

РЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИФИКА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ РОССИИ

Проведенный анализ структуры трудноизвлекаемых запасов нефти России позволил определить особенности их региональной концентрации и специфики, а также предварительно обосновать локализацию технологических полигонов для отработки применения различных методов увеличения нефтеотдачи.

Достаточно часто каждый из трех параметров — вязкость нефти, проницаемость и мощность коллектора — по отдельности рассматриваются в качестве критериев отнесения запасов к трудноизвлекаемым. На наш взгляд, это принципиально ошибочно, поскольку эти три показателя вместе определяют гидропроводность пласта, и, например, при повышенной вязкости нефти высокопроницаемые пласты могут разрабатываться на естественном режиме.

В качестве возможного решения можно предложить оценку запасов по интегральному показателю гидропроводности, рассчитываемому на основе приводимых в Государственном балансе запасов сведений по вязкости нефти, проницаемости и мощности коллектора. Если мы полагаем, что приводимые значения этих показателей в балансе корректны, то что нам мешает производить расчеты на их основе?

Применение комбинационного подхода позволило выделить не только трудноизвлекаемые запасы различных видов, но и запасы, характеризующиеся усугубляющим разработку сочетанием свойств.

Ранжирование региональной структуры ТИЗ по величине запасов и доле в МСБ региона позволило определить соотношение федерального и регионального интересов и более обоснованно предложить локализацию технологических полигонов.

Следующим этапом работ является комплексное обоснование локализации технологических полигонов на основе конкретных месторождений. При этом количественные критерии отнесения запасов к ТИЗ должны быть откорректированы, исходя из региональных особенностей, и приняты во внимание не только усугубляющие разработку сочетания параметров, но и благоприятствующие ей.

Такой подход позволит избежать неудачных законодательных решений, односторонне учитывающих особенности объектов разработки.



В настоящее время мы переживаем третью волну интереса государственных органов управления к трудноизвлекаемым запасам нефти.

Трудноизвлекаемый Ренессанс

Первое появление термина «трудноизвлекаемые запасы» произошло в конце 70-х годов прошлого века, когда на фоне продолжавшегося роста добычи нефти стало очевидно, что темп прироста добычи начал снижаться, а в обозримом будущем и сама добыча может начать уменьшаться (см. точка 1 «Динамика добычи нефти в России, ее прироста и мировых цен на нефть»). Стало необходимо дать объяснение происходящему доступными для руководства страны словами.

Видимо, первые публикации термина и его раскрытие были осуществлены в статьях Э.Халимова и М.Фейгина

1979 года. Затем термин и критерии выделения запасов был зафиксирован во «Временной методике геолого-экономической оценки и классификации запасов и ресурсов нефти» Министерства нефтяной промышленности, подготовленной ИГиРГИ в 1986 году.

Второе пришествие термина произошло в 1998 году, когда добыча нефти в стране упала до 293 млн тонн на фоне снижения мировых цен до исторического минимума с 1974 года. В феврале 1998 года появляются три документа, имеющие непосредственное отношение к трудноизвлекаемым запасам: Постановление Правительства РФ «Об утверждении методики дифференциации ставок акциза на нефть, включая стабилизированный газовый конденсат»; «Классификатор трудноизвлекаемых запасов нефти» Минтопэнерго и Приказ МПР «О временных критериях отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых».

Последний документ предполагал разработку Минприроды совместно с Минтопэнерго «Методических рекомендаций по отнесению запасов нефти к трудноизвлекаемым и остаточным (истощенным)». Пока шло согласование министерских позиций, цена на нефть стала расти, добыча пошла вверх, острота вопроса снизилась и социальный заказ отпал.

Нынешний интерес к трудноизвлекаемым запасам связан с идеологией управления развитием нефтедобычи исходя из реальной структуры ресурсной базы нефти. Представляя нефтяную Генсхему '2020, С.Шматко отметил, что «почти все запасы нефти (94%) находятся в распределенном фонде недр».

Это правда, но не вся. Из 6% извлекаемых запасов нефти промышленных категорий нераспределенного фонда недр 2,4% находится на нелегализованных пластах лицензированных ме-

сторождений. По сути, это объежки и хвосты, представляющие небольшой интерес. 1,2% — это лицензированные в последнее время месторождения им. Р.Требса и А.Титова и планируемые к лицензированию Наульское, Имилорское, Эргинское месторождения и ряд других, владельцы которых в определенной степени уже определены.

В итоге в собственно нераспределенном фонде «свободного пользования» находится 2,5% запасов. Это 451 месторождение, но 372 из них имеют запасы менее 1 млн тонн, относясь к «очень мелким» по классификации 2005 года, которая должна быть введена в действие с 1 января 2012 года.

Запасы более 1 млн тонн имеют 79 месторождений, но лишь пять из них имеют запасы более 15 млн тонн. По действующей классификации запасов лишь эти месторождения не относятся к категории мелких.

Оценивая возможность роста ресурсной базы за счет ГРП, Минэнерго полагает, что «геологический потенциал ресурсов существенно ниже сегодняшних запасов в уже открытых месторождениях». По мнению Минэнерго, поддержание нефтедобычи на уровне около 500 млн тонн в год для обеспечения целевого варианта связана, главным образом, с более интенсивным введением в разработку месторождений распределенного фонда, что возможно «только при стимулировании добычи нефти с вовлечением в разработку запасов, не разрабатываемых в текущем налоговом режиме».

С целью решения поставленных задач МПР в конце 2010 года приняло решение о создании технологических полигонов в нефтедобывающих регионах для апробации МУН с учетом концентрации и специфики свойств трудноизвлекаемых запасов (см. «Экономическое стимулирование рационального недропользования», стр. 8).

Предварительная программа работ включает два последовательных этапа:

1. Оценка структуры ТИЗ нефти России, их региональной концентрации и специфики (классы и сочетания классов трудноизвлекаемых запасов); степени их вовлечения в разработку. Объект анализа: субъект Федерации.

2. Оценка эффекта стимулирования МУН и обоснование размещения технологических полигонов: оценка структуры трудноизвлекаемых запасов нефти лицензионных участков и недропользователей (классы и сочетания классов ТИЗ); специализация МУН по классам

и сочетаниям классов ТИЗ; обзор применения МУН и оценка их эффективности; экономическая эффективность применения МУН и мультипликативный эффект; оценка возможного прироста извлекаемых запасов и объема добычи за счет МУН; обоснование размещения технологических полигонов для апробации МУН с учетом концентрации ТИЗ и специфики их структуры.

Эта статья посвящена результатам первого этапа.

Вначале было Слово

В 1979 году Э.Халимовым и М.Фейгиным было дано следующее определение: «...трудно извлекаемые традиционными методами разработки. К последним относятся запасы высоковязкой нефти, подгазовых залежей, водонефтяных зон, коллекторов сложного строения и т.п., а также запасы незначительных по размерам залежей».

К 1994 году были сформулированы количественные критерии отнесения запасов к трудноизвлекаемым, ставшие каноническими: в подгазовых залежах, с вязкостью более 30 мПа*с, в коллекторах с проницаемостью менее 0,05 мкм²; в пластах толщиной менее 2 метров.

Почему количественные критерии отнесения запасов к трудноизвлекаемым были сформулированы значительно позднее? Причина проста — в Государственном балансе запасов, являющемся основным инструментом государственного учета выявленных в недрах запасов углеводородного сырья и играющем основную роль при оценке текущего состояния и перспектив разви-



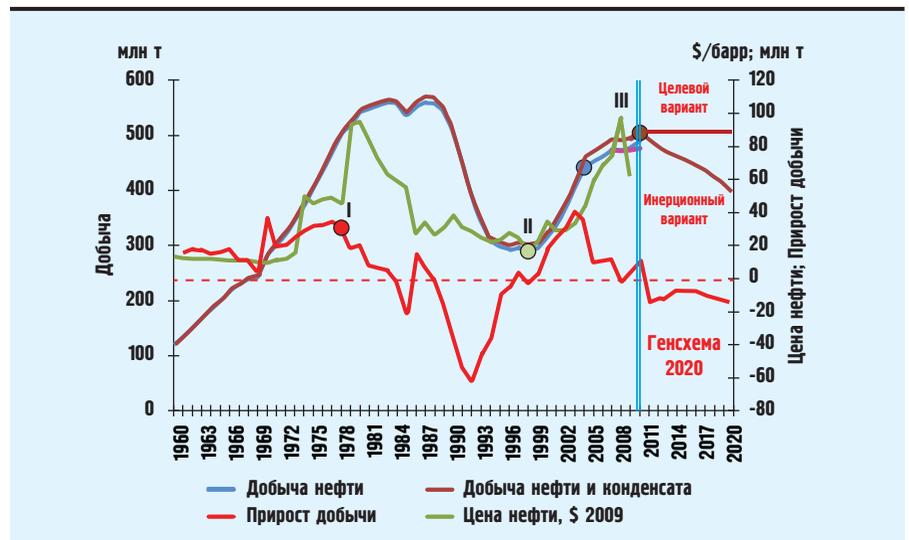
тия нефтегазодобывающей отрасли, эти показатели появились позднее.

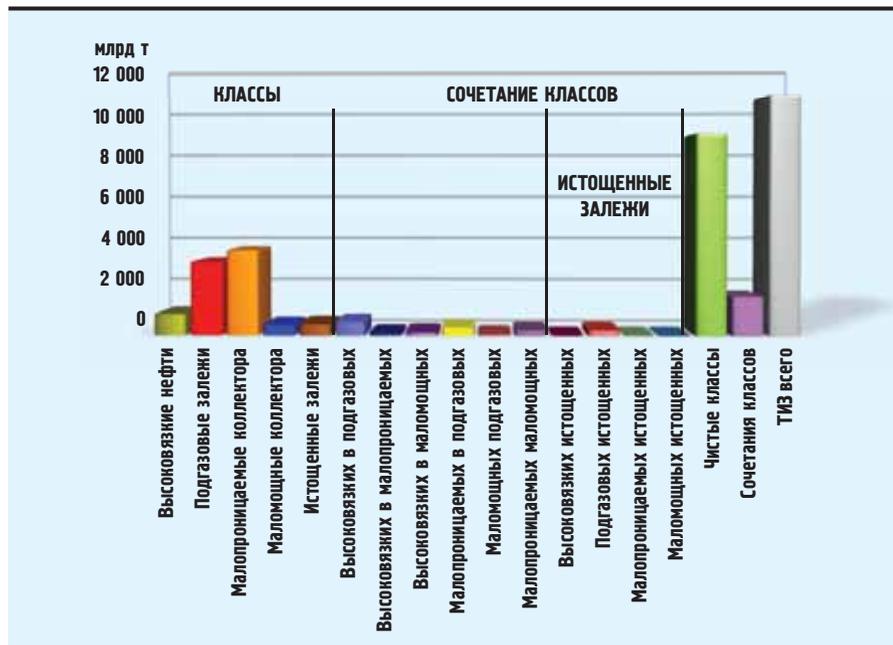
В 1979 году баланс содержал сведения только о вязкости нефти. Значения проницаемости и мощности коллектора появились с 1985 года, сведения о подгазовых залежах — с 1989-го.

Критерии выделения ТИЗ

В последующем предпринимались различные подходы выделения трудноизвлекаемых запасов, включая такие экзотические, как качество сырья (плотность и содержание серы), или учитывающие показатели, отсутствующие в балансе запасов (коэффициент прерывистости, коэффициент расчлененности, глинистость, дебиты), что де-

Динамика добычи нефти в России, ее прироста и мировых цен на нефть





Вовлечение запасов АВС, извл. в разработку



лало их администрирование крайне сложным.

Вместе с тем, приведенные четыре основных показателя рассматривались практически всеми исследователями в качестве основных критериев отнесения запасов к трудноизвлекаемым, если рассматривалось собственно извлечение.

Неопределенность существует с отнесением к трудноизвлекаемым запасов подгазовых залежей. Классификатор Минтопэнерго относил к ним запасы в том случае, когда мощность газонасыщенной части превышала нефтенасыщенную в три раза; критерии Минприроды рассматривали только пласты с эффективной мощностью нефтяной части менее 3 метров.

По оценке ИГИРГИ (1997), к трудноизвлекаемым относились запасы подгазовых залежей с нефтенасыщен-

ной мощностью менее 5 метров (неразрабатываемые залежи с газовой шапкой полностью, а разрабатываемые с текущим темпом отбора менее 2,5%).

Аналитическая часть государственного баланса запасов выделяет запасы подгазовых залежей и нефтяных оторочек безотносительно иных условий. В последние годы как НИИ, так и нефтяные компании относят к трудноизвлекаемым все запасы подгазовых залежей, и этот подход является наиболее широко распространенным.

В 2005 году ЦКР Роснедра (Э.Халимов, Н.Лисовский) были сформулированы Критерии отнесения запасов нефти к трудноизвлекаемым, основанные на Классификаторе Минтопэнерго (1998), доработанные «с учетом их апробации при проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений».

В отличие от предыдущих подходов, проницаемость пласта для отнесения к трудноизвлекаемым была понижена до 0,03 мкм². К маломощным коллекторам были отнесены терригенные коллектора мощностью менее 2 метров и карбонатные менее 4 метров. Эти критерии, а также пороговое значение вязкости 30 МПа*с, были приняты нами для проведения анализа структуры ТИЗ.

Подгазовые залежи рассматривались нами в целом. Причина заключается в том, что сопоставление отнесения подгазовых залежей к трудноизвлекаемым, проведенное с использованием различных критериев, показало следующее. Суммарные запасы подгазовых залежей АВС₁ составляют 4,5 млрд тонн. При расчете по Классификатору ЦКР (2005) к трудноизвлекаемым относятся лишь 0,014 млрд тонн, при этом представительность анализа составляет 60% (по запасам), поскольку в Государственном балансе запасов отсутствует значительная часть данных по эффективной мощности газовых шапок.

По Критериям МПР (1998) величина трудноизвлекаемых запасов в подгазовых залежах составляет 0,1 млрд тонн, использование методического подхода ИГИРГИ (1997) дало значение 0,38 млрд тонн. Полученные при анализе значения трудноизвлекаемых запасов в подгазовых залежах являются, безусловно, завышенными.

В дальнейшем требуются как проработка критериев отнесения запасов подгазовых залежей к трудноизвлекаемым, так и обеспечение должной представительности данных баланса запасов.

Комбинационный анализ ТИЗ

Традиционно выделение трудноизвлекаемых запасов производится в следующей последовательности: из совокупности запасов выделяются запасы одного вида ТИЗ, например высоковязкие нефти, затем из оставшейся части запасов выделяются подгазовые, затем из оставшейся части запасов низкопроницаемые и т.п. Это приводит к занижению величины запасов каждого последующего вида ТИЗ при правильной общей сумме запасов

В 1999 году нами был разработан методический подход комбинационного анализа ТИЗ, обеспечивающий выделение не только видов, но и их сочетаний, и основанный не на последовательном, а одновременном выделении ТИЗ. Подход реализован в виде программного

комплекса, обеспечивающего возможность изменения классификационных границ в зависимости от конкретных горно-геологических условий.

В 2000 году подход был применен к анализу ресурсной базы НК «Роснефть» и иных компаний и регионов, в 2001–2002 годах принципы подхода и полученные результаты были обсуждены на ряде совещаний и опубликованы. Последующее применение подхода для анализа ресурсной базы нефти страны показало его результативность.

При анализе (см. «Структура ТИЗ нефти промышленных категорий») выделяются как виды ТИЗ (запасы, относимые к ТИЗ в соответствии с принятыми для анализа количественными критериями), так и их распределение по классам (запасы, характеризующиеся отношением к ТИЗ на основе одного показателя) и сочетаниям классов ТИЗ (запасы, относимые к ТИЗ по нескольким показателям одновременно, что

оказывает усугубляющее влияние на разработку залежей; обычно это сочетание двух показателей, редко, но встречается сочетание трех показателей).

Начиная с 2007 года ВНИГРИ, а с 2008 года ИГиРГИ начали применение комбинационного подхода к анализу ТИЗ, что значительно повышает информативность проводимого анализа.

Представительность данных

Анализ структуры ТИЗ проведен для извлекаемых запасов промышленных категорий АВС₁. Перед проведением анализа была определена представительность данных Государственного баланса запасов. Значениями эффективной мощности охарактеризованы 99% запасов, сведениями о литологии коллектора — 96%, значениями вязкости нефти — 89%, значениями проницаемости коллектора — 85%.

С соответствием с приведенными в балансе сведениями (включая нефтяные оторочки) учтена 341 подгазовая залежь с запасами 1,8 млрд тонн. Однако проведенное нами сопоставление баланса газа и нефти показало, что не все залежи нефти, залегающие под газовыми шапками, отнесены к подгазовым.

На основе проведенного предварительного сопоставительного анализа число подгазовых залежей возросло до 923 при суммарных запасах АВС₁ извл. 4,5 млрд тонн (эти значения были использованы для проведения анализа). Таким образом, представительность данных баланса запасов в неотредактированном виде составляет 40%. Причина заключается, на наш взгляд, в том, что формы 6-гр по нефти и газу готовятся на местах отдельно и зачастую отсутствует взаимодействие при подготовке отчетности по различным флюидам.



**8-10 июня
2011 года**

12-я специализированная выставка-конгресс
с международным участием в рамках
**7-го Сибирского Форума
недропользователей
и предприятий ТЭК**

**НЕФТЬ. ГАЗ.
ГЕОЛОГИЯ**

ТЕХНОПАРК
ОАО ТОМСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ДЕЛОВОЙ ЦЕНТР

г. Томск, ул. Вершинина, 76
Тел.: (3822) 419685, 419451
Факс: (3822) 419685, 419768
E-mail: org1@t-park.ru <http://t-park.ru>

Распределение ТИЗ по пластам с различными текущими темпами отбора



Вовлечение ТИЗ в освоение

В настоящее время только 21% запасов промышленных категорий разрабатывается с текущими темпами отбора более 4% (см. «Вовлечение запасов АВС₁ извл. в разработку»). С темпами отбора 2–4% разрабатывается 17% запасов, 29% запасов имеют темп отбора менее 2%, и из 11% запасов разрабатываемых месторождений добыча не ведется вовсе.

Очевидно, что последние три группы запасов являются резервом роста добычи, и первоочередная задача заключается в определении доли ТИЗ в каждой из групп запасов.

Распределение различных видов ТИЗ по пластам, разрабатываемым с различными темпами отбора, показывает достаточно логичную картину: для всех видов ТИЗ свойственно закономерное увеличение доли в запасах по мере уменьшения текущих темпов отбора; вместе с тем имеются некоторые отличия (см. «Распределение ТИЗ по пластам с различными текущими темпами отбора»).

Основная часть высоковязких нефтей (более 30 мПа*с) сосредоточена на медленно разрабатываемых (темп отбора менее 2%) пластах разрабатываемых месторождений, на неразрабатываемых месторождениях и на не введенных в разработку пластах разрабатываемых месторождений. Нефти с вязкостью более 200 мПа*с расположены на неразрабатываемых месторождениях; их значительная часть разрабатывается медленно.

Основная часть малопроницаемых коллекторов разрабатывается медленно; следующая по значимости группа связана с неразрабатываемыми месторождениями. Основная часть запасов подгазовых залежей не введена в разработку. Маломощные коллектора сосредоточены, главным образом, на медленно разрабатываемых пластах.

Региональная структура ТИЗ

Анализ региональной структуры ТИЗ проведен для субъектов Федерации и шельфов морей. В запасах регионов доля ТИЗ составляет от 100% (Кировская, Ростовская области, Республика Адыгея) до 0% (шельфы Балтийского и Азовского морей, Кабардино-Балкарская Республика). Ряд регионов харак-

теризуется значительной долей усугубляющих разработку сочетаний классов ТИЗ (см. «Доля ТИЗ в ресурсной базе регионов и их структура»).

Обоснование расположения технологических полигонов

Обоснование размещения технологических полигонов (ТП) на основе выявленных закономерностей региональной концентрации и специфики ТИЗ основано на формализованной процедуре. Для каждого вида ТИЗ построены диаграммы в следующих координатах: по оси абсцисс приведена величина запасов ТИЗ региона, по оси ординат — доля вида ТИЗ в ресурсной базе региона. Все построения выполнены для извлекаемых запасов категорий АВС₁ (см. «Обоснование размещения ТП для апробации МУН высоковязких нефтей»).

При таком построении абсолютная величина запасов отражает федеральный интерес локализации ТП, а доля вида ТИЗ в запасах региона, соответственно, региональный интерес.

Очевиден конфликт интересов: если разделить оси приблизительно пополам, то правый нижний квадрант будет соответствовать значительному федеральному интересу при слабой заинтересованности региона, левый верхний, соответственно, большей региональной заинтересованности, верхний правый — сочетанию интересов, левый нижний — малой привлекательности для обеих сторон.

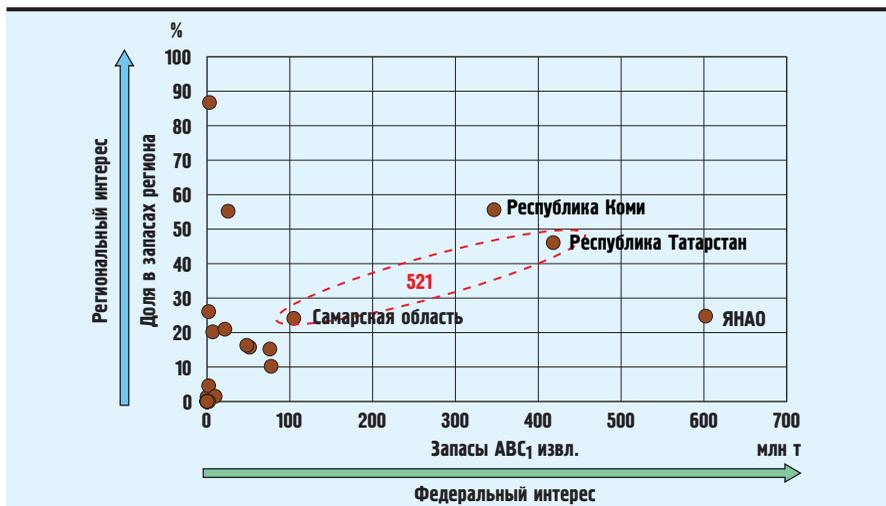
Близкорасположенные регионы, характеризующиеся сходными горно-геологическими условиями, объединены в межрегиональные ТП — на рисунке показано объединение Самарской области и Республики Татарстан, суммарная величина запасов высоковязких нефтей которых превышает 500 млн тонн.

Таким образом, для их разработки по формальным признакам целесообразно формирование трех ТП — в ЯНАО, Республике Коми и межрегионального для Республики Татарстан и Самарской области.

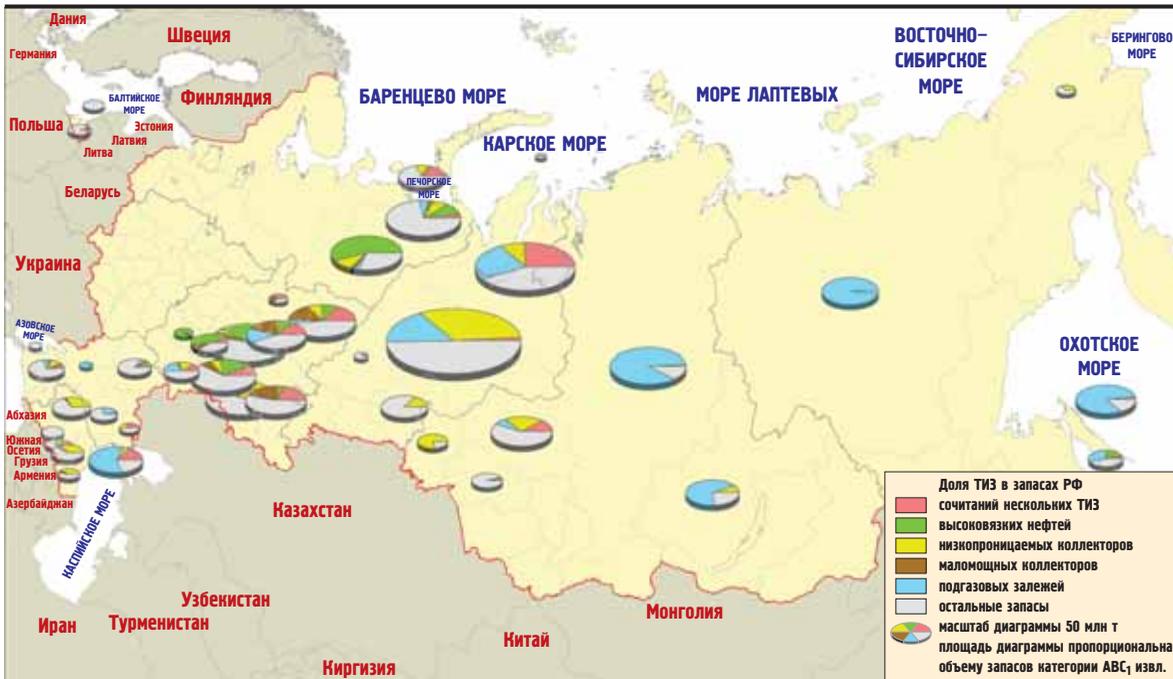
На основе проведенного анализа можно предварительно определить расположение следующих шести ТП, представляющих федеральный интерес (см. «Проектная локализация ТП»):

Высоковязкие нефти — 3 ТП: ЯНАО, Республика Коми и межрегиональный в Республике Татарстан и Самарской области (суммарные запасы 1,4 млрд тонн).

Обоснование размещения ТП для апробации МУН при разработке высоковязких нефтей



Доля ТИЗ в ресурсной базе регионов и их структура



Низкопроницаемые коллектора – 1 ТП: межрегиональный ХМАО и ЯНАО (суммарные запасы 3,3 млрд тонн); доля этих запасов в ресурсной базе Томской и Оренбургской областей составляет около 40%, что определяет региональный интерес.

Подгазовые залежи — 1 ТП: межрегиональный ХМАО и ЯНАО (суммарные запасы 2,7 млрд тонн); доля этих запас-

сов в ресурсной базе Республики Саха (Якутия), Красноярского края и шельфа Охотского моря превышает 80%, что определяет региональный интерес.

Маломощные коллектора — 1 ТП: межрегиональный в Пермском крае, Удмуртской Республике, Республиках Башкортостан и Татарстан (суммарные запасы 0,55 млрд тонн).

Помимо этого, освоение высокопарафинистых нефтей представляет интерес для Ненецкого АО (запасы 0,35 млрд тонн, 50% в запасах региона), Самарской и Оренбургской областей (0,24 млрд тонн, около 20% в запасах регионов), а также шельфа Каспийского моря (0,2 млрд тонн, 95% соответственно).

Проектная локализация ТП

