

СТРУКТУРНЫЙ ПЛАН ТРИАСОВЫХ БАЗАЛЬТОВ СЕВЕРО-ВОСТОКА ТУНГУССКОЙ СИНЕКЛИЗЫ В СВЯЗИ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

В.С. Старосельцев, В.Ю. Тезиков
(СНИИГГиМС)

Структурный план триасовых базальтовых покровов Тунгусской синеклизы имеет большое значение для понимания тектонических особенностей подстилающих их рифейско-палеозойских нефтегазоперспективных отложений [6].

В связи с практическим отсутствием на севере этой территории, особенно в ее внутренних районах, профилей сейсморазведки МОГТ структурный план нефтегазоперспективных горизонтов может быть лишь предварительно намечен по результатам сравнительного

анализа рельефа опорных поверхностей базальтового комплекса [2, 3, 6] и поверхности кристаллического фундамента, построенной на основании количественной интерпретации гравимагнитных полей.

При сравнении указанных поверхностей наибольшие расхождения наметились для северо-востока Тунгусской синеклизы, где по базальтовому комплексу выделялся крупный Путоранский выступ, раскрывающийся в сторону Анабарской антеклизы, а по поверхности фундамента к западной его части были приурочены два свода: Аянский и Ледянский. На тектонической карте, опубликованной в 1981 г. [1], своды нашли отражение в виде двух замкнутых положительных структур первого порядка по подошве венд-кембрийских отложений.

Однако позднее, в конце 1980-х гг., учитывая почти километровый подъем (рис. 1) маркирующих базальтовых покровов от осевой зоны синеклизы (в районе оз. Аян) к ее северо-восточному борту и отсутствие оснований для сопоставимого наращивания толщины палеозойских отложений в том же направлении, на тектонических и прогнозных на нефть и газ картах стали показывать вместо замкнутых сводов выступ, раскрывающийся к Анабарской антеклизе. Такая тектоническая ситуация предопределяла соответствующее перемещение наиболее перспективных для нефтегазонакопления территорий к вершинной части выступа, возможно, экранированного с востока системой трапových интрузий [5].

В 1991 г. В. С. Старосельцевым во время полевых работ в верховьях р. Хугдякит были обнаружены ко-

Статья посвящена принципиальным уточнениям корреляции маркирующих базальтовых покровов триасового комплекса северо-востока Тунгусской синеклизы, что вызвало существенное изменение его структурного плана. Сравнительный анализ последнего с рельефом поверхности кристаллического фундамента позволил повысить перспективы нефтегазонаосности осевой зоны севера синеклизы, являющегося депоцентром палеозойского прогибания и генерации углеводородов на Сибирской платформе.

The fundamental specifications of correlation of marking basaltic covers of Triassic complex of the north-eastern Tungussian syncline which have caused substantial change of structural plane of the complex, are discussed in the paper. The comparative analysis of this structural plane with relief of the surface of crystalline basement has allowed to specify the oil and gas prospects of axis zone of the syncline's northern part which is depocentre of Paleozoic downwarping and hydrocarbon generation in the Siberian platform.

ренные выходы подошвы гломеропорфировых базальтов на абсолютной отметке плюс 560 м. Это заставило усомниться в правильности общепринятого до последнего времени сопоставления аналогичного по структуре, но отличающегося по толщине покрова, залегающего здесь же на абсолютных отметках плюс 1250...1300 м, с надаянским покровом бассейна оз. Аян, где его подошва залегает на абсолютных отметках около плюс 600 м.

Оба наблюдаемых в верховьях р. Хугдякит покрова гломеропорфировых базальтов обладают характерными тектоническими признаками: в основании на высоту до 5...10 м от подошвы они имеют толстостолбчатую вертикальную отдельность (диаметр около 0,6...0,8 м), выше она становится тонкостолбчатой (обычно до 0,3 м) извилистой и веерообразной. При этом нижний покров имеет существенно более значительную суммарную толщину (>150 м), больший диаметр и количество гломеропорфировых выделений, а также подстилается горизонтом туфогенных пород толщиной до 10 м и более. Верхний покров гломеропорфировых базальтов по толщине обычно не превышает 40...50 м и залегает на подстилающих базальтовых покровах без туфогенного разделяющего горизонта.

Эти особенности характерны соответственно для надаянского (нижний) и калтаминского (верхний) маркирующих покровов гломеропорфировых базальтов, описанных в хорошо обнаженных разрезах к западу от осевой зоны на севере синеклизы, где их также разделяют 600...700 м туфолаговой толщи.

Установление принципиально иного гипсометрического положения надаянского маркирующего покрова базальтов на северо-востоке Тунгусской синеклизы существенно влияет на тектоническое районирование этой территории. Поэтому было проведено дешифрирование аэрофотоснимков с целью прослеживания изменений гипсометрического положения базальтовых покровов от меридионального течения р. Аян и оз. Аян до северо-восточного края базальтового плато. В ходе прослеживания калтаминского и

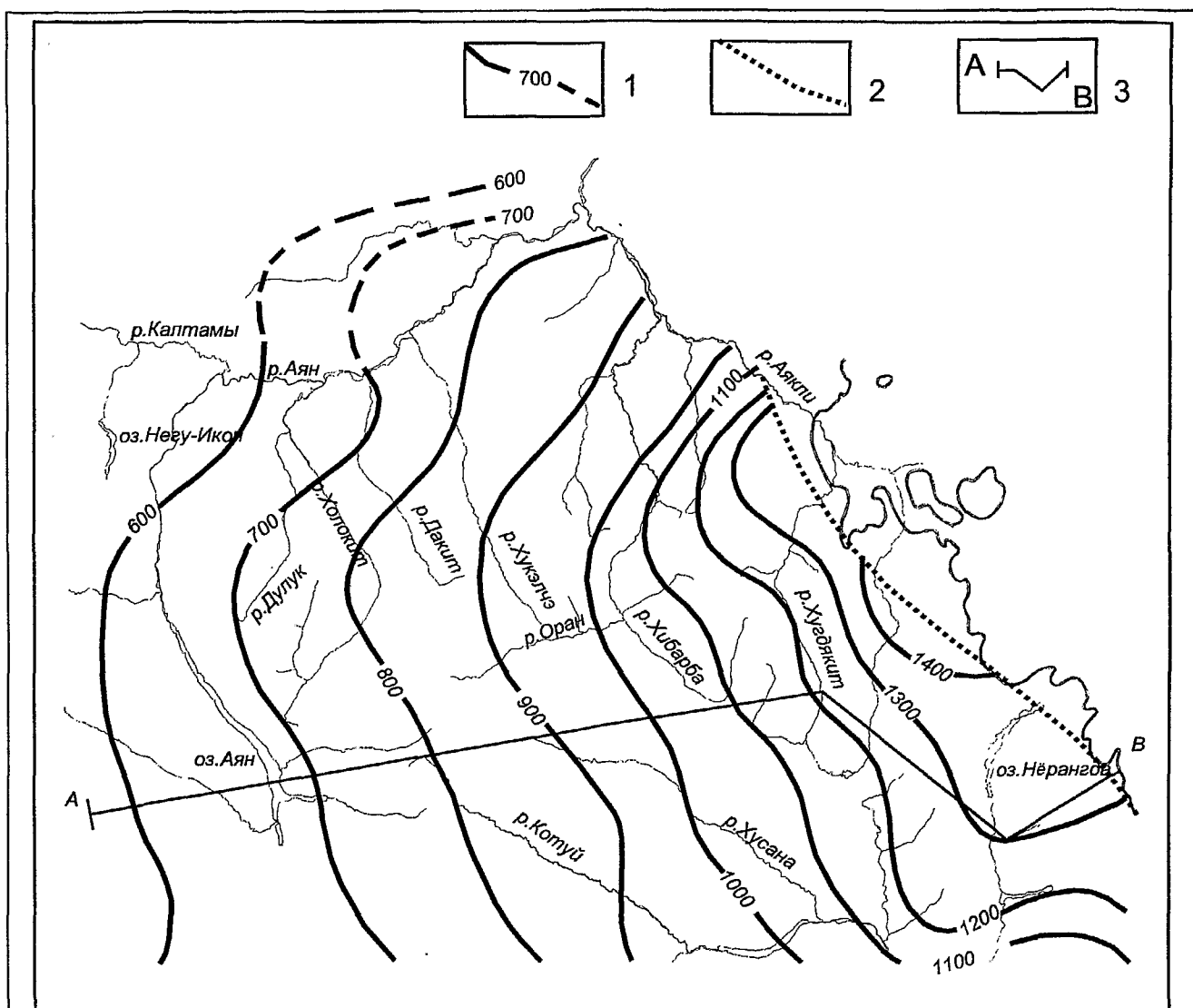


Рис. 1. Фрагмент структурной карты северной части Тунгусской синеклизы по надаянскому маркирующему покрову базальтов (составил В. С. Старосельцев по материалам СНИИГГиМСа, НИО «Аэрогеология» и «Севморгео», ПГО «Енисейнефтегазгеология» (1980 г.) [6]). Масштаб 1:1 500 000:

1 — стратозигипсы подошвы надаянского покрова базальтов; 2 — контуры современного распространения надаянского покрова базальтов; 3 — линия профиля (см. рис. 3)

вспомогательных покровов получены следующие результаты. Наиболее высокие отметки плато Путорана расположены на водоразделах рек Котуй, Холотит, Дулук, Оран и оз. Аян. Слагающие эти вершины покровы в количестве 4...6 прослеживаются только в их пределах и нигде в исследуемом районе, по-видимому, не встречаются.

Верхнее плато возвышенности имеет два четко выраженных уступа, образованных предположительно мощными (30...40 м) покровами базальтов, используемыми как вспомогательные А-Котуйский и Б-Котуйский покровы. А-Котуйский вспомогательный покров уверенно прослеживается от верховьев р. Хибарба, где имеет отметки 1450...1400 м, до верховьев рек Котуй, Хусана, где он расположен на высоте 1500 м. Б-Котуйский покров залегает на 80...100 м ниже, его структурная терраса прослеживается

от оз. Харпича (1300...1350 м) и верховьев р. Хугдякит (1300...1350 м) на востоке до верховьев рек Котуй, Хусана на западе района, где уровень залегания горизонта составляет 1400...1450 м. Таким образом, оба вспомогательных горизонта испытывают плавное воздымание примерно на 100 м с востока на запад, осложненное малоамплитудным перегибом по оси рек Хусана — Дулук.

На восточных склонах указанной возвышенности сотрудниками СНИИГГиМСа проведена барометрическая привязка маркирующего покрова гломеропорфировых базальтов, отнесенного к калтаминскому по ряду перечисленных выше признаков. Этот покров постепенно снижается с 1200...1220 м в верховьях р. Хугдякит до 1150 м на левобережье р. Хибарба в районе впадения р. Оран. Далее по правому берегу р. Оран калтаминский покров хорошо прослеживается

ся до верховьев р. Оран, снижаясь до 1100 м, в верховьях рек Котуй и Хусана покров слабо различим. С учетом того, что этот покров расположен ниже Б-Котуйского на 100...120 м, следует ожидать, что в западном направлении также происходит его воздымание на 150...200 м, т. е. гипсометрически он расположен здесь на уровне 1300...1320 м.

Анализ распространения А-Котуйского и Б-Котуйского покровов в пределах водораздельных плато рек Дулук — Холокит, Холокит — Дакит, Дакит — Хукэлчэ, Хукэлчэ — Хибарба, расположенных в центре изучаемой территории, показывает их латеральную выдержанность на значительных расстояниях. Оба покрова имеют тенденцию к погружению в северном направлении с перегибом на широте северных склонов водораздела рек Хибарба — Хукэлчэ, где на имеющихся аэрофотоснимках просматривается 200...250-м уступ плато Путорана, фиксируемый также на реках Аян (запад) и Хугдякит (восток). Эти наблюдения свидетельствуют об отсутствии 400-м воздымания покровов неракарской свиты в восточном направлении, что предполагалось авторами геологической карты масштаба 1:1 000 000 [4].

Проследивание калтаминского маркирующего покрова по аэрофотоснимкам на этой территории затруднено, так как достаточно хорошо фиксируемые террасы плато, имеющиеся, в частности, на левом берегу р. Хибарба (1100...1150 м), в западном направлении скрываются под коллювиальными образованиями ущелий рек Дакит, Холокит и Дулук. Следовательно, вывод об уровне залегания калтаминского покрова можно сделать только путем пересчета относительно А-Котуйского и Б-Котуйского вспомогательных покровов. Кроме того, сопоставление различных поверхностей в бассейнах этих рек осложнено наличием широкой зоны разрывных нарушений, отчетливо наблюдаемой на аэрофотоснимках в виде полосы шириной от 20 до 30 км, протягивающейся от слияния рек Калтамы и Аян на северо-западе до верховьев р. Котуй на юге района. Отдельные разрывные нарушения фиксируются на расстояниях до 25...35 км и имеют вертикальную амплитуду, по-видимому, от первых до 30...40 м и более. Восточнее этой зоны разломов расположены еще две субпараллельные зоны дизъюнктивных нарушений: первая прослеживается в северо-западном направлении от верховьев р. Хусана, вторая контролирует нижнее течение и верховье р. Хибарба. Эти две зоны менее четко проявляются в рельефе и не создают серьезных затруднений при дешифрировании аэрофотоснимков.

Не представляет особой сложности проследивание калтаминского маркирующего покрова базальтов по аэрофотоснимкам вдоль субширотного уступа плато Путорана в западном и северном направлениях. Покровы, зафиксированные в бассейне р. Хибарба на уровнях 1150...950 м, уверенно прослеживаются в северном и северо-западном направлениях, плавно снижаясь до уровня 850...800 м. Согласно имеющимся данным, калтаминский маркирующий покров так-

же бронирует верхний уступ плато — левобережье р. Аян, воздымаясь в западном направлении до 1000...950 м по мере приближения к р. Калтамы. При этом на правом (южном) борту долины р. Калтамы этот маркирующий покров прослеживается от плюс 1000...1050 до плюс 1150...1200 м на восточном борту долины оз. Негу-Икон, далее повышаясь в южном направлении до плюс 1250...1300 м. Отчетливое погружение покровов в северном направлении зафиксировано и при топографической съемке, где изменение положения террас плато на расстоянии 10 км отражено понижениями на 20...30 м.

При анализе соотношений калтаминского маркирующего покрова с нижележащими на левобережье р. Аян южнее оз. Негу-Икон можно выделить от 2 до 4 покровов, пригодных для проследивания в южном направлении до оз. Аян. Одним из них является покров афировых базальтов толщиной 40...45 м с тонкостолбчатой субвертикальной отдельностью, залегающий на заметном буро-красном туфоалевролите. Этот покров, наблюдавшийся авторами статьи при полевых исследованиях на предпоследнем уступе плато (1150...1240 м) западнее оз. Аян и использованный в качестве вспомогательного, находится на 580...600 м выше подошвы надаянского маркирующего покрова. На близлежащих водоразделах вспомогательный покров прослеживается на уровне плюс 1150...1180 м с небольшим погружением в северном направлении. Относительно калтаминского покров находится ниже по разрезу на 120...130 м, следовательно, суммарная разность между надаянским и калтаминским маркирующими покровами должна составить не менее 700...750 м.

С учетом барометрически привязанных при полевых работах 1987—1993 гг. маркирующих базальтовых покровов в бассейнах оз. Аян, рек Хибарба [7], Хугдякит и оз. Нёрангда и результатов дешифрирования аэрофотоснимков была составлена уточненная структурная карта подошвы надаянского маркирующего покрова (рис. 2). Ее сравнительный анализ с картой, приведенной на рис. 1, свидетельствует об их значительных расхождениях. Вместо монотонного подъема надаянского покрова на 800 м на восток (см. рис. 1), позволяющего выделять крупный Путоранский выступ, появилась возможность оконтурить восточнее оз. Аян крупное пликативно замкнутое поднятие, вершина которого по абсолютным отметкам маркирующих базальтовых покровов ниже всего на 200 м по отношению к северо-восточному краю базальтового плато (см. рис. 2). Амплитуда этого замкнутого поднятия более 75 м, а превышение апикальной точки над килевой частью прогиба, отделяющего его от выступа северо-восточного борта Тунгусской синеклизы, достигает 225...250 м. С учетом регионального уменьшения толщины вулканогенных образований триасового структурного яруса от осевой зоны к бортам Тунгусской синеклизы по его подошве можно ожидать смещения к востоку поднятия, выделенного

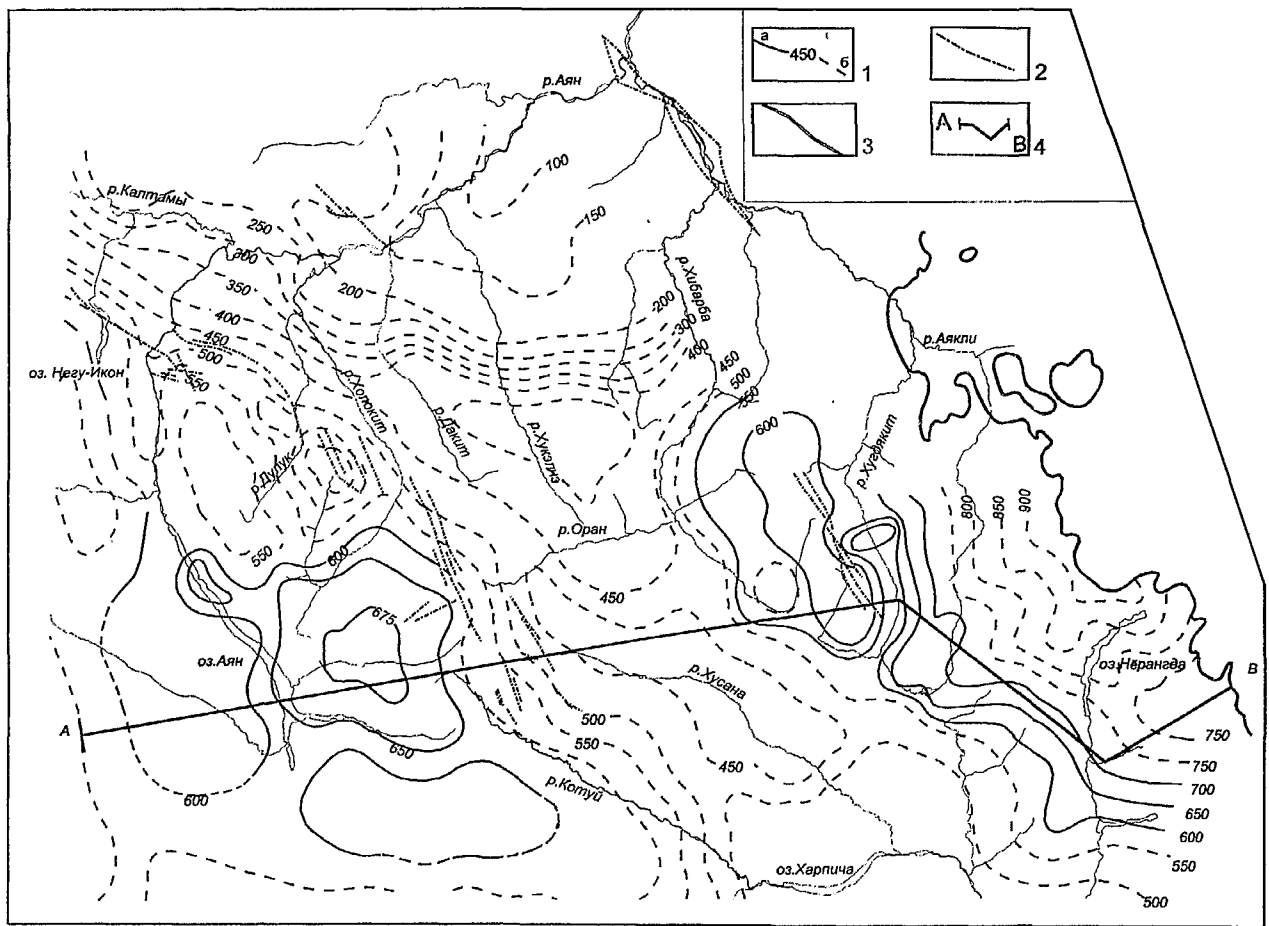


Рис. 2. Структурная карта северо-восточной части Тунгусской синеклизы по надаянскому покрову базальтов (составили В.С. Старосельцев, Т.А. Дивина, В.Ю. Тезиков по материалам СНИИГиМСа, 2002 г.). Масштаб 1:1 000 000:
 1 — стратизогипсы подошвы надаянского покрова базальтов, по данным: а — барометрического нивелирования, б — дешифрирования аэрофотоснимков; 2 — разрывные нарушения; 3 — границы современного распространения пуроранской серии; 4 — линия профиля (см. рис. 3)

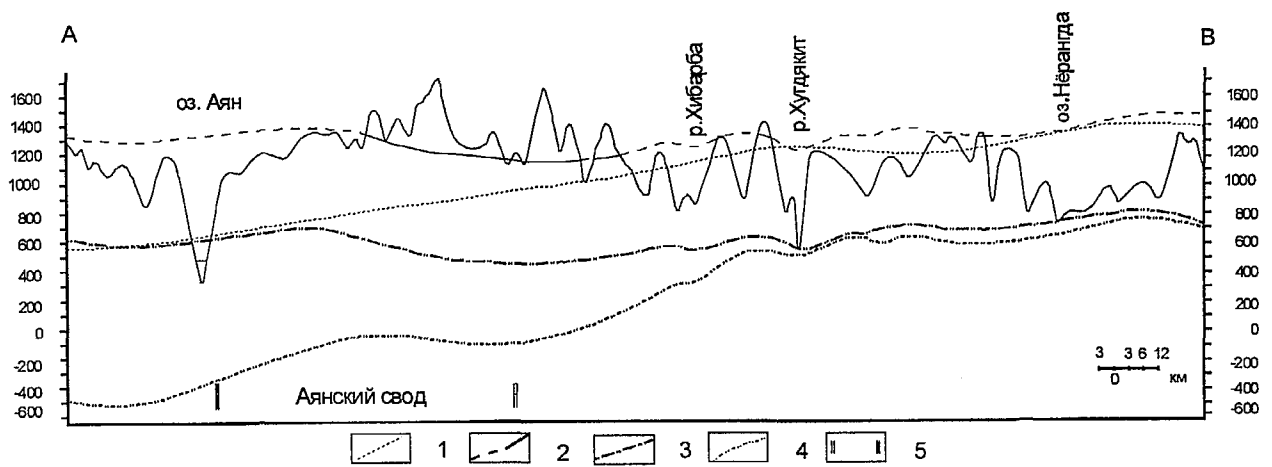


Рис. 3. Геологический профиль по линии АВ:
 1 — подошва надаянского маркирующего покрова базальтов по данным 1980 г. (см. рис. 1); 2 — подошва калтаминского покрова базальтов (2002 г.) (см. рис. 2); 3 — подошва надаянского покрова базальтов (2002 г.) (см. рис. 2); 4 — подошва триасового структурного яруса; 5 — границы предполагаемого погребенного поднятия по поверхности фундамента (Аянский свод) [1]

по надаянскому маркирующему покрову базальтов (рис. 3).

Можно предположить, что и по промежуточным венд-палеозойским горизонтам на этом месте существует крупная положительная структура. Примыкание к ней с запада обширного и глубокого Ламско-Хантайского мегапрогиба, а с юга Верхнекочечумской впадины — потенциальных областей нефтегазообразования свидетельствует об огромных перспективах Аянского поднятия для накопления углеводородов. Пликативно замкнутый его характер обуславливает предпосылки формирования самостоятельной крупной зоны нефтегазонакопления на юго-западе ранее выделяемого Путоранского выступа. Следовательно, перспективны не только его апикальная часть, экранированная благоприятным сочетанием секущих и пластовых трапповых интрузий [5] северо-восточного ограничения Тунгусской синеклизы, но и расположенное на его юго-западе крупное Аяское поднятие.

В целом уточнение структурного плана триасовых базальтовых покровов на северо-востоке Тунгусской синеклизы позволило изменить представления о размещении на этой территории потенциальных зон нефтегазонакопления, что существенно увеличило перспективы нефтегазоносности севера ее осевой зоны. Именно эта территория испытывала в палеозойское время наиболее устойчивое глубокое компенсированное осадками прогибание, создавая один из самых мощных на Сибирской платформе очагов нефтегазообразования.

Учитывая нефтематеринские, коллекторские и экранирующие свойства палеозойских отложений, установленных на Ледянской площади [7], зафиксированные там же прямые признаки нефтегазоносности, а также расположение Аянского поднятия на путях региональной миграции УВ из окружающих отрица-

тельных структур, можно с достаточной степенью уверенности предполагать существование в его пределах крупных скоплений УВ антиклинального типа, а также экранированных секущими трапповыми интрузиями.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Ред. А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук. — М.: Недра, 1981. — 552 с.
2. Золотухин В.В., Альмухамедов А.И. Базальты Сибирской платформы: условия проявления, вещественный состав, механизм образования // Траппы Сибири и Декана: черты сходства и различия. — Новосибирск: Наука, 1991. — С. 7—18.
3. Межвилк А.А. Маркирующие горизонты среди эффузивных траппов Сибирской платформы // Геология и геофизика. — 1962. — № 4. — С. 68—75.
4. Объяснительная записка к государственной геологической карте м-ба 1:1000000 / лист R-46-47 (р. Хета) / Я.И. Польшкин и др. — М.: Госгеолтехиздат, 1958. — 103 с.
5. Старосельцев В.С. Влияние посттрапповых тектонических движений на миграцию углеводородов в Тунгусской синеклизе // Геология и геофизика. — 1978. — № 9. — С. 49—58.
6. Старосельцев В.С. Тектоника базальтовых плато и нефтегазоносность подстилающих отложений. — М.: Недра, 1989. — 259 с.
7. Старосельцев В.С., Дивина Т.А. Актуальные вопросы тектоники нефтегазоперспективных районов севера Тунгусской синеклизы // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. — Новосибирск: Наука, 1991. — С. 189—200.

СОПОДЧИНЕННОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ И СВЯЗИ МЕЖДУ СКОПЛЕНИЯМИ УГЛЕВОДОРОДОВ В НИХ НА ЮГЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

А.В. Мигурский
(СНИИГ_иМС)

На юге Сибирской платформы выделяются рифейский, вендский и верхневендско-нижнекембрийский нефтегазоносные комплексы (НГК) [1]. Они отличаются формационным составом пород и строением залежей углеводородов (УВ). Рифейский НГК обособляется весьма четко из-за прерывистости распространения, резкой изменчивости толщин, своеобразия строения обнаруженных в нем скоплений УВ. Этого нельзя сказать о более верхних НГК, граница между которыми проводится по подошве катангской свиты, а различие заключается в преимущественном развитии терригенных коллекторов в вендском НГК и карбонатных в верхневендско-нижнекембрийском.

Главные объемы УВ на рассматриваемой территории были генерированы рифейско-вендскими толщами в додевонских окраинно-континентальных депрессиях и в меньшей мере во внутренних прогибах рифтовой природы. В периоды складкообразования в позднем рифее на западе и на рубеже силура-девона на юго-востоке рассматриваемой территории основные объемы первичных скоплений нефти и газа были уничтожены, а сохранившаяся часть УВ перераспределена внутрь платформы.

Месторождения УВ в отложениях рифея открыты в центральной части Байкитской антеклизы — в пределах Юрубчено-Тохомской зоны (ЮТЗ) нефтегазонакопления (рис. 1). Они приурочены к верхней части камовской серии, выходящей под предвендскую эрозионную поверхность. Единичными скважинами получены притоки УВ из фундамента, более глубоких частей рифея и перекрывающих отложений венда. Продуктивная толща имеет массивное строение, обусловленное палеокарстованием по разрывам и трещинам в гипсометрически приподнятых довендских отложениях. Карст более интенсивно затронул орго-

Анализ размещения скоплений нефти и газа в плане и по разрезу осадочного чехла на юге Сибирской платформы показывает их преимущественную приуроченность к вендскому нефтегазоносному комплексу, сложному в основном терригенными породами. Месторождения в толще рифея имеют массивное строение и четкую обособленность от вышележащих отложений. Залежи углеводородов в карбонатах перекрывающего верхневендско-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса вторичны по отношению к вендскому нефтегазоносному комплексу. В верхневендско-нижнекембрийском нефтегазоносном комплексе обнаружены скопления углеводородов в ловушках складчатонадвиговой природы. В этом случае питающие залежи в автохтоне могут быть смещены в плане в сторону погружения базальных надвигов.

The analysis of accommodation of oil and gas accumulations of in the plan and on a section of a sedimentary cover in the southern Siberian platform demonstrates their preferred location in Vendian oil-and-gas-bearing complex which has been compounded in main terrigene depositions. The fields in Riphean strata have a massive constitution and legible isolation from overlying depositions. The reservoirs of hydrocarbons in carbonates bridging over Upper Vendian - Lower Cambrian oil-and-gas-bearing complex are secondary in relation to Vendian oil-and-gas-bearing complex. In Upper Vendian - Lower Cambrian oil-and-gas-bearing complex the reservoirs of hydrocarbons in traps of a thruster nature are found out. In this case feeding reservoirs in autochthon can be biased in the plan in a direction of tilt of detachments.

генные разности карбонатных пластов рифея. На основной части ЮТЗ продуктивная толща перекрывается карбонатным вендом и лишь на юго-западе терригенными отложениями вендского НГК. Поскольку по карбонатам латеральная миграция флюидов ограничена, следует признать, что УВ мигрировали со стороны Енисейского кряжа по редким пластам гранулярных коллекторов внутри толщ рифея и (или) по отложениям венда.

Промышленный приток газа из пород рифея получен и в северо-восточной части Предпатомского регионального прогиба на Бысахтахской площади. Продуктивны трещиноватые известняки кемюстахской свиты верхнего рифея. Трещиноватость, скорее всего, приразломная, поэтому рифейский резервуар здесь имеет, в лучшем случае, зональное распространение.

Вендские скопления УВ в терригенных коллекторах наиболее широко распространены на рассматриваемой территории. Более редки месторождения нефти и газа в карбонатах верхневендско-нижнекембрийского НГК (см. рис. 1). Совместный анализ их размещения в плане и по разрезу обнаруживает следующие закономерности:

имеются месторождения нефти и газа, связанные только с гранулярными коллекторами, — Собинское, Братское, Ковыктинское, Ярактинское и др. Верхневендско-нижнекембрийский НГК в их пределах не продуктивен;

на ряде месторождений с основными объемами УВ в вендском НГК (Марковское, Верхнечонское, Среднеботуобинское) выше открыты мелкие залежи или получены единичные промышленные притоки УВ (Атовское, Оморинское, Тас-Юряхское, Иреляхское, Бысахтахское). Во всех этих случаях залежи в карбонатных пластах связаны с приразломной трещиноватостью. Примером соотношения между залежами в