

О.Е. Кочнева, А.А. Кочнев
O.E. Kochneva, A.A. Kochnev

Пермский национальный исследовательский политехнический университет
Perm National Research Polytechnic University

**ПЕРСПЕКТИВЫ ДАЛЬНЕЙШЕГО ОСВОЕНИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ
И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ В РОССИИ**

**PROSPECTS FOR FURTHER DEVELOPMENT
OF DEPOSITS OF HEAVY OIL AND NATURAL
BITUMEN IN RUSSIA**

Рассмотрены крупные месторождения тяжелой нефти в России, нефтегазоносные провинции, где располагаются крупные месторождения тяжелых нефтей и природных битумов. Описаны основные способы добычи и переработки тяжелых нефтей на месторождениях России, оценены качественные характеристики применяемых технологий.

The article provides information on major heavy oil fields in Russia are listed oil and gas provinces, where there are large deposits of heavy oil and natural bitumen. The basic methods of extraction and processing of heavy oil field in Russia, estimated the qualitative characteristics of the technologies used.

Ключевые слова: тяжелая нефть, природные битумы, освоение, перспективы, месторождения, залежи, провинции.

Keywords: heavy oil, natural bitumen, development, prospects, deposits, deposits province.

На протяжении более ста лет самым важным, необходимым и востребованным полезным ископаемым во всем мире является нефть. Нефть как источник восполнения минерально-сырьевой базы, как продукт, без которого невозможно представить такие отрасли промышленности, как химическая, топливно-энергетическая, пищевая, текстильная и др. Потребность в нефти с каждым годом возрастает, следовательно, должна увеличиваться и добыча. Однако на фоне возрастающих потребностей большое количество нефтяных месторождений в России характеризуется падением добычи, более того, пик добычи, по мнению многих экспертов, уже пройден. В этой связи все внимание нефтегазодобывающих компаний должно быть обращено на так называемые нетрадиционные источники углеводородов, на природные битумы и тяжелые нефти.

Природные битумы – это полезные ископаемые органического происхождения с первичной углеводородной основой, представляющие собой смесь углеводородов и их азотистых, кислородистых, сернистых, металлосодержащих компонентов и залегающие в недрах в твердом, вязком и вязкопластичном состоянии. Запасы природного битума в России оцениваются 30 млрд т, что во много раз превышает исчерпывающиеся запасы легких и средних нефтей. Битум рассматривается в качестве одного из главных источников восполнения запасов углеводородов. Таким же источником является тяжелая нефть [1].

За последние годы российские нефтегазовые компании ежегодно добывают около 500 млн т нефти (с газовым конденсатом). Лучшие запасы нефтяных месторождений вырабатываются опережающими темпами, их убыль не компенсируется приростом новых. Удельный вес месторождений высоковязких и трудноизвлекаемых нефтей неуклонно растет в структуре запасов Российской Федерации и уже преобладает в ряде регионов с падающей добычей.

В целом запасы тяжелых нефтей и природного битума в России оцениваются в 33 млрд т. На территории России основные ресурсы тяжелой нефти приурочены к трем нефтегазоносным провинциям: Волго-Уральской (ВУНГП), Западно-Сибирской (ЗСНГП) и Тимано-Печорской (ТПНГП). Явным лидером является Западная Сибирь. В настоящее время на территории Западно-Сибирской НГП разрабатывается примерно 25 % залежей тяжелых нефтей: на разрабатываемые залежи приходится 30 % извлекаемых запасов тяжелых нефтей провинции. Что касается Тимано-Печорской провинции, то здесь разрабатывается примерно четверть залежей: доля этих залежей в запасах тяжелых нефтей провинции превышает 50 %. На территории Волго-Уральской провинции в настоящее время разрабатывается около 40 % залежей тяжелых нефтей, на разрабатываемые залежи приходится до 90 % запасов тяжелой нефти провинции [2].

В пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции сосредоточено более 40 % запасов тяжелых нефтей России. Вместе с тем во многих месторождениях Западной-Сибири тяжелые нефти характеризуются низкими значениями вязкости. Среди месторождений высоковязких нефтей Западно-Сибирской НГП можно отметить Тазовское, Западно-Мессояхское, Новопортовское, Северо-Комсомольское. Залежи высоковязких нефтей приурочены к глубинам 800–1500 м. Нефти тяжелые и сверхтяжелые, плотностью до 1 г/см^3 , вязкость в пластовых условиях составляет 40–95 мПа·с (табл. 1).

Отдельного рассмотрения достойно уникальное Русское месторождение тяжелых нефтей, расположенное на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Геологические запасы этого крупнейшего месторождения тяжелых нефтей в России достигают 1,47 млрд т, месторождение находится в распределенном фонде, но темпы его освоения невелики. Залежи приурочены к терригенным отложениям верхних ярусов верхнего мела.

Таблица 1

Характеристики крупнейших залежей тяжелых высоковязких нефтей
Западно-Сибирской провинции, терригенный коллектор

Месторождение	Продуктивные отложения	Глубина залегания, м	Плотность, г/см ³	Содержание серы, %
Русское	K ₂	664	0,936	0,28
Северо-Комсомольское	K ₂	1056	0,940	0,71
Ван-Еганское	K ₂	893	0,954	0,98
Тазовское	K ₂	1076	0,938	0,19
Новопортовское	K ₂	900	0,911	0,14
Западно-Мессояхское	K ₂	834	0,953	0,25
Ван-Еганское	K ₂	1330	0,921	0,76

Волго-Уральская провинция, занимая лидирующие позиции в вопросах освоения ресурсов тяжелых нефтей, по степени изученности скоплений природных битумов, а также по технологической готовности к их разработке, по запасам находится лишь на втором месте среди нефтегазоносных провинций России. На территории ВУНГП находится более 500 месторождений с залежами тяжелой нефти (табл. 2), большая часть которых расположена в северных и центральных районах провинции. Извлекаемые запасы тяжелой нефти здесь превышают 660 млн т, при этом залежи с запасами более 1 млн т составляют лишь 7 % от общего числа залежей, обеспечивая вместе с тем более 60 % запасов тяжелой нефти провинции [3].

Таблица 2

Характеристика крупнейших залежей тяжелых нефтей
в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

Месторождение	Продуктивные отложения	Тип коллектора	Глубина залегания, м	Плотность, г/см ³	Содержание серы, %
1	2	3	4	5	6
Ромашкинское	C ₁	Карбонатный	750	0,910	2,9
Новоелховское	C ₂	Карбонатный	760	0,933	3,1
Новоелховское	C ₁	Карбонатный	1100	0,903	2,9
Новоелховское	C ₁	Терригенный	1090	0,905	3,0
Аканское	C ₂ -C ₃	Карбонатный	1036	0,937	3,9
Нурлантское	C ₁	Терригенный	1240	0,925	3,6
Степноозерское	C ₁	Терригенный	1345	0,926	4,9
Акусбаево-Мокшинское	C ₂	Карбонатный	927	0,924	3,67
Гремихинское	C ₂	Карбонатный	1110	0,921	2,2
Гремихинское	C ₂	Карбонатный	1150	0,986	2,0
Гремихинское	C ₁	Терригенный	1345	0,911	1,55

Окончание табл. 2

1	2	3	4	5	6
Чубайское	D ₃	Терригенный	2020	0,920	0,36
Чубайское	D ₃	Терригенный	2029	0,962	0,36
Мишкинское	C ₁	Терригенный	1425	0,905	3,23
Мишкинское	C ₁	Карбонатный	1490	0,922	3,47
Зимницкое	C ₁	Терригенный	1325	0,970	5,70

Наиболее крупные залежи тяжелых нефтей приурочены к терригенным и карбонатным отложениям нижнего и среднего карбона и к карбонатным отложениям верхнего девона. Подавляющее большинство залежей сосредоточено на глубинах от 700 до 1500 м.

На территории Республики Татарстан в опытно-промышленной разработке также находятся залежи высоковязких нефтей и природного битума, здесь вопрос добычи и переработки тяжелой нефти рассматривается на правительственном уровне, это самый перспективный регион в плане добычи и переработки битума. Местным правительством и компанией ОАО «Татнефть» была разработана программа по увеличению извлечения и дальнейшему использованию природных битумов до 2020 г. Большие скопления битумов имеются в целой группе месторождений: Ашальчинское (рис. 1), Мордово-Кармальское – большие мощности направлены именно на эти месторождения; Аксубаевское, Северо-Кармальское и др. Запасы (в данном случае правильнее сказать ресурсы) битумных нефтей оцениваются в 1,4 млрд т. Наряду с сотнями месторождений выявлено около 450 залежей, основная часть которых залегает на глубине 50–250 м. Основные характеристики месторождений: коллектор-песчаник слабосцементированный со средней проницаемостью 0,5 мкм, пористостью до 30,5 %; глубина залегания продуктивного пласта порядка 100 м; толщина пласта до 16 м; битумонасыщенность до 12 мас. % с понижением ее к подошве пласта; пластовая температура 7,5–8,0 °С; давление 0,4 МПа; вязкость битума до 15 тыс. мПа·с; плотность 960–980 кг/м; наличие в теле залежи водоносных пропластков и свободной воды в поровом пространстве, битумонасыщенные пласты подстилаются водоносными; практически отсутствует газ [4].

По разрезу пермских образований выделяется три нефтебитумоносных комплекса: 1) нижнепермский – карбонатный, 2) уфимский – терригенный, 3) казанский – карбонатно-терригенный. Коллекторами являются сильно выщелоченные, кавернозные, местами закарстованные доломиты и известняки сакмарского и в меньшей степени ассельского ярусов. Характерной особенностью залежей и месторождений природных битумов является то, что все они залегают в верхней части литосферы (глубина их размещения находится в интервале 0–380 м), в зоне воздействия гипергенных факторов.

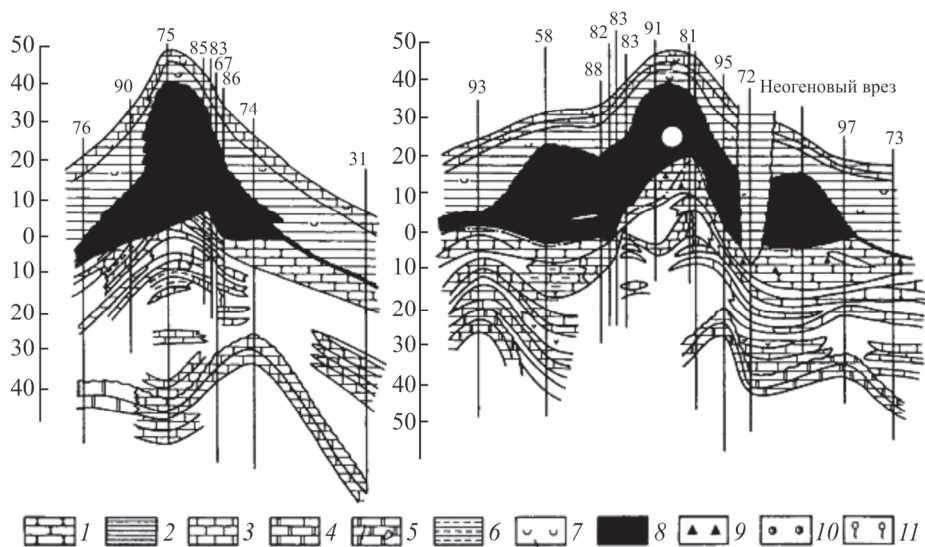


Рис. 1. Геологический разрез уфимских залежей битумов Ашалчинского месторождения: 1 – песчаник; 2 – глина; 3 – известняк; 4 – доломит; 5 – доломит кавернозный; 6 – алевролит; 7 – остатки фауны; 8 – породы с интенсивным битумонасыщением (продуктивный слой); 9 – различная степень насыщения; 10 – следы битума; 11 – водопроявления

Добыча тяжелой нефти в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции несоизмерима с ее долей в запасах и в настоящее время составляет менее 15 % суммарной добычи нефти в регионе. Всего на территории ТПНГП расположено около 40 месторождений тяжелой нефти (табл. 3), большая часть находится в пределах Хорейверской, Тиманской, Варандей-Адзвинской нефтегазоносной области. Примерно две трети запасов тяжелых нефтей провинции составляют сверхтяжелые нефти с плотностью выше $0,930 \text{ г/см}^3$, при этом на территории Республики Коми доля последних превышает 90 % [5].

Основная часть геологических запасов тяжелой нефти ТПНГП приурочена к значительным глубинам. Исключением является Ярегское месторождение, залежи которого расположены на глубинах 100–180 м, что позволяет эффективно использовать термошахтные методы добычи. Значительные запасы тяжелой нефти приурочены также к акваториальной части Тимано-Печорской провинции – к шельфу Печорского моря, на котором расположен целый ряд крупных месторождений (Приразломное, Долгинское, Медыньское-море).

Таким образом, основные ресурсы тяжелых нефтей и природного битума в России сосредоточены в пределах Западной Сибири и европейской части. И это крайне важно с той точки зрения, что, к примеру, основные месторождения обычной, легкой нефти в Волго-Уральской НГП быстрыми темпами истощаются, и именно вовлечение в добычу тяжелых нефтей должно восполнить сокращающуюся минерально-сырьевую базу региона.

Таблица 3

Характеристика крупнейших залежей тяжелой нефти
в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Месторождение	Продуктивные отложения	Тип коллектора	Глубина залегания, м	Плотность, г/см ³	Содержание серы, %
Усинское	P ₁ + C	Карбонатный	1260	0,962	2,5
Ярегское	D _{2gv}	Терригенный	130	0,945	1,9
Ярегское	D _{2gv} -D _{3f}	Терригенный	133	0,945	1,11
Ярегское	D _{2gv} -D _{3f}	Терригенный	175	0,945	1,1
Среднемакарихинское	S _{1v}	Карбонатный	1796	0,913	2,44
Наульское	T ₂	Терригенный	850	0,974	2,78
Наульское	T ₂₊₁	Терригенный	950	0,994	3,41
Наульское	T ₁ + P ₂	Терригенный	1180	0,942	2,15
Торавейское	T ₂	Терригенный	970	0,948	2,35
Торавейское	T ₁ + T ₂	Терригенный	1075	0,961	2,28
Торавейское	P ₁	Карбонатный	1515	0,902	2,05
Варандейское	T ₁ + T ₂	Терригенный	1290	0,947	2,48
Варандейское	T ₁	Терригенный	1440	0,945	2,43
Варандейское	P ₁	Карбонатный	1625	0,901	2,0
Лабганское	P _{1ar}	Карбонатный	1400	0,943	2,35
Западно-Леккейгинское	C _{1t}	Карбонатный	1364	0,952	1,97
Тобойско-Мядсейское	D _{3fm}	Карбонатный	2750	0,920	2,5
Южно-Торавейское	T ₁₊₂	Терригенный	1060	0,967	2,53

Существуют различные способы разработки залежей тяжелых нефтей и природных битумов, которые различаются технологическими и экономическими характеристиками. Применимость той или иной технологии разработки обуславливается геологическим строением и условиями залегания пластов, физико-химическими свойствами пластового флюида, состоянием и запасами углеводородного сырья и т.д. Условно их можно подразделить на три неравноценные по объему внедрения группы: 1) карьерный и шахтный способы разработки, 2) «холодные» способы добычи, 3) тепловые методы добычи.

Из первой группы методов на территории России используется шахтный способ разработки (шахтно-скважинный). Он применяется на уникальном Ярегском месторождении. Шахтно-скважинный метод разработки эффективен на глубине до 400 м, имеет низкий коэффициент нефтеотдачи и требует большого количества бурения по пустым породам. Для повышения темпов добычи тяжелых нефтей и природных битумов и обеспечения полноты выработки запасов в шахтно-скважинном способе разработки используют паротепловое воздействие на пласт. Так называемый термошахтный метод применим на глубинах до

800 м, имеет высокий коэффициент нефтеизвлечения (до 50 %), однако более сложен в управлении, чем шахтный и шахтно-скважинный методы [6, 7].

Разработка Ярегского месторождения подразделена на три этапа: 1) опытный при эксплуатации скважин с поверхности, 2) шахтный способ разработки, 3) шахтный способ с применением теплового воздействия на пласт. Системы, внедренные на месторождении, заключались в том, что: а) залежь дренировали весьма плотной сеткой вертикальных и слегка наклонных скважин (глубиной до 50 м), пробуренных из горной выработки вышележащего туффитового горизонта, находящейся выше продуктивного пласта на 25 м; б) в верхней части пласта располагали галереи и разбуривали шестигранники (площадью 8–13 га) в подстилающем горизонте пологими скважинами длиной до 200 м, которые отходили от шестигранников, как спицы колеса от оси. Такая двойная система скважин позволила увеличить коэффициент нефтеотдачи на 50 %.

Технологии «холодных» методов добычи тяжелых нефтей в России еще только осваиваются, и в основном российские нефтяные компании заимствуют эти технологии у своих зарубежных коллег (Канада, Венесуэла). В числе «холодных» способов добычи тяжелых нефтей и битумов с использованием растворителей следует указать так называемый VAPEX-метод – закачку растворителя в пласт в режиме гравитационного дренажа. Этот способ воздействия предполагает использование пары горизонтальных скважин. За счет закачки растворителя в верхнюю из них создается камера-растворитель (углеводородные растворители, в том числе этан или пропан). Нефть разжижается за счет диффузии в нее растворителя и стекает по границам камеры к добывающей скважине под действием гравитационных сил [8].

И наконец, опишем технологию теплового воздействия на пласт. Эта технология, пусть и не в таком совершенном виде, как в передовых битумодобывающих странах, наиболее распространена на территории России, в особенности в Республике Татарстан. Технологии добычи и разработки природных битумов в России заимствованы у канадских коллег: это термоциклическое воздействие на битумонасыщенный пласт воздухом, паром и парагазом, площадная закачка пара, парагаза и воздуха, изменение фильтрационных потоков, извлечение битумов методом низкотемпературного окисления.

Другой метод заключается в иницировании внутрипластового горения термогазовым генератором, высокочастотным электромагнитным полем, с помощью пара или электронагревательной установкой. В большинстве случаев пробуриваются две горизонтальные скважины (на расстоянии 5–10 м друг от друга), верхнюю нагнетается пар, который поднимается вверх, образуя паровую камеру. Разогретая водяным паром, битумная нефть вместе с конденсатом стекает в нижнюю скважину, из которой она добывается на поверхность. Внедрение этой технологии показало перспективность работ – горизонтальные скважины дают до 20 т нефти в сутки (при среднем дебите обычной нефти 4 т/сут), что в 8–10 раз больше, чем из вертикальных скважин. В 2010 г. на

Ашальчинском месторождении пробурено 15 горизонтальных скважин, в том числе 7 парных. В целом с начала освоения опытного участка Ашальчей добыто более 65,3 тыс. т нефти. Суммарный дебит по участку превысил 100 т нефти. Запланировано расширение участка работ на всем Ашальчинском месторождении – планируется пробурить 29 пар горизонтальных скважин, 39 одиночных горизонтальных скважин и 69 вертикальных скважин.

Российские нефтяные компании в последние годы стали тесно сотрудничать с иностранными коллегами, прежде всего канадскими, в плане заимствования и приобретения у последних совершенных и инновационных технологий по добыче и разработке природного битума и тяжелой нефти, с внедрением канадских технологий коэффициенты нефтеотдачи повысились в десятки раз. В то же время в Республике Татарстан ведутся исследования по разработке собственных, новых методов добычи высоковязкой нефти, ничем не уступающих зарубежным аналогам.

Рентабельная разработка месторождений тяжелой нефти в современных условиях напрямую зависит от наличия достаточных мощностей по переработке сырья. Как таковые тяжелые нефти и природные битумы не являются товарным продуктом, каким является обычная нефть, поэтому на перерабатывающих заводах России создаются и совершенствуются технологии по получению из тяжелых нефтей так называемой синтетической или полусинтетической нефти товарного качества [9].

Практически все заводы по переработке битумов в синтетическую нефть базируются на комбинировании известных, традиционных для нефтеперерабатывающих заводов технологиях переработки нефтяных остатков: коксование, гидрокрекинг, гидроочистка, извлечение серы, производство водорода. В последние годы появились и новые варианты схем переработки на основе процессов висбрекинга, деасфальтизации, гидрокрекинга остатков, гидроочистки газойлей и газификации тяжелого нефтяного сырья.

Сверхтяжелая нефть с разбавителем поступает на атмосферную перегонку, после чего возвращается к установке добычи нефти для повторного использования в качестве разбавителя. Недистиллируемый остаток (мазут) направляется на вакуумную перегонку, откуда гудрон направляется в зависимости от технологических целей на какой-либо из вторичных процессов или их комбинацию, с целью максимального использования углеводородного потенциала и вывода остаточной части в виде концентрата углерода. Чаще всего для этих целей применяется процесс замедленного коксования тяжелой части нефти.

Для России на сегодняшний момент необходимо рассматривать процессы переработки с малой капиталоемкостью. При выборе вторичного процесса возьмем за базовый критерий оценки эффективности процесса возможность производства востребованного и качественного остаточного продукта. Особенно востребованным для России, несомненно, является высококачественный дорожный битум. Среди «битумных» технологических процессов, пригодных к переработ-

ке тяжелых нефтей, можно рассматривать вакуумную перегонку мазута, деасфальтизацию гудрона, висбрекинг мазута. Висбрекинг используют для снижения вязкости гудронов и, самое главное, для углубления переработки нефти. Основное достоинство всех процессов состоит в том, что они предназначены для глубокой переработки тяжелых нефтяных остатков с целью увеличения выхода дистиллятных фракций на 40–60 %. Эти процессы применимы и для глубокой переработки тяжелых нефтей, с целью перевода тяжелых углеводородов в светлые бензино-дизельные дистиллятные фракции. В указанных процессах висбрекинга отмечена возможность производства дорожных битумов.

Среди отечественных разработок заслуживает внимание процесс «Висбрекинг-Термакат» (рис. 2), обеспечивающий максимальную конверсию мазута в бензино-дизельные фракции. В технологии «Висбрекинг-Термакат» разработчики вышли на управление процессом термополиконденсации, что позволяет получать в остатке высококачественные дорожные битумы с заданными свойствами. В зависимости от исходного содержания асфальтенов в нефти выход битумов может колебаться от 15 до 40 %, при этом выход бензино-дизельных фракций, квалифицируемых как синтетическая нефть (СН) плотностью менее 860 кг/м^3 , составляет 55–80 %. При отсутствии потребности в битумах производится котельное топливо и СН, а при их смешении – полусинтетическая нефть с плотностью менее 895 кг/м^3 .

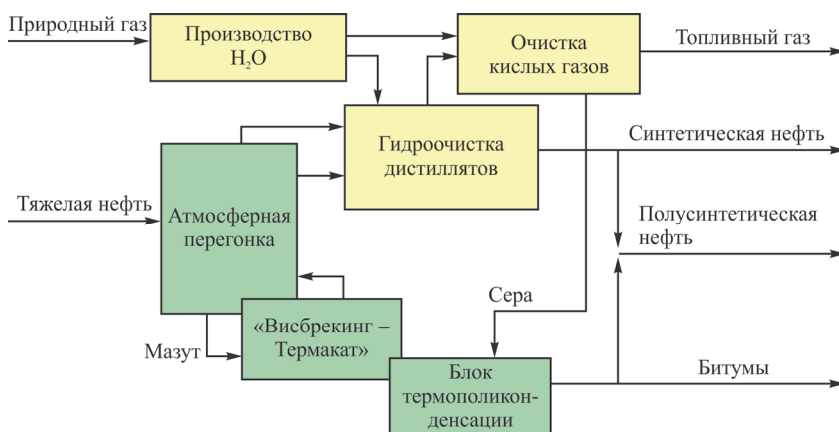


Рис. 2. Блок-схема производства синтетической нефти

В результате промышленной переработки тяжелых нефтей могут быть получены высоколиквидные и весьма востребованные нефтепродукты, такие как высококачественные дорожные битумы, тяжелые котельные топлива и легкие маловязкие (синтетические) нефти, а при комплексной переработке можно получить ванадий, никель, металлококс, металлопорфирины, серу и множество других попутных компонентов, содержащихся в тяжелых нефтях и природных битумах.

В настоящее время промышленное освоение месторождений природных битумов и тяжелых нефтей на территории России представляет интерес как для государства, так и для частных инвесторов. Государство заинтересовано в расширении сырьевой базы углеводородов (УВ), но добыча и переработка тяжелых нефтей обходится дороже добычи и переработки обычной нефти. Несмотря на то что с 2007 г. государство предоставляет налоговые льготы по освоению месторождений тяжелых нефтей, их промышленное освоение идет медленными темпами.

Основные затраты на стадии добычи сводятся ко внедрению современных зарубежных технологий и многочисленным издержкам их использования. Дабы избежать этих колоссальных издержек, российским компаниям целесообразно вести работу по развитию собственных технологий добычи. А что может явиться толчком для усовершенствования имеющейся техники? Рост мировых цен на нефть (до середины 2009 г.) способствовал развитию технологий добычи, транспортировки и переработки тяжелых высоковязких нефтей. Спад производства, финансовый кризис и падение цен на энергоносители ведет к сокращению проектов в данной сфере. В то же время исследования экспертов доказывают, что высокие цены на энергоносители не являются единственным фактором успешности при освоении месторождений тяжелых нефтей.

Достижение рентабельности освоения месторождений в большей степени зависит не столько от высоких цен на УВ (хотя никто не станет оспаривать, что это положительный фактор), сколько от внедрения рациональных технологий, лежащих в основе их разработки. Процессы освоения тяжелых нефтей являются энергоемкими, поэтому рост цен на энергоносители неизбежно ведет к росту эксплуатационных затрат. Снижение эксплуатационных затрат достигается за счет применения эффективных комплексных технологий.

В условиях рыночной экономики, естественно, что высокая рентабельность будет обеспечена лишь в том случае, если получаемое из тяжелой нефти сырье и продукты переработки будут востребованы на рынке, их количество, качество и цены будут удовлетворять потенциальных потребителей в той же мере, что и параметры продуктов переработки обычной нефти [6].

Приведем небольшой пример. По мнению большинства специалистов, добыча битума в Татарстане сформирует положительную ценовую обстановку в ближайшие годы. Так, директор Татарского научно-исследовательского и проектного института (ТатНИПИнефть) Равиль Ибатуллин отмечает, что при переработке добытой на территории республики битуминозной нефти большой упор делается на нефтехимию, в которой «появляются новые, альтернативные пределы рентабельности». И это действительно так: доказательство тому – факт, что сера, которая, казалось бы, ухудшает качество нефтей и которой в природных битумах имеется в достаточном количестве, в период экономического кризиса 2008–2009 гг. на мировых рынках стоила гораздо дороже, чем сама нефть. С учетом положительной динамики добычи тяжелой

нефти в Татарстане, наличием налоговых льгот (с 2012 г. к отмене налога на добычу полезных ископаемых прибавилось снижение экспортной пошлины на 10 %) ожидается улучшение технико-экономических показателей проекта «По увеличению извлечения и дальнейшему использованию природных битумов до 2020 г.». Сегодня себестоимость добычи 1 т тяжелой нефти по разным источникам составляет 9–11 тыс. руб., в то время как в начале промышленной добычи себестоимость оценивалась в 49 тыс. руб.

Повышение рентабельности освоения и использования ресурсов тяжелой нефти и природного битума достигается за счет суммарного экономического эффекта:

- от повышения степени извлечения тяжелой нефти и природных битумов из недр;
- увеличения глубины переработки тяжелых нефтей и природных битумов;
- извлечения металлов и других ценных попутных компонентов;
- снижения затрат на подготовку и транспортировку тяжелых нефтей и природных битумов;
- предотвращения части затрат на охрану окружающей среды в результате сокращения вредных выбросов;
- рационализации структуры предприятия.

И вновь затрагивая тему господдержки, необходимо обозначить следующий момент. При обосновании налоговых льгот, предоставляемых владельцам месторождений битума, были подсчитаны доходы будущих периодов и выгода от того, что деньги идут на развитие перспективных новых производств, в которых заняты тысячи людей. Учитывая падение добычи легких и средних нефтей, правительство России неизбежно бы столкнулось с проблемой трудоустройства высвобождаемого персонала и выплатой пособий по безработице. Таким образом, говоря уже о будущем битумов, подчеркнем – развитие добычи природных битумов позволит решить не только энергетические, но и экономические, а также социальные проблемы государства.

Тяжелые нефти, несомненно, уже сейчас обращают на себя внимание российских нефтегазодобывающих компаний. Эпоха легкой нефти приближается к концу, а потребность в энергоресурсах с каждым годом только возрастает, быстрыми темпами истощаются запасы бывших «гигантов», в этой связи достаточно рациональным и правильным решением могут быть масштабные исследования местоскоплений тяжелой нефти, как альтернативного источника восполнения минерально-сырьевой базы страны, и не только исследования, но и постепенное вовлечение месторождений в промышленную разработку и переработку добываемого сырья.

Таким образом, освоение месторождений тяжелых нефтей и их дальнейшая комплексная переработка весьма перспективны в России, но следует отметить, что все-таки легкой, обычной нефти в нашей стране, по прогнозам экспертов, «хватит» еще на ближайшие 20–30 лет, поэтому совершенно очевидно, что в эти

20–30 лет ажиотажа вокруг тяжелых нефтей не будет, но немаловажно уже сейчас проводить исследовательские работы в этой области, искать рациональные решения, проектировать собственные новые технологии.

Список литературы

1. Данилова Е.А. Тяжелые нефти России // The Chemical Journal. – 2008. – № 12. – С. 34–37.
2. Искрицкая Н.И. Экономические показатели освоения месторождений природных битумов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – № 3. – С. 57–59.
3. Искрицкая Н.И. Экономическая эффективность инноваций ВНИГРИ при освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2006. – № 1. – С. 45–48.
4. Николин И.В. Методы разработки тяжелых нефтей и природных битумов // Наука – фундамент решения технологических проблем развития России. – 2007. – № 2. – С. 31–34.
5. Макаревич В.Н., Искрицкая Н.И., Богословский С.А. Ресурсный потенциал месторождений тяжелых нефтей европейской части Российской Федерации // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7, № 5. – С. 27–32.
6. Чернышева Е.А. Проблемы и пути развития глубокой переработки нефти в России // Бурение и нефть. – 2011. – № 3. – С. 11–14.
7. Щепалов А.А. Тяжелые нефти, газовые гидраты и другие перспективные источники углеводородного сырья: учеб.-метод. пособие / Нижегород. гос. ун-т. – Нижний Новгород, 2012. – 93 с.
8. Суханов А.А., Петрова Ю.Э. Ресурсная база попутных компонентов тяжелых нефтей России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – № 3. – С. 18–21.
9. Яценко И.Г. Ресурсы тяжелых нефтей мира и сравнительный анализ их физико-химических свойств // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – № 5 (23). – С. 47–53.

Получено 30.06.2014

Кочнева Ольга Евгеньевна – кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ПНИПУ, ГНФ, международный преподаватель инженерного вуза ING-PAED IGIP, e-mail: kochnevae@mail.ru.

Кочнев Александр Александрович – студент, ПНИПУ, ГНФ, гр. ГНГ-12-2, e-mail: sashakoch1@rambler.ru.