## ВВЕДЕНИЕ

В последние годы все большую долю сырья в нефтехимической промышленности занимают попутные газы нефтяных месторождений. В этом плане наибольший интерес по своему химическому составу и свойствам представляют попутные нефтяные газы (ПНГ) Западно-Сибирских нефтяных месторождений. Поэтому тщательное изучение нефтяных месторождений Западно-Сибирского региона является важной и актуальной задачей для развития всей нефтехимической отрасли страны.

Общеизвестно, что добыча и использование нефти и газа в России имеет многовековую историю. Однако технический уровень промыслового газового хозяйства до XX века был исключительно примитивным.

Выделение газовой промышленности в 1946 г. в самостоятельную отрасль позволило революционно изменить ситуацию и резко увеличить как объём добычи газа в абсолютном значении, так и его удельный вес в топливном балансе страны. Быстрые темпы роста добычи газа стали возможны благодаря коренному усилению работ по строительству магистральных газопроводов, соединивших основные газодобывающие районы с потребителями газа – крупными промышленными центрами и химическими заводами.

Целью работы является: исследование исторических аспектов возникновения, становления и освоения нефтегазового комплекса Западной Сибири.

Задачами работы являются:

* изучение структуры ресурсов нефти Западной Сибири,
* текущая характеристика качества запасов и ресурсов нефти,
* рассмотрение зарождения и освоение газового комплекса Западной Сибири,
* рассмотрение динамики развития нефтегазоперерабатывающей промышленности Западной Сибири.

1. СТРУКТУРА И КАЧЕСТВЕННАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

## 

## 1.1 Структура ресурсов нефти Западной Сибири

Западная Сибирь - крупнейшая нефтегазоносная провинция, начальные суммарные ресурсы (НСР) которой составляют 60% НСР России. Здесь открыто около 500 нефтяных, газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений, содержащих 73% текущих разведанных запасов нефти России. Благодаря открытию уникальных и крупных месторождений в Западной Сибири и их интенсивному освоению удалось значительно нарастить добычу нефти в стране и выйти на первое место в мире. За неполных три десятилетия в Западной Сибири добыто почти 6 млрд. т нефти, что составляет 45% накопленной добычи России.

Рост добычи нефти в Западной Сибири продолжался с 1964 по 1988 г., когда ее уровень достиг 415 млн. т (включая конденсат). Динамика роста добычи нефти была неравномерной. Так, с 1964 по 1975 г. добыча увеличилась до 148 млн. т, далее за пятилетие она удвоилась. В дальнейшем темп роста уровня добычи замедлился, а в 1985 г. произошло его временное снижение. В последующие три года вновь удалось нарастить добычу нефти, но с 1989 г. началось ускоренное падение объема добычи и за 1989-1992 гг. уровень добычи снизился более чем на 150 млн. т. Однако и в этих условиях регион занимает ведущее место в России по объему годовой добычи нефти (70%).

Причинами замедления роста и снижения уровня добычи нефти в Западной Сибири явились как общий кризис народного хозяйства страны, в том числе и нефтедобывающей промышленности, так и негативные изменения структуры сырьевой базы нефтедобычи в сторону ее ухудшения. Рассмотрим геологические аспекты этой проблемы.

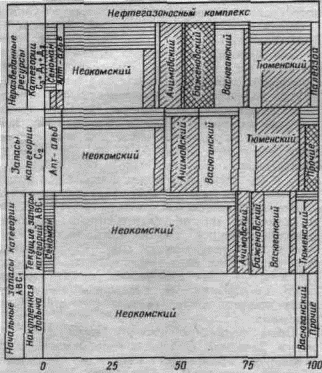
Состояние разведанных запасов нефти. Обобщенными показателями состояния базы нефтедобычи являются динамика величины текущих запасов промышленных категорий и изменение кратности запасов добыче. Для Западной Сибири характерно последовательное увеличение текущих запасов, что определялось постоянным превышением прироста запасов над добычей нефти. В последние годы темп роста запасов промышленных категорий резко снизился за счет списания неподтвердившихся запасов нефти, приращенных ранее. Следует обратить внимание, что в отличие от Западной Сибири падение добычи в Волго-Урале и на Северном Кавказе сопровождалось снижением объема текущих запасов нефти, обусловленным превышением добычи нефти над приростом запасов. [4, c. 150]

Замедление роста добычи нефти в Западной Сибири и его падение в условиях растущих или стабилизировавшихся по объему текущих разведанных запасов региона привели к росту кратности, что присуще нефтедобывающим регионам после достижения пика нефтедобычи [З]. Однако в Западной Сибири минимум кратности в 1,5-2 раза превышал минимальную кратность в Волго-Урале и на Северном Кавказе, что связано, в частности, и с наличием в Западной Сибири значительных запасов, не введенных в разработку.

С геологических позиций динамика добычи нефти определяется объемом запасов и характеристикой их качества. Опыт освоения нефтегазовых недр Западной Сибири показал, что ресурсная база нефтедобычи существенно дифференцирована по качеству.

В первую очередь дифференциация ресурсов определяется распределением НСР по нефтегазоносным комплексам (НГК), продуктивность которых существенно различна. Так, около половины НСР нефти приходится на неокомский НГК, в котором преобладают нефтяные залежи с дебитами скважин более 20 т/сут и максимальными начальными дебитами сотни тонн в сутки. Васюганский НСГ (верхняя юра) также характеризуется в основном высокодебитными залежами нефти. В других НГК Западной Сибири - тюменском, баженовском, ачимовском, апт-альбском, сеноманском - встречаются высокопродуктивные, но доминируют низкопродуктивные залежи нефти (с начальными дебитами менее 10 т/сут) [1, c. 70].

На рис. 1 приведена текущая структура НСР нефти Западной Сибири, которая определяется как начальным распределением ресурсов НГК, так и различиями в темпах освоения различных по качеству запасов и ресурсов нефти.



Запасы и ресурсы нефти: 1 - в нефтегазовых залежах (процент от ресурсов соответствующей категории данного комплекса); 2 - без имеющихся способов разработки; 3 -со средними начальными дебитами менее 10 т/сут, %

Рис. 1. Структура начальных суммарных ресурсов нефти Западной Сибири.

## 1.2 Текущая характеристика качества запасов и ресурсов нефти

Рассмотрим текущую характеристику качества запасов и ресурсов нефти. Прежде всего, обращает на себя внимание снижение роли высокопродуктивных ресурсов неокомского НГК в текущих запасах промышленных категорий по сравнению с накопленной добычей. В накопленной добыче нефти 86% принадлежит неокомскому комплексу, причем большую часть здесь составляют реализованные запасы нефтяных высокопродуктивных залежей и лишь небольшую долю - запасы подгазовых и относительно малодебитных залежей. На все остальные НГК в накопленной добыче приходится 14%, из которых третья часть принадлежит реализованным запасам наиболее продуктивного среди них васюганского НГК. В текущих запасах ABC1 неокомскому НГК принадлежит 55%, причем в этих запасах существенную роль играют запасы в подгазовых залежах и относительно низкодебитных залежах, которые осваивались менее интенсивно или не были введены в разработку вообще.

В Западной Сибири не введено в разработку около 35% запасов нефти. Среди них есть запасы месторождений и залежей, находящихся в разведке, а также запасы, подготовленные ранее, но не вводимые до сих пор по технико-экономическим соображениям.

В практику анализа сырьевой базы нефтедобычи внедрилось в последнее время понятие о трудноизвлекаемых запасах (ТИЗ), к которым относят следующие запасы нефти: в подгазовых залежах; с вязкостью более 30 Па-с; в коллекторах с проницаемостью менее 0,05 мкм2; в пластах толщиной менее 2м [5].

Запасы этой категории в значительном объеме присутствуют в Западной Сибири. Частично они вовлечены в разработку, частично - остаются неосвоенными.

Основную нагрузку в добыче нефти в течение длительного периода несли и по-прежнему несут высокопродуктивные залежи неокома, что ведет к их опережающему истощению. Основными показателями динамики качества разрабатываемых запасов нефти являются степень выработки запасов и связанные с ней обводненность добываемой нефти и дебиты скважин, а также динамика темпов отборов запасов.

Выработанность запасов, введенных в разработку, в целом составляет около 40% и сильно дифференцирована для разных месторождений и залежей. По трем уникальным месторождениям, обеспечивающим 26% текущей добычи нефти, выработка составила 63%. При этом такие самые лучшие по своим характеристикам залежи, как залежь БВ8 месторождения Самотлор, выработаны на 80-90%. [10, c. 25]

Неравномерность отбора запасов из залежей с разной продуктивностью можно проиллюстрировать на примере месторождения Самотлор, где общая выработанность начальных запасов на 1.1.1992 г. превысила 60% .

В связи с высокой степенью выработки к 1991 г. в Западной Сибири значительно возросла доля запасов месторождений с падающей добычей (53,9%). Растущую добычу обеспечивают 34,6% запасов, стабильную - 11,5%.

Среднесуточные дебиты нефтяных скважин снизились по основным разрабатываемым месторождениям со 150 т в 1970 г. до 43 т в 1985 г. и до 10 т в 1990 г.

Возросла обводненность добываемой нефти с 56% (1985 г.) до 72% (1990 г.). По степени обводненности продукции разрабатываемые запасы нефти в Западной Сибири стали сопоставимы с ресурсами старых районов - Волго-Урала и Северного Кавказа. Все это привело к снижению темпов отбора запасов. Только за последние пять лет средние годовые темпы отбора запасов снизились с 3,9 до 2,9%. Снижение темпов отбора типично для подавляющей части разрабатываемых месторождений и лишь два крупных месторождения - Усть-Балыкское и Покачевское - характеризовались в 1985-1990 гг. ростом темпа отбора текущих запасов нефти.

Форсированный отбор запасов из наиболее высокопродуктивных залежей (из залежи пласта БВ8 месторождение Самотлор годовой отбор на пике добычи составлял, например 20%) привел к последовательному накоплению на балансе трудноизвлекаемых запасов. Доля ТИЗ в общем балансе разведанных запасов нефти в Западной Сибири от первых процентов в начале разработки возрастала и составила в середине 70-х годов более 10%, а ныне более - 50%. Этот показатель следует учитывать, так как темп отбора ТИЗ на одинаковых стадиях разработки в 4-5 раз ниже, чем для запасов, которые стали в противоположность трудноизвлекаемым называть "активными" [5].

Таковы качественные характеристики запасов нефти промышленных категорий в Западной Сибири и тенденции их динамики. Ближайшим резервом наращивания запасов категорий ABC1 являются предварительно оцененные запасы (С2).

На запасы нефти категории С2 Западной Сибири приходится значительная часть нефтяного потенциала месторождений и они связаны в основном (81%) с разведуемыми и подготовленными к разработке месторождениями. На разрабатываемых месторождениях концентрация запасов нефти категории С2 невысока и составляет в среднем 3-6 млн. т на объект. Выполненная дифференциация запасов нефти категории С2 показала, что 51% их объема сосредоточен в отложениях шельфового неокома и васюганского комплекса, которые имеют в целом лучшие фильтрационно-емкостные свойства. Остальная часть относится к менее продуктивным горизонтам тюменской и баженовской свит, ачимовской толще, которые характеризуются коллекторами с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и высокой долей трудноизвлекаемых запасов с низкой продуктивностью скважин. Однако и в неокомских отложениях в северной части провинции, в Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областях, значительная часть запасов нефти категории С2 относится к ТИЗ (Восточно-Мессояхское, Салекоптское, Ен-Яхинское, Уренгойское и другие месторождения. Более 50% запасов нефти категории С2 оценены на залежах с дебитом скважин менее 5-10 м/сут.

По данным ИГиРГИ и СибНИИНП подтверждаемость запасов нефти категории С2 при переводе в разведанные запасы в регионе широко изменяется и в среднем равна 0,6. [3, c. 70]

Таким образом, запасы нефти категории С2 Западной Сибири при их большой количественной оценке по качественным характеристикам уступают не только уже реализованным запасам, но и текущим запасам категории АВС1.

Неразведанные ресурсы нефти. Количественная оценка неразведанных ресурсов нефти Западной Сибири на протяжении многих лет является предметом острых дискуссий. При принятой официальной оценке неразведанные ресурсы (С3+ Д1 + Д2) составляют около 60% НСР Западной Сибири и количественно представляют огромный резерв для подготовки запасов промышленных категорий. Опустив в данном случае споры о количестве, как не имеющие отношение к рассматриваемой теме, дадим оценку их качественным особенностям.

Перспективные ресурсы (категория С3) размещены в основном в северных нефтегазоносных областях: 80% их сосредоточено в Надым-Пурской, Среднеобской, Пур-Тазовской и Фроловской НГО. Стратиграфически наибольшие объемы перспективных ресурсов нефти связаны с неокомским (35%), тюменским (31%), ачимовским (19%) и васюганским (15%) комплексами, причем более активная и достоверная часть приурочена к неокомскому и васюганскому комплексам. Отличительной особенностью ресурсов нефти категории С3 является их низкая концентрация на многих структурах. Поэтому открытия месторождений на структурах, оцененных по категории С3, будут в основном мелкими по запасам, главным образом 3-10 млн. т.

Перспективные ресурсы нефти из-за приуроченности их значительной части к низкопродуктивным коллекторам имеют неблагоприятную характеристику по продуктивности. Так, ресурсы с дебитом скважин менее 10 т/сут составляют 50%.

На состояние ресурсов нефти категории С3 негативное влияние оказывает их низкая подтверждаемость при переводе в разведанные и предварительно оцененные запасы. Коэффициент достоверности перспективных ресурсов широко изменяется во времени и по отдельным нефтедобывающим районам. По данным ИГиРГИ и СибНИИНП его величина в последнее десятилетие составила 0.4.

Приведенные данные свидетельствуют о напряженном положении в регионе с выбором наиболее перспективных структур для ввода их в глубокое бурение.

Подавляющая часть неразведанных ресурсов нефти (около 80%) в Западной Сибири приходится на прогнозные ресурсы. При этом в связи с высокой степенью изученности нефтеносности провинции на региональном уровне практически все ресурсы отнесены к категории Д1. Около 30% прогнозных ресурсов нефти оценены в труднодоступных северных районах Западной Сибири - Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Ямальской и Гыданской НГО.

Для прогнозных ресурсов нефти характерно значительное сокращение (по сравнению с накопленной добычей и разведанными запасами нефти) их доли в высокопродуктивном неокомском комплексе пород (рис.1). Если из отложений неокомского комплекса добыто 86% нефти, а доля разведанных запасов в этих отложениях составляет около 55%, то удельный вес неразведанных ресурсов нефти (категории Д1+ Д2 + С3) составляет в них лишь 39%. Возрастает доля ресурсов в глинистых полимиктовых коллекторах тюменской свиты (24,0%), имеющих в основном низкие фильтрационно-емкостные свойства. Ресурсы нефти, связанные с ними, относятся в значительной мере к трудноизвлекаемым. Велика доля трудноизвлекаемых ресурсов в отложениях ачимовского и даже неокомского комплексов. В последнем почти одна треть ресурсов нефти связана с нефтегазовыми залежами. [7, c. 45]

Опыт геологоразведочных работ последних лет в Западной Сибири свидетельствует о постепенном увеличении количества несводовых ловушек, вовлекаемых в разведку. Поэтому значительная часть прогнозных ресурсов нефти связана с залежами более сложного геологического строения, чем разведанные запасы. Если последние в основном приурочены к сравнительно простым, уверенно обнаруживаемым геофизическими методами антиклинальным поднятиям, то для прогнозных ресурсов ожидается существенное увеличение доли ловушек различных неантиклинальных типов. Согласно последней прогнозной оценке доля ресурсов нефти в неантиклинальных ловушках составляет в Западной Сибири 67%. Выявление и подготовка к бурению подобных ловушек требуют более совершенных методов геолого-поисковых работ, прежде всего, сейсморазведки, а подготовка запасов на них - большего объема глубокого бурения.

К важнейшей характеристике качества запасов и неразведанных ресурсов нефти относится крупность запасов месторождений. Анализ ретроспективы открытий и экстраполяция складывающихся соотношений на перспективу показали, что самые значительные средних размеров запасы были открыты в 1965-1971 гг. (более 300 млн. т). К настоящему времени средний размер запасов открываемых нефтяных месторождений уменьшился до 20 млн. т. В перспективе будет происходить дальнейшее снижение средних размеров запасов и размеров наиболее крупных месторождений (рис. 3).

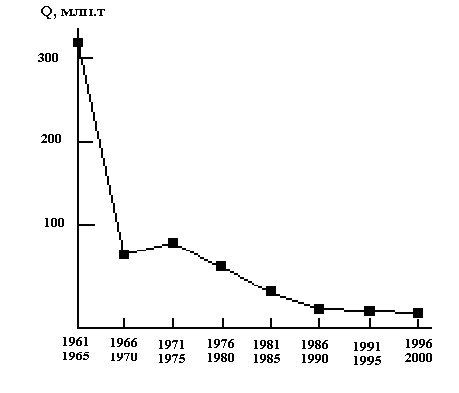


Рисунок 2. Динамика средней величины запасов нефти открытых месторождений

Среди открытых в Западной Сибири нефтяных и нефтегазовых месторождений 50% относятся к категории мелких с максимумом в интервале запасов 3-10 млн. т. Однако 37% начальных разведанных запасов приходится на семь уникальных месторождений.

График распределения открытых месторождений по классам крупности имеет симметричный вид, где число месторождений снижается для наиболее крупных и мелких месторождений. Оценка структуры неразведанных ресурсов на основе математического распределения Парето [2,4] показала существенное отличие прогнозируемого распределения от фактического в области мелких и средних по размерам запасов месторождений. В целом, чем меньше запасы месторождений, тем больше их число. Прогнозируется, что большая часть неразведанных ресурсов нефти представлена несколькими тысячами мелких (менее 10 млн. т) и 250-300 средних по запасам месторождений. Среди крупных будут преобладать нефтяные месторождения с запасами 30-100 млн. т. Прогнозируются к открытию несколько крупных месторождений с запасами 100-200 млн. т. Особым вопросом является оценка вероятности открытия уникальных по запасам нефти месторождений. В Западной Сибири в соответствии с количественной оценкой прогнозных ресурсов нефти и используемым законом распределения возможно открытие одного-двух уникальных месторождений. Однако сопоставление площадных размеров уникальных месторождений (300 км2 и более) свидетельствует о невысокой вероятности открытия в Западной Сибири месторождений, уникальных по размерам запасов нефти. Кстати, уникальные по запасам месторождения не были открыты в Западной Сибири с 1983 г.

Итак, для Западно-Сибирской провинции, крупнейшей по объему ресурсов нефти всех категорий, характерен в последние годы серьезный спад добычи, важнейшей геологической причиной чего служит ухудшение качества запасов, в том числе высокая степень выработанности разрабатываемых месторождений и последовательное накопление на балансе запасов более низкого качества, в том числе трудноизвлекаемых, доля которых в общем объеме текущих разведанных запасов превысила половину. Крупные по объему неразведанные ресурсы нефти Западной Сибири качественно уступают запасам промышленных категорий как по степени концентрации (запасам месторождений), так и продуктивности.

## 1.3 Зарождение и освоение газового комплекса Западной Сибири

Впервые в Западной Сибири на окраине посёлка Берёзово 21 сентября 1953 года одна из разведочных скважин дала мощный фонтан газа. Это открытие дало стимул для дальнейшего развёртывания геолого-разведочных работ. Вскоре начался период целого ряда открытий нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. 21 июня 1960 года было открыто первое в Западной Сибири Трёхозёрное, 24 марта 1961 года – Мегионское, 15 октября 1961 года - Усть–Балыкское, в агусте 1962 года – Советское, 15 ноября 1962 года – Западно–Сургутское, 1 декабря 1964 года – Правдинское, 3 апреля 1965 года – Мамонтовское, 29 мая 1965 года – Самотлорское нефтяные месторождения.

Около 30 лет назад Западно-Сибирский нефтегазовый регион вышел на первое место по объёму добычи нефти и газа в нашей стране. В настоящее время здесь добывается 66% российской нефти и газового конденсата, 92% природного газа. Ежегодное потребление в мире топливно-энергетических ресурсов составляет более 14 млрд. т условного топлива, из них 35% приходится на долю нефти и свыше 25% на долю природного газа. Суммарные запасы нефти и газа на севере Западной Сибири составляют более четверти мировых запасов этих видов топливно-энергетических ресурсов и позволят Западносибирской нефтегазовой провинции ещё несколько десятков лет оставаться не только ведущим регионом в российской нефтегазодобывающей отрасли, но и в целом экономике всей страны. В доходную базу федерального бюджета России от топливно-энергетического комплекса Западной Сибири поступает более 40% налоговых платежей. [7, c. 110]

Самое крупное нефтяное месторождение в нашей стране – Самотлорское нефтегазоконденсатное – начальные извлекаемые запасы 3,3 млрд. т. Из недр этого месторождения уже добыто 2,2 млрд. т. Далее идут Приобское нефтяное месторождение с начальными извлекаемыми запасами свыше 0,7 млрд. т, Фёдоровское нефтегазоконденсатное – 0,7 млрд. т, Мамонтовское нефтяное – 0,6 млрд. т, Русское газо–нефтяное – 0,4 млрд. т и т.д. Крупнейшие месторождения природного газа с начальными извлекаемыми запасами газа соответственно: Уренгойское – 10,2 трлн. м3, Ямбургское – 6,1 трлн. м3, Бованенковское – 4,4 трлн. м3, Заполярное – 3,5 трлн. м3, Медвежье – 2,3 трлн. м3.

Нефтегазодобывающий комплекс Западной Сибири обеспечен ресурсами на многие десятки лет. Развитие нефтяной промышленности, согласно энергетической стратегии Российской Федерации, должно быть обеспечено за счёт увеличения добычи нефти в Западной Сибири до 255 – 270 млн. т, в том числе в Ханты–Мансийском автономном округе – до 200–220 млн. т, в Ямало-Ненецком автономном округе до 40–50 млн. т, на юге Тюменской области до 1,5–2,0 млн. т и т.д. Добыча нефти и конденсата в Ханты–Мансийском автономном округе может быть доведена в 2010 г. до 235 млн. т, с последующим сохранением достигнутого уровня за счёт ввода в действие новых месторождений.

## 2. ДИНАМИКА РАЗВИТИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО РЕГИОНА

Создание нефтяной и газовой промышленности в Западной Сибири занимает особое место в развитии нефтегазовой отрасли и всей экономики страны.

В силу специфики природных и климатических условий региона была принята упрощённая схема переработки нефтяного газа с минимальным ассортиментом продукции: сухой газ, стабильный бензин и широкая фракция лёгких углеводородов, перерабатываемых на газоперерабатывающих комплексах Западно-Сибирского региона.

В Западной Сибири для переработки нефтяного газа построено 8 газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) с объёмом переработки 26,2 млрд. м3 в год, 12 компрессорных станций суммарной производительностью 12 млрд. м3 в год и вся необходимая инфраструктура (товарные парки, наливные железнодорожные эстакады и т.д.).

Газоперерабатывающие предприятия, наряду с производственными, выполняют природоохранные функции, направленные на недопущение сжигания газа на факелах при добыче нефти, следовательно, на исключение выбросов вредных веществ в окружающую среду.

## 2.1 Нижневартовский ГПЗ

Состоит из четырёх заводов, размещённых на одной площадке. Переработка газа на ГПЗ №1, 2, 3 предусмотрена по схеме низкотемпературной абсорбции на отечественном оборудовании. Переработка газа на ГПЗ № 4 предусмотрена по схеме низкотемпературной конденсации с турбодетандером на комплектном импортном оборудовании (рис.2).

Проектные мощности всех четырёх заводов составляют по 2 млрд. м3 в год по сырому газу. Заводы были введены в эксплуатацию в 1974–1978 гг.

На заводе перерабатываются нефтяные газы восточной части Среднего Приобья, Самотлорского, Варьёганского, Советского, Аганского и других месторождений Западной Сибири.

Поставщики сырья на ГПЗ – нефтяные компании ТНК, СИДАНКО – Варьёганнефть, ВНК – Томскнефть и др. [1]

Товарной продукцией завода являются: сухой газ, широкая фракция лёгких углеводородов, стабильный бензин.

## 

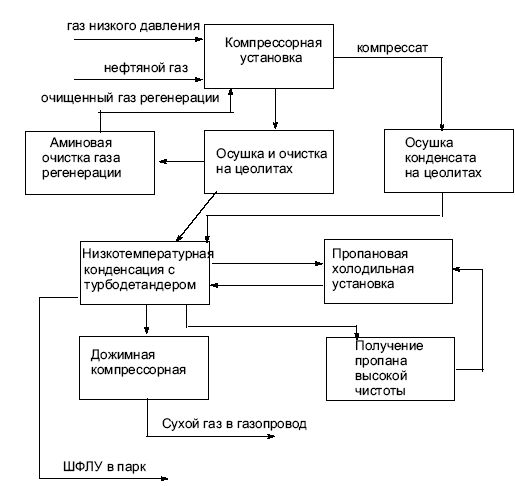


Рисунок 2. Принципиальная схема переработки газа на Нижневартовском ГПЗ.

## 2.2 Южно-Балыкский ГПЗ

Введён в эксплуатацию в 1976 году. Переработка газа предусмотрена по схемам:

• низкотемпературной абсорбции (проектная мощность 0,4 млрд. м3 в год).

• низкотемпературной конденсации (проектная мощность 0,6 млрд. м3 в год).

• низкотемпературной конденсации с турбодетандером (проектная мощность 1,0 млрд. м3 в год).

Общая проектная мощность по сырому газу составляет 2,0 млрд. м3 в год, в том числе по компремированию сырого газа 1,5 млрд. м3 в год. На завод поступают нефтяные газы Мамонтовского, Южно–Балыкского, Тепловского и других месторождений Западной Сибири. Поставщиком газа на завод является нефтяная компания ЮКОС (Юганнефтегаз). Основными товарными продуктами предприятия являются сухой газ и ШФЛУ

## 2.3 Белозёрный ГПЗ

Переработка газа предусмотрена по схеме низкотемпературной конденсации с турбодетандером двумя технологическими линиями (каждая производительностью по 2000 млн. м3 сырого газа в год) на комплектном импортном оборудовании. Введён в эксплуатацию в 1980 году.

Тип перерабатываемого сырья – нефтяные газы 1, 2 и 3 ступеней сепарации нефти северной части Самотлорского, Варьёганского и Северо–Варьёганского нефтяных месторождений Западной Сибири.

Поставщики сырья на ГПЗ – нефтегазодобывающие предприятия нефтяных компаний ТНК и СИДАНКО.

Товарной продукцией завода являются: сухой газ, подаваемый в магистральный газопровод РАО Газпром и частично местным газопроводам, широкая фракция лёгких углеводородов по продуктопроводу на эстакаду Южного Балыка и на Тобольский НХК, стабильный бензин по продуктопроводу, а также автотранспортом

## 

## 2.4 Губкинский ГПК

В 1988 году были построены и введены в эксплуатацию две очереди по приёму, компримированию и осушке попутного нефтяного газа. Переработка газа предусмотрена по схеме низкотемпературной конденсации с турбодетандером четырьмя технологическими линиями. Мощность завода составляет 2,0 млрд м3 газа в год.

Тип перерабатываемого сырья – нефтяные газы Тарасовского, Барсуковского и других нефтяных месторождений Западной Сибири

Технологический процесс ограничивается осушкой ПНГ от влаги и незначительной выработкой тяжёлых углеводородов, по этой причине извлечение целевых компонентов составляет не более 5%.

Товарной продукцией является сухой газ. Для того, чтобы довести отбор целевых компонентов С3+в до 93%, планируется ввод в эксплуатацию установки низкотемпературной конденсации (НТК-1). При имеющейся загрузке завода выработка ценнейшего для нефтехимии сырья – ШФЛУ составит свыше 200 тыс. т в год.

## 2.5 Красноленинский ГПК

Спроектирован и построен для переработка ПНГ по схеме низкотемпературной конденсации с производством ШФЛУ. Первая технологическая линия введена в эксплуатацию в 1988 году, затем в 1989 году вторая линия.

Проектная мощность по сырому газу – 3219 млн м3 в год. Глубина извлечения пропана и более тяжёлых углеводородов обеспечивалась проектными решениями на уровне 85–96 % от потенциального содержания С3+в в нефтяном газе.

В настоящее время завод работает как компрессорная станция с глубокой осушкой от влаги попутного нефтяного газа и получением сухого отбензиненного газа и стабильного газового бензина, а также небольших объёмов технического пропана и пропан-бутановой смеси для коммунальных нужд.

Производство ШФЛУ сдерживается отсутствием мощностей по его отгрузке. На заводе перерабатывается ПНГ Талинского, Урайского, Песчанного, Ловинского и других месторождений. Товарной продукцией завода являются: компремированный газ, подаваемый по местным газопроводам, стабильный газовый бензин и сжиженный газ.

## 3. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Крупнейшим центром сосредоточения ресурсов газа является север Западной Сибири - Ямало-Ненецкий автономный округ и южная часть Карского моря. Здесь сосредоточено около 120 трлн. м3 газа, открыты такие уникальные газовые месторождения как Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Медвежье, Бованенковское и др. На шельфе Карского моря пробурено несколько скважин и уже сделаны два выдающихся открытия - выявлены новые гигантские газовые месторождения - Русановское и Ленинградское. В Ямало-Ненецком автономном округе добывается свыше 95% российского газа и каждый третий кубометр газа, добываемый в мире! Ямало-Ненецкий округ богат также нефтью и уступает в России по ее запасам и добыче только другому северному региону - Ханты-Мансийскому автономному округу. Он является сегодня и останется на несколько десятилетий главной нефтяной базой России.

По оценкам ученых Сибирского отделения Российской Академии наук добыча нефти в северных районах Западной Сибири может быть доведена к 2030 г. до 250-270 млн. т. Добыча газа составит в 2000 г. 540-550 млрд. м3 и может быть доведена к 2030 г. до 630-640 млрд.м3.

Богатства российского Севера не ограничиваются Западной Сибирью. Значительные ресурсы нефти и газа выявлены на европейском севере России, в Республике Коми и в Архангельской области. Однако главное открытие сделано не на суше, а в Баренцевом море, где открыто уникальное Штокмановское месторождение газа. Добыча газа на нем может быть доведена до 80-100 млрд. м3.

Богаты нефтью и газом и восточные районы России - Красноярский край, Иркутская область и Республика Саха (Якутия). Добыча газа в этих районах может не только удовлетворить потребности в газе и нефти восточных районов России, но и обеспечить значительные объемы их экспорта на Азиатско-Тихоокеанский энергетический рынок. В первые десятилетия XXI века должны быть сформированы три новые транспортные артерии для поставок нефти и газа: из Восточной Сибири через Забайкалье в северо-восточный и восточный Китай; с севера Западной Сибири через Томскую и Новосибирскую области, Алтайский край, Республику Алтай, северо-запад Китая на юго-восток Китая (Шанхай); Северным морским путем. По этой артерии на Азиатско-Тихоокеанский энергетический рынок могут быть направлены нефть и сжиженный природный газ. Заводы по сжижению газа целесообразно построить в Харасавэе, Ямбурге, Дудинке.

За счет западно-сибирского и восточно-сибирского газа необходимо развить газоперерабатывающую промышленность в Тобольске, Томске, Ангарске, необходимо углубить переработку нефти в Омске, Ачинске, Ангарске, что позволит обеспечить потребности в моторном топливе при меньших количествах потребляемой нефти.

Важно иметь ввиду, что природный газ восточно-сибирских и якутских месторождений богат гелием. Это - незаменимый продукт для космонавтики, атомной энергетики, медицины, новых высоких энергосберегающих технологий. В настоящее время главным поставщиком гелия на мировой рынок являются США, но в ближайшие 10-15 лет согласно американских прогнозов потребность в гелии в мире будет быстро расти, а добыча гелия в этой стране будет падать. В первые десятилетия XXI века Россия может сформировать в Восточной Сибири самый крупный центр по добыче и переработке гелия и стать крупнейшим производителем и экспортером гелия. Он будет необходим и для возрождающихся и реформируемых экономики и энергетики России.

К сожалению, трагические ошибки последнего десятилетия привели к практически полному разрушению геологоразведочных предприятий на севере России. Медленно осваиваются новые месторождения, в частности, месторождения газа в Ямало-Ненецком автономном округе. При сказочных богатствах это может привести к значительному падению добычи газа. Нельзя не иметь ввиду, что такого дешевого газа, который Россия добывала в последние 10 лет, больше не будет. Для развития новых центров нефте- и газодобычи необходимы серьезные инвестиции. Многие аналитики считают, что нефтегазовый комплекс может и должен инвестировать себя сам. Для этого, однако, нужна коренная реформа налогового законодательства и изменение ценовой политики в топливно-энергетическом комплексе, необходима специальная федеральная программа освоения и развития северных территорий и акваторий. Сибирское отделение РАН неоднократно выражало готовность активно участвовать в разработке такой программы.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В Западной Сибири высокие темпы освоения запасов преимущественно неокомских отложений привели к росту доли низкопродуктивных запасов и ресурсов нефти и газа, объем которых в настоящее время составляет несколько десятков миллиардов тонн. Учитывая, что в России высокий уровень добычи возможен только за счет нефтегазоносных недр Западной Сибири, освоение этих низкопродуктивных запасов и ресурсов, и особенно категории трудноизвлекаемых, является объективной необходимостью.

Изменения в структуре ресурсов и запасов нефти и газа Западной Сибири необходимо учесть при разработке долгосрочной стратегии нефтедобычи. Очевидно, что дальнейшее развитие должно идти с увеличением инвестиций в разведку и разработку месторождений, адекватным изменению качества сырьевой базы, а также с созданием и ускоренным освоением новых высокоэффективных технологий извлечения нефти, особенно для категории трудноизвлекаемых запасов.

Необходимо пересмотреть принципы классификации запасов и ресурсов нефти и газа в России, предусмотрев помимо степени изученности ресурсов характеристику их продуктивности и экономическую целесообразность освоения в качестве классификационных признаков.

Открытые месторождения полезных ископаемых - это только часть потенциала северных территорий и акваторий России. Для их выявления, для обеспечения долгосрочного устойчивого развития этих сырьевых баз необходимо проводить геологоразведочные работы.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андрейкина Л.В., Булкатов А.Н. Газовая промышленность Западной Сибири. // Материалы IV Международной научной конференции, посвящённой 55-летию Уфимского государственного нефтяного технического университета. «Современные проблемы истории естествознания в области химии, химической технологии и нефтяного дела». / / История науки и техники, – 2003. – С. 16–17.
2. Булкатов А.Н., Мовсум-заде М.Э. Становление газопереработки в Западной Сибири. // Нефть, газ и бизнес.– 2003.– № 6.–С. 58–61.
3. Геология нефти и газа Западной Сибири. //А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, B.C. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье. - М.: Недра, 1975.
4. Канторович А.Э., Фотиади Э.Э., Демин В.И. Прогноз месторождений нефти и газа. - М.: Недра, 1981.
5. Крылов Н.А. О возможности использования показателя кратности запасов нефти при планировании добычи и геологоразведочных работ// Геология нефти и газа. -1984. - № 12. - С. 30-33.
6. Крылов Н.А., Батурин Ю.Н., Рыжик В.М. Прогнозирование крупности запасов месторождений нефти и газа неразведанных ресурсов// Системный подход в геологии. - М., 1986. - С. 14-15.
7. Нефть и газ Западной Сибири. Межвузовский сборник, Тюмень, ТюмИИ, 1987. – 224 с.
8. Коржубаев А.Г. и др. Современные проблемы функционирования газового комплекса Западной Сибири // Экономика природопользования Алтайского региона: история, современность, перспективы. Матер. регион. науч.-практ. конф. Барнаул: АлтГУ, 2000
9. Скуридин С. Андрейкина Л.В., Тищенко С.Н. Некоторые исторические аспекты зарождения газоперерабатывающей отрасли. // Башкирский химический журнал.– 2003.– № 3.– С. 105–106.
10. Холимое Э.М., Гомзиков В.К., Фурсов А.Я. Управление запасами нефти. - М.: Недра, 1991.