

УДК 553.98.(09)(571.5)

**Арчegov В.Б., Степанов В.А.**Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова (технический университет), Санкт-Петербург, Россия [varchegov@spmi.ru](mailto:varchegov@spmi.ru) [vstepanov@spmi.ru](mailto:vstepanov@spmi.ru)

## **ИСТОРИЯ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКИХ РАБОТ НА ТЕРРИТОРИИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ СТРУКТУР**

*Статья продолжает цикл публикаций, посвященных истории развития нефтегазогеологических работ в нефтегазоносных провинциях.*

*Рассмотрена история нефтегазогеологических работ на территории Хатангско-Вилуйской и Лено-Тунгусской нефтегазоносных провинций. Изложены основные результаты работ ВНИГРИ на Сибирской платформе и в Верхояно-Чукотской складчатой области. Развитие нефтегазового комплекса Сибирской платформы необходимо для обеспечения выхода России на энергетический рынок стран Азиатско-Тихоокеанского альянса.*

**Ключевые слова:** *история, Сибирская платформа, Хатангско-Вилуйская и Лено-Тунгусская нефтегазоносные провинции, газ, нефть, нефтепроявления, нефтегазоносность, месторождение, Верхояно-Чукотская складчатая область, литолого-стратиграфические, тектонические и неотектонические, геохимические, гидрогеологические и нефтегазогеологические исследования ВНИГРИ.*

### **1. Сибирская платформа**

По возрасту, литологическому составу, и времени формирования осадочного чехла Сибирская платформа традиционно разделяется на Хатангско-Вилуйскую и Лено-Тунгусскую нефтегазоносные провинции (НПП). Первая занимает площадь мезозойских прогибов, окаймляющих платформу с севера и востока, вторая – всю остальную площадь платформы, в пределах которой развиты нефтегазоносные рифейские, вендские и раннепалеозойские породы [Геология и нефтегазоносность..., 1980; Нефтегазоносные бассейны..., 1998].

#### **1.1. Хатангско-Вилуйская нефтегазоносная провинция**

Хатангско-Вилуйская НПП выделяется в пределах Енисей-Хатангского, Лено-Анабарского, Ленского и Алдано-Вилуйского прогибов. Их объединение в единую НПП производится по признаку одновозрастности большей части осадочного выполнения (верхнепалеозойско-мезозойского), хотя по истории геологического развития Притаймырская и Приверхоянская части ее сильно различаются. Енисей-Хатангский прогиб, как отрицательная конседиментационная структура, заложен в триасе на гетерогенном фундаменте между воздымающимся Таймыром и Сибирской платформой и, по существу, является аппендиксом Западно-Сибирской плиты. Лено-Анабарский, Ленский и Алдано-

Вилу́йский прогибы Приверхо́янской краевой системы расположены целиком на архейско-нижнепротерозойском фундаменте, а синклинальное строение окончательно приобрели в раннемеловую эпоху, в связи с инверсией Верхоянской геосинклинали. В современном плане все эти прогибы составляют непрерывный ряд депрессий, выполненных мезозойскими отложениями, к которым в Приверхо́янской краевой системе добавляются и верхнепалеозойские толщи [Арчегоев и др., 1999; *Альбом месторождений...*, 2000].

Площадь только Приверхо́янской краевой системы (в контурах развития пермско-нижнемеловых отложений) составляет около 422.2 тыс. км<sup>2</sup>, а площадь всей Хатангско-Вилу́йской нефтегазоносной провинции явно превышает 600 тыс. км<sup>2</sup>, суммарный объем осадочного выполнения которой более 3 млн. км<sup>3</sup>. Верхнепалеозойские-мезозойские отложения, образующие единый тектонический ярус, представлены исключительно терригенными породами; в Енисей-Хатангском прогибе это преимущественно морские глинисто-алевролитовые отложения, в Приверхо́янской краевой системе – континентальные и морские отложения (доля морских и глинистых отложений в Лено-Анабарском, Ленском и Алдано-Вилу́йском прогибах различна). В связи с этим на северо-западе, севере и востоке Хатангско-Вилу́йской НГП сложились полярно противоположные условия нефтегазоносности: почти полное отсутствие коллекторов в Енисей-Хатангском прогибе (восточнее р. Енисей) и малая толщина и невыдержанность глинистых покрывок в Ленском прогибе; Лено-Анабарский прогиб в этом отношении занимает промежуточное положение и характеризуется более благоприятными условиями нефтегазоносности. По указанным причинам большая часть территории провинции, на данной стадии ее нефтегазогеологической изученности, по верхнепалеозойско-мезозойскому комплексу отложений относится преимущественно к среднеперспективным землям, подстилающие их более древние отложения в пределах внутренних (прискладчатых) бортов названных прогибов глубоко погружены, катагенизированы и ограниченно перспективны - перспективны только на платформенных или приплатформенных бортах Хатангско-Вилу́йской НГП.

Хатангско-Вилу́йская НГП разделяется на Енисей-Хатангскую, Лено-Анабарскую, Ленскую и Лено-Вилу́йскую нефтегазоносные области (НГО). Относительная приподнятость и различия в истории развития Енисей-Хатангской и Лено-Анабарской НГО позволяют между названными областями выделить Анабаро-Хатангскую НГО – в тектоническом плане она отчетливо выражена в виде седловины [*Альбом месторождений...*, 2000].

К настоящему времени установлена промышленная газоносность провинции. В юрско-меловых отложениях Енисей-Хатангской НГО и в пермско-мезозойских отложениях Лено-Вилюйской НГО открыто 20 газовых и газоконденсатных месторождений, 4 газонефтяных и нефтегазоконденсатных и одно нефтяное месторождения. Небольшие месторождения нефти были открыты в юрско-пермских отложениях Анабаро-Хатангской НГО (Южнотигянское, Чайдахское, Нордвикское месторождения и др.) и, кроме того, притоки нефти были получены из нефтяных оторочек газоконденсатных месторождений Лено-Вилюйской НГО (Мастахское ГК месторождение и др.). В целом Хатангско-Вилюйская провинция относится к мало-среднеперспективным на нефть и относительно более высокоперспективным на газ территориям.

### **1.1.1. Нефтепроявления в районе мыса Нордвик**

Наличие нефтяных источников в восточной части Хатангской губы – на полуострове Нордвик, отметил в своих записках еще в первой половине XVIII в. врач Великой Северной экспедиции Фигурин. В 1926 г. геолог Толмачев, проводивший исследования на м. Нордвик, сообщил о возможном наличии там промышленной нефти. Поэтому в 1933 г. геологами «Главсевморпути» поиски нефти в Арктике были начаты на мысе Нордвик. В 1933 г. геолог Емельянец привез с Нордвика несколько бутылок легкой нефти.

В 1934 г. в Арктику была отправлена геологическая экспедиция в составе Л.П.Смирнова, А.П.Берзина и других, имевшая в своем распоряжении два буровых станка «Крелиус», пригодных для бурения скважин на глубину до 500 м. Участки буровых работ: Юрюнг-Тумусский, Чайдахский, Южно-Тигянский, Ильинско-Кожевниковский и Сындасский. Эта экспедиция подтвердила данные Емельянцева о наличии на Нордвике и в бухте Кожевникова признаков нефти. В ноябре 1934 г. в Нордвик-Хатангском районе было начато бурение двух разведочных скважин, встретивших признаки нефти. В 1936 г. экспедиция Девяткина продолжила бурение одной из этих скважин до глубины 620 м, и в интервале 365-620 м было выявлено сильное нефтепроявление.

В 1958 г. М.К.Калинко, обобщив многолетние (1933-1953 гг.) геолого-геофизические материалы и данные бурения, окончательно обосновал выделение Анабаро-Хатангской седловины как нефтегазоперспективного геологического объекта. Позднее здесь была установлена сильная дислоцированность мезозойских и пермских отложений седловины, выявлены соляные купола и многочисленные разрывные (преимущественно сбросовые) нарушения, закартированы Харатумский, Анабаро-Тигянский и другие валы, высказано предположение о перспективах нефтегазоносности п-ова Хара-Тумус [Арчegov, Филатов,

Грибков, 1998; Филатов, Арчegov, Грибков, 1999].

Анабаро-Тигянский вал (70x20-25 км), осложненный слабо асимметричными брахиантиклиналями, представляет наибольший интерес, поскольку к нему приурочена большая часть газонефтяных скоплений и битумопроявлений (от нефтей до керитов). Всего в этом районе Арктики по данным геологического картирования, сейсморазведки и палеопостроений было обнаружено около 20 локальных структур.

В результате проведенных геологоразведочных работ на нефть и газ были открыты Нордвикское, Ильинско-Кожевниковское (Красноярский край), Южнотигянское и Чайдахское (Якутия) месторождения [Арчegov, Филатов, Грибков, 1998].

Изученные нефти почти на 70% представлены тяжелыми разностями:  $\rho_4^{20} = 0,916-0,987$  г/см<sup>3</sup>. Нефти Нордвикской площади в юрских и триасовых («подкарнийских») отложениях на глубинах 0-130 м –  $\rho = 0,912-0,942$  г/см<sup>3</sup>; в низах этого горизонта триаса на глубинах 422-433 м встречена легкая нефть конденсатного типа ( $\rho=0,758$  г/см<sup>3</sup>). В нижележащих пермских отложениях тустахской свиты (глубины 540-675 м) преобладают нефти от легких до средней плотности ( $\rho=0,848-0,879$  г/см<sup>3</sup>). Появление относительно легких нефтей на малых глубинах в зоне низких температур обязано, по-видимому, современной миграции из глубоких слоев в области широкого развития дизъюнктивов. На Южнотигянской площади зафиксированы исключительно тяжелые нефти: для верхнекожевниковской толщи плотность нефтей составляет  $\rho=0,930-0,946$  г/см<sup>3</sup>, в подстилающих слоях нижней перми –  $\rho = 0,937-0,979$  г/см<sup>3</sup>. В разрезе Ильино-Кожевниковской площади тяжелые нефти ( $\rho = 0,916-0,965$  г/см<sup>3</sup>) составляют более 60%. Нефти средней плотности ( $\rho=0,878-0,882$  г/см<sup>3</sup>) локализованы в основном в верхнепермских породах (инт. 1379-1492 м). Вязкость нефтей на Южнотигянской площади (в среднем, 237 сСт). В целом, величина  $\nu$  колеблется от 3 до 882 сСт. Отличительной чертой нефтей является их повышенная сернистость, возрастающая от Нордвикской площади (1-2%) к Южнотигянской (2,5-4,5%). Содержание асфальто-смолистых веществ значительное; концентрация смол от 20 до 50%, асфальтенов – от 3,5 до 25,5%. Доля бензиновых фракций обычно не превышает 10-20%; фракции 200-380°C составляют 30-40%, остаток 350°C – иногда более 60%. В составе преобладают метано-нафтено-ароматические и нафтеново-ароматические УВ, что наиболее характерно для пермских нефтей. В юрских отложениях обычно встречаются нафтено-ароматические разности [Арчegov, Филатов, Грибков, 1998; Филатов, Арчegov, Грибков, 1999].

Физико-химические особенности нефтей обнаруживают зависимость от положения нефти в разрезе и, отчасти, литологического фактора.

Освоение нефтегазоносных объектов Анабаро-Хатангской НГО - возможное решение проблемы топливно-энергетического обеспечения северо-западных районов Якутии.

Признаки нефти обнаружены в низовьях рек Енисея, Хатанги, Лены и в других местах. Начало Великой Отечественной войны приостановило поисковые работы на нефть в этих районах. В дальнейшем проблема поисков нефти в Сибири приобрела еще большую значимость.

### **1.1.2. Усть-Енисейская группа газонефтяных месторождений**

В послевоенные годы открытия первых газонефтяных залежей в районе Енисейской губы предшествовали грандиозным открытиям на Западно-Сибирской низменности, опередив их на 5-10 лет. В Енисей-Хатангском прогибе были выявлены газовые (Г) и газоконденсатные (ГК) месторождения Усть-Енисейской группы: Мессояхское Г (1967 г.), Зимнее Г (1968 г.), Казанцевское Г (1969 г.), Озерное Г (1969 г.), Пеляткинское ГК (1969 г.), Балахнинское Г (1975 г.), Хабейское Г (1982 г.), Дерябинское ГК (1984 г.), Ушаковское Г (1988 г.), Нанадянское Г (1990 г.) и другие. Все месторождения этой группы характеризуются структурным типом ловушек и терригенным коллектором. Промышленная нефтегазоносность связана с отложениями верхней перми, юры и нижнего мела на глубинах от 750 до 2700 м [Геология и нефтегазоносность..., 1980; Васильев и др., 1983].

С 1968 г. газ Мессояхского месторождения стал обеспечивать энерго- и теплоснабжение Норильского промышленного района.

Более 70% ресурсов свободного газа приурочено к Енисей-Хатангскому прогибу (НГО). Основные нефтегазоносные комплексы (НГК) – триасовый, юрский и меловой.

Газовые и газоконденсатные месторождения открыты только в Енисей-Хатангской НГО. Залежи газа расположены в верхнеюрских и меловых отложениях. Из 12 открытых месторождений к крупным, с запасами свободного газа более 30 млрд. м<sup>3</sup> (кат. А+В+С<sub>1</sub>), относятся три – Дерябинское, Ушаковское и Пеляткинское, причем на последнем разведанные запасы газа составляют 153,2 млрд. м<sup>3</sup>, и оно является крупнейшим. В составе свободного газа залежей преобладает метан – до 99%. Содержание ТУВ увеличивается вниз по разрезу и с запада (от 0,07 до 4%) на восток, достигая максимума в среднеюрской залежи Балахнинского месторождения (13,3%). В этом же направлении увеличивается и содержание азота - от менее 1% до 7,3%. Содержание двуокиси углерода в свободных газах не превышает 1%, сероводород практически повсеместно отсутствует и лишь в верхнеюрской залежи Зимнего месторождения зафиксировано 0,013% H<sub>2</sub>S. Содержание гелия в свободных газах Енисей-Хатангской НГО низкое - 0,012-0,032%.

### 1.1.3. Лено-Вилуйский геологический район

Лено-Вилуйский район (площадь 340 тыс. км<sup>2</sup>) охватывает бассейны нижнего и среднего течения рек Лены, Вилюя и Алдана на территории западной части Якутии. В работах геологов В.В.Забалуева (ВНИГРИ), В.С.Ситникова (ПГО «Ленанефтегазгеология») и других эта территория рассматривалась как Предверхоянский краевой прогиб и Вилуйская гемисинеклиза [Геология и нефтегазоносность..., 1980]. На востоке район ограничен Верхоянским антиклинорием, на западе - Анабарской антеклизой, а на юге - Алданской антеклизой.

В начале 1950-х гг., в результате комплексного проведения научных исследований, региональных геолого-съемочных и геофизических работ (основной исполнитель – ВНИГРИ), были обоснованы перспективы нефтегазоносности этой территории и выявлен ряд перспективных положительных структур.

В течение 1951-58 гг. на рассматриваемой территории были пробурены четыре опорные скважины: Вилуйская, Джарджанская, Бахынайская и Намская; полученные материалы позволили уточнить представления о глубинном строении региона и наметить в разрезе мезозоя и, частично, верхнего палеозоя основные перспективные комплексы.

Глубокое поисковое бурение на нефть и газ было начато в 1954 г. на Китчанской, Сангарской и Усть-Вилуйской структурах, подготовленных сейсморазведкой МОВ в комплексе со структурным колонковым бурением. Во второй половине 1950-х гг. глубокое бурение концентрировалось в основном в Предверхоянском краевом прогибе, где в 1956 г. было открыто первое в провинции газовое месторождение - Усть-Вилуйское. К северу от него в 1961 г. было выявлено Собо-Хаинское месторождение газа. Работы проводились также на Бергеинской, Олойской и других площадях, однако они не привели в то время к новым открытиям.

В связи с этим поисково-разведочные работы постепенно сместились в центральные районы Вилуйской гемисинеклизы, где к этому времени геофизическими методами в комплексе с профильным колонковым бурением был выявлен крупный Хапчагайский мегавал, осложненный рядом локальных структур. Проведенное здесь поисковое бурение привело к открытию шести газоконденсатных месторождений: Бадаранского (1962 г.), Неджелинского (1963 г.), Средневилуйского (1963 г.), Толонского (1966 г.), Мастахского (1967 г.) и Соболахского (1972 г.). В дальнейшем по мере проведения на территории Хапчагайского мегавала поискового и разведочного бурения было доказано единство Толонского и Мастахского, Неджелинского и Соболахского месторождений [Геология и

*нефтегазоносность..., 1980*].

Одновременно с проведением геологоразведочных работ в Предверхожанском краевом прогибе и на Хапчагайском мегавалу, на смежных территориях Вилюйской гемисинеклизы в пределах Линденской впадины, южного и северо-западного борта гемисинеклизы в сравнительно небольших объемах осуществлялось параметрическое и частично поисковое бурение. Открытие в 1977 г. газоконденсатных Среднетюнгского месторождения на территории Малыкай-Логлорского вала, а позднее - Верхнелинденского - на северо-западном борту Линденской впадины ознаменовало собой новый этап в проведении геологоразведочных работ.

Большая часть (почти 80%) потенциальных ресурсов свободного газа приходится на Вилюйскую НГО, где более половины их относятся к глубинам 3-5 км. Здесь основные перспективы нефтегазоносности связаны с пермскими и триасовыми отложениями, в которых сосредоточено более 50% ресурсов свободного газа. В Вилюйской НГО открыто 9 газовых и газоконденсатных месторождений с залежами свободного газа в пермских, триасовых и юрских отложениях на глубинах от 1 до 4 км. Наиболее крупные из них Средневилюйское, Среднетюнгское, Соболюх-Неджелинское и Толонское. В составе свободных газов преобладает метан (86,4-89,0%), содержание ТУВ изменяется от 15% с преобладанием этана. Газы отличаются в целом невысоким содержанием азота от 0,4 до 2,7%, двуокиси углерода – до 1%, гелия – от 0,009 до 0,02%. Сероводород в свободном газе залежей отсутствует. Содержание этана увеличивается с глубиной от 1,65-4,9% (в среднем 4,1%) на глубинах до 3 км до 2,1 – 8,7% (в среднем 4,9%) на глубинах 3-5 км.

## **1.2. Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция**

### **1.2.1. Республика Саха (Якутия) - Ботуобинский геологический район**

Особенности строения и нефтегазоносности месторождений, состоящих в государственном резерве и относящихся к крупнейшим и уникальным, характеризуются повышенной сложностью [*50 лет геологической..., 2007*].

В пределах Ботуобинского района наиболее значимыми являются нефтегазоконденсатные Талаканское (1984 г., тип ловушки – структурный, коллекторы – карбонатный и терригенный, глубины залегания продуктивных горизонтов – от 1050-1550 м) и Чаяндинское (1989 г., ловушка литологического типа, коллектор – терригенный, продуктивные горизонты залегают на глубинах от 1750 до 1850 м), Верхневилючанское нефтегазовое месторождение (1975 г., тип ловушки - структурный, карбонатный и терригенный коллекторы, продуктивные горизонты на глубинах 1650-2500 м), в 1970 г. было

открыто Среднеботуобинское (тип залежи - структурный, коллекторы – карбонатный и терригенный, глубины залегания продуктивных горизонтов - 1550-1900 м), а в 1981 г. Тас-Юряхское (тип ловушки – структурный, терригенный коллектор, продуктивные горизонты на глубинах - 1908-2011 м) нефтегазоконденсатные месторождения.

Нефть Чайндинского месторождения тяжелая ( $\rho=0,860-0,881$  г/см<sup>3</sup>), смолистая (7,95-14,55%, асфальтов 2,52-7,7%), сернистая (0,71-0,92%), парафиновая (содержание парафина с температурой плавления 50°C – 2,35-3,04%). Вязкость нефти при температуре 20°C изменяется от 36,3 до 111,4 мм<sup>2</sup>/с, средняя температура застывания – 34°C. Содержание ванадия и никеля в нефти ниже кондиционного (V – 18,81 г/т, Ni – 9,98 г/т).

Газ ботуобинского горизонта метановый, «полужирный», низкоуглекислый, азотный, гелиеносный и низкоконденсатный. В газе хамакинского горизонта содержание углекислоты повышается в 2 раза по сравнению с газом ботуобинского. В газе талахского горизонта выше содержание водорода и азота.

Конденсаты характеризуются невысокой плотностью, вязкостью, низким содержанием серы, смол и твердого парафина. Температура застывания конденсата ниже -60°C.

Верхневелиючанское месторождение характеризуется в юряхском горизонте нефтями плотностью 0,877-0,895 г/см<sup>3</sup>. Динамическая вязкость нефтей изменяется от 53,5 до 78,9 МПа/с. Среднее ее значение составляет 69,8 МПа/с по пласту Ю-I и 68,2 МПа/с – по пласту Ю-II. Содержание серы по юряхскому горизонту - от 0,62 до 1,24%. Нефти относятся к типу сернистых - 0,89 и 0,98% соответственно по пластам Ю-I и Ю-II. Температура начала кипения нефтей юряхского горизонта изменяется от 82 до 140°C. Высокой температурой начала кипения обладают нефти с повышенной плотностью и низким содержанием бензиновых фракций.

Тас-Юряхское месторождение – нефть повышенной вязкости, конденсат легкий (0,6753 г/см<sup>3</sup>), маловязкий [*50 лет геологической..., 2007*].

### **1.2.2. Поиски и открытия в Иркутской области**

Уже в первой половине XX в., с началом широкого промышленного строительства во многих районах Сибири и Крайнего Севера, одной из важных проблем стало создание здесь собственной нефтяной базы. Промышленность, транспорт и сельское хозяйство Сибири стали крупными потребителями нефтепродуктов, поэтому систематические поиски нефти к востоку за Енисеем были начаты в 1931 г.

До революции в Восточной Сибири были известны, в основном, байкальские нефтепроявления. обстоятельное описание нефтеносных площадей, расположенных на юго-



восточном берегу Байкала, было дано В.Д.Рязановым. Нефтяные источники были известны на побережье оз. Байкал в полосе протяженностью больше 250 км - от залива Култучный Сор до Баргузина. Возможность промышленных залежей нефти предполагалась здесь в нескольких районах: Танрой, Посольская, Облом, Загза, Ключи-Сваловая и др. В 1902-07 гг. на этих площадях были пробурено несколько скважин на глубину до 350 м. Признаки нефти они обнаружили, но промышленных залежей не нашли.

В 1903-1907 гг. в районе Баргузинского залива разведочные работы вел предприниматель Березовский. Он пробурил 6 скважин глубиной до 312 м. Были встречены два горизонта с признаками нефти и три горизонта с признаками газа. На побережье Байкала севернее устья р. Селенги геолог П.И.Преображенский обнаружил пласты песков, пропитанных густой нефтью.

По этим причинам, когда в советское время приступили к поискам нефти в Сибири, то в первую очередь интерес проявили к району оз. Байкал. В 1931 г. НИГРИ отправил в Прибайкалье геологическую партию под руководством Г.Е.Рябухина. Работы велись при консультации Н.С.Шатского. В 1931 г. мелкое ручное бурение было проведено в районе Ключи-Сваловая, а в 1932 г. дополнительно развернули крелиусное бурение (на глубину до 500 м) и геофизические работы. На Танрое были пробурены три скважины, которые нефти не обнаружили, и к 1934 г. бурение партией НИГРИ было прекращено.

Кроме нефтяных источников, в некоторых районах на юго-восточном берегу Байкала издавна были известны и проявления газа. В материалах экспедиций XVIII-XIX вв. их отмечали П.С.Паллас (1772 г.), И.И.Георги (1775 г.) и А.Л.Чекановский (1869 г.). Позже о газопроявлениях в этом районе сообщал П.И.Полевой. Самые высокодебитные выходы газа находились у рр. Зеленовской и Сваловой, в заливе Провал, в устье р. Селенги; самым мощным среди них было газопроявление около дер. Посольская.

Первая попытка изучения газовых источников у Байкала было предпринята в 1925 г. Байкальской экспедицией Академии Наук под руководством Г.Ю.Верещагина. Около 50 проб газа были отобраны из источников на дне Байкала и на берегу. Весной 1931 г. изучение газопоявлений продолжилось, было установлено, что газ на 60-90% состоит из метана. В районе дер. Посольская бурились две глубокие роторные скважины, одна из них достигла 1529,5 м, вторая - 550 м. Нефти они не обнаружили и в 1935 г. бурение было прекращено.

Одновременно, скважиной крелиусного бурения около села Дума в дельте р. Селенги на глубине 153 м было обнаружено газопоявление без нефти. Составлено первое представление о глубинном геологическом строении района.

Скважины, пробуренные в 1930-е гг. трестом «Востокнефть» на участке Ключи-Сваловая на берегу, встретили на глубине до 120 м пропитанные нефтью пески. Скважины, пробуренные в акватории озера на расстоянии до 1800 м от берега (зимой со льда), встретили слабые признаки нефти. В некоторых скважинах на глубине 8-40 м был встречен озокерит с низкой температурой плавления. Трест «Востокнефть» основным своим назначением имел в те годы бурение на нефть в Волго-Уральской области («Второе Баку»), буровые работы в районе Байкала проводились рассредоточенно - по отдельным 23 точкам на южном побережье озера.

Идею поисков нефти в северном Прибайкалье первым выдвинул студент Московского нефтяного института Василий Сенюков. В 1933 г., проводя маршрутно-геологическую съемку в бассейне р. Толба, он обнаружил неокатанные обломки битуминозных доломитов и гальку асфальтита и пришел к выводу, что нефтяные залежи могут быть в кембрийских отложениях Сибирской платформы.

В своей докладной записке в Геологический комитет (ГГРУ Наркомтяжпрома) в 1935 г. он ставил вопрос о разведке углеводородов (УВ) в северном Прибайкалье. Идею поисков «кембрийской нефти» одобрили такие видные ученые, как И.М.Губкин, В.А.Обручев; настойчивость молодого специалиста поддержал нарком тяжелой промышленности С.Орджоникидзе. Была организована геологическая партия, которую В.М.Сенюков возглавил. В ходе работ в Верхнеленском районе (Усть-Кут) были обнаружены сильно битуминозные доломиты кембрийского возраста. Два года спустя – в 1937 г. началось бурение скважин по р.Толба в Якутии. В них впервые были получены сотни литров «кембрийской» нефти, за что В.М. Сенюков был удостоен в 1941 г. Сталинской премии.

В 30-летнем возрасте (1937-1942 гг.) В.М. Сенюков занимал руководящие посты в высших государственных органах; в дальнейшем он не раз сыграл ключевую роль в открытии и освоении новых нефтегазоносных провинций. Ему принадлежит идея нового метода планомерных поисков нефти и газа – опорного бурения, благодаря которому и состоялось открытие нефтегазовых месторождений Западной Сибири и на севере Тимано-Печорской НГП.

В 1939 г. в Иркутске был создан нефтеразведочный трест (в будущем – ПГО «ВостСибнефтегазгеология»). Для его усиления направили большую группу выпускников Московского нефтяного института, которые стояли у истоков изучения нефтегазоносности огромной территории региона.

С этого момента в Прибайкалье началось планомерное проведение мелкомасштабных

геологических и топографических съемок (В.Г.Васильев, И.С.Шарапов). Геологоразведочные работы развернулись по многим направлениям, в разных районах Иркутской области и в Бурятии (от Селенги до Лены, и в предгорьях Саян). Первые итоги поисков были мало результативными: на ряде площадей отмечены поверхностные проявления углеводородного сырья, но не хватало главного - глубокого бурения. Наиболее перспективными для поисков были определены площади Усть-Кутской и Марковской складок. Заложению поисковых скважин помешала война, начало буровых работ пришлось отложить на долгие годы.

В марте 1949 г. разразилась волна арестов по «красноярскому делу»: «О вредительстве в геологии»; сотни специалистов отрасли безвинно оказались за решеткой и в лагерях. Потери квалифицированных кадров в геологических организациях Красноярского края, Иркутской области были катастрофическими. Вплоть до 1952 г. нормальная планомерная работа экспедиций была невозможна из-за постоянных проверок, наездов ОРП – «особых ревизионных партий», занимавшихся расследованием «фактов вредительства» в геологоразведке [*Репрессированные геологи, 1995*].

В Восточной Сибири нефтеразведка в послевоенный период развивалась очень медленно, обобщались накопленные материалы, уточнялись прогнозы, постепенно работы смещались на северные территории. Основные объемы поисково-разведочного бурения за Уралом проводились в 1950-е гг. на Западно-Сибирской низменности. В отдаленных партиях Красноярского, Иркутского, Якутского ТГУ постепенно накапливалась новая буровая техника, на смену лошадям приходили автомобили и тракторы. Формировались специализированные геофизические и геолого-съемочные отряды.

В течение 1940-1954 гг., за 14 лет, в Сибири роторным бурением было пробурено всего 422 тыс. м - 235 скважин (на 89 площадях), из которых были закончены бурением лишь 175 скважин. В Иркутской области в 1948-1960 гг. бурение было сосредоточено в южной ее части на Парфеновской, Осинской, Боханской, Бельской, Атовской, Балыхтинской, Южно-Радуйской и некоторых других площадях. В ряде скважин при испытании пластов доломитов и песчаников нижнего кембрия были получены промышленные притоки легкой нефти и газа.

Долгожданный успех пришел в 1962 г. - в Верхне-Марковской опорной скважине, пробуренной в 90 км от Усть-Кута, был получен фонтан нефти из кембрийских отложений. Впервые за многие годы поисков, в Сибири - восточнее Енисея было открыто перспективное Марковское нефтегазоконденсатное месторождение (тип ловушки – структурный, коллектор – карбонатный, глубины залегания продуктивных горизонтов – 2150-2780 м).

В 1975 г. первый промышленный приток газа был получен на Братском газоконденсатном месторождении (тип ловушки – структурный, коллектор – терригенный, глубина залегания продуктивного горизонта – 3320 м), а в 1977 г. в Усть-Удинском районе Приангарья - на Атовском газоконденсатном месторождении (тип ловушки – структурный, коллектор – терригенный, глубины залегания продуктивных горизонтов – 2408-2425 м). Эти открытия окончательно решили вопрос о наличии залежей УВ в древних осадочных толщах Сибирской платформы. Они стало итогом многолетнего труда геологов и нефтеразведчиков. Вслед за В.М. Сенюковым, перспективы нефтегазоносности Приленского района отстаивали, доказывали на практике В.С. Карпышев, Е.В. Кравченко, К.Г. Гинзбург, Г.А. Кузнецов и др.

По мнению главного геолога ПГО «ВостСибнефтегазгеологии» Б.Л.Рыбьякова, который в 1962 г. работал в Марково техником-геологом, в Ленской экспедиции нефтеразведки тогда сложилось особое положение. На опорной скважине «сошлись» крупные специалисты своего дела: И.П.Карасев – специалист-нефтяник из Баку, главный инженер треста Б.В. Якубенко – отличный организатор. В.Б. Мазур – в 1990-х гг. зам. министра природных ресурсов, В.В.Самсонов - главный геолог треста, позднее видный ученый, профессор, заместитель директора ВНИГРИ в Ленинграде. Б.А. Фукс – сотрудник тематической партии, знаток методов интенсификации нефтяных скважин, часто приезжал в Марково для помощи нефтеразведчикам, позднее его назначили начальником Ленской экспедиции.

Как было принято в то время, правительственными наградами, в качестве первооткрывателей, были отмечены буровые мастера Н. Фандеев, В. Сарпинский и управляющий трестом «Востсибнефтегазгеология» И.П. Карасев.

### **1.2.3. Лено-Ангарская нефтегазоносная область**

После Марково начался новый этап интенсивного изучения нефтегазоносности и в Иркутской области, и по всей территории Восточной Сибири. В то время – 1960-е гг. – общее внимание было приковано к открытиям в Западной Сибири, но и тогда «марковская» нефть получила такую известность, что две комсомольские бригады буровиков прибыли для ее освоения из Азербайджана и Татарии. Сотрудниками ВНИГРИ была разработана комплексная программа, в соответствии с которой в Иркутске сформирована крупная геолого-съёмочная экспедиция, а для ведения буровых работ созданы Ленская, Усть-Кутская и Криволукская нефтеразведочные экспедиции. На обширных северных площадях развернули региональные работы геофизики. Новые подразделения были оснащены мощной буровой техникой, оборудованием и транспортными средствами. Непрерывно

совершенствовалась методика поисков углеводородного сырья. В Иркутском ВНИИНГиМСе создали специальную лабораторию по исследованию нефтегазоносности пластов; в дальнейшем она сыграла большую роль при подсчете запасов углеводородного сырья на месторождениях Восточной Сибири, их подготовке к утверждению в ГКЗ.

Тем не менее, массивные поисково-разведочные работы не приводили к новым открытиям более семи лет. Требовался глубокий анализ накопленного материала, выработка новой стратегии поисков нефтегазовых залежей в древних осадочных толщах. Проблемой занимались крупные коллективы ученых и специалистов-практиков Иркутска, Новосибирска, Москвы и Санкт-Петербурга. В ее изучении принимали участие известные ученые – академики Сибирского отделения АН СССР А.А. Трофимук, В.С. Сурков, А.Э. Конторович и многие др. С их помощью была выполнена оценка перспектив нефтегазоносности для нескольких регионов Восточной Сибири, разработана комплексная программа дальнейших работ и, главное, привлечено внимание государственных структур.

В 1971 г. на юго-западе Непского свода было открыто Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение (тип залежи - литологический, коллекторы – терригенные, глубины залегания продуктивных горизонтов - 2600-2700 м), а несколько раньше в 1970 г. в якутской части Непско-Ботуобинской антеклизы было открыто Среднеботуобинское месторождение. Этот успех открывал реальные перспективы для нефтеразведчиков.

В последующем были открыты Даниловское (1977 г., тип залежи - литологический, коллектор - карбонатный, глубины залегания продуктивных горизонтов - 1620-1720 м) и одно из самых крупных по нефти в Восточной Сибири Верхнечонское нефтегазоконденсатные (1978 г., тип залежи - литологический, коллекторы - карбонатный, терригенный, глубины залегания продуктивных горизонтов 1320-1620 м) месторождения.

Их изучение показало, что в регионе весьма разнообразны структурные формы и типы залежей – большинство из них связаны с неантиклинальными ловушками, стратиграфически экранированными, либо приуроченными к участкам литологического замещения горизонтов-коллекторов. Глубины залегания от 1520 до 3200 м. Необычной особенностью месторождений Восточной Сибири является весьма частое аномально низкое пластовое давление (АНПД), дефицит которого достигает в отдельных зонах 15-20% от гидростатического. Нефти преимущественно легкие - 0,820-0,836 г/см<sup>3</sup> (Марковское, Ярактинское, Дулисьминское месторождения) и средние – 0,847–0,863 г/см<sup>3</sup> (Верхнечонское месторождение), 0,867-0,874 г/см<sup>3</sup> (Среднеботуобинское месторождение).

В 1987 г. состоялось открытие уникального Ковыктинского газоконденсатного месторождения, приуроченного к пластовой литологически ограниченной ловушке на моноклинальном склоне Ангаро-Ленской ступени. Залежи газа с конденсатом здесь связаны с отложениями нижнемотской подсвиты и приурочены к пласту песчаников парфеновского горизонта (средний венд).

По кровле продуктивного горизонта прослеживается пологая волнистая моноклираль. Одним из основных факторов, контролирующих залежь, является распределение участков «коллектор-неколлектор» в пределах продуктивного горизонта. Мозаичное изменение коллекторских свойств по площади во многом обусловлено наличием малоамплитудных разломов, нераспознаваемых сейсморазведкой. Сеть таких нарушений ощутимо не отражается на общей морфологии структуры; ухудшение коллекторских свойств парфеновских песчаников в «замке» залежи и ее выклинивание залежи в юго-восточном направлении, к Жигаловскому разлому, обусловлено тектоническими нарушениями северо-восточного простирания [Арчegov и др., 1998; *Альбом месторождений...*, 2000].

Общая толщина парфеновского горизонта в пределах разведанной части составляет от 13-35 и до 75 м, эффективная газонасыщенная толщина - от 3 до 29 м.

Пористость парфеновских газонасыщенных песчаников достигает 16%, проницаемость их сильно колеблется от скважины к скважине (в скв. 281-открывательнице –  $3.9 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ ), газонасыщенность в среднем составляет 75%, пластовое давление на уровне парфеновского горизонта – 25.7 МПа, пластовая температура – 53°C. Продуктивность скважин сильно колеблется по площади – от 40 до 193 тыс.м<sup>3</sup>/сут., составляя в среднем около 90 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Газ содержит стабильный конденсат плотностью 0.718 г/см<sup>3</sup>, вынос конденсата зависит от дебита газа и колеблется от 1.57 до 9.2 м<sup>3</sup>/сут., среднее содержание конденсата на площади – 67.0 г/м<sup>3</sup>, ТУВ - 6.1%, азота – 1.55%, гелия – 0.26%, сероводорода – до 0.2 мг/нм<sup>3</sup>; меркаптаны – менее 1.0 мг/нм<sup>3</sup> (C<sub>1</sub> - 60%, C<sub>2</sub> – 30%, C<sub>3</sub> – 10%); механические примеси – до 1/1000 нм<sup>3</sup> [Арчegov и др., 1998].

Группа специалистов-нефтяников ВНИГРИ (Санкт-Петербург), сибирских научных и производственных организаций подготовила несколько монографий по геологии и оценке прогнозных ресурсов углеводородов в еще не освоенных нефтегазоносных областях Сибири.

Огромный вклад в развитие нефтегазопроисковых работ на территории Иркутской области и Якутии внесли коллективы сотрудников ВНИГРИ, возглавляемые Э.А. Базановым и В.В. Забалуевым; авторами монографии «Геология и нефтегазоносность осадочных бассейнов Восточной Сибири» (1980), не утратившей своей актуальности и в настоящее

время [Геология и нефтегазоносность..., 1980]. Лет десять назад правительство Бурятии пригласило известного геолога-нефтяника, сотрудника ВНИГРИ В.В.Самсонова для оценки перспектив Селенгинской впадины, газоносность которой была известна еще в XVIII в., на возможность выявления промышленных залежей газа.

Залежи углеводородов Лено-Тунгусской провинции локализованы в наиболее древних осадочных толщах, по сравнению с другими провинциями России и мира - в отложениях верхнего рифея – нижнего кембрия. Перспективы прироста ресурсов здесь связаны с рифейскими карбонатными, венд-нижнекембрийскими терригенными и карбонатно-галогенными комплексами в зонах депрессий фундамента, особенно на участках сопряжения отрицательных структур. В том числе в пределах Предпатомского прогиба и зоны шарьяжных покровов, осложняющих его со стороны Байкало-Патомского нагорья.

#### **1.2.4. Месторождения нефти и газа в Красноярском крае**

Красноярский край, даже без нефти и газа, является одним из немногих энергоизбыточных регионов России. Его топливно-энергетический комплекс давно и устойчиво базируется на угле и гидроэнергетике. В Канско-Ачинском буругольном бассейне добывается самый дешевый в России уголь, и он остается основной базой своей отрасли. Огромные гидроресурсы Енисея и Ангары создают надежный резерв мощности для энергоемких промышленных предприятий.

Вместе с тем, поиски нефти и газа в Красноярском крае начались с нефтепроявлений мыса Нордвик более 70 лет назад, и к концу 1960-х гг. на севере - в Усть-Енисейском районе были открыты Мессояхское, Нижнехетское, Зимнее, Пеляткинское, Южно- и Северо-Соленинское газовые и нефтегазовые месторождения.

Именно их газ создал необходимые предпосылки для интенсивного развития гигантского промышленного комплекса, известного теперь под названием «Норильский никель». Перевод в 1970-х гг. электростанций Норильского промышленного района (НПР) на газовое топливо с месторождения Мессояхи обеспечил резкое повышение эффективности горнодобывающих и металлургических предприятий. И в настоящее время с разработкой газовых залежей Усть-Енисейской группы, в частности Пеляткинского газоконденсатного месторождения, связаны планы дальнейшей развития всего комплекса НПР.

На сегодняшний день на территории Красноярского края большинство месторождений нефти, газа и конденсата приурочено к двум районам: Большехетскому (Туруханскому) и Юрубчено-Тохомскому (или Байкитскому).

Большехетский нефтегазоносный район в геолого-структурном отношении является

восточной частью Пур-Тазовской НГО Западно-Сибирской НПП. Здесь открыты Пеляткинское газоконденсатное месторождение (1969 г., структурный тип ловушки, коллектор – терригенный, глубина залегания продуктивных горизонтов – 1535-2649 м), Сузунское (1972 г., глубина залегания продуктивных горизонтов – 2328-2646 м), Тагульское (1990 г., глубина залегания продуктивных горизонтов – 1160-1171 м), Ванкорское (1991 г., глубина залегания продуктивных горизонтов – 980-2720 м) газонефтяные месторождения, характеризуются структурным типом ловушек и терригенным коллектором. В 1985 г. было открыто Лодочное нефтегазоконденсатное месторождение (структурный тип ловушки, коллектор – терригенный, глубина залегания продуктивных горизонтов – 1752-2887 м). В настоящее время Ванкорская группа месторождений представляет собой один из новых районов наращивания добычи компанией «Роснефть».

Второй район - Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления (ЮТЗ) включает, с северо-востока на юго-запад, Куюмбинское и Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатные и Оморинское газоконденсатное месторождения [Арчegov и др., 1998; *Альбом месторождений...*, 2000].

Куюмбинское месторождение стало первым объектом с доказанной промышленной нефтегазоносностью рифейских карбонатных отложений, не только в Восточной Сибири, но и в мире. В Юрубчено-Тохомском месторождении НГК приурочены к рифейским и вендским преимущественно карбонатным отложениям, в Оморинском месторождении газоносными являются вендские терригенные породы. Типы ловушек у первых двух - структурные, у последнего – литологический. Глубины залегания продуктивных горизонтов в месторождениях изменяются от 2120-2392 м (Куюмбинское) до 2247-2452 м (Юрубчено-Тохомское) и до 2408-2435 м (Оморинское).

По имеющимся многочисленным данным нефти Сибирской платформы относятся к единому генетическому типу, для которого характерно преобладание метановых УВ. Один из важных признаков их состава – преобладание изоалканов над n-алканами, повышенное содержание фитана. Нефти преимущественно легкие: у объектов Восточно-Сибирского экономического района (ВСЭР) они составляют до 85%, в Дальневосточном экономическом районе (ДВЭР) – 80-82%, малосернистые (до 50% для объектов ВСЭР и около 80% для ДВЭР), по большей части – маловязкие (< 5 МПа·с). Доля высоковязких нефтей (> 30 МПа·с) составляет около 0,2% от суммарных запасов региона. Нефти Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений легкие, с плотностью 0,829 и 0,824 г/см<sup>3</sup>.

Суммарные извлекаемые запасы нефти в Юрубчено-Тохомской зоне Байкитской НГО



превышают 500 млн.т. Всего же, по оценке администрации Красноярского края, суммарные разведанные запасы промышленных категорий могут составлять по нефти около 1 млрд.т, по газу - свыше 1 трлн.м<sup>3</sup>. Вместе с тем суммарный потенциал УВ-ресурсов Красноярского края далеко не раскрыт. Специалисты высоко оценивают его перспективы и считают, что после доразведки территории данные по запасам сырья могут увеличиться многократно.

Безусловно, разведка и освоение нефтегазовых запасов Красноярского края требует серьезных финансовых средств, исчисляемых миллиардами долларов. Такие средства могут принести только крупные российские нефтегазовые компании или иностранные инвесторы. Все крупнейшие месторождения края уже находятся в распределенном фонде недр.

Пробуренные на Юрубченском и Куюмбинском месторождениях скважины могут обеспечить добычу 1 млн.т нефти в год. Проблема заключается в отсутствии средств транспортировки для промышленных объемов нефти и газа к потребителям. Необходимую инфраструктуру еще предстоит создать. Главное направление поставок углеводородного сырья планируется в Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР): в Китай, Монголию, Японию, Южную Корею и другие страны Юго-Восточной Азии. Для этой цели в настоящее время строится магистральный нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий Океан» (ВСТО).

Для месторождений Ванкорской группы рассматриваются иные схемы транспортировки. Одна из них предполагает строительство трубопровода через Дудинку на Диксон, где планируется строительство терминала для дальнейшей транспортировки по Северному морскому пути. Второй вариант - транспорт на юго-запад – к Уренгюю, в систему западносибирских нефтепроводов.

Независимо от того, какие варианты будут приняты к реализации, есть все предпосылки для рентабельного освоения крупных месторождений Красноярского края, с созданием в стране новых региональных центров нефтегазодобычи и переработки. Очевидно, что полномасштабное освоение углеводородных ресурсов этого региона возможно лишь при кооперации усилий и затрат на создание необходимой инфраструктуры.

## **2. История и основные результаты исследований ВНИГРИ на территории Сибирской платформы и Верхояно-Чукотской складчатой области**

ВНИГРИ на территории Сибирской платформы и сопредельной Верхояно-Чукотской складчатой области проводил комплексные нефтегазогеологические исследования, в которых в разные годы участвовали сотрудники Якутского, Иркутского и Красноярского секторов, Колымской и Северной партий отдела Восточной Сибири [*История и нефтегеологические...*, 1999].

Первые спорадические маршруты и аналитические исследования ВНИГРИ на Сибирской платформе относятся к началу 1930-х гг.: Н.П. Туаевым впервые была обоснована сдвиговая природа тектоники Станового хребта, а В.А.Успенский впервые проанализировал кембрийские битумы и нефти Толбинского района, переданные ему легендарным «лоцманом кембрийского моря» В.М. Сеньюковым.

Началом организационного оформления отдела стало создание в 1954 г. Ленской (начальник Е.М. Люткевич) и Иркутской (Ю.А. Притула), и в 1957 г. Тунгусской (В.Д. Козырев) партий. Позднее эти партии были преобразованы в одноименные сектора и объединены в отдел Восточной Сибири под руководством Ю.А. Притулы. Тем самым исследования ВНИГРИ охватывали всю территорию Сибирской платформы и прилегающих горноскладчатых областей на юге и востоке региона. Максимальная численность и размах работы отдел приходится на начало 1960-х гг. – более 100 человек, с сезонным персоналом, – несколько десятков групп и полевых отрядов. В дальнейшем отдел возглавляли В.В. Забалуев, В.В. Самсонов, Э.А. Базанов, В.Б. Арчegov.

К началу работы ВНИГРИ на Сибирской платформе представления об особенностях ее строения определялись классическими работами В.А. и С.В. Обручевых, Н.П. Хераскова, Н.С. Шатского, А.Р. Ржонсницкого, П.Е. Оффмана, В.А. Вахрамеева, Ю.М. Пущаровского и др. В то время завершалась полистная геологическая съемка масштаба 1:1000000 (ВАГТ); заполярные районы платформы активно изучались геологами НИИГА. Нефтегазогеологические исследования в ограниченных объемах проводились геологическими, буровыми и геофизическими организациями Якутии, Иркутска и Красноярска.

Комплексный подход к исследованиям нефтегазоносности разных по возрасту и строению бассейнов с самого начала радикально отличал работы ВНИГРИ от других организаций. По каждому из направлений в исследованиях, развивавшихся «внигровскими сибиряками», есть свои неоспоримые достижения [*История и нефтегеологические...*, 1999].

### **2.1. Литолого-стратиграфические исследования**

Стратиграфической группой под руководством М.С. Месежникова в 1950–1960 гг. был создан биостратиграфический «каркас» для надежной корреляции мезозойских отложений Вилюйской синеклизы и Предверхоаянского прогиба. Он включал изучение аммонитов (М.С. Месежников, М.Н. Вавилов), пелеципод (Л.С. Великжанина), микрофауны (Е.В. Быкова), палеофлоры (А.И. Киричкова), спор и пыльцы (Г.В. Демченко, А.С. Грязева). Палеонтологические обоснования и корреляции разрезов скважин и обнажений (Т.И.

Кирина, Т.Ф. Балабанова, Н.М. Джинаридзе, В.Д. Никифорова, Д.П. Сидоров, Ю.Л. Сластенов и др.) учтены в корреляционных схемах, утверждены МСК СССР и региональными советами МСК.

Стратиграфия и литология мезозойских пород с целью определения их нефтегазогеологических показателей в Вилюйской синеклизе изучались В.В. Забалуевым, Д.П. Сидоровым, Ю.Л. Сластеновым, Г.Д. Лавровым, Р.В. Королевой, М.Е. Капланом и другими. В 1970 гг. М.Е. Каплан с помощниками С.В. Головиным и С.А. Виноградовым выполнили маршруты в Лено-Анабарском прогибе. Результаты их исследований стали основой для выделения в мезозойских породах прогиба перспективных НГК.

В 1970–1980 гг. детальное изучение верхнепалеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений Западного Верхоянья и территории Приверхоянской краевой системы от Алдана до низовьев Лены и от Лены до Анабара, а далее к западу - до Хатанги и Притаймырья позволило З.Е. Барановой, В.Н. Зинченко, Ю.С. Репину, М.Н. Вавилову, Н.К. Куликовой, В.В. Аркадьеву, В.Б. Арчегову, В.О. Кириллову, Е.К. Новиковой, И.В. Рейнину, В.И. Григорьеву, Р.В. Королевой, И.И. Голубевой, М.Л. Кокоулину, О.В. Вилемсон и другим существенно уточнить, а в ряде случаев впервые определить возраст и объемы стратиграфических подразделений, их площадное распространение, палеогеографические и нефтегазогеологические характеристики.

Литологические исследования М.Е. Каплана и Р.В. Королевой позволили выделить, оценить масштаб, качество и скоррелировать толщи-покрышки, от региональных до локальных, в мезозое Вилюйской синеклизы, Алданского, Ленского и Лено-Анабарского прогибов

Пермские отложения Сибирской платформы изучались Н.Ф. Смирновым, В.Д. Никифоровой, И.И. Голубевой, а среднепалеозойские – В.Н. Зинченко; их уточнения и корреляции зафиксированы в утвержденных МСК стратиграфических схемах.

В 1960–1980 гг. аналогичные исследования древних толщ Сибирской платформы проведены А.Ф. Ильиным, К.К. Макаровым, С.С. Филатовым, М.Л. Кокоулиным, В.Н. Зинченко, Е.К. Новиковой, И.А. Буровой для территории Анабарской, Алданской и Непско-Ботубинской антеклиз; палеонтологическое обоснование дано Б.В. Тимофеевым и В.А. Рудавакской (акритархи), Н.И. Васильевой (хиолиты). В.Н. Киркинская изучала поздний протерозой и кембрий на юге Сибирской платформы – в пределах Иркутского амфитеатра и Присяянья; обобщив свои наблюдения, она осветила историю развития и палеогеографию платформы в раннем палеозое. Исследованиями стратиграфии и фаций раннего палеозоя

занималась и З.А.Кондратьева.

Крупным достижением ВНИГРИ стало составление первого детального Атласа литолого-фациальных карт масштаба 1:2500000 для венда – раннего палеозоя (В.Н. Киркинская, Г.А. Полякова, В.Н. Зинченко, И.В. Усачева и др.), на которых отчетливо вырисовывается солеродная, переходная (рифогенная) и доманикоидная зоны, помогающие прогнозировать зоны улучшенных терригенных и карбонатных коллекторов. Эти исследования продолжили пионерное составление мелкомасштабного (1:5000000) Атласа литолого-палеогеографических карт Сибирской платформы под руководством В. Василенко (1963 г.).

Детализация литолого-фациальных построений в масштабе 1:500000 и в объеме отдельных продуктивных горизонтов в терригенной части венда позволили Б.М. Фролову, Н.Н. Белозеровой, Г.В. Ляпичевой, Н.А. Корвету, В.И. Косарикову и другим наметить полосы развития эффективных терригенных коллекторов на Непско-Ботуобинской антеклизе и ее окрестностях, причем этот прогноз опирался на количественную основу (установлены зависимости коллекторских свойств от толщины горизонтов, уплотнения пород, палеотектонического положения и др.).

И, наконец, благодаря работам В.Н. Калачевой, В.П. Семенова, Т.В. Афанасьевой и, особенно, И.А. Буровой (автор книги «Методы прогноза эффективных коллекторов-ловушек углеводородов в карбонатных толщах Сибирской платформы». – М., 1997), стал возможным зональный и даже локальный прогноз карбонатных коллекторов, учитывающий состав (чистые и глинистые разности), толщину, тектоническое и палеотектоническое положение (флексуры и палеофлексуры, тектоническая трещиноватость, палеоразмывы) и секвенс-стратиграфическое положение карбонатных рифейских, вендских и нижнекембрийских разрезов. В частности, выявлению наиболее перспективных рифейских коллекторов способствует построение палеогеологических карт поверхности предвендского перерыва (Г.Д.Кулик) и картирование разрывной сети по изучению «перескоков» трапповых силлов с одного стратиграфического уровня на другой уровень, которые происходят по линиям дотрапповых разрывов (Э.А. Базанов), контролирующих трещиноватость и надрифейских пород.

В конце 1960-х и в 1970 гг. стратиграфия и литология палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений на территории Верхояно-Чукотской складчатой области изучались в Зырянском (Н.Г. Чочиа, З.Е. Баранова, В.Н. Зинченко, Вл.Н. Зинченко и др.) и Момском (Н.Г. Чочиа, В.Н. Кисляков) прогибах, во впадинах Южно-Аннуйской и Березовской шовных

зон и в Олойском прогибе (Н.Г. Чочиа, В.Н. Кисляков, Л.Н. Бакланова, А.Я. Драновский, И.В. Рейнин, В.Б. Арчegov, В.О. Кириллов). В эпизодических опорных маршрутах с разрезами Кондаковской впадины, Илинътааского и Полоусненского антиклинориев, Омолонского массива, Алазейского плато, Тасхаяхтахского, Кэнгувеемского, Алярмаутского поднятий и других структур складчатой области ознакомились Н.Г. Чочиа, В.Н. Кисляков, И.Г. Гольбрайх, Я.А. Драновский, В.Н. Зинченко, А.В. Андреев, В.Б. Арчegov и др. Более подробно изучалось строение Уляганской впадины (Н.Г.Чочиа, В.Н.Кисляков, В.Б.Арчegov) и Тастахского прогиба (Я.А. Драновский). Разрезы отложений прогиба Раучуа обследовались Н.Г. Чочиа, А.В.Андреевым и В.Б. Арчegovым [*История и нефтегеологические...*, 1999].

## 2.2. Тектонические и неотектонические исследования

В 1960-е гг. сотрудники института, обобщив имевшиеся к тому времени сведения о строении Сибирской платформы, предложили новые принципы ее тектонического районирования (В.В.Забалуев, Э.А. Базанов, М.Л. Кокоулин и др.). Оно проводится на структурной основе по «реперным» (опорным) поверхностям, наиболее приближенным к основным продуктивным толщам: в Хатангско-Вилуйской провинции – по подошве мезозойского комплекса отложений, в Лено-Тунгусской – по кровле вендских пород. Эти схемы выявили практическое совпадение тектонического и нефтегазогеологического районирования платформы. Эти принципы к настоящему времени стали общепринятыми, некоторые расхождения между ВНИГРИ и СНИИГГиМС сохраняются по поводу районирования северо-западной части платформы. Границы крупнейших структур уточняются по мере детализации их изученности [*Геология и нефтегазоносность...*, 1980].

Одним из крупных достижений в конце 1950-х гг. на территории Иркутского амфитеатра стало выявление морфоструктурного несогласия между подсолевыми субгоризонтально залегающими отложениями венда-нижнего кембрия и вышележащими кембрийскими толщами, которые из-за соляного тектогенеза смяты в высокоамплитудные соляные антиклинали, нередко с перевернутым залеганием слоев (Э.А. Базанов). Тогда господствовало представление о конформном залегании слоев от фундамента до поверхности. Соляные антиклинали – их более 600 – прекрасно картируются методами геологической съемки.

Механизм формирования соляных антиклиналей Иркутского амфитеатра детально был рассмотрен Б.М. Фроловым (1968 г.); сочетание тангенциальных и вертикальных движений закономерно отражается здесь в пластичных перетоках трех соленасыщенных толщ - усольской, бельской и ангарской; ранее считалось, что в соляных антиклиналях три толщи

смяты конформно.

Сохраняют принципиальное значение результаты комплексного изучения условий траппового магматизма Тунгусской синеклизы и его влияния на вмещающие осадочные толщи и сохранность залежей нефти и газа (В.Д. Козырев, Н.Ф. Смирнов, Е.Н. Роднова, А.К. Дертев, Вл.Н. Зинченко, А.Е. Головешкин, Т.В. Афанасьева, Т.К. Баженова, В.В. Забалуев и др.). В раннем триасе в осадочный чехол внедрилось около 1,5 млн. км<sup>3</sup> магмы основного состава на площади более 1 млн. км<sup>2</sup>. Оценки влияния траппового магматизма на нефтегазоносность Сибирской платформы весьма противоречивы, как из-за особой природы этого явления, так и различий в подходах исследователей, изучающих эту проблему. Спектр оценок - от благоприятного до сугубо отрицательного. Внедрение в чехол (силлы, несогласные интрузии) и излияния на поверхность (базальты) происходило в условиях общего растяжения земной коры и чехла, резко нарушившего сохранность дотрапповых нефтяных и, особенно, газовых залежей УВ.

С позиций специалистов ВНИГРИ, влияние траппов на нефтегазоносность рассматривается как сугубо отрицательное; сохранение залежей УВ было возможным только под мощными соляными покрывками – убедительно продемонстрировал В.В.Забалуев на Международной конференции «Нефтегазоносные бассейны Западно-Тихоокеанского региона и сопредельных платформ: сравнительная геология, ресурсы и перспективы освоения» (Санкт-Петербург, 1996). Субгоризонтальные трапповые тела внедрялись, в первую очередь, в наиболее проницаемые (в т.ч. – продуктивные) флюидонасыщенные горизонты; опережающая силл парогазовая подушка способствовала продвижению магматического тела; одновременно, термально и физически уничтожались существующие залежи УВ.

В 1950-1960-е гг. в институте интенсивно развивались неотектонические (структурно-геоморфологические) исследования (В.В. Забалуев, И.Г. Гольбрайх, А.Н. Ласточкин, Г.Р. Миркин, И.В. Рейнин). Был проанализирован и проверен на эталонных объектах большой комплекс морфографических, ландшафтных и морфометрических методов, намечено несколько десятков локальных объектов, оказавшихся продуктивными, например, крупное Среднетюнгское газоконденсатное месторождение. Одним из важнейших итогов этих работ явилось создание нового «Метода изучения мегатрещиноватости» (1968 г.) – всевозможных спрямленных элементов рельефа, гидросети и растительного покрова, четко фиксируемых на аэрофотоснимках и топокартах. Метод позволяет выявлять как индивидуальные разрывы, так и общие параметры трещинно-разрывной сети. Количественная обработка замеров – их

числа, длины, простирания, и построение карт густоты мегатрещин, избранных простираний, роз-диаграмм и т.п.) позволяют выявлять локальные объекты и другие детали как локального, так и регионального масштабов (В.В. Забалуев, И.Г. Гольбрайх, Г.Р. Миркин).

Этот метод использовался при поисках объектов газогидрохимического опробования в Ленском и Лено-Анабарском прогибах; на топографических картах выявлялись зоны линеаментов, в узлах пересечения которых предполагалось наличие восходящих источников вод и газов (Н.Г. Чочиа, В.Б. Арчegov, Т.Е. Петрова и др.). Полученные данные сопоставлялись с геологическими картами и аэрофотоснимками (изменения фототона в узлах пересечения линеаментов может быть связано с окрашиванием земной поверхности химическими элементами, содержащимися в восходящих водах и выпадающими в осадок на поверхности земли). В результате проведения полевых наблюдений по методике предварительного подбора точек разгрузки подземных флюидов обнаружены десятки источников вод и газов.

В 1960–1970-е гг. большой вклад в изучение глубинного строения восточных нефтегазоперспективных территорий России внес коллектив специалистов под руководством А.Б. Когана. На основе комплексной интерпретации геологических и геофизических данных ими (В.В. Забалуев, Э.А. Базанов, Ю.А. Притула, Б.М. Фролов, В.Д. Козырев, М.Л. Кокоулин, Г.Д. Лавров, Г.Д. Кулик, В.К. Пятницкий, А.Б. Коган, И.М. Пасуманский, В.А. Ескевич, М.А. Гаршина и др.) обоснованы границы и дано определение Сибирской платформы, рассмотрены вопросы строения земной коры, рельефа и внутренней структуры фундамента, определены современные граничные структурные элементы платформы, показана возможность изучения разломной тектоники и крупных структурных форм на основе анализа МНСЧФ.

В 1970 г. В.Д. Козырев, изучив строение Тунгусской синеклизы и прилегающей территории, а также возможные аналоги на других древних платформах, определил важнейшие геотектонические признаки нефтегазоносности слабоизученных территорий; построил комплект тектонических карт (Г.Д. Кулик, В.В. Забалуев и др., 1985 г.), иллюстрирующий историю геологического развития Сибирской платформы.

В 1974 г. создана оригинальная разработка – «Мезозойский тектогенез на Сибирской платформе» (В.В. Забалуев, М.Н. Вавилов), основу которой составила методика восстановления амплитуд воздыманий в отдельные этапы истории мезозоя и кайнозоя в областях размыва и отсутствия осадконакопления. Определение величины эрозионного среза возможно по изучению метаморфизма ОВ и углей на современной поверхности, по

определению глубинности формирования различных магматических тел и минералов (например, магнетита), ныне выведенных на дневную поверхность, по оценке амплитуд новейших тектонических движений. В областях осадконакопления использовался анализ мощностей.

В 1970-х гг. Я.А. Драновский, И.В. Рейнин, И.Г. Гольбрайх определили принципы учета новейшего тектогенеза при построении тектонических карт складчатых областей и составили принципиальную схему складчато-блокового строения Момо-Зырянской впадины, на которой показано соотношение складчатой и блоковой структур и средние амплитуды новейших тектонических движений по блокам.

В 1974 г. В.Б. Арчегов, «разбив» территорию Верхояно-Чукотской складчатой области на крупные блоки, которые могли бы осуществлять структурно-седиментационный контроль нефтегазоносности, обобщает материалы ВНИГРИ, НИИГА, ЯТГУ, СВКНИИ и других организаций по доверхнеюрским отложениям и сопоставляет их по основным структурным элементам Восточной Якутии.

В 1983 г. В.Б. Арчегов и И.В. Рейнин апробируют методику анализа складчато-блокового строения при прогнозе крупных зон нефтегазонакопления, разработанную ими на примере восточной части Сибирской платформы (Якутск, 1983 г.). Позднее формулируются цель, задачи и методика картирования складчато-блоковой структуры Сибирской платформы.

В 1980-х гг. И.В. Рейниным была построена серия неотектонических и геоморфологических карт для территорий Северо-Американской, Русской и Сибирской платформ. Их сравнение обнаружило различную интенсивность и дифференцированность новейших движений (минимальные - на Русской, максимальные – на Сибирской) и связь нефтегазоносности платформ в целом и отдельных их частей с названными показателями. Помимо прогнозного значения, полученные данные свидетельствуют о весьма молодом (кайнозойском) возрасте формирования газовых залежей на древних платформах мира (В.В.Забалуев).

В 1980-х гг. А.А. Отмасом были проанализированы локальные структуры Сибирской платформы, произведена классификация их генезиса и изучено распределение локальных структур и основных их параметров в зависимости от регионального структурного положения (антеклизы, синеклизы, региональные моноклинали, мегавалы, краевые прогибы). Плотность антиклиналей, их размеры, амплитуды и генезис тесно связаны со структурным положением - это основа при прогнозе нефтегазоносности и планировании



структурно-поисковых работ.

В те же годы В.Б. Арчевым проведено изучение тектонических условий накопления верхнепалеозойско-мезозойских отложений и формирования структурного плана, что позволило выделить Приверхоянскую краевую систему и создать модель ее развития, рассмотреть строение Верхоянской зоны покровно-надвиговых дислокаций и подчеркнуть ее роль в повышении нефтегазового потенциала краевой системы. На примере трех тектонотипов (платформа, краевая и складчатая системы) изучен результат сочетания горизонтальных и вертикальных движений, отраженный в их складчато-блоковом строении; отмечено, что смена типов движений сыграла важную роль в процессе онтогенеза УВ. Рассмотрена связь стадийности развития краевой системы с формированием и прогнозом ЗНГН. Обоснована новая схема НГТР, апробирована методика качественно-количественного прогнозирования, разработанная во ВНИГРИ В.С.Лазаревым и Я.А. Драновским.

Результаты комплексных тектонических исследований бассейнов Верхояно-Чукотской складчатой области и Приверхоянской краевой системы (Н.Г. Чочиа, Я.А. Драновский, В.Б. Арчев, В.Н. Зинченко, В.О. Кириллов и др.), наиболее полно изложены в монографии «Осадочные бассейны Дальнего Востока СССР и перспективы их нефтегазоносности» (Отв. ред. Ю.С. Воронков. - Л.:Недра,1987. – 283 с.). Они сохраняют свою актуальность и ныне.

Занимаясь изучением блоковой делимости литосферы, В.Б. Арчев выступил с предложением широкого обсуждения этой проблемы в связи с поиском новых типов нефтегазогеологических объектов. В январе 1994 г. ВНИГРИ, при содействии Роскомнедра, РАН, РАЕН, ЕАГО, СПбГГИ, ВНИИОкеангеология и ВИРГ-Рудгеофизика, провел конференцию «Блоковое строение земной коры и нефтегазоносность» [Арчев, Забалуев, 1999]. Новым направлением исследований в институте становится изучение слоисто-блокового строения древних и молодых платформ с позиций бассейнового анализа и в рамках развития концепции блоковой делимости литосферы (В.Б. Арчев, Э.А. Базанов, В.В.Забалуев, Б.А.Лебедев и др.). Такой подход наиболее полно охватывает тектоническую неоднородность нефтегазоносных бассейнов, определяющую фациальные обстановки, скорости накопления и мощности осадков, термодинамические условия генерации и последующие стадии онтогенеза УВ. В зависимости от типов и свойств межблоковых зон, литологических параметров чехла, их соотношений в палео- и современном планах моделируются положение и границы продуктивности ОНГО (Т.К. Баженова), ЗНГН, НГК и ловушки в пределах систем блоков, особенности сочленения самих блоков [Баженова и др., 1981; Арчев, Забалуев, 1999].

Выявление и изучение межблоковых зон – зон глубинных разломов актуально в связи с тем, что в их пределах резко повышается трещинная проницаемость как карбонатного, так и терригенного коллекторов. Так, на Сибирской платформе в рифейских и венд-кембрийских комплексах пород, к которым приурочена основная часть ресурсов УВ формируется повышенная проницаемость, положительно влияющая на миграционные процессы и формирование ЗНГН, повышенные дебиты скважин при освоении залежей УВ.

Выявление блокового строения месторождений нефти и газа Сибирской платформы, связанных с подсолевыми рифейскими и венд-кембрийскими отложениями стало возможным лишь в процессе длительного, последовательного и детального их изучения; Э.А. Базановым в 1990-е гг. разработана и апробирована методика комплексного анализа истории формирования залежей УВ, в сочетании с изучением соотношения структуры подсолевого и соленосного комплексов, а также с привлечением такого косвенного признака, как стратиграфическое положение осложняющих разрез трапповых силлов [Базанов, 1994]. Моделирование на блоковой основе строения месторождений нефти и газа позволяет, учитывая изменчивость литологического состава нефтегазоносных комплексов, обосновать распределение «коллектор-неколлектор» в пределах продуктивного горизонта, выделить «газовые» и «нефтяные» блоки, отбраковав «пустые», совершенствовать технологические схемы их разработки [Базанов, 1999].

Э.А. Базановым создан «Альбом месторождений нефти и газа в рифейских и венд-кембрийских отложениях Сибирской платформы (Красноярский край, Эвенкийский автономный округ, Иркутская область, Республика Саха) /ВНИГРИ, 1999/». Блоковое направление стало общепринятым, и ВНИГРИ при содействии МПР и Минтопэнерго, РАН, РАЕН, СПБЕАГО проводит 1999 г. Международную конференцию «Блоковое строение...» [Арчegov, Забалуев, 1999].

### **2.3. Геохимические, гидрогеологические и нефтегазогеологические исследования**

Основные результаты ВНИГРИ в области геохимии связаны с именами В.А.Успенского, С.Г. Неручева, К.К. Макарова, И.С. Гольдберга, Ю.М. Шуменковой, Т.К. Баженовой, С.С. Филатова и многих др. [*История и нефтегеологические...*, 1999].

С.Г. Неручев (диссертация 1957 г.) разработал диагностику выявления материнских толщ в кембрии Алданской антеклизы и Предбайкальского прогиба. Для того времени это была новаторская работа большой методической ценности. На Анабарской антеклизе подобные исследования продолжил К.К.Макаров; он первым обратил внимание на огромные битумные скопления региона и обосновал их возможную промышленную ценность.

Совместно с И.С. Гольдбергом им был обоснован вывод об основном пост-трапповом этапе миграции нефти и газа на Сибирской платформе; И.С. Гольдберг монографически описал битумоносность всей территории платформы и дал прогноз ее ресурсов. Ю.М. Шуменкова изучала геохимию юга Сибирской платформы, Т.К. Баженова – запад, а С.С. Филатов – север и восток платформы.

Металлосодержащие битумы, тяжелые нефти и горючие сланцы, особенности их образования и размещения изучал И.С. Гольдберг. В 1990-е гг. В.Н. Зинченко, В.Б. Арчegov и В.В. Грибков, рассматривая условия формирования куонамских горючих сланцев, подчеркивают их металлогеническое значение и вводят в обращение понятие «сланцеворудные поля», дают анализ экономической целесообразности их освоения; именно эти горючие «черные» сланцы, распространенные на обширной площади севера Западной Якутии, являются не столько энергоносителем (высокая зольность, низкая теплотворность), сколько источником ценнейших редких и рассеянных элементов (РРЭ), концентрации которых часто превышают промышленные в традиционных месторождениях.

В дальнейшем руководителем и душой геохимических исследований на платформе стала Т.К. Баженова. В классической монографии «Органическая геохимия палеозоя и допалеозоя Сибирской платформы» (1981), а позднее в докторской диссертации и в монографии «Эволюция осадочных бассейнов в венд-палеозойскую эру Сибирской платформы и прогноз их нефтегазоносности» (1992) Т.К. Баженова с соавторами дала завершенную картину условий нефтегазообразования в древних толщах региона, детальный прогноз отдельно для нефти и газа, количественную оценку объемов генерированных и аккумулированных УВ.

Кроме того, в 1994–1999 гг. Т.К. Баженова первая рассмотрела очаги нефтегазообразования в венд-палеозойских комплексах Сибирской платформы на фоне ее блокового строения, отметив, что они отчетливо вписываются в ячеи основных структуро- и фациеконтролирующих разломных зон. Формированию ЗНГН как таковых способствует прежде всего определенное дифференцированное расположение различных блоков друг относительно друга, сложившиеся в эпоху активной работы ОНГО; их гипергенное разрушение осуществляется при активных, восходящих блоковых движениях. Границы ОНГО, либо резкая смена их продуктивности, как правило, совпадают с зонами межблокового разграничения. Последние, разломные зоны, контролируют и положение, и направление так называемых «ограничительных линий» – проекций пересечения верхней и нижней границ главной зоны газообразования с кровлей того или иного комплекса, что в

значительной мере определяет раздельное прогнозирование залежей нефти и газа [*Нефтегазоносные бассейны...*, 1998].

В 1995-1997 гг. сделан анализ распределения нафтидов в блоковых структурах северо-востока Сибирской платформы, где наиболее отчетливо установлена связь миграционных процессов УВ и распределения нафтидов по качеству (от газо- и нефтепроявлений до твердых нерастворимых битумов) с системами разломов, строением и гипсометрическим положением блоков (С.С. Филатов, В.Б. Арчegov).

В 1960–1980-х гг. активно изучались гидрогеологические условия нефтегазоносности платформы (Н.Я. Тычино, В.П. Белоглазов - юг платформы, О.А. Бабошина – Тунгусская синеклиза, Л.А. Грубов и В.И. Славин – Вилюйская синеклиза и Анабарская антеклиза, Т.Е. Петрова – Ленский и Лено-Анабарский прогибы, Анабарская антеклиза и Сюгджерская седловина). О.А. Бабошина, в частности, обосновала для венд-кембрийских отложений запада платформы модель «трещинного массива», как основной формы залегания подземных вод и высокую проницаемость чехла для флюидов. Л.А. Грубов предложил глубинную модель АВПД в пермских отложениях Хапчагайского мегавала: АВПД в перми, превышающее гидростатическое более чем на 100 атмосфер и высокая (более 100 г/л) минерализация вод в пресноводных пермских отложениях с прорывом в пермь более глубоких палеозойских вод. На северо-западе платформы и в Енисей-Хатангском прогибе проблемой аномальных пластовых давлений занимался Ю.Ф. Клейносов.

В 1970-1980 гг. ВНИГРИ пропагандировал и широко применял поисковый метод принудительной дегазации (МПД). Проверка метода на участках известных месторождений (Куюмбинское, Собинское, Среднеботуобинское, Среднетюнгское, Средневилюйское, Усть-Вилюйское и другие) обнаруживала метановые аномалии (до 90% CH<sub>4</sub> в пробах) с небольшими содержаниями ТУ и – в поле развития нижнего палеозоя – Не; последний, наряду с анализом изотопного состава углерода метана надежно свидетельствует о глубинности газа. В течение ряда лет С.С. Филатов, Л.А. Грубов, В.П. Белоглазов, О.А. Бабошина, И.Б. Степаненко, Т.Е.Петрова обследовали большинство рек и озер на западе, юге, севере и востоке платформы и обнаружили до сотни четких газогеохимических аномалий, которые рекомендуются как объекты поисковых работ. При обследовании верхоянских покровно-надвиговых дислокаций в бассейнах рек Унгуохтах, Уэль-Сиктях и Джарджан Т.Е. Петровой и В.Б. Арчegovым детально изучены температурные характеристики, солевой и минеральный состав вод рек и озер. В 1999 г., обобщая многолетний опыт геохимических поисков нефти и газа в восточных районах Сибирской

платформы, С.С. Филатов всесторонне рассматривает и дает анализ методике, результатам и перспективам прямых газогеохимических поисков нефти и газа, подчеркивает целесообразность их применения на разных стадиях поискового процесса. В одной из своих работ он уделяет внимание отражению блоковой делимости Сибирской платформы в размещении и составе аномалийных газогеохимических зон.

Газогеохимические исследования на территории Момо-Зырянской впадины проводились в 1968–1972 гг. О.Н. Яковлевым (ВНИГРИ) и К.Н. Колосковым (НИИГА). При исследовании более 200 водопунктов были обнаружены выходы на поверхность вод повышенной минерализации и температуры, характеризующие гидрогеологическую обстановку глубокозалегающих комплексов. В составе свободных газовыделений со дна водоемов и водотоков и газов, отобранных МПД «ворошением донных осадков», а также водорастворенных газов источников в нескольких десятках проб установлено наличие метана (до 50-98%), в ряде проб - небольшие содержания ТУВ. В ряде случаев повышенные содержания в составе газов УВ совпали с зонами или узлами пересечения разрывных нарушений.

По результатам этих и других видов исследований были выделены наиболее перспективные территории для постановки дальнейших поисково-разведочных работ на нефть и газ в пределах Момо-Зырянской впадины. Кроме того, в Колымской партии (база в пос. Черский) в 1973–1974 гг. практиковались аэровизуальные облеты – наблюдения с целью изучения морфологии рельефа, картирования линеаментов и поиска «незамерзающих» озер как объектов последующих газогеохимических исследований (И.В. Рейнин, В.Б. Арчegov).

Во ВНИГРИ пристальное внимание уделялось дополнительным минерально-энергетическим ресурсам, потенциал освоения которых связывается, главным образом, с Западной Якутией, обладающей огромными ресурсами тяжелых и вязких нефтей, природных битумов, сапропелитовых сланцев, богхедов (альголитов), газо- и металлонасыщенных пластовых вод, газо- и металлосодержащих углей и других горючих и негорючих полезных ископаемых со статусом «нетрадиционных источников» углеводородного и минерального сырья. К традиционным видам сырья относятся нефть, газ, конденсат, уголь, руды и другие полезные ископаемые, которые используются в Республике по их «прямому назначению», хотя и они содержат в своем составе многие попутные полезные компоненты, как правило, безвозвратно теряемые при разработке месторождений по принятым технологическим схемам освоения [Арчegov и др., 1999].

Практический интерес реально представляют нефти Анабаро-Тигянского вала и нефти

естественных источников («кюэнеликянских»), природные битумы (от окисленных нефтей и малт до оксикеритов), горючие (черные) сланцы и их металлоносные разновидности (рений, ванадий, галлий, селен, молибден, никель, цинк, серебро и другие), богхеды и угли, содержащие редкоземельные элементы. Эти полезные ископаемые относительно компактно локализованы в пределах Анабаро-Хатангской седловины, Лено-Анабарского и Ленского прогибов, Анабарской антеклизы и на сопредельных территориях. Южнее, в Ангаро-Ленском артезианском бассейне, высоко оцениваются потенциальные ресурсы подземных вод со значительной концентрацией иода, брома, бора, стронция, лития, рубидия и цезия.

Весьма актуальна задача комплексного использования газового сырья – извлечение и сохранение гелия, сероводорода, этана и других ценных компонентов природных газов Вилюйского и Ботуобинского районов. Проблема должна решаться на основе долгосрочной программы развития топливно-энергетической базы Якутии с выделением основных приоритетов в научно-методическом, опытно-конструкторском и технологическом направлениях по освоению традиционных и нетрадиционных ресурсов УВ-сырья и сопутствующих ценных компонентов (гелий, РРЭ), в т.ч., в высокоминерализованных пластовых водах.

Важное место в разработках ВНИГРИ занимает прогноз нефтегазоносности и количественной оценки ресурсов нефти и газа. До середины 1970-х гг. институт был головной организацией по количественной оценке прогнозных ресурсов УВ на Сибирской платформе. Позднее эта роль перешла к СНИИГГиМСу, а ВНИГРИ стал соисполнителем.

Во ВНИГРИ был разработан качественный метод оценки перспектив нефтегазоносности территорий, основанный на графическом наложении границ развития благоприятных и неблагоприятных признаков (В.В. Забалуев и др.). Как наиболее перспективные оцениваются участки, где представлены только благоприятные признаки, как бесперспективные – только с неблагоприятными. Графическое наложение соответствующих границ разбивает территорию на участки (зоны) с вероятно однородными условиями нефтегазоносности. Определенная на эталонных участках плотность запасов приписывается участкам со сходными условиями, отсутствие или появление какого-либо признака (по сравнению с эталоном) понижает или повышает перспективность участка.

Совершенствованию методики прогноза нефтегазоносности Сибирской платформы способствовало сравнение ее геологических характеристик с параметрами других древних платформ мира (В.В. Забалуев). В частности, такой анализ выявил относительное богатство различных тектонотипов, составляющее нисходящий ряд: краевые системы – авлакогены –

внутриплатформенные впадины; выявлены зависимости нефтегазоносности от возраста тектонотипов (альпийские и доальпийские), от литологии коллекторов (терригенные и карбонатные), соотношения ресурсов нефти и газа в зависимости от вышеназванных особенностей. Все эти зависимости, в целом, обнаруживаются и на Сибирской платформе и могут служить критериями при прогнозной оценке потенциала малоизученных ее частей. Оценка ресурсов УВ (и сопутствующих компонентов) и закономерностей их распространения рассматривалась на основе моделей блоковой делимости Сибирской платформы (В.Б. Арчegov, Э.А. Базанов, И.А. Бурова, В.В. Забалуев, Г.Д. Кулик, С.С. Филатов).

В Лено-Тунгусской НГП сейсморазведка оказалась малоэффективной из-за высокоскоростных параметров разреза, большой доли неантиклинальных залежей, присутствия в разрезе на разных уровнях соляных и трапповых тел переменной толщины, из-за малых амплитуд структурных ловушек в подсолевых отложениях. Поэтому большое значение в 1980-1990-е гг. придавалось совершенствованию методики поисковых работ с применением несейсмических методов (В.В. Забалуев).

Библиографическим и патентным поиском было выявлено около 200 разного рода газогеохимических, битуминологических, гидрогеологических, литогеохимических, биогеохимических, магнитометрических, радиометрических и других поисковых методов, как наземных, так и дистанционных, позволяющих вести поиски залежей на территориях не изученных бурением и сейсморазведкой. Критерием выбора была эффективность, сопоставимая с результатами, которые обычно достигаются большими объемами дорогостоящей сейсморазведки. Полученные результаты описаны В.В. Забалуевым в обзоре «Методы поисков залежей углеводородов и обоснования заложения поисковых скважин» (М.: Геоинформмарк, 1994).

В 1960–1980-х гг. ВНИГРИ постоянно проводил комплексный анализ эффективности нефтегазописковых и геофизических работ на территории Сибирской платформы (И.А.Верещако). В предложенной методике оценки эффективности региональных работ, в качестве критерия принималось количество зон нефтегазонакопления, подготовленных к работам поискового этапа.

На протяжении многих лет, до середины 1990-х гг., институт вел сбор и систематику материалов о фактических результатах поисков, разведки и освоения месторождений УВ на территории Сибирской платформы и ее обрамления. Эту работу по Красноярскому краю возглавлял Г.Д. Кулик, по Иркутской области - Л.К. Иванова, по Якутии - Г.Д. Лавров и Т.Л.

Арчегова.

Наполнение углеводородным сырьем строящегося трубопровода Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) потребует мобилизации нефтегазового комплекса Сибирской платформы. Месторождения, открытые в пределах Таймырского и Эвенкийского автономных округов, Красноярского края, Иркутской области, Республики Саха (Якутия) имеют сложное строение, характеризуются двух-трехкомпонентным фазовым составом УВ, с ценными компонентами-примесями. Их разработка и эксплуатация требует новых комплексных технологий. Научное обеспечение их подготовки и практической реализации – актуальная задача на повестке дня.

Первоочередная проблема – добыча газа с извлечением гелия, создание гелиехранилищ и т.д. В перспективе, в рамках долгосрочных программ развития региона – освоение «сланцево-рудных» месторождений – редкие и рассеянные элементы в горючих сланцах (ванадий, молибден, галлий, рений, селен, никель, цинк, медь и др.), разработка технологий их извлечения, а также освоение гидроминерального сырья, заключенного в подземных водах древних комплексов Сибирской платформы (бор, бром, иод, литий, рубидий, цезий, калий, натрий, калий и др.) – задача XXI века.

### Литература

Альбом месторождений нефти и газа в рифейских и венд-кембрийских отложениях Восточной Сибири. Красноярский край, Эвенкийский автономный округ, Иркутская область, Республика Саха (Якутия) / Под ред. М.Д. Белонина, В.Б. Арчегова. – СПб.: ВНИГРИ, 2000. – 32 с.

*Арчегов В.Б., Филатов С.С., Грибков В.В.* Нефтегазоперспективные объекты Анабаро-Хатангской НГО и пути их освоения // Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы Дальневосточного экономического района, углеводородных ресурсов шельфа морей Северо-Востока и Дальнего Востока: сб. докл. СПб.: ВНИГРИ, 1998.- с. 275-281.

*Арчегов В.Б., Забалуев В.В.* Блоковая делимость литосферы и полезные ископаемые. СПб.: ВНИГРИ, 1999 – 106 с.

*Арчегов В.Б., Базанов Э.А., Забалуев В.В., Кулик Г.Д.* Блоковая делимость и нефтегазоносность Сибирской платформы. Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений. Т. 1. Фундаментальные основы нефтяной геологии. – СПб.: 1999. – С. 156-162.

*Баженова Т.К., Белецкая С.Н., Беляева Л.С.* Органическая геохимия палеозоя и допалеозоя Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности /Под ред. К.К.Макарова, Т.К.Баженовой. – Л.: Недра, 1981. – 211 с.

*Базанов Э.А.* Геолого-геофизические модели месторождений нефти и газа, типичные для венд-кембрийских отложений Сибирской платформы // Блоковое строение земной коры и нефтегазоносность: тез. докл. науч.-практ. конф. СПб.: ВНИГРИ, 1994. – С.78-79.

*Базанов Э.А.* Особенности геологического строения месторождений нефти и газа Западной Якутии и проблемы освоения этих месторождений // Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы Дальневосточного экономического района,



углеводородных ресурсов шельфа морей Северо-Востока и Дальнего Востока России: сб. докл. СПб.: ВНИГРИ, 1999. – С. 284-289.

Газовые и газоконденсатные месторождения. Справочник. / Под ред. И.П. Жабрева. - М.: Недра, 1983. – 375 с.

Геология и нефтегазоносность осадочных бассейнов Восточной Сибири. – Л.: Недра, 1980. – 200 с.

История и нефтегеологические исследования ВНИГРИ (1929-1999). – СПб.: ВНИГРИ, 1999. – 356 с.

Нефтегазоносные бассейны Западно-Тихоокеанского региона и сопредельных платформ: сравнительная геология, ресурсы и перспективы освоения: сб. докл. первой межд. конфер. /под ред. М.Д. Белонина, А.Е. Конторовича, Ю.Н. Григоренко, В.Б. Арчегова. – СПб.: ВНИГРИ, 1998. - 284 с.

Репрессированные геологи. Биографические материалы / Гл. ред. В.П. Орлов. – М.-СПб., 1995. – 210 с.

*Филатов С.С., Арчegov В.Б., Грибков В.В.* Освоение нефтегазоносных объектов Анабаро-Хатангской НГО - возможное решение проблемы топливно-энергетического обеспечения северо-западных районов Якутии / Теория и практика геолого-экономической оценки разномасштабных нефтегазовых объектов: сб. докл. - СПб.: ВНИГРИ, 1999. - С. 139-145.

50 лет геологической службы Республики Саха (Якутия): сборник. Вып. М.: РосГео, 2007. – 382 с.

### **Archevov V.B., Stepanov V.A.**

Saint-Petersburg State Mining Institute named after G.V.Plekhanov (technical university), Saint-Petersburg, Russia [varchegov@spmi.ru](mailto:varchegov@spmi.ru) [vstepanov@spmi.ru](mailto:vstepanov@spmi.ru)

## **HISTORY OF GEOLOGICAL PROSPECTING AND EXPLORATION FOR OIL-AND-GAS AT THE AREA OF SIBERIAN PLATFORM AND SURROUNDING REGIONS**

*The paper traces history of geological investigations of the oil and gas potential of the region in Khatanga-Vilyuy and Lena-Tungussskaya oil-and-gas-bearing provinces. In the whole, there are summarized results of VNIGRI works at Siberian platform and joining Verkhoyansk-Chukotka folded area.*

*Development of the oil-and-gas resources of the East Siberia (Siberian platform) is actually sharply needed for large-scale entrance of Russia in the growing energy market of the Asia-Pacific region.*

**Key words:** *History, Siberian platform, Khatanga-Vilyuy and Lena-Tungussskaya oil-and-gas-bearing provinces, natural oil sources, oil-and-gas potential, Verkhoyansk-Chukotka folded area; lithological-stratigraphic, tectonics and neotectonics, hydrogeological, oil-and gas geological investigations of VNIGRI.*

### **References**

Al'bom mestoroždenij nefiti i gaza v rifejskih i vend-kembrijskih otloženiâh Vostočnoj Sibiri. Krasnoârskij kraj, Èvenkijskij avtonomnyj okrug, Irkutskaaâ oblast', Respublika Saha (Âkutiâ) / Pod red. M.D. Belonina, V.B. Arčegov. - SPb.: VNIGRI, 2000. – 32 s.

Arčegov V.B., Filatov S.S., Gribov V.V. Neftegazoperspektivnye ob"ekty Anabaro-Hatangskoj NGO i puti ih osvoeniâ // Perspektivy razvitiâ i osvoeniâ toplivno-ènergetičeskoj bazy Dal'nevostočnogo èkonomičeskogo rajona, uglevodorodnyh resursov šel'fa morej Severo-Vostoka i Dal'nego Vostoka: sb. dokl. SPb.: VNIGRI, 1998.- s. 275-281.

Arčegov V.B., Zabaluev V.V. Blokovaâ delimost' litosfery i poleznye iskopaemye. SPb.: VNIGRI,

1999 – 106 s.

Arčegov V.B., Bazanov È.A., Zabaluev V.V., Kulik G.D. Blokovaâ delimost' i neftegazonosnost' Sibirskoj platformy. Neftegasovaâ geologiâ na rubeže vekov. Prognoz, poiski, razvedka i osvoenie mestoroždenij. T. 1. Fundamental'nye osnovy neftânoj geologii. – SPb.: 1999. – S. 156-162.

Baženova T.K., Beleckaâ S.N., Belâeva L.S. Organičeskaâ geohimiâ paleozoâ i dopaleozoâ Sibirskoj platformy i prognoz neftegazonosnosti /Pod red. K.K.Makarova, T.K.Baženovoj. – L.: Nedra, 1981. – 211 s.

Bazanov È.A. Geologo-geofizičeskie modeli mestoroždenij nefti i gaza, tipičnye dlâ vend-kembrijskih otloženij Sibirskoj platformy // Blokovoje stroenie zemnoj kory i neftegazonosnost': tez. dokl. nauč.-prakt. konf. SPb.: VNIGRI, 1994. – S.78-79.

Bazanov È.A. Osobennosti geologičeskogo stroeniâ mestoroždenij nefti i gaza Zapadnoj Âkutii i problemy osvoeniâ ètih mestoroždenij // Perspektivy razvitiâ i osvoeniâ toplivno-ènergetičeskoj bazy Dal'nevostočnogo èkonomičeskogo rajona, uglevodorodnyh resursov šel'fa morej Severo-Vostoka i Dal'nego Vostoka Rossii: sb. dokl. SPb.: VNIGRI, 1999. – S. 284-289.

Gazovye i gazokondensatnye mestoroždeniâ. Spravočnik. / Pod red. I.P. Žabreva. - M.: Nedra, 1983. – 375 s.

Geologiâ i neftegazonosnost' osadočnyh bassejnov Vostočnoj Sibiri. – L.: Nedra, 1980. – 200 s.

Istoriâ i neftegeologičeskie issledovaniâ VNIGRI (1929-1999). – SPb.: VNIGRI, 1999. –356 s.

Neftegasonosnye bassejny Zapadno-Tihookeanskogo regiona i sopredel'nyh platform: sravnitel'naâ geologiâ, resursy i perspektivy osvoeniâ: sb. dokl. pervoj mežd. konfer. /pod red. M.D. Belonina, A.E. Kontoroviča, Ū.N. Grigorenko, V.B. Arčegova. – SPb.: VNIGRI, 1998. - 284 s.

Repressirovannye geologi. Biografičeskie materialy / Gl. red. V.P.Orlov. – M.-SPb., 1995. –210 s.

Filatov S.S., Arčegov V.B., Gribkov V.V. Osvoenie neftegazonosnyh ob"ektov Anabaro-Hatangskoj NGO - vozmožnoe rešenje problemy toplivno-ènergetičeskogo obespečeniâ severo-zapadnyh rajonov Âkutii / Teoriâ i praktika geologo-èkonomičeskoj ocenki raznomasštabnyh neftegazovyh ob"ektov: sb. dokl. - SPb.: VNIGRI, 1999. - S. 139-145.

50 let geologičeskoj služby Respubliki Saha (Âkutiâ): sbornik. Vyp. M.: RosGeo, 2007. – 382 s.