

России, где применяется шахтный способ разработки тяжелой нефти.

Главный на сегодня нефтедобывающий район сформировался на базе Усинского, Возейского и ряда смежных месторождений севера Республики Коми, которые отличаются наибольшим разнообразием геологического строения, максимальным стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности, широким распространением сложно построенных ловушек неструктурного типа.

В резерве нефтедобывающих предприятий Республики Коми находится ряд достаточно крупных нефтяных месторождений: Сандивейское (20,5 млн т), Среднемакарихинское (20,2 млн т), Южно-Лыжское (15 млн т) и др. Перспективные и прогнозны ресурсы нефти превышают 1 млрд т, но структура ресурсов ожидается более сложной по сравнению с запасами открытых месторождений вследствие уменьшения вероятности крупных открытий, роста глубин, увеличения доли неструктурных ловушек.

Пенецкий автономный округ характеризуется существенно меньшей степенью промышленной освоенности. Из 73 нефтяных месторождений разрабатываются лишь два (Хярьягинское и Ардалинское) при 15 подготовленных к разработке и 55 разведываемых. За время разработки (с 1988 г.) из этих двух месторождений добыто 9 млн т. Среди неразрабатываемых имеются крупные месторождения с запасами 50-90 млн т (Южно-Хыльчуйское, им. Романа Трбса и др.). Крупный резервный район нефтедобычи сформирован на северо-востоке Пенецкого автономного округа в пределах Варандей-Адзвинской структурной зоны (Варандейское, Торавейское, Лабоганское и др.). Для них характерны блоковые структуры, широкое распространение тектонически и стратиграфически экранированных залежей. В триасовом комплексе этой зоны развиты тяжелые и очень тяжелые нефти.

С сырьевой базой Европейского Севера тесно связаны проблемы разведки и освоения нефти в прибрежной части Баренцева моря. Здесь открыты крупное Приразломное и среднее по запасам Северо-Гуляевское месторождения, которые по положе-

нию в разрезе и структурным особенностям близки к месторождениям, открытым на суше. Осложняющим фактором является повышенная сернистость нефтей и газов (до 8,5-13,0 %). На Приразломном месторождении в настоящее время продолжают работы по разведке и освоению с участием иностранных фирм. В этом же районе имеются подготовленные, но еще не введенные в бурение объекты (Южно- и Северодолгинская, Полярная структуры и др.). В качестве первоочередного направления работ рассматриваются пермско-каменноугольные отложения [39].

Северо-Западный район

Выделяется в составе Калининградской области и прилегающего шельфа Балтийского моря, имеющих общую перспективную на нефть площадь 26 тыс. км². Нефтепоисковые работы ведутся с 1953 г. (в море с 1982 г.). К настоящему времени открыто 18 небольших месторождений с общими начальными запасами нефти около 40 млн т. Большинство из них (13) введено в разработку и выработано в среднем на 75 %. Морские месторождения (Кравцовское и Калининградское) находятся в многолетней консервации, хотя и содержат половину разведанных запасов нефти Калининградской области.

Перспективы расширения сырьевой базы в целом ограниченные.

Центральный район

Центральный район (Ивановская, Костромская, Ярославская и смежные с ними области) хорошо известен в геологической литературе как Московская впадина, которая является одной из крупных структур Восточно-Европейской платформы. Ввиду непосредственной близости к Урало-Поволжью этот район уже давно привлекает внимание геологов-нефтяников; с 50-х гг. ведутся (хотя и с перерывами) специальные нефтепоисковые работы, включая бурение глубоких скважин. На отдельных разведочных площадях (Галичской и др.) были получены прямые проявления нефти, что, однако, недостаточно для однозначной оценки перспектив на открытие промышленных месторождений. Количес-

внешняя оценка ресурсов нефти дана в небольшом объеме по наименее достоверной категории Д₂.

Волго-Вятский район

Включает территорию Республик Марий Эл, Мордовия, Чувашия, Кировской и Нижегородской областей. Этот район непосредственно примыкает и частично (Кировская область) входит в Волго-Уральскую нефтегазопосную провинцию и рассматривается как перспективный для поисков нефтяных месторождений, хотя прогноз ресурсов нефти невысокий и в основном дается по наименее достоверной категории Д₂. В Кировской области открыты два месторождения (Золотаревское, Ильинское), законсервированные в связи с небольшими запасами и усложненным составом нефтей.

Уральский и Поволжский районы

Эти районы, объединяющие ряд республик и областей Приуралья, Среднего и Нижнего Поволжья (см. табл. 6), составляют второй по значению (после Западной Сибири) крупнейший нефтедобывающий центр России, известный как Урало-Поволжье или Второе Баку. Геолого-разведочные работы нефтяного профиля здесь ведутся свыше 60 лет после получения в 1929 г. первого притока нефти вблизи Чусовых Городков (Пермская область) и открытия в 1932 г. Ишимбаевского нефтяного месторождения. Начиная с этого времени в Урало-Поволжье открыто около 1000 нефтяных месторождений и добыто 6,1 млрд т нефти, т.е. 44 % накопленной добычи нефти в России. Пик добычи (225 млн т) приходится на 1975 г., после чего динамика добычи нефти в Урало-Поволжье приобрела характер устойчивого спада, составив 79 млн т в 1994 г.

Урало-Поволжье как геологическая структура занимает восточную часть Восточно-Европейской древней платформы, включая Волго-Уральскую антеклизу и Предуральский краевой прогиб, а также прилегающие бортовые зоны Прикаспийской впадины. По нефтегазогеологическому районированию это соответствует Волго-

Уральской и частично Прикаспийской нефтегазопосными провинциями (см. рис. 1).

Нефтяные месторождения Урало-Поволжья имеют относительно узкий стратиграфический диапазон распространения в девонских, каменноугольных и пермских отложениях, причем последний комплекс по суммарным разведанным запасам нефти имеет подчиненное значение. Месторождения связаны с антиклинальными поднятиями, эрозионными массивами, структурами тектонического экранирования, рифами и т.д. В ряде районов (Верхнекамская, Мелекесская впадины и др.) отмечается региональное распространение тяжелых и высокосернистых нефтей.

Для Урало-Поволжья характерно наличие большой группы крупнейших нефтяных месторождений, включая Ромашкинское, Арланское, Туймазинское, Мухановское, Шкаповское, Кулеповское, Батырбайское и др. В течение длительного времени начиная с 40-50-х гг. они интенсивно отрабатываются с высокой эффективностью. В последние годы геолого-разведочные работы обеспечивают открытие лишь мелких, реже средних по запасам месторождений.

Республики Татарстан и Башкортостан являются центрами нефтяной промышленности Урало-Поволжья, на долю которых приходится 65 % добычи нефти. Для обеих республик характерны высокая степень освоения месторождений и общий остаточный характер сохраняющихся запасов и ресурсов.

В Татарстане в разработку вовлечено 87 % разведанных запасов при средней выработанности открытых месторождений на 67 %, в том числе по крупнейшим Ромашкинскому, Ново-Елховскому и Бавлинскому на 73-85 %. Уже длительное время подготовка запасов нефти осуществляется за счет мелких месторождений и нефтей ухудшенного качества. Более 30 % запасов представлено высоковязкими нефтями, 10 % находятся в малопроницаемых коллекторах. Важнейшее значение придается доразведке разрабатываемых месторождений и совершенствованию методов разработки с применением дорогостоящих третичных методов (полимерное заводнение, закачка

эфира и др.). Незразведанные ресурсы нефти в Татарстане оцениваются в 500 млн т, некоторые перспективы связываются с малоизученными западными ее районами.

В Башкортостане разрабатываются 146 из 158 открытых месторождений, включающих 98,4 % разведанных запасов нефти. Средняя выработанность начальных запасов месторождений составляет 78 %, в том числе по крупнейшим Арланскому, Туймазинскому и Шкаповскому 79-95 %. Обводненность основных месторождений достигла 80-98 %. Незразведанные ресурсы нефти в республике оцениваются в 385 млн т и связываются преимущественно с Предуральским прогибом и структурами Западного Урала [9].

Самарская область - одна из наиболее разбуренных глубокими скважинами частей Урало-Поволжья. К 1995 г. объем буровых работ здесь достиг 9,2 млн м, что составляет в среднем 172 м/км² перспективной территории. При такой изученности потенциал нефтеносности Самарской области реализован почти на 80 %, сохраняя лишь перспективы небольших открытий. В разработку вовлечено 101 из 145 месторождений, в них заключено 92,7 % разведанных запасов нефти. Начальные запасы месторождений выработаны в среднем на 77 %, в том числе по важнейшим в области Мухановскому и Кулешовскому на 85-89 %.

Пермская и Оренбургская области также относятся к "старым" нефтедобывающим районам Урало-Поволжья, но отличаются от рассмотренных выше более благоприятными показателями сырьевой базы. Прежде всего это относится к Оренбургской области, где запасы открытых месторождений превышают существующий уровень добычи нефти почти в 60 раз, а перспективные и прогнозные ресурсы нефти наиболее значительны в Урало-Поволжье.

К настоящему времени в Оренбургской области открыто 178 нефтяных месторождений, из которых 82 разрабатываются; доля последних в объеме текущих запасов нефти 75 %. Выработанность начальных запасов открытых месторождений составляет 37 %, по отдельным месторождениям она достигает 73 % (Бобровское) и

68 % (Покровское). В то же время наиболее крупная в области залежь нефти в нефтяной оторочке Оренбургского газоконденсатного месторождения (запасы 85 млн т) находится только в начальной стадии освоения, хотя имеет высокую конкурентоспособность по отношению к другим нефтяным месторождениям Оренбургской области [1].

Перспективы подготовки дополнительных запасов нефти связываются преимущественно с южными территориями Оренбургской области в Бузулукской впадине, на склонах Соль-Илецкого выступа и особенно в бортовой и внутренней зонах Прикаспийской впадины, где возможно открытие даже крупных нефтяных месторождений. Остаются нераскрытыми перспективы южной части Предуральского прогиба. Приоритетный характер имеют районы, относимые к Прикаспийской впадине, вследствие близости к крупнейшему Карачаганакскому нефтегазоконденсатному месторождению, открытому в Казахстане в сходных геологических условиях, однако реализация этих перспектив сдерживается трудностями картирования и опробования структур подсолевого комплекса при глубинах залегания до 6-7 км.

В Пермской области открыто 163 нефтяных месторождения, из которых 98 разрабатываются. Большая группа месторождений (41) находится в длительной консервации по экономическим причинам. В разрабатываемых месторождениях сосредоточено 92 % разведанных запасов. Средняя по области выработанность запасов составляет 50 %, в том числе по основным месторождениям, %: Ярино-Каменноложскому - 90, Павловскому - 37, Батырбайскому - 58, Осинскому - 52. Структура запасов нефти в целом сложная из-за большой доли тяжелых нефтей (58 %) с преобладанием среди них средне- и высокосернистых. Прогнозные ресурсы нефти в области (360 млн т) позволяют развивать геолого-разведочные работы, но сложны для реализации. Весьма интересным является изучение вдоль западной границы Урала поднадвиговых структур, которые эффективно используются в последние годы во многих районах мира. На это же ориентируются

геолого-разведочные работы и в Свердловской области, являющейся наименее изученной частью Урало-Поволжья.

Перечень основных нефтедобывающих центров Урало-Поволжья завершает Республика Удмуртия, которая стала осваиваться значительно позже всех рассмотренных выше, вследствие чего выработанность запасов открытых нефтяных месторождений является наименьшей (30 %). Разрабатываются 23 из 67 месторождений, в том числе все крупные (Чутырско-Киенгонское, Мишкинское и Ельниковское). Относительно низкий темп освоения запасов нефти в республике во многом объясняется сложностью структуры запасов, где преобладают тяжелые нефти (83 %), многие из них приурочены к малопроницаемым коллекторам, требующим дорогостоящих технологий разработки (28 %).

Остальные районы играют резко подчиненную роль в запасах (5 %) и добыче (3 %) нефти Урало-Поволжья, что связано с отсутствием крупных высококачественных месторождений. Так, в Ульяновской области открыто 41 нефтяное месторождение, но их общие запасы составляют лишь 31 млн т, причем они представлены тяжелыми и высоковязкими нефтями. Начиная с 1976 г. добыча была организована на 20 месторождениях, но за все годы удалось добыть лишь 0,8 млн т нефти.

Для Саратовской и Волгоградской областей характерны трудности "старых" районов, обусловленные физическим истощением основных запасов. В Саратовской области в разработку вовлечено 92 % разведанных запасов, в Волгоградской - 94 %. Выработанность начальных запасов открытых месторождений составляет соответственно 62 и 78 %, в том числе по наиболее крупным Соколовогорскому, Коробковскому, Жирновскому и Бахметьевскому от 90 до 97 %. В то же время имеются объективные геологические предпосылки для развития сырьевой базы за счет рифтовых массивов, тектонически и литологически ограниченных ловушек и других нетрадиционных геологических объектов. Значительные перспективы связаны с изучением западной прибортовой зоны Прикаспийской впадины, что, однако, является очень

сложной методической и технической задачей ввиду глубокого (5-7 км) залегания перспективных подсоловых отложений и высокой зараженности разреза высокотоксичными кислыми газами.

Обособленное положение в Поволжском районе занимает Республика Калмыкия, которая принадлежит нескольким нефтегазоносным провинциям: Волго-Уральской, Прикаспийской, Северокавказской, Днепровско-Припятской. За годы проведения геолого-разведочных работ (с 1951 г.) в республике открыто 28 и разрабатывается 20 нефтяных месторождений, но объемы подготовленных запасов и добычи нефти небольшие. Сложность геологического строения затрудняет отработку реальной модели глубинного строения и оценку прогнозных ресурсов нефти. К началу 1995 г. добыча нефти из недр республики составила 11 млн т.

Северокавказский район

Это старейший и наиболее разведанный нефтяной район России. Поиски, разведка и разработка нефтяных месторождений ведутся в Краснодарском крае с 1864 г., в Ставропольском крае - с 1946 г. За столь длительный период геологического изучения и промышленного освоения на Северном Кавказе открыто 191 нефтяное месторождение и добыто 823 млн т нефти. Объем глубокого разведочного бурения за все годы составил почти 26 млн м, или в среднем 131 м/км² перспективной территории, в то время как в целом по России этот показатель составляет 14 м/км². В Республике Чечня средняя плотность разведочного бурения достигла 355 м/км² и является наибольшей среди всех нефтегазоносных районов страны. Северный Кавказ уже давно прошел пик развития добычи нефти и практически не имеет реальных геологических перспектив для оптимального воспроизводства сырьевой базы и предотвращения дальнейшего спада добычи нефти. Основные месторождения находятся в поздней стадии разработки, сильно выработаны и обводнены.

Северокавказский район почти целиком принадлежит Скифской молодой платформе и соответствующей ей Северокав-

казской нефтегазоносной провинции, где поиски, разведка и разработка нефтяных месторождений ориентированы на изучение терригенных и карбонатных отложений в возрастном диапазоне от неогена до триаса и палеозоя. Около 45 % начальных запасов нефти Северного Кавказа связано с меловыми отложениями. Имеются различия в состоянии разведанности и величине остаточных ресурсов нефти в отдельных административно-территориальных районах.

Краснодарский край сохраняет ведущее положение в добыче нефти на Северном Кавказе, хотя и имеет все признаки "старого" района: высокая выработанность и падающий режим разработки почти всех месторождений, невелики остаточные неразведанные ресурсы. Из 75 месторождений в разработку вовлечены 65, в них заключено 92,5 % разведанных запасов нефти в крае. Наиболее крупное Анастасиевско-Троицкое месторождение выработано на 85 %. Прогнозные ресурсы нефти оценены в 113 млн т и не позволяют рассчитывать на существенное обеспечение добычи запасами.

Аналогичная ситуация в нефтедобывающей промышленности Республики Чечня, включая смежные с ней территории Ингушетии, Кабардино-Балкарии, Северной Осетии. Добыча нефти здесь ведется на 24 из 29 месторождений. Начальные запасы выработаны в среднем на 89 %, в том числе по Старогрозненскому месторождению на 94 %, Малгобек-Горскому на 97 %, Октябрьскому на 95 %. Прогнозные остаточные ресурсы нефти составляют менее 100 млн т и наполовину связаны с отложениями на глубине свыше 5 км. В то же время прогноз нефтеносности уточняется по мере развития геолого-разведочных работ. В 1994 г. впервые открыта залежь нефти в отложениях верхнего мела Кабардино-Балкарии. Несколько более благоприятное положение в Ставропольском крае, где в разработку вовлечены 35 из 49 месторождений, которые в среднем выработаны на 67 %, в том числе по наиболее крупным Величаевско-Колодезному и Зимне-Ставкинско-Правобережному соответственно на 81 и 73 %. Прогнозные ресурсы

составляют 150 млн т, т.е. являются наибольшими на Северном Кавказе.

В Дагестане за 110 лет изучения открыто 37 небольших месторождений, из которых за все годы добыто 37 млн т нефти при остающихся на балансе запасах 9,9 млн т. Перспективы выявления новых месторождений на суше в целом ограниченные. Вместе с тем определенный резерв имеется на прилегающем шельфе Каспийского моря, где открыто и ожидается освоения небольшое нефтяное месторождение Инчхе-море. Ростовская область до последнего времени считалась перспективной только для открытия газовых месторождений, но в 1994 г. на севере области, в районе, примыкающем к Донбассу, открыто Марковское нефтяное месторождение с запасами нефти 1-2 млн т. Перспективы открытия нефти невелики.

Западно-Сибирский район

Крупнейший нефтеносный и нефтедобывающий район Российской Федерации включает территорию Тюменской, Томской, Новосибирской и Омской областей, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, а также прилегающий шельф Карского моря. Добыча нефти ведется с 1964 г., когда почти одновременно были введены в разработку Трехозерное, Мегионское и Усть-Балыкское месторождения. Пик добычи нефти в Западной Сибири (408,6 млн т) достигнут в 1988 г.; за 1994 г. добыто 219,5 млн т.

В геологическом отношении этот район связан с одноименной молодой платформой и соответствующей ей нефтегазоносной провинцией (см. рис. 1). Условия нефтегазоносности, методология геолого-разведочных работ на нефть определяются наличием мощного чехла мезо-кайнозойских (преимущественно меловых и юрских) отложений, которые образуют гигантскую ванну, толщина которой увеличивается к центру Западно-Сибирского бассейна и в северном направлении с региональным погружением в акваторию Красного моря.

Основной объект поисков - меловые и юрские отложения. Выделяется ряд самостоятельных нефтегазоносных комплексов,

обладающих различной плотностью разведанных запасов и ресурсов нефти. Наибольшие запасы нефти сосредоточены в неоккомском комплексе, залегающем преимущественно на глубине 1,5-3,5 км. Более глубокие горизонты, приуроченные к базальной части меловых и юрских отложений, характеризуются усложнением геологического строения и меньшей плотностью запасов. Ведущее значение здесь приобретает литологический фактор, обуславливающий развитие линзовидных и косо-слоистых коллекторов, неоднородных песчаных пачек внутри общего массива глинистых пород (ачимовский комплекс) или листоватых глин среди битуминозных пород с массивной структурой (баженковский комплекс), для которых характерны существенно более низкие рабочие дебиты нефтяных скважин.

Важнейшая особенность сырьевой базы нефти Западной Сибири заключается в исключительно благоприятной структуре разведанных запасов. Главный фактор - высокая концентрация запасов в крупных и крупнейших месторождениях (Самотлорском, Федоровском и др.). Другие благоприятные факторы - приуроченность основных запасов к средне- и высокопроницаемым коллекторам, высокая продуктивность месторождений, преобладание мало-сернистых и бессернистых нефтей.

Ханты-Мансийский автономный округ - богатейший нефтяной регион Западной Сибири и России в целом, он производит 2/3 добываемой в стране нефти и имеет развитую инфраструктуру [10]. В его пределах открыто 273 месторождения нефти, из которых 120 введено в разработку. Важнейшую роль в сырьевой базе играют крупнейшие (9) и крупные (77) месторождения, в которых заключено 90 % разведанных запасов нефти. В результате многолетней интенсивной отработки многие из этих месторождений, в том числе крупнейшее в стране Самотлорское, в значительной степени выработаны и обводнены на 80-90 %. В то же время ряд резервных крупных месторождений (Приобское, Приразломное, Красноленинское и др.) разрабатываются на режимах ограниченного отбора, что связано в основном со сложно-

стью литологии нефтяных объектов (баженковский, ачимовский, тюменский горизонты). Из-за выборочной разработки наиболее крупных и высокодебитных месторождений и залежей структура разведанных запасов нефти в Ханты-Мансийском автономном округе непрерывно ухудшается. Общий потенциал неразведанных ресурсов нефти является практически крупнейшим в России, хотя и не предвещает улучшения качественных характеристик сырьевой базы.

Ямало-Ненецкий автономный округ также характеризуется крупнейшими запасами и ресурсами нефти, но по сравнению с Ханты-Мансийским автономным округом структура последних сложнее, так как преобладающую роль имеют нефти высокой плотности и вязкости (Русское, Северо-Комсомольское, Тазовское, Западно-Мессояхское месторождения). На крупнейшем в округе Русском месторождении плотность нефти составляет $0,936 \text{ г/см}^3$, вязкость 217 мПа·с. Значительную часть запасов нефти образуют нефтяные оторочки крупных газовых месторождений (Уренгойское и др.), для которых приоритетным вариантом является разработка на газ. Разрабатываются на нефть 26 из 129 нефтяных месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа; в разрабатываемых месторождениях сосредоточено 42 % текущих разведанных запасов нефти. С севера к Ямало-Ненеckому автономному округу примыкает акватория Карского моря, которая рассматривается как непосредственное продолжение Западно-Сибирской нефтегазосной провинции с богатейшим потенциалом ресурсов. При незначительных объемах буровых работ, начатых в 1989 г., здесь открыты два газовых месторождения-гиганта (Ленинградское и Русановское), что подтверждает высокий нефтегазогеологический прогноз. Несомненно, что в будущем освоение нефтяных ресурсов Карского моря будет тесно связано с инфраструктурой Ямало-Ненецкого автономного округа.

Томская область образует третий по значению центр нефтедобывающей промышленности Западной Сибири, обладающий развитой сырьевой базой и нефтяной инфраструктурой. В разработку вовлечено

18 из 84 нефтяных месторождений, в том числе все крупные (Советское, Первомайское, Лугинецкое, Игольско-Таловое). Средняя выработанность начальных запасов открытых месторождений составляет 30 %, а перечисленных крупных месторождений 17-58 %. Неразведанные ресурсы нефти в Томской области превышают согласно геологическому прогнозу уже разведанные запасы в 1,8 раза, что создает возможность многолетней сырьевой обеспеченности нефтедобывающих предприятий.

Остальные административно-территориальные субъекты Западной Сибири (юг Тюменской, а также Новосибирская и Омская области) играют незначительную роль в региональном балансе запасов и добычи нефти Западной Сибири. Они расположены в крайне южной и юго-западной частях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, характеризующихся низкой удельной плотностью ресурсов и малой эффективностью геолого-разведочных работ. В трех областях открыто 16 небольших месторождений, из которых только три - Кальчинское в Тюменской, Прирахтовское в Омской и Малоичское в Новосибирской областях - находятся в промышленной или опытной разработке. Геологические перспективы развития сырьевой базы в целом незначительны.

Восточно-Сибирский район

Восточная Сибирь сегодня - единственный крупный нефтяной район России, полностью лишенный нефтяной инфраструктуры и действующих нефтедобывающих предприятий. К 1995 г. на территории Красноярского края, Таймырского и Эвенкийского автономных округов и Иркутской области открыто 15 нефтяных месторождений, из которых семь подготовлены для промышленной разработки и восемь разведываются. Почти 95 % разведанных запасов нефти Восточной Сибири сосредоточено в крупнейшем Юрубчено-Тохомском и семи крупных месторождениях. Территориальная отдаленность, слабая обжитость и отсутствие необходимой инфраструктуры в сочетании с экстремально тяжелой природно-климатической обстановкой являются фак-

торами, сдерживающими освоение нефтяных месторождений Восточной Сибири.

По особенностям геологического строения и условиям нефтеносности Восточная Сибирь подразделяется на две зоны. Первая из них образована Енисейско-Хатангским прогибом и прилегающей территорией Западно-Сибирской плиты (левобережье р. Енисей), где месторождения нефти связаны с мезозойскими терригенными отложениями. Вторая зона принадлежит Сибирской платформе, сложенной преимущественно древними (рифейскими, вендскими, кембрийскими) отложениями, отличающимися большой нестратой литологического состава пород, невыдержанностью коллекторов, наличием трапного магматизма и в целом более сложными условиями поисков и разведки нефтяных месторождений.

Таймырский (Долгано-Ненецкий) автономный округ соответствует в основном первой, т.е. северной, зоне в пределах Енисейско-Хатангского прогиба, прилегающей части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и северных районов Сибирской платформы. При таком гетерогенном геологическом строении геолого-разведочные работы имеют много перспективных направлений, различающихся методикой и эффективностью реализации. В пределах Енисейско-Хатангского прогиба открыты крупные Сузунское и Пайяхинское месторождения с запасами нефти по категориям C_1+C_2 соответственно 43,4 и 33,6 млн т. Залежи полупромышленного характера открыты в прибрежных районах Хатангского залива (Южно-Тигянская, Кожевниковская, Нордвикская площади).

К настоящему времени в Таймырском автономном округе пробурено почти 1 млн м глубоких скважин, но изученность этой большой территории (563 тыс.км²) остается в целом низкой. Прогнозные ресурсы нефти оцениваются более чем в 1,5 млрд т. При надлежащем развитии геолого-разведочных работ здесь возможно крупномасштабное наращивание запасов и создание на их базе мощного нефтедобывающего комплекса [34].

Эвенкийский автономный округ находится в пределах центрального района Си-

бирской платформы и отвечающей ей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Эта территория имеет еще меньшую (по сравнению с Таймырским автономным округом) общегеологическую изученность при неадекватном повышении сложности строения. Открыты четыре нефтяных месторождения, в том числе крупнейшее в Восточной Сибири Юрубчено-Тохомское с запасами нефти по категориям В+С₁ около 360 млн т. Оно относится к высшей категории геологической сложности [25].

Прогнозные ресурсы нефти Эвенкии, связываемые с отложениями рифея, венда и нижнего кембрия, превышают 5 млрд т.

Остальные территории Красноярского края за пределами рассмотренных автономных округов относятся в основном к центральным и южным районам Сибирской платформы, а также приенисейской части Западно-Сибирской низменности. В пределах последней открыты крупные Лодочное, Тагульское и Ванкорское нефтегазовые месторождения, причем на Ванкорском запасы нефти по категориям С₁+С₂ превышают 200 млн т. Имеются также значительные прогнозные ресурсы нефти, связываемые с мезозойскими, палеозойскими и рифейскими отложениями.

Определенные перспективы сохраняются и в крайних южных районах Красноярского края, относящихся к Республике Хакасия, а в геологическом отношении - к системе Минусинских межгорных впадин. Здесь пробурено несколько десятков скважин, в ряде из них получены притоки нефти по 10-20 л/сут, но промышленная нефтеносность не установлена.

Иркутская область имеет наибольший в Восточной Сибири выполненный объем глубокого бурения при средней плотности 5,5 м/км² перспективной территории. Открыто шесть нефтяных месторождений, включая крупное Верхнечонское с начальными извлекаемыми запасами нефти 170,5 млн т. Нефтеносны терригенные и карбонатные пласты в отложениях венда и нижнего кембрия, где преобладают сложные коллекторы, образующие залежи литологического, структурно-литологического типа с неоднородным распределением фильтрационно-емкостных свойств. Основной геологический объект изучения - Ненско-Ботуобинская антеклиз, занимающая центральное положение на Сибирской платформе. Прогнозные ресурсы нефти в Иркутской области оценены в 1,8 млрд т.

Дальневосточный район

Дальневосточный район

Дальний Восток - это сложный геологический регион с неоднородным распределением нефтяных ресурсов, которые изучены и освоены промышленностью очень слабо и неравномерно. К 1995 г. на Дальнем Востоке открыто 60 нефтяных месторождений, но 45 из них находятся на о-ве Сахалин и прилегающем к нему шельфе Охотского моря, 12 - в Республике Саха (Якутия) и 3 - в Чукотском автономном округе, в то время как другие территории (Камчатка, Хабаровский и Приморский края, Амурская область) и особенно крупнейшие по площади акватории Охотского, Японского, Берингова, Чукотского, Восточно-Сибирского морей и шельфа Тихого океана исследованы в отношении нефтеносности очень мало.

О-в Сахалин является единственным нефтедобывающим районом Дальнего Востока, а по длительности функционирования (с 20-х гг.) - одним из старейших в России. Он базируется на сложных запасах нефти, заключенных в многочисленных, но небольших по объему месторождениях и залежах. Начальные извлекаемые запасы нефти открытых островных месторождений составляют 154 млн т, из которых 99 млн т, или 64 %, уже добыты. В разработку вовлечено 24 месторождения, в них сосредоточен 91 % разведанных запасов нефти. На протяжении более чем 70 лет разработки ежегодная добыча не превышала 2,5-2,8 млн т, за 1994 г. она составила 1,56 млн т. Перелом в состоянии сырьевой базы нефти о-ва Сахалин связан с открытием морских месторождений (Одопту-море, Чайво, Лунского, Пильтун-Астохского, Аркутун-Дагинского). Они разведаны на северо-восточном шельфе острова в пределах глубин моря до 50 м. По сравнению с месторождениями суши их отличают большие размеры, более благоприятное тектоническое строение и более высокая концентрация запасов. В двух круп-

нейших нефтяных месторождениях (Арктун-Дагинском и Пильтун-Астохском) сосредоточено 73,5 % извлекаемых запасов нефти шельфа. Имеется значительный резервный фонд морских перспективных площадей в различных участках шельфа, где можно рассчитывать на открытие 11-12 крупных месторождений нефти и газа [2].

Нефтяной потенциал Республики Саха (Якутия) связан главным образом с юго-западной частью ее территории, относимой к Сибирской платформе (Непско-Ботуобинской антеклизе). В этом районе открыто 12 нефтяных и нефтегазовых месторождений, в том числе крупные Среднеботуобинское и Талаканское. Они приурочены к вендским и нижнекембрийским отложениям и отличаются сложным строением ввиду развития литологических и комбинированных ловушек, а также наличия аномальных пластовых давлений и температур. В разработку они еще не вовлечены из-за отсутствия подготовленных потребителей. По геологическим оценкам Республика Саха (Якутия) располагает крупнейшими неразведанными ресурсами нефти, превышающими несколько миллиардов тонн, но, как показывает практика геолого-разведочных работ, природные геологические условия для поисков месторождений очень сложные и многие новые районы недостаточно подготовлены методически (Сюгджерская седловина, Анабарская антеклиза и др.).

Три небольших месторождения нефти открыты в Чукотском автономном округе. Они еще не вышли из стадии разведки, запасы оцениваются по категориям C_1+C_2 суммарно около 10 млн т. В целом весь северо-восток России изучен слабо, хотя по общегеологическим оценкам перспективы на поиски нефти благоприятные. Очень высоко оценивается нефтеносный потенциал примыкающих к Камчатке и Чукотке акваторий.

1.4. Проблемы воспроизводства сырьевой базы нефти

Долгосрочные интересы российской экономики требуют приостановки спада добычи нефти и выхода ее на высокий устойчивый уровень. Как показано выше, это не может быть достигнуто за счет уже от-

крытых месторождений, необходима подготовка дополнительных крупных запасов нефти как в действующих, так и в новых нефтяных районах России. На решение этих задач направлена "Федеральная программа развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации на 1994-2000 годы", одобренная Правительством РФ.

Программа предусматривает восстановление ранее существовавших темпов подготовки запасов нефти для решения трех макроэкономических задач:

максимальное развитие и возможное улучшение структуры сырьевой базы важнейших нефтедобывающих районов Западной Сибири, Урало-Поволжья и Европейского Севера для обеспечения наибольшей устойчивости их функционирования;

накопление запасов и обеспечение создания новых крупных центров нефтедобычи в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и в пределах акваторий арктических и дальневосточных морей;

расширение сырьевых баз местного значения в районах, не имеющих развитой нефтяной инфраструктуры и удаленных от сложившихся направлений нефтеснабжения. Эта задача в значительной степени может быть ориентирована на мелкие и средние месторождения нефти, соответствующие масштабам местных потребителей.

Согласно экономическому прогнозу для обеспечения потребностей России в нефти и нефтепродуктах необходимо в период до 2010 г. подготовить 10-12 млрд т дополнительных запасов нефти. Учитывая приведенную выше величину прогнозных ресурсов нефти (см. табл. 4), такая задача представляется реальной при соответствующих инвестициях в геолого-разведочные работы. Основная часть прироста запасов, видимо, будет получена в Западной Сибири и таких приоритетных регионах, как Урало-Поволжье, Европейский Север и Восточная Сибирь. После 2000 г. должна резко возрасти роль акваторий морей (Баренцева, Охотского и др.).

Программа учитывает нарастающую сложность дальнейшего развития сырьевой базы нефтяной промышленности, обус-

ловленную сокращением вероятности открытия крупных месторождений, переносом центра тяжести геолого-разведочных работ на сложно построенные месторождения с ухудшенными товарными свойствами нефти и в районы, менее благоприятные для освоения.

По экономическим оценкам неразведанные ресурсы нефти повсеместно имеют существенно ухудшенные характеристики по сравнению с запасами открытых месторождений. Согласно комплексным расчетам, проведенным В.И.Назаровым и др., наибольший экономический эффект можно ожидать от освоения нефтяных ресурсов Западной и Восточной Сибири и Урало-Поволжья, хотя доля эффективных ресурсов здесь быстро убывает, в связи с чем вовлекаются в подготовку ресурсы нефти с высокими затратами на освоение. Наиболее высокие затраты ожидаются при подготовке и освоении ресурсов нефти на шельфе арктических и дальневосточных морей.

Долгосрочный прогноз функционирования сырьевой базы крупного нефтегазозоного региона всегда неопределен, поскольку со временем меняются представления об оценке потенциала нефтегазозоности, пределе рентабельности запасов и дебитов и т.д. Эта неопределенность многократно усилена особенностью современной экономической ситуации в России, неясностью базовых экономических тенденций на ближайшие годы (спрос, цены, экономические связи, инвестиции). Вместе с тем сохраняются ориентиры, определяемые глобальными закономерностями геолого-разведочного процесса, которые имеют надгосударственный характер и с неизбежностью проявляются в любом регионе [29].

В соответствии с принципом инерционности следует ожидать, что в течение ближайших 10-20 лет традиционные нефтедобывающие районы сохранят свое значение. Как показывает отечественный и мировой опыт, прирост запасов и эффективность геолого-разведочных работ во времени не являются постоянными и, достигнув определенного максимума в начальный период, в дальнейшем последовательно снижаются, отражая тем самым исчерпание потенциала нефтегазозоности недр. Мак-

симум эффективности работ приходится на стадию с реализацией начального потенциала нефтезональности и газозональности примерно 15-25 %. Таким условиям в настоящее время еще отвечают Прикаспий, крупные районы Восточной Сибири, Дальнего Востока, арктические, дальневосточные и южные моря. Западная Сибирь уже прошла, видимо, пик своего развития и будет характеризоваться снижением эффективности геолого-разведочных работ. В еще большей степени это присуще "старым" добывающим районам в европейской части России.

Существенно уменьшается вероятность крупных открытий, которые, видимо, будут значительно разубожены открытиями мелких и средних по запасам месторождений. Реальные перспективы крупных открытий нефти в ближайшие 20 лет остаются в Западной и Восточной Сибири, в Прикаспии и акваториях Баренцева, Карского, Охотского и других морей.

Для реализации намечаемой программы подготовки запасов потребуются осуществить глубокое бурение в объеме 40-50 млн м, а также обеспечить проведение сопутствующего комплекса геофизических и других видов работ на современном аппаратурно-техническом уровне, необходимом для решения геологических задач в сложных условиях. Распределение объемов бурения подчинено основной задаче развития приоритетных нефтегазозоных районов, прежде всего Западной Сибири, где будет сконцентрировано 55 % объема работ. Преодоление происшедшего спада объемов бурения рассматривается как первоочередное условие реализации всей программы подготовки запасов.

Чтобы "воспроизводить" минерально-сырьевую базу нефти и газа, т.е. поддерживать массу запасов в недрах на уровне, обеспечивающем требуемый уровень добычи, необходимо вовлекать в поисковый процесс все большее число перспективных структур, а в разведку все большее число открываемых месторождений. Эффективность использования глубокого бурения, являющегося наиболее дорогостоящим видом работ, в решающей степени будет зависеть от состояния фонда подготовлен-

ных объектов и обоснованности заложения скважин. Для создания оптимальных условий производства буровых работ предусматривается увеличение резервного фонда под глубокое бурение примерно на 2,5 тыс. объектов в период до 2000 г., в том числе будут отработаны около 2 млн км сейсмопрофилей, а также значительные объемы электроразведочных, гравиразведочных работ и структурного бурения. Потребуется модернизация комплекса указанных работ, учитывая усложнение объектов подготовки, в составе которых резко возрастает роль неантиклинальных ловушек, связанных с рифовыми и русловыми фациями, клиноформными, глубокозалегающими комплексами и т.д.

Последовательный переход на все более глубокие перспективные объекты - это естественное направление развития геолого-разведочных работ. Если в 1960 г. средняя глубина скважин в России составляла около 1800 м, то в настоящее время она превышает 2800 м, а к 2010 г. возрастет до 3300-3500 м. Вместе с тем при значительных объемах работ, проводимых для изучения глубоких горизонтов, их эффективность в целом ниже, чем при изучении верхних разведочных этажей, и в большей степени зависит от технической и методической готовности. Главные причины падающей с глубиной эффективности: уменьшение вероятности открытий крупных месторождений, резкое усложнение геологических условий ведения работ из-за высоких пластовых давлений, температур и т.д., преобладание газовой составляющей в общем балансе запасов нефти и газа [29].

В этом же ряду следует рассматривать проблемы освоения ресурсов нефти и газа в акваториях морей, особенно в их глубоководных зонах. Россия обладает крупнейшим в мире шельфом внутренних и окраинных морей, но геологическая изученность его крайне неравномерная и значительно более низкая, чем за рубежом.

Развитие морских нефтепоисковых и разведочных работ остро зависит от экономических, технических и экологических факторов. Из-за возрастания роли этих факторов по мере удаления от берега и

роста глубин моря работы концентрируются главным образом в пределах континентального шельфа с глубиной воды до 200-300 м. Для России эта зона является сейчас экономическим и техническим пределом. В то же время за рубежом (США, Бразилия и др.) активно изучаются более глубоководные зоны вплоть до изобаты 1-2 км, где уже открыты отдельные месторождения.

В целом акватории морей - крупнейший резерв сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности России, который будет использоваться по мере роста технических и экономических возможностей. Объективно необходимо учитывать, что значительная часть акваторий России принадлежит Арктике, т.е. отличается наибольшей сложностью природных условий.

Таким образом, при всей очевидности геологических перспектив задача подготовки крупных запасов нефти будет гораздо более сложной, чем сейчас, и прежде потребует преодоления сложившихся экономических пропорций, инерционности в методах и направлениях работ, усиления экономического контроля за рациональностью подготовки запасов и их использованием. Решающее значение приобретает научно-технический прогресс, так как только благодаря ему можно снизить темп падения эффективности работ по мере роста их сложности.

В общем плане можно выделить ряд основных направлений научно-технического прогресса.

1. Повышение надежности научного обоснования наиболее перспективных районов, зон и объектов концентрации геолого-разведочных работ, разработка прогрессивных методик и технологий проведения их на базе оперативной обработки фактических данных с применением современных компьютерных систем.

2. Повышение извлечения нефти из недр при внедрении современных технологий и нормативной экономичности работ. При накопленной добыче нефти 14 млрд т в недрах оставлено порядка 35-40 млрд т, часть из которых можно еще добыть, причем в регионах с полностью развитой инф-

раструктурой. Видимо, необходимо провести комплексные исследования структуры остаточных запасов, технологии разработки, анализ выработанности запасов по площади залежей с учетом факторов литологической неоднородности и др.

Недостаточный технический уровень разработки нефтяных месторождений с низким коэффициентом нефтеизвлечения обуславливает нерациональное использование открытых месторождений и выведение значительной части запасов за баланс. Кроме того, происходит отставание в области нефтепереработки. За последние 35 лет глубина переработки нефти в России не только не повысилась, как во многих других странах (Япония, США и др.), но снизилась с 65 % в 1960 г. до 56 % в 1980 г. и 60 % в 1992 г.

3. Техническое перевооружение геофизических и буровых работ: повышение производительности, информативности и глубины обработки фактических материалов. Актуальность решения этих вопросов во времени будет непрерывно возрастать, отражая непрерывность процессов усложнения горно-геологических условий поисков и разведки.

В геолого-разведочных организациях России преобладает морально устаревшее буровое оборудование, которое не позволяет сегодня достаточно эффективно изучать сложные нефтегазоносные районы (в том числе арктические), характеризующиеся наличием аномальных пластовых давлений и температур, сероводородного заражения, а также разбуривать глубокозалегающие горизонты (до 5-8 км) в Прикаспийской впадине, на севере Западной Сибири, во многих "старых" нефтедобывающих районах.

Одно из наиболее прогрессивных направлений связано с горизонтальным бурением, позволяющим вскрывать продуктивный пласт на большой интервал дренирования. К сожалению, в России эта технология практически не используется из-за отсутствия современной техники.

Много нерешенных технических вопросов в области геофизического исследования скважин (ГИС), нефтегазовой геохимии и в других видах геолого-разведочно-

го производства. Очевидна необходимость совершенствования технологии вскрытия и опробования продуктивных горизонтов, в особенности коллекторов сложного строения, обладающих низкими фильтрационно-емкостными свойствами, и др. За рубежом 80 % задач, связанных с исследованием пласта, решаются при испытании скважин в процессе бурения. В США, например, на 1000 м проходки в среднем приходится 5-6 объектов, испытанных в процессе бурения, а в России этот показатель не превышает 1,3-1,5 объекта.

Наиболее остро стоит вопрос о перевооружении полевых геофизических работ. По таким показателям, как канальность сейсмостанций, вычислительная мощность обрабатывающих систем, число невзрывных источников, глубина обработки сейсмической информации, наблюдается значительное отставание от передового технического уровня зарубежных стран.

К настоящему времени в большинстве нефтегазоносных районов фонд классических антиклинальных структур верхнего структурного этажа практически близок к исчерпанию. Это обуславливает необходимость направлять геофизические исследования на изучение ловушек со сложными и неоднородными коллекторами в зонах выклинивания и т.п. Задачи такого типа значительно повышают уровень требований к методике и технике сейсморазведочных работ, квалификации специалистов. Возникает необходимость в комплексном использовании волн различных типов, расширении числа практически используемых сейсмических параметров, разработке новых методов сбора, обработки и представления информации.

Необходимо ускорить создание и внедрение в практику телеметрических сейсморазведочных систем, мощных высокопроизводительных ЭВМ, новых типов вибрационных источников и других приборов и аппаратуры с использованием новейших достижений науки и техники, включая космическую, лазерную, тепловую, радиолокационную. Новая техника должна быть привязана к конкретным геологическим условиям основных нефтегазоносных провинций страны, особенно таких сложных, как Запад-

ная и Восточная Сибирь, Прикаспий, шельфы морей.

Требуется коренная модернизация базы научных исследований как важнейшей составной части научно-технического прогресса. Большинство производственных и институтских лабораторий работают на устаревшем оборудовании, недостаточно компьютеризированы, а ведь от этого зависит и глубина обработки материалов, и своевременность его передачи потребителям. Одна из актуальных научных задач - создание экологически чистых технологий геолого-разведочных работ и эффективных средств борьбы с загрязнением среды.

Совершенствование структуры природопользования и обеспечение экономики страны жидкими углеводородами требуют изменения структуры добывающей промышленности за счет более интенсивного использования мощной сырьевой базы конденсата, жидкой фазы природного газа, битумов, которые по многим параметрам являются эффективным альтернативным сырьем, способным снизить напряженность на рынке жидкого топлива, высвободить часть нефти в нефтехимической промышленности. Только добыча конденсата и тяжелых гомологов газа может обеспечить производство жидких углеводородов не менее 40-50 млн т в год. Рациональное и технически грамотное использование этих резервов составляет одну из узловых проблем в области сырьевой базы на современном этапе и в долгосрочной перспективе.

* * *

Таким образом, Российская Федерация располагает сырьевой базой нефтяного

сырья, достаточной для преодоления существующего экономического кризиса. Важнейшей предпосылкой для этого являются наличие крупнейших перспективных и прогнозных ресурсов, их в целом благоприятная структура, широкое территориально-географическое расположение.

В создавшихся условиях для наращивания необходимых запасов нефти требуются усиление геолого-разведочных работ, принятие неотложных мер по упорядочению их инвестирования и материально-технического снабжения, созданию условий для технической переоснащенности геолого-разведочных организаций на уровне мировых стандартов. В значительной степени эти вопросы могут быть решены привлечением зарубежных инвесторов к совместным геолого-разведочным проектам.

Научно-технический фактор в геолого-разведочном производстве приобрел значение порогового. Во многих районах, включая Западную и Восточную Сибирь, Прикаспийский регион, Европейский Север, именно состояние техники контролирует успешность реализации геологических перспектив. Должна быть на государственном уровне понята необходимость неотложного принятия мер по преодолению отставания от мирового уровня в таких важнейших сферах, как бурение, геофизика, компьютеризация.

По богатству недр ресурсами нефти Российская Федерация занимает одно из первых мест в мире. Происходящие в последние годы негативные процессы в нефтедобыче и геолого-разведочном производстве могут быть преодолены при целенаправленной организационно-финансовой и научно-технической политике.

Глава 2. ПОТРЕБЛЕНИЕ НЕФТИ

В структуре потребления добываемой в России нефти можно выделить два крупных сектора - переработка и экспорт (рис. 2). Сейчас их доли в общем балансе составляют примерно 60 и 40 %. Другие статьи расхода, составляющие существенно меньшую долю общего потребления нефти, предусматривают использование ее для технологических нужд (в качестве топлива) и потери. По этой категории потребления систематическая статистика отсутствует, и чаще всего нефть, уходящая на данные цели, при учете теряется между различными звеньями цепи, ведущей от устья скважины к конечным потребителям. Тем не менее объемы нефти в этом секторе потребления могут достигать значительной величины.

2.1. Переработка нефти

подавляющая часть нефти в России перерабатывается на крупных нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ), входивших ранее в систему Министерства нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности СССР, а позднее - в Министерство топлива и энергетики РФ. В настоящее время многие из них вошли в вертикально интегрированные нефтяные компании. Кроме того, переработка ведется на мелких НПЗ, принадлежащих в основном РАО "Газпром", и на отдельных установках. Например, в 1993 г. на крупных заводах было переработано 208 млн т нефти, на мелких НПЗ РАО "Газпром" 1,6 млн т. Порядка 13 млн т было использовано на топливо, технологические нужды (не более 1 млн т), переработано на отдельных установках и вошло в потери, причем последние превышают половину объема.

В России находятся 29 из 48 НПЗ б. СССР. Они могут переработать более 310 млн т нефти в год. Наибольшие мощности по переработке нефти сосредоточены в Уральском экономическом районе, где находятся семь НПЗ: в Уфе (3), Салавате, Ишимбае, Орске, Перми, способные переработать 75 млн т нефти в год. Повол-

жский район имеет мощности по переработке 58 млн т нефти в год на НПЗ, расположенных в Самаре, Новокуйбышевске, Сызрани, Саратове, Волгограде, Нижнекамске. В Центральном районе имеются четыре НПЗ: в Москве, Рязани, Ярославле, Тулаево общей мощностью 45 млн т в год; в Восточно-Сибирском районе находятся два НПЗ (Ангарск, Ачинск) мощностью 30 млн т; два НПЗ общей мощностью 26 млн т находятся в Северном и Северо-Западном районах (Ухта и Кириши); такой же объем перерабатывает Омский НПЗ в Западно-Сибирском районе. Остальные НПЗ расположены в следующих экономических районах: Волго-Вятском - Кстовский (мощность 21 млн т), Северокавказском - в Грозном (2НПЗ), Краснодаре, Туапсе (общая мощность 22 млн т), Дальневосточном - в Хабаровске, Комсомольске (общая мощность 10 млн т).

Большинство нефтеперерабатывающих заводов (80 %) находятся в эксплуатации более 30 лет. Кроме того, практически не проводятся работы по модернизации и реконструкции заводов, вследствие чего износ основных производственных фондов достиг 85 %. Средняя мощность нефтеперерабатывающих заводов около 10 млн т в год.

По структуре производства нефтеперерабатывающие заводы подразделяются на два вида - топливного и топливно-масляного профиля. В России сейчас находится 17 топливных и 12 топливно-масляных заводов. Удельный вес объема переработки нефти и производства моторных топлив и масел на нефтеперерабатывающих заводах России составляет около 70 % от объема всех НПЗ б. СССР, а производства жидких парафинов, нефтяного кокса и смазок 50-55 %. Часть добываемой в России нефти для российских потребностей перерабатывается на НПЗ республик б. СССР преимущественно на давальческой основе. На производство химической и нефтехимической продукции используется 12-13 % нефти, поступающей в переработку.

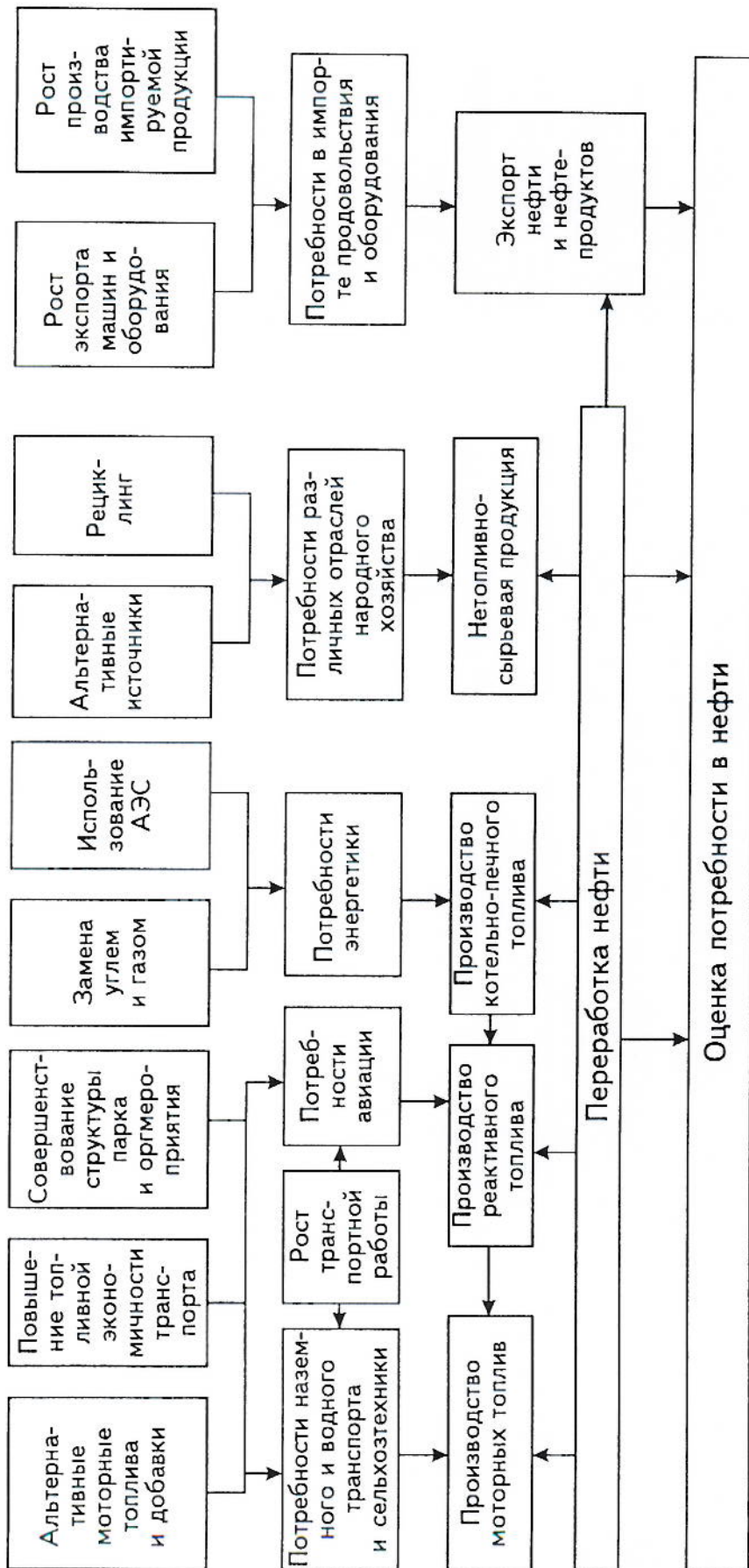


Рис. 2. Основные элементы системы потребления нефти и нефтепродуктов [40]