Геология
Geology

УДК 622.691.2(571.5)

ОСНОВЫ СТРАТЕГИИ РАЦИОНАЛЬНОГО ОСВОЕНИЯ ВЫСОКОКАЧЕСТВЕННЫХ РЕСУРСОВ ГЕЛИЯ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

В.Б.АРЧЕГОВ, *канд. геол.-минерал. наук, доцент, v.archegov@ya.ru*
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург, Россия

На юге Сибирской платформы выявлена крупная газогелиевая геохимическая провинция. В древних толщах открыто 36 месторождений, содержащих промышленные концентрации гелия. Гелийсберегающие технологии переработки природного газа невозможны без решения вопроса о хранении выделяемого гелиевого концентрата. Подземные хранилища газа целесообразно строить в отложениях кембрийской каменной соли. Основные запасы гелия сосредоточены в природных газах Сибирской платформы РФ и в газах Мидконтинента и Скалистых гор США. Гелий транспортируется поставщикам как в газообразном, так и в жидком состоянии. Начато строительство магистрального газопровода «Сила Сибири», который пройдет в одном технологическом коридоре с нефтепроводом «Восточная Сибирь – Тихий океан». Газогелиевые месторождения целесообразно связать сетью локальных газопроводов и на их базе создать центры газопереработки (Талакано-Чаяндинский, Ковыктинский, Юрубчено-Тохомский, Собинско-Пайгинский и др.).

Ключевые слова: гелий, Сибирская платформа, кембрийская каменная соль, газогелиевые месторождения, гелийсберегающие технологии, хранение гелиевого концентрата, подземные хранилища газа, магистральный газопровод «Сила Сибири».

Гелий – элемент современных и будущих высоких технологий. Области его применения крайне разнообразны. Это электроника, металлургия, машиностроение, энергетика, медицина и многое другое. Основным поставщиком гелия на мировой рынок до недавнего времени были США: при общем его производстве в стране 100-110 млн м^3 экспортировалось 30-38 млн м^3 [17]. В 1995 г. к США присоединился Алжир с производственными мощностями 17 млн м^3 гелия в год [12]. Рынок сбыта – Западная Европа. Производителями гелия являются также Франция, Канада, Китай, Польша, но их роль в объемах производства и в конъюнктуре мирового рынка незначительна.

На востоке России давно назрела необходимость перестройки структуры потребляемых энергоносителей за счет увеличения доли природного газа. Это экономически выгодное и экологически чистое топливо в мировой энергоструктуре уже составляет свыше 20 % [8].

В России имеются производственные мощности для извлечения гелия – не менее 12 млн м^3 в год, но сырьевая база большей части заводов либо практически исчерпана (Сосногорский, Московский, Миннибаевский, Отрадненский), либо низкокачественна (Оренбургский). Поэтому в настоящее время страна не может участвовать на конкурентной основе в торговле гелием на мировом рынке. Одновременно с этим еще в 60-70-х годах XX в. в России выявлена газогелиевая геохимическая провинция на юге Сибирской платформы, уступающая по качеству газогелиевого сырья и начальным запасам лишь месторождениям США. Не исключено, что эта провинция по ресурсам гелия в газах с концентрацией более

0,2 % окажется в перспективе лидирующей в планетарном масштабе, поскольку в Северной Америке прогнозные ресурсы гелиеносного газа незначительны [15, 16]. Административно эта провинция занимает территории юга Красноярского края и Эвенкийской АО, Иркутской области и юга Республики Саха. В настоящее время на территории Сибирской платформы открыто 63 газовых, нефтегазоконденсатных и нефтяных месторождений, из которых 36 находятся в древних толщах (рифей, венд, нижний кембрий) и содержат промышленные концентрации гелия (см. рисунок). В открытых месторождениях преобладают залежи структурного типа, литологически ограниченные залежи находятся в основном на юге Непско-Ботуобинской антеклизы и Ангаро-Ленской ступени.

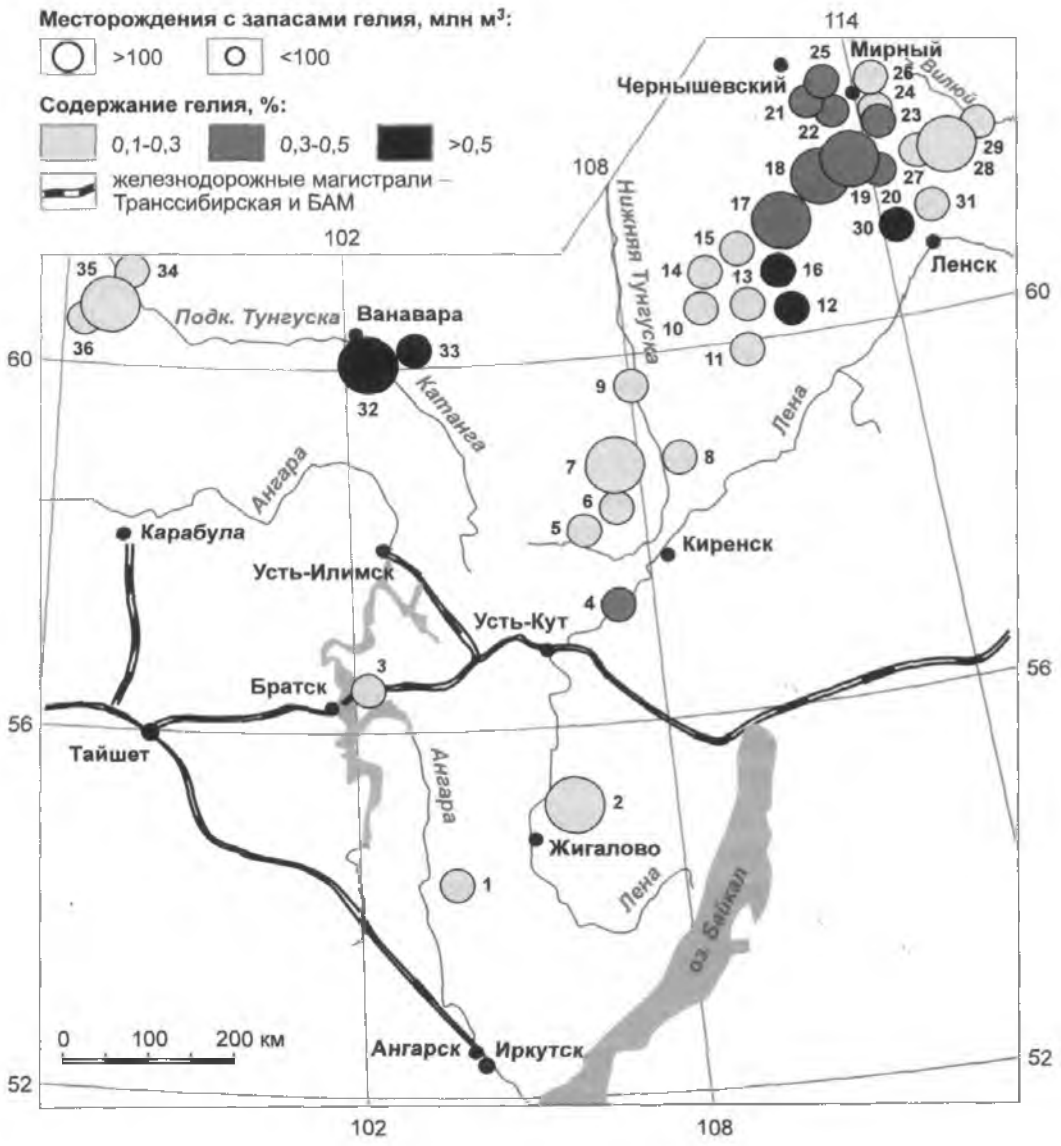


Схема расположения газогелиевых месторождений на юге Восточной Сибири [14]
1 – Атовское, 2 – Ковыктинское, 3 – Братское, 4 – Марковское, 5 – Ярактинское, 6 – Аянское, 7 – Дулисьминское, 8 – Пилюдинекое, 9 – Даниловское, 10 – Верхнечонское, 11 – Алинское, 12 – Восточно-Талаканское, 13 – Талаканское, 14 – Вакунайское, 15 – Тымпучиканское, 16 – Нижнехамакинское, 17 – Чаяндинское, 18 – Среднеботуобинское, 19 – Тас-Юряхское, 20 – Бесюряхское, 21 – Маччобинское, 22 – Мирнинское, 23 – Нелбинское, 24 – Северо-Нелбинское, 25 – Иреляхское, 26 – Станахское, 27 – Иктехское, 28 – Верхневилючанское, 29 – Вилюйско-Джербинское, 30 – Хотого-Мурбайское, 31 – Отраднинское, 32 – Собинское, 33 – Пайгинское, 34 – Куюмбинское, 35 – Юрубчено-Тохомское, 36 – Оморинское

На всех месторождениях Восточной Сибири, связанных с подсолевым комплексом, решающим является литологический фактор, когда независимо от других геологических параметров, в том числе приуроченности к различным структурным формам осадочного чехла (антиклинальным поднятиям, структурным выступам, ступеням на моноклинали и т.д.) и различным литологическим типам отложений (терригенным, карбонатным), основным параметром залежи служит показатель «коллектор – неколлектор» в объеме данного продуктивного горизонта [7].

При относительно простой морфоструктуре залежей распределение продуктивных и непродуктивных участков в их приделах выглядит, как правило, весьма мозаично. Кроме того, значительно варьируют величины заполнения продуктивного горизонта углеводородами, а как следствие, существенно различаются в отдельных скважинах уровни газонефтяного, газоводяного и водонефтяного контактов. Литологическая неоднородность разреза, соответственно невыдержанность продуктивности отдельных участков залежи, свидетельствует о связи подобного его строения с дизъюктивной тектоникой и наличием отдельных блоков в структуре залежи как современного, так и древнего заложения. Но чаще всего амплитуда этих тектонических нарушений, ограничивающих отдельные блоки, незначительна, что затрудняет их выявление обычными геолого-геофизическими методами, в частности сейсморазведкой [1, 7].

Существенной особенностью залежей газа в месторождениях южной части Сибирской платформы является высокое содержание гелия (от 0,120 до 0,650 %). Этот действительно «золотой пояс нефтегазоносности» Сибирской платформы можно было бы назвать и «поясом гелиеносности» России. Суммарные балансовые запасы гелия категорий $АВС_1 + С_2$ составляют примерно 16 млрд м^3 с гелиесодержанием от 0,2 до 0,6 % [16]. Характеристика основных газогелиевых месторождений дана на базе блоковых моделей их геологического строения, выполненных ВНИГРИ [1, 4, 13] (см. таблицу).

Решение проблемы гелийсберегающей технологии переработки природного газа невозможно без решения вопроса о хранении выделяемого гелиевого концентрата с учетом объемов переработки газа и получаемого для перспективного хранения концентрата, поскольку для последнего требуется оборудование подземных хранилищ. Стабильное функционирование газоперерабатывающих заводов, особенно в условиях отдаленных, малонаселенных и труднодоступных районов Восточной Сибири, в значительной мере может быть обеспечено подземными хранилищами не только газообразных, но и жидких углеводородов.

Такие хранилища аккумулируют запасы углеводородного сырья и топлив, регулируют пиковую и сезонную неравномерность их потребления, используются как резерв в период ремонта или аварийных ситуаций на перерабатывающих заводах, являются региональными базами оперативного и длительного хранения жидких и газообразных углеводородов.

Строительство и использование подземных хранилищ газа (ПХГ) приобрело широкое развитие в мире. По данным администрации по энергетической информации Министерства энергетики США, максимальный суточный отбор газа из 403 ПХГ США в 1995 г. составлял 1970,7 млн м^3. В том числе из 337 ПХГ в истощенных нефтегазовых месторождениях – 1488,4 млн м^3, из 40 ПХГ в водоносных пластах 199,2 млн м^3 и из 26 ПХГ в каменной соли – 283,1 млн м^3 [20].

В строящихся и запланированных к строительству 58 новых ПХГ в США максимальный суточный отбор газа составил 281,53 млн м^3. В том числе из ПХГ в истощенных нефтегазовых месторождениях 105 млн м^3, водоносных пластах 9,91 млн м^3, каменной соли 166,62 млн м^3. В увеличении максимального суточного отбора наиболее весома доля ПХГ в каменной соли, она составляет 59 % [14].

Газогелиевые месторождения Сибирской платформы

Нефтегазоносная область	Месторождение	Возраст	Литология продуктивного горизонта	Глубина, м	Содержание Не в газе, %	Примечание
Непско-Ботуобинская	Верхневилючанское	C_1 юр	Карбонатный коллектор	1650	0,142	Месторождения, удаленные от крупных разломных зон. $He_{ср}$ = 0,133 %
	Вилюйско-Джербинское	C_1 юр		1650	0,138	
	Иктехское	C_1 юр		1750	0,120	
	Среднеботуобинское	C_1 ос		1430-1530	0,200	Месторождения, осложненные крупными разрывами или приближенные к разломным зонам. $He_{ср}$ = 0,205 %. $He_{ср\Sigma}$ = 0,181 %
	Талаканское	C_1 ос		890-1100	0,160	
	Вакунайское	C_1 ос		1550	0,200	
Байкитская	Юрубченское	R		2200	0,170	
	Куюмбинское	R		2166-2240	0,230	
	Оморинское	V		2400	0,270	
Непско-Ботуобинская	Северо-Нелбинское	V бот	Терригенный коллектор	2050	0,275	Месторождения, удаленные от крупных разломных зон. $He_{ср}$ = 0,267 %
	Нелбинское	V бот		1900	0,330	
	Вилюйско-Джербинское	V вил		2500	0,240	
	Верхневилючанское	V вил		2500	0,234	
	Тымпучиканское	V хам		1620	0,260	
	Верхнечонское	V вч		1615	0,290	
	Даниловское	V яр		1900	0,280	
	Дулисьминское	V яр		2460	0,260	
	Ярактинское	V яр		2650	0,220	
	Марковское	V парф		2760	0,300	
Ангаро-Ленская	Братское	V парф		3320	0,270	
	Ковыктинское	V парф		3100	0,260	
	Атовское	V парф		2410	0,250	
Непско-Ботуобинская	Иреляхское	V бот	Терригенный коллектор	2150	0,440	Месторождения, осложненные крупными разрывами или приближенные к разломным зонам. $He_{ср}$ = 0,494 %
	Маччобинское	V бот		2050	0,514	
	Мирнинское	V бот		2075	0,380	
	Среднеботуобинское	V бот		1900	0,450	
	Тасюряхское	V бот		1900	0,390	
		V тал		2000	0,440	
	Чаяндинское	V бот		1450-1800	0,440	
		V хам+тал		1470-1800	0,650	
	Озерное	V хам		1800	0,387	
	Нижнехамакинское	V хам		1575	0,523	
		V тал		1750	0,502	
	Талаканское	V хам		1420	0,315	
	Восточно-Талаканское	V хам		1700	0,580	
Предпатомская	Хотого-Мурбайское	V бот		2065	0,547	
Катангская	Собинское	V ван		2500	0,580	
	Пайгинское	V ван		2650	0,460	
Саяно-Енисейская	Агалеевское	V ван		2660	0,470	

Примечание. Вышележащая покрышка – соль. *Карбонатные продуктивные горизонты*: C_1 юр – юряхский, C_1 ос – осинский, R – гипергенно измененные карбонаты вблизи от эрозионной поверхности рифея. *Терригенные продуктивные горизонты*: V вил – вилючанский, V вч – верхнечонский, V ван – ванаварский, V тал – таллахский, V хам – хамакинский, V бот – ботуобинский, V парф – парфеновский, V яр – ярактинский.

Объем активного газа, хранящегося в 12 ПХГ (семь ПХГ – в пористых структурах и пять ПХГ – в каменной соли) крупнейшей компании Германии «Рургаз АГ», возрос за семь лет с 2,92 млрд м^3 (1990 г.) до 4,3 млрд м^3 (1997 г.). Прирост осуществлен практически только за счет пяти ПХГ в каменной соли. За эти годы объем активного газа компании в ПХГ, сооруженных в каменной соли, возрос в 2,6 раза. Особенно этому способствует широкое развитие пластов каменной соли в недрах верхнепермских отложений практически на всей территории Германии.

В ОАО «Газпром» (ООО «Подземгазпром») разработана концепция развития ПХГ в каменной соли до 2015 г., базисом которой является прогноз развития газовой промышленности на перспективу. Ежегодно ведутся региональные геологические исследования по трассам магистральных газопроводов и на территории газовых комплексов, позволяющие выявлять первоочередные объекты для создания ПХГ в каменной соли и пористых структурах.

В пористых структурах за 40-летнюю историю подземного хранения газа в России создано 23 ПХГ, в том числе 14 ПХГ в водоносных пластах и 9 ПХГ в истощенных газовых месторождениях.

Первоначально хранилища создавались вблизи крупных промышленных центров. С развитием транспортных потоков выявилась необходимость строительства ПХГ в районах трасс магистральных газопроводов, на эффективности работы которых особенно сказывалась сезонная и суточная неравномерность газопотребления. И только в особых случаях, при невозможности регулирования неравномерности газопотребления и поддержания надежности газоснабжения, ПХГ строят вблизи потребителей. Такими участками обычно являются тупиковые газопроводы.

Поскольку ПХГ может размещаться на различных по своему геологическому строению территориях, для каждой такой области требуются оценка геологических условий и, исходя из их особенностей, разработка методики выявления благоприятных условий создания подземного газохранилища, выбора его типа. В солях ПХГ может быть тоннельным, камерным; в многолетнемерзлых породах – шахтным или бесшахтным резервуаром. Предпроектные разработки составляют основу программы геологоразведочных работ и дают обоснование инвестиций для их проведения уже на стадии детальных поисков ПХГ.

Подземные хранилища гелиевого концентрата отличаются от газовых более высокими требованиями к герметичности всех технических систем.

По разработкам ВНИИПромгаза (ныне ООО «Подземгазпром») в районе Оренбургского гелиевого завода (ОГЗ) построено пять крупнообъемных резервуаров общим геометрическим объемом 210 тыс.м^3 для долгосрочного хранения концентрата гелия (85-93 % He + 15-7 % N_2). Резервуары построены на глубине 1470 м в отложениях каменной соли методом растворения через буровые скважины [15].

Началу строительства предшествовал комплекс геолого-гидрогеологических прочностных и технологических исследований. В результате были определены оптимальная глубина заложения подземных резервуаров (1350-1500 м), максимальный пролет выработки (до 100 м), конструкция скважины и мероприятия по повышению ее герметичности (герметизация резьб, добавки в цемент фурилового спирта и кристаллического хлористого натрия, конструкция устьевой обвязки).

Гелиевый концентрат закачивается в подземные резервуары по завершении процесса растворения каменной соли мембранными компрессорами ОГЗ под давлением, обеспечивающим преодоление гидростатического давления столба рассола и гидравлических сопротивлений в системе (~ 18 МПа). Его отбор осуществляется за счет избыточного давления в газовой шапке резервуара. Состояние подземных резервуаров контролируется ежегодно с помощью гелиевой съемки (содержание гелия в воздухе вблизи устья скважин, по трассе продуктопроводов, в воде из контрольно-наблюдательных скважин). Ведется также контроль утечек (манометры, дифманометры, термометры, расходомеры с погрешностью не более 0,25 %).

Гелиегазохранилище в Клиффсайде (США) создано в 1961 г. в соответствии с законом по гелию от 1960 г. с целью сохранения ресурсов гелия, содержащихся в интенсивно разрабатываемых газовых месторождениях Мидконтинента [18, 19]. Хранилище обустроено в истощенном добычей газовом месторождении Клиффсайд (штат Техас), в поровотрещинном пермском продуктивном резервуаре, залегающем на глубине 1011 м. Начальный состав природного газа, %: CH_4 65,6; тяжелые углеводороды 7,3; N_2 25,1; H_2S и CO_2 – отсутствовали; He + Ne 1,79. Хранилище начальных запасов газа выработано более чем на 70 % [18]. Для реализации программы расходы по строительству гелиевых заводов, закупке гелия, сооружению и содержанию гелиевого хранилища принял на себя государственный сектор. Общий объем сохраненного гелия от уже в значительной мере выработанных запасов газа Мидконтинента составил 0,9-1,1 млрд $м^3$.

Гелий транспортируется поставщикам как в газообразном, так и в жидком состоянии. Основной поставщик гелия на внутренний рынок России – Оренбургский гелиевый завод – поставляет гелий только в газообразном виде под давлением в баллонах, перевозимых автотранспортом потребителя, в закрытых железнодорожных вагонах и вагонами-ресиверами.

В свое время разрабатывались и осваивались различные проекты контейнерных автомобильных и железнодорожных газобаллонных установок для перевозки газообразного гелия. Основными показателями, определяющими возможность и экономичность перевозок гелия газобаллонными установками, являются вместимость установки и рабочее давление баллонов. Максимальный объем перевозимого автотранспортом гелия в перспективных разработках оценивался на уровне 5000-10000 $м^3$ за рейс. Внутрироссийские перевозки могут осуществляться отечественными тягачами соответствующей грузоподъемности.

Большой опыт работы зарубежных компаний по торговле гелием показал неэффективность транспортировки газообразного гелия. За рубежом отдается предпочтение транспортировке и торговле гелием в жидком виде [19].

Сжижается гелий непосредственно на заводах по добыче и уже в сжиженном виде перевозится в криогенных контейнерах. По прибытии в центр распределения гелий переливают в емкости, приспособленные к рыночному спросу или же в соответствии с заказами потребителей переводят гелий из жидкого в газообразное состояние и перекачивают в баллоны высокого давления. Для выполнения этих функций центры распределения имеют склады, компрессоры, платформы, разливочные эстакады, необходимое количество различных по объему криогенных емкостей и баллонов для сжатого гелия.

Установки сжижения гелия обычно комплектуются стационарными гелиевыми хранилищами-накопителями. Назначение хранилища – обеспечение непрерывной многосуточной работы ожижителя и создание условий для быстрого заполнения жидким гелием транспортных цистерн большой вместимости. В качестве хранилища используются емкости, вместимость которых зависит от производительности станции сжижения и максимальной вместимости транспортных средств [13, 14].

Большой интерес представляет транспортировка жидкого гелия авиатранспортом для экспортных поставок. В 1991 г. работники Госавианадзора подтвердили возможность перевозки жидкого гелия воздушным путем. Сотрудники АНТК им. Туполева, проведя соответствующие расчеты и проработки, определили, что на борту самолета «ТУ-154» может быть размещено 54 сосуда СТГ-40 объемом 43 л каждый и 109 сосудов СТГ-10 объемом 105 л, что соответствует общему объему жидкого гелия 13776 л (или в пересчете на газообразный гелий в нормальных условиях – 9643 $м^3$) [16].

В случае развития гелиевой промышленности за счет комплексной переработки газа Восточной Сибири и выпуска сжиженного гелия в больших количествах решение проблемы создания крупных отечественных транспортных цистерн вполне по силам отечественному машиностроению (при условии достаточного финансирования).

Определенный интерес представляют данные фирмы «Эйрко» (США) и «Линде» (ФРГ) о типичных транспортных расходах при транспортировке жидкого гелия морским,

авиационным, автомобильным и железнодорожным транспортом. Стоимость зарубежной транспортной цистерны объемом 41,6 м^3 составляет 450 тыс. долларов. Стоимость аренды – 100 тыс. долларов в год (1991 г.) [13].

В условиях бездорожья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) транспортирование жидкого гелия в основном может осуществляться по железной дороге в крупногабаритных цистернах, аналогичных зарубежным, с объемом 41,6 м^3. При этом рациональной схемой транспортировки жидкого гелия зарубежному потребителю является доставка продукта в гелиевых цистернах по железной дороге до портов «Находка» или «Совгавань» и далее морским транспортом. Поставки в Китай могут осуществляться прямым железнодорожным транспортом. Вполне реальна для рассматриваемых районов организация транспортировки жидкого гелия авиатранспортом.

Разведка и разработка высококачественных газогелиевых месторождений не отличается какими-либо специфическими особенностями сравнительно с газовыми месторождениями без кондиционных гелийсодержаний. Они разведываются, оцениваются и разрабатываются в полном соответствии с существующими методическими указаниями, инструкциями и требованиями безопасности ведения работ для газовых месторождений с учетом наличия в них различных компонентов примеси.

Основная проблема освоения месторождений с крупными и высококачественными запасами гелия состоит в рациональной реализации, а не в подготовке их запасов.

История защиты высококачественных запасов гелия на мировом уровне насчитывает многие десятилетия, начиная с 1923 г., когда в США был принят первый закон о гелии как стратегически важном товаре, запрещающий его экспорт в другие страны без согласования с госорганами. Затем, в 1962 г., в новой редакции этого же закона в США эмбарго снято не было, но было финансово обеспечено на федеральном уровне производство по извлечению и хранению гелия в подземном гелиегазохранилище [18].

В СССР в 80-х годах XX в. неоднократно издавались распоряжения на уровне Совета министров (СМ) СССР по подготовке закона об охране ресурсов гелия. В основе разработанного ВНИГРИ проекта лежало разделение охранных мероприятий по уровням их строгости в зависимости от качества и объемов газогелиевого сырья на месторождениях. В частности, предлагалось запрещение эксплуатации без извлечения гелия всех газовых месторождений любого состава со средневзвешенной относительно запасов концентраций гелия от 0,15 % и более с разведанными запасами гелия не менее 30 млн м^3. Подобного рода запреты были возможны в условиях плановой экономики и нереальны в рыночной. К тому же, несмотря на Постановление СМ СССР «О мерах по сокращению потерь, увеличению промышленных запасов и эффективному использованию гелия» от 08.09.1965 г. № 61-8, оно и не выполнялось. Продолжалось сжигание гелиеносного газа (He = 0,17 %) на Крутянском заводе канальной сажи, в результате Сосногорский гелиевый завод (г.Ухта) пришлось закрыть. Разрабатывались без извлечения гелия газогелиевые месторождения Пермско-Башкирского Приуралья (He = 0,15÷0,20 %) и Восточной Украины (He = 0,18÷0,20 %). Таким образом, практика «запретов» не оправдывала себя [15].

Вместе с распадом СССР практически все наиболее ценные газогелиевые ресурсы остались в территориальных пределах России. Единичные месторождения с практически выработанными запасами углеводородного газа с гелиесодержанием, близким к 0,1 %, отошли к Украине и Узбекистану, азотного газа – 0,9 %, к Казахстану.

Вместе с наметившейся стабилизацией в промышленности и экономике вопрос об особенностях лицензирования и реализации высококачественных газогелиевых месторождений начал вновь обсуждаться. Так, в целях рационального использования запасов гелия, по мнению Госгортехнадзора России (В.В.Грицков, 2000 г.), целесообразно:

– продолжить формирование гелиевого государственного резерва, запретить эксплуатацию гелийсодержащих газовых и газоконденсатных месторождений со средневзвешенной концентрацией гелия 0,1 % и выше, с разведанными запасами гелия не менее 20 млн м^3

на месторождении или группе месторождений, входящих в единую эксплуатационную систему, с передачей этих месторождений в государственный гелиевый резерв;

– провести ревизию запасов и качества газогелиевого сырья по всем разведанным месторождениям и перспективным структурам;

– определить геологические условия и технические требования к подземным структурным емкостям для выбора объектов, пригодных для сооружения газогелиевых подземных хранилищ структурного типа, с целью создания государственного резерва гелия;

– разработать и принять дополнения в законодательство о недрах в части вопросов об охране ресурсов гелия;

– разрешить ограниченную, необлагаемую пошлиной и налогами поставку гелия на экспорт;

– подготовить предложения по льготному налогообложению недропользователей, разрабатывающих гелиеносные месторождения, для целевого использования высвободившихся средств на создание мощностей по производству гелия; подготовить дополнения в действующие лицензии на право разработки месторождений в части конкретизации условий по утилизации гелия, а также ввести соответствующие льготы по платежам за пользование недрами.

Очевидно, что далеко не все из перечисленных предложений реальны для выполнения, а некоторые и нецелесообразны, но это все же факт возрождения внимания к сырьевым ресурсам России со стороны органов государственной власти. Рекомендуется [13]:

1) создать к началу освоения газогелиевых ресурсов Восточной Сибири при поддержке Федерального казначейства РФ два-три крупных центра по производству товарного гелия и его концентрата для внутренних и экспортных поставок и хранения для будущего использования;

2) считать целесообразным создание на базе газогелиевых ресурсов Восточной Сибири национального стратегического резерва гелия в подземных газогелиехранилищах структурного типа в эквивалентном по гелию объеме 1 млрд $м^3$;

3) запретить экспорт высокогелиеносных газов (более 0,15 %) без его извлечения или принять иные, в том числе коммерческие, меры защиты интересов РФ при использовании ее гелиевых ресурсов;

4) обеспечить правовую и юридическую защиту ресурсов стратегически важных видов сырья, распространенных в виде компонентов-примесей в полезных ископаемых, путем дополнений в «Закон о недрах». В частности, считать государственной собственностью все запасы гелия в газах с его содержанием от 0,1 % и более, выявленные частными фирмами на федеральных землях, арендуемых для производства нефтегазопоисковых работ;

5) разработать положение по лицензированию газодобычи на месторождениях, отвечающих условиям рентабельного извлечения гелия, с учетом его коммерческой стоимости и стратегической важности.

Перспективы развития энергетической базы Востока России связаны с проблемой реализации прогнозных ресурсов природного газа категорий $С_3$+Д, оцениваемых в Восточной Сибири объемом свыше 30 трлн $м^3$, в Якутии – около 10 трлн $м^3$. Подавляющее большинство месторождений Сибирской платформы смешанного фазового состава, у которых значительная часть нефти заключена в подгазовых залежах. В первую очередь должны осваиваться нефтяные ресурсы; при этом задействуются Транссиб и БАМ, перспектива нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) пока не ясна. И лишь затем – газовые и гелиевые ресурсы [8].

Поскольку гелий – это попутный вид сырья, его извлечение реально только при промышленном освоении содержащих его природных газов, в основном свободных. Для залежей смешанного фазового состава, а подавляющее большинство выявленных здесь месторождений нефтегазовые, естественной очередностью является извлечение нефти и лишь после нее газа, а вместе с ним и гелия. Это вводит неопределенность в сроки освоения смешанных по фазовому состоянию залежей и месторождений, что необходимо иметь в виду.

Для транспортировки этого газа потребителям будет построен магистральный газопровод (МГП) «Сила Сибири» длиной 4 тыс.км, который пройдет в одном технологическом коридоре с нефтепроводом «Восточная Сибирь – Тихий океан». Его первая очередь длиной 3,2 тыс.км соединит Чаяндинское нефтегазоконденатное месторождение (НГКМ) через Хабаровск с Владивостоком. Вторая очередь длиной 800 км соединит Якутию с Иркутской областью. Запасы Чаяндинского месторождения «Газпром» оценивает в 1,2 трлн $м^3$ газа и 79 млн т нефти и газового конденсата. Чаяндинское НГКМ должно стать первой ресурсной базой для МГП «Сила Сибири», по которому «Газпром» планирует поставлять газ в Китай.

Строительство нового МГП «Сила Сибири» началось в конце августа 2014 г. В настоящее время специалисты завершают разработку проектной документации по объектам добычи газа и первой части газопровода от Чаяндинского НГКМ до г.Ленска. Магистральный газопровод «Сила Сибири» от Чаяндинского месторождения до Владивостока должен быть построен к 2017 г. и обойдется «Газпрому» в 770 млрд рублей [2, 9, 11].

Изначально будет обустроено Чаяндинское НГКМ. Вторая очередь освоения проектируемой газотранспортной системы «Сила Сибири» подразумевает обустройство Ковыктинского газоконденсатного месторождения (ГКМ). Запасы газа Ковыктинского месторождения по категории $A+B+C_1+C_2$ составляют 1,5 трлн $м^3$, извлекаемые запасы газового конденсата 77 млн т. Запасы гелия в России равны 34 % от мировых. В разработку Ковыктинского ГКМ предполагается вовлечь всю правобережную часть Жигаловского района, южную часть правобережья Усть-Кутского района и юго-западную часть Казачинско-Ленского района. Начало разработки Ковыктинского месторождения – 2017 г. (http://neftegaz.ru/tech_library/view/4587/)

Наиболее оптимальным решением вопроса о рациональном освоении и охране высококачественных запасов газогелиевого сырья на региональном уровне для Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) представляется отнесение в категорию федерального гелиевого резерва Чаяндинского и Талаканского, Ковыктинского и Братского, Собинского и Пайгинского, Юрубчено-Тохомского, Куюмбинского и Оморинского, Среднеботуобинского и Тас-Юряхского, Восточно-Талаканского и Нижнехамакинского и других газогелиевых месторождений (см. таблицу) [3-6]. Эти месторождения целесообразно связать сетью локальных газопроводов и на их базе создать местные центры газопереработки (ЦГП). В первую очередь должны быть построены ЦГП: Талакано-Чаяндинский и Ковыктинский, Юрубчено-Тохомский и Собинско-Пайгинский. Следует предусмотреть выход с этих ЦГП на МГП «Сила Сибири». Газоперерабатывающие предприятия позволят получать продукцию для удовлетворения местных топливно-энергетических нужд и, главное, активно участвовать в создании федерального резерва высококачественных запасов гелия на перспективу. В связи с этим необходимо строительство подземных хранилищ газа, прежде всего для регулирования пиковых нагрузок при сезонных колебаниях газа. Условия для создания таких хранилищ налицо – мощные толщи кембрийских солей!

Предпочтительно своевременно подготовиться к рациональному освоению и сохранению запасов гелия в таком уникальном для России и всего Евроазиатского континента регионе, как Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция.

В Восточной Сибири комплексное использование сырья многокомпонентных месторождений обеспечит организацию крупных добывающих и перерабатывающих центров с широким ассортиментом товарной продукции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Альбом месторождений нефти и газа в рифейских и венд-кембрийских отложениях Восточной Сибири (Красноярский край, Эвенкийский АО, Иркутская область) и Республики Саха (Якутия) / Э.А.Базанов, В.В.Забалуев, Т.Л.Арчегова; Под ред. М.Д.Белонина, В.Б.Арчегова / ВНИГРИ. СПб, 2000. 32 с.

2. *Ананенков А.Г.* Восточная газовая программа – начало реализации // Газовая промышленность. 2008. № 12. С.8-10.

3. *Арчегов В.Б.* Проблемы освоения Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления – перспективной для прироста запасов нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России: Сб. мат. научно-практ. конф. / ВНИГРИ. СПб, 2010. С.104-108.

4. *Арчегов В.Б.* Ресурсы минерального и энергетического сырья Сибирской платформы и перспективы их освоения // Записки Горного института. 2013. Т.200. С.139-147.

5. *Арчегов В.Б.* Сибирская платформа – блоковое строение и нефтегазоносность // Региональная геология и металлогения. 2009. № 40. С.73-81.

6. *Арчегов В.Б.* Анализ строения Талаканско-Чаяндинской нефтегазоносной зоны в связи с необходимостью ускоренного прироста запасов УВ и их оптимального освоения в рамках крупных международных проектов / В.Б.Арчегов, В.С.Ситников // Топливно-энергетический комплекс России: Докл. 7-го Международ. форума / ОАО «Газпром». СПб, 2007. С.15-19.

7. *Базанов Э.А.* Закономерности пространственного размещения и условий формирования нефтяных и газовых месторождений в рифейских и венд-кембрийских отложениях Сибирской платформы // Блоковое строение земной коры и нефтегазоносность: Докл. международ. конф. / ВНИГРИ. СПб, 2001. С.29-35.

8. Газовый потенциал Восточной Сибири и Дальнего Востока – основа энергетических проектов в Азиатско-Тихоокеанском альянсе / М.Д.Белонин, В.Б.Арчегов, Ю.Н.Григоренко, В.П.Якуцени, Л.С.Маргулис // Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений Т.3. Сырьевая база нефтяной промышленности России, ее структура и преспективы развития: Докл. конф. / ВНИГРИ. СПб, 1999. С.89-98.

9. «Газпром» планирует получить проект магистрального газопровода «Сила Сибири» к апрелю 2014 г. http://neftegaz.ru/news/view/106944/

10. Опыт подземного хранения газообразного гелиевого концентрата на Оренбургском гелиевом заводе / С.А.Хан, А.И.Игошин, М.К.Теплов, Е.А.Жиленко, М.А.Бабаян, Д.В.Пантелеев, А.В.Васильев, А.А.Брюхов, С.А.Молчанов // Газовая промышленность. 2012. Спец. вып. [4]. С.28-31.

11. *Пономарев В.* Бросок на Восток // Эксперт. 2014. № 27. http: //expert.ru/siberia/2014/27/brosok-na-vostok/

12. *Феттах Р.* Перспективы использования гелия (Алжир) // Нефть, газ и энергетика, 2006. № 3. С.32-39.

13. *Якуцени В.П.* Гелий, его ресурсы, экономика освоения и маркетинг // Состояние и перспективы развития сырьевой базы углеводородов России: Докл. секции Всероссийск. съезда геологов и научно-практ. геол. конф. / ВНИГРИ. СПб, 2000. С.286-297.

14. *Якуцени В.П.* Природные газы российских недр и проблемы их освоения // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2009. № 3. С.16-24.

15. *Якуцени В.П.* Проблемы рационального освоения и сохранения ресурсов гелия в РФ // Актуальные проблемы прогнозирования, поисков, разведки и добычи нефти и газа в России и странах СНГ. Геология, экология, экономика: Сб. мат. Международ. научно-практ. конференции. СПб: Недра, 2006. С.46-51.

16. *Якуцени В.П.* Сырьевая база гелия в мире и перспективы развития гелиевой промышленности // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009. № 4. С.1-24. //http: // www. ngtp. ru/3/15 2009.pdf

17. *Hamak J.E.* Helium Resources of the United States / J.E.Hamak, B.D.Gage. 1991. Bureau of Mines I.C.-9342/US Departament of the Inerior, 1993. 18 p.

18. *Kempbell G.* The position of the American government against helium – two ways to reform //Cryo Gas International J. 1994. Vol.33. N 4. P.8-17.

19. *Leachman W.D.* Helium Minerals. New York: Yearbook, 1989. P.503-508.

20. Wordwide look at reserves and production // Oil and gas J., 2008. Vol.106. N 48. P.24-25.

REFERENCES

1. *Bazanov Je.A., Zabaluev V.V., Archegova T.L.* Al'bom mestorozhdenij nefti i gaza v rifejskih i vend-kembrijskih otlozhenijah Vostochnoj Sibiri (Krasnojarskij kraj, Jevenkijskij AO, Irkutskaja oblast') i Respubliki Saha (Jakutija) (*Album of oil and gas fields in the Riphean and Vendian-Cambrian deposits in Eastern Siberia* (*Krasnoyarsk region, Evenk Atonomous Area, Irkutsk region*) *and the Republic of Sakha* (*Yakutia*)). Edited by M.D.Belonin, V.B.Archegov. VNIGRI. St Petersburg, 2000, p.32.

2. *Ananenkov A.G.* Vostochnaja gazovaja programma – nachalo realizacii (*Eastern Gas Program – beginning of implementation*). Gazovaja promyshlennost'. 2008. N 12, p.8-10.

3. *Archegov V.B.* Problemy osvoenija Jurubcheno-Tohomskoj zony neftegazonakoplenija – perspektivnoj dlja prirosta zapasov nefti i gaza v Leno-Tungusskoj neftegazonosnoj provincii (*Problems of development of theYurubcheno-Tokhomo petroleum accumulation zone – prospective for growth of oil and gas reserves in the Lena-Tunguska petroleum province*). Neftegazogeologicheskij prognoz i perspektivy razvitija neftegazovogo kompleksa Vostoka Rossii: Sb. mat. nauchno-prakt. konf. VNIGRI. St Petersburg, 2010, p.104-108.

4. *Archegov V.B.* Resursy mineral'nogo i jenergeticheskogo syr'ja Sibirskoj platformy i perspektivy ih osvoenija (*Mineral and energy resources of the Siberian Platform and the outlook for their development*). Zapiski Gornogo instituta. 2013. Vol.200, p.139-147.

5. *Archegov V.B.* Sibirskaja platforma – blokovoe stroenie i neftegazonosnost' (*Siberian Platform – faulted block structure and oil and gas content*). Regional'naja geologija i metallogenija. 2009. N 40, p.73-81.

6. *Archegov V.B., Sitnikov V.S.* Analiz stroenija Talakansko-Chajandinskoj neftegazonosnoj zony v svjazi s neobhodimost'ju uskorennogo prirosta zapasov UV i ih optimal'nogo osvoenija v ramkah krupnyh mezhdunarodnyh proektov (*Analysis of the Talakan-Chayanda petroleum area structure focusing on the growth of hydrocarbon reserves and their*

optimum development in large international projects). Toplivno-jenergeticheskij kompleks Rossii: Dokl. 7-go Mezhdunarod. foruma. OAO «Gazprom». St Petersburg, 2007, p.15-19.

7. *Bazanov Je.A.* Zakonomernosti prostranstvennogo razmeshhenija i uslovij formirovanija neftjanyh i gazovyh mestorozhdenij v rifejskih i vend-kembrijskih otlozhenijah Sibirskoj platformy (*The pattern of spatial distribution and formation conditions of oil and gas fields in the Riphean and Vendian-Cambrian deposits of the Siberian Platform*). Blokovoe stroenie zemnoj kory i neftegazonosnost': Dokl. mezhdunarod. konf. VNIGRI. St Petersburg, 2001, p.29-35.

8. *Belonin M.D., Archegov V.B., Grigorenko Ju.N., Jakuceni V.P., Margulis L.S.* Gazovyj potencial Vostochnoj Sibiri i Dal'nego Vostoka – osnova jenergeticheskih proektov v Aziatsko-Tihookeanskom al'janse (*Gas potential of Eastern Siberia and the Far East area – the basis of energy projects in the Asia-Pacific alliance*). Neftegazovaja geologija na rubezhe vekov. Prognoz, poiski, razvedka i osvoenie mestorozhdenij. Vol.3. Syr'evaja baza neftjanoj promyshlennosti Rossii, ee struktura i prespektivy razvitija: Dokl. konf. VNIGRI. St Petersburg, 1999, p.89-98.

9. Gazprom planiruet poluchit' proekt magistral'nogo gazoprovoda Sila Sibiri k aprelju 2014 (*Gazprom plans to get the project of the gas pipeline "Power of Siberia" by April 2014*). URL: http://neftegaz.ru/news/view/106944/

10. *Han S.A., Igoshin A.I., Teplov M.K., Zhilenko E.A., Babajan M.A., Panteleev D.V., Vasil'ev A.V., Brjuhov A.A., Molchanov S.A.* Opyt podzemnogo hranenija gazoobraznogo gelievogo koncentrata na Orenburgskom gelievom zavode (*Practice of underground storage of helium gaseous concentrate at the Orenburg helium plant*). Gazovaja promyshlennost'. 2012. Spec. vyp. N 4, p.28-31.

11. *Ponomarev V.* Brosok na Vostok (*Shot to the East*). Jekspert. 2014. N 27. available at: http://expert.ru/siberia/2014/27/brosok-na-vostok/

12. *Fettah R.* Perspektivy ispol'zovanija gelija (Alzhir) (*Outlook for the use of helium* (*Algeria*)). Neft', gaz i jenergetika. 2006. N 3, p.32-39.

13. *Jakuceni V.P.* Gelij, ego resursy, jekonomika osvoenija i marketing (*Helium: resources, economy of its development and marketing*). Sostojanie i perspektivy razvitija syr'evoj bazy uglevodorodov Rossii: Dokl. sekcii Vserossijsk. s»ezda geologov i nauchno-prakt. geol. konf. VNIGRI. St Petersburg, 2000, p.286-297.

14. *Jakuceni V.P.* Prirodnye gazy rossijskih nedr i problemy ih osvoenija (*Russian subsurface natural gases and problems of their development*). Mineral'nye resursy Rossii. Jekonomika i upravlenie. 2009. N 3, p.16-24.

15. *Jakuceni V.P.* Problemy racional'nogo osvoenija i sohranenija resursov gelija v RF (*Problems of helium development and storage in the Russian Federation*). Aktual'nye problemy prognozirovanija, poiskov, razvedki i dobychi nefti i gaza v Rossii i stranah SNG. Geologija, jekologija, jekonomika: Sb. mat. Mezhdunarod. Nauchno-prakt. konferencii. St Petersburg: Nedra, 2006, p.46-51.

16. *Yakutseni V.P.* Syr'evaja baza gelija v mire i perspektivy razvitija gelievoj promyshlennosti (*Helium resources in the world and the prospects of helium industry development*). Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika. 2009. Vol.4. N 2, p.1-24. available at: http://www.ngtp.ru/rub/3/15_2009.pdf

17. *Hamak J.E., Gage B.D.* Helium Resources of the United States, 1991. Bureau of Mines I.C.-9342/US Departament of the Inerior. 1993, p.18.

18. *Kempbell G.* The position of the American government against helium – two ways to reform. Cryo Gas International J. 1994. Vol.33. N 4, p.8-17.

19. *Leachman W.D.* Helium Minerals. New York: Yearbook, 1989, p.503-508.

20. Wordwide look at reserves and production. Oil and gas J., 2008. Vol.106. N 48, p.24-25.

STRATEGY OF RATIONAL DEVELOPMENT OF SIBERIAN PLATFORM HIGH-QUALITY HELIUM RESOURCES

V.B.ARCHEGOV, *PhD in Geological and Mineral Sciences, Associate Professor, v.archegov@ya.ru*
National Mineral Resources University (Mining University), St Petersburg, Russia

A large gas-helium geochemical province has been discovered in the south of the Siberian Platform. 36 fields containing commercially viable concentration of helium are found in Precambrian strata. Helium-saving technologies of processing natural gas are impossible without solving a problem of storing extracted helium concentrate. It is advisable to build underground gas storage facilities in the Cambrian rock salt deposits. The main helium reserves are concentrated in natural gases of the Siberian Platform of the Russian Federation and in gases of the U.S. Mid-continent and the Rocky Mountains. Helium is transported to suppliers both in the gaseous and liquid state. Construction of the gas pipeline «Power of Siberia», which will run along the oil pipeline «Eastern Siberia – Pacific Ocean» in a single corridor, has begun. It is expedient to connect helium gas fields to a network of local gas pipelines and on their basis to create gas processing centers (Talakan-Chayanda, Kovykta, Yurubcheno-Tokhomo, Sobin-Paygin, etc.).

Key words: helium, Siberian Platform, Cambrian rock salt, helium gas fields, helium-saving technology, storage of helium concentrate, underground gas storage facilities, gas pipeline «Power of Siberia».