

УДК 662.276.652:552.578.3

Морариу Д.

Эксперт по нефти и газу, Женева, Швейцария, morariu45@gmail.com

Аверьянова О.Ю.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, averyanova@ngtp.ru

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ НЕФТЕНОСНОСТИ СЛАНЦЕВ: ПОНЯТИЙНАЯ БАЗА, ВОЗМОЖНОСТИ ОЦЕНКИ И ПОИСК ТЕХНОЛОГИЙ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

Согласно прогнозам, несмотря на высокие цены на нефть, спрос на неё продолжит увеличиваться. В результате недостаточных поставок цены на нефть продолжат расти, а альтернатив промышленной добыче традиционной нефти, в отличие от газа, пока еще не найдено, или они находятся на стадии экспериментов. Добыча нефти может быть увеличена за счет вовлечения в освоение нефтеносных сланцев, обнаруженных в мире в большом количестве. Для начала активной разработки нефтеносных сланцев необходима разработка эффективных технологий извлечения и резкое снижение себестоимости добычи на фоне не снижающихся цен.

Представлен обзор основных технологий добычи нефти из керогена нефтеносных сланцев путем пиролиза (нагревание, дистилляция). Существующие способы разработки нефтеносных сланцев технологически сложны и экономически не эффективны. Опыт прогресса в добыче сланцевого газа свидетельствует о возможности резкого ускорения в разработке инновационных технологий добычи и нефти в ближайшие годы. Это позволит перевести в кратчайшие сроки эксперименты в область промышленного использования. Затем на этой основе построить новую добывающую отрасль, которая, в свою очередь, сможет изменить баланс поставок на мировой рынок нефтяного сырья.

Ключевые слова: нефтеносные сланцы, нефть из сланцев, суммарное содержание органического углерода, Rock-Eval, оценка запасов керогена, метод Фишера, добыча и дистилляция, перегонка и извлечение в пласте, капсульное извлечение.

Введение

Одним из важнейших отличий нетрадиционных непрерывных скоплений углеводородов от традиционных скоплений, находящихся в осадочном чехле в пределах нефтегазовых толщ-коллекторов, является отсутствие контроля их распространения, связанного с наличием структурного или стратиграфического фактора [Klett, Charpentier, 2006]. Нетрадиционные не имеют четко определенных по падению водо-нефтяных контактов, и они не локализованы плавучестью нефти или природного газа в воде [Schmoker, 1996]. Нетрадиционная непрерывная нефтегазовая система состоит из скопления углеводородов, содержащихся в породах с низкой проницаемостью матрицы в зависимости от проницаемости трещин (естественной или в результате стимуляции для добычи), содержит большое количество углеводородов, но отличается низким коэффициентом

извлечения. Примерами непрерывных скоплений являются плотные газовые коллекторы, газ угольных пластов, нефть и газ в сланцах и в карбонатных породах. В отличие от традиционной добычи, добыча нефти из сланца обычно требует применения горизонтального, и в меньшей мере вертикального бурения.

Сланцы - это общий петрологический термин, охватывающий целый ряд твердых, многослойных пелитовых пород, таких как сланец, глинистый известняк, аргиллит, алевролит и мергель. Отличаясь текстурными характеристиками от других пелитовых глинистых пород, сланцы всегда имеют способность расщепляться на пластинки. Нефтеносные сланцы иногда достаточно богаты керогеном для получения нефтепродуктов после нагрева при температурах порядка 300-500°C в отсутствие кислорода (пиролиз).

Термин «сланцевая нефть», по мнению авторов, является неточным, потому что, во-первых, минералогия этой породы не всегда глинистая, иногда это мергель с преобладанием карбоната, и, во-вторых, органический компонент - не нефть, а кероген (предшественник нефти и газа), то есть смесь в различных пропорциях органико-химических соединений известная как геополимеры [Bordenave, 1993] (рис. 1).



Рис. 1. Нефтеносный сланец, Enefit Energy's White River Shale Mine, штат Юта, США
[Beckwith R. and Writer S., 2012]

Осадочное происхождение нефтеносного сланца является результатом отложения терригенных пелитовых осадков вместе с органическим веществом в анаэробных морских и континентальных условиях (пруды, озера и дельты). Образование некоторых нефтеносных сланцев исследователи относят к местам с высоким содержанием водорода и низким содержанием кислорода, таким как открытые морские бескислородные среды; эпиконтинентальные моря (глубоководная часть); бескислородные озера и моря; связанные с рифтом вновь создаваемые океаны; дельты, лагуны и озера. Захоронение (как правило, мелкое захоронение) этих отложений сопровождалось диагенетическими процессами,

такими как уплотнение и преобразование исходного органического материала в кероген - геологический предшественник углеводородов.

Кероген соответствует нерастворимому органическому веществу сапропелитов, из которого получают нефть после деструктивной перегонки (пиролиз). При нагревании сапропелитового керогена получаются нефть и газ, при нагревании керогена гумусовой природы - в основном газ.

Общее содержание органического углерода является мерой органического богатства осадков и основным геохимическим параметром, необходимым для интерпретации любых геохимических данных, полученных другими исследованиями. «Бедные» породы с общим содержанием органического углерода в среднем ниже 0,1-1,0% считаются не имеющими потенциал материнских пород. «Хорошие» материнские породы имеют высокие значения общего содержания органического углерода. Однако, оценка материнских пород показывает, что не все материнские породы, обладающие высокими значениями общего содержания органического углерода, имеют высокий потенциал. Большинство сланцевых отложений имеют общее содержание органического углерода в среднем больше чем 3%, то есть в диапазоне 3-5%.

Нефтеносные сланцы распространены в широком стратиграфическом диапазоне от кембрия до третичного периода и обнаружены во многих бассейнах мира.

Разработка ведется только в небольшом количестве районов в Эстонии, Китае, Германии, Бразилии и Израиле [Survey of Energy Resources, 2010] и преимущественно в ограниченных масштабах.

Классификация нефтеносных сланцев разработана А.С. Hutton [Hutton, 1987], который разделил органически богатые осадочные породы на три группы:

- 1) гумусовые угли и угленосные сланцы;
- 2) пропитанные битумом породы;
- 3) нефтеносные сланцы.

Последние, в свою очередь, подразделяются на терригенные (*cannel coal* – коричнево-черные сланцы, сформировавшиеся в небольших озерах с дефицитом кислорода или в торфяных мелких озерах, содержат смолы, парафины, остатки растительности, измененные до витринита и инертинита), озерные (*lamosite* – серо-коричневые до черного сланцы, содержащие большое количество lamalginite, сформированные из озерных водорослей, также содержат витринит, инертинит, telalginite и bitumenite. Примером служат нефтеносные сланцы Грин Ривер формации на Западе США; *torbanite* – сланцы получившие название по

местонахождению в Шотландии, черные нефтеносные сланцы преимущественно содержащие telalginite и другие водоросли, развитые в солоноватой воде, с небольшим количеством витринита и инертинита, небольшого объема, но часто с высокой нефтеносностью), морские (*marinate* – от темно-серого до черного цвета сланцы, содержащие lamalginite и bitumenite, небольшое количество telalginite и витринита, типично мелководные условия формирования. Примером типичных *marinate* служат девон-миссисипские сланцы на востоке США. Распространены от сотен до тысяч квадратных километров с небольшой мощностью, часто до 100 м; *tasmanite* – коричневые до черных сланцы, получившие название по местонахождению в Тасмании, содержащие telalginite, немного витринита, lamalginite и инертинит, *kukersite* – светло-коричневые сланцы получили название по местонахождению в Эстонии, содержащие как основной компонент telalginite. Залегают вдоль побережья Финского залива до РФ). Самые часто встречаемые и крупные отложения дают *lamosite* и *marinite*.

Нефтеносные сланцы можно рассматривать как термически незрелые материнские породы, которые еще не прошли этап генерации нефти. А для его искусственного достижения необходимо нагреть породу до температуры 300-520°C. На этом основано производство сланцевой нефти (oil shale).

Под термином «нефть из сланцев» (shale oil) авторы понимают только жидкие углеводороды, которые могут быть непосредственно извлечены из сланцевых пород.

Запасы и ресурсы нефтеносных сланцев

Прежде чем рассматривать «запасы и ресурсы» нефтеносных сланцев применительно к России, необходимо отметить, что наиболее значимым отличием в понятийной базе между российской классификацией и применяемыми в международной практике терминами является то, что под запасами в России понимаются объемы углеводородов, оцененные непосредственно в породе-коллекторе в соответствии с рекомендуемым комплексом геолого-геофизических исследований и полученными подсчетными параметрами. В международных классификациях в общем случае под запасами понимается только тот объем углеводородов, который может быть извлечен технологически приемлемыми и экономически оправданными способами; оцениваются они только в пределах участков экстраполяции (зоны дренажа) между пробуренными скважинами. Соответственно ни о каких «запасах» нефти применительно к нефтеносным сланцам (расположенных не на поверхности) речи идти не может, т.к. по международным подходам они не изучены по сути, а по российским меркам для этой группы нет разработанных рекомендаций по комплексу изучения и методам

определения подсчетных параметров в скважинах.

Таким образом, на современном этапе изученности можно обсуждать исключительно ресурсы нефти, приуроченные к нефтеносным сланцам.

Общий объем ресурсов в отложениях нефтеносных сланцев в более чем 30 странах был оценен консервативно (не достаточно изучен для точной оценки) [Dyні, 2006]. Основой большинства этих оценок было измерение «выхода» нефти из нефтеносных сланцев методом Фишера (процесс предназначен для приблизительного подсчета «выхода» нефти при поверхностной дистилляции из нефтеносных сланцев). Метод Фишера не определяет общий объем доступной энергии в нефтеносных сланцах, некоторые из которых могут иметь больший энергетический потенциал, чем подсчитывалось методом Фишера, в зависимости от компонентов «газ плюс потери» [Dyні, 2006]. Этот же автор оценил в 2005 г. мировые геологические «запасы» сланцевой нефти в более чем 3 трлн. барр.

Однако, согласно данным по США, R. Beckwith и S. Writter представили новую оценку, указывающую, что только в области Green River (Колорадо, Юта и Вайоминг) геологические ресурсы нефти оцениваются в 4,28 трлн. барр. н. э. (нефтяного эквивалента) [Beckwith and Writter, 2012]. На рис. 2 представлено обнажение нефтяных песков, содержащих нефть, генерированную в вышележащих нефтеносных сланцах формации Green River.



Рис. 2. Нефтяные пески, содержащие нефть, генерированную из Green River Formation, Asphalt Ridge Tar Sand Quarry, штат Юта, США [Beckwith, Writter, 2012]

Эти же авторы представили последнюю оценку ресурсов сланцевой нефти для других стран: Китай - 333 млрд. барр. н. э., Россия - 248 млрд. барр. н. э., Демократическая Республика Конго - 100 млрд. барр. н. э., Иордания - 90 млрд. барр. н. э., Бразилия - 82 млрд. барр. н. э., Италия - 73 млрд. барр. н. э., Марокко - 53 млрд. барр. н. э., Австралия - 32 млрд.

бarr. н. э., Эстония - 16 млрд. barr. н. э. и Израиль - 250 млрд. barr. н. э.

Общие запасы сланцевой нефти Америки могут превысить 6 трлн. barr. н. э. Однако большинство нефтеносных сланцев имеют недостаточную толщину или неравномерный по площади углеводородный потенциал, чтобы разработка их была экономически выгодной [U.S. Department for Energy, 2005].

Методы оценки ресурсов

Оценка традиционных запасов нефти является очень трудной задачей, а оценка запасов сланцевой нефти, принадлежащей к так называемым непрерывным скоплениям, в настоящее время представляет собой очень сложные расчеты весьма неточными методами оценки.

Органическое вещество, содержащееся в сланцах, является исключительно керогеном, без нефти, с небольшим содержанием битума. Тем не менее, нефтеносные сланцы должны иметь относительно большое содержание органического углерода (больше 2% - для раздробленной породы, в диапазоне 2-5% - для анализа керна), чтобы представлять коммерческий интерес [Jarvie, 2004].

Градация нефтеносного сланца может быть определена путем измерения выхода нефти в образце в лаборатории. Критерии, используемые в различных лабораториях для оценки градации нефтеносного сланца, весьма различаются, они не унифицированы и пока не стандартизированы. По мнению авторов, априори, использование только определенной градации недопустимо для оценки качества сланцевых отложений. Но это, вероятно, самый распространенный вид анализа, используемый в настоящее время для оценки ресурсов нефти.

Этот метод - «модифицированный метод Фишера», стандартизированный как ASTM метод и описанный Johnson и др. (2010), состоит из нагрева 100-200 грамм образца нефтеносного сланца, измельченного на частицы размером не более 2,38 мм, помещенного в небольшую алюминиевую реторту, до 500°C с подъемом температуры 12°C в минуту, а затем выдержки при этой температуре в течение 40 минут. Летучие пары нефти, газа и воды пропускают через конденсатор, охлаждают водой (около 5°C) в градуированной трубке центрифуги. Величина, обнаруженная в исходном образце, является весовым процентом сланцевой нефти, воды и сланцевого остатка (содержит углеродный кокс) и «газ плюс потери» (выход не конденсируемого газа) по разности. Удельный вес сланцевой нефти измеряется и используется для расчета выхода нефти в галлонах за тонну (GPT).

Duni (2006) считает, что коммерческая градация нефтеносных сланцев колеблется примерно от 100 до 200 литров сланцевой нефти на тонну породы. Геологическая служба

США использовала нижний предел коммерческой градации около 40 л/т для классификации федеральных земель нефтеносных сланцев. Другие эксперты полагают, что выход более 40 литров нефти на тонну можно считать экономически рентабельными.

Для оценки американских ресурсов нефтеносных сланцев широко используются две величины: геологические ресурсы и извлекаемые ресурсы. Геологические ресурсы зависят от градации нефтеносных сланцев, что означает, сколько галлонов нефти может быть получено из одной тонны сланцев. «Богатые» сланцы, которые дают 25-50 и более галлонов на тонну, являются наиболее привлекательными для первоочередной разработки (рис. 3).



Рис. 3. Высококачественные нефтеносные сланцы (выветренные «бумажные» сланцы), зона Mahogany, штат Юта, США [Beckwith, Writer, 2012]

Зона Mahogany содержит богатый нефтеносный сланец, дающий в среднем до 80 галлонов нефти на тонну породы.

Нефтеносные сланцы, имеющие градацию ниже 10 галлонов сланцевой нефти на тонну, не рассматриваются в качестве геологических ресурсов США [Taylor, 1987].

Некоторые нефтеносные сланцы могут давать большее количество энергии, чем подсчитывают по методу Фишера в зависимости от компонентов «газ плюс потери» (выход неконденсируемого газа). Современные технологические методы дистилляции нефти, такие как процесс Tosco II, может дать «выход» энергии более 100%, а процесс Hytort - в 3-4 раза больше «выхода», полученного по методу Фишера [Duni, 2006]. Тот же автор указывает, что метод Фишера и близкая вариация, такая как Seventh Approximation, являются основным источником информации о запасах сланцевой нефти для большинства отложений нефтеносных сланцев.

Специфика Seventh Approximation состоит в следующем:

1. Использование всей нефтегазоносной системы, в которой оценочными единицами являются подразделения (subdivision) вместо нефтегазоносных отложений (plays);

2. Оценка потенциальных приростов запасов вместо технически извлекаемых ресурсов;
3. Использование 30-летнего прогноза с допуском риска (30-ый год приближается к пределу диапазона реалистичного прогноза) [Schmoker и Klett, 2005].

Современными методами оценки ресурсов сланцевой нефти являются Rock-Eval и метод «материального баланса» Фишера. Оба они предоставляют много подробной информации о градации нефтеносных сланцев, но, к сожалению, не часто используются.

Downey M.W., Garvin J., Langomarsino R.C., Niklin D.F. (2011) предложили количественную оценку нефти в нефтеносном сланце с помощью измерений дистиллируемой нефти, в частности, с помощью измерения пика S1 в стандартном Rock-Eval анализе. Полученные измерения затем могут быть использованы для определения типа формации или бассейна. Авторы сравнили эти значения для оценки конечного коэффициента извлечения нефти в скважине на основе анализа снижения кривой. В итоге операторы могут лучше подсчитать коэффициент извлечения нефти и, в результате, смогут определить минимальный объем бурения и дробления пласта, чтобы обеспечить максимальный объем добычи нефти.

Метод Rock-Eval был разработан в нефтяном институте Франции в партнерстве с Petrofina в 1970 г. При нагревании 100 г породы в атмосфере гелия до температуры 300°C в течение трех минут, затем при повышении температуры на 25°C в минуту до 600°C, наблюдаются несколько событий. Свободные углеводороды, содержащиеся в нефти или газе, испаряются при температуре около 300°C; это термоиспарение в течение трех минут дает пик, который называется пик S1, выраженный в количестве углеводородов на грамм породы. Пик S1 представляет собой свободные углеводороды в породе; в первую очередь указывает на генерированную свободную нефть. Чем больше пик S1, тем больше количество свободной нефти [Bordenave, 1993].

Downey M.W., Garvin J., Langomarsino R.C., Niklin D.F. (2011) рекомендуют следующий метод для экспресс определения геологических запасов нефти:

1. Определение значений пика S1, предпочтительно из всего керна, желательно из каждого фута керна. Это представляет собой подсчет геологических запасов нефти в единице объема породы.
2. Распределение геологических ресурсов нефти на площади 1 акр (одна квадратная миля площади поверхности, умноженная на один фут мощности, умноженный на массу углеводородов).
3. Полученный объем углеводородов при исследовании керна является минимальным

значением их геологических запасов в породе.

Подсчет геологических запасов нефти в сравнении с анализом снижения добычи позволит улучшить измерения коэффициента извлечения нефти.

Рассмотрим пример этапов расчета¹:

Шаг 1: весовой - нефти на выбранном участке (акр-фут/см³)

$$M_{S1HC} = Ah(\rho_{Av})(SI_{Av})(0.001) \div 8,11 \cdot 10^{-10},$$

где: M_{S1HC} - масса углеводородов S1 на участке (г); A – площадь в акрах (площадь - 640 акров); h – высота коллектора (фут); ρ_{Av} - средняя плотность породы (г/см³); SI_{Av} - средний S1 (мг/г).

Шаг 2: объемный – объем нефти на выбранном участке (см³)

$$V_{S1HC} = M_{S1HC} \div \rho_{oil},$$

где: V_{S1HC} - объем углеводородов S1 на участке (см³); M_{S1HC} - масса углеводородов S1 на участке (г); ρ_{oil} - плотность нефти (г/см³).

Шаг 3: количественный - нефть на выбранном участке (барр./см³)

$$\text{Нефть на участке} = V_{S1HC} \times 6.29 \cdot 10^{-6}$$

Нефть в нефтеносном сланце из S1 (упрощенная формула)

$$\text{Нефть на 640 акр/фут} = 4965.36 \times (\rho_{Av})(SI_{Av})(\rho_{oil}),$$

где: ρ_{Av} - средняя объемная плотность (г/см³); SI_{Av} - средний S1 (мг/г); ρ_{oil} - плотность нефти (г/см³).

$$\text{Нефть на 640 акр/фут} = 9677.48 \times (SI_{Av})^2,$$

где: SI_{Av} - средний S1 (мг/г).

Методы добычи

В настоящее время все исследования в области разработки и тестирования различных методов извлечения нефти из нефтеносных сланцев направлены на технологию добычи с более высоким извлечением ресурсов, снижение затрат энергии для дистилляции нефти, охраны окружающей среды и грунтовых вод (рис. 4).

¹ Перевод единиц: выбранный участок = 640 акров; $1 \text{ см}^3 = 8.11 \cdot 10^{-10}$ акр-фут; $1 \text{ см}^3 = 6.29 \cdot 10^{-6}$ барр.; Удельный вес = $141.5 / (131.5 + \text{относительный удельный вес})$; Удельный вес $1 = 1 \text{ г/см}^3$; $1 \text{ мг} = 0.001 \text{ г}$.

² Допущения: объемная плотность нефти - 2.5 г/см^3 ; плотность нефти 50^0 API. Плотность в градусах API — единица измерения плотности нефти, разработанная Американским институтом нефти. Измерения в градусах API позволяют определить относительную плотность нефти по отношению к плотности воды при температуре $15.6 \text{ }^\circ\text{C}$.

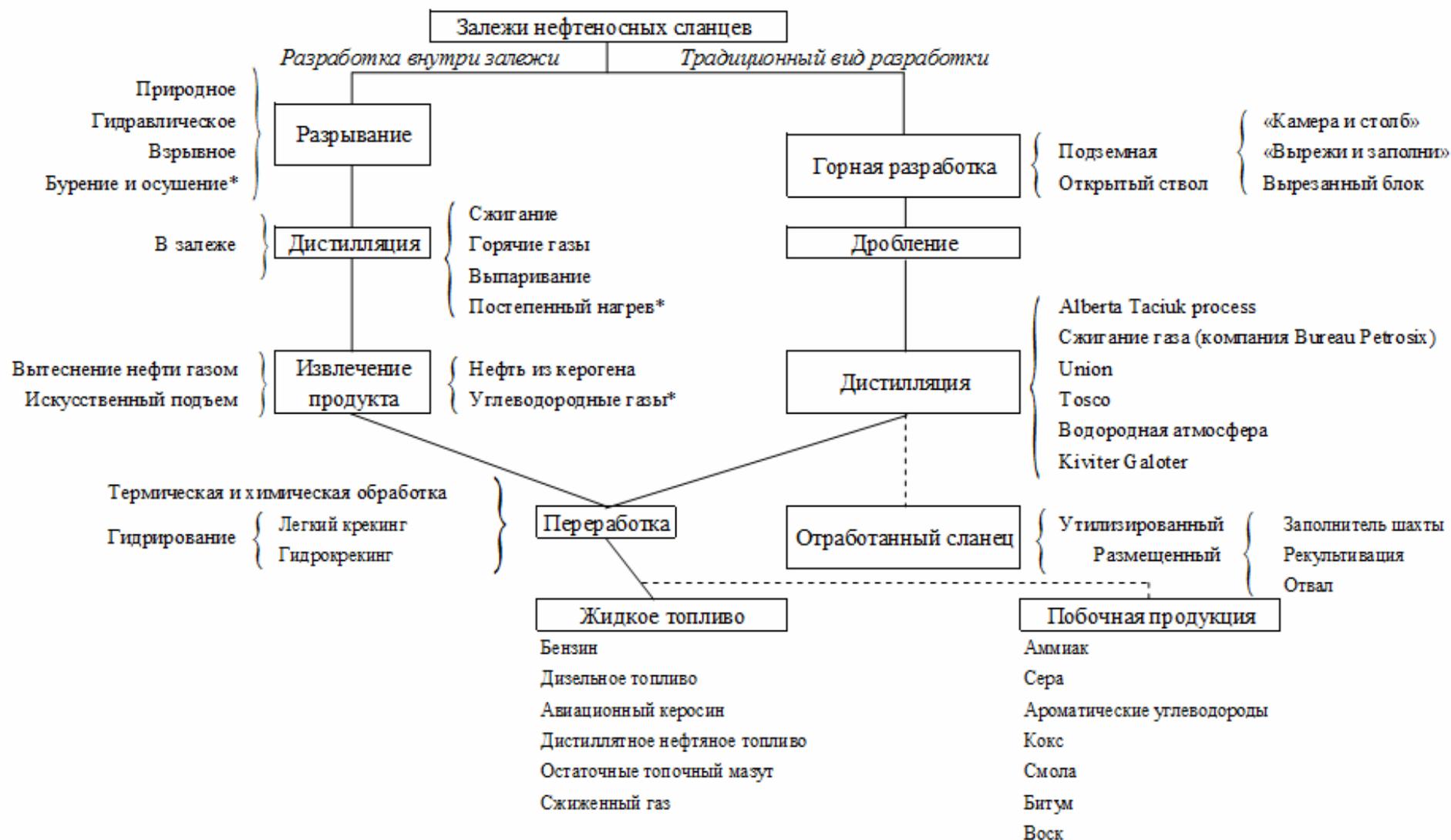


Рис. 4. Обобщенные процессы преобразования нефтеносных сланцев в топливо и побочные продукты (с изменениями по Johnson, Crawford, Bunger, 2004)

В середине 1970-х - начале 1980-х гг. нефть добывали с помощью подземных горных работ (до 200 м глубины) и поверхностной дистилляции. Требовались большие объемы воды, разрабатывались только богатые керогеном участки, и в результате были накоплены большие объемы отходов отработанного сланца. В полугодовом отчете 2011 г. AAPG было отмечено, что современные исследования направлены на минимизацию экологических последствий и увеличение извлечения нефти от 40 до 60% от общего объема ресурсов; поверхностные методы добычи будут приближаться к 100% извлечения [Miller, 2007].

Предлагаемые сегодня методы добычи сланцевой нефти экономически недостоверны (табл. 1), это:

1. добыча и дистилляция (деструктивная дистилляция);
2. дистилляция и извлечение в пласте;
3. капсульное извлечение.

1. Добыча и дистилляция - традиционный метод добычи сланцевой нефти так называемый Alberta Taciuk process - **АТР** (рис. 5).

Для того чтобы получить топливо, нефтеносный сланец подвергается дистилляции на поверхности (современная технология) или в пласте (экспериментальные технологии). Во время дистилляции нефтяной сланец нагревается до температуры 350-375°C для поверхностной дистилляции и 175°C для дистилляции в пласте. Для дистилляции на поверхности нефтеносный сланец должен быть поднят на поверхность. Размер кусков сланцев, добываемых в шахте, варьирует от нескольких мм до м. Дробильно-сортировочные работы должны быть проведены до дистилляции, потому что из-за малого размера кусков скорость нагрева выше, и время, необходимое для дистилляции, намного короче - всего около нескольких минут или чуть больше десяти минут [Qian and Wang, 2006].

2. Дистилляция в пласте - метод нагрева и прохождения процесса пиролиза в пласте **ICP** (рис. 6, 7). Равномерный нагрев нефтеносного сланца до нужной температуры приводит к прогрессивному извлечению сланцевой нефти. Нагревание начинается за 24 месяца до начала устойчивой добычи, процесс относительно медленный и на «выходе» получают легкую нефть лучшего качества. В целом, дистилляция в пласте имеет преимущество – отсутствие добычи сланца, но имеет недостатки, связанные с небольшим количеством «выхода» нефти, огромным количеством воды, необходимым для дистилляции, и последующим ее удалением, и, как следствие, негативным экологическим воздействием на подземные воды [Цянь и Wang, 2006].

Таблица 1

Эволюция технологий разработки нефтеносных сланцев (с изменениями по Johnson, Crawford, Bunger, 2004)

Стадия	Тип процесса	Продвижение	Статус	Проект
Горная разработка	Открытая шахта	Небольшой прогресс продолжает сокращать расходы	Представлен в коммерческих масштабах	Stuart; Alberta
	Подземная шахта	Самый старый метод «камер с оставлением столбов» продолжает совершенствоваться	Представлен в коммерческих масштабах	Unocal; Others
Дистилляция	Традиционный	Предварительный нагрев сланца увеличивает «выход» газа и нефти и позволяет извлекать промежуточные продукты до высоко-температурного пиролиза Сжигание углеродного остатка при пиролизе сланца создает теплоотдачу, снижает выбросы, расходуя сланцевый углерод Рециркуляция газов и захват реликтовой воды из сланца минимизирует потребности в воде Низкие темпы нагрева снижают пластификацию сланцев, богатых керогеном	Представлен в экспериментальных масштабах в процессе ATP (Alberta Taciuk Process)	Stuart Shale
	В пласте	Медленный нагрев увеличивает выход и качество нефти и углеводородных газов Извлечение ресурсов на большей глубине возможно с помощью технологии нагрева Улучшенная способность проверять фронтальный нагрев контрольными нагревателями и обратным давлением	Доказан в масштабе месторождения Показан Доказан	Shell ICP (In-situ Conversion Process) Shell ICP Shell ICP
	Особенные процессы	Сверхкритические добычные процессы Высокие темпы нагрева Укороченная продолжительность «проживания» «Поглотители» (водород или перенос водорода/ донор - агенты) Выщелачивание керогена из руды Процессы термического растворения	Концепция Исследования Доказан Исследования Исследования Исследования	ATP (Alberta Taciuk Process)
Обработка	Оценка усовершенствования	Химическое выделение азота во время создания топливного сырья	Доказательство концепции – 1 год со времени показа	Bunger, et al.

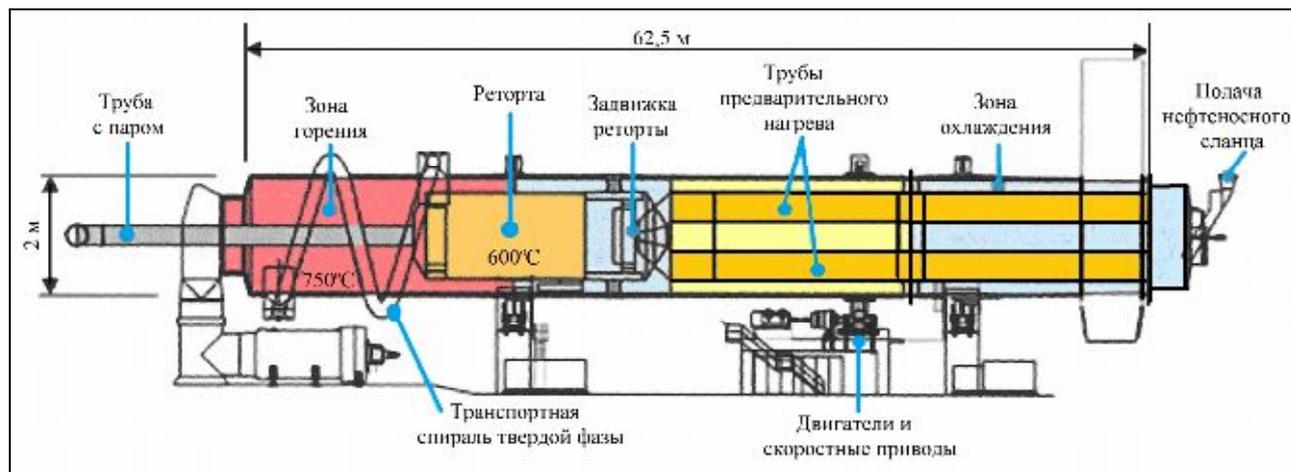


Рис. 5. Схема Alberta Taciuk process (по Johnson, Crawford, Bungler, 2004)

Преимущественную часть нефтепродуктов сегодня добывают из традиционных нефтяных месторождений, в которых нефть и газ естественно созрели за счет температуры и давления в течение длительного периода времени. Процесс преобразования в пласте (ICP) ускоряет естественный процесс созревания нефти и газа на десятки миллионов лет. Это достигается путем медленного поверхностного нагрева нефтегазоматеринских пород, содержащих кероген - предшественник нефти и газа. Ускорение естественных процессов достигается путем бурения скважин в нефтегазоносном сланце, погружения в скважины электрических нагревателей для повышения температуры в недрах до 340-370°C в течение 3-4 лет [Denning, 2012].

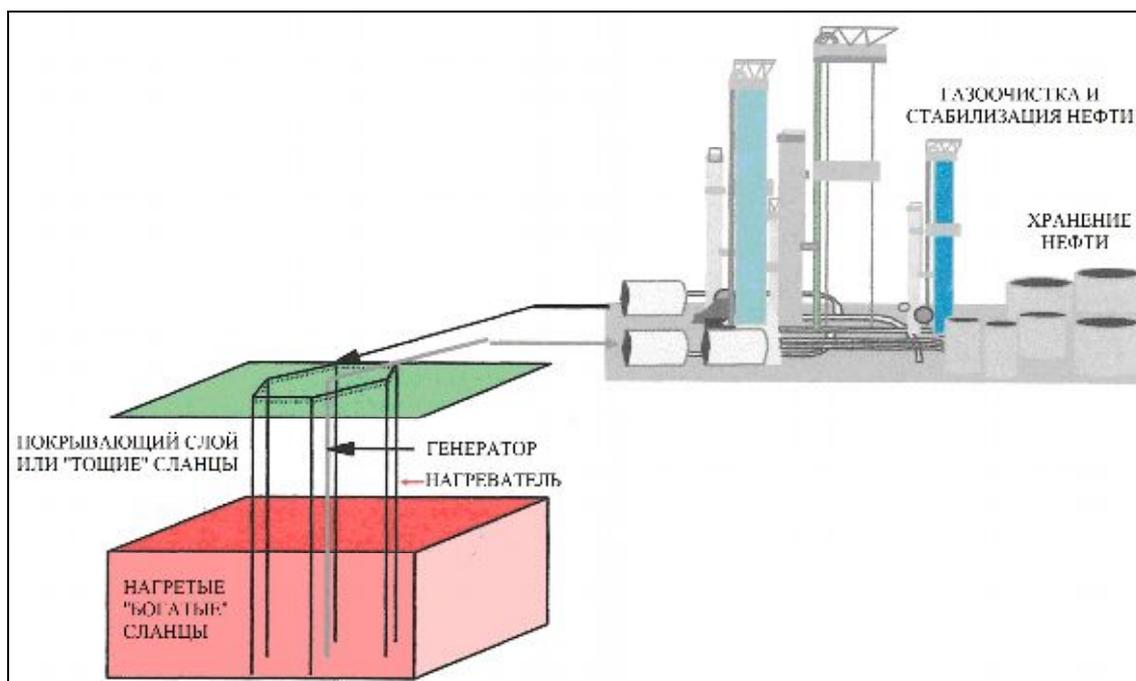


Рис. 6. Процесс дистилляции сланцевой нефти в пласте (по Johnson, Crawford, Bungler, 2004)

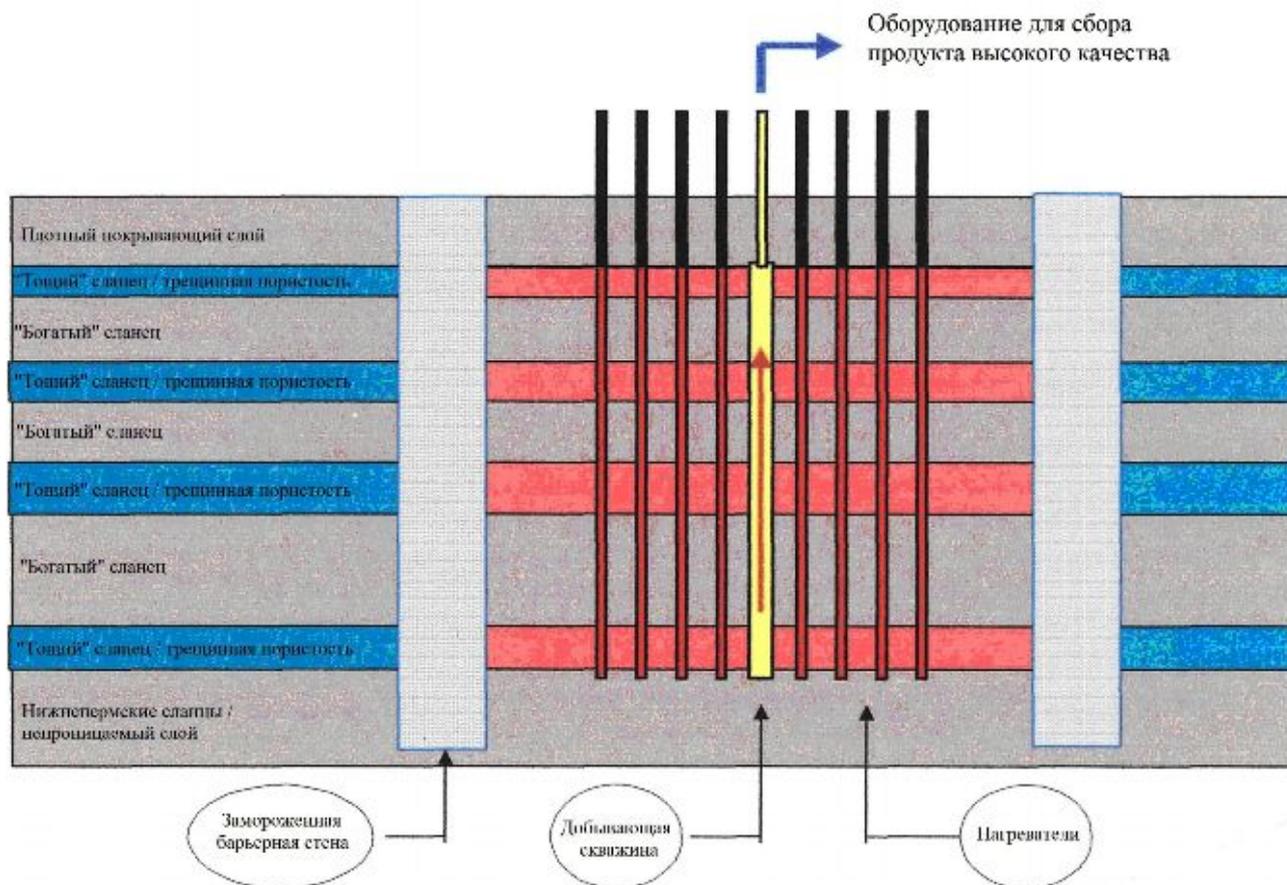


Рис. 7. Детали процесса дистилляции сланцевой нефти в пласте
(по Johnson, Crawford, Bunger, 2004)

В 1996 г. компания Shell успешно провела свой первый тест на небольшом месторождении Mahogany в Rio Blanco County, штат Колорадо, в 200 милях к западу от Денвера. С тех пор Shell провела четыре дополнительных полевых испытания на соседних участках. Самое последнее испытание было проведено несколько месяцев назад, в результате было добыто более 1400 барр. легкой нефти плюс попутный газ из очень небольшого тестового участка с помощью технологии ICP.

Однако, представляя прогноз добычи сланцевой нефти, Управление энергетической информации США (EIA) посчитало, что, поскольку на сегодняшний момент никаких коммерческих проектов по добыче сланцевой нефти не было запущено, то и затраты на добычу нефти с помощью этого метода являются весьма неопределенными. Текущие оценки будущих расходов на добычу составляют от 70 долл. США до более чем 100 долл. США за баррель нефтяного эквивалента в долларах на 2007 г. Таким образом, будущее сланцевой нефти зависит от темпов научно-технического прогресса (в настоящее время дистилляция внутри нефтеносного сланца требует нагрева производственной зоны в течение 18-24 месяцев, прежде чем начнется полномасштабная добыча) и волатильности будущих цен

на нефть. Управление энергетической информации США подсчитало в 2009 г., что самая ранняя дата начала коммерческого проекта дистилляции нефти в сланцах придется на 2017 г. Таким образом, учитывая, что для лицензирования, планирования, выдачи разрешений и строительства объектов для дистилляции сланцевой нефти потребуется еще около 5 лет, то 2023 г., вероятно, является самой ранней датой первой коммерческой добычи.

Оба метода – и добыча нефтеносного сланца и дистилляции сланцевой нефти на глубине требуют гигантских объемов воды.

Компания Red Leaf Resources разработала капсульный метод EcoShale (рис. 8) для экономической и экологической добычи высококачественного жидкого топлива из нефтеносных сланцев, нефтяных песков, угля, бурого угля и биомассы.

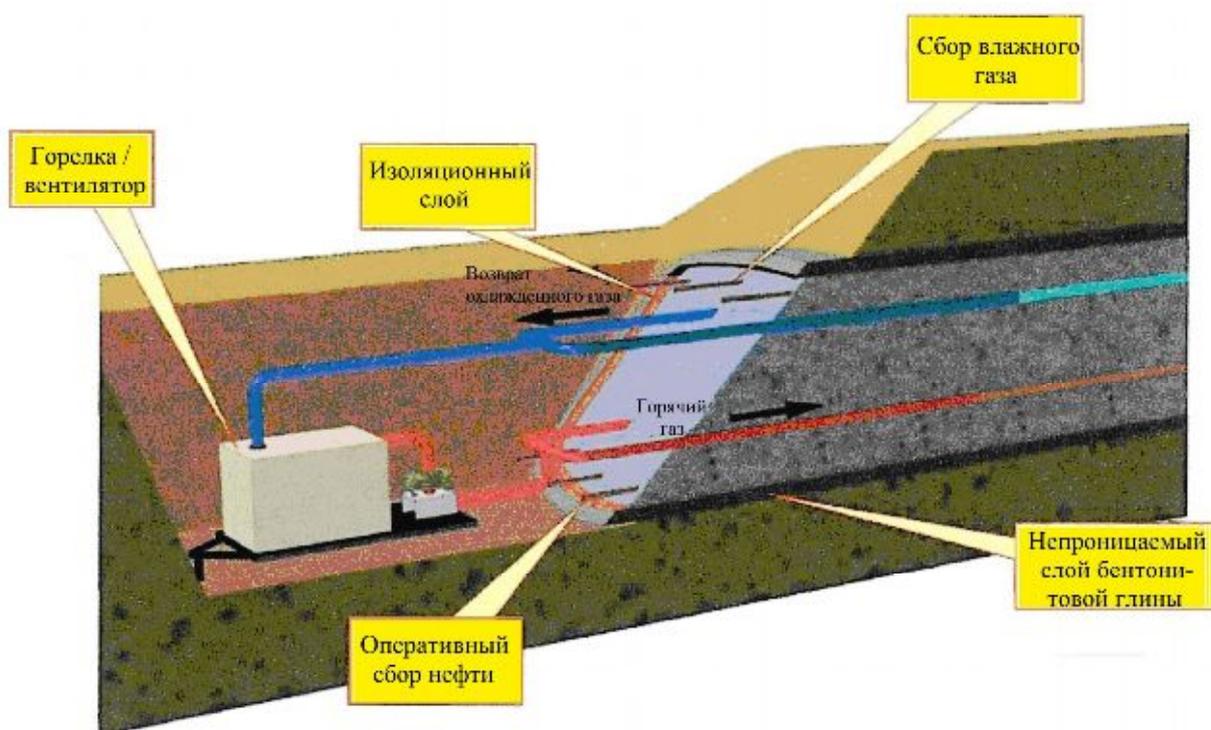


Рис. 8. Капсульная технология EcoShale (по Read Leaf Resources Inc., 2011)

Эта технология была представлена компанией на своем официальном сайте в 2012 г. Метод состоит в нагреве добытого сланца в закрытом поверхностном хранилище или капсуле. Процесс опирается на традиционные методы добычи и строительства, в результате получается нефтепродукт, не требующий дополнительной обработки. Получают два продукта - нефть и конденсат: нефть с плотностью 29 API, конденсат с плотностью 39 API. Технология не требует воды, защиты грунтовых вод и растительности, использует низкую температуру для нагрева и позволяет быстро рекультивировать участок. Red Leaf Resources недавно завершила успешную пилотную полевую демонстрацию капсульного метода

EcoShale в бассейне Uintah, штат Юта.

Beckwith и Writer (2012) представили примерный план капитальных затрат на добычу и поверхностную дистилляцию сланцевой нефти в США. Для добычи в 50000 барр. в день на разработку, модернизацию и инфраструктуру, т.е. капитальные затраты на создание скромного, первого в своем роде, комплекса поверхностной дистилляции сланцевой нефти составят 5-7 млрд. долл. США и, возможно, выше. Процесс, используемый для получения нефти из нефтеносных сланцев, - пиролиз - предполагается провести как катагенез - преобразование захороненного органического вещества в ископаемые виды топлива (тепловой органический метаморфизм).

Для начала разработки нефтеносных сланцев необходимо, чтобы огромный спектр экономических и технических факторов был приведен в соответствие: регулирующее процесс законодательство, транспортировка и переработка, легко доступные водные ресурсы, обработка отработанного сланца и побочного продукта, экологические стандарты качества воды и воздуха.

Наибольшие риски, связанные с разработкой нефтеносных сланцев, зависят от конъюнктуры цен на нефть.

Глобальная добыча из нефтеносных сланцев

Добыча нефти из сланцев имеет длительное прошлое, начиная с 1837 г. во Франции (шахты Autun, которые были закрыты в 1957), Шотландии 1850-1952, Австралии 1865-1952, 1998-2004, Бразилии 1881-1900, 1941-1957, 1972, Эстонии 1921, Швеции 1921-1965, Швейцарии 1921-1935, Испании 1922-1966, Китае 1929, Южной Африке 1935-1960 [Laherrere, 2005].

AAPG - EMD комитет по нефти из сланцев в полугодовом отчете (ноябрь 2011 г.) объявил, что общий объем мирового производства сланцевой нефти (без США) в настоящее время составляет около 25000 барр. в день. Почти вся эта добыча приходится на Бразилию, Китай и Эстонию. Предполагается, что добыча в Китае, которая в 2011 г. составила более 10000 барр. нефти в сут., возрастет примерно до 13000 барр. нефти в сут. в течение 10 лет. Текущие прогнозы показывают, что нефтеносные сланцы не займут значительную часть (т.е. > 500000 барр. в день) мирового производства в течение ближайших десяти лет. Тем не менее, проекты, находящиеся в разработке в ближайшие 4-5 лет, могли бы значительно увеличить добычу нефти из сланцев.

Управление энергетической информации США в годовом отчете 2011 г. опубликовало данные по добыче в 48 штатах США в плохопроницаемых коллекторах, включая сланцы и

карбонаты: 2009 г. - 0,25 млн. барр. в день, 2010 г. - 0,37 млн. барр. в день, 2011 - 0,55 млн. барр. в день, и прогнозируемые: 2012 г. - 0,72 млн. барр. в день, 2015 г. - 0,97 млн. барр. в день, 2020 г. - 1,20 млн. барр. в день, 2027 г. - 1,30 млн. барр. в день, 2030 г. - 1,32 млн. барр. в день

В октябре 2012 г. в пресс-релизе, опубликованном UPI.com (Yergin/HIS, 2012), заявлено, что в США добыча нефти из нетрадиционных коллекторов в 2012 г. будет 2 млн. барр. в день и достигнет 4,4 млн. барр. в день к 2020 г.

Потенциал извлечения нефти в США оценивается примерно в 50%, но может сильно варьировать.

Для коммерческой добычи нефти из сланцев большой ряд факторов должен быть экономически, технически и экологически приемлемым. Dyni и Johnson (2006) и Randal (2009) перечислили несколько вопросов, которые должны быть выяснены до начала научных исследований и промышленного освоения сланцевой нефти:

Какова стоимость энергии, необходимой для нагрева нефтеносных сланцев?

Какова площадь поверхности, которая будет затронута инфраструктурой?

Что делать с отработанной водой?

Какова опасность загрязнения подземных вод?

Сколько воды необходимо в предлагаемых технологиях?

Каковы затраты на разработку технологии и какова ее стоимость?

Каковы потенциальные потребности в человеческих ресурсах и инфраструктуре, связанных с применяемыми технологиями?

Каковы требования к обработке сланцев, добытых по принятой технологии?

Каковы экологические последствия и последствия для здоровья ?

Как сланцевая нефть будет транспортироваться с участка на рынок?

Все эти факторы серьезно ограничивают количество сланцевой нефти, которую можно извлечь, независимо от цены на нефть.

До 2008 г. сланцевую нефть нельзя было добывать в Соединенных Штатах, потому что энергетическая промышленность рассматривала разработку этих ресурсов как экономически невыгодную.

Andrews в 2008 г. указывал, что затраты на первую в своем роде коммерческую добычу и поверхностную дистилляцию оцениваются от 70 до 95 долл. США за барр., поэтому исследования и разработка с начала 1980 гг. почти не проводились. Для дистилляции внутри сланцев расходы могут быть конкурентоспособными при цене на сырую нефть, по меньшей

мере, по 30 долл. США за барр., согласно информации компании Shell. Тот же автор посчитал, что промышленная коммерческая деятельность может стартовать через 6-8 лет, начиная с 2008 г., а главная фаза роста добычи не ожидается даже в первые 10-20 лет соответственно.

Обсуждение и заключение

Нефтеносные сланцы являются источником энергии, который по-прежнему экономически малоэффективен. Duni и Johnson (2006) кратко изложили основные проблемы, связанные с разработкой нефтеносных сланцев: шахтостроение, высокая стоимость добычи, отсутствие жизнеспособной технологии экономического извлечения нефти из сланцев и стоимость экологически приемлемой утилизации отходов. В настоящее время добыча сланцевой нефти является экологически загрязняющей деятельностью, особенно шахты, добыча и переработка уничтожают ландшафт, требует большого количества воды, а выход энергии является низким. Эти проблемы, связанные с затратами на восстановление окружающей среды, означают, что добыча сланцевой нефти является экономически целесообразной только при высоких ценах на нефть или во время мирового периода нехватки нефти или топлива. Разработка ресурсов нефтеносных сланцев потребует значительного количества воды для шахт и производственных операций, поддерживающих инфраструктуру и связанного с этим экономического развития района. Потребности в воде для начальных процессов, впервые оцененные в США в 1971 г. в 2,1-5,0 барр. воды на 1,0 барр. нефти, сегодня снизились. Текущие оценки для современной сланцевой промышленности, для новых методов дистилляции, составляют от 1,0 до 3,0 барр. воды на 1,0 барр. нефти.

Однако пик мировой традиционной добычи нефти преодолет свой максимум (пиком добычи нефти является момент, когда будет достигнута максимальная скорость добычи нефти, после которой ожидается ее неуклонное снижение) [Laherrère, 2007]. Для многих стран выходом является импорт большего количества нефти для увеличения энергосбережения и энергоэффективности и увеличение внутренней добычи нефти. В связи с отсутствием адекватных технологий для разработки непрерывных скоплений компании сосредоточили свои интересы исключительно на традиционных резервуарах. Открытие в середине 1990-х гг. двух технологий - горизонтального бурения и гидроразрыва пласта - позволили нефтяным компаниям получить доступ к ресурсам материнских пород и разрабатывать ресурсы газоносных сланцев.

Создание новых технологий и текущее увеличение цен на нефть побудили интерес к

разработке нефтеносных сланцев во всем мире. Многие страны наблюдают за США (так как в США сланцевый газ и нефть из плотных коллекторов более подробно изучены и лучше подготовлены к коммерческой добыче), чтобы увидеть, как США разрабатывают и осуществляют надзор за использованием горизонтального бурения и гидроразрыва пласта [Inglesby и соавт., 2012].

Глобальные инвесторы по всему миру вложили более 40 млрд. долл. США в разработку нетрадиционных ресурсов нефти и газа с целью получения ноу-хау, необходимых для разработки нефте- и газоносных сланцев в своих регионах. Тем не менее, разработка нетрадиционных ресурсов в регионах за пределами Северной Америки может быть более сложной в связи с различными факторами, включая геологию, отсутствие трубопроводной инфраструктуры, нормативной и налоговой структуры, и менее развитых отраслей сервисной индустрии. Например, темпы развития индустрии сланцевого газа и нефти из низкопоровых коллекторов замедлены в Европе, где некоторые правительства внесли мораторий на использование метода гидроразрыва пласта, пока производители не смогут гарантировать более высокий уровень экологической безопасности.

Добыча нефти из сланцев все еще технологически сложна и дорога, основным препятствием является стоимость, а дополнительным - потенциальное негативное воздействие на окружающую среду в процессе разработки, переработки и транспортировки. Социально-экономические последствия также вызывают озабоченность.

Добыча нефти из традиционных нефтегазовых систем означает нахождение и использование существующих нефтяных коллекторов; добыча нефти из непрерывных скоплений нефтеносных сланцев заключается в оконтуривании сланцевых разрезов, богатых керогеном и генерировании нефти из керогена путем пиролиза. Нефть, полученная напрямую из традиционного коллектора в настоящее время, должна генерироваться в будущем из скоплений нефтяных сланцев путем пиролиза в поверхностных ретортах или ретортах внутри сланцев. «Изготовленная» нефть из сланцевых непрерывных скоплений генетически не очень похожа на традиционную сырую нефть.

И хотя разработка нефтяных сланцевых скоплений сопровождается огромными проблемами, на сегодняшний день она может стать эффективной и приемлемой с точки зрения окружающей среды и здоровья, и на основе инновационных технологий может быть построена новая отрасль в экономике страны.

Laherrère (2005) отмечал, что: «Нефть из сланцев и сланцевая нефть имеют очень печальное прошлое и неизвестное будущее! Средний эоцен формации *Green River*

(Колорадо, Вайоминг и Юта) содержит крупнейшие месторождения нефтеносных сланцев в мире. Неудивительно, что популярная поговорка в Западном Колорадо утверждает: «Сланцевая нефть - это топливо будущего, и так будет всегда!»

Может быть, они правы!

References

AAPG-EMD, 2011 Oil shale committee semi-annual report, November 2011.

Andrews, A., 2008, Development in oil shale, CRS Report for Congress, Service-Order Code RL34748.

Annual Energy Outlook, 2009, U.S. Energy Information Administration - Official Energy Statistics from the U.S Government.

Beckwith, R., Writter S., 2012, The tantalizing promise of oil shale, JTP online.

Bordenave, M.L., 1993, Applied petroleum geochemistry, editions Technip, Paris, 524 p.

Denning, D., 2012, Oil shale reserves: stinky water, sweet oil, daily reckoning, retrieved 03-09-2012.

Downey M.W., Garvin, J., Lagomarsino, R.C., Nicklin D.F., 2011, Quick look determination of oil-in-place in oil shale resource plays, adapted for oral presentation at AAPG Annual Convention and Exhibition, Huston, Texas, USA, April 10-13, 2011.

Dyni, J.R., 2006, Geology and resources of some world oil-shale deposits: U.S. Geological Survey Scientific Investigations report 2005-5294, 42 p.

Dyni, J.R., Johnson R.C., 2006, Will oil shale be a major player? AAPG Explorer, v. 27, no. 5, p. 41, 39.

EIA (U.S. Energy Information Administration), 2009, Focus released, AEO2009, 2 p.

Hutton, A.C., 1987, Petrographic classification of oil shales, International Journal of Coal Geology 1987, Elsevier, vol. 8, p. 203-231.

Inglesby, T., Jenks, R., Nyquist S., Pinner, D., 2012 Shale gas and tight oil: framing the opportunities and risks, McKinsey, New York City, 6 p.

Jarvie, D., 2004, Evaluation of hydrocarbon generation and storage in the Barnett shale, Ft. Worth Basin, Texas, Special BEG/PTTC presentation 116 p.

Johnson, H.R., Crawford P.M., and Bunger J.W., 2004, Strategic significance of America's oil shale resource, v. 2, Oil shale resources, technology, and economics: U.S. Department of Energy Office of Naval Petroleum and Oil Shale Reserves, 57 p.

Johnson, R.C., Mercier, T.J. a Self, J.G., 2010, An assessment of in place oil shale resources in the Green River Formation, Piceance Basin: U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-

69-Y, chp.1, 197 p.

Klett, T.R., Charpentier, R.R., 2006, FORSPAN Model Users Guide, U.S .Geological Survey Open-File Report 03-354.

Laherrère, J.H., 2005, Review on oil shale data, September 2009, retrieved 10.10.2012.

Laherrère, J.H., 2007, What's wrong with reserves? Petroleum Africa, vol. 5, issue 2, p. 24-28.

Miller, G.A., 2007, Some perspectives on various methods of oil shale extraction Piceance basin, Colorado, 27th Oil Shale Symposium Colorado School of Mines Colorado, 15 p.

Qian J., Wang, J., 2006, International conference on oil shale: Recent trend in oil shale 7-9 November 2006, Amman, Jordan, 11 p.

Randal, B., 2009, A Colorado viewpoint on the development of oil shale resources, Oil Shale Symposium Colorado School of Mines 19-21 October 2009.

Red Leaf Resources, Inc Company site 2012.

Schmoker, J.W., 1996, A resource evaluation of the Bakken Formation (Upper Devonian and Lower Mississippian) continuous oil accumulation, Williston Basin, North Dakota and Montana: The Mountain Geologist, v.33, no.4, p. 95-104.

Schmoker, J.W., Klett, T.R., 2005, U.S. Geological Survey assessment concepts for conventional petroleum accumulation, U.S. Geological Survey digital data series DDS-69-D.

Survey of Energy Resources, 2010, Oil shale commentary, World Energy Council, London.

Taylor, O.G., 1987, Oil shale, water resources and valuable minerals of the Piceance Basin, Colorado –the challenge and choices of development , USGS Professional Paper -1310.

U.S. Department for Energy, Resources – Fact sheet 2004, U.S. 2004, Office of Petroleum Reserves - Oil shale water. U.S. Department for Energy, 2005, Office of Petroleum Reserves-Oil shale resources, Fact sheet 2005.U.S.

Yergin, D., 2012, Shale could redefine U.S. economy, UPI.com, 24.12.12, retr. 25.10.2012.