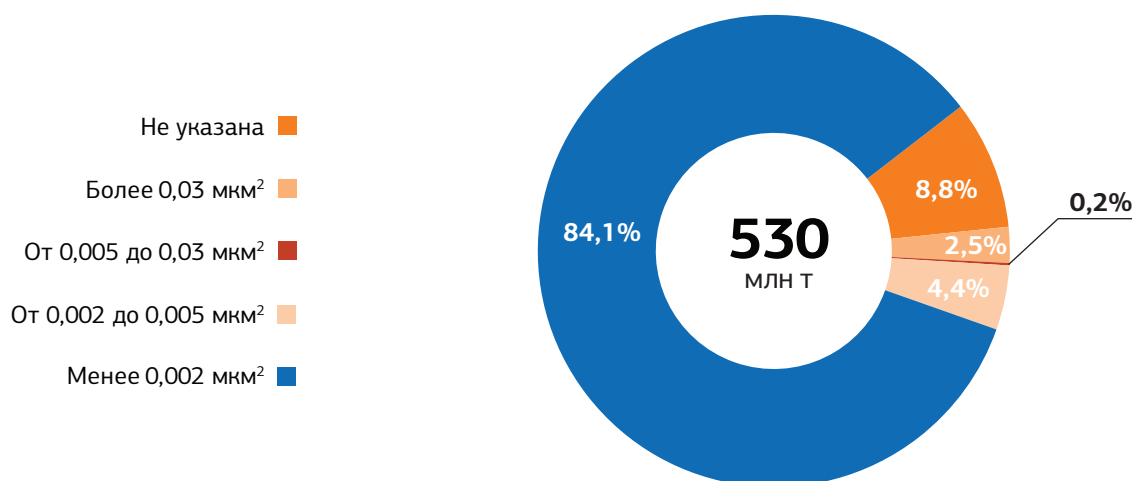


Источник: Департамент природопользования Правительства ХМАО

В пределах ХМАО-Югры выявленные ресурсы и запасы нефти залежей баженовской свиты (по данным ГП «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана») на государственном балансе запасов РФ учтены в отложениях со следующими стратиграфическими индексами: $Ю_0$, $Ю_0^{1-2}$, $Ю_0^K$, $ЮВ_0$, $ЮВ_0^B$, $ЮК_0$, $ЮК_{0-1}$, $ЮК_0^{1-7}$, $ЮС_0$, $ЮС_0^{K1-2}$. Это обусловлено как отнесением залежей к элементам нефтегеологического районирования, так и присутствием их в зонах аномального строения разрезов верхнеюрских и нижнеокомских отложений и объединением при оценке начальных ресурсов УВС залежей баженовской и абалакской свит в баженовско-абалакский НГК (см. рис. 30).

На текущий момент извлекаемые запасы баженовской свиты по категориям АВС1+С2 сравнительно невелики и составляют около 530 млн т, основная часть которых приходится на низкопроницаемые коллекторы.

Рис. 30. Распределение запасов баженовской свиты по проницаемости



Источник: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, данные компаний

Одной из причин столь низкой оценки объема запасов баженовской свиты в государственном балансе является высокая неоднородность и сложность геологического строения. Успешные поисковые скважины не позволяют достоверно подтвердить запасы категорий C1 и C2 вне зоны дренирования, вследствие чего подсчетные параметры зачастую принимаются условно и обоснованность модели резервуара вызывает сомнения.

Вторая причина - это отсутствие экономически обоснованных технологий разработки баженовской свиты на дату утверждения запасов. Как правило, КИН здесь принимается такой же, как при разработке пластовых залежей - 5-10% (в отдельных случаях до 30%).

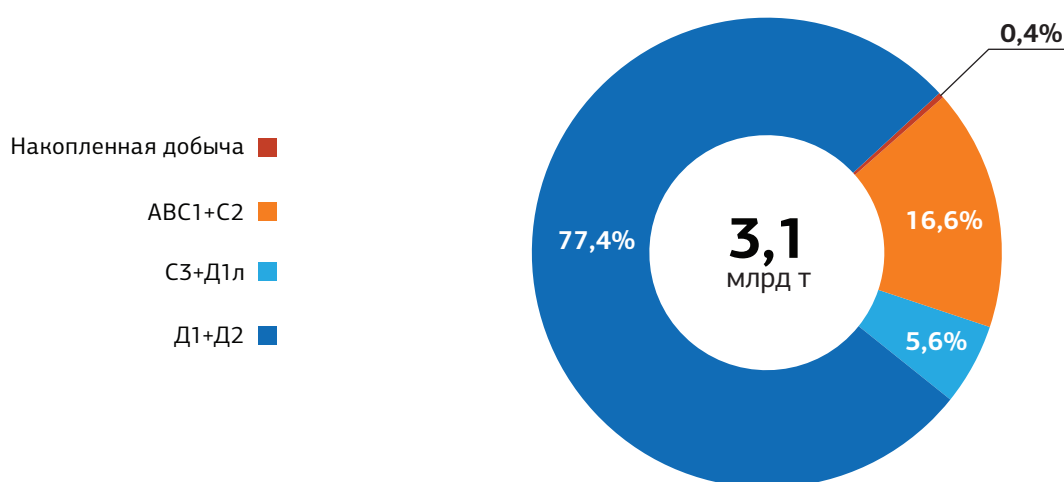
Оценки ресурсного потенциала баженовской свиты сегодня различаются на порядок, что связано с низкой изученностью и отсутствием эффективных технологий добычи

И, наконец, оценка запасов производится по методологии, утвержденной для терригенных (песчаных) коллекторов, то есть с учетом коэффициента «пористости», площади залежи и эффективной нефтенасыщенной толщины.

При этом определение эффективной толщины и пористости по керну не представляется возможным, так как из-за аномально высокого давления внутри пласта, керн при подъеме часто разуплотняется или разрушается полностью. А высокое содержание керогена не позволяет точно интерпретировать данные ГИС.

Оценки ресурсов баженовской свиты очень сильно варьируются. Так, по официальным данным Правительства ХМАО, начальные суммарные ресурсы (НСР) нефти баженовско-абалакского комплекса в регионе составляют порядка 3,1 млрд т, основная часть которых приходится на прогнозные ресурсы Д1 и Д2.

Рис. 31. Распределение извлекаемых НСР нефти баженовско-абалакского НГК на территории Югры



Источник: Департамент природопользования Правительства ХМАО

По оценке Геологической службы США 2003 года, ресурсы баженовской свиты составляют 5,9 млрд т (43 млрд барр.).

ЕИА оценило ресурсы баженовской свиты намного выше. По оценке ЕИА 2013²¹ года, суммарные ресурсы нефти, содержащейся в породе баженовской свиты (oil-in-place), составляет 170 млрд т, из которых технически извлекаемые ресурсы составляют 10 млрд т (74,6 млрд барр.). Это ставит Россию на первое место в мире по ресурсам сланцевой нефти.

Методология ЕИА оценки ТИР сланцевых НГК состоит из следующих этапов:

- Предварительное изучение нефтеносных бассейнов и сланцевых НГК. Собирается и обобщается информация о типе сланца (морской, не морской), глуби-

на, структура, толщина, содержание органических веществ, термическая зрелость.

- Определение общей площади основных сланцевых НГК.
- Определение перспективной для добычи площади сланцевых НГК. Она определяется на основе имеющихся оценок свойств сланцевых НГК – минерального состава, глубины, содержания органических веществ, термической зрелости.
- Определение коэффициента успеха для каждого НГК.
- Определение общего количества нефти в пласте на основе объемного метода.
- Вычисление ТИР на основе коэффициента извлечения нефти.

Таблица 3.

Оценки ТИР нефти баженовской свиты

НГК	Центральный бажен	Северный бажен
Перспективная площадь, млн м ²	300 828	192 613
Эффективная толщина, м	25,90	25,90
Суммарный объем пласта, млрд м ³	7 799	4 993
Коэффициент успеха	0,45	0,26
Содержание нефти в пласте, % об.	4,37%	3,20%
Геологические ресурсы нефти, млрд м ³	153	42
Геологические ресурсы нефти, млрд барр.	964,80	262
Коэффициент нефтеизвлечения	6%	6%
ТИР нефти, млрд барр.	57,90	15,70

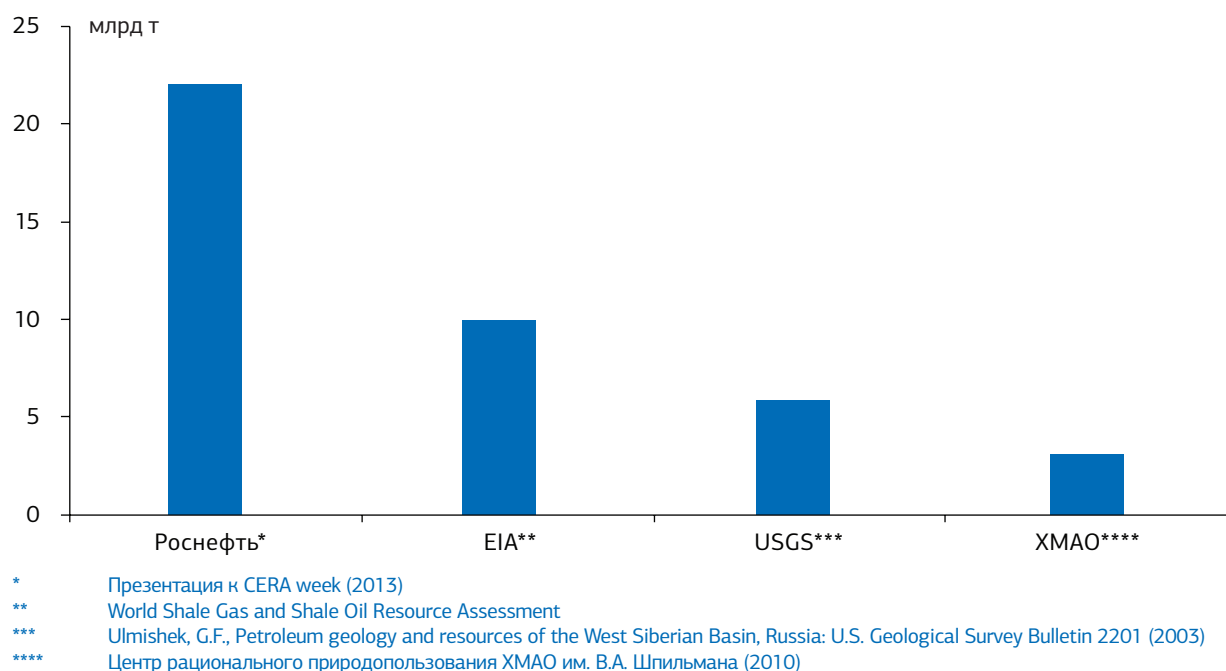
Источник: EIA World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment,
Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

Оценка EIA носит очень приблизительный характер, причем наибольшие вопросы вызывает используемый коэффициент нефтеизвлечения. Для баженовской свиты КИН принят равным 6%, как для «благоприятного» НГК с низким содержанием глины, умеренной геологической сложностью и благоприятными свойствами коллектора²².

Однако, вряд ли к баженовской свите в полной мере могут быть отнесены все эти характеристики. Для менее благоприятных НГК принимается коэффициент нефтеизвлечения 3%, для неблагоприятных – 2%. Таким образом, только при изменении оценки «благоприятности» характеристик отложений баженовской свиты оценка ее технически извлекаемых ресурсов может быть снижена в 2-3 раза (то есть, с 10 млрд т до 3-5 млрд т).

Но и эта оценка может оказаться завышенной, ведь методология EIA предполагает наличие технологии извлечения ресурсов углеводородов, а для баженовской свиты ее пока нет, за исключением аномальных разрезов. Кроме того, как упоминалось выше, отсутствуют прямые аналоги баженовской свиты, на примере которых можно было бы провести корректную оценку КИН.

Рис. 32. Оценки ресурсов нефти баженовской свиты



Источник: Wood Mackenzie, EIA, USGS, Департамент природопользования Правительства ХМАО, Министерство энергетики РФ

Основной ресурсный потенциал баженовской свиты связан с керогеном. Ресурсы нефти, которую можно получить из керогена, оценивают в интервале от 35 до 403 млрд т

В 2013 г. на ежегодной конференции CERA Week президент ОАО «НК «Роснефть» И.И. Сечин озвучил еще более существенную оценку ресурсов – 22 млрд т (160 млрд барр).

Таким образом, оценки ресурсного потенциала баженовской свиты сегодня различаются на порядок (см. рис. 32). Впрочем, основной ресурсный потенциал баженовской свиты связан с развитием технологий извлечения нефти из керогена. Ученые А.М. Брехунцов и И.И. Нестеров, давно занимающиеся проблемой баженовской свиты, оценивают общий объем керогена, содержащегося в породах Западно-Сибирского НГК, в 5207 млрд м³, что в переводе в извлекаемые ресурсы нефти около 403 млрд т.

Расчет производился по следующей формуле:

- объем углеводородов, содержащихся в породе (oil-in-place), брался в размере 30% от объема керогена в породе,
- для перевода в извлекаемые ресурсы также использовался коэффициент 30%,
- для перевода из м³ в тонну была взята плотность нефти 0,86 г/см³.

ОАО «РИТЭК» оценивает потенциал прироста извлекаемых запасов нефти из керогена за счет развития и внедрения технологии термогазового воздействия в 35-50 млрд т (см. ниже), что соответствует предыдущей оценке с учетом подтверждаемости ресурсов при их переводе в запасы.

Вышеприведенные оценки свидетельствуют, что в случае вовлечения керогена в разработку даже смелые ожидания ресурсного потенциала баженовской свиты могут оказаться скромными.

Впрочем, многие специалисты не разделяют столь оптимистичного мнения относительно будущего потенциала разработки баженовской свиты. Неоднородные коллекторские свойства и низкая изученность пластов потребуют значительных материальных и временных затрат на опробование и внедрение эффективных технологий преобразования керогена в нефть и ее последующую добычу.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВЫЗОВЫ

Как уже было сказано выше, потенциал баженовской свиты весьма высок, но технологий, обеспечивающих промышленную разработку на текущий момент, не существует. Поэтому накопленный объем добычи нефти баженовско-абалакского НГК с момента его обнаружения на текущий момент (около 55 лет) едва превышает 11 млн т.

На текущий момент российские компании осуществляют разработку баженовской свиты в режиме естественного истощения, поскольку создание системы поддержания пластового давления (ППД) не представляется возможным из-за крайне низкой связности пород. Опыт ОАО «Сургутнефтегаз» показывает, что освоенная в регионе технология строительства скважин, предусматривающая первичное вскрытие пласта на репрессии, приводит к резкому снижению продуктивности скважин из-за аномально высокого пластового давления.

Следует отметить, что российские и иностранные нефтяные компании в последнее время активизировали опытные работы по разработке промышленных технологий добычи углеводородных ресурсов баженовской свиты. Реализуемые пилотные проекты можно разделить на два основных направления:

- Испытания термогазовых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) (ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «РИТЭК»)
- Адаптация американского опыта применения МГРП в горизонтальных скважинах для залежей сланцевого газа и нефти плотных пород к российской практике (ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «НК «Роснефть» совместно с ExxonMobil, ОАО «Газпром нефть» и Shell в рамках СП Salym Petroleum Development).

АДАПТАЦИЯ АМЕРИКАНСКОГО ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ МГРП

Технология МГРП сегодня эффективна в сланцах при добыче газа и конденсата, а для увеличения нефтеотдачи применяется в однородных плотных породах. Адаптация данной технологии для залежей баженовской свиты, даже в части ее аномальных разрезов, достаточно затруднительна из-за неоднородности залежей.

Тем не менее, Ноябрьскнефтегаз совместно с Dowell Schlumberger проводили эксперименты по проведению МГРП на Салымском месторождении. В результате дебит скважины, где приток нефти был «непереливающим» (уровень жидкости в скважине не поднимался до ее устья), вырос до 33 м³/сут, но была выявлена характерная для баженовской свиты закономерность резкого падения дебита после операции ГРП, когда он снизился вдвое до 18 м³/сут. всего за 17 суток эксплуатации.

Адаптация технологии МГРП для залежей баженовской свиты достаточно затруднительна из-за неоднородности разреза, больших глубин залегания, высокой температуры и зон аномального давления

Применение ГРП для бажена также сильно осложнено большими глубинами залегания, высокой температурой и зонами аномального давления. В частности, АВПД не позволяет трещинам полностью раскрыться. В некоторых случаях после проведения ГРП наблюдалось быстрое снижение пластового давления в зоне отбора нефти. Проведение ГРП требует обеспечения высокого давления, а также надежного закрепления искусственно созданных трещин, что сложно обеспечить в глинистых породах. Важной особенностью также является частая гидрофобность коллектора баженовской свиты.

Среди новых проектов стоит выделить подписанное в конце 2012 года соглашение ОАО «НК «Роснефть» и ExxonMobil по разработке сложных коллекторов на территории деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз». В пилотной стадии проекта планируется пробурить 30 скважин, общей стоимостью 300 млн долл. Партнеры выбрали бурение горизонтальных скважин с МГРП как основную опробуемую технологию. Аналогичный проект собираются проводить Shell и ОАО «Газпром нефть» в рамках Salym Petroleum Development.

Сколько времени уйдет на отработку технологии, какова будет ее эффективность и экономика, пока до конца не понятно

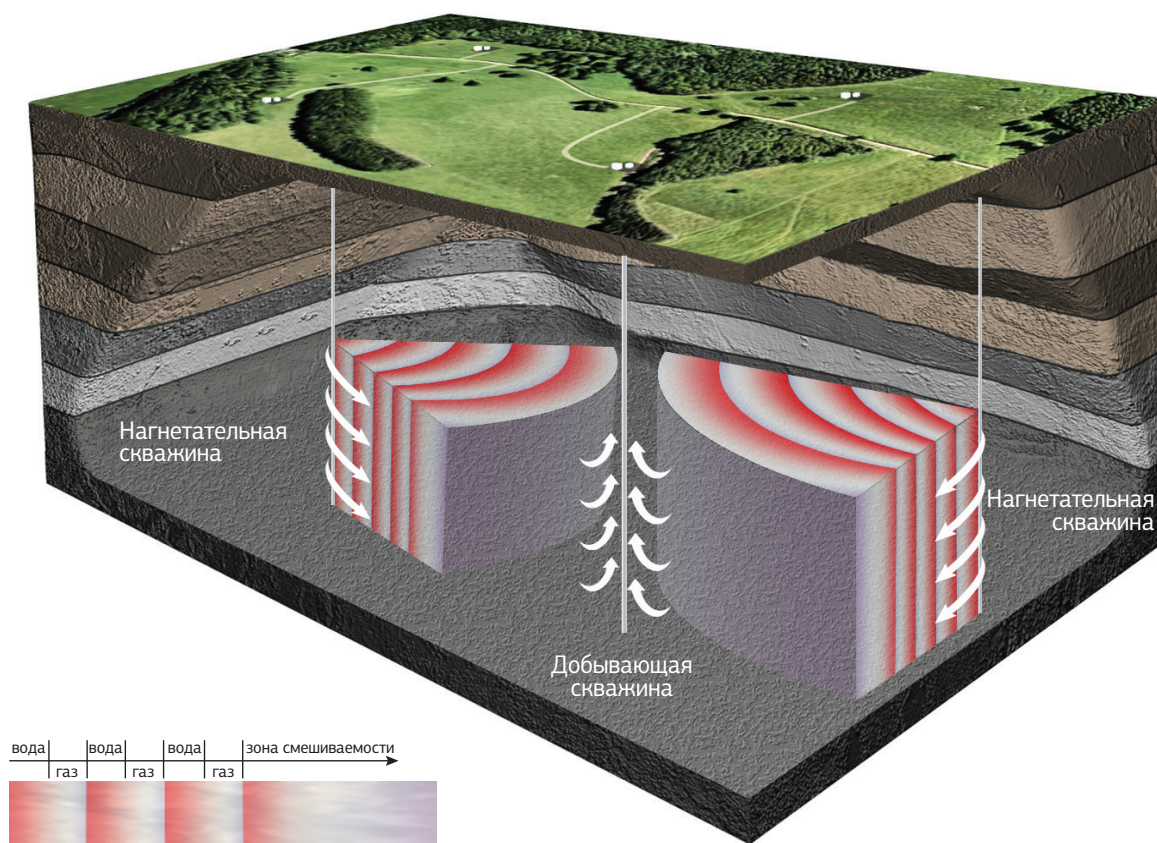
Одной из технологических задач разработки баженовской свиты является создание вторичной проницаемости нефтенасыщенной матрицы за счет системы направленных трещин при помощи ГРП. Однако, сколько времени уйдет на отработку такой технологии и какова будет ее экономическая эффективность, спрогнозировать трудно.

МЕТОД ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ

Как уже было отмечено выше, основной ресурсный потенциал баженовской свиты связан с керогеном. Поэтому одна из главных идей по разработке залежей баженовской свиты это генерация традиционной нефти непосредственно внутри пласта посредством термического преобразования керогена (см. раздел «Нефтяные сланцы»).

Согласно экспериментальным исследованиям, извлечение углеводородов из керогена возможно под воздействием температур выше 400 °С. Поэтому одной из технологий, тестируемых российскими компаниями сегодня, является термогазовый метод воздействия. Суть метода заключается в закачке воздуха в пласт и трансформации его в вытесняющие агенты (газ, содержащий азот, углекислый газ и ШФЛУ).

Рис. 33. Схема организации термогазового МУН



Источник: ОАО «РИТЭК»

Главным преимуществом метода является возможность частичного извлечения углеводородов из керогена. Метод

Термогазовый метод воздействия позволяет извлечь легкую нефть и другие УВ до 60% от первоначального объема керогена, однако существуют высокие технологические и экологические риски, а экономическая эффективность метода под большим вопросом

задействует естественные геологические условия залегающая бажена – аномально высокое давление и высокие температуры. В пласте при наличии естественных катализаторов фактически происходит пиролиз керогена.

При закачке воздушной смеси в трещиноватых пропластках продвигается зона генерации тепла, которая разогревает окружающие слои нефтематеринской породы и кероген. По данным ОАО «РИТЭК», количество образующихся при окислении керогена легкой нефти и других УВ может достигать до 60% от первоначального объема керогена.

В результате протекания активных внутрипластовых окислительных процессов наблюдается значительный рост газового фактора, увеличение в добываемых газах доли азота и углекислого газа, что, в свою очередь, является дополнительным фактором опасности производства в целом и фактором экологических ограничений применения данного метода.

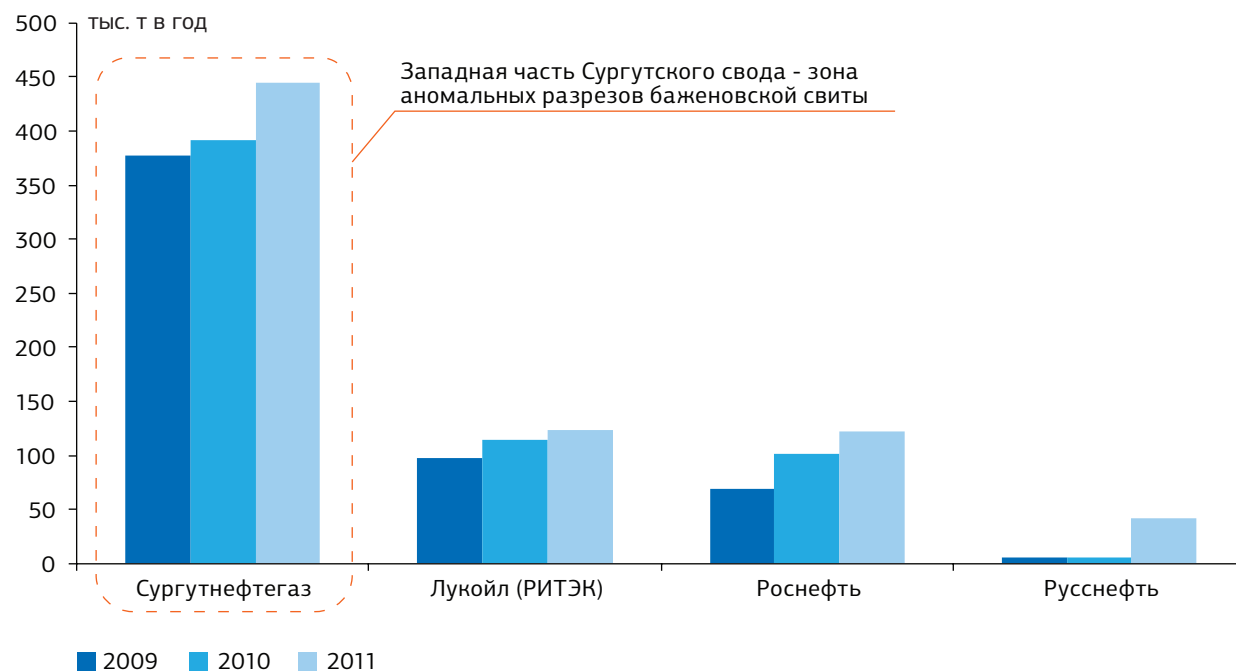
ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ

Добыча на бажене осуществляется из аномальных разрезов на режиме истощения. Бурение осуществляется методом «дикой кошки», эффективность нахождения продуктивных зон крайне мала

В настоящее время ежегодно добывается около 800 тыс. т нефти из отложений баженовской свиты (из них около 500 тыс. т добывает ОАО «Сургутнефтегаз», около 100 тыс. т – ОАО «РИТЭК», около 100 тыс. т – ОАО НК «Роснефть» и около 50 тыс. т – ОАО НК «Русснефть») (см. рис.34).

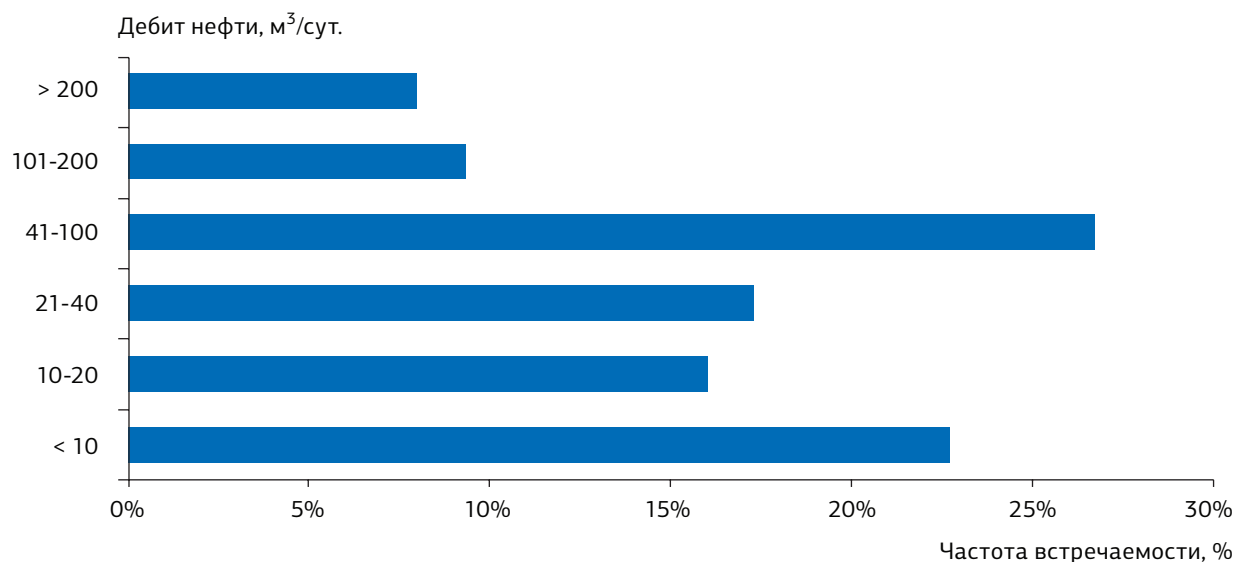
Большая часть добычи приходится на ОАО «Сургутнефтегаз», на участках недр которого отложения баженовской свиты располагаются в аномальных разрезах, характеризующихся более высокими ФЕС. ОАО «Сургутнефтегаз» с 70-х годов прошлого века пробурил более 600 скважин на бажен, из которых только 157 находится в промышленной эксплуатации. Связано это с резкой латеральной изменчивостью коллекторских свойств свиты: дебиты близко расположенных скважин могут сильно различаться, что вызвано крайне неоднородным распространением зон трещиноватости даже в зоне дренирования одной скважины. В результате, на одну действующую скважину приходится три «сухих» или низкопродуктивных.

Рис. 34. Добыча нефти из баженовской свиты по компаниям



Источник: Департамент природопользования Правительства ХМАО

Рис. 35. Распределение начального дебита скважин по частоте встречаемости

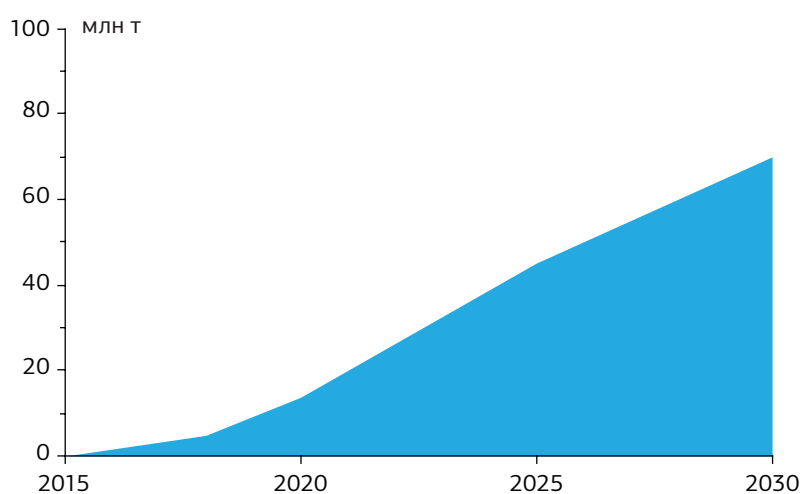


Источник: ОАО «Сургутнефтегаз»

Существует много прогнозов добычи нефти из залежей баженовской свиты. Например, ГП «НАЦ РН им.В.И. Шпильмана» к 2030 году прогнозирует годовую добычу в 18-20 млн т при условии предоставления льгот.

ВР прогнозирует добычу в России жидких УВ из «низкопроницаемых» пород до 70 млн т к 2030 году. Однако эта оценка включает в себя не только нефть, но и конденсат и прочие жидкие УВ. Кроме того, она учитывает добычу тюменской свиты и ачимовской толщи. Поскольку методология прогноза не раскрывается, понять обоснованность оценки и выделить в ней собственно баженовскую свиту не представляется возможным.

Рис. 36. Прогнозы ВР добычи нефти «низкопроницаемых» пород в России



Источник: ВР

Существенного роста добычи нефти из баженовской свиты в среднесрочной перспективе не произойдет, основные перспективы связаны с тюменской свитой и ачимовской толщей

По нашему мнению, существенный рост добычи нефти из баженовской свиты к 2025 году может произойти лишь при условии технологических прорывов. В среднесрочной перспективе бурение новых скважин будет способствовать поддержанию текущего уровня добычи нефти, в основном, из аномальных разрезов бажена (около 1,0-1,5 млн т в год). На отработку новых технологий может уйти 10-15 лет, а их технологическая и экономическая эффективность вызывает много вопросов.

Все материалы, представленные в настоящем документе, носят исключительно информационный характер и являются исключительно частным суждением авторов документа и не могут рассматриваться как предложение или рекомендация к совершению каких-либо действий.

ООО «СКОЛКОВО Менеджмент» и его работники не несут ответственности за использование информации, содержащейся в настоящем документе, за прямой или косвенный ущерб, наступивший вследствие использования данной информации, а также за достоверность информации, полученной из внешних источников.

Любое использование материалов документа допускается только со ссылкой на источник - Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО.

Энергетический центр СКОЛКОВО был открыт в Московской школе управления СКОЛКОВО в 2011 году. Миссией центра является создание профессиональной площадки для обсуждения вопросов, важных для всего топливно-энергетического комплекса России и для формирования сбалансированной государственной политики в этой сфере.

Основные направления деятельности: организация профессионального диалога между представителями бизнеса и власти для выработки единой позиции в сфере ТЭК, отраслевой консалтинг, проведение исследований и анализ актуальных проблем российской и мировой энергетики.

Эксперты центра обладают высокой квалификацией и репутацией, имеют значительный опыт работы в нефтегазовых компаниях, консалтинге, органах государственной власти.

Московская школа управления СКОЛКОВО — совместный проект представителей российского и международного бизнеса, объединивших усилия для создания с нуля бизнес-школы нового поколения. Делясь практическими знаниями, школа призвана воспитывать лидеров, рассчитывающих применять свои профессиональные знания в условиях быстрорастущих рынков. СКОЛКОВО отличают: лидерство и предпринимательство, фокус на быстроразвивающиеся рынки, инновационный подход к методам обучения.

Проект Московской школы управления СКОЛКОВО реализуется по принципу частно-государственного партнерства в рамках приоритетного национального проекта «Образование». Проект финансируется исключительно на средства частных инвесторов и не использует средства государственного бюджета. Председателем Международного Попечительского совета СКОЛКОВО является Председатель Правительства Российской Федерации Дмитрий Анатольевич Медведев.

Энергетический центр
Московской школы управления СКОЛКОВО

<http://energy.skolkovo.ru>

energy@skolkovo.ru

тел.: +7 495 539 30 03

факс: +7 495 994 46 68

143025, Россия, Московская область,
Одинцовский район, Сколково, ул. Новая, 100

