



УДК [(551.242/.243:552.578.2.061.33):551.72]:(550.81+550.834)(571.56)

МУТУЛИНСКОЕ ПОДНЯТИЕ – ГЛАВНЫЙ ОБЪЕКТ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ ВО ФРОНТАЛЬНОЙ ЧАСТИ КЫЛЛАХСКОЙ ЗОНЫ ВЕРХОЯНСКОГО ПОЯСА СКЛАДЧАТО-НАДВИГОВЫХ ДИСЛОКАЦИЙ

А. В. Мигурский, П. Н. Соболев

В резких изгибах фронтальной части Кыллахской зоны Верхоянского пояса складчато-надвиговых дислокаций выявлены два контрастные поднятия, препятствовавшие продвижению аллохтона к западу. Более крупное Мутулинское поднятие расположено в бассейне р. Белая на участке сочленения Кыллахского и Эбейке-Хаятинского фронтальных надвигов. Второе поднятие (Хамнылымское) находится в районе вогнутого изгиба Нельканского фронтального надвига в бассейне р. Юдома. Мутулинское поднятие пересечено сейсмическим профилем, позволившим определить его амплитуду (более 300 м) по подошве юдомской свиты венда. Его размеры по замкнутой изогипсе –2000 составляют 32×18 км, площадь около 450 км². Мутулинское поднятие находится в исключительно благоприятном участке для накопления УВ. Миграция УВ к поднятию шла с юга, востока и с северо-востока. Положительную роль сыграла близость границы выклинивания отложений рифея к северо-западу от поднятия, затрудняющей удаление УВ в этом направлении. Подновление самого Мутулинского поднятия во время движения аллохтона также представляется положительным фактором для нефтегазопроисковых работ, так как увеличивается объем ловушки, появляются дополнительные системы трещиноватости и, как следствие, улучшаются емкостно-фильтрационные свойства коллекторов. Все это позволяет рассматривать данную структуру в качестве основного перспективного объекта для проведения ГРП на территории Предсеттедабанского прогиба. Дана прогнозная оценка локализованных ресурсов нефти и газа. Подсчет локализованных ресурсов УВ на рассматриваемой структуре показал, что они соответствуют крупному месторождению. Здесь прогнозируется до 70,8 млн т нефти и 136,4 млрд м³ газа. В пределах поднятия предлагается бурение параметрической скважины глубиной 3200 м с целью изучения разреза и нефтегазоносности рифейских, вендских и кембрийских отложений.

Ключевые слова: надвиговые дислокации, поднятие, латеральная миграция, коллекторские горизонты, нефтегазоносность, ресурсы УВ.

MUTULA HIGH AS A PRINCIPAL TARGET OF PETROLEUM EXPLORATION IN THE FRONTAL PART OF THE KYLLAKH ZONE OF THE UPPER YANA FOLD AND THRUST BELT

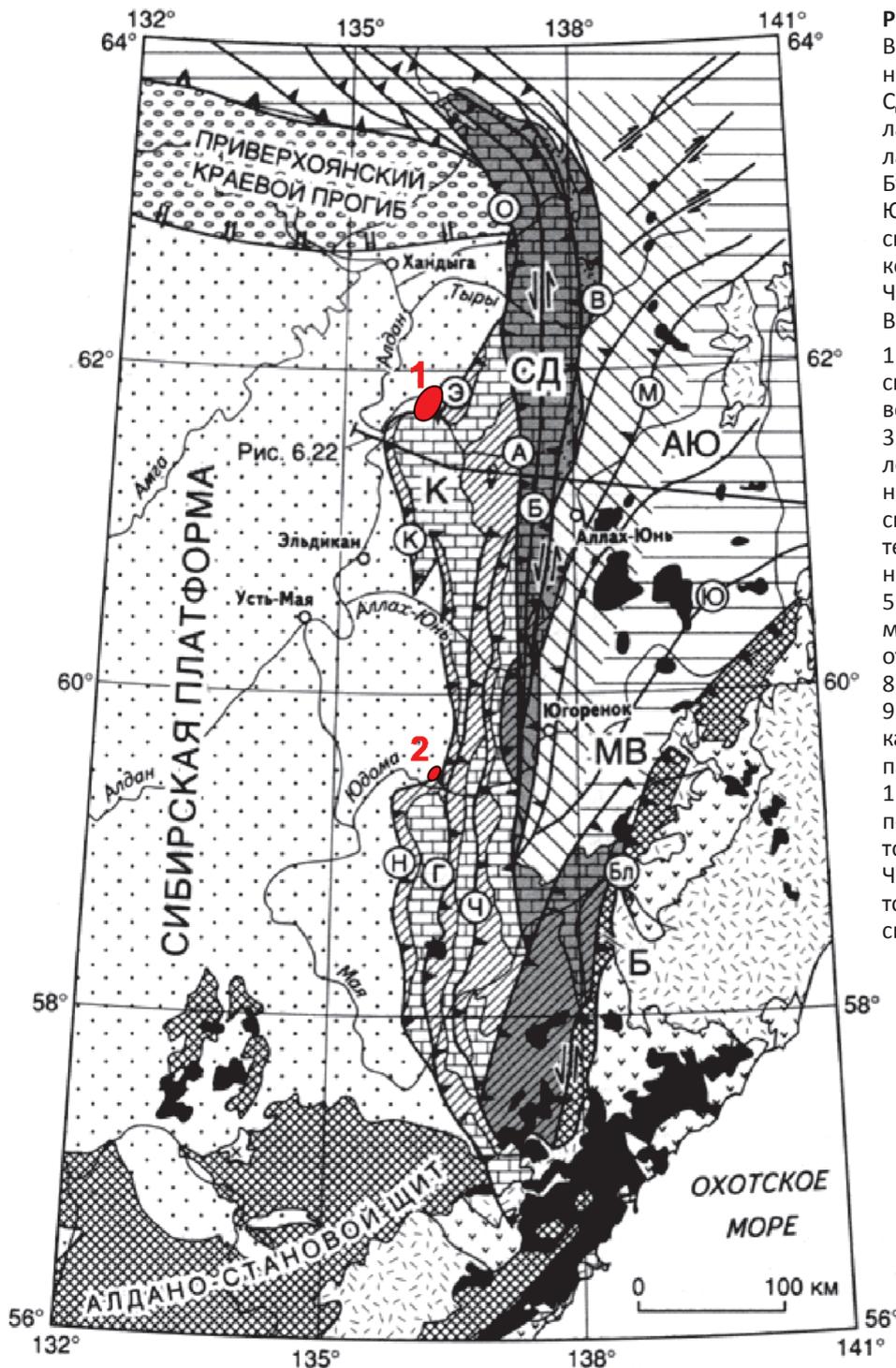
A. V. Migurskiy, P. N. Sobolev

Two contrast highs were discovered within the sharply-folded relief of the Kyllakh zone frontal part, the Upper Yana fold and thrust belt, which hampered westward propagation of the allochton. The larger Mutula high is situated in the Belaya River basin in the conjunction zone of the Kyllakh and Ebeike-Khayata fore-thrust. The second high (Khamnylyma) occurs within the through of the Nelkan fore-thrust in the Yudoma River basin. The Mutula high is covered by seismic profiles defining its amplitude (more than 300 m) based on the bottom of the Vendian Yudoma Formation. The closed isohypse of –2000 implies the size of 32×18 km and area of about 450 sq. km. The position of the Mutula high exceptionally favours accumulation of hydrocarbons. HC migration toward the high occurred from the south, east, and northeast. A positive factor is the nearby occurrence of the Riphean pinch-out line to the northwest of the high, which complicates HC migration in this direction. Rejuvenation of the Mutula high itself during the allochton movement is also a positive factor for petroleum exploration, as the trap volume increases and new fracturing systems form, which results in increase of reservoir properties. All this implies that the structure can be considered as the major promising exploration target within the Fore-Sette-Daban trough. The paper includes the appraisal of localized resources of oil and gas. Calculation of localized HC resources within the studied structure has shown that the field is large. Up to 70.8 mln tons of oil and 136.4 bln m³ of gas are predicted there. Parametric drilling to the depth of 3200 m is proposed within the high to explore the section and petroleum potential of the Riphean, Vendian, and Cambrian deposits.

Keywords: overthrusting, high, lateral migration, reservoir horizons, petroleum potential, HC resources.

Кыллахская зона выделена в южном секторе Верхоянского пояса складчато-надвиговых дислокаций западнее Сетте-Дабана [7]. Она вытянута в меридиональном направлении на 530 км. Ширина зоны изменяется от 50 до 100 км, что обусловлено резкими изгибами фронтальных надвигов (рис. 1).

Весьма выражены два близких по строению выпуклых изгиба фронтальной зоны – Кыллахский надвиг в низовьях р. Белая и Нельканский надвиг в бассейне р. Юдома. Их максимальное продвижение на запад в этих изгибах свидетельствует о благоприятных условиях движения аллохтона. Скорее



всего, это связано с депрессионным относительно выровненным строением толщи чехла, к которой приурочен нижний срыв (детachment) аллохтона.

Напротив, выраженные проявления вогнутости фронтальных надвигов служат свидетельством наличия препятствия их продвижению. Подобные препятствия чаще всего – это крупные поднятия в автохтоне [1, 3].

В Кыллахской зоне два выпуклых изгиба в восточно-северо-восточном направлении сменяются выраженными вогнутыми. Первый изгиб расположен на участке сочленения Кыллахского и Эбейке-Хаятинского фронтальных надвигов, а второй – в 14 км северо-восточнее пересечения

Нельканским надвигом р. Юдома. В обоих случаях надвиги огибают безымянные контрастные поднятия амплитудой в несколько сотен метров, зартированные геологической съемкой (рис. 2) и, несомненно, служившие препятствиями для свободного движения аллохтона.

Поскольку первое поднятие расположено непосредственно ниже устья р. Мутула – правого притока р. Белая, оно названо Мутулинским, второе – Хамнылымским по ручью, в бассейне которого оно находится. Судя по геологической съемке, существенно более крупным кажется Мутулинское поднятие, однако значительная часть Хамнылымского скрыта под Нельканским надвигом, и его ис-

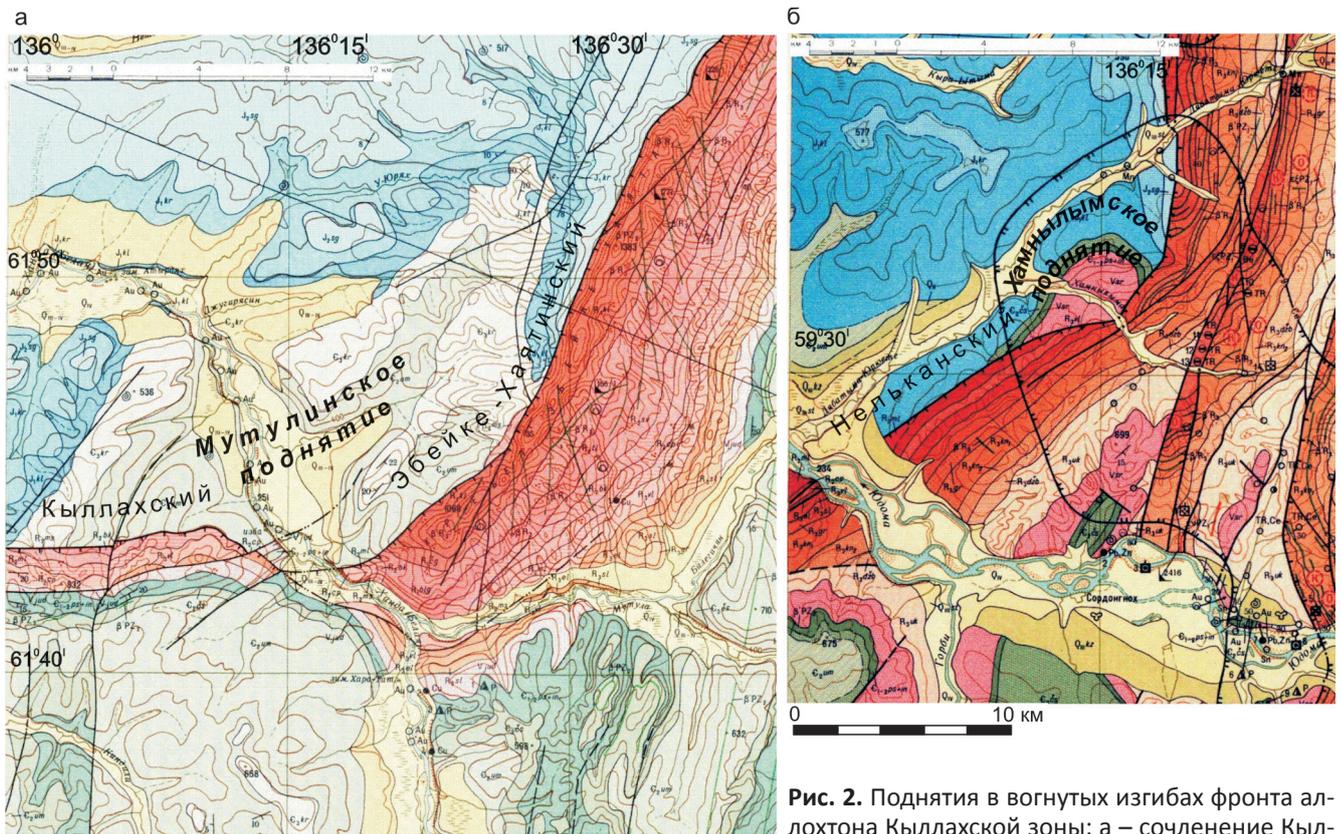


Рис. 2. Поднятия в вогнутых изгибах фронта аллохтона Кыллахской зоны: а – сочленение Кыллахского и Эбейке-Хаятинского фронтальных надвигов, б – изгиб Нельканского надвига в 14 км северо-восточнее пересечения р. Юдома

тинные размеры остаются неясными. Кроме того, глубинное строение Мутулинского поднятия изучено сейсмическим профилем, поэтому основное внимание далее будет уделено именно ему. Целесообразность детального изучения Мутулинского поднятия основана и на его положении в Нижнеалданской мегазоне нефтегазоаккумуляции с повышенной плотностью геологических ресурсов УВ (10–50 тыс. т УВ/км²), выделенной В. С. Ситниковым и В. П. Жерновским [5].

В 2008–2012 гг. на Хандыгском и Северо-Хандыгском участках были проведены сейсморазведочные работы. Два сейсмических профиля, пересекающие Эбейке-Хаятинский надвиг, позволили обнаружить его связь с крутым (градиент наклона до 150 м/км) склоном базальных отложений чехла. Поверхность надвига пологоволнистая, угол наклона в верхней (около 1 км) части чехла достигает 45°, вниз по разрезу он уменьшается до 20° и менее.

Один из профилей прошел через сводовую часть Мутулинского поднятия на участке сочленения Кыллахского и Эбейке-Хаятинского надвигов и подтвердил наличие антиклинального перегиба в отложениях верхнего рифея, венда и кембрия (рис. 3). Поднятие вытянуто в северо-восточном направлении субпараллельно Эбейке-Хаятинскому надвигу. Его амплитуда возрастает снизу вверх от десятков метров (рифей) до 300 м и более (венд, кембрий). Следует отметить, что юго-восточный склон поднятия более крутой и частич-

но скрыт под Кыллахским и Эбейке-Хаятинским надвигами.

Сопоставление сейсмических профилей с материалами геологической съемки позволило определить предварительную модель строения данного поднятия (рис. 4). Его размеры по подошве юдомской свиты венда по замкнутой изогипсе –2000 составляют 32×18 км, площадь около 450 км².

Северо-западный склон Мутулинского поднятия осложнен сбросовыми нарушениями, частью затрагивающими только верхнюю половину осадочного чехла, а частью проникающими из фундамента (см. рис. 3). Присутствие приповерхностных разрывов свидетельствует об их формировании одновременно с перемещением аллохтона. Видимо, латеральное давление фронта аллохтона на смежную часть чехла автохтона привело к ее повышенной деформированности и дополнительному росту амплитуды поднятия вверх по разрезу. Следует ожидать и развитие новых систем трещиноватости в жестких пластах, преимущественно в достаточно чистых органогенных разностях карбонатов.

Во время складчато-надвиговых процессов активизируется латеральная миграция пластовых флюидов, в том числе и углеводородов (УВ) в направлении движения аллохтона [4]. В этом плане Мутулинское поднятие находится в исключительно благоприятном участке для улавливания УВ. Огибание с юга Кыллахским, а с востока Эбейке-Хаятинским фронтальными надвигами

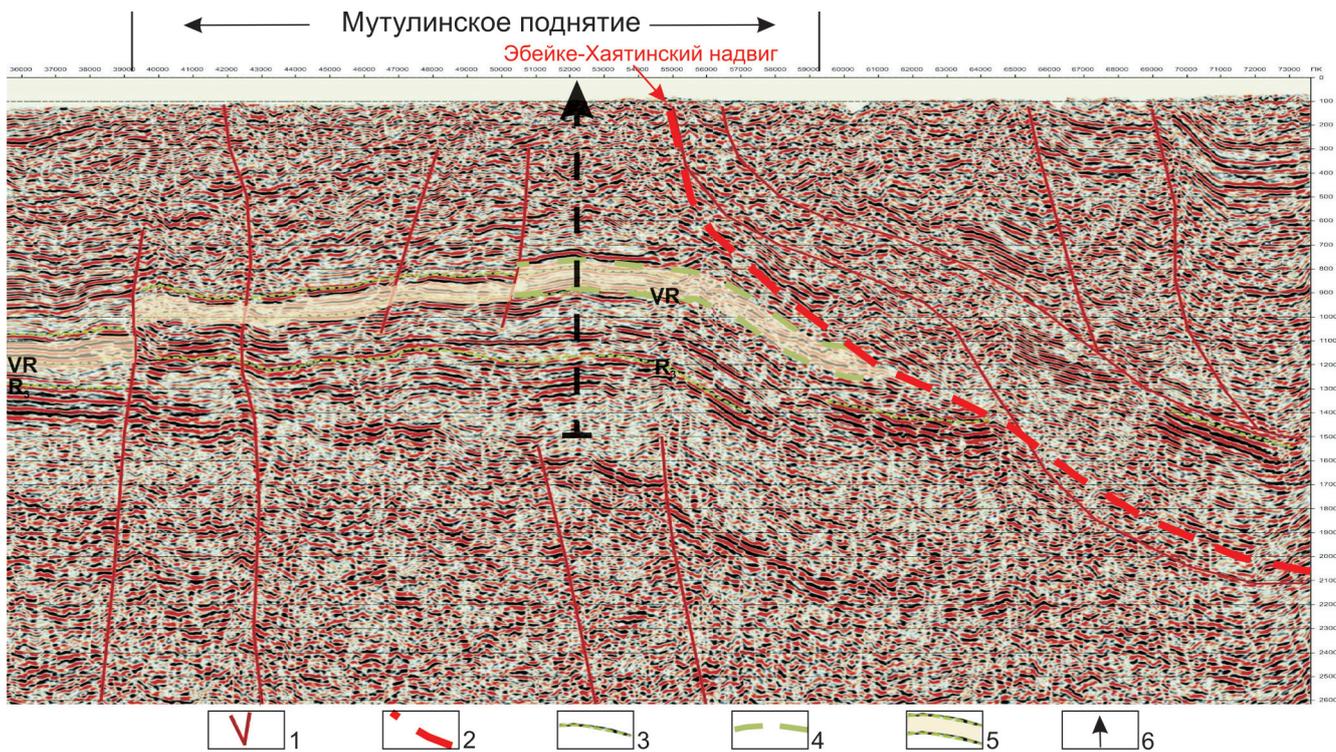


Рис. 3. Временной разрез Мутулинского поднятия по сейсмопрофилю 080315 (ОАО «Якутскгеофизика»)

1 – разрывы по интерпретации Т. И. Григорьевой и др. (2010 г.); 2 – авторская интерпретация фронтального надвига; 3 – отражающие горизонты по интерпретации Т. И. Григорьевой и др. (2010 г.): R₃ – подошва верхнего венда, VR – подошва юдомской свиты венда, R₂ – подошва иниканской свиты кембрия; 4 – авторская интерпретация положения отражающих горизонтов под надвигом; 5 – юдомская свита венда; 6 – рекомендуемая скважина; положение профиля в плане см. на рис. 4

привело к фокусировке УВ, отжимаемых аллохтоном к своду поднятия. Подпитка УВ должна была происходить и со стороны северо-северо-восточного регионального погружения осадочного чехла (см. рис. 4). Положительным фактором служит близость границы выклинивания отложений рифея к северо-западу от поднятия, затрудняющая удаление УВ в этом направлении. Подновление самого Мутулинского поднятия во время движения аллохтона также представляется положительным фактором нефтегазопроисхождения в силу увеличения объема ловушки, появления дополнительных систем трещиноватости и, как следствие, улучшения емкостно-фильтрационных свойств коллекторов.

Итак, Мутулинское поднятие является самым контрастным по соотношению амплитуда – площадь и, видимо, самым объемным по отложениям венда из структур, обнаруженных в Предсеттедабанском прогибе. Расположенность во фронтальной части Кыллахской зоны складчато-надвиговых дислокаций на пути интенсивных миграций УВ ставит Мутулинское поднятие в разряд первоочередных для дальнейших нефтегазопроисхождения работ. Благоприятными факторами представляются оптимальность глубины залегания базальных отложений венда (1700–2000 м) и толщи рифея (менее 3500 м), а также резкое сокращение его мощности в северо-западном направлении (см. рис. 3, 4),

свидетельствующее о возможности присутствия ловушек литологического типа.

В связи с этим в его сводовой части рекомендуется бурение параметрической скважины глубиной 3200 м, которая должна вскрыть перспективный разрез среднего – верхнего рифея и венда (рис. 5). Не исключены также перспективы открытия залежей УВ в кембрии [2].

Бурение скважины на большие глубины с целью вскрытия нижних горизонтов рифея нерацionalmente, поскольку в составе возможных нижне-среднерифейских толщ, скорее всего, будут распространены красноцветные терригенные отложения, переслаивающиеся с карбонатами. В них отсутствуют нефтематеринские толщи. Кроме того, не исключено значительное уплотнение песчаников нижнего рифея, которое установлено ранее в Мокуйской скв. 1.

Скважина проектируется на 52,2 км профиля 080315, альтитуда 320 м, координаты: широта 61°44'00", долгота 136°12'50".

Главная цель бурения – изучение строения разреза осадочного чехла и выявление прогнозируемых залежей нефти и газа в отложениях рифея, венда и, возможно, кембрия. Проектный горизонт – породы малгинской свиты среднего рифея.

Ближайшими к планируемой Мутулинской скважинами являются Джебарики-Хаинская 1 и Хочомская 1, расположенные в 58 км к северо-

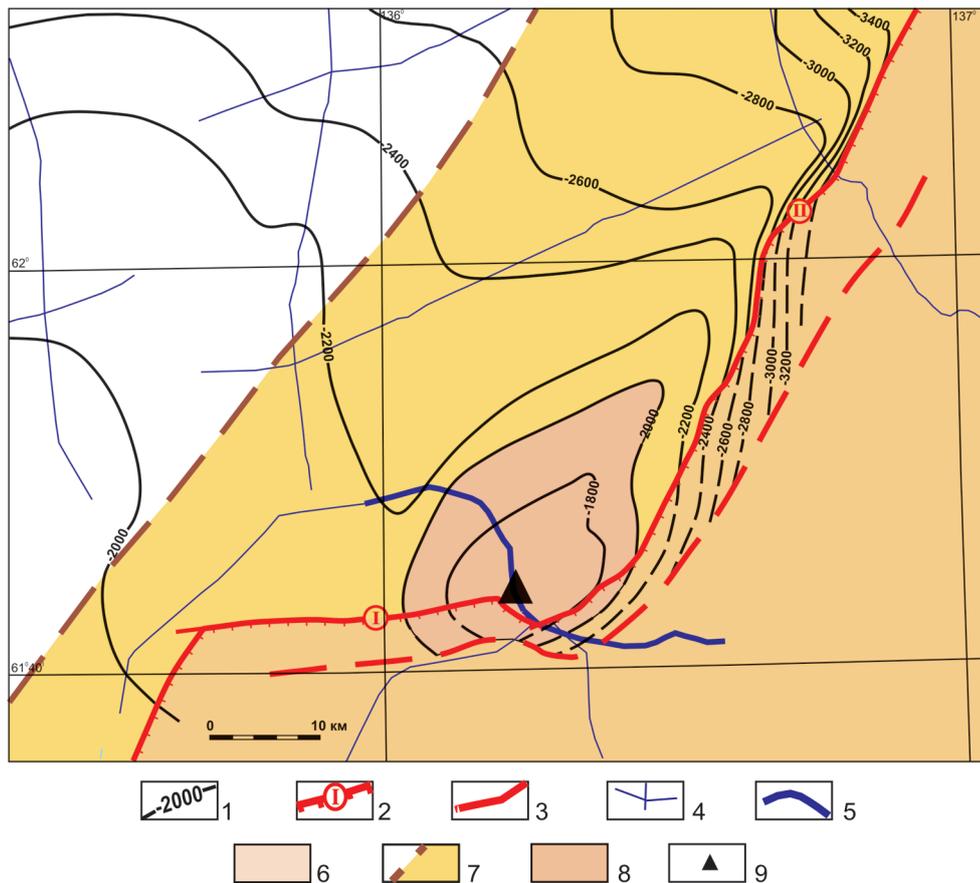


Рис. 4. Структурная карта Мутулинского поднятия по подошве юдомской свиты венда
1 – изогипсы подошвы венда; 2 – фронтальные надвижки: I – Кыллахский, II – Эбейке-Хаятинский; 3 – поднадвиговое ограничение подошвы венда; 4 – сейсмические профили; 5 – фрагмент профиля 080315, представленный на рис. 3; 6 – Кыллахская зона складчато-надвиговых структур; 7 – распространение отложений рифея; 8 – Мутулинское поднятие; 9 – рекомендуемая для бурения скважина

северо-западу и 114 км к запад-северо-западу соответственно. К сожалению, в этих скважинах отсутствуют отложения рифея, в которых содержится основная часть прогнозных ресурсов УВ. Скважины Мокуйская 1 и Усть-Майская 366, вскрывшие отложения рифея на глубину 1600 и 1985 м соответственно, удалены к юго-юго-западу и к югу на расстояние более 180 км. Поэтому использование данных по нефтегазоносности (катагенез, коллекторы и покрышки) разреза рифея этих скважин для прогноза строения рифея на Мутулинской площади предварительное.

В отношении катагенеза пород следует сказать, что в Кыллахской зоне складчато-надвиговых дислокаций, судя по аналитическим данным, рассеянное органическое вещество (РОВ) кембрийских доманикоидных отложений иниканской свиты было преобразовано до градаций $МК_{4-5}$. Однако по мере удаления от этой зоны уровень катагенеза быстро снижается. Согласно пиролитическим исследованиям керна Усть-Майская скв. 366 РОВ кембрийских и вендских отложений преобразовано не выше градаций $МК_{1-2}$. В верхнерифейских отложениях уровень катагенеза не превышает градацию $МК_4$. Эти данные очень важ-

ны, так как позволяют сделать выводы о том, что в мезозойскую эпоху до начала формирования складчато-надвиговых дислокаций рифейские отложения еще сохраняли нефтегазогенерационный потенциал. Мезозойский тектогенез привел к усилению катагенеза РОВ и преобладанию газообразования. В итоге это предопределило определенную зональность по фазовому составу обширной палеозоны нефтегазонакопления в Предсеттедабанском прогибе. В его центральной части, вероятно, сохранились подновленные тектонической активизацией мезозойской эпохи скопления газовых и газоконденсатных УВ, а на западной периферии могли сохраниться остаточные нефтегазовые залежи.

Оценка локализованных ресурсов (D_1) в пределах Мутулинской структуры базируется на результатах геолого-геофизической изученности нефтегазоносности Предсеттедабанского прогиба. По данным А. Л. Ставцева и др. [6], в рифейских и вендских отложениях улучшенными емкостными свойствами обладает пласт разнотернистых песчаников в средней части нельканской свиты верхнего рифея, толщина которого достигает 10–15 м. Общая пористость песчаников



- Известняки
- Доломиты
- Мергели
- Известняки глинистые
- Доломиты глинистые
- Известняки строматолитовые
- Доломиты строматолитовые
- Алевролиты
- Песчаники
- Конгломераты
- Красноцветность
- Кремнистость
- Битуминозность
- Кавернозность
- Фациальное замещение

Рис. 5. Прогнозный литолого-стратиграфический разрез параметрической Мутулинской скважины



8,12 %, пористость открытая 6,81 %, проницаемость 80–90 мД.

Карбонатный трещинно-каверновый горизонт выделяется в верхней части лахандинской серии верхнего рифея (игниканская свита). Горизонт представлен строматолитовыми известняками и доломитами толщиной до 60 м. Общая пористость пород 7,35 %, открытая пористость 6,12 %, газопроницаемость до 25–70 мД [6]. Для этого горизонта экраняющими могут быть пласты аргиллитов в низах перекрывающей кандыкской свиты.

Возможные коллекторы верхнего рифея – также песчаники кандыкской свиты уйской серии. Их прогнозируемая толщина 30–40 м, общая пористость 7,14 %, открытая пористость 5,14 %, проницаемость 90–350 мД. В разрезах бассейна р. Мая в нижней части этого горизонта песчаники закированы. Потенциальными экранами для этого горизонта могут быть глинистые пачки верхней части кандыкской свиты или вышележащей устькирбинской свиты.

В отложениях венда возможно присутствие базального пласта песчаников сарданинской свиты толщиной до 20 м с открытой пористостью 7–14 %. Вероятным флюидоупором могут служить глинистые доломиты и известняки перекрывающей части вендского разреза.

Изложенные представления о прогнозных коллекторах и покрышках использованы для оценки локализованных ресурсов УВ.

Мутулинская структура существовала до формирования складчато-надвиговых дислокаций. В связи с этим в ее пределах, видимо, первоначально происходило накопление жидких УВ (нефтей), поскольку уровень катагенетического преобразования нефтематеринских пород рифея не превышал градации МК₃. Однако в ходе послеюрского формирования складчато-надвиговых дислокаций интенсивность катагенеза в Кыллахской зоне существенно увеличилась. Это приводило к генерации больших объемов газообразных УВ, мигрирующих к своду структуры, и замещению части первичных нефтяных скоплений газом.

В итоге на уровне нерюенской свиты прогнозируются залежи газа, для песчаников кандыкской свиты – нефтегазовое насыщение, а для песчаников венда – нефтяное.

Площади возможных ловушек для всех уровней приняты 400 км².

Оценка локализованных ресурсов УВ D_1 выполнена с учетом всех намеченных уровней коллекторов. Подсчет прогнозных ресурсов для нефти в базальных песчаниках венда и в песчаниках кандыкской свиты рифея проводился объемным методом по формуле

$$V_n = F h_{эф} m_o V_n \rho_n \Theta K_n,$$

где F – площадь нефтеносности; $h_{эф}$ – средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина; m_o – открытая пористость; V_n – нефтенасыщен-

ность; ρ_n – плотность нефти; Θ – пересчетный коэффициент; K_n – коэффициент извлечения.

Подсчет ресурсов газа для коллекторов игниканской и нельканской свиты проводился также объемным методом по формуле

$$V_r = F h_{эф} m_o f (P_{пл} \alpha_{пл} - P_k) V_r 9,87,$$

где F – площадь газоносности; $h_{эф}$ – эффективная газонасыщенная толщина; m_o – открытая пористость; V_r – газонасыщенность; f – поправка на температуру; $P_{пл}$ – начальное пластовое давление; P_k – конечное пластовое давление; $\alpha_{пл}$ – поправка на сжимаемость газа. Конечное остаточное давление в залежи принимается равным 0,1 МПа. Для пересчета давления из мегапаскалей в атмосферы вводится пересчетный коэффициент 9,87.

Пластовые давления и температуры предполагаются аналогичными таковым по Усть-Майской скв. 366, пробуренной в сходных структурных условиях (перед фронтом надвигов). Для верхнего карбонатного коллектора и нижнего песчаного пласта нерюенской свиты эти параметры приняты +42 °С, 35 МПа и +45 °С, 37 МПа соответственно.

Расчет ресурсов нефти в базальных песчаниках сарданинской свиты венда выполнялся с использованием принятой площади 400 км², нефтенасыщенной толщины пласта 10 м, плотности нефти 0,84 г/см³, пересчетного коэффициента 0,890 и коэффициента извлечения 0,30:

$$V_n = 400 \cdot 10 \cdot 0,10 \cdot 0,45 \cdot 0,84 \cdot 0,890 \cdot 0,30 = 40,3 \text{ млн т.}$$

Для ловушки в песчаниках кандыкской свиты принята эффективная толщина 25 м (15 м нефтенасыщенная и 10 м газонасыщенная).

Расчет ресурсов нефти в песчаниках кандыкской свиты верхнего рифея выполнялся следующим образом (при толщине нефтенасыщенной части 15 м):

$$V_n = 400 \cdot 15 \cdot 0,051 \cdot 0,45 \cdot 0,83 \cdot 0,890 \cdot 0,30 = 30,5 \text{ млн т.}$$

Таким образом, суммарные локализованные ресурсы нефти на Мутулинской структуре прогнозируются в объеме **70,8 млн т.**

Для расчета ресурсов газа в песчаниках кандыкской свиты верхнего рифея прогнозируются пластовая температура +40 °С, давление 32 МПа, толщина газонасыщенной части коллектора 10 м. Расчет выполнялся с использованием следующих параметров:

$$V_r = 400 \cdot 10 \cdot 0,051 \cdot 1,02 [(32 (1,28 - 0,1))] 0,5 \cdot 9,87 = 41,9 \text{ млрд м}^3.$$

Для ловушки в карбонатном горизонте верхней части нерюенской свиты при расчете локализованных ресурсов газа принята эффективная толщина 15 м, газонасыщенность 50 %, открытая пористость 6,1 %, а также понижающий коэффициент 0,6. Прогнозные пластовая температура и давление +42 °С и 35 МПа.

Расчет выполнялся следующим образом:

$$V_r = 400 \cdot 15 \cdot 0,061 \cdot 1,02 [35 (1,28 - 0,1)] 0,50 \cdot 9,87 \cdot 0,6 = 49,3 \text{ млрд м}^3.$$

Для ловушки в терригенном коллекторе средней части нерюенской свиты при расчетах локали-



зованных ресурсов газа приняты пластовые температура и давление в +45 °С и 37 МПа, эффективная толщина 7 м, газонасыщенность 0,50, открытая пористость 6,8 %.

Соответственно, расчет выполнялся следующим образом:

$$V_r = 400 \cdot 7,0 \cdot 0,068 \cdot 1,02 [37(1,28 - 0,1)] 0,50 \cdot 9,87 = 45,2 \text{ млрд м}^3.$$

Итак, суммарные локализованные ресурсы газа во всех прогнозных горизонтах венда и рифея в Мутулинской структуре составят **136,4 млрд м³**.

Согласно полученным данным, подсчитанные локализованные ресурсы УВ на рассматриваемой структуре соответствуют крупному месторождению. Здесь прогнозируется до 70,8 млн т нефти и 136,4 млрд м³ газа. С учетом весьма слабой изученности строения разреза Мутулинского поднятия реальные запасы УВ могут заметно измениться в сторону как уменьшения подсчитанных ресурсов, так и увеличения.

Что касается Хамнылымского поднятия, то надо вначале провести там сейсморазведочные работы, а затем решать вопрос о целесообразности дальнейших нефтегазопроисловых работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Арган, Э.** Тектоника Азии [Текст] / Э. Арган. – М. ; Л. : ОНТИ, 1935. – 192 с.
2. **Берилко, Г. А.** О перспективах нефтегазонасыщенности среднекембрийских отложений в бассейне р. Амга (восточная часть Алданской антеклизы) [Текст] / Г. А. Берилко, Б. Б. Шишкин, А. Н. Страхов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 3. – С. 38–43.
3. **Мигурский, А. В.** Виргации дислокаций и прогноз погребенных поднятий в зоне сочленения Сибирской платформы с Байкало-Патомским нагорьем [Текст] / А. В. Мигурский // Фундаментальные проблемы геологии и тектоники Северной Евразии : тез. докл. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2001. – С. 42–44.
4. **Мигурский, А. В.** Зоны разломов – естественные насосы природных флюидов [Текст] / А. В. Мигурский, В. С. Старосельцев // Отечественная геология. – 2000. – № 1. – С. 56–59.
5. **Ситников, В. С.** О вероятном наличии потенциальных зон нефтегазонакопления на востоке Алданской антеклизы [Текст] / В. С. Ситников,

В. П. Жерновский // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – № 3. – С. 11–18.

6. **Стратиграфия** осадочного чехла восточных склонов Алданского щита в связи с нефтегазонасыщенностью [Текст] / А. Л. Ставцев, С. В. Потопов, Б. С. Неволин, В. Т. Гудзенко // Сов. геология. – 1976. – № 3. – С. 23–33.

7. **Тектоника**, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия) [Текст] / Ред. Л. М. Парфенов, М. И. Кузьмин. – М. : МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. – 571 с.

REFERENCES

1. Argan E. *Tektonika Azii* [Tectonics of Asia]. M.-L., ONTI, 1935, 192 p. (In Russ.).
2. Berilko G.A., Shishkin B.B., Strakhov A.N. [About petroleum potential prospects of Middle Cambrian sediments in the Amga river basin (Eastern Aldan anteclyse)]. *Geologiya i minera'Ino-syr'evye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2012, no. 3, pp. 38–43. (In Russ.).
3. Migurskiy A.V. [Virgations and prediction of buried highs in the conjunction of the Siberian Platform and Baikal-Patom uplift]. *Fundamental'nye problemy geologii i tektoniki Severnoy Evrazii. Tez. dokl* [Fundamental challenges of geology and tectonics of the Northern Eurasia. Abstracts]. Novosibirsk, SB RAS, Geo Branch, 2001, pp. 42–44. (In Russ.).
4. Migurskiy A.V., Staroseltsev V.S. [Fault zones and natural fluids accumulation]. *Otechestvennaya geologiya – National Geology*, 2000, no. 1, pp. 56–59. (In Russ.).
5. Sitnikov V.S., Zhernovskiy V.P. [On the possible occurrence of oil-and-gas accumulation potential zones in the eastern Aldan anteclyse]. *Geologiya i minera'Ino-syr'evye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2011, no. 3, pp. 11–18. (In Russ.).
6. Stavtsev A.L., Potapov S.V., Nevolin B.S., Gudzenko V.T. [Stratigraphy of sedimentary cover of the Aldan Shield eastern slopes and its petroleum potential] *Sovetskaya geologiya – Soviet Geology*, 1976, no. 3, pp. 23–33. (In Russ.).
7. Parfenov L.M., Kuzmin M.I. *Tektonika, geodinamika i metallogeniya territorii Respubliki Sakha (Yakutiya)* [Tectonics, geodynamics and metallogeny of the Sakha (Yakutiya) Republic]. Moscow, Nauka/Interperiodika International Academic Publishing Company, 2001. 571 p. (In Russ.).

© А. В. Мигурский, П. Н. Соболев, 2015

МИГУРСКИЙ Анатолий Викторович, Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, завлабораторией, д. г.-м. н. E-mail: migurskiyav@sniiggims.ru

СОБОЛЕВ Петр Николаевич, Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, завотделом, к. г.-м. н. E-mail: geochim@sniiggims.ru

MIGURSKIY Anatoliy, DSc, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. E-mail: migurskiyav@sniiggims.ru

SOBOLEV Petr, PhD, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. E-mail: geochim@sniiggims.ru