НОВЫЕ ДАННЫЕ ПО ПОИСКАМ НЕФТИ И ГАЗА В ВЕРХНЕОБСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОБЛАСТИ

В. М. Рычков[1], С. И. Рычкова[1], С. В. Рычков[2]
[1]Горно-Алтайское региональное отделение Российского геологического общества, г. Горно-Алтайск
[2]ОАО «Сургутнефтегаз», г. Сургут

(Статья впервые опубликована в 2004 году в ПРГА №1, дополнена данными за 2006 -2020 годы.)

В связи с тенденцией исчерпания возможностей прироста запасов нефти и газа, связанных с чехлом Западно-Сибирской платформы, где известны уникальные месторождения (Самотлор, Уренгой и др.), в последние годы проявился интерес к ее палеозойскому фундаменту. Собственно поиски нефти и газа в Западной Сибири в 1950-е годы начинались с фундамента, но открытие месторождений в чехле отодвинуло изучение фундамента на четыре десятилетия. Тем не менее за последние двадцать лет в фундаменте Западно-Сибирской нефтегазовой провинции (ЗСНГП) выявлено около ста месторождений и проявлений нефти и газа. Большинство из них расположено под или вблизи залежей, связанных с чехлом. Алтайский регион считался неперспективным как в отношении чехла, так и в отношении фундамента, и в ЗСНГП не входил. Нефтегазопоисковые работы на Алтае проводились с 1950 по 1965 год, но к успеху не привели. В чехле нефть не обнаружена, фундамент остался недостаточно изученным. С начала 1960-х годов работы на нефть и газ в регионе прекращены. За последние 50 лет накопился обширный материал, в основном по геофизическому изучению фундамента. Пробурено значительное количество скважин, преимущественно на воду. К сожалению, эти скважины вскрывают только верхнюю часть палеозоя (кору выветривания), по которому проходится обычно не более 10-50 м. К тому же в связи с прекращением нефтегазопоисковых работ в начале 60-х годов анализ проб воды и газа из гидрогеологических скважин на специфические компоненты не проводился. В этих условиях необходимо было искать новые пути прогнозирования, и они были найдены нами на основе анализа геофизических и геологических материалов. Для анализа привлечены как результаты полевых работ авторов почти на сотне участков, так и другая геолого-геофизическая информация по региону. Результаты прогнозирования, выполненного в масштабе 1:500000 (а на отдельных площадях в масштабе 1:200000 – 1:100000) изложены в работах [Рычков, Рычкова, 1998, 2000, 2001]. На их основе выделена Верхнеобская нефтегазоперспективная область. В работах [Рычков, Рычкова, 2002, 2003] оценены ее прогнозные ресурсы, которые составляют один миллиард тонн нефти и один триллион кубических метров газа. Определились основные поисковые критерии и признаки, из которых сложилась общая стратегия поисков. Для сравнения приведем стратегию поисковых работ 1950-х годов.

Нефть искали в куполовидных поднятиях палеозойского фундамента, за которые принимались положительные формы эрозионного домезозойского рельефа, залегающие на глубинах до 1 км и сопровождавшиеся положительными аномалиями гравитационного поля. К этому присовокуплялись соображения общего структурного характера. Нефть предполагалась в карбонатно-терригенных среднепалеозойских отложениях в пределах герцинских складчатых сооружений и краевых прогибов на периферии небольших «срединных массивов».

Не исключалась нефтеносность юрских отложений, приуроченных к небольшим «мульдам» [Геология СССР…, 1972].

Предлагаемая нами стратегия в корне отличается. Нефтяные залежи предполагаются в палеозойских и протерозойских терригенно-осадочных и интрузивных коллекторах, залега-

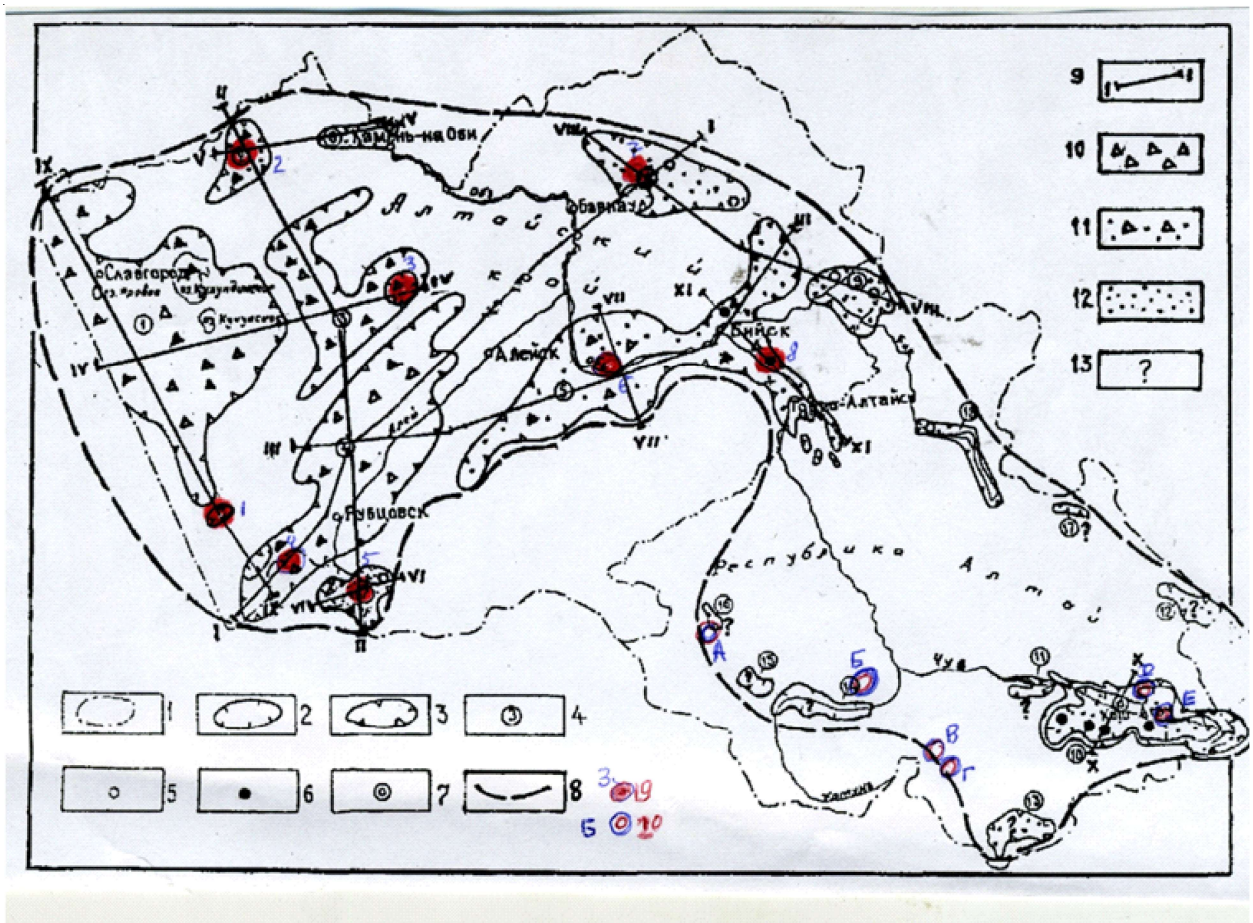

Рис. 1. Верхнеобскаянефтегазоперспективная область (ВОНГПО).

1 – границы Алтайского края и Республики Алтай; 2 – границы перспективных площадей в мезозое; 3 – то же в палеозое и протерозое; 4 – их номера; 5 – газопроявления; 6 – нефтепроявления; 7 – Кош-Агачское газопроявление; 8 – граница ВОНГПО; 9 – профили, рекомендуемые для газовой съемки, геофизического изучения, параметрического и опорного бурения; 10-11 – предполагаемая продуктивность: 10 – нефтегазовая, 11 – газонефтяная; 12 – газовая и конденсатная; 13 – перспективы неясны.

19 – эпицентры минимумов гравитационного поля и минимумов электрических сопротивлений в палеозое; 1 – Малиновский; 2 – Панкрушихинский; 3 – Мамонтовский; 4 – Борисовский; 5 – Верх-Аейский; 6 – Средне-Обской; 7 – Сорокинский;(Жерновский) 8 – Сростинский. 20 – «Трубы дегазации» (по М.И. Савиных, 2013-2020): А – Чарыш; Б – Больше-Яломанская; В – Карагемская; Г – Карасу; Д – Кокоря; Е – Талду-Аир.

Названия продуктивных площадей: 1 – Кулундинская, 2 – Панкрушихинская, 3 – Овечкинская, 4 – Рубцовская, 5 – Бийско-Предалтайская, 6 – Присалаирская, 7 – Верх-Алейская, 8 – Горловская, 9 – Неня-Чумышская, 10 – Чуйская, 11 – Курайская, 12 – Верх-Чулышманская, 13 – Верх-Калгутинская, 14 – Уймонская, 15 – Амурская, 16 – Усть-Канская, 17 – Кумыйская, 18 – Телецкая.

ющих на глубинах 1,5-3 км при обязательном наличии минерализованных пластовых вод как в нефтяных залежах, так и выше по разрезу (вплоть до мела и палеогена), в зонах разуплотнения пород, связанных с впадинами в фундаменте (прогибами, грабенами и «трубами дегазации»), для которых характерны минимумы гравитационного поля. «Ловушки» могут быть как структурные (локальные поднятия на «дне» и «склонах» впадин), так и приуроченные к моноклиналям, тектоническим «клиньям» и стратиграфическим несогласиям. Важное место отводится наличию минерализованных вод эндогенного происхождения как индикатору нефтегазоносности. При этом предполагается прямая связь концентрации и состава минерализованных вод и состава углеводородных компонентов. При «рассольных» водах хлоридного и сульфатного типов (30-70 г/куб. дм и более) в залежах ожидается наличие нефти; при средних значениях (5-30 г/ куб. дм) – нефть с газовым конденсатом; при 3-5 г/ куб.дм и смене типа вод на гидрокарбонатный – газово-конденсатные, при 1-3 г/куб. дм – газовые. Газовая и конденсатная продуктивность может быть приурочена и к молодым отложениям (юра, мел, неоген) межгорных впадин Горного Алтая типа Чуйской. Прогнозирует-

ся зональность Верхнеобской нефтегазоперспективной области от нефтяной продуктивности на юго-западе (Рубцовская площадь и др.) до нефтегазовой в центре и на юге (Предалтайская площадь), конденсатной и газовой на северо-востоке (Присалаирская) и газово-конденсатной на восточных площадях (Чуйская) (рис. 1). Важную роль играют региональные разломы герцинской и салаирской активизации. Нефтяные залежи локализуются вдоль них, но на некотором удалении (от первых километров до десятков). Не исключается и роль срединных массивов, в частности Барнаульского, по периферии которого локализуются перспективные площади. Правда, остается открытым вопрос о его размерах. По одним данным (Корнев, 1984) он весьма локален (30 х 50 км), по другим (Кочетков, 1965) – значительно больше (100 х 150 км).

Тактика поисковых работ. Из изложенных стратегических принципов вытекают тактические приемы поисков.

Необходимо откартировать распространение минерализованных вод в верхней части фундамента (включая кору выветривания и низы разреза рыхлых отложений) и зоны разуплотнения. Затем выделить благоприятные структуры. Учитывая реальную изученность, по прямым данным (бурение) это сделать невозможно. Но задача решается анализом геофизических полей. Имеются площадные съемки методами сопротивлений, аэромагнитная и гравиметрическая съемки. Последовательность следующая.

1. По материалам электроразведки методами сопротивлений по малым сопротивлениям оконтуриваются (в масштабе 1:500 000) площади развития минерализованных вод. Естественно, все построения опираются на имеющиеся скважины, а также на параметрические скважины, которые должны быть пробурены в ходе поисковых работ. На перспективные участки выполняются построения в масштабе 1:200 000 – 1:100 000 и не на один, а на два-три уровня. В необходимых случаях сгущается сеть электроразведочных съемочных работ.

2. По материалам гравиметрической съемки среднего и крупного масштаба по минимумам поля выявляются зоны разуплотнения и впадины, заполненные пористыми терригенно-карбонатными и интрузивными породами, и крупные разломы.

3. Поиск конкретных залежей среди полей развития минерализованных вод и зон разуплотнения представляет наиболее трудную задачу. Здесь привлекаются прямые методы – инфразвуковое зондирование по методике «Анчар» в комплексе с глубоким бурением, а также газовая съемка из скважин глубиной 150-200 м. Для выявления структур – сейсмические методы, высокоточная гравиметрическая съемка, электроразведка методами ВЭЗ, КМПП, ВРЭ, магнитная съемка.

По каждому из пунктов ожидаются значительные трудности, связанные как с неразработанностью методики, так и со слабой изученностью палеозоя и вообще глубин свыше 300 м Степного Алтая.

Что сделано к настоящему времени и что нужно делать. В связи с обвалом геологоразведочных работ в 1990-е годы долгое время не удавалось привлечь к проблеме внимание. Лишь в 2001 году к вопросу проявила интерес администрация Алтайского края. В основу данного сообщения положена составленная нами в конце 2001 года «Программа работ на нефть и газ в Алтайском крае». Здесь обосновываются некоторые положения программы, намечаются конкретные площади, разрезы, состав и виды работ. Предусматривается несколько этапов: предварительный, подготовительный, структурно-параметрический, поисковый, разведочный. Рассмотрим их по порядку с указанием на некоторые трудности.

На ***предварительном*** этапе необходимо продолжить анализ геолого-геофизической информации. Цель анализа – уточнение схемы прогноза региона на нефть и газ в масштабе 1:500000 с использованием карт геофизических полей и имеющихся прямых признаков – проявлений нефти и газа. Трудность – скважин, где когда-то отмечены прямые признаки (в основном газирование метаном), сейчас не существует. Зачастую имеются только устные сообщения специалистов. Эти сведения нами выявлены. По возможности установлены источники. Авторы располагают несколькими десятками указаний о проявлениях. Необходи-

мо продолжить сбор сведений о сопутствующих компонентах: гелии, радоне, йоде, броме, солях, сероводороде и т.д. Не менее ценны указания на поверхностные проявления. Но нужно относиться осторожно к привлечению таких сведений к прогнозированию. Обычный болотный газ – типичный фон для многих районов. Вообще следует заметить, что даже глубинный метан, фиксируемый на дневной поверхности, может создавать как линейные, так и площадные аномалии или общий повышенный фон, не связанный с залежами нефти и газа, а свидетельствующий лишь о тектонической активизации. Наоборот, хорошо изолированные залежи (благодаря чему и сохранились) не создают аномалий. Обычно «фонит» обрамление залежей. Работа по выявлению проявлений должна носить систематический характер с пополнением дежурной карты и каталога. Значительное внимание необходимо уделить составлению современного варианта геологической карты палеозоя Степного Алтая, закрытого чехлом мезокайнозоя. Последнее такое построение было выполнено Л. Е. Корневым в 1984 году, и на него мы опирались в своем прогнозировании. Еще одна попытка в этом направлении предпринята в 2004 году, но результаты отрицательные, так как работа была сделана поспешно и формально.

Параллельно желательно выполнить некоторые виды полевых работ по профилям, намеченным на рис.1 и пересекающим перспективные площади. В частности, снеговую газовую съемку, более дешевую, чем другие виды, но не дающую гарантию успеха, о чем говорилось выше. Помехой служат и антропогенные загрязнения. Профили намечены по разрезам, опирающимся на наиболее глубокие в регионе скважины. После уточнения перспективных площадей можно переходить к ***подготовительному*** этапу. Положение региональных профилей уточнить, профили дополнить геофизикой (ВЭЗ, ЗМПП, МОГТ, МОВ, ГР, ВРЭ, АНЧАР и др.) с глубинностью 2-3 км для картирования структур фундамента и выделения среди них перспективных. Пройти дополнительные профили, предусмотреть газовую съемку из скважин глубиной 150-200 м (из-под крышки неогеновых глин). Начинать следует с профилей I, II, III, V, X, пересекающих Рубцовскую, Панкрушихинскую, Овечкинскую, Бийско-Предалтайскую и Чуйскую площади. В случае благоприятной ситуации (наличие структур, аномалий, сопутствующих газов или углеводородов) перейти к ***структурно-параметрическому*** бурению. Должны быть пробурены глубокие скважины с комплексом каротажа, опробования вод, керна на содержание газообразных углеводородов, битумов, сопутствующих компонентов (гелий, йод, бром, соли и др.) и анализом их изотопного состава. Детализируются геофизикой отдельные отрезки региональных профилей, проходятся дополнительные профили. Цель – вскрытие продуктивных горизонтов и оценка прогнозных ресурсов по изученным площадям. При благоприятных результатах хотя бы по одной скважине (капельные нефтепроявления, небольшие нефтепритоки, газ) работы переходят в ***поисковый*** *и* ***разведочный*** этапы. Возрастают объемы геофизических работ и бурения от единичных скважин до десятков и сотен. Опыт поисковых работ в других регионах показывает, что при достаточном финансировании от начала до первых скважин с нефтью проходит обычно 10-15 лет. Очевидно, что подобные работы можно провести на средства и силами только крупных компаний. При неблагоприятных результатах бурения на одной из площадей необходимо проанализировать материалы, внести коррективы в методику и продолжить работы на других площадях до получения нефтегазопритоков. В ходе структурного и поискового этапов выявляются нефтегазовые месторождения с оценкой их прогнозных запасов. На ***разведочном*** этапе на выявленных месторождениях проводится подсчет запасов по промышленным категориям с возможной попутной добычей.

Резюмируя сказанное выше, еще раз подчеркнем, что продолжать работы надо с уточнения схемы прогноза, для чего создать новый вариант геологической карты Степного Алтая, выявить зоны разуплотнения в фундаменте, уточнить зоны распространения минерализованных вод, выявить аномалии углеводородных и сопутствующих газов по профилям, пресекающим Рубцовскую, Панкрушихинскую, Овечкинскую, Кулундинскую, Бийско-Предалтайскую, Чуйскую площади, а затем и остальные. Во многом успех поиска будет обусловлен

качеством прогнозирования, выбором первоочередных площадей и структур и мест заложения структурно-параметрических скважин. Наши соображения по направлению поисковых работ на нефть и газ на Алтае высказывались и ранее [Рычков и др., 2003, 2004, 2006]. Здесь представлено их развитие.

Новые данные. Коротко остановимся на работах, выполненных с 2004 года (издания предыдущей статьи [Рычков и др., 2004]).

В том же году составлен отчет: «Оценка перспектив нефтегазоносности территории Алтайского края» [Сенников и др., 2004]. В нем на основе поверхностного анализа наших отчетов 1960-2000 годов, число которых превышает сто, сделана попытка оценить нефтегазоносность региона. Отчет не содержит новых данных. Единственное, составлен вариант карты-схемы строения докембрийско-палеозойского фундамента. Авторы схемы – Е.А. Неминущий и Г.И. Филоненко, наши коллеги по «Алтай-Гео». При общении с ними выяснилось, что схема составлялась в «пожарном» порядке, всего за пару месяцев. Новых концепций не содержит, во многом повторяет тектоническую карту В.Е. Корнева (1984).

В целом отчет очень сдержанно оценивает перспективы региона. К наиболее перспективным отнесена только Панкрушихинская площадь, где отмечен глубокий минимум гравитационного поля.

Другие работы: в 2006-2007 годах пройден региональный сейсморазведочный профиль Мамонтово-Панкрушиха. Он носил общий картировочный характер, без упора на нефтеносность.

Так что, наши рекомендации 2004 года по поискам нефти и газа в равнинной части Алтайского края остаются в силе. Но в 2017-2020 годах мы пересмотрели мелкомасштабное гравитационное поле (карта локальных аномалий м-ба 1:500 000) и выделили некоторые, на наш взгляд, перспективные, наиболее интенсивные отрицательные аномалии. Они показаны на схеме (рис. 1). Перечислим с комментариями.

1 – Малиновская. Интенсивный, но локальный минимум (до 20 км). Сопровождается низкими сопротивлениями в палеозое. Привлек внимание еще в начале 1960-х. [Кочетков, 1964]. Аномалия выделена по материалам гравиметрической съемки первого поколения. Рассматривалась как возможный «соляной купол» в рамках господствовавшей тогда теории соляно-купольной тектоники. В эпицентре была даже задана скважина (№1-М), которая соли не вскрыла, а лишь фундамент на глубине 350м. На минерализацию воды фундамента не опробовались. Рассматривается нами как одна из самых перспективных. Надо бурить параметрическую скважину. И не на первые метры по фундаменту, как скв. 1-М, а на 1-2 км с поинтервальным опробованием вод и газов. Можно ожидать среднее по размерам месторождение нефти (газа)

2 – Панкрушихинская. Интенсивный и обширный минимум гравитационного поля (до 1000 кв. км). Правда, сопровождающий его минимум сопротивлений локален. Всего около 100 кв. км. Аномалия выявлена нами еще в 1998 году. (Подтверждена и Сенниковым в 2004). Палеозой на глубинах в 400-600 м. Вблизи регионального разлома. Здесь можно ожидать крупные месторождения нефти и газа. Рекомендуем бурить параметрическую скважину на 2-3 км.

3 – Мамонтовская. Аномалия выявлена в 1960-х [Кочетков, 1964]. Обширный минимум гравитационного поля. По материалам гравиметрической съемки первого поколения был рекомендован к бурению. Скважина № 373 вскрыла отложения юры на глубине около 600 м. Это так называемая «Мамонтовская юрская мульда». На минерализацию воды не опробовалась, так же как и на газы. По аналогии с Мамонтовской, И.А. Кочетковым были в регионе выделены другие «юрские мульды» в фанерозоое Степного Алтая. Но по юре в Мамонтовской мульде пройдены лишь десятки метров. Мы рекомендуем место к параметрическому бурению, но на большие глубины, чтобы вскрыть и опробовать (керн, вода, газы) палеозой и протерозой (глубина скважин 2-3 км). Здесь и обширные минимумы сопротивле-

ний в фундаменте и мезозое, выявленные нами еще в 1978 году при г/г съемке -200 листа N-44-XXVIII. По ним нами в 1992 году открыты три серии месторождений лечебно-столовых вод – Мамонтовская, Новичихинская, Романовская с ресурсами 200 млрд. куб. м на площади 3200 кв.км [Рычков, 2000, 2006]. В фанерозое. А в палеозое и протерозое минерализованные воды приурочены к региональным разломам юго-западного направления – Мамонтовскому, Новичихинскому и Романовскому. В целом, в этой зоне, в палеозое и протерозое могут быть крупные месторождения нефти и газа.

4 – Борисовская. Локальный минимум гравитационного поля над Борисовским гранитным массивом. К тому же на южной окраине села Борисовка фиксируются минимумы электросопротивлений. Граниты залегают неглубоко. Местами выходят на поверхность. Есть скважина, вскрывшая минерализованные воды в гранитах. Точнее, в их дресве. Всё это в зоне регионального разлома юго-западного направления. Граниты следует рассматривать как перспективные отложения на нефть и газ. Чему имеются мировые аналоги. В частности, во Вьетнаме эксплуатируется крупное месторождение нефти «Белый тигр», где нефть качают из гранитов. В Борисовке возможно среднее по размерам месторождение нефти.

5 – Верх-Алейская. Гравитационный минимум небольшой. Такой же локальный минимум поля сопротивлений. Перспективы неясны. Надо анализировать материалы.

6 – Средне-Обская. Расположена на правом берегу реки Оби. Небольшой минимум гавитационного поля и обширный – поля электросопротивлений. Перспективы неясны. Требуется анализ материалов.

7 – Сорокинская (Жерновская). Локальный минимум гравитационного поля и поля сопротивлений над Жерновским гранитным массивом. Аналогия с Борисовским. Требуется дальнейший анализ материалов.

8 – Сростинская. Локальный минимум гравитационного поля и поля сопротивлений над Сростинским гранитным массивом. На периферии массива (в логу), Ю.В. Никифоровым в 1950-х годах фиксировалось капельное нефтепроявление. Требуется доизучение, как геофизикой, так и бурением.

В Степном Алтае кроме перечисленных известно множество других локальных минимумов гравитационного поля. Но обстановка разная. То нет сопутствующих аномалий сопротивлений, то минимумы съемки первого поколения не подтверждаются материалами гравиметрической съемки второго поколения, то слишком локальные. Для анализа требуются значительные усилия.

Что касается горной части региона, то ситуация складывается следующим образом (рис. 2).

Во-первых, нами [Рычков и др., 2006] на основе новых данных дана оценка перспектив Чуйской впадины на юго-востоке Горного Алтая. Отмечено, что над ней обширый минимум гравитационного поля. Более 1000 кв. км. По интерпретации аномалии следует ожидать, что разуплотненные породы под ней имеют мощность 6-10 км. Это и фанерозой (до 1,5 км), и протерозой. В низах фанерозоя имеется горизонт низкоомных пород, связанный с загипсованными глинами и бурыми углями. С поверхности фиксируются нефте- и газопроявления. Это и известное с 1970-го года Кош-Агачское газопроявление, когда в результате газового фонтана провалилась буровая при проходке гидрогеологической скважины. И многочисленные проявления тяжелых нефтей и битумов (они же – проявления мумиё) в обрамляющих впадину горах. Нами прогнозируется открытие трех-четырех небольших газо-нефтяных месторождений с общими запасами около 10 млн т.

Во-вторых, группа новокузнецких геологов из фирмы «Сибдальмумие» во главе с. М.И. Савиных выявила в 2013-2020 годах на юго-востоке Горного Алтая несколько перспективных на тяжелые нефти и битумы структур. Приняв за рабочую концепцию, что выявленные ранее работами Ю.В. Никифорова около сотни месторождений мумиё являются прямыми признаками нефтеносности, М.И. Савиных сгруппировал их вокруг так называемых «труб дегазации». Которые и могут превратиться в месторождения тяжелых нефтей и битумов или,

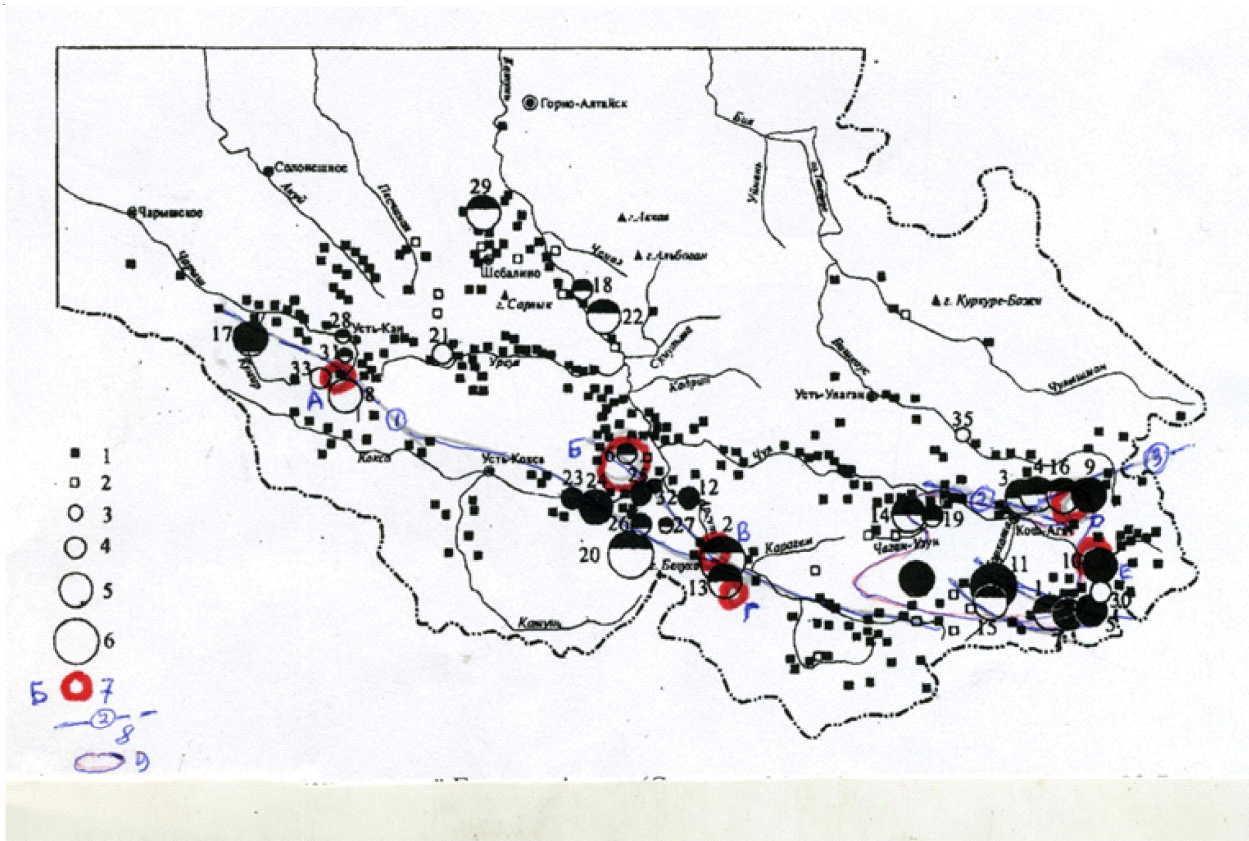

Рис. 2 Проявления тяжелых нефтей и битумов в Горном Алтае. Они же (по М.И. Савиных и Ю.В. Никифорову, 2006) – месторождения МУМИЁ.

Градация месторождений мумиё: 1 – точки; 2 – рудопроявления; 3 – мелкие месторождения (до 5 кг); 4 – средние (5-15 кг); 5 – крупные (15-50 кг); 6 – очень крупные (50-150 кг). Степень заливки показывает степень первичности руды. Номера на карте – номера конкретных месторождений (названия здесь не приводятся); 7 – «Трубы дегазации» (по М.И. Савиных, 2013-2020): А – Чарыш; Б – Больше-Яломанская; В – Карагемская; Г – Карасу; Д – Кокоря; Е – Талду-Аир; 8 – разломы, с которыми связаны проявления тяжелых нефтей и битумов (они же – мумиё): 1 – Чарышско-Терехтинский; 2 – Курайский; 3 – Бугузунский; 4 и 5 – прочие; 9 – минимум гравитационного поля, связанный с Чуйской впадиной.

по крайней мере, служить индикатором нефтегазоносности. Эту концепцию выдвигали и мы еще в 2006 году [Рычков и др., 2006].

Конкретно М.И. Савиных выявил следующие «трубы дегазации»: «Кокоря» [Савиных и др., 2013]; «Талду-Аир» [Савиных, 2013]; «Тархата» [Савиных, 2014]; «Чарыш» [Савиных, 2014]; «Карагем-Карасу» [Савиных, 2015]. Мы их показали на рис. 2.

Дадим оценку их приуроченности и продуктивности. Сначала о приуроченности.

Все проявления мумиё (т.е. тяжелых нефтей и битумов) приурочены к региональным и, заметим, глубинным разломам, что видно на рис. 2. В основном к протяженному Чарышско-Теректинскому. А также к Курайскому и Бугузунскому. И к серии более мелких в обрамлении Чуйской впадины. Но они в гравитационном поле отмечаются не минимумами, а градиентными зонами. Зон разуплотнения вдоль них нет. Здесь следует заметить и следуюшее. На снимках из Гугла, на которые ссылается М.И. Савиных, а также на отечественных космо- и аэроснимках советского периода (которых много в фондах) фиксируется и колоссальное количество «кольцевых» и иных изометричных структур, вплоть до «вихревых», размерами от тысяч километров (Тибет) до десятков километров (как «Око Земли» в Африке – 60 км), не говоря о более мелких – километры и даже десятки метров. Вдоль ареала распространения мумиё их сотни. Так что, будем считать выделение названных «труб дегазации» весьма условным и, по крайней мере, не полным!

Итого – семь «труб». Диаметр от 5 до 30 км. Площади каждой из них от 20 до 100 кв. км. По нашей оценке, нефти и битумы могут залегать в них на глубинах от 1 до 5 км. Мощ-

ности - от нуля (отсутствие залежей) до 10-15, реже до ста и более метров. Поясняем, почему залежи могут отсутствовать. Горная местность, «крышек» залежей нет. Газ и нефть свободно мигрируют вверх по разрезу. Постепенно происходит дегазация и сгущение нефтей до битумов. Вот последние и могут быть крышками («пробками»). Если есть глубинный подток, то залежь образуется. Здесь мы вплотную подходим к вопросу генезиса нефти. Глубинный подток может быть только при неорганической природе нефти. Образуется она в мантии. А по некоторым предположениям, еще глубже, вплоть до ядра Земли [Бембель, 2003]. Процесс образования длительный и постепенный (миллионы и миллиарды лет). Так что, залежи не бесконечные. По аналогии с тяжелыми нефтями и битумами в горах Канады и в Венесуэле (ГЭ, 1986) мощности могут достигать сотен метров. Но, реже, тела битумов могут быть и «штокверковыми, как в Турции. В этом случае можно говорить о ресурсах в десятки и сотни миллионов тонн по каждой «трубе», но до очень больших глубин (десятки км!?). Но залежей может и не быть. Как говорится, «были, да вышли»! Остались «следы» в виде мумие. Конечно, есть общее предположение: поскольку «труба» есть, она продуктивна.

Что можно предпринять для прояснения вопроса? Бурить? Маловато оснований. К тому же скважина может идти по «коренным» бесконечно, минуя каналы, которые могут быть капиллярными. Хорошо бы пройти серию горизонтальных выработок, пересекающих трубу на разных горизонтах, положим, в 10-100-1000 м от поверхности. С детальным опробованием. Но это еще дороже. Начинать надо, наверное, с детальных геофизических работ масштаба 1:10 000 – 1:25000 на площадях «труб». Сначала отдельные профили магнитной, гравитационной и электоразведочной съемки. М.И. Савиных отмечает, что магнитное поле труб нейтральное, гравиметрическое и электрическое не оценивалось. Но это лишь по материалам средне- и мелкомасштабных работ. Трубы могли попасть в «дыры» редкой сети. Поскольку трубы могут быть продуктивны только в зонах разуплотнения, то должны быть минимумы гравитационного поля и минимумы или пилообразные аномалии магнитного поля. И такие же электрических полей. Изучение геофизических полей может дать ключ к структуре «труб дегазации». А потом уже можно говорить о дальнейших шагах. Пока же отмечается приуроченность битумопроявлений не столько к «трубам дегазации, сколько к региональным разломам, особенно к Чарышско-Теректинскому. Вдоль него локализуются большинство битумопроявлений и труб дегазации. В гравитационном поле это градиентные зоны, а не минимумы. То есть, продуктивность «труб дегазации» под большим сомнением. По разломам, вероятнее всего, «выдавились» только «капли». Обширный минимум отмечен лишь над Чуйской впадиной. Там разуплотненные породы имеют мощность до 6-10 км, а продуктивность может составить 10-15 млн т нефти. Эту оценку мы сделали еще в 2006 году. Еще есть сложный минимум над плато Укок. Но он изрезанный и менее интенсивный. И нет данных о поле сопротивлений. Как, впрочем, и по всему Горному Алтаю. Исключение составляет только Чуйская впадина. Этим страдает и Степной Алтай. Несмотря на относительно хорошую электроразведочную изученность, и в нем обширные площади не изучены электроразведкой. А еще реже – бурением. Все это создает трудности при поисках нефти и газа.

Заключение

Высказанные нами ранее [Рычков и др., 2004] рекомендации по поискам нефти и газа в Степном Алтае остаются в силе. Начинать надо с анализа геофизических и геохимических материалов и выявления зон разуплотнения и зон аномальной проводимости в глубоких горизонтах. Обращая внимание на локальные аномалии размерами в плане до ста квадратных километров. Чем глубже горизонт, тем локальнее аномалии. В верхах палеозоя, как мы выяснили ранее, площади аномалий проводимости – сотни и тысячи кв. км. Глубже, на тех же площадях, в протерозое, они будут меньше. Эти «воронки» и «трубы» и надо выявлять.

По Горному Алтаю, где «трубы» выявлены по работам М.И. Савиных, рекомендации изложены выше.

Литература

Геология СССР. Том XIV. Западная Сибирь (Кемеровская, Новосибирская, Омская, Томская области, Алтайский край). Полезные ископаемые (в 2х книгах). Кн.1. Под ред. Е.А. Козловского. М. Недра, 1982. 319 с.

Рычков В.М., Рычкова С.И. К вопросу о перспективах нефтегазоносности Степного и Горного Алтая // Материалы совещания «Минерально-сырьевая база Республики Алтай: Состояние и перспективы развития». Горно-Алтайск, 1998. С. 60-65.

Рычков В.М., Рычкова С.И. Минерализованные воды глубоких горизонтов Степного Алтая // Материалы региональной научно-практической конференции (14-15 апреля 2000). Барнаул, 2000. С. 368-371.

Рычков В.М., Рычкова С.И. О нефтегазоносности Алтая // Геологическое и горное образование. Геология нефти и газа. Материалы международной конференции «Горно-геологическое образование в Сибири. 100 лет на службе науки и производства». Отв. ред. Б. О. Васильев, Н. В. Гончаров. Томск, изд. ТПУ, 2001. С. 228-232.

Рычков В.М. , Рычкова С.И. Минерализованные воды неоген-четвертичных отложений Алтайского региона // Итоги и перспективы геологического изучения Горного Алтая. Горно-Алтайск, 2000. С. 96-100.

Рычков В.М., Рычкова С.И., Рычков С.В. О Верхнеобской нефтегазоперспективной области // «Наука Культура Образование», 2003, № 13/14, Горно-Алтайск. С. 74-75.

Рычков В.М., Рычкова С.И., Рычков С.В. Направление нефтегазопоисковых работ на Алтае // Материалы международной конференции, посвященной 100-летию со дня рождения профессора Д.С. Микова. Томск, ТПУ. 19-21. 11.03. Из-во ТПУ, 2003, с. 263-267.

Рычков В.М., Рычкова С.И., Рычков С.В. Стратегия и тактика поисков нефти и газа на Алтае // Бюлл. Природные ресурсы Горного Алтая, 2004, № 1, с. 60-64.

Рычков В.М., Рычков С.В., Рычкова С.И. Чуйская впадина: новые данные и перспективы нефтегазононости // Бюлл. Природные ресурсы Горного Алтая, 2006, № 1, с. 53-59.

Рычкова С.И., Рычков С.В. Верхнеобская нефтегазоперспективная область и ее прогнозные ресурсы // В сб. «Проблемы геологии и освоения недр». Труды шестого Международного симпозиума молодых ученых. Томск: из-во НТЛ, 2002. С. 262-264.

Сенников Н.В. и др. Оценка перспектив нефтегазоносности территории Алтайского края. (Отчет по договору №55-02 с администрацией АК). СО РАН. Новосибирск. 2004. 400 с.

Савиных М.И и др. Трубы дегазации Горного Алтая // Бюлл. Природные ресурсы Горного Алтая, 2013, 2014, 2015, 2020.