

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/7\\_2020](https://doi.org/10.17353/2070-5379/7_2020)

УДК 552.578.061.4(571.56)

**Хабаров А.Н.**Всероссийский геологический научно-исследовательский институт им. А.П. Карпинского (ФГБУ «ВСЕГЕИ»), Санкт-Петербург, Россия, [Andrey\\_Habarov@vsegei.ru](mailto:Andrey_Habarov@vsegei.ru)

## **ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ АНАБАРСКОЙ, НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗ И ВИЛЮЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ**

*На основе классических и современных методических приемов выполнено комплексное обобщение геолого-геофизической информации с интерпретацией материалов сейсморазведки, глубокого бурения и геофизических исследований скважин по малоизученному району Сибирской платформы. По материалам геофизических исследований скважин, лито- и петрофизических исследований выполнена оценка качества коллекторов и покрышек нефтегазоносных комплексов.*

*Представлены региональные геологические модели вендского терригенного и карбонатного венд-кембрийского нефтегазоносных комплексов и оценены перспективы нефтегазоносности локальных поднятий и перспективных ловушек в зоне сочленения Анабарской, Непско-Ботуобинской антеклиз и Вилюйской синеклизы.*

***Ключевые слова:** вендский терригенный нефтегазоносный комплекс, карбонатный венд-кембрийский нефтегазоносный комплекс, оценка качества покрышек, перспективные ловушки, перспективы нефтегазоносности, перспективные ловушки, Сибирская платформа.*

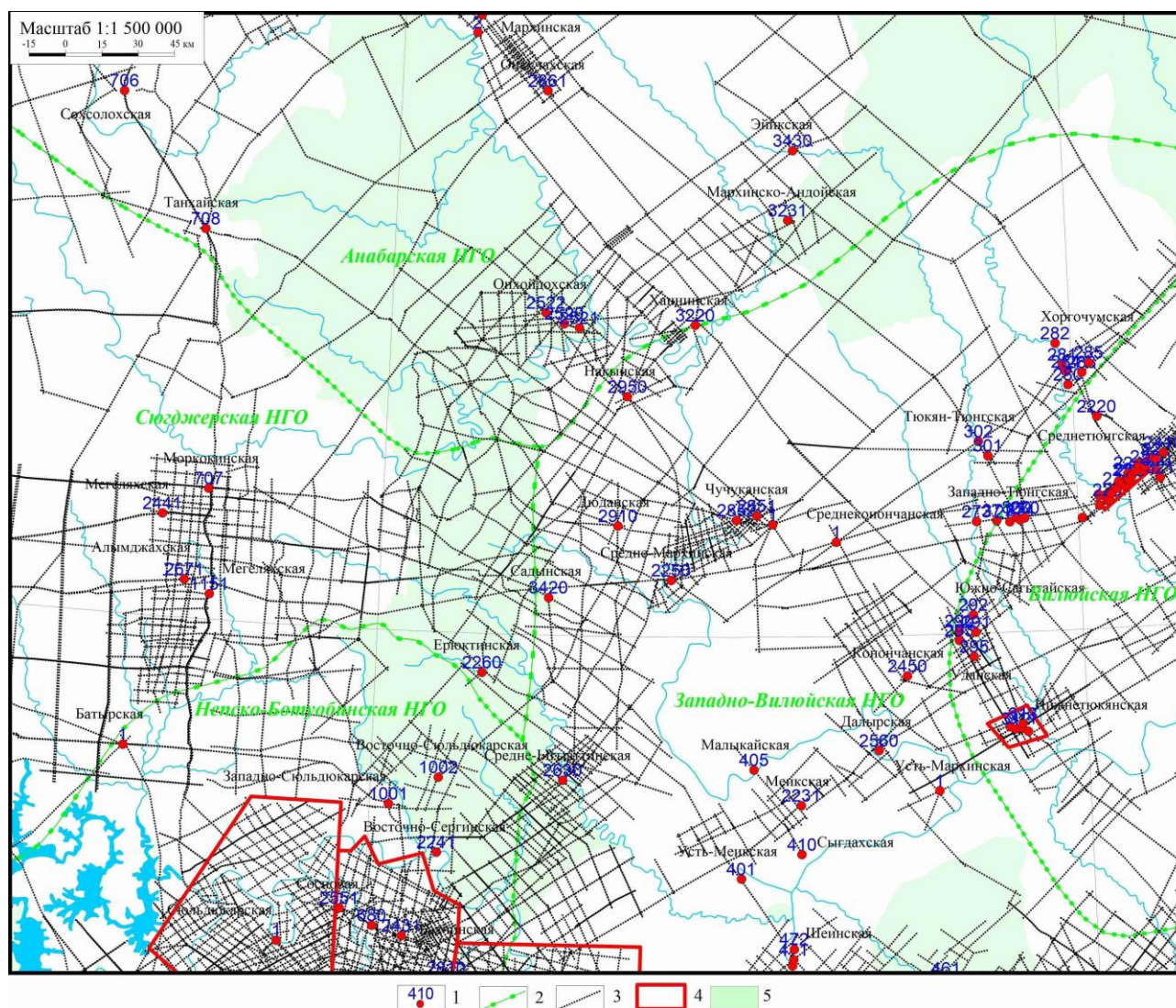
### **Введение**

В условиях неуклонного снижения текущих запасов углеводородного сырья в основных нефтегазодобывающих регионах России все большее экономическое значение приобретает освоение северных малоизученных территорий Сибири. К одной из таких относится территория исследования, вблизи которой проходит трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан».

Объектом исследований являются нефтегазоперспективные отложения вендского терригенного и карбонатного венд-кембрийского нефтегазоносных комплексов (НГК) в зоне сочленения Непско-Ботуобинской, Сюгджерской, Анабарской, Западно-Вилюйской и Вилюйской нефтегазоносных областей (НГО).

К настоящему времени в пределах района исследований на территории Вилюйской НГО открыто 2 месторождения газа: Среднетюнгское и Нижнетюкянское. В пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП) промышленные залежи нефти и газа пока не выявлены, что, в частности, связано с крайне слабой изученностью территории буровыми и сейсмическими работами.

Исследуемая территория, площадь которой составляет 196000 км<sup>2</sup>, недостаточно изучена современными геофизическими методами, средняя плотность сейсмических профилей МОГТ – 0,09 км/км<sup>2</sup>, плотность бурения – 0,0007 скв./км<sup>2</sup> или 1420,8 км<sup>2</sup>/скв. (рис. 1). Наиболее изучена западная часть территории северо-восточная часть Непско-Ботубобинской НГО, южная часть Анабарской НГО и Сюджерская НГО, менее – сейсморазведочными работами МОГТ 2D Западно-Вилуйская и Вилуйская НГО.



**Рис. 1. Карта изученности территории сейсморазведкой МОГТ 2Д и глубоким бурением**  
1 – глубокие скважины, 2 – границы НГО, 3 – сейсмические профили МОГТ, 4 – границы лицензионных участков распределенного фонда недр, 5 – природоохранные зоны.

### Материал и методика исследований

Обобщены и проанализированы данные по сейсмическим профилям МОГТ 2D общей протяженностью свыше 5 тыс. км, данные сейсмокаротажных исследований и вертикального сейсмического профилирования по 55 скважинам, материалы геофизических исследований скважин (ГИС), результаты испытаний, описание керна и материалы лито- и

петрофизических исследований по 95 скважинам, пробуренным на территории района исследований.

В рамках работы по созданию региональных геологических моделей вендского терригенного и карбонатного венд-кембрийского НГК с использованием классических и современных методических приемов в пределах территории исследований выполнено:

- построение корреляционных литолого-стратиграфических профилей через основные структурные элементы и создание базы литолого-стратиграфических разбивок разрезов скважин,

- в интерпретационном сейсмическом проекте выполнено картирование отражающих горизонтов в целевом разрезе с выделением разломов,

- построение структурных карт сейсмогеологических комплексов,

- комплексный анализ материалов ГИС и лито- и петрофизических исследований с оценкой качества коллекторов и покрышек НГК,

- построение карт мощностей, карт распространения коллекторов основных перспективных нефтегазоносных горизонтов,

- построение карт мощностей галогенных отложений юрегинской, толбачанской, чарской и метегерской свит,

- комплексный анализ полученных материалов, построение региональных геологических моделей вендского терригенного и карбонатного венд-кембрийского НГК на основе текущего состояния геолого-геофизической изученности и оценка перспектив нефтегазоносности неизученных бурением объектов.

Интерпретация материалов ГИС выполнялась с использованием классических методических приемов, опубликованных в работах В.А. Дахновой, В.М. Добрынина, С.С. Итенберга, М.Г. Латышевой, С.Г. Комарова и др.

Основу оценки перспектив нефтегазоносности осадочных комплексов составляла осадочно-миграционная теория нафтидогенеза, которая разрабатывалась и совершенствовалась в работах Н.Б. Вассоевича, В.С. Вышемирского, М.Ф. Двали, А.Э. Конторовича, С.Г. Неручева, И.И. Нестерова, В.А. Успенского, А.А. Трофимука и др.

### **Особенности геологического строения территории**

В геологическом строении района работ принимают участие два структурных этажа: архейско-протерозойские породы кристаллического фундамента и вулканогенно-осадочный чехол, выполненный в разном объеме образованиями рифея, венда, кембрия, ордовика, силура, девона, перми, триаса, юры и мела, разделенными региональными перерывами в осадконакоплении (рис. 2).

Согласно тектоническому районированию (рис. 3) на структурно-тектонической карте, составленной в «СНИИГГиМС» под руководством В.С. Старосельцева, на изучаемой территории выделяются крупнейшие структуры – на севере Анабарская антеклиза, примыкающие к ней на юго-востоке Вилюйская гемисинеклиза и на юге Сюгджерская седловина. Сюгджерская седловина разделяет Анабарскую, Непско-Ботуобинскую антеклизы (НБА) и Курейскую и Вилюйскую синеклизы. Юго-восточнее Сюгджерской седловины обособляются Ыгыаттинская впадина и далее Сунтарский свод.

Опорными сейсмическими горизонтами на западе Республики Саха (Якутия) в венд-кембрийском разрезе считаются отражающие горизонты П и КВ (рис. 4).

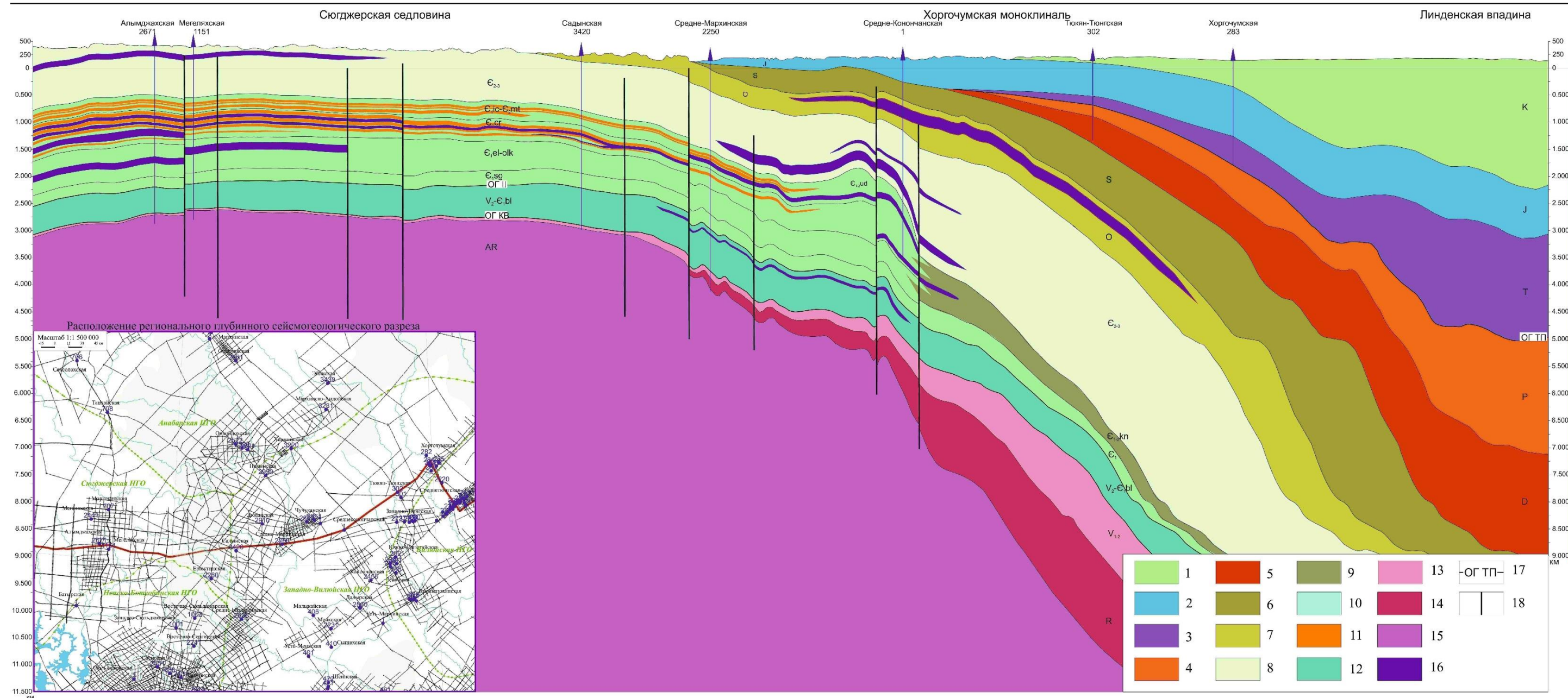
По данным бурения и сейсморазведки, мощность терригенных отложений венда, залегающих на кристаллическом фундаменте, закономерно увеличивается с запада на восток (рис. 5). В западной части площади мощность терригенного комплекса практически постоянна и не превышает 10 м. Граница между западной и восточной частями площади проходит по изопахите 10 м. В восточном направлении мощность терригенных отложений резко увеличивается.

По отложениям кембрия на территории исследования картируется карбонатный рифогенный барьер (см рис. 3) ниже-среднекембрийского возраста (Анабаро-Синский регион), разделяющий крупную солеродную область в южной части Сибирской платформы (Турухано-Иркутско-Олекминский фациальный регион) от морского бассейна в ее северной части (Юдомо-Оленекский фациальный регион).

Отложения ниже-среднекембрийского возраста в Турухано-Иркутско-Олекминском регионе [Мельников, 2009] – это мощная сульфатно-галогенно-карбонатная формация, разрез которой представляет собой переслаивание пластов соли различной толщины с карбонатными хемогенными (тонко-мелкозернистыми, сульфатными) и биогенными (комковато-сгустковыми) породами, ангидритодоломитовыми породами и реже мергелями. Мощности доломитов часто превышают мощности пластов каменной соли.

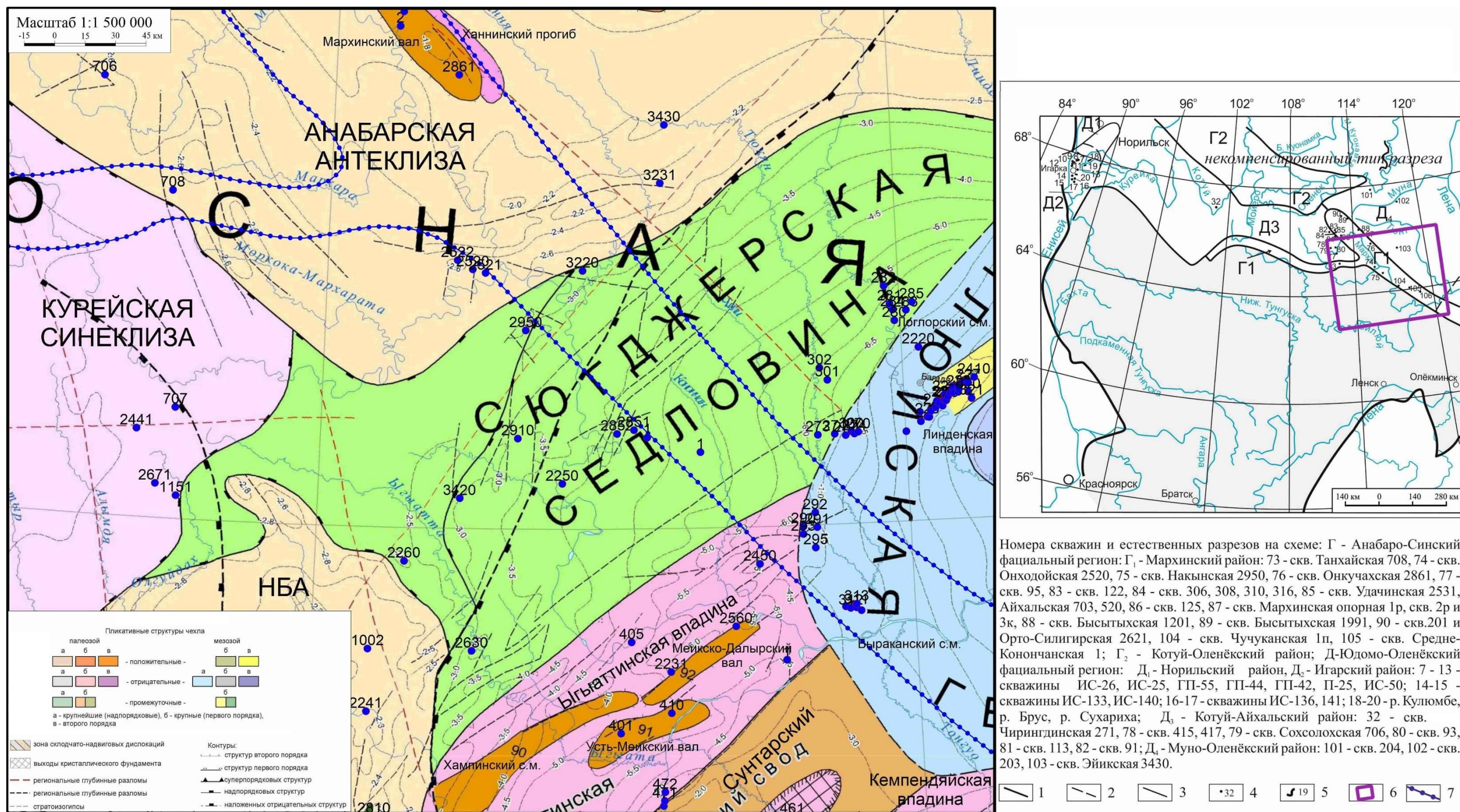
В разрезе ниже-среднекембрийской соленосной осадочной формации выделяется несколько НГК на разных возрастных уровнях:

- юрхско-усольский НГК – венд+нижний кембрий;
- эльгянско-толбачанский НГК – нижний кембрий;
- олекминско-чарский НГК – нижний кембрий;
- ичерско-метегерский НГК – нижний+средний кембрий.



**Рис. 2. Региональный глубинный сейсмогеологический разрез**

1 – меловые терригенные отложения (K), 2 – юрские терригенные отложения (J), 3 – триасовые терригенные отложения (T), 4 – пермские терригенные отложения (P), 5 – девонские карбонатно-терригенные отложения (D), 6 – силурийские терригенно-карбонатные отложения (S), 7 – ордовикские терригенно-карбонатные отложения (O), 8 - средневерхнекембрийские карбонатно-терригенные отложения (C<sub>2-3</sub>), 9 – глинисто-кремнисто-карбонатные доманикоидные отложения куонамской свиты (C<sub>1-2kn</sub>), 10 – нижнесреднекембрийские карбонатные отложения (C<sub>1-2</sub>), 11 – соленосные толщи чарской, метежерской свит (C<sub>1-2</sub>), 12 – венд-нижнекембрийские карбонатные отложения (V<sub>2</sub>-C<sub>1</sub>), 13 – вендские терригенные отложения (V<sub>1-2</sub>), 14 – рифейские карбонатно-терригенные отложения (R), 15 – архейский кристаллический фундамент (AR), 16 – трапповые тела, долериты, 17 – опорные отражающие горизонты, 18 – разрывные нарушения.



**Рис. 3. Выкопировка из тектонической карты нефтегазоносных провинций Сибирской платформы (СНИИГГиМС, 2012 г.) и схема фациального районирования отложений нижнего-среднего кембрия некомпенсированного типа разреза (по материалам СНИИГГиМС)**

1 – границы фациальных регионов; 2 – границы районов; 3 – границы областей; 4 – скважины; 5 – обнажения; 6 – территория исследования, 7 – зона развития рифогенных образований ранне-среднекембрийского возраста на тектонической карте.

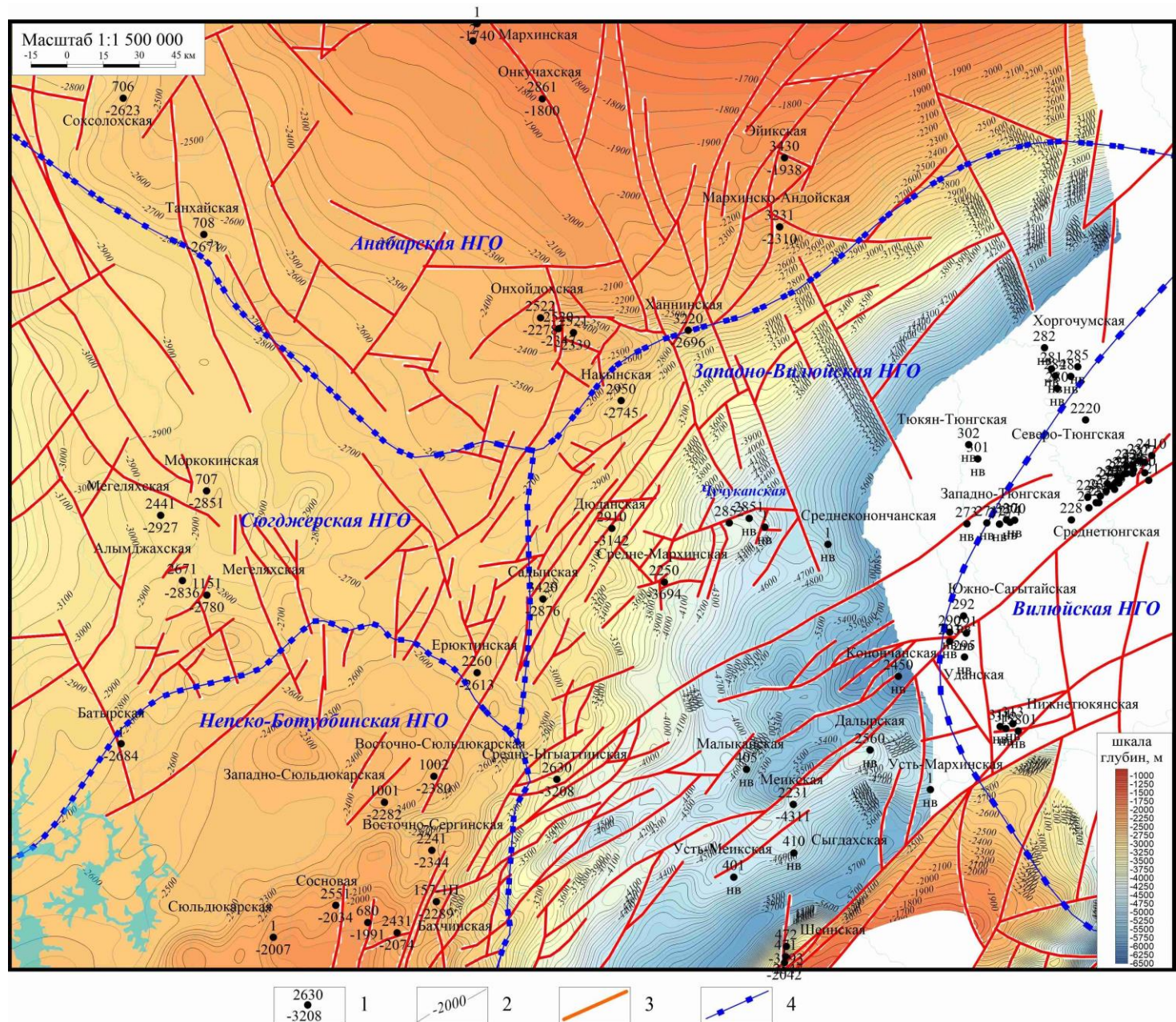


Рис. 4. Структурная карта по кровле терригенных отложений венда (отражающий горизонт «КВ»)

1 – скважина, номер, абсолютная отметка кровли терригенных отложений венда, м; 2 – изогипсы кровли терригенных отложений венда, м; 3 – разрывные нарушения; 4 – границы НГО.

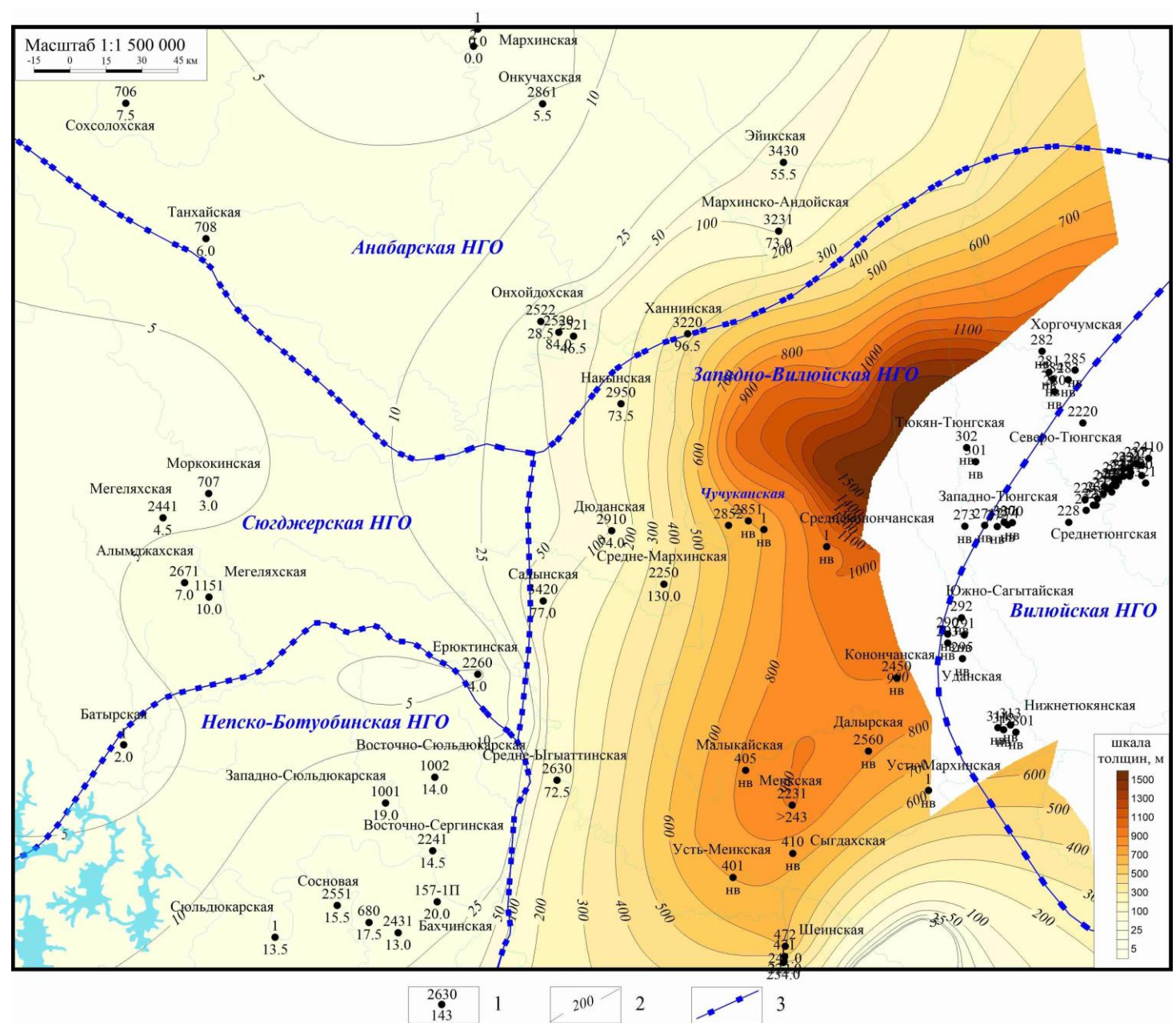


Рис. 5. Карта изопахит терригенных отложений венда и верхнего рифея

1 – скважина, номер, толщина, м; 2 – изопахиты, м; 3 – границы НГО.

Чтобы оконтурить территорию распространения перечисленных НГК, выполнено картирование мощностей непроницаемых частей разреза, к которым относятся галогенные отложения юрегинской (усольской), толбачанской, чарской и метегерской свит. Картировались суммарные толщины пластов каменной соли в объеме свит. При выделении пластов каменной соли в разрезах использовались кривые радиоактивного каротажа – ГК и НГК, акустического каротажа – АК и записи каверномера.

Зоны замещения соленосных отложений юрегинской и толбачанской свит находятся на северо-восточном замыкании НБА (рис. 6), при этом отмечается замещение соленосных отложений снизу-вверх, то есть сначала замещаются соленосные отложения в нижних частях свит, затем в верхних – расширение соленосного бассейна.

Зоны замещения соленосных отложений чарской и метегерской свит находятся в центральной части участка на границе Сюгджерской седловины и Анабарского свода (см. рис. 6), далее на северо-восток происходит замещение эвапоритовых отложений на рифогенные и барово-рифовые отложения окраин карбонатных платформ и далее отложения открытого бассейна. Так же отмечается замещение соленосных отложений снизу-вверх, то есть сначала замещаются соленосные отложения в нижних частях свит, затем - в верхних.

По результатам глубокого бурения установлены многочисленные нефтегазопроявления в виде непромышленных притоков нефти, нефтебитумонасыщенности керна.

В частности, по керну скважин нефтебитумонасыщение отложений ботуобинского горизонта установлено в Накынской скв. 2950, Дюданской скв. 2910, Меикской скв. 2231, Ханнинской скв. 3220, в скважинах Онхойдохской площади, породы горизонта уплотненные, трещиноватые, трещины с битумом.

В пределах Анабарской, Сюгджерской, Непско-Ботуобинской и Западно-Вилуйской НГО основные проявления нафтидов связаны с венд-кембрийскими отложениями. Отдельные проявления установлены в верхнекембрийских и ордовикских отложениях в скв. Среднемархинской 2250.

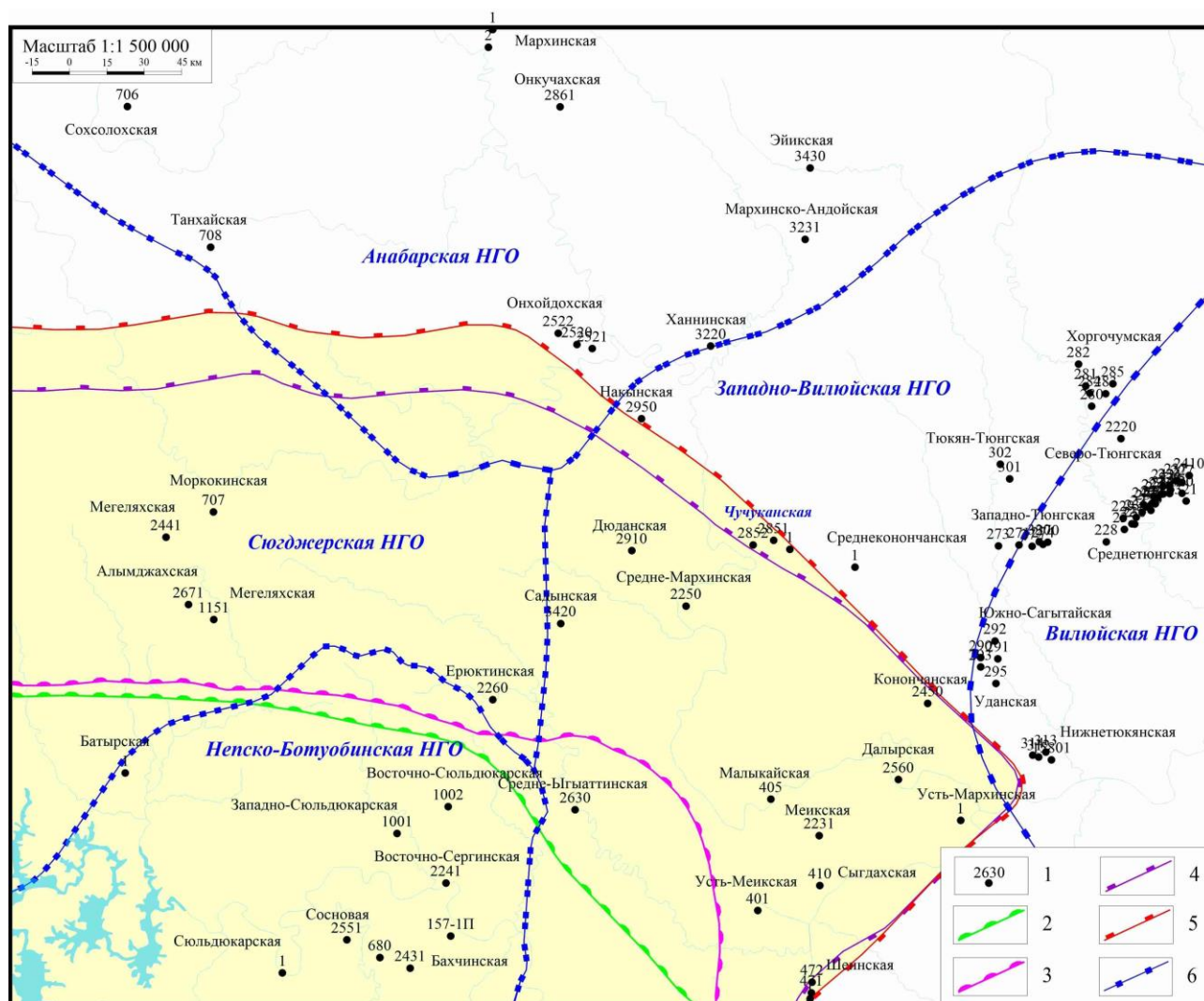
На северной границе с территорией исследования на южном склоне Анабарской антеклизы, на северном замыкании Мархинского вала располагается крупное Силигир-Мархинское скопление битумов в отложениях силигирской свиты среднего кембрия и мархинской свиты верхнего кембрия.

В пределах Вилуйской синеклизы и прилегающих территориях, наряду с выявленными и разведанными газовыми залежами, установлены многочисленные проявления жидкой нефти в отложениях юрского, триасового и пермского возрастов.

На юго-восточном склоне Анабарской антеклизы обнаружено при проведении колонкового бурения Верхнечимидикенское битумное поле. Залежь асфальтов – асфальтитов



приурочена к нижнеюрским песчаникам, трансгрессивно залегающих на эрозионной поверхности среднекембрийских известняков.



**Рис. 6. Карта распространения соленосных толщ (пластов каменной соли) в разрезе юрегинской, толбачанской, чарской и метегерской свит**

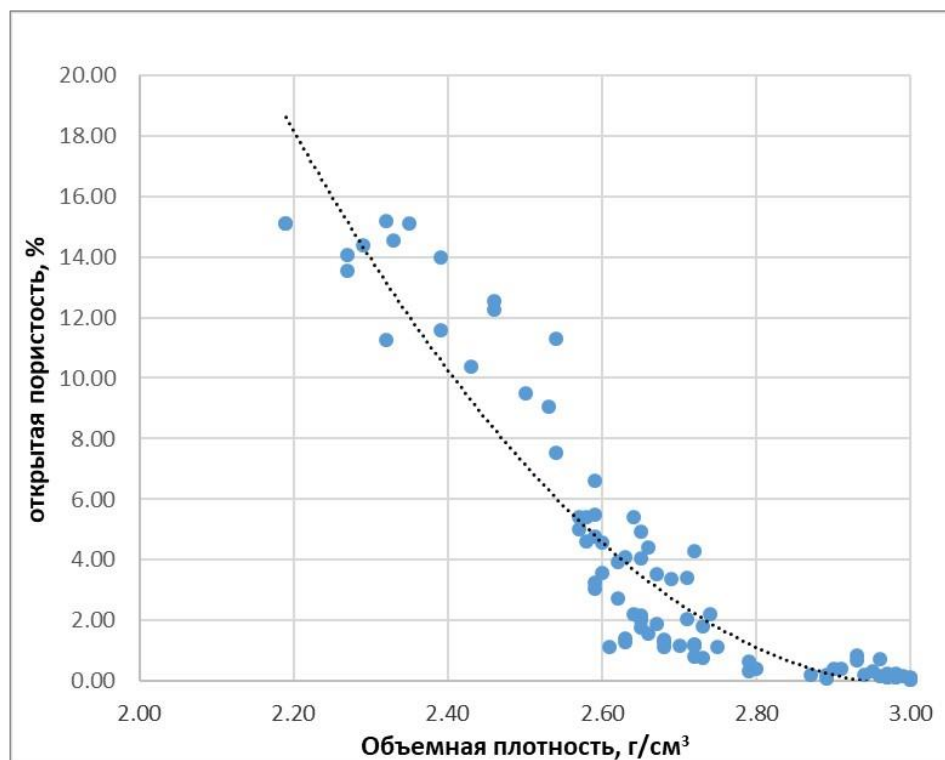
1 – скважина, номер; границы распространения соленосных толщ: 2 – юрегинской свиты; 3 – толбачанской свиты; 4 – чарской свиты; 5 – метегерской свиты; 6 – границы НГО.

### Оценка качества глинистых покрышек

Детальные исследования физических свойств глинистых пород (аргиллитов) по различным нефтегазоносным провинциям показали, что существует достаточно четкая зависимость между пористостью глинистых пород, уменьшающейся с глубиной, плотностью глинистых пород, растущей по мере погружения, и их способностью к растрескиванию [Лебедев, Аристова, Бро, 1976; Лебедев, 1992].

На рис. 7 представлена зависимость между открытой пористостью и плотностью аргиллитов по образцам керна из скважин территории исследования. С плотностью глинистых пород тесно связана и их способность к растрескиванию – чем плотнее порода, тем менее она

пластична, тем вероятнее образование в ней трещин в ходе деформации, которые могут сохраняться открытыми или заполняться хемогенными минералами.

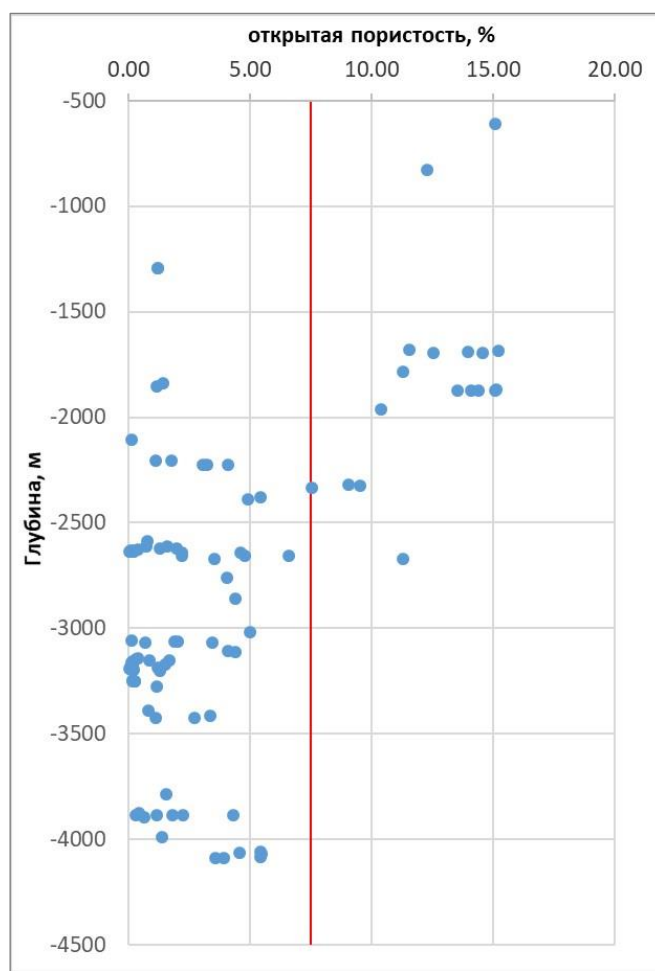


**Рис. 7. График зависимости между открытой пористостью и плотностью аргиллитов по образцам из скважин территории исследования**

Ход уплотнения глинистых пород в конкретных геологических условиях строго определяется глубинами максимального погружения – главное значение имеют горное давление и динамика оттока поровых вод. Наличие относительно непроницаемых (соли) или слабопроницаемых (мощные глинистые толщи) покрышек и даже скорость погружения толщ более существенны, чем длительность их пребывания в зоне максимальных глубин. С ростом глубины и температуры в недрах значительно ухудшаются изолирующие свойства глинистых покрышек и, как следствие, ухудшаются коллекторские свойства пород, увеличивается вертикальная подвижность углеводородов (УВ).

Установлена вертикальная зональность распределения экранирующих свойств глинистых покрышек. В интервале значений открытой пористости менее 7,5% глинистые породы уплотнены и аргиллитоподобны [Лебедев, 1992]. В них резко возрастает густота субвертикальных микротрещин. Отложения относятся к зоне сильного уплотнения – глинистые покрышки низкого качества и неспособны удерживать скопления УВ.

На рис. 8 представлена зависимость между открытой пористостью и глубиной погружения аргиллитов по образцам керна из скважин территории исследования.



**Рис. 8. График зависимости между открытой пористостью и глубиной погружения аргиллитов по образцам из скважин территории исследования**

Пористость аргиллитов рифея изменяется от 1,2 до 1,7% (Накынская скв. 2950), аргиллитов терригенного венда от 0,14 до 6,6% (среднее 2,42%), плотность - Уот 2,57 г/см<sup>3</sup> до 2,98 г/см<sup>3</sup> (среднее 2,70 г/см<sup>3</sup>). Аргиллиты ботубинского горизонта бюксской свиты характеризуются пористостью 0,41-1,99% и плотностью 2,65-2,91 г/см<sup>3</sup>. В карбонатном комплексе венда-нижнего кембрия и соленосно-карбонатном комплексе нижнего кембрия глинистые покрывки также низкого качества (табл. 1).

Глинистые покрывки отложений рифея, венда, нижнего кембрия низкого качества и неспособны удерживать скопления УВ, эффективные покрывки в этой части разреза представлены только соленосными отложениями нижнего кембрия.

Второй уровень эффективных флюидоупоров в венд-кембрийском разрезе территории связан с карбонатно-глинистыми отложениями верхоленской серии средне-верхнекембрийского возраста (до глубин 2700 м) – бордонская, мархинская свиты. Пористость аргиллитов бордонской свиты на Усть-Меикской площади на глубинах 2320,3-2336,3 м изменяется от 7,53 до 9,51% (среднее 8,7%), аргиллитов мархинской свиты верхнего кембрия на Танхайской площади на глубинах 610-827 м - от 12,26 до 15,09% (среднее 13,68%).

Таблица 1

## Открытая пористость и плотность аргиллитов по образцам керна из скважин территории исследования

Отложения	Площадь	Интервал глубин, м	Кол-во обр.	Пористость откр., % интервал среднее	Плотность, г/см <sup>3</sup> интервал среднее
Терригенный рифей	Накынская	3150-3203	4	<u>1,20-1,70</u> 1,42	
Терригенный венд	Восточно-Сюльдюкарская	2670,5	1	11,27	2,32
	Дюданская	3415	1	3,37	2,69
	Накынская	3063,55-3112	6	<u>0,7-4,4</u> 2,76	<u>2,67-2,93</u> 2,76
	Онкучахская	2106	1	0,14	2,98
	Онхойдохская	2656-2657,3	2	<u>2,18-6,6</u> 4,39	<u>2,59-2,65</u> 2,62
	Садынская	3142,4	1	0,40	2,80
	Средне-Мархинская	3883,8-3989,5	7	<u>0,32-4,29</u> 1,68	<u>2,68-2,79</u> 2,73
	Средне-Ыгыаттинская	3391,1-3426,7	3	<u>0,80-2,73</u> 1,55	<u>2,61-2,72</u> 2,65
	Сюльдюкарская	2204,1	1	1,75	2,65
	Ханнинская	3016,5	1	5,01	2,57
	Эйикская	2225,15-2225,85	3	<u>3,06-4,09</u> 3,46	<u>2,59-2,63</u> 2,60
		<b>Все площади</b>	<b>2106-3989,5</b>	<b>26</b>	<b><u>0,14-6,60</u></b> <b>2,42</b>
V <sub>2</sub> bks(bt)	Онхойдохская	2619,8-2620,3	2	<u>1,28-1,99</u> 1,64	<u>2,65-2,68</u> 2,67
	Средне-Мархинская	3877,2	1	0,41	2,91
	<b>Все площади</b>	<b>2619,2-3877,2</b>	<b>3</b>	<b><u>0,41-1,99</u></b> <b>1,23</b>	<b><u>2,65-2,91</u></b> <b>2,75</b>
V <sub>2</sub> bks	Восточно-Сюльдюкарская	2624,5-2636,4	6	<u>0,05-0,40</u> 0,18	<u>2,89-3,00</u> 2,96
	Мегеляхская	3059,4-3181,7	9	<u>0,08-0,86</u> 0,23	<u>2,89-3,00</u> 2,96
	Онхойдохская	2613,4-2643,3	3	<u>0,74-4,63</u> 2,52	<u>2,58-2,96</u> 2,73
	Средне-Мархинская	3788,45	1	1,55	2,66
	Танхайская	3189,4-3250,8	6	<u>0,03-0,26</u> 0,18	<u>2,87-3,00</u> 2,96
	Ханнинская	2758,7	1	4,06	2,65
	<b>Все площади</b>	<b>2613,4-3788,45</b>	<b>26</b>	<b><u>0,03-4,63</u></b> <b>0,67</b>	<b><u>2,58-3,00</u></b> <b>2,91</b>
V <sub>2</sub> usp	Ханнинская	2654,15	1	4,77	2,59
V <sub>2</sub> -Є <sub>1</sub> jur	Восточно-Сюльдюкарская	2206,4	1	1,12	2,75
	Садынская	2614,0	1	1,60	
	Средне-Ыгыаттинская	2861,2	1	4,41	2,66
	<b>Все площади</b>	<b>2206,4-2861,2</b>	<b>3</b>	<b><u>1,12-4,41</u></b> <b>2,38</b>	<b><u>2,66-2,75</u></b> <b>2,71</b>
Є <sub>1</sub> bl	Мегеляхская	2587,93	1	0,76	2,73
	Отулахская	1840,1-1852,26	2	<u>1,15-1,40</u> 1,28	<u>2,63-2,70</u> 2,67
	<b>Все площади</b>	<b>1840,1-2587,93</b>	<b>3</b>	<b><u>0,76-1,40</u></b> <b>1,10</b>	<b><u>2,63-2,73</u></b> <b>2,69</b>
Є <sub>1</sub> sg	Средне-Ыгыаттинская	2673,25	1	3,52	2,67
Є <sub>1</sub> tb	Средне-Ыгыаттинская	2377,25	1	5,42	2,64
Є <sub>1</sub> cr	Малькайская	3276,1	1	1,15	2,72
Є <sub>2</sub> br	Усть-Меикская	2320,3-2336,3	3	<u>7,53-9,51</u> 8,7	<u>2,50-2,54</u> 2,52
Є <sub>3</sub> mr	Танхайская	610,0-827,0	2	<u>12,26-15,09</u> 13,68	<u>2,35-2,46</u> 2,41
D <sub>3</sub> vl	Южно-Сагытайская	1961,3	1	10,37	2,43
T <sub>2</sub> -3tl	Хоргочумская	1680,55-1874,0	11	<u>11,3-15,2</u> 13,76	<u>2,19-2,54</u> 2,33

- цветом выделены интервалы, где отмечаются эффективные глинистые покрывки.

В Вилуйской синеклизе и на Хоргочумской моноклинали эффективные покрышки отмечаются в отложениях девона, перми, триаса (см. табл. 1).

### **Перспективы нефтегазоносности**

Нефтегазоносность вендского терригенного и карбонатного венд-кембрийского НГК связана с генерацией УВ рифейскими и нижневендскими нефтегазоматеринскими отложениями в процессе фанерозойских погружений на глубины главной зоны нефтеобразования и еще глубже, в самых погруженных районах синеклиз, прогибов и впадин – в главную зону газообразования.

Важным фактором, повлиявшим на нефтегазоносность вендского терригенного и карбонатного венд-кембрийского НГК, является древний возраст большинства открытых месторождений и прогнозируемых залежей, что предъявляет повышенные требования к флюидоупорам, необходимым для сохранения залежей нефти и газа от рассеяния на протяжении длительного времени их существования.

Выполненный анализ физических свойств глинистых пород показал, что глинистые покрышки отложений рифея, венда, нижнего кембрия низкого качества и неспособны удерживать скопления УВ, эффективные покрышки в этой части разреза представлены только соленосными отложениями нижнего кембрия.

Второй уровень эффективных флюидоупоров в венд-кембрийском разрезе территории связан с карбонатно-глинистыми отложениями верхоленской серии средне-верхнекембрийского возраста (до глубин 2500 м) – бордонская, мархинская свиты.

Анализ выполненных геологоразведочных работ в пределах Сибирской платформы показывает, что многие древние палеозоны нефтегазонакопления связаны с зонами выклинивания терригенных горизонтов: талахского, харыстанского (аналог хамакинского), улаханского, ботубинского.

Перспективы нефтегазоносности карбонатных горизонтов (юрхского, осинского) и межсолевых горизонтов в значительной степени определяются интенсивностью подтока УВ из подстилающих терригенных резервуаров. На месторождениях Сибирской платформы многие дизъюнктивы создавали пути для вертикальных перетоков нефти и газа, формируя тем самым многопластовые месторождения.

Учитывая структурные особенности территории, наличие пластов песчаников, в зонах выклинивания терригенных горизонтов (ботубинского, талахского) формировались литологически и тектонически экранированные залежи УВ. В настоящее время талахский, ботубинский горизонты характеризуются остаточной нефтегазоносностью (изучение кернового материала, материалы ГИС) и из-за отсутствия эффективных флюидоупоров, но в контурах этих

ловушек представляют интерес подсолевые отложения под соленосными покрывками чарской и метегерской свит, так как перспективы нефтегазоносности подсолевых и межсолевых горизонтов определяются вертикальной миграцией УВ из подстилающих терригенных резервуаров.

По итогам интерпретации материалов сейсморазведки МОГТ 2D и ГИС и данным бурения глубоких скважин, опробований и испытаний скважин в пределах участка работ, а также карт развития пород-коллекторов и покрывок выделены перспективные объекты (рис. 9).

Намечена зона выклинивания нижневендских терригенных отложений. Комплекс увеличивается в мощностях по направлению к Вилуйской синеклизе. Здесь же установлено появление рифейских отложений, толщины которых возрастают в направлении синеклизы. В терригенных пластах вендского комплекса во многих скважинах установлены нефтебитумопроявления.

На карту перспективных объектов (см рис. 9) в пределах Анабарской, Сюгджерской, Непско-Ботубинской и Западно-Вилуйской НГО вынесены ловушки в терригенных (талахском, улаханском, ботубинском) и в карбонатных (юряхском (Б3-5), осинском (Б2)) горизонтах, а также в подсолевых отложениях чарской и метегерской свит.

Основные перспективы нефтегазоносности района исследований в пределах Анабарской, Сюгджерской, Непско-Ботубинской и Западно-Вилуйской НГО связаны с карбонатными подсолевыми отложениями осинского и юряхского горизонтов, межсолевыми и подсолевыми карбонатными отложениями олекминской, чарской и ичерской, метегерской свит.

Структурная поверхность по подошве эффективной покрывки (подошвы нижних соленосных пачек юрегинской, толбачанской, чарской и метегерской свит, в зоне развития рифогенных отложений нижнего-среднего кембрия подошва карбонатно-глинистых отложений верхоленской серии средне-верхнекембрийского возраста, в глубоководной части бассейна подошва кремнисто-карбонатно-глинистой доманикоидной куонамской свиты) хорошо демонстрирует механизм формирования крупного Силигир-Мархинского скопления битумов в отложениях силигирской свиты среднего кембрия и мархинской свиты верхнего кембрия на северном замыкании Мархинского вала, именно туда направлены региональный подъем поверхности подошвы эффективной покрывки в венд-кембрийском карбонатном разрезе и миграционные потоки УВ (рис. 10).

Перспективы нефтегазоносности рифогенных отложений нижнего-среднего кембрия связаны с положительными структурными осложнениями по поверхности подошвы эффективной покрывки в венд-кембрийском карбонатном разрезе – подошва карбонатно-глинистых отложений верхоленской серии средне-верхнекембрийского возраста.

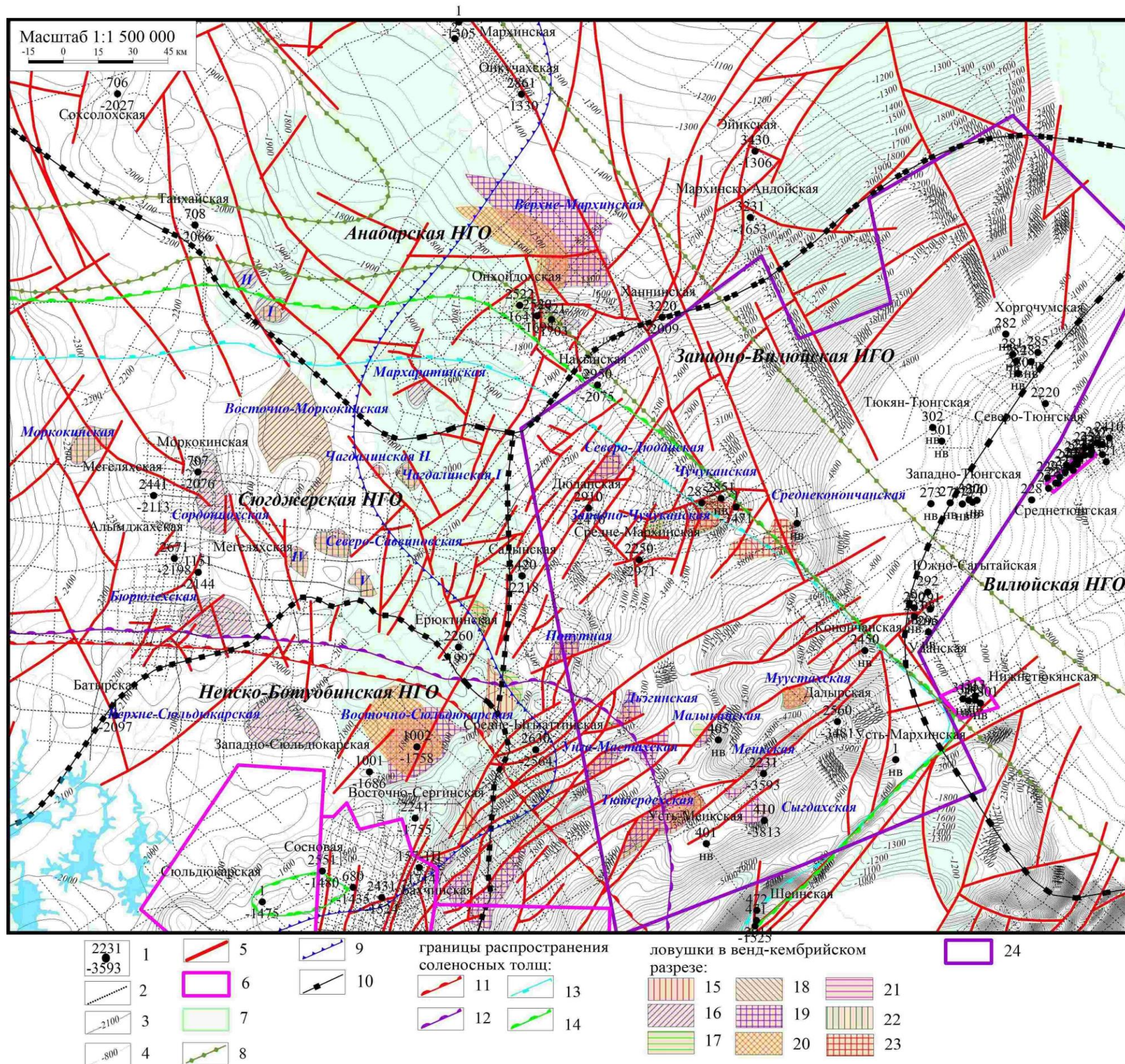


Рис. 9. Карта перспектив нефтегазоносности территории исследования

1 – скважина, номер, абсолютная отметка кровли билирской свиты, м; 2 – сейсмические профили МОГТ, 3 – изогипсы кровли билирской свиты, м; 4 – изогипсы подошвы триасовых отложений, м; 5 – разрывные нарушения; 6 – участки распределенного фонда недр; 7 – природоохранные зоны; 8 – зона развития рифогенных образований ранне-среднекембрийского комплекса; 9 – граница развития ботубобинского горизонта; 10 – границы НГО; границы распространения соленосных толщ: 11 – юрегинской свиты; 12 – толбачанской свиты; 13 – чарской свиты; 14 – метегерской свиты; ловушки в венд-кембрийском разрезе: 15 – в талахском горизонте; 16 – в улаханском горизонте; 17 – в ботубобинском горизонте; 18 – в пласте Б<sub>5</sub> юряжского горизонта; 19 – в пластах Б<sub>3-4</sub> юряжского горизонта; 20 – в пласте Б<sub>2</sub> осинского горизонта; 21 – в подсолевой части чарской свиты и олекминской свите; 22 – в подсолевой части метегерской свиты и ичерской свите; 23 – в рифогенной толще; 24 – контур участка для постановки рекомендуемых региональных сейсморазведочных работ МОГТ 2D.

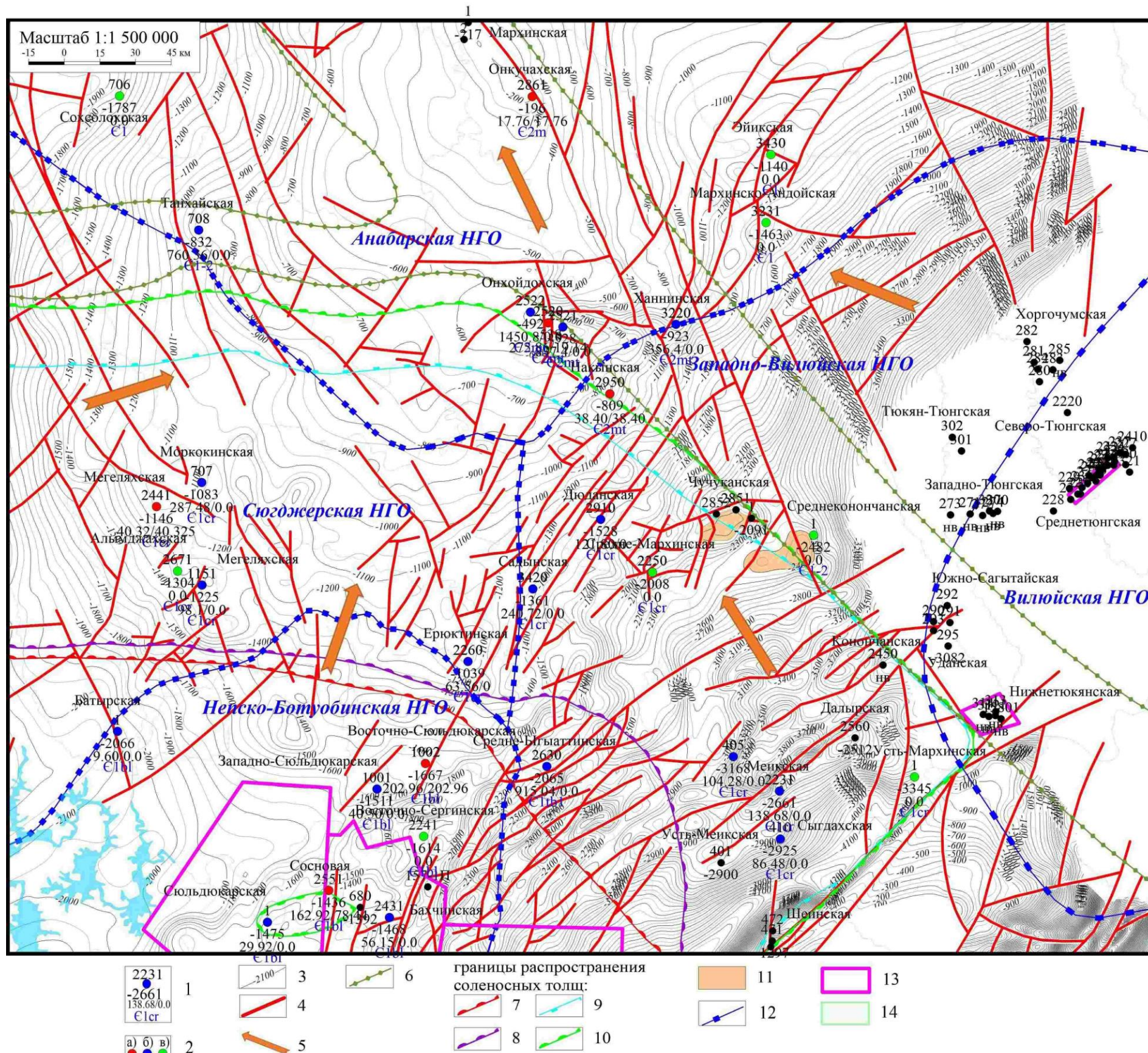


Рис. 10. Структурная карта по подошве эффективной покрывки в венд-кембрийском карбонатном разрезе

1 – скважина, номер, абсолютная отметка подошвы эффективной покрывки, м, эффективная емкость коллекторов / нефтегазонасыщенная емкость коллекторов, горизонт под эффективной покрывкой; 2 – скважины: а) горизонт нефтегазонасыщен по ГИС, б) горизонт водонасыщен по ГИС, в) неколлектор по ГИС; 3 – изогипсы подошвы эффективной покрывки, м (соленосные отложения кембрия, карбонатно-терригенные среднего и верхнего кембрия, куонамская свита ранне-среднекембрийского возраста); 4 – разрывные нарушения; 5 – направление миграционных потоков УВ; 6 – зона развития рифогенных образований ранне-среднекембрийского комплекса; границы распространения соленосных толщ: 7 – юрегинской свиты; 8 – толбачанской свиты; 9 – чарской свиты; 10 – метегерской свиты; 11 – перспективные ловушки; 12 – границы НГО; 13 – участки распределенного фонда недр; 14 – природоохранные зоны.



### Заклучение

Проведенное в работе на основе анализа и обобщения большого объема материалов бурения, сейсмических работ и аналитических исследований изучение геологического строения и нефтегазоносности вендского терригенного и карбонатного венд-кембрийского НГК позволило сформулировать ряд важных выводов, а также наметить основные направления дальнейших нефтегазопоисковых работ.

1. Рекомендуется проведение региональных сейсморазведочных работ МОГТ 2D в пределах Ыгыаттинской впадины и Хоргочумской моноклинали (см. рис. 9). Предлагаемыми работами будут уточнены: положение карбонатного рифогенного барьера нижне-среднекембрийского возраста, разделяющего крупную солеродную область в южной части Сибирской платформы от морского бассейна в ее северной части; область развития соленосных отложений нижнего и среднего кембрия; положение границ выклинивания пермских и триасовых терригенных отложений.

2. В пределах Сюгджерской и северной части Непско-Ботуобинской НГО поиск ловушек, связанных с песчаниками улаханского горизонта.

3. В пределах Анабарской, Сюгджерской, Непско-Ботуобинской и Западно-Вилуйской НГО поиск ловушек в подсолевых и межсолевых карбонатных отложениях – билирской, юряхской, толбачанской, чарской, метегерской свит, в районах, где развиты соленосные отложения.

4. В пределах развития рифогенного комплекса нижне-среднекембрийского возраста поиск положительных структурных осложнений по поверхности подошвы эффективной покрышки (подошва карбонатно-глинистых отложений верхоленской серии средне-верхнекембрийского возраста).

5. В пределах Хоргочумской моноклинали картирование зон выклинивания терригенных отложений перми и триаса, с которыми связываются неантиклинальные, литологически и тектонически-экранированные ловушки с нефтяным насыщением.

### Литература

*Лебедев Б.А.* Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. - Л.: Недра, 1992. - 239 с.

*Лебедев Б.А., Аристова Г.Б., Бро Е.Г.* Влияние эпигенетических процессов на параметры коллекторов и покрышек в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Труды ВНИГРИ. - 1976. - Вып. 361. - 132 с.

*Мельников Н.В.* Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). - Новосибирск: Издательство СО РАН, 2009. -148 с.

**Khabarov A.N.**

A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute (VSEGEI), St. Petersburg, Russia,  
Andrey\_Habarov@vsegei.ru

## **GEOLOGICAL STRUCTURES FEATURES AND PETROLEUM PERSPECTIVES RESOURCES OF THE JUNCTION ZONE OF ANABAR - NEPA-BOTUOBA ANTECLISE AND VILYUY SYNECLYSE**

*In conformity with modern methodological techniques, a comprehensive generalization of geological and geophysical information with the interpretation of seismic data, deep drilling and geophysical research of wells in the poorly studied area of the Siberian Platform was performed. Based on the materials of geophysical studies of wells and petrophysical studies, the quality of reservoirs and seals of petroleum bearing section has been evaluated.*

*Regional geological models of the Vendian terrigenous and carbonate Vendian-Cambrian petroleum bearing sections are presented, and the prospects of oil and gas potential of local uplifts and promising traps on the junction of the Anabar - Nepa-Botuoba anteklise and Vilyuy syneklise are estimated.*

**Keywords:** *Vendian terrigenous petroleum bearing section, carbonate Vendian-Cambrian petroleum bearing section, seal quality assessment, promising trap, prospects of oil and gas potential, Siberian platform.*

### **References**

Lebedev B.A. *Geokhimiya epigeneticheskikh protsessov v osadochnykh basseynakh* [Geochemistry of epigenetic processes in sedimentary basins]. Leningrad: Nedra, 1992, 239 p.

Lebedev B.A., Aristova G.B., Bro E.G. *Vliyanie epigeneticheskikh protsessov na parametry kollektorov i pokryshek v mezozoyskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoy nizmennosti* [The influence of epigenetic processes on the reservoirs and seals parameters in the Mesozoic section of the Western Siberian lowland]. Trudy VNIGRI, 1976, issue 361, 132 p.

Mel'nikov N.V. *Vend-kembriyskiy solenosnyy basseyn Sibirskoy platformy (Stratigrafiya, istoriya razvitiya)* [Vendian-Cambrian salt bearing basin of the Siberian platform (Stratigraphy, development history)]. Novosibirsk: Izdatel'stvo SO RAN, 2009, 148 p.

© Хабаров А.Н., 2020