

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2017

УДК 553.98.042(571.56)

Родина Т.В.

Акционерное общество «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (АО «ВНИГРИ»), ins@vnigri.ru; Санкт-Петербургский горный университет, rectorat@spmi.ru, Санкт-Петербург, Россия

Семенов В.П., Чапаева Е.Р.

Акционерное общество «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (АО «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ УЧАСТКА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Представлены результаты геолого-геофизического моделирования геологических объектов, характеризующихся различной степенью изученности, основанные на совокупности всей имеющейся информации по юго-восточному склону Непско-Ботуобинской антеклизы. Рассматриваются результаты использования данных сейсморазведочных работ для повышения точности структурных построений в слабо освоенных перспективных районах, а также для сложнопостроенных объектов. Обобщен опыт построения структурных карт участков наиболее перспективных для развития коллекторов на юго-восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы на основании комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов.

Ключевые слова: геолого-геофизическое моделирование, сейсморазведочные работы, структурные карты, нефтегазоносность, коллектор, Непско-Ботуобинская антеклиза.

Район исследования в тектоническом плане приурочен к юго-восточному склону Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) в зоне ее сочленения с Предпатомским региональным прогибом (ПРП). Выявление закономерностей строения данной зоны и выяснение перспектив нефтегазоносности представляет собой актуальную задачу. Успешное ее решение возможно на основе построения геологической модели, представляющей собой синтез разнообразной геолого-геофизической информации и, в частности, результатов сейсморазведки и бурения скважин.

Многолетний опыт создания геологических моделей различных изучаемых объектов показал, что наиболее эффективным методом, используемым при геомоделировании и проектировании оптимальной схемы разработки углеводородов (УВ), является комплексирование результатов интерпретации сейсморазведки с данными бурения скважин и литолого-фациальных исследований. В равной мере это относится как к крупным региональным объектам, так и к локальным небольшим месторождениям. При этом изучаемые объекты могут различаться массивами исходных данных - от минимального (для слабо изученных регионов) до максимального (для хорошо изученных регионов).

Интегрированная интерпретация данных сейсморазведки и геофизического

исследования скважин (ГИС) является основным способом выявления и подготовки объектов структурных и неструктурных типов, позволяет выявлять и трассировать границы несогласий, внутреннюю структуру изучаемых осадочных комплексов, тектонические нарушения, проводить линии литологического выклинивания и замещения, и, таким образом, обеспечивает более надежное прослеживание продуктивных пластов, выделяемых с помощью каротажа в разрезе скважин. Использование данных сейсморазведки позволяет повысить точность структурных построений в слабо освоенных перспективных районах, характеризующихся сложно построенными объектами.

Этап структурно-параметрического моделирования является, с одной стороны, завершающим этапом создания геолого-геофизической модели изучаемого месторождения УВ, который основывается на интеграции результатов предыдущих этапов: сейсмогеологического, литологического моделирования, и, с другой стороны, является подготовительным этапом для подсчета запасов УВ и создания гидродинамической модели. Создание геологической модели месторождений основано на структурном каркасе, построенном по глубинным сейсмическим горизонтам, увязанным с литологическими и стратиграфическими границами по скважинам, содержащим информацию о тектонических нарушениях [Методы прогноза эффективных..., 1997].

Примером эффективности комплексного использования созданных геолого-геофизических региональных моделей, направленных на прогноз нефтегазоносных объектов на основе современных методов интерпретации сейсморазведочных материалов, используются результаты исследований, проведенные на Ярактинско-Дулисминском участке юго-восточного склона НБА.

Детальное изучение строения нефтегазовых залежей района исследований, связанных с песчаными продуктивными горизонтами непской свиты, указывает на региональную роль литологического фактора в локализации скоплений УВ. Большинство выявленных залежей - литологические с элементами тектонического экранирования [Геология и перспективы..., 2007; Ситников, 2010].

Региональным литологическим экраном служат участки выклинивания песчаников-коллекторов, что наблюдается по восстанию в северо-западном направлении свода антеклизы. Сравнительная оценка современного и палеоструктурного планов данного участка антеклизы позволяет говорить, что он претерпел существенную перестройку в постнепское время (рис. 1, 2).

Проведенные палеотектонические исследования указывают на существенную роль тектонического фактора в образовании крупных песчаных тел, с которыми, как правило, связаны нефтегазовые залежи района исследований.

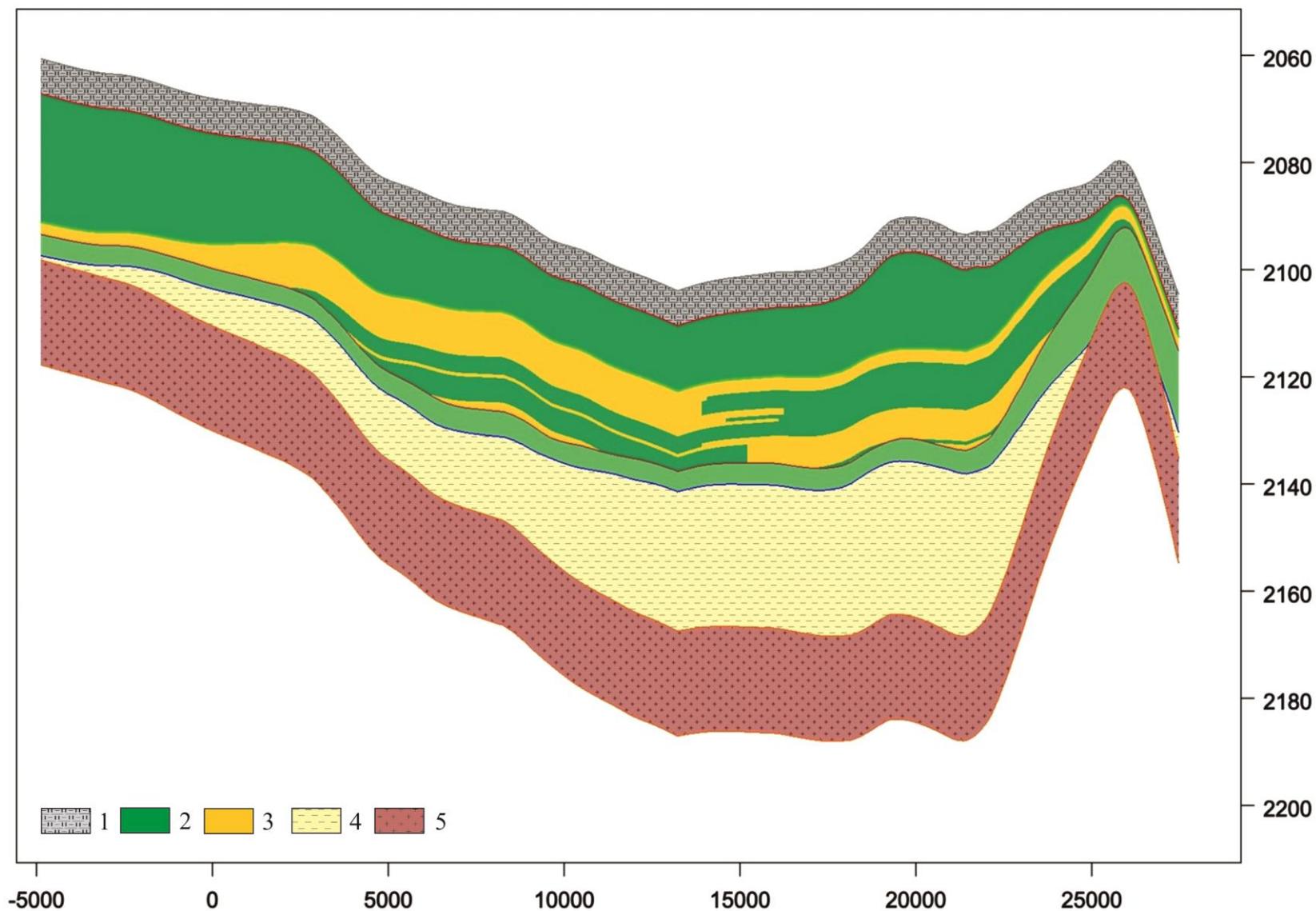


Рис. 1. 3D модель месторождения Восточной Сибири. Профильный геологический разрез

1 – карбонаты, 2 – глины, 3 – коллекторы, 4 – песчаная пачка, 5 – фундамент.

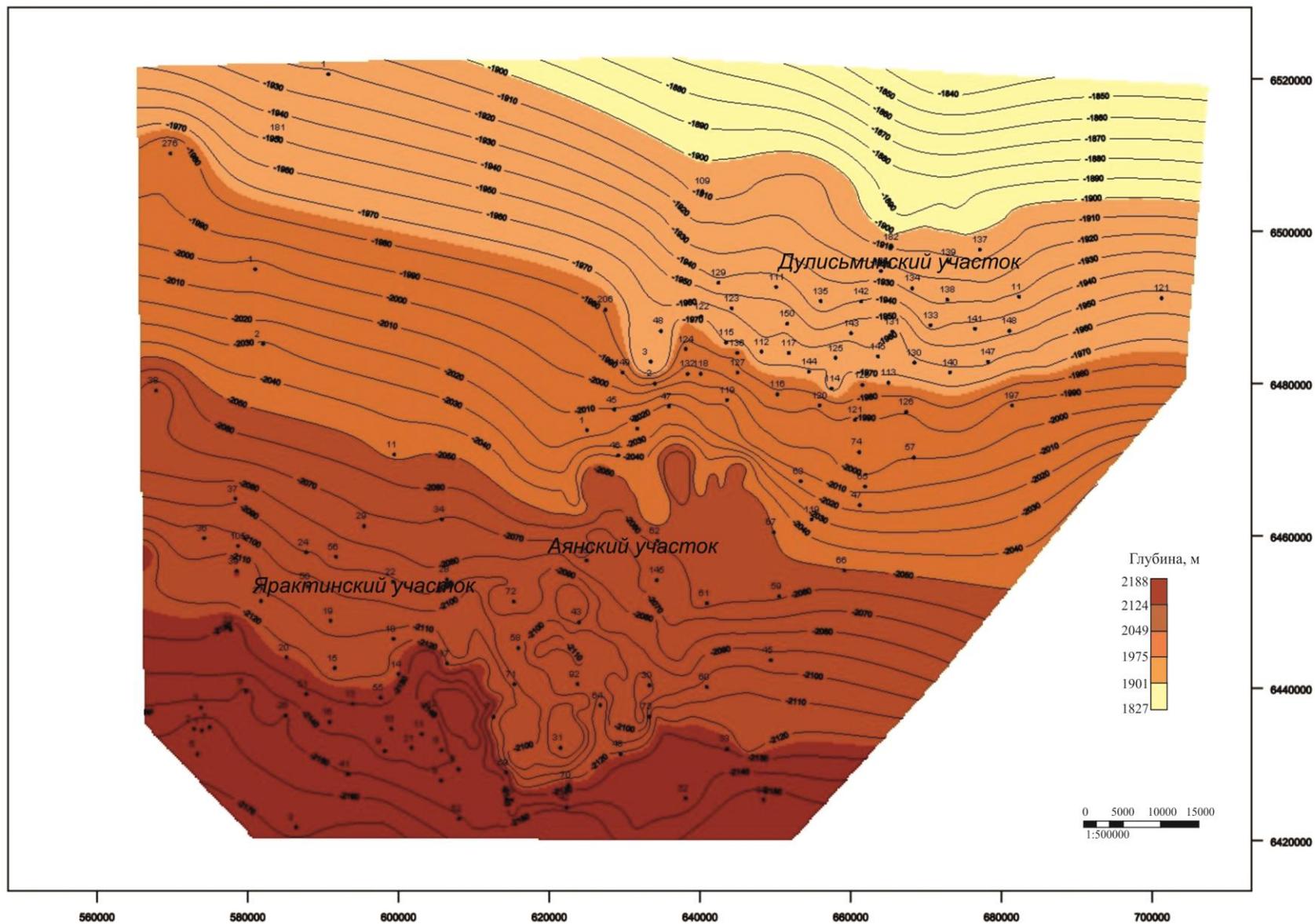


Рис. 2. Структурная карта по кровле непской свиты

Формирование подобных линзообразных песчаных тел во многом обусловлено палеорельефом берегового склона и прибрежной части дна мелководного бассейна седиментации (рис. 3, 4).

Местоположение аллювиальных контуров выноса, с которыми связаны наиболее крупные песчаные тела, приурочено к эрозионным врезам фундамента берегового склона, являющиеся наиболее благоприятными путями транспортировки больших объемов песчаного материала высокоплотностными временными потоками [Базанов, 1999].

Таким образом, при прогнозе крупных песчаных тел, к которым приурочены нефтегазовые залежи, важное значение приобретают детальность и точность палеопостроений, зависящих, в свою очередь, от качества сейсмического материала, получаемого при проведении сейсморазведочных работ на исследуемых площадях.

На рис. 5 и 6 приведены примеры выделения поисковых объектов в терригенных и карбонатных отложениях венда на слабо изученном глубоким бурением Игнялинском участке юго-восточного склона Непского свода НБА.

Выделению ловушек УВ предшествовал комплексный анализ имеющихся геолого-геофизических данных: сейсморазведки МОГТ, литолого-фациальных, ГИС-бурения скважин и др.

В результате проведенных палеотектонических реконструкций выделена зона выклинивания песчаных пластов верхнечонского продуктивного горизонта на основе анализа карт толщин Непской свиты и песчаных пластов (рис. 7).

Литолого-фациальные исследования позволили выделить три литолого-фациальные зоны, которые в виде различной толщины полос простираются в северо-восточном направлении (см. рис. 7). Каждая из зон характеризуется как особенностями минералогического состава песчаников, размерами зерен, их окатанностью, количеством и составом цемента, вторичной минерализацией, так формой и размером песчаных тел, сформированных в их пределах.

Выделенные поисковые объекты связаны преимущественно с песчаниковой зоной с максимальными толщинами песчаников, характеризующимися повышенными фильтрационно-емкостными свойствами.

Изучение состава цемента песчаников и его процентное содержание позволили сделать вывод о существенной роли в снижении фильтрационно-емкостных свойств песчаников процесса засоления и оконтурить зону литологического экранирования предполагаемых нефтегазовых залежей песчаных пластов непской свиты [Бурова, Кубетова, 2011].

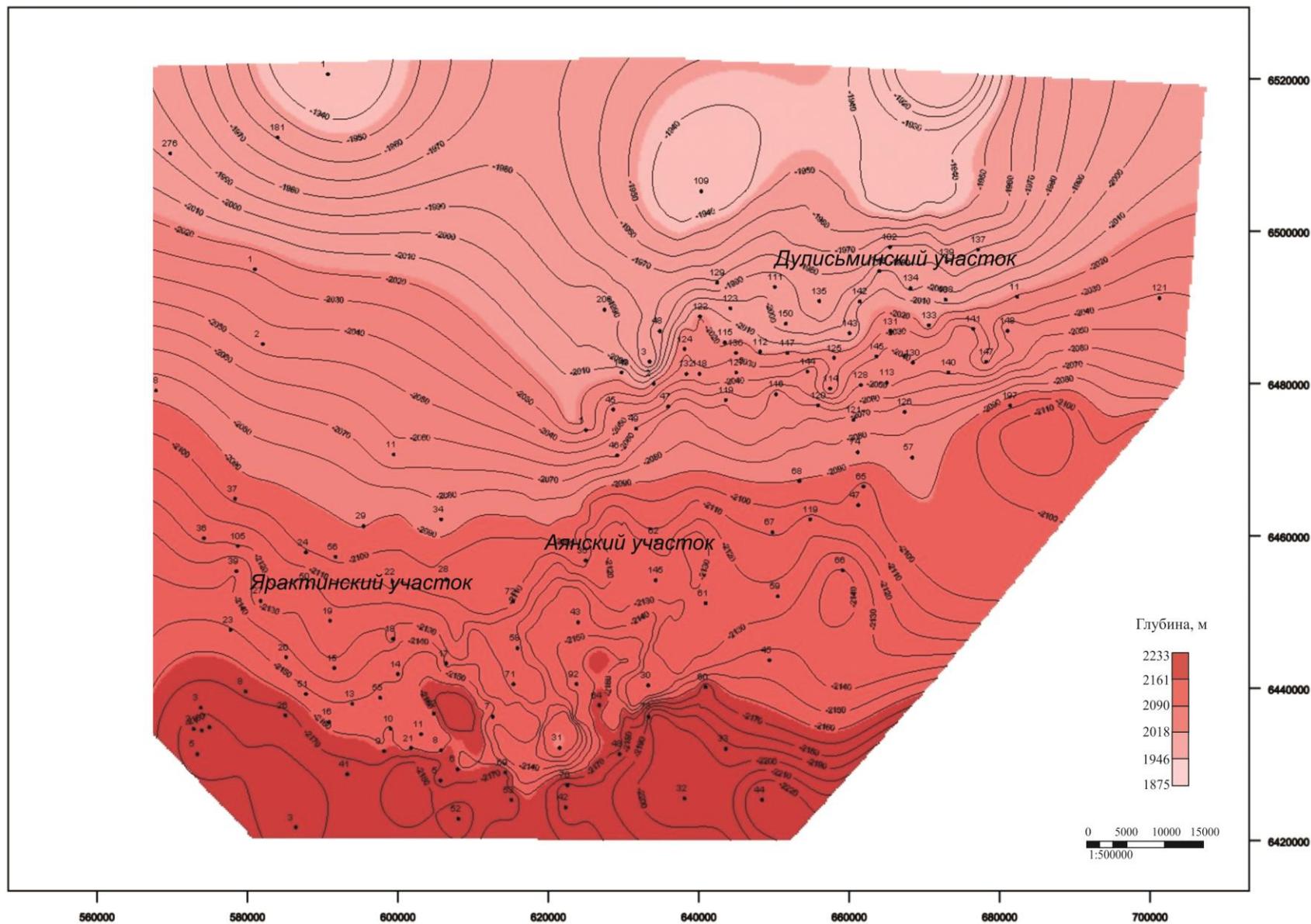


Рис. 3. Структурная карта по поверхности фундамента

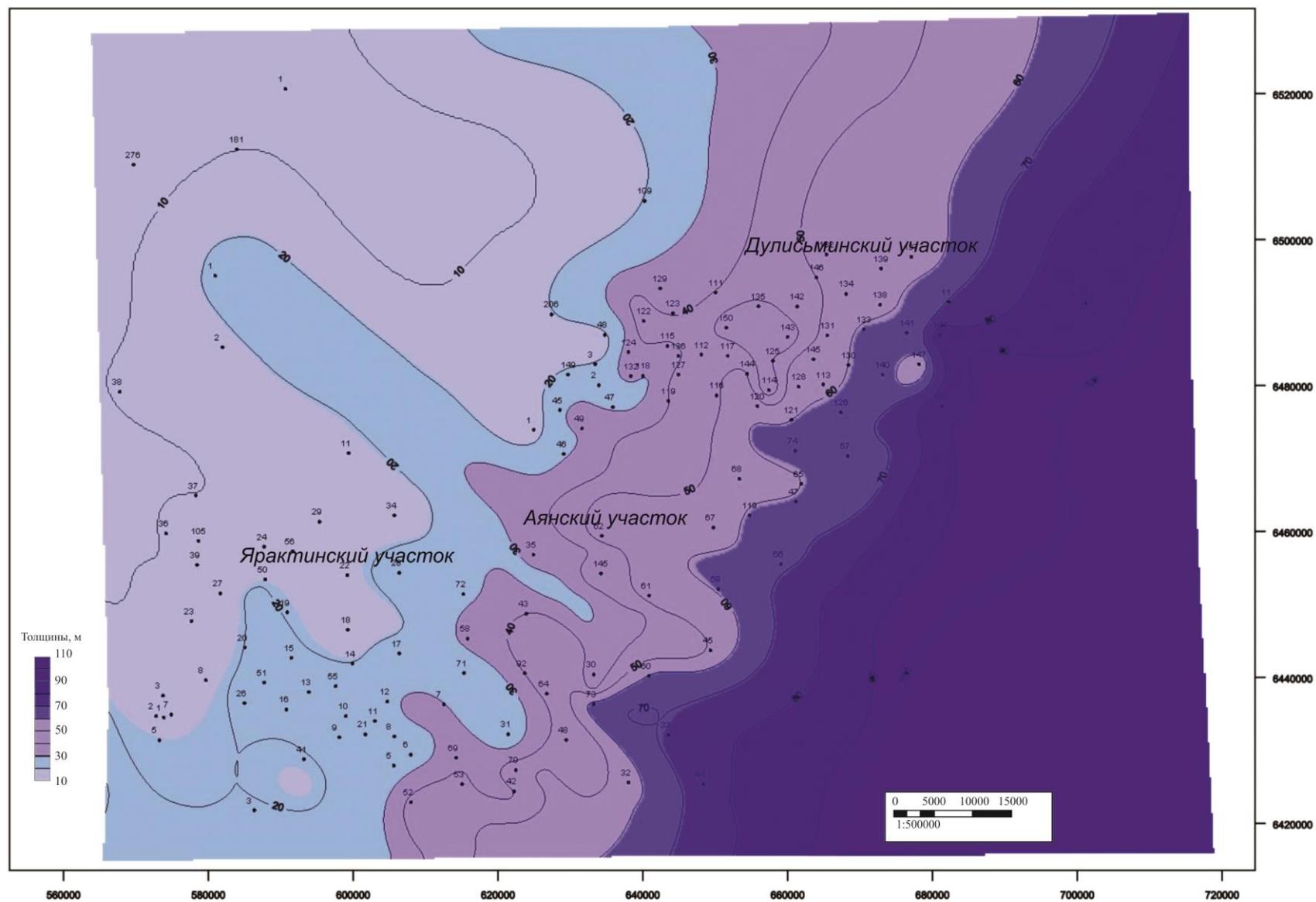


Рис. 4. Карта толщин непской свиты Ярактинско-Дулисьминского участка юго-восточного склона Непско-Ботубинской антеклизы

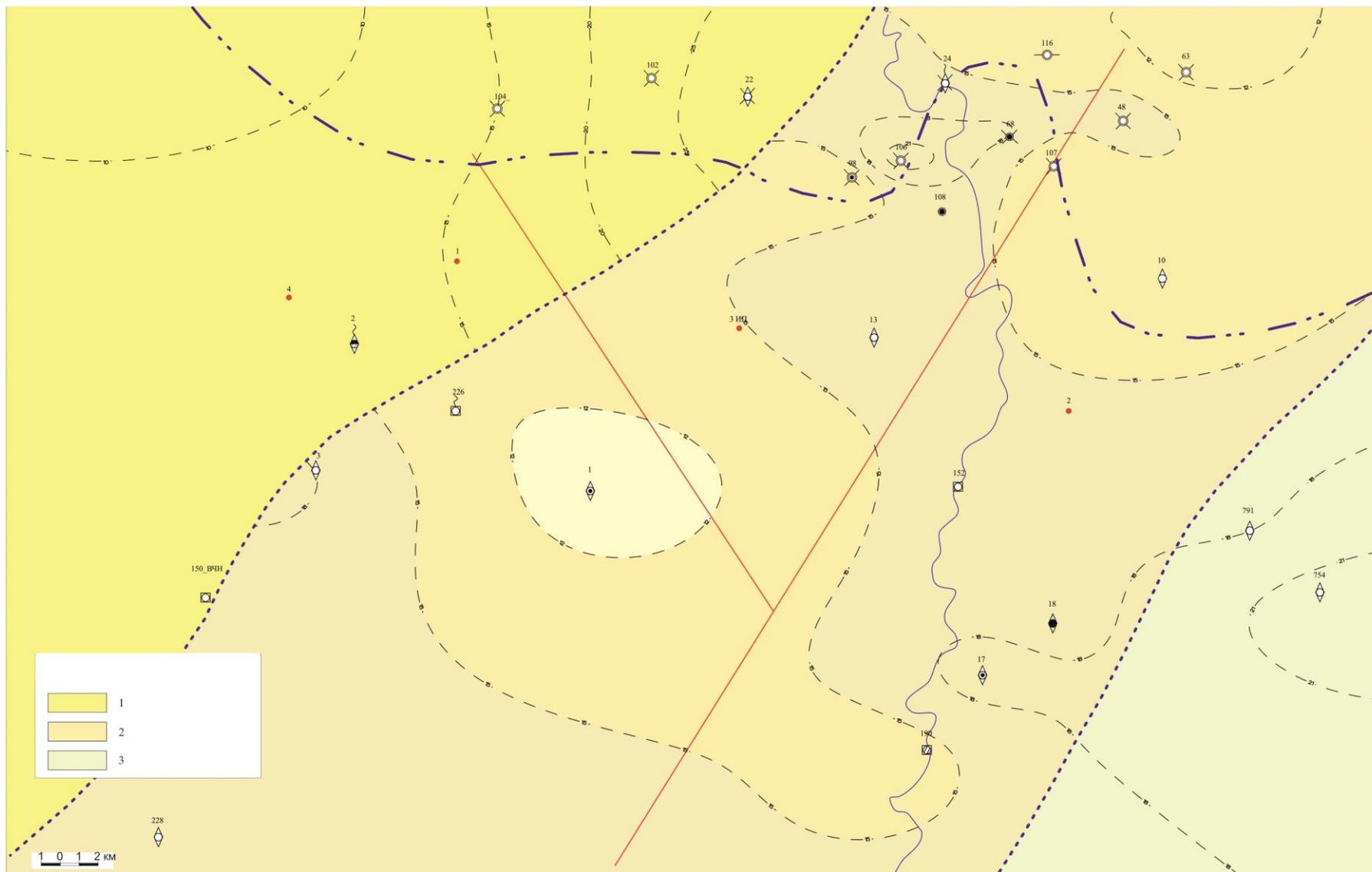


Рис. 5. Литолого-фациальная карта пластов-коллекторов верхне-чонского горизонта месторождения углеводородов Восточной Сибири
Литолого-фациальные зоны (в скобках - суммарное процентное содержание песчаников в разрезе горизонта): 1 – песчаниковая (> 70%), 2 – глинисто-песчаниковая (45-70%), 3 – песчаниково-глинистая (< 45%).

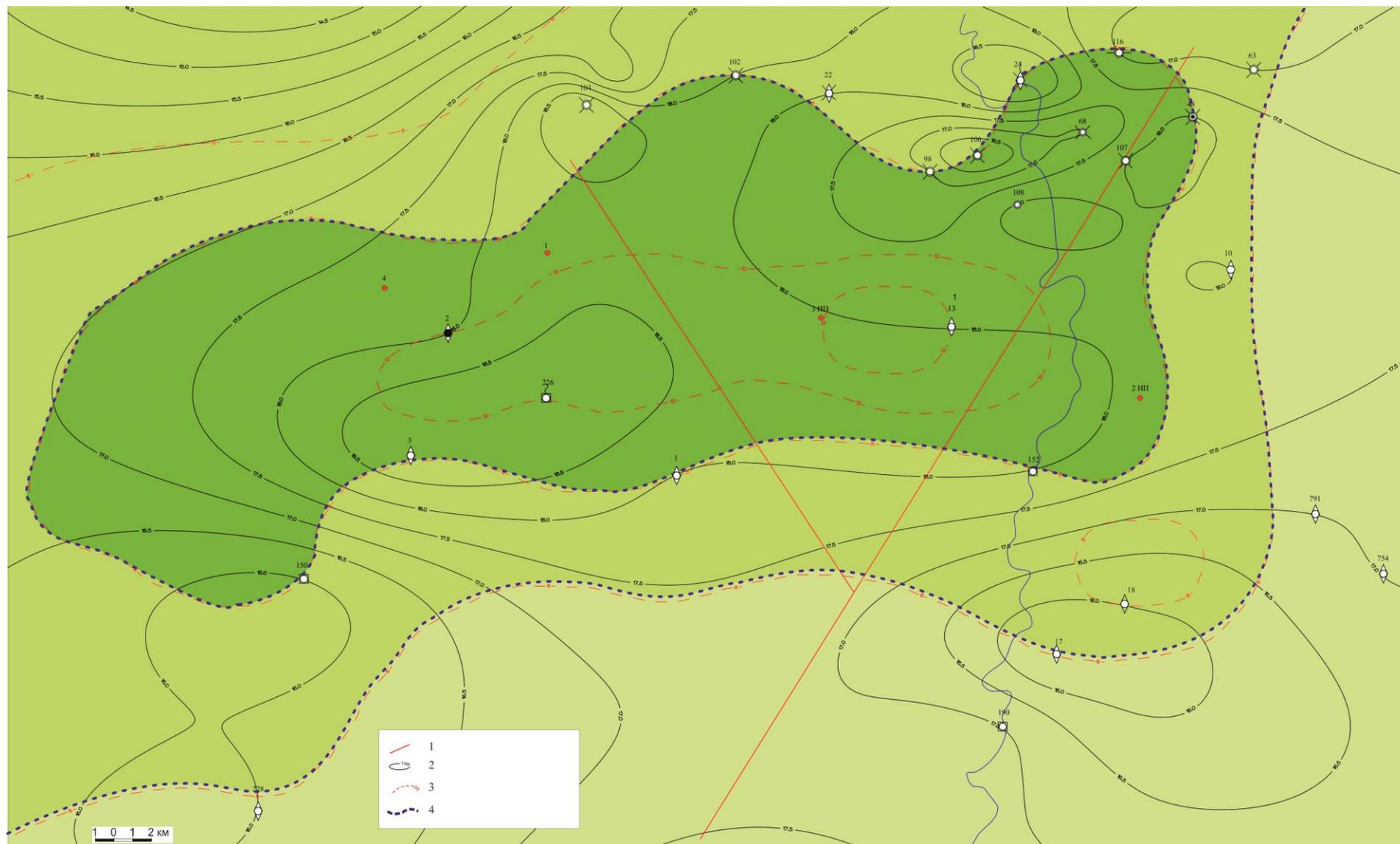


Рис. 6. Литолого-фациальная карта преобразенского горизонта месторождения углеводородов Восточной Сибири

1 - тектонические нарушения, 2 - изогипсы поверхности кровли продуктивных горизонтов, 3 - изолинии суммарных толщин органогенных карбонатных отложений продуктивных горизонтов, 4 - контур литолого-фациальных зон.

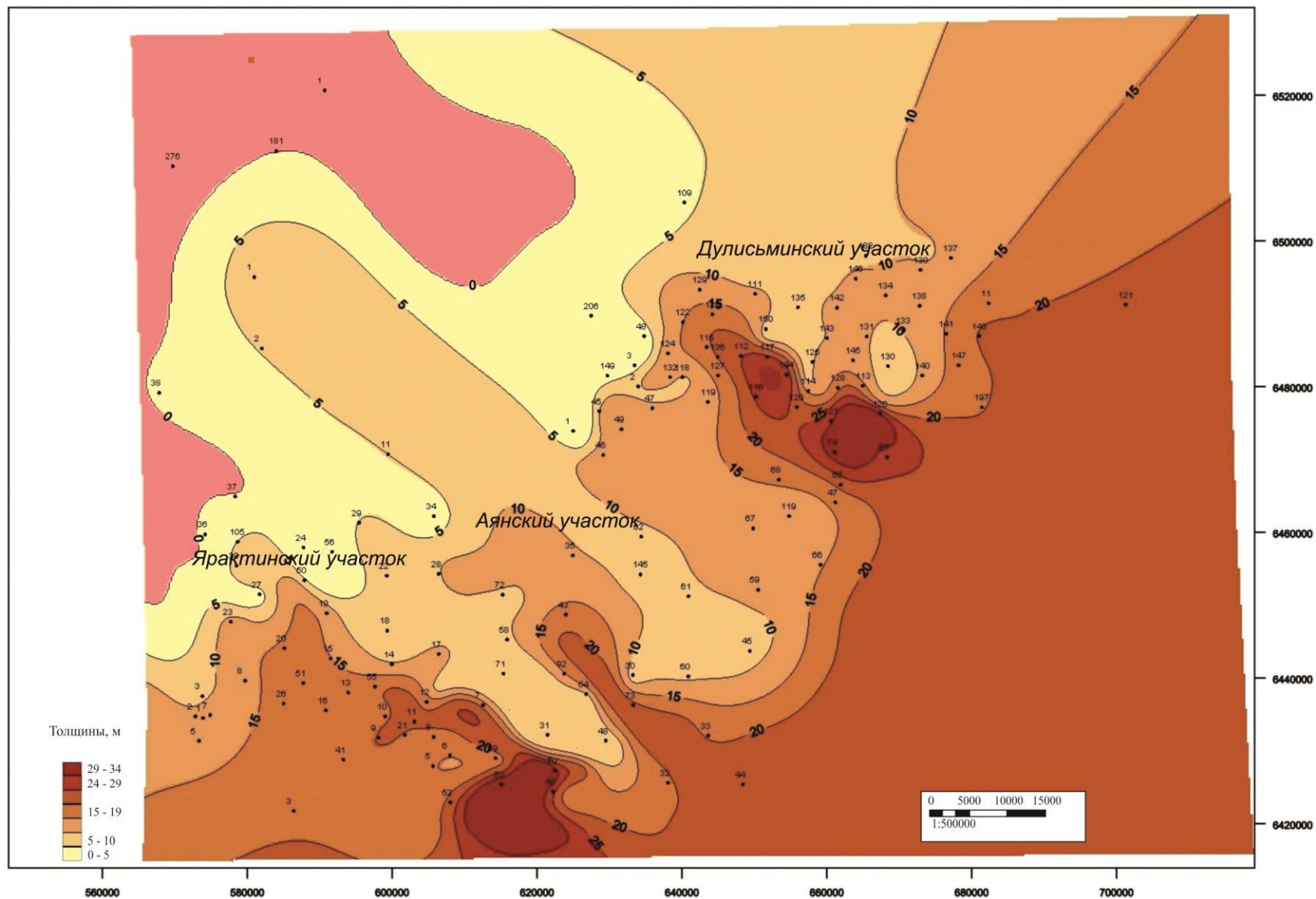


Рис. 7. Карта суммарных толщин песчаника непской свиты юго-восточного склона Непско-Ботубинской антеклизы

Анализ данных и динамических характеристик волнового поля показал, что аномальный эффект геоэлектрических параметров связан с изменением емкостных и фильтрационных свойств пород.

Выделенная по геофизическим материалам зона развития коллекторов в подсоловом терригенном комплексе удовлетворительно совпадает с контурами перспективных объектов (рис. 8), а система разломов согласуется с региональным разломом, установленным по комплексу геолого-геофизических данных.

Таким образом, комплексный анализ геологических и геофизических материалов совместно с результатами испытаний глубоких скважин позволили построить геолого-геофизические модели отдельных участков. На основании проведенных построений были созданы модели ловушек и проведено оконтуривание предполагаемых залежей УВ по основным продуктивным горизонтам.

В качестве примера можно привести литолого-фациальную карту Преображенского карбонатного продуктивного горизонта Игнялинского участка (см. рис. 6). В пределах объекта исследования Преображенский продуктивный горизонт характеризуется относительной выдержанной толщиной, изменяющейся от 16 до 18 м при вариации на прилегающих территориях - от 15 до 22 м. Внутреннее строение горизонта довольно сложное, что обусловлено соотношением в разрезе органогенных разностей доломитов, формирующих различной толщины и площадного распространения органогенные постройки пластового типа – биостромы и хемогенных их разности. Вышесказанное послужило основанием для построения литолого-фациальной карты горизонта с выделением трех литолого-фациальных зон. Большую часть площади занимает литолого-фациальная зона преимущественного развития наиболее крупных органогенных построек, ограниченная изопакитой 8 м, отвечающей суммарной толщине органогенных разностей пород рассматриваемого горизонта.

В Преображенском горизонте установлена прямая связь толщины горизонта с суммарной толщиной органогенных пород, которые, в свою очередь, связаны максимальных суммарных толщин органогенных пород с максимальными суммарными эффективными толщинами коллекторов.

В зоне спорадического развития органогенных построек эффективные толщины изменяются от 0 до 6,5 м, а в зоне их отсутствия коллекторы не выделяются, в этой связи зону преимущественного развития органогенных построек можно рассматривать как локализованный поисковый объект.

На рис. 9 представлена карта прогноза нефтегазоносности пласта-коллектора хамакинского горизонта.

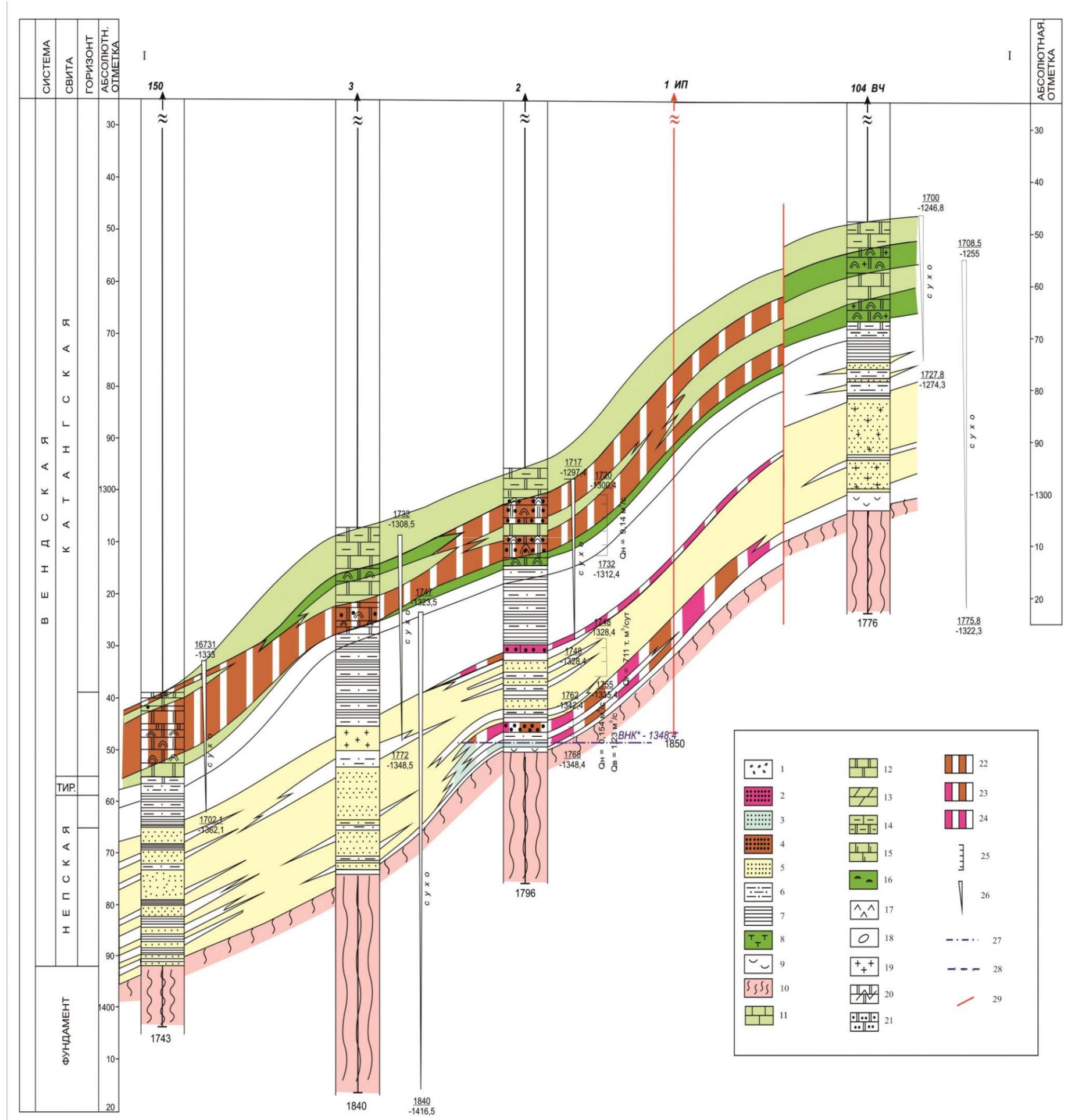


Рис. 8. Профильный геологический разрез верхнечонского и преображенского горизонтов по линии скважин 150, 3, 2, 1 ИП, 104ВЧ

1 - конгломераты, гравелиты; песчаники-коллекторы: 2 - газоносные; 3 - водоносные; 4 - нефтеносные; 5 - песчаники плотные; 6 - алевролиты; 7 - аргиллиты; 8 - траппы; 9 - кора выветривания; 10 - породы фундамента; 11 - известняки; 12 - доломиты; 13 - мергели; 14 - глинистые известняки, доломиты; 15 - известняки доломитизированные; 16 - органогенные карбонатные отложения; 17 - ангидриты; 18 - кавернозность; 19 - соленасыщенность; 20 - трещиноватость; 21 - карбонатные коллекторы; предполагаемые залежи: 22 - нефти; 23 - нефти и газа; 24 - газа; 25 - интервал перфорации в эксплуатационной колонне; 26 - интервал опробования в открытом стволе; 27 - ВНК* (условный водонефтяной контакт); 28 - ГНК* (условный газонефтяной контакт); 29 - тектонические нарушения.

Выделенный в хамакинском горизонте нефтегазопромысловый объект приурочен к зоне регионального выклинивания продуктивного горизонта. Ловушка ограничена на западе, севере и востоке литологическим экраном, а на юге - тектоническим нарушением. Предполагаемая газовая залежь, связанная с этой ловушкой, подтверждается положительным заключением ГИС в скв. Западно-Ботуобинская 362-0. Предполагаемая залежь - пластовая, литологического типа с элементом тектонического экранирования. На севере она ограничена условным контуром газоносности, принятым на абсолютной отметке – 1710,5 м, отвечающей подошве выделенного по материалам ГИС продуктивного интервала.

Таким образом, комплексная интерпретация сейсморазведочных и геолого-геофизических материалов позволяет повысить эффективность создания геолого-геофизических региональных моделей для повышения точности прогноза и выявления нефтегазоносных объектов на юго-восточном склоне НБА, конкретизировать перспективы нефтегазоносности, выделить объекты с прогнозом локализованных ресурсов, значительно увеличить инвестиционную привлекательность территории и приступить к лицензированию ее недр с целью поисков месторождений нефти и газа.

Литература

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 морей северо-востока и дальнего востока России. – СПб, 1999. – С. 184-289.

Бурова И.А., Кубетова Н.Л., Шостак К.В. Распространение основных соленосных толщ в верхневендско-нижнекембрийском осадочном комплексе Западной Якутии // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т.6. – №4. – http://www.ngtp.ru/rub/4/46_2011.pdf

Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина) / Г.Г. Шемин. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – 464 с.

Методы прогноза эффективных коллекторов – ловушек углеводородов в карбонатных толщах Сибирской платформы // Обзор АОЗТ «Геоинформмарк»: Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья. - М., 1997. - 50 с.

Ситников В.С. Зоны и мегазоны нефтегазонакопления на Сибирской платформе // Зоны концентрации углеводородов в нефтегазоносных бассейнах суши и акваторий: сб. материалов Международной научно-практической конференции (г. Санкт-Петербург, 28 июня - 2 июля 2010 г.). - СПб.: ВНИГРИ, 2010. - С.101-108.

Rodina T.V.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), ins@vnigri.ru; Saint-Petersburg mining University, St. Petersburg, Russia, rektorat@spmi.ru

Semenov V.P., Chapaeva E.R.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

PARTIALLY NEPO-BOTUOBA ANTECLISE - FORECAST OF PETROLEUM POTENTIAL USING GEOLOGICAL MODELING SUPPORTING

The results of geological and geophysical modeling of geological targets, characterized by varying degrees of study, are presented based on the aggregate of all available information on the given region. The results of using seismic data to improve the accuracy of structural structures in poorly explored promising areas, as well as for complicated areas are considered. The experience of creating structural maps of sites most promising for the development of reservoirs on the southeast slope of the Nepa-Botuoba Anteclyse is generalized on the basis of an elaborate interpretation of geological and geophysical data.

Keywords: *geological and geophysical modeling, seismic survey, structural maps, petroleum potential, reservoir, Nepa-Botuoba Anteclyse.*

References

Bazanov E.A. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya mestorozhdeniy nefi i gaza Zapadnoy Yakutii i problemy osvoeniya etikh mestorozhdeniy* [The geological structure of oil and gas fields of Western Yakutia and their development]. *Perspektivy razvitiya i osvoeniya toplivno-energeticheskoy bazy dal'nevostochnogo ekonomicheskogo rayona, uglevodorodnykh resursov morey severo-vostoka i dal'nego vostoka Rossii*. St. Petersburg, 1999, p. 184-289.

Burova I.A., Kubetova N.L., Shostak K.V. *Rasprostranenie osnovnykh solenosnykh tolshch v verkhnevendsko-nizhnemkembriyskom osadochnom komplekse Zapadnoy Yakutii* [Distribution of the main salt-bearing suites in the Upper Vendian - Lower Cambrian sedimentary complex, Western Yakutia] *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2011, vol. 6, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/46_2011.pdf

Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti venda i nizhnego kembriya tsentral'nykh rayonov Sibirskoy platformy (Nepo-Botuobinskaya, Baykitskaya anteklizy i Katangskaya sedlovina) [Geology and petroleum potential of Vendian and Lower Cambrian central regions of the Siberian Platform (Nepa-Botuoba, Baikit Anteklises and Katanga Saddle)]. G.G. Shemin. Novosibirsk, 2007, 464 p.

Metody prognoza effektivnykh kollektorov – lovushek uglevodorodov v karbonatnykh tolshchakh Sibirskoy platformy [Methods for predicting effective reservoirs - hydrocarbon traps in carbonate strata of the Siberian Platform] *Obzor AOZT «Geoinformmark»: Geologiya, metody poiskov, razvedki i otsenki mestorozhdeniy toplivno-energeticheskogo syr'ya*, Moscow, 1997, 50 p.

Sitnikov V.S. *Zony i megazony neftegazonakopleniya na Sibirskoy platforme* [Zones and megazones of oil and gas accumulation on the Siberian Platform]. *Zony kontsentratsii uglevodorodov v neftegazonosnykh basseynakh sushi i akvatoriy: sb. materialov Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii (g. Sankt-Peterburg, 28 iyunya - 2 iyulya 2010 g.)*, St. Petersburg, VNIGRI, 2010, p.101-108.