

М. Л. СУРГУЧЕВ, Г. Г. ВАХИТОВ, И. П. ЭПИК,
В. Н. МАШИН, Е. И. ГУРОВ, В. П. ТАБАКОВ

ИЗВЛЕЧЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ БИТУМИНОЗНЫХ ПЕСКОВ И ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ ШАХТНЫМ СПОСОБОМ*

Введение

Во всем мире перспективы открытия новых нефтяных месторождений все более связываются с труднодоступными районами — глубоководными шельфами, зонами вечной мерзлоты и т. п., где расходы на добычу нефти во много раз выше, чем в районах с благоприятными условиями. Поэтому в будущем потребности в нефти придется удовлетворять все более дорогой ценой. В связи с этим в последнее десятилетие в мировом масштабе получили развитие следующие основные направления:

— Экономия нефти и повышение эффективности ее использования во всех сферах потребления.

— Повышение степени извлечения нефти из недр на разрабатываемых месторождениях.

— Получение жидких углеводородов из битуминозных песков, горючих сланцев и угля. Это направление особенно перспективно для удовлетворения потребностей в нефти в будущем.

Запасы тяжелых нефтей, битумов и сланцев и их свойства

Тяжелые нефти, битумы и горючие сланцы по вязкости и плотности содержащихся в них углеводородов занимают нижнюю часть табл. 1 и имеют следующие общие признаки:

— полная неподвижность или очень слабая подвижность в пластах в естественном виде;

— высокое содержание серы, редких элементов (ванадий, никель и др.) и асфальто-смолистых компонентов;

— практически полное отсутствие газа в пластах;

— плотность около 1000 кг/м³, вязкость более 100 мПа · с;

— возможность эффективной разработки с обязательным использованием тепла или горючих агентов, т. е. только термическими методами.

Природные битумы есть во многих странах — Канаде, Венесуэле, СССР, США, Мадагаскаре, Албании, Тринидаде, Румынии и др. Их мировые потенциальные геологические запасы оцениваются в 250—300 млрд. т, тогда как извлекаемые запасы нефти составляют чуть более 40 млрд. т. Уникально по запасам битума (120 млрд. т) месторождение Атабаска в Канаде. Значительными ресурсами тяжелой нефти (более 50 млрд. т) обладает в долине р. Ориноко Венесуэла.

Очень большие залежи горючих сланцев сосредоточены в Северной Америке и Бразилии. Так, в бассейне Грин Ривер в Скалистых горах США они занимают площадь в 44 тыс. км² и в нефтяном эквиваленте превышают 100 млрд. т (общие ресурсы свыше 200 млрд. т) [4, 12].

В СССР скопления битумов выявлены в Волго-Уральской провинции, а также в Восточной Сибири [1].

Возможны три различных метода разработки залежей тяжелых нефтей, битумов и горючих сланцев: 1) карьерная разработка (открытая); 2) шахтная разработка с подъемом породы на поверхность (прямая); 3) шахтно-дренажная разработка — извлечение углеводородов с помощью скважин или других дренажных каналов, проведенных из подземных горных выработок (непрямая).

* Обзорный доклад RP—6 на XI Мировом нефтяном конгрессе, Лондон, 1983.

Плотности и вязкости углеводородов различного происхождения

Происхождение углеводородов	Вязкость, мПа · с	Плотность, кг/м ³
Из газа	< 0,01	> 10
Из конденсата, легких нефтей	0,3—1,0	600—700
Из нефтей:		
маловязких	1—10	750—850
средневязких	10—50	850—890
высоковязких	50—1000	890—930
тяжелых (75% масел)*	1000—20 000	930—960
Из битумов:		
мальты (40—75% масел)*	20 000—100 000	960—1000
асфальты (25—40% масел)*	> 100 000	1000—1050
асфальтиты (15—25% масел)*	пластичные	1050—1100
Из сланцев	твердые	1000—1100 и более

* Остальное — смолистые компоненты.

Из истории шахтной разработки тяжелых нефтей и битумов

Шахтный способ добычи нефти — один из самых древних. В промышленных масштабах он применялся на следующих месторождениях: Ярегское (СССР), Пешельбронн (Франция), Витце (Западная Германия), Кэмпина и Сарата-Монтеору (Румыния), Хигашияма (Япония) [6].

На месторождении Пешельбронн в XVIII—XIX вв. было построено более 30 шахт глубиной до 400 м и за 200 лет разработки добыто 1,1 млн. т нефти [7].

На месторождении Витце в Западной Германии шахтная добыча нефти осуществлялась с 1920 г. [6]. За 33 года разработки было добыто 765 тыс. т нефти: 72% — дренажированием выработок, 26% — выемкой песка с последующей его промывкой и 2% — при помощи горизонтальных скважин.

На месторождении Сарата-Монтеору в Румынии с 1930 г. добывали нефть шахтным способом с помощью дренажных выработок и скважин [8]. В 1933 г. годовая добыча нефти достигла там 15 800 т. Подземный способ разработки использовали и на месторождении Кэмпина.

Шахтная добыча нефти на месторождении Хигашияма в Японии была начата в 1940 г. В 1945 г. было получено 5940 м³, а за все годы эксплуатации — более 25 тыс. т нефти.

Попытки шахтной разработки имели место также на месторождениях Австралии, Чехословакии, Польши и других стран. Опытные работы проводились на нефтяных месторождениях США в штатах Калифорния, Колорадо и др. В настоящее время очистная шахтная и карьерная разработка битуминозных пластов проводится на площади 700 га месторождения Керн Ривер. На залежи тяжелой нефти Милдред Лейк (Канада) завершена первая стадия применения внутрипластовой технологии с использованием шахт [9].

В России добывать нефть с помощью колодцев, штолен и шахт начали с конца прошлого века. Глубина колодцев доходила до 200 м, начальные дебиты отдельных колодцев — до 25 т/сут. В 1915 г. в эксплуатации находилось около 15 тыс. колодцев. Добыча нефти была максимальной в 1913 г., когда составила 300 тыс. т.

С 1913 по 1943 гг. на Шугуровском месторождении в Татарии (СССР) с помощью штолен добывали природный битум. Там имелись 4 штольни и завод по переработке битуминозного песчаника производительностью до 500 тыс. м³/год.

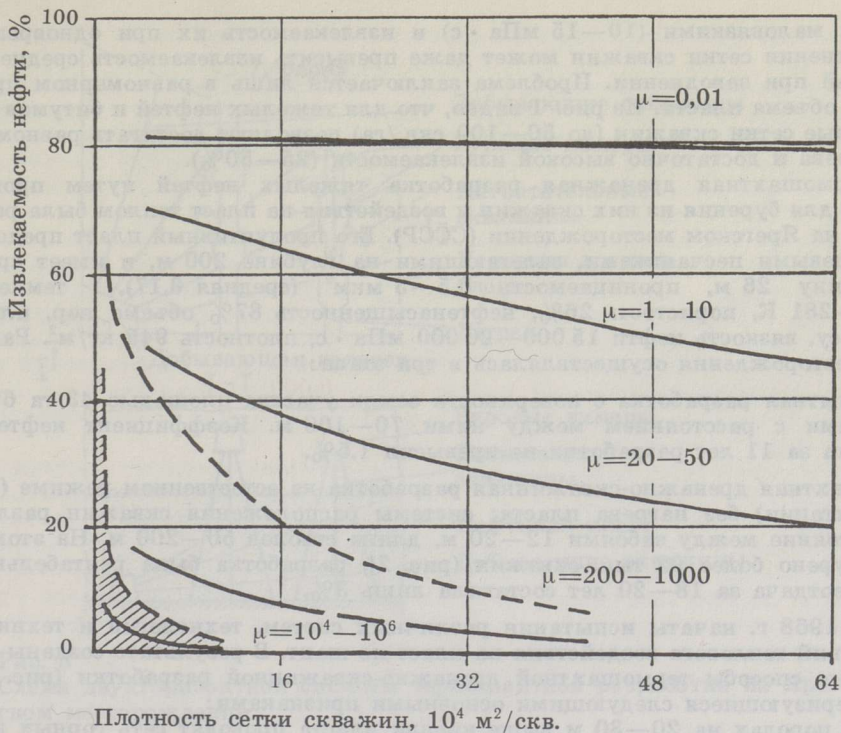


Рис. 1
Извлекаемость нефти в зависимости от плотности сетки скважин и метода воздействия. μ — вязкость, мПа · с. Условные обозначения: — заводнение, — — — тепловое воздействие

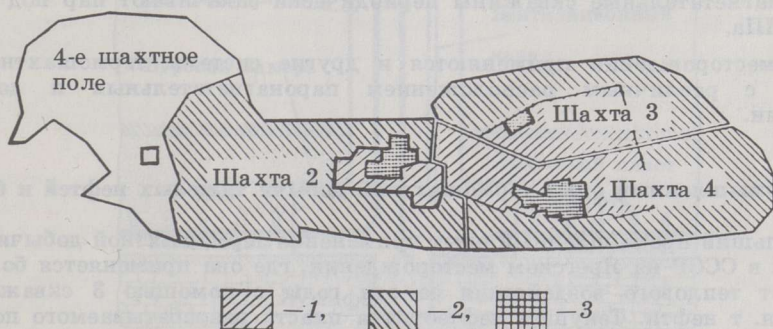


Рис. 2
Зоны применения различных систем шахтной разработки на Ярегском месторождении: 1 — разработка по ухтинской схеме, 2 — по уклонно-скважинной системе, 3 — термошахтным способом

Термошахтная разработка тяжелых нефтей (битумов)

Шахтно-дренажные методы разработки тяжелых нефтей и битумов без подъема породы на поверхность требуют бурения из подземных горных выработок большого количества скважин на расстоянии 5—20 м одна от другой, поскольку редкие сетки не позволяют эффективно дренировать пласты с высоковязкой и тяжелой нефтью. Уплотнение сетки скважин при залегании продуктивного пласта на глубине более 100—200 м становится рентабельным только при бурении их из шахт.

С разрежением сетки скважин извлекаемость нефтей разных вязкостей снижается как при заводнении скважин, так и при тепловом воздействии на них (рис. 1). При высокой температуре тяжелые нефти становятся практически сред-

не- и маловязкими (10—15 мПа · с) и извлекаемость их при одновременном уплотнении сетки скважин может даже превзойти извлекаемость средневязких нефтей при заводнении. Проблема заключается лишь в равномерном прогреве всего объема пласта. Из рис. 1 видно, что для тяжелых нефтей и битумов только плотные сетки скважин (до 50—100 скв./га) позволяют достигать равномерного прогрева и достаточно высокой извлекаемости (25—50%).

Термошахтная дренажная разработка тяжелых нефтей путем прокладки шахт для бурения из них скважин и воздействия на пласт теплом была реализована на Ярегском месторождении (СССР). Его продуктивный пласт представлен кварцевыми песчаниками, залегающими на глубине 200 м, и имеет среднюю толщину 26 м, проницаемость 0,5—5 мкм² (средняя 3,17), температуру 279—281 К, пористость 26%, нефтенасыщенность 87% объема пор, или 10% по весу, вязкость нефти 15 000—20 000 мПа · с, плотность 945 кг/м³. Разработка месторождения осуществлялась в три этапа:

1. Опытная разработка с поверхности земли участка площадью 43 га 69 скважинами с расстоянием между ними 70—100 м. Коэффициент нефтеотдачи пласта за 11 лет разработки не превысил 1,5%.

2. Шахтная дренажно-скважинная разработка на естественном режиме (за счет гравитации) без нагрева пласта; системы расположения скважин различные, расстояние между забоями 12—20 м, длина стволов 50—200 м. На этом этапе пробурено более 92 тыс. скважин (рис. 2), разработка была рентабельной, но нефтеотдача за 18—20 лет составила лишь 3%.

3. В 1968 г. начаты испытания различных систем, технологий и технических решений теплового воздействия на пласт из шахт. В результате созданы эффективные способы термошахтной дренажно-скважинной разработки (рис. 3), характеризующиеся следующими основными признаками:

1). В породах на 20—30 м выше кровли пласта проводят сеть горных выработок, из которых в нефтяной пласт бурят наклонные паронагнетательные скважины.

2). С надпластового горизонта в подошву нефтяного пласта проводят спаренные наклонные выработки, оканчивающиеся кольцевыми галереями. Из галерей радиально бурят пологовосходящие добывающие скважины длиной от 100 до 250 м, охватывающие площадь 10—15 га.

3). В нагнетательные скважины периодически закачивают пар под давлением 2—3 МПа.

На месторождении применяются и другие системы термошахтной добычи нефти с различным расположением паронагнетательных и добывающих скважин.

Промышленный опыт термошахтной добычи тяжелых нефтей и битумов

Наибольший промышленный опыт применения термошахтной добычи нефти накоплен в СССР на Ярегском месторождении, где она применяется более 10 лет. За счет теплового воздействия за эти годы с помощью 3 скважин добыто 2,8 млн. т нефти. Текущая нефтеотдача пласта разрабатываемого поля составляет 27% от балансовых запасов. На двух уклонных блоках, находящихся в эксплуатации 8 лет, достигнута 50%-ная нефтеотдача, и эксплуатация этих участков продолжается. При этом удельный расход пара снизился с начальных 5,5 до 2,74 т/т, а на отдельных участках нефтяной шахты № 1 — до 2 т/т.

Возможно, шахтные способы найдут применение при разработке шельфовых месторождений. Шахтные стволы могут располагаться при этом на берегу или на островах (искусственных или естественных), а горные выработки — под дном моря. В последние годы обсуждался целый ряд проектов туннельных способов добычи нефти [10]. Некоторые из них предусматривают освоение месторождений углеводородов, находящихся в 25—30 км от берега. В Советском Союзе разработаны проекты сооружения морских нефтяных шахт на Каспии.

В настоящее время самые крупные проекты разработки битуминозных песков осуществляются в Канаде. На месторождении Атабаска в провинции Альберта реализованы два из них — карьерной разработки и термо-щелочной переработки битуминозных песков в наземных установках. Другие крупные проекты использования на этом месторождении открытых разработок и внутрипластовых технологий извлечения битумов находятся в стадии планирования и подготовки. В настоящее время в провинции Альберта осуществляется около 15 пробных испытаний разных внутривластовых технологий разработки битуминозных песков.

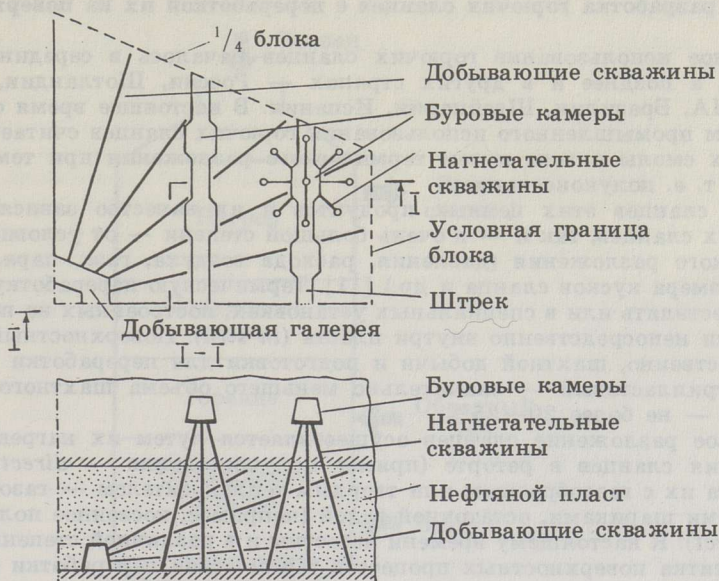


Рис. 3
 Схема двухгоризонтной системы термошахтной разработки на Ярегском месторождении

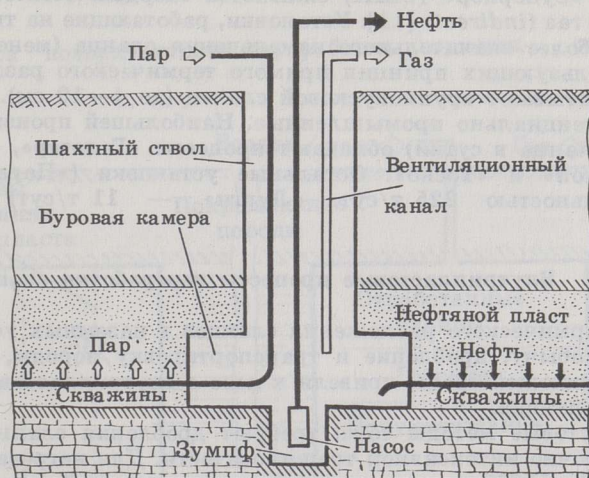


Рис. 4
 Схема проекта процесса термошахтной добычи нефти («Хоп корпорейшн»)

Имеется проект термошахтной добычи нефти на месторождении Керн Ривер в Калифорнии [14], схема которого показана на рис. 4.

В СССР разработана программа извлечения нефти из битуминозных пород и проводятся промышленные опыты по испытанию внутрипластовых скважинных технологий.

Разработка битуминозных песков шахтным внутрипластовым способом при затратах на производство 1 м³ битуминозной нефти 75—100 долларов представляется вполне реальной. Недостатки шахтной и термошахтной технологии разработки заключаются в том, что во всех фазах ее реализации людям приходится работать под землей. Автоматизация процесса не может полностью исключить эту необходимость, в связи с чем требуются большие затраты на вентиляцию подземных горных выработок. Требуются также особые меры по исключению взрывоопасной обстановки в шахтах, затраты на эти цели могут достигать 15—20% от общих расходов на добычу нефти.

Промышленное использование горючих сланцев началось в середине XIX в. во Франции, а позднее и в других странах — России, Шотландии, Канаде, Австрии, США, Бразилии, Швейцарии, Испании. В настоящее время основным направлением промышленного использования горючих сланцев считается получение из них смолы и газа путем термического разложения при температуре 450—550°C, т. е. полукоксованием.

Выход из сланцев этих ценных продуктов и их качество зависят как от свойств самих сланцев, так и — в очень большой степени — от условий процесса термического разложения (давления, расхода воздуха, газа, пара, добавки водорода, размера кусков сланца и др.) [11]. Термическую переработку сланцев можно осуществлять или в специальных установках, построенных на поверхности земли, или непосредственно внутри пласта (*in situ*). Поверхностный процесс требует, естественно, шахтной добычи и подготовки для переработки в полном объеме, внутрипластовый — значительно меньшего объема шахтного извлечения сланцев — не более 20—25%.

Термическое разложение сланцев осуществляется путем их нагрева или за счет сжигания сланцев в реторте (прямое полукоксование — *direct*), или за счет контакта их с газообразным или твердым теплоносителем — газом, паром, керамическими шариками, остаточной золой (непрямое, косвенное полукоксование — *indirect*). К настоящему времени известны и в различной степени испытаны более десятка поверхностных процессов термической переработки с различными условиями нагрева сланца. Для любого из них требуется подготовка сланца — дробление и сортировка по фракциям.

В установках «Галотер» (СССР), «Тоско» (США), «Лурги» (ФРГ) используется твердый теплоноситель, в «Петросикс» (Бразилия) и «Юнион» (США) теплоносителем служит горячий газ, в «Кивитер» (СССР) — горючий газ. В установках «Парахо» и «Супериор» (США) сжигается твердый остаток (*direct* — рис. 5) или горючий газ (*indirect*) [11]. Установки, работающие на твердом теплоносителе, требуют более значительного измельчения сланца (менее 1—2 см); в установках, использующих принцип прямого термического разложения, т. е. горения, перерабатывают крупнокусковой сланец (до 4—10 см). Все поверхностные процессы потенциально промышленные. Наибольшей производительностью (более 1000 т сланца в сутки) обладают процессы «Галотер», «Кивитер», «Петросикс», «Юнион» и «Тоско». Остальные установки («Парахо» и «Супериор» производительностью 225 т/сут, «Лурги» — 11 т/сут) являются пока опытными.

Внутрипластовые процессы переработки сланцев

Сложность термического разложения сланцев в наземных установках, большие затраты на добычу, дробление и транспортировку породы, а также проблема охраны окружающей среды привели к идее о внутрипластовой, т. е. подземной, переработке сланцев.

Внутрипластовые методы тоже требуют дробления сланцев или создания в пласте достаточно интенсивной трещиноватости. Для нагревания пласта до температуры 450—550°C можно использовать внутренний (горение в пласте) или внешний источник тепла (закачка горячих агентов, например пара или воздуха). Оба процесса технически осуществимы, но эффективность их зависит от степени дробления сланца и искусственно созданной во всем объеме сланцевого пласта связи между точками нагнетания рабочего агента и точками отбора продуктов реакции. Для создания в сланцах трещиноватости испытывали различные методы: гидроразрыв пласта с последующей детонацией в нем жидких и гранулированных твердых взрывчатых веществ, электропробой, термическое растрескивание и ядерные взрывы.

Известны несколько внутрипластовых процессов термической переработки сланцев — «Оксидентл», «Малти минерал», «Геокинетикс», «Иквайти» и др., — но с шахтной добычей сланцев связаны только первые два. При переработке по методу «Оксидентл» из подошвы будущей подземной реторты шахтным способом извлекается от 20 до 40% сланца, который используется в поверхностных установках. Из образовавшейся камеры бурят вертикальные скважины глубиной 30—45 м для подрыва продуктивного пласта. После взрыва полость оказывается плотно заполненной раздробленным сланцем и может использоваться как подземная реторта. В верхнюю ее часть закачивают горючее (газ) и воздух и инициируют процесс горения. Фронт горения перемещается вниз. Образую-

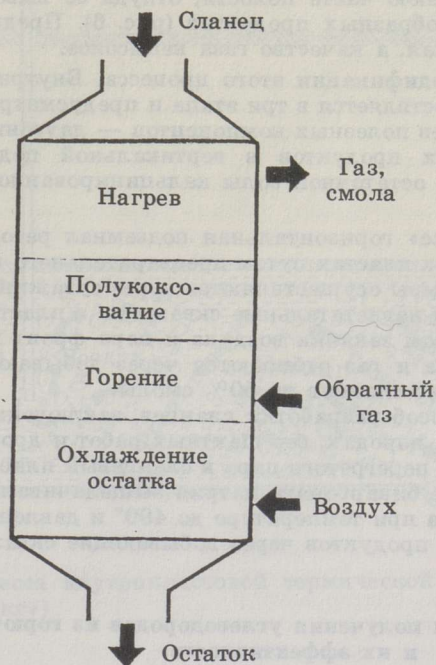


Рис. 5
 Схема процесса поверхностной переработки горючих сланцев («Парахо»)

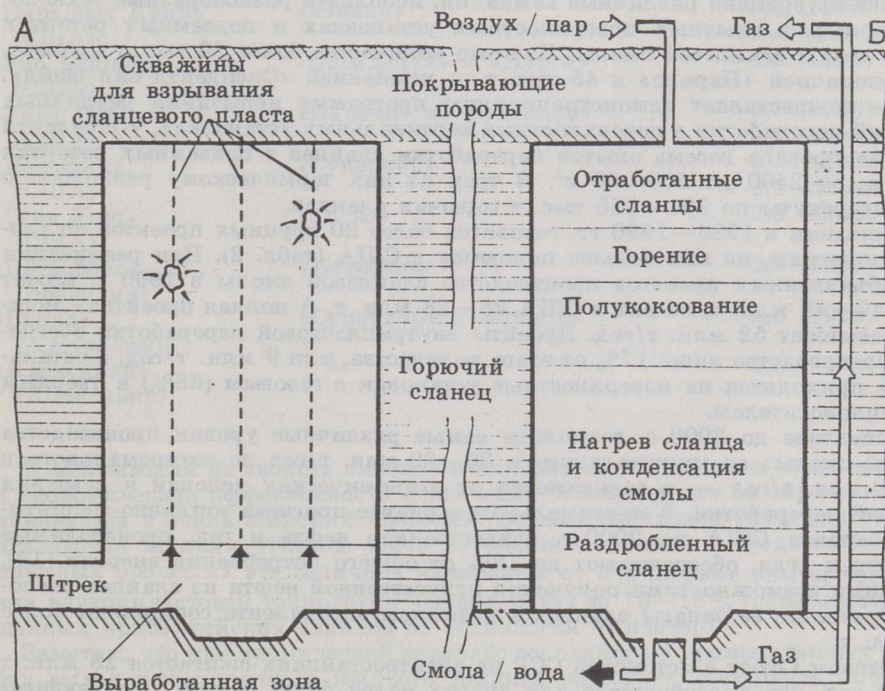


Рис. 6.
 Схема внутрислоевой термической переработки горючих сланцев («Оксидентл»): А — подготовка подземной реторты, Б — основные зоны действующей реторты

щаяся смола стекает в нижнюю часть полости, откуда ее выводят на поверхность вместе с потоком газообразных продуктов (рис. 6). Предполагаемая степень извлечения смолы низкая, а качество газа невысокое.

Существуют различные модификации этого процесса. Внутрипластовый процесс «Малти минерал» осуществляется в три этапа и предусматривает предварительное извлечение из сланцев полезных компонентов — даусонита и нахколита (этап I), извлечение жидких продуктов в вертикальной подземной реторте (этап II), выщелачивание из остаточной золы кальцинированной соды и окиси алюминия (этап III).

При процессе «Геокинетикс» горизонтальная подземная реторта создается в неглубоко залегающих тонких пластах путем предварительного дробления сланца при помощи взрывов. Взрывы осуществляются через скважины, пробуренные с поверхности (рис. 7). Через нагнетательные скважины в пласте инициируется процесс горения, а посредством закачки воздуха и пара фронт горения перемещается горизонтально. Смола и газ отбираются через добывающие скважины. Предполагается извлечение из сланцев до 50% смолы.

Процесс «Иквайти» — способ разработки сланцев, заключенных в карбонатных пористых, проницаемых породах, без шахтных работ и дробления сланцев. Он предусматривает закачку перегретого пара в сланцевый пласт через нагнетательные скважины, удаление бикарбоната натрия выщелачиванием, а затем закачку горячего газа или пара при температуре до 400° и давлении до 10,0 МПа и извлечение образующихся продуктов через добывающие скважины.

Промышленные проекты получения углеводородов из горючих сланцев и их эффективность

Опытно-промышленные испытания показали принципиальную возможность извлечения жидких углеводородов из горючих сланцев как в наземных установках, так и подземными способами. Интенсивные работы по созданию перспективных технологий проводятся в США. При полупромышленных опытах расходы на получение 1 т сланцевой смолы составили там от 90 до 220 долларов. К настоящему времени различные компании, используя разнообразные технологии, получили в опытных поверхностных установках и подземных ретортах около 80 тыс. т сланцевой смолы. Из этого количества более 20 тыс. т произведено корпорацией «Парахо» и 45 тыс. т — компанией «Оксидентл ойл шейл». «Парахо» осуществляет демонстрационную программу испытания различных технологий переработки в поверхностных вертикальных установках, «Оксидентл ойл шейл» провела восемь опытов переработки сланцев в подземных ретортах размерами от 2400 до 260 000 м³. В трех из них термическому разложению были подвергнуты по 300—350 тыс. т горючих сланцев.

К реализации в 1986—1990 гг. готовится более 20 крупных проектов по разным технологиям, из них больше половины в США (табл. 2). При реализации только объявленных проектов производство сланцевой смолы в 1990 г. может достичь 40—45 млн. т, из них в США 25—28 млн. т. А полная проектная мощность превышает 52 млн. т/год. Проекты внутрипластовой переработки обеспечивают производство лишь 17% от этого количества, или 9 млн. т/год, а остальные 83% приходятся на поверхностные установки с газовым (68%) и твердым (15%) теплоносителем.

В перспективе до 2000 г. возможны самые различные уровни производства сланцевой смолы: от минимального в 30—80 млн. т/год до экстремального в 200—250 млн. т/год — в зависимости от экономических условий и освоения технологий переработки. В максимальном варианте прогноза топливно-энергетического баланса США на 2000 г. искусственная нефть и газ, производимые из сланцев и угля, обеспечивают до 12% от общего потребления энергии [13].

Большими возможностями получения искусственной нефти из сланцев располагает Бразилия, ее запасы сланцев в нефтяном эквиваленте составляют более 120 млрд. т.

В Советском Союзе в Эстонской ССР на электростанциях сжигается 28 млн. т сланца в год, что высвобождает для других целей более 5 млн. т/год эквивалентной нефти. Кроме того, часть сланцев подвергается термической переработке по двум отечественным поверхностным процессам («Галотер» и «Кивитер»).

Сейчас в мире ежегодно производится около 1,0 млн. т искусственного жидкого топлива из горючих сланцев (сланцевой смолы), причем большая часть — в СССР [15].

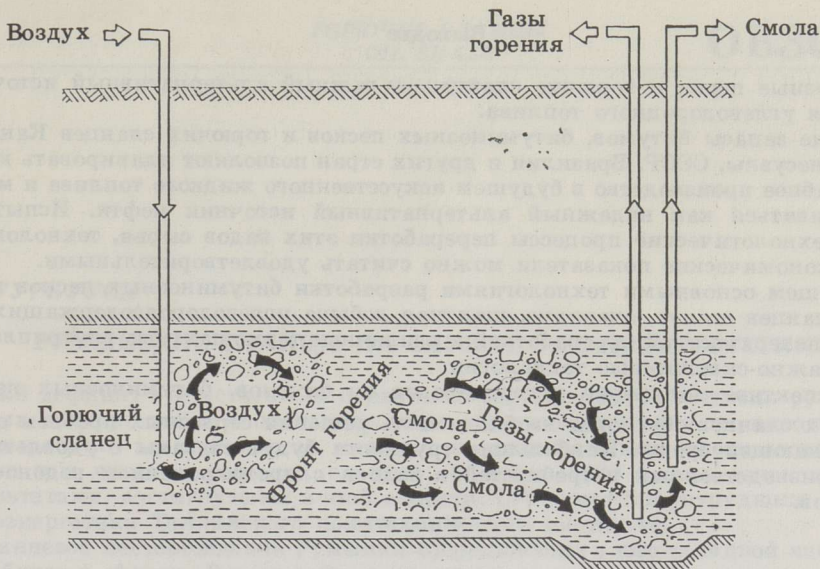


Рис. 7
Схема процесса внутрипластовой термической переработки сланцев («Геокинетикс»)

Таблица 2

Наиболее крупные проекты термической переработки сланцев

Проект (страна)	Процесс	Производство, млн. т/год
«Парашют Крик» (США)	«Юнион»	0,5 (1983) 5—7 (позже)
«Рио Бланко» (США)	«Оксидентл» и «Лурги»	2,5 (1991)
«Уайт Ривер» (США)	«Парахо» и «Супериор»	0,7 (1985) 5,0 (позже)
«Пасифик» (США)	«Супериор»	0,75 (1985) 2,5 (позже)
«Сэнд Уош» (США)	«Тоско»	2,5 (1988)
«Петробрас» (Бразилия)	«Петросикс»	2,5 (1988)
«Рандл» (Австралия)	«Супериор» и «Лурги»	3,0 (1990)
«Алексинач» (Югославия)	—	1,2

В зависимости от свойств сланцев и используемого процесса технологическая и экономическая эффективность извлечения углеводородов из горючих сланцев изменяется в очень широких пределах. Во всех прогнозах предполагается, что извлечение жидких углеводородов из сланцев составит с средним 5—10%. В опытных процессах эта величина изменяется от 3% (первые опыты использования внутрипластовой технологии «Оксидентл») до 15—18% (переработка обогащенных прибалтийских сланцев по технологии «Кивитер»).

Заметим, что при термической переработке сланцев в промышленных масштабах выход искусственного жидкого топлива не может превышать 50% от начального содержания керогена в залежах, а его стоимость колеблется от 40—50 до 200—220 долларов за 1 т [15].

Битуминозные пески и горючие сланцы — важный альтернативный источник получения углеводородного топлива.

Большие запасы битумов, битуминозных песков и горючих сланцев Канады, США, Венесуэлы, СССР, Бразилии и других стран позволяют планировать крупномасштабное производство в будущем искусственного жидкого топлива и могут рассматриваться как надежный альтернативный источник нефти. Испытаны многие технологические процессы переработки этих видов сырья, технологические и экономические показатели можно считать удовлетворительными.

В будущем основными технологиями разработки битуминозных песков и горючих сланцев станут, очевидно, шахтная добыча углеводородсодержащих пород с их поверхностной переработкой и различные термошахтные внутрипластовые дренажно-скважинные технологии.

В перспективе получение углеводородов из битумов, битуминозных песков и горючих сланцев обусловит необходимость решения серьезных проблем охраны окружающей среды. Наибольшие трудности будут связаны с удовлетворением производственных потребностей в воде и с предохранением водоносных горизонтов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мингареев Р. Ш., Тучков И. И. Эксплуатация месторождений битумов и горючих сланцев. М., 1980.
2. Эпик И. П. Проблемы термической переработки и использование горючих сланцев в энергетике. — Мат. Междунар. симпоз. «Значение новых и возобновляемых источников энергии в решении глобальных проблем энергетики», 20—24 апреля 1981 г., Голден, США.
3. Прогноз горючих сланцев Европейской части СССР. Таллин, 1977.
4. Кузнецов Д. Т. Горючие сланцы мира. М., 1980.
5. Максимов Ю. И. Проблемы и перспективы развития мировой энергетики. М., 1982.
6. Опыт разработки нефтяных месторождений шахтным способом. Тематические научно-технические обзоры. Серия — добыча. М., 1965, с. 65—72.
7. *Levi von Henri*. Die Produktionsgeschichte der Erdöllagerstätte von Pöchelbronn unter besonderer Berücksichtigung ihrer bergmännischen Abbaus. — Erdöl und Kohle, 1962, N 3, 169—176.
8. *Sandru L. et al.* Special paper SP-9 Increased Oil Recovery by Mining Methods. — 10th World Petroleum Congress. Bucharest, 1979.
9. Review of oil sands and heavy oil projects. — Oil Week, March 23, 1981, 32, N 7, 16, 18, 20, 22, 24, 26.
10. *Harding P.* Explotación de yacimientos petrolíferos mediante tuneles bajo el fondo del mar. — Petrogas, 1981, 7, N 81, 39—40, 42.
11. *Piper E. M.* State of art: oil-shale process technology. — 6th IIASA resources conf. «World oil-shale resources and their potential development», June 15—17, 1981.
12. *Mcdermott W. F.* Development of a commercial oil shale project. — Там же.
13. Exxon. The role of synthetic fuels in the United States energy future. — Там же.
14. Heavy oil technology developed. — Oil Week, August 13, 1979, 30, N 27, 22.
15. Эпик И. П. Современное состояние мировых ресурсов горючих сланцев и проекты их использования. — Изв. АН ЭССР. Геол., 1982, 31, № 2, 42—55.