к 115-летию
академика АН СССР и РАН
А.А. Трофимука

Всероссийская научная конференция
АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ,
ГЕОХИМИИ И ГЕОФИЗИКИ НЕФТИ И ГАЗА

и 105-летию
заслуженного деятеля науки РСФСР
В.С. Вышемирского

Оценка перспектив нефтегазоносности венд-кембрийских отложений Сюгджерской седловины, с учётом возможного влияния продуктов интрузивного траппового магматизма на структурные позиции осадочного чехла

П. А. Патрикеев, А. В. Ахияров

ФГБУ "Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт" (ФГБУ "ВНИГНИ")

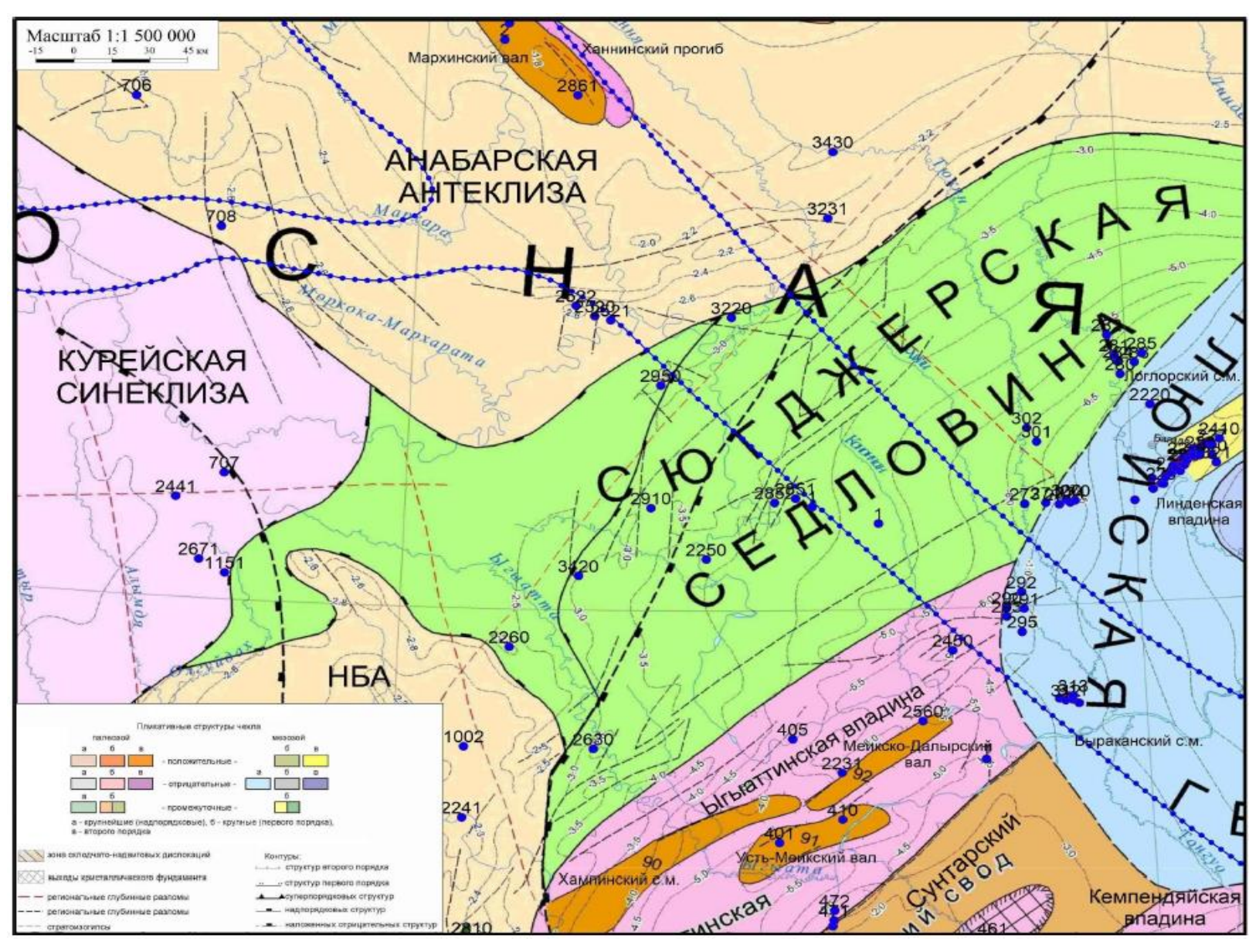


Рис. 1. Местоположение изучаемой территории в тектоническом ансамбле Сибирской платформы. Составлено по данным [1], (со ссылкой на [2]).

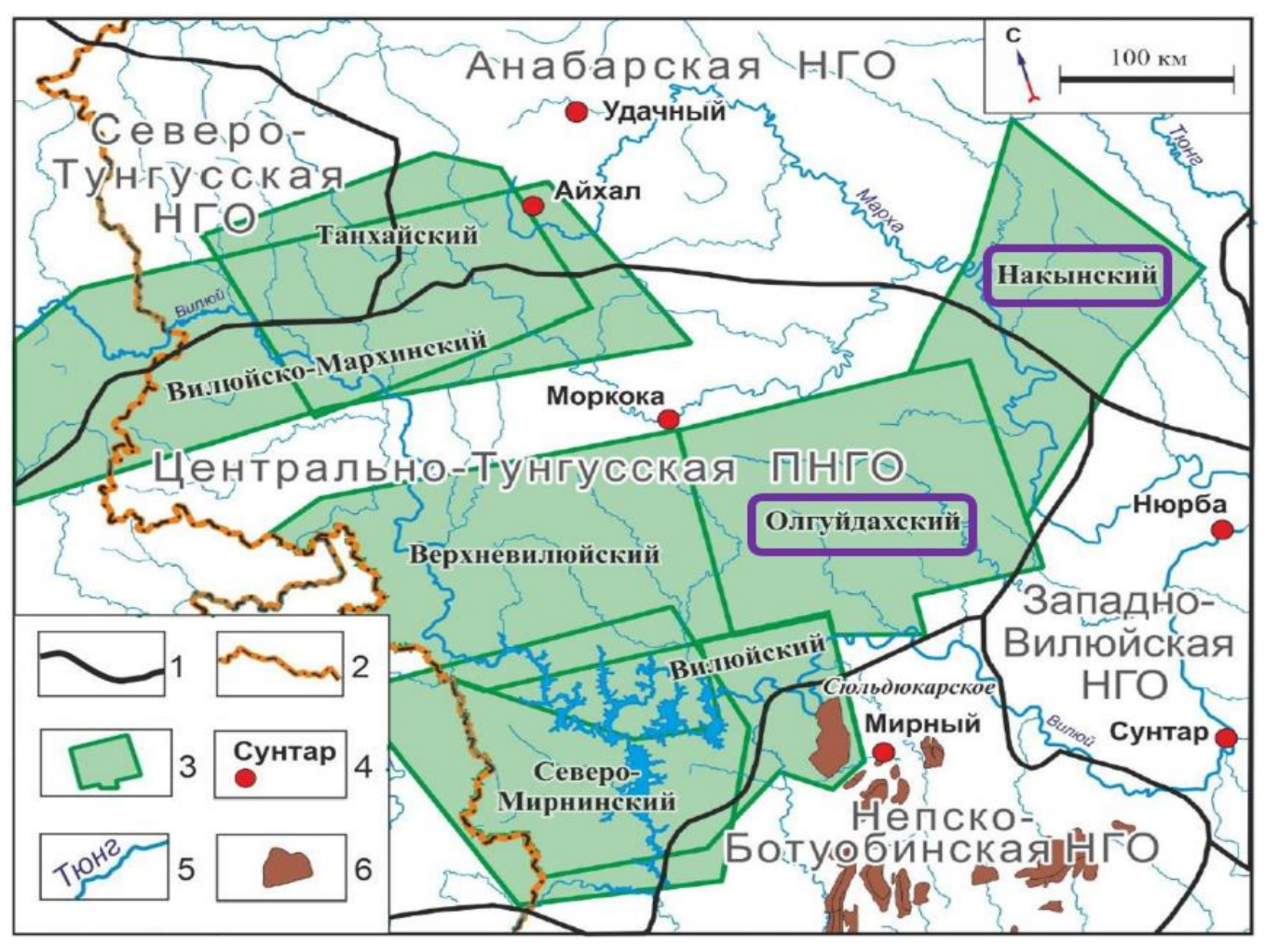


Рис. 2. Местоположение изучаемой территории в рамках границ Проектов региональных работ "Олгуйдахский" и "Накынский" [5].

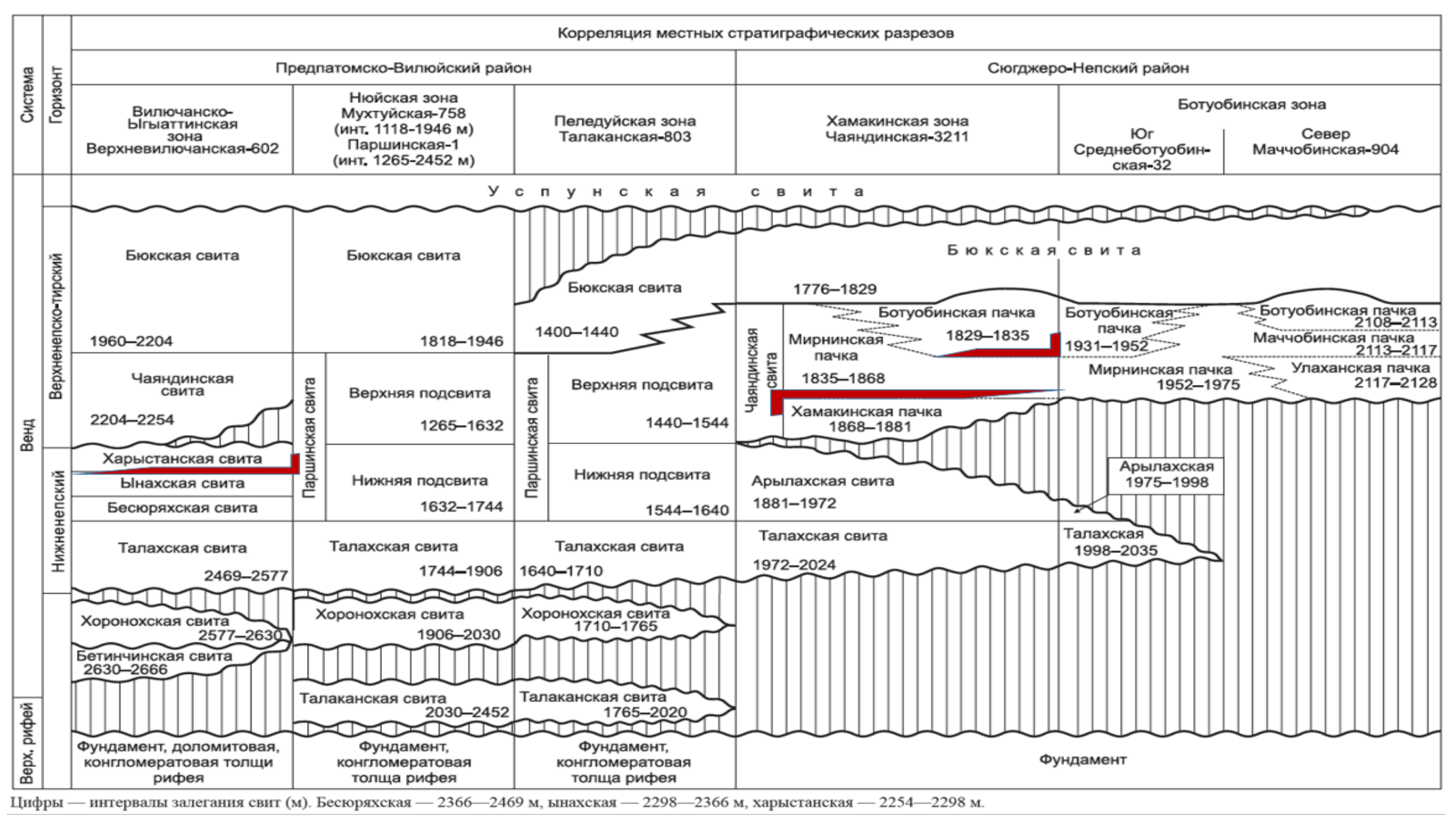


Рис. 3. Местоположение стратонов, ФЕС коллекторов которых вовлечены в исследования (V1bot и V1khar), в пространственно-временном континууме отложений венда. Сост. по данным [6].

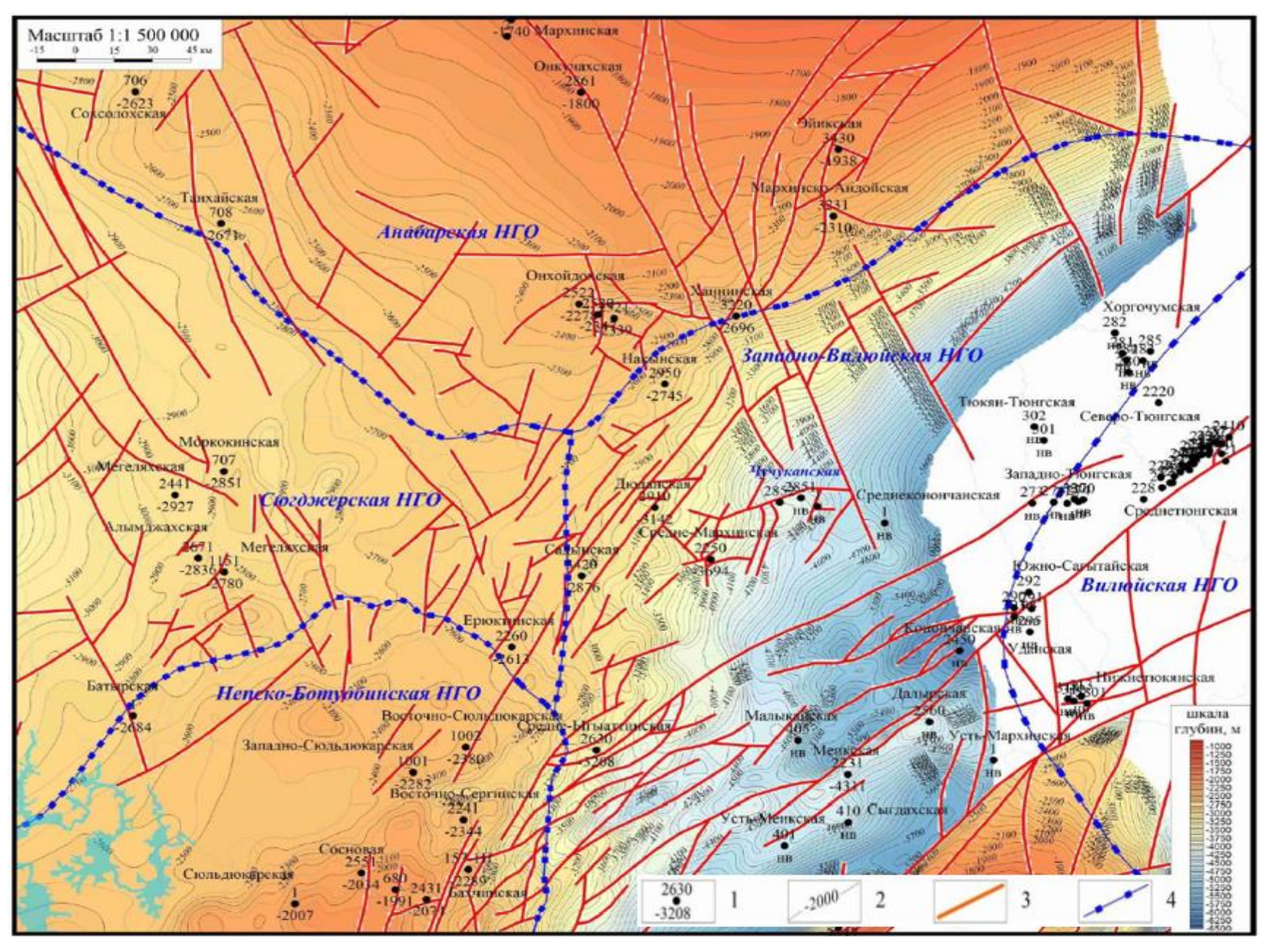


Рис. 5-А_1. Местоположение скважин, находящихся в зонах интенсивного проявления дизъюнктивных дислокаций (ИПДД), на структурной карте по кровле терригенных отложений венда (ОГ "КВ"). Составлено по данным [1].

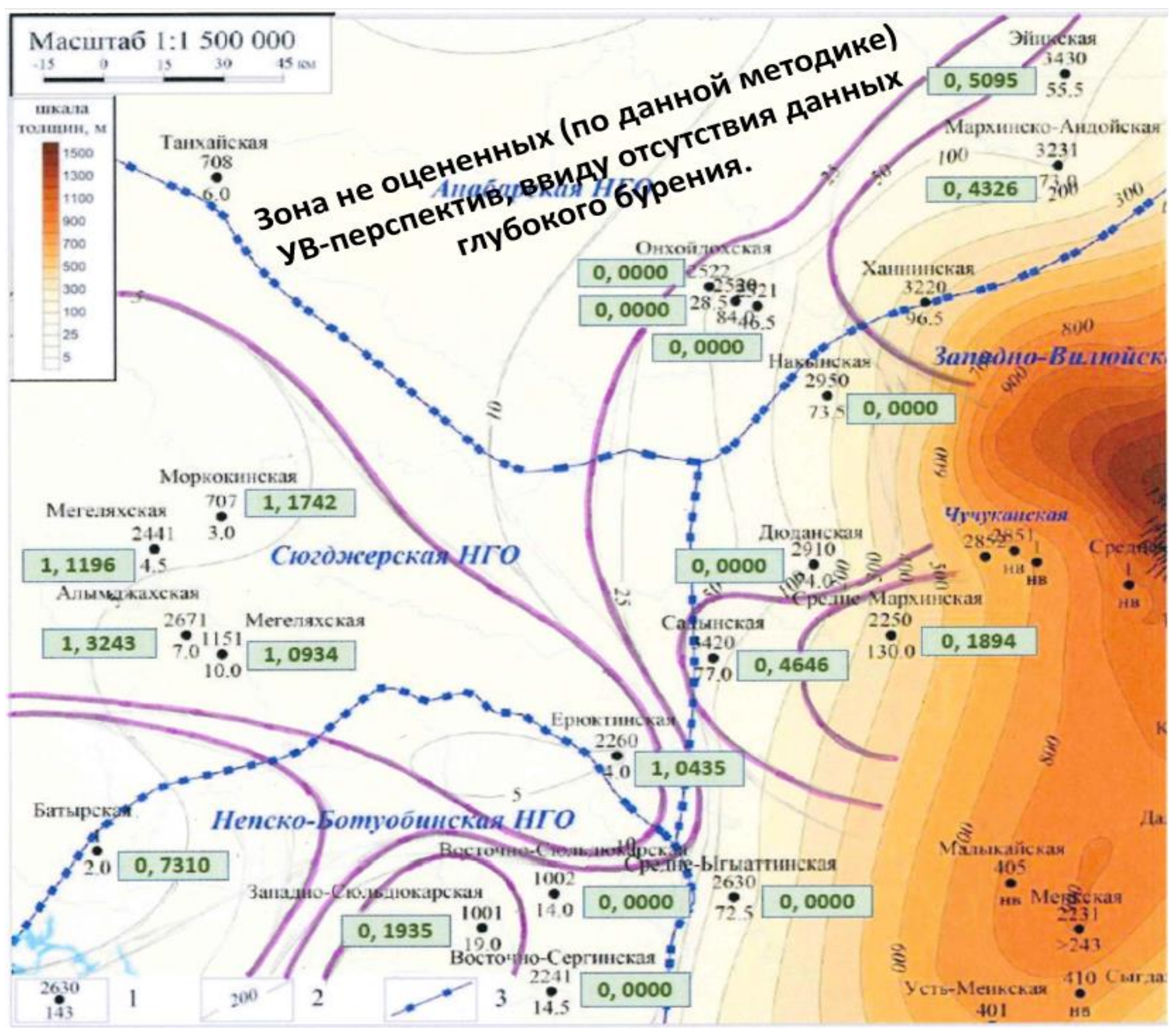


Рис. 4. **Схема районирования изучаемых отложений по принципу интрузивной неоднородности**, (выраженной через КПН_интр), совмещённая с Картой (по данным [1]) изопахит ∑hR3+V1-2.

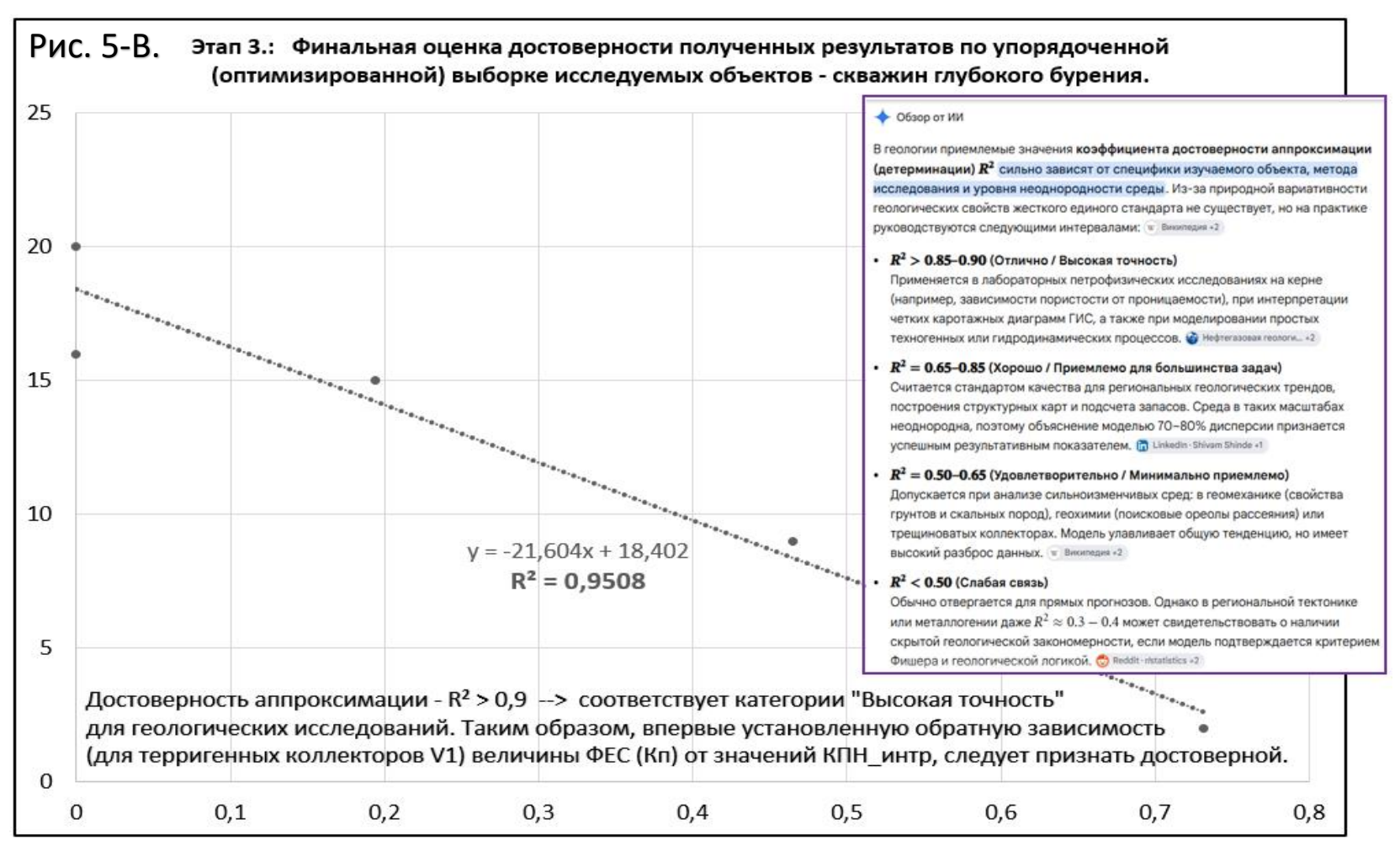


Рис. 5-В. Этап 3.: Финальная оценка достоверности полученных результатов по упорядоченной (оптимизированной) выборке исследуемых объектов - скважин глубокого бурения.

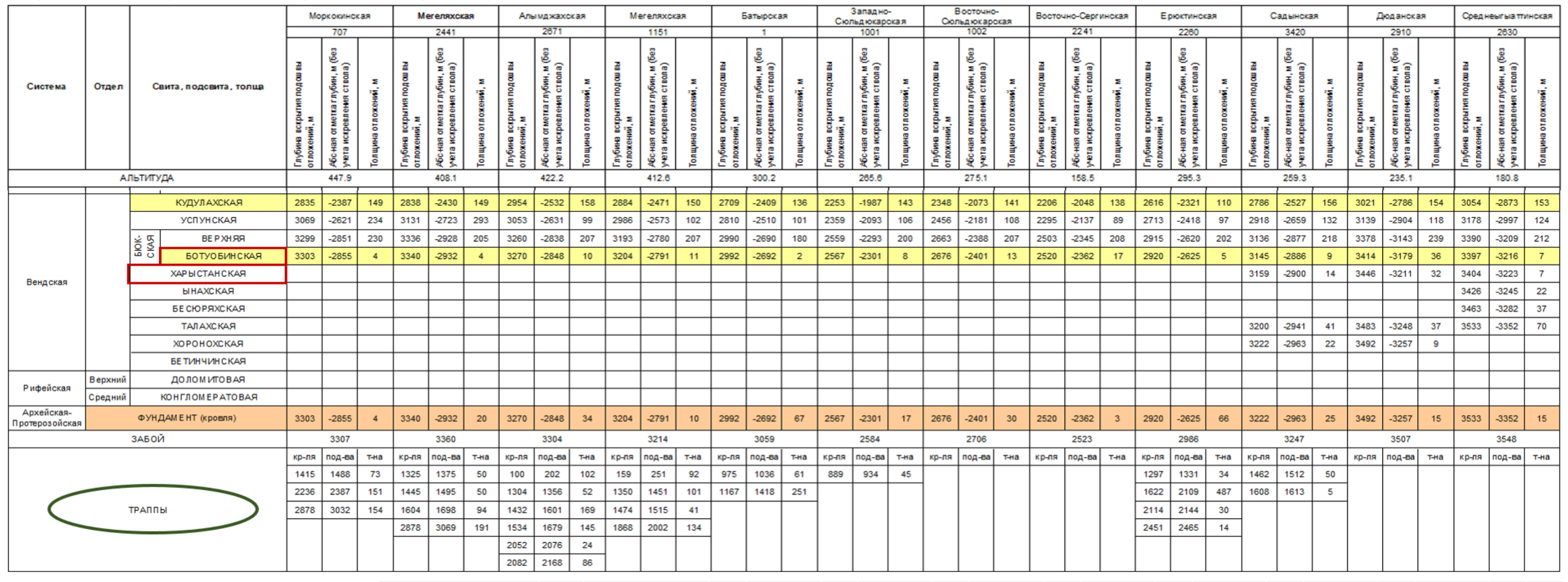
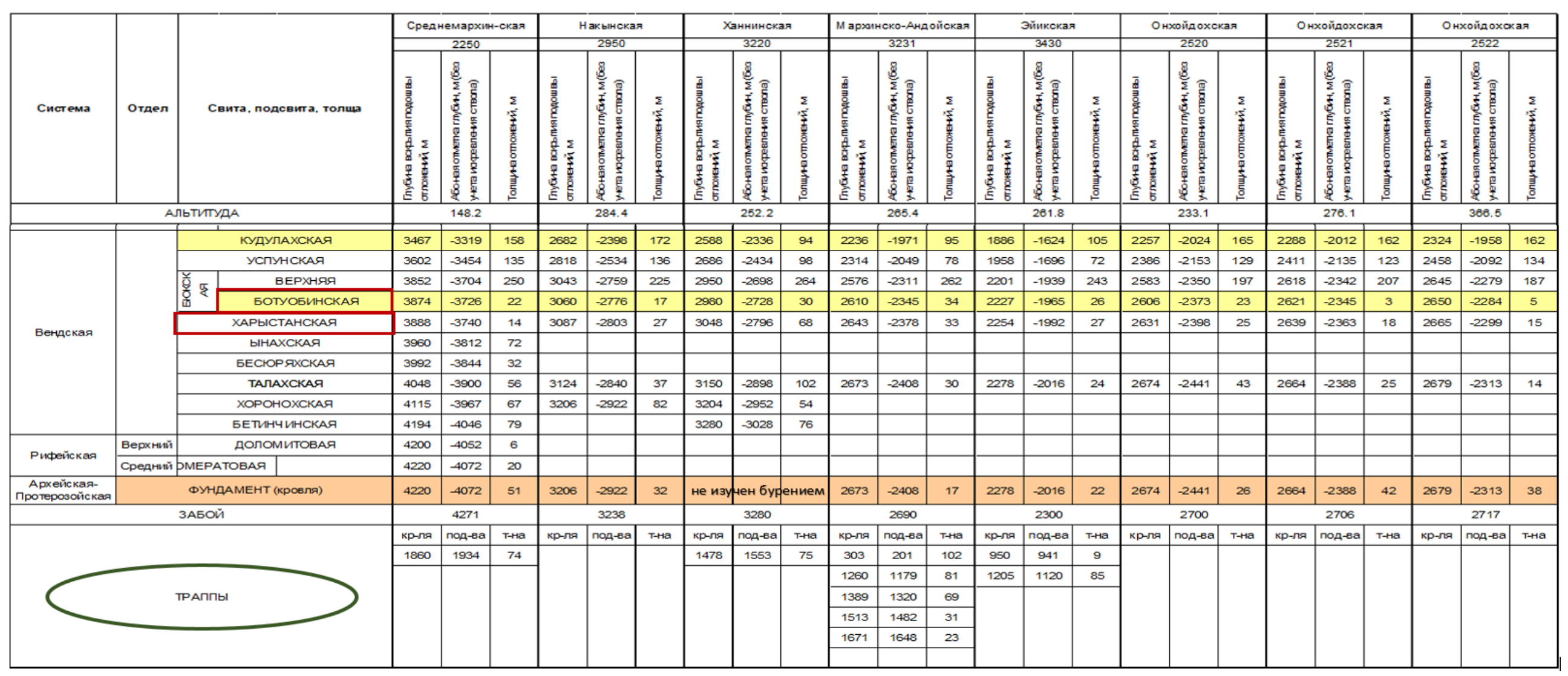
Обзор от ИИ

В геологии приемлемые значения **коэффициента достоверности аппроксимации (детерминации) R^2** сильно зависят от специфики изучаемого объекта, метода исследования и уровня неоднородности среды. Из-за природной вариативности геологических свойств жесткого единого стандарта не существует, но на практике руководствуются следующими интервалами:

- **R^2 > 0.85–0.90 (Отлично / Высокая точность)** Применяется в лабораторных петрофизических исследованиях на керне (например, зависимости пористости от проницаемости), при интерпретации четких каротажных диаграмм ГИС, а также при моделировании простых техногенных или гидродинамических процессов.
- **R^2 = 0.65–0.85 (Хорошо / Приемлемо для большинства задач)** Считается стандартом качества для региональных геологических трендов, построения структурных карт и подсчета запасов. Среда в таких масштабах неоднородна, поэтому объяснение моделью 70–80% дисперсии признается успешным результативным показателем.
- **R^2 = 0.50–0.65 (Удовлетворительно / Минимально приемлемо)** Допускается при анализе сильноизменчивых сред: в геомеханике (свойства грунтов и скальных пород), геохимии (поисковые ореолы рассеяния) или трещиноватых коллекторах. Модель улавливает общую тенденцию, но имеет высокий разброс данных.
- **R^2 < 0.50 (Слабая связь)** Обычно отвергается для прямых прогнозов. Однако в региональной тектонике или металлогении даже $R^2 \approx 0.3 - 0.4$ может свидетельствовать о наличии скрытой геологической закономерности, если модель подтверждается критерием Фишера и геологической логикой.

Достоверность аппроксимации - R^2 > 0,9 --> соответствует категории "Высокая точность" для геологических исследований. Таким образом, впервые установленную обратную зависимость (для терригенных коллекторов V1) величины ФЕС (Кп) от значений КПН_интр, следует признать достоверной.

Таблица 3. Исходные данные по интрузивным комплексам (фрагмент табл.) из фондовых материалов [3]. Подробно - см. стр. 2 сопроводительного текста.

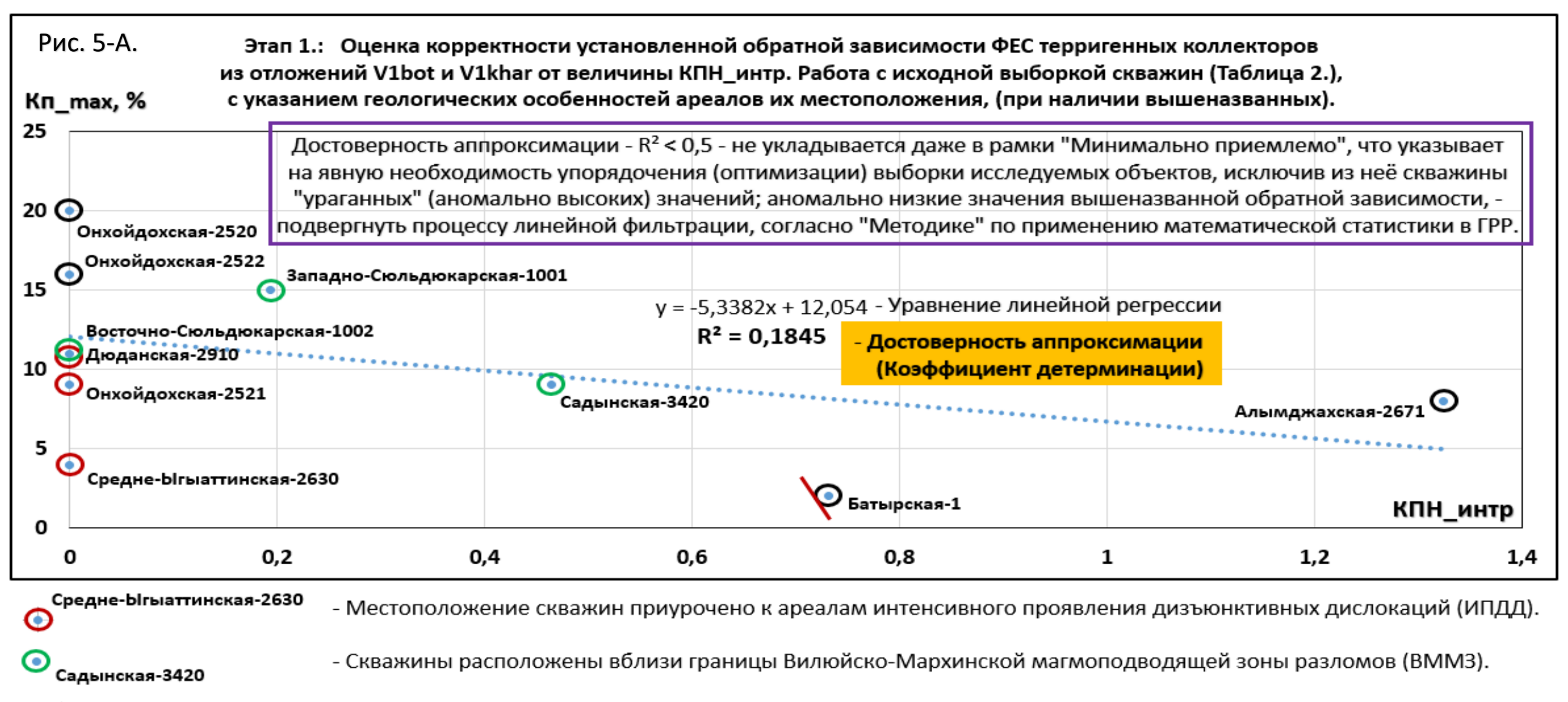


Рис. 5-А. **Этап 1.: Оценка корректности установленной обратной зависимости ФЕС терригенных коллекторов из отложений V1bot и V1khar от величины КПН_интр. Работа с исходной выборкой скважин (Таблица 2.), с указанием геологических особенностей ареалов их местоположения, (при наличии вышеназванных).**

Достоверность аппроксимации - R^2 < 0,5 - не укладывается даже в рамки "Минимально приемлемо", что указывает на явную необходимость упорядочения (оптимизации) выборки исследуемых объектов, исключив из неё скважины "ураганных" (аномально высоких) значений; аномально низкие значения вышеназванной обратной зависимости, - подвергнуть процессу линейной фильтрации, согласно "Методике" по применению математической статистики в ГРР.

y = -5,3382x + 12,054 - Уравнение линейной регрессии
R^2 = 0,1845 - Достоверность аппроксимации (Коэффициент детерминации)

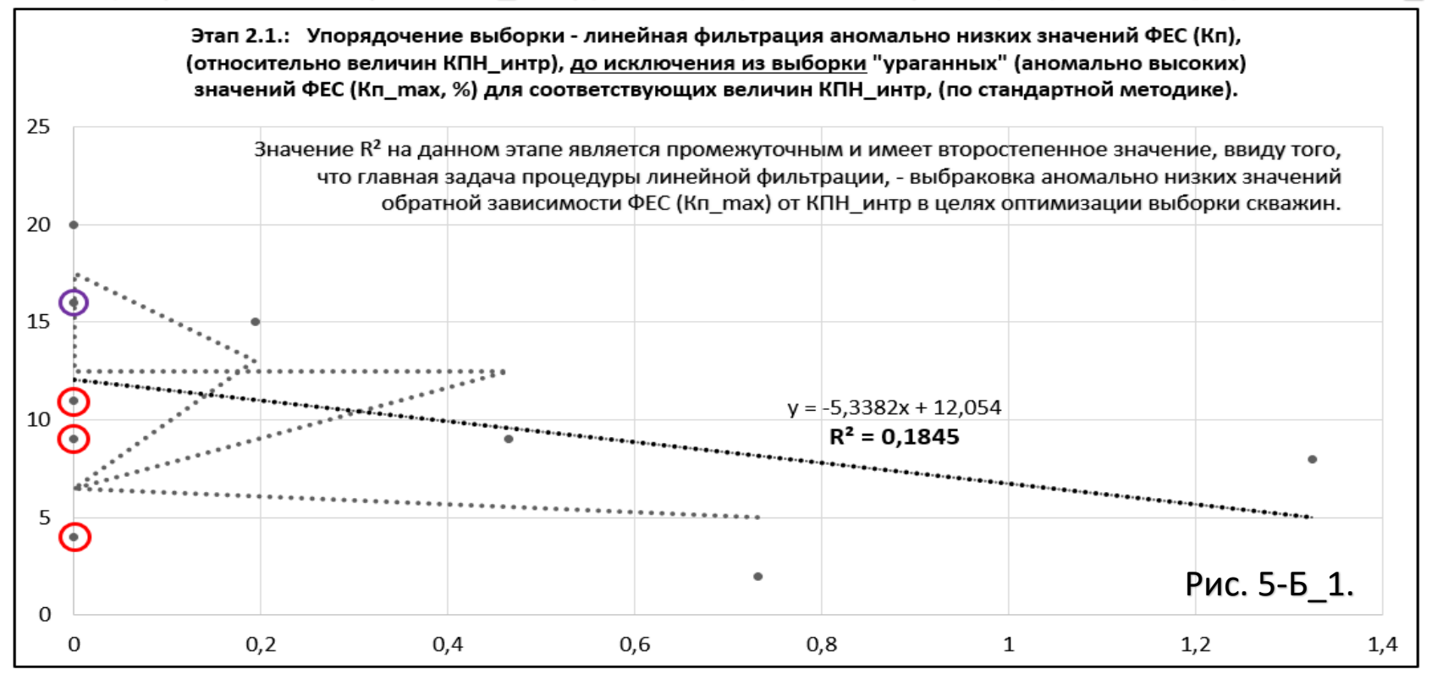
Средне-Ыгыаттинская-2630 - Местоположение скважин приурочено к ареалам интенсивного проявления дизъюнктивных дислокаций (ИПДД).

Садынская-3420 - Скважины расположены вблизи границы Вилюйско-Мархинской магмоподводящей зоны разломов (ВММЗ).

Батырская-1 - Местоположение скважин - рядом с отдельно расположенными разломами, но далеко за пределами ИПДД.

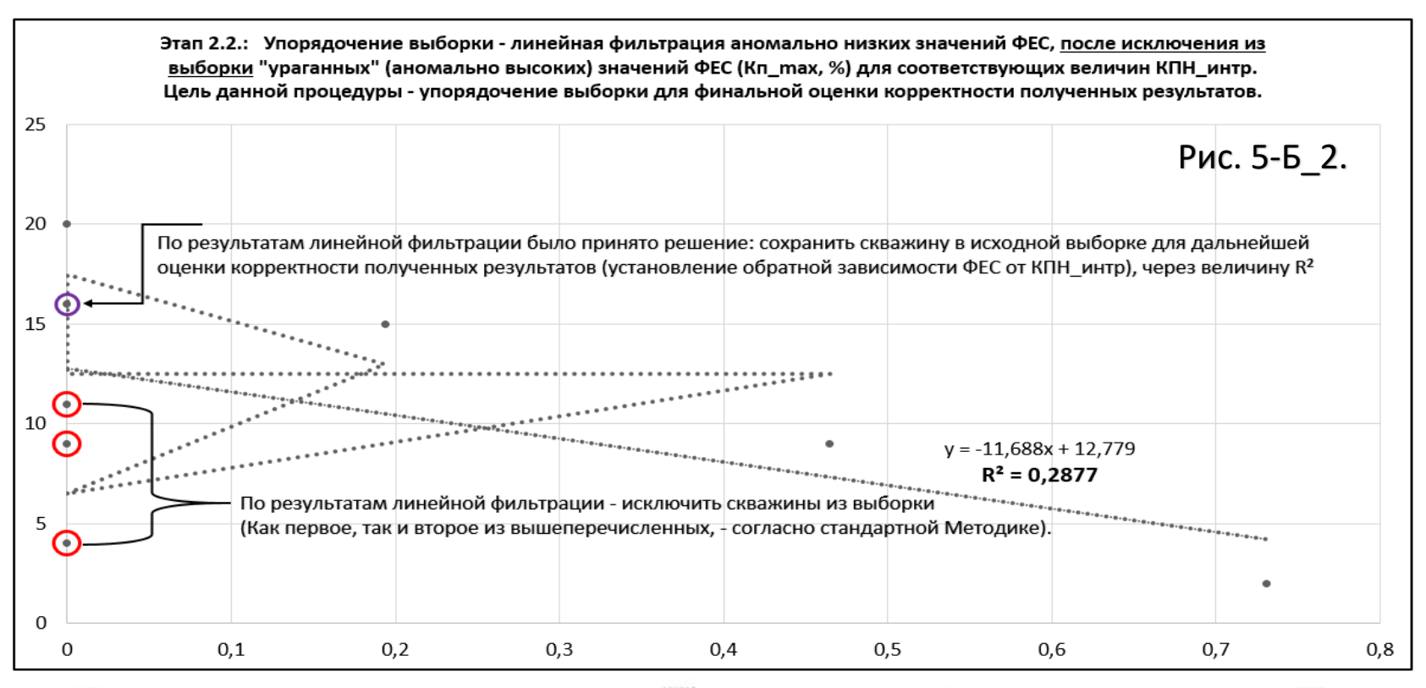
По величинам КПН_интр изучаемая территория была дифференцирована на 5 зон, что вполне согласуется с "Законом пяти градаций". 1) КПН_интр > 1 - очень высокая интрузивная неоднородность (Н_интр); 2) КПН_интр = 0,7 (и более) - высокая Н_интр; 3) КПН_интр = 0,4 - 0,5 - средняя Н_интр; 4) КПН_интр - варьирует в интервале 0,1 - 0,2 - низкая Н_интр; 5) КПН_интр = 0 - очень низкая Н_инт // либо, - её полное отсутствие. (Теоретически, в разрезе могут присутствовать пластовые интрузии незначительных толщин, однако, - по керну и данным ГИС они не выявлены, что обусловлено разрешающей способностью данных ГИС и % отбора керна). УВ-перспективы названных зон характеризуются номинациями, "обратными" относительно характеристикам по Н_интр.

Суммируя вышеизложенное, следует отметить, что при оценке НГН-потенциала желательно, также, учитывать наличие // отсутствие солей кембрия, как надёжной региональной покрышки для прогнозируемых залежей УВ, см. [1], рис. 6, стр. 9; однако, этот аспект выходит за рамки данной работы). Таким образом, **итоги работ показали перспективность применения КПН_интр.**


Этап 2.1.: Упорядочение выборки - линейная фильтрация аномально низких значений ФЕС (Кп), (относительно величин КПН_интр), до исключения из выборки "ураганных" (аномально высоких) значений ФЕС (Кп_max, %) для соответствующих величин КПН_интр, (по стандартной методике).

Значение R^2 на данном этапе является промежуточным и имеет второстепенное значение, ввиду того, что главная задача процедуры линейной фильтрации, - выбраковка аномально низких значений обратной зависимости ФЕС (Кп_max) от КПН_интр в целях оптимизации выборки скважин.

Рис. 5-Б_1.

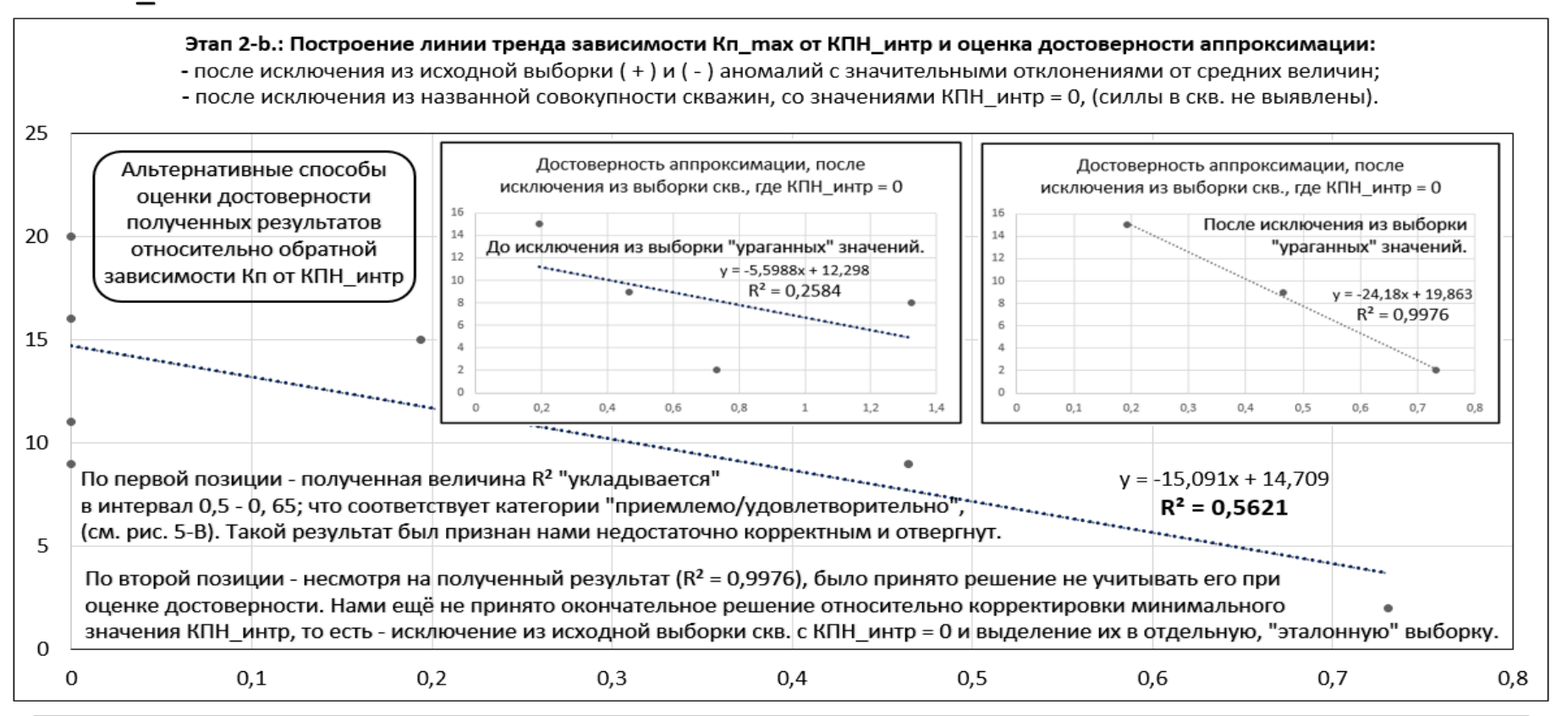

Этап 2.2.: Упорядочение выборки - линейная фильтрация аномально низких значений ФЕС, после исключения из выборки "ураганных" (аномально высоких) значений ФЕС (Кп_max, %) для соответствующих величин КПН_интр. Цель данной процедуры - упорядочение выборки для финальной оценки корректности полученных результатов.

По результатам линейной фильтрации было принято решение: сохранить скважину в исходной выборке для дальнейшей оценки корректности полученных результатов (установление обратной зависимости ФЕС от КПН_интр), через величину R^2

По результатам линейной фильтрации - исключить скважины из выборки (Как первое, так и второе из вышеперечисленных, - согласно стандартной Методике).

Рис. 5-Б_2.

Рис. 5-Б_3.


Этап 2-b.: Построение линии тренда зависимости Кп_max от КПН_интр и оценка достоверности аппроксимации:
- после исключения из исходной выборки (+) и (-) аномалий с значительными отклонениями от средних величин;
- после исключения из названной совокупности скважин, со значениями КПН_интр = 0, (силлы в скв. не выявлены).

Альтернативные способы оценки достоверности полученных результатов относительно обратной зависимости Кп от КПН_интр

Достоверность аппроксимации, после исключения из выборки скв., где КПН_интр = 0
До исключения из выборки "ураганных" значений.
y = -5,5988x + 12,298
R² = 0,2584
Достоверность аппроксимации, после исключения из выборки скв., где КПН_интр = 0
После исключения из выборки "ураганных" значений.
y = -24,18x + 19,863
R² = 0,9976
y = -15,091x + 14,709
R² = 0,5621
По первой позиции - полученная величина R^2 "укладывается" в интервал 0,5 - 0, 65; что соответствует категории "приемлемо/удовлетворительно", (см. рис. 5-В). Такой результат был признан нами недостаточно корректным и отвергнут.

По второй позиции - несмотря на полученный результат (R^2 = 0,9976), было принято решение не учитывать его при оценке достоверности. Нами ещё не принято окончательное решение относительно корректировки минимального значения КПН_интр, то есть - исключение из исходной выборки скв. с КПН_интр = 0 и выделение их в отдельную, "эталонную" выборку.

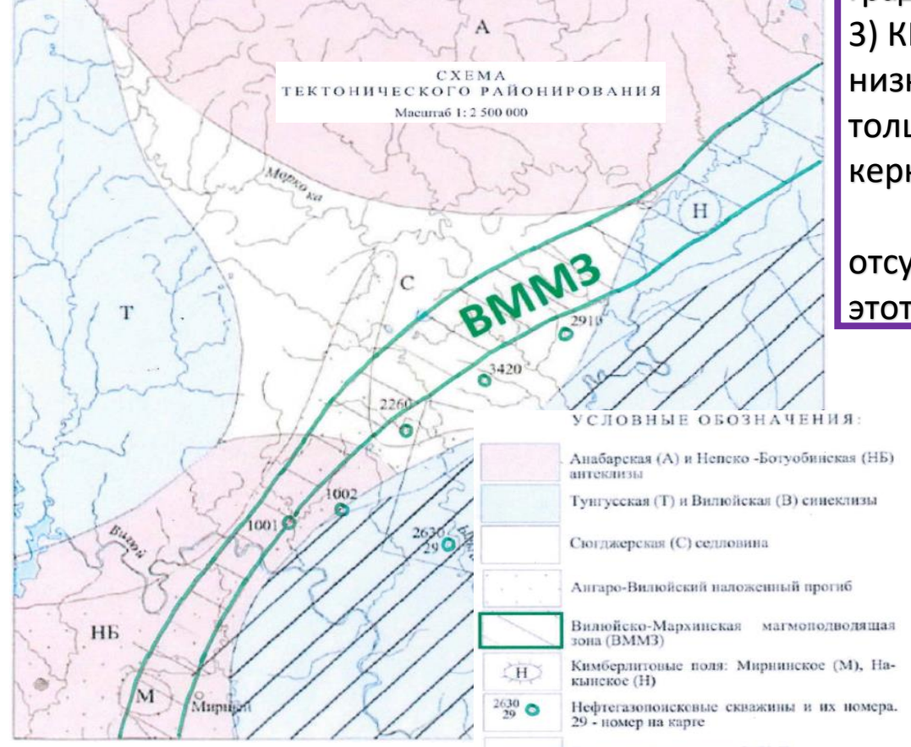
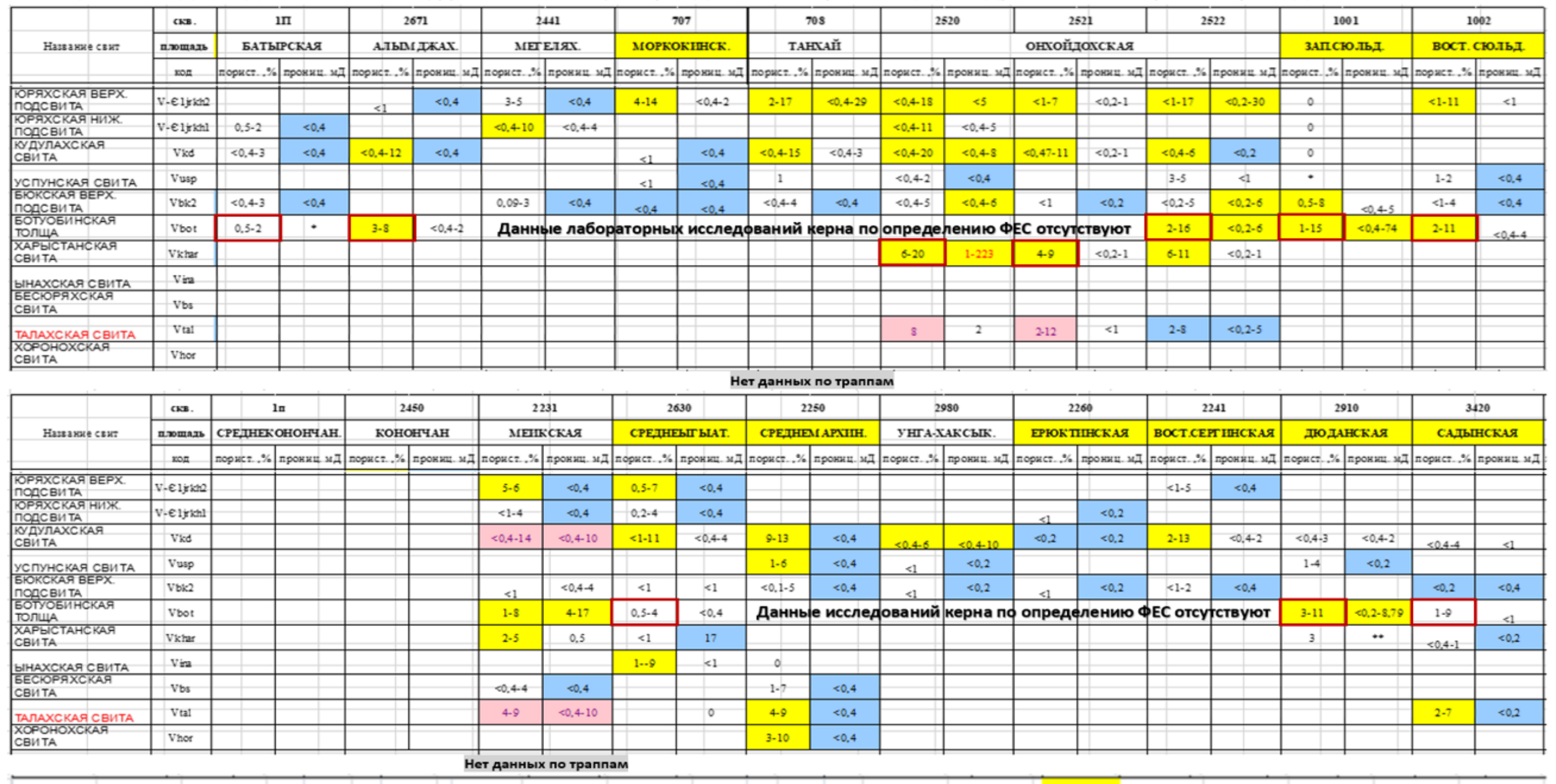
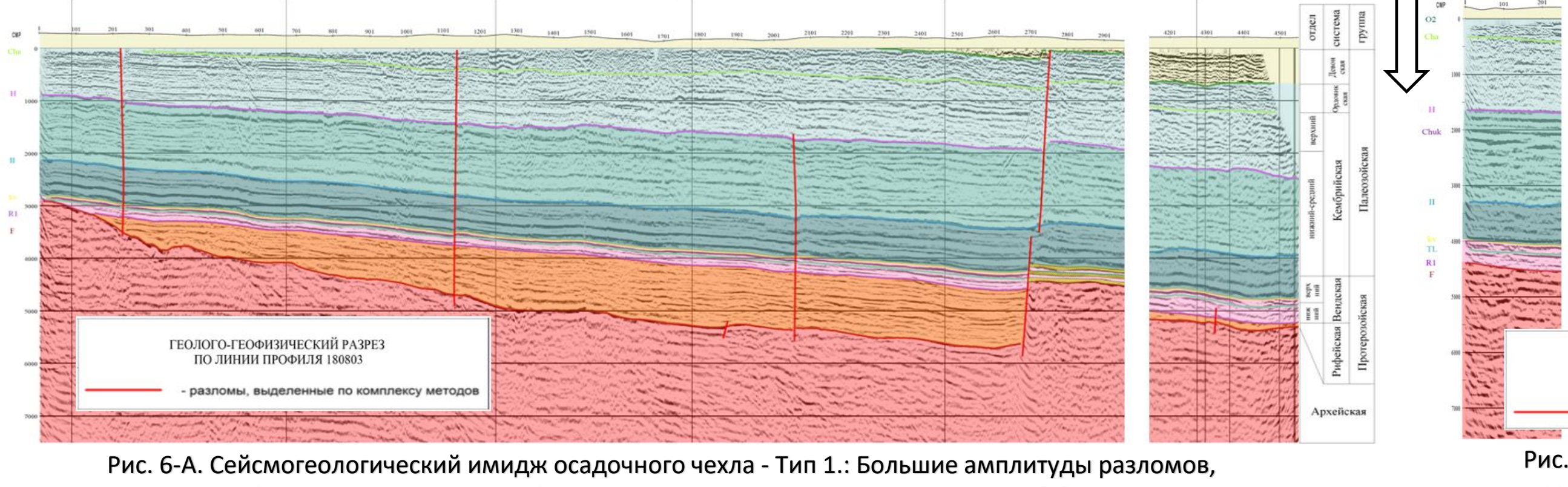


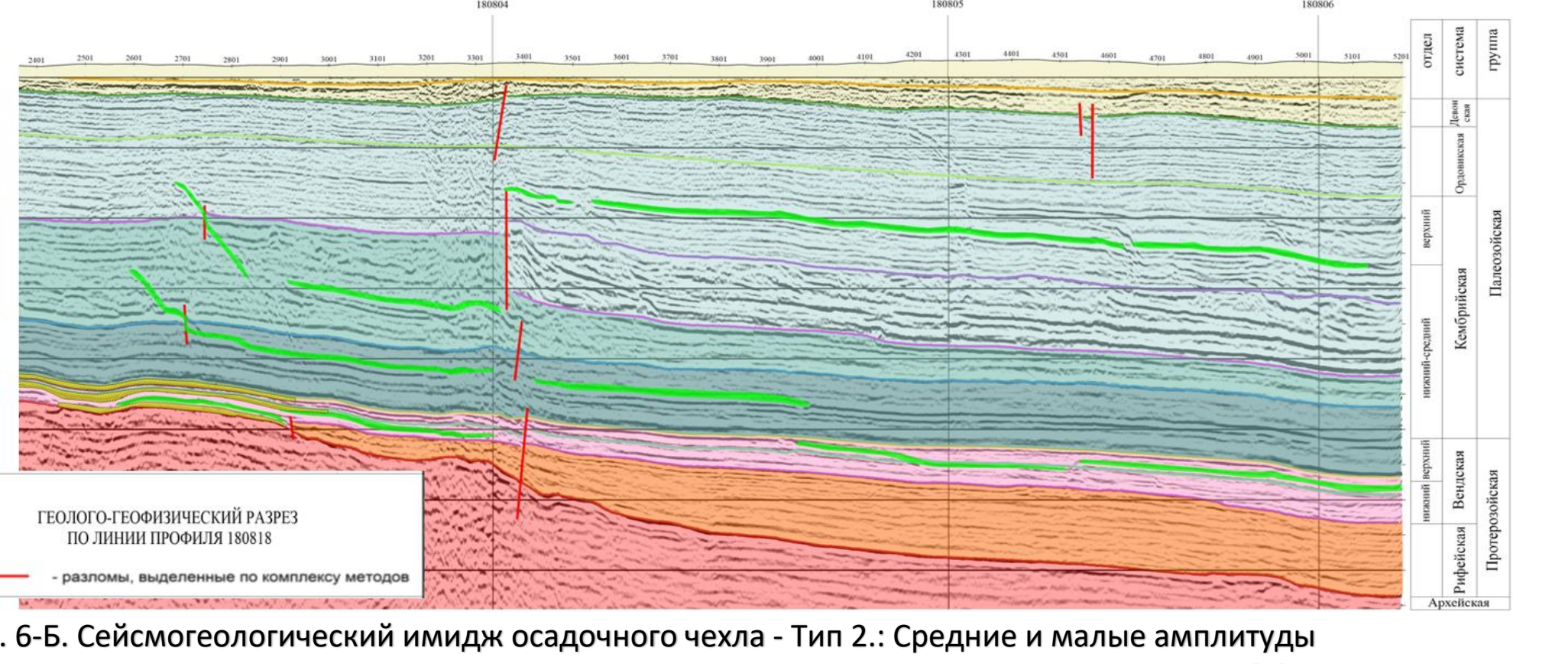
Рис. 5-А_2. Скважины, расположенные вблизи границы с ВММЗ [9].

Исследования по учёту возможного влияния силлов на структурные позиции осадочного чехла.

Таблица 4. Исходные данные по ФЕС (фрагмент табл.) из фондовых материалов [3]. Подробно - см. стр. 3 сопроводит. текста.




ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ ПО ЛИНИИ ПРОФИЛЯ 180803
- разломы, выделенные по комплексу методов
Кембрийская
Палеозойская
Вендская
Рифейская
Протерозойская
Архейская
Рис. 6-А. Сейсмогеологический имидж осадочного чехла - Тип 1.: Большие амплитуды разломов, без видимых признаков бокового смещения. Составлено по данным [3].


ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ ПО ЛИНИИ ПРОФИЛЯ 180818
- разломы, выделенные по комплексу методов
Кембрийская
Палеозойская
Вендская
Рифейская
Протерозойская
Архейская
Рис. 6-Б. Сейсмогеологический имидж осадочного чехла - Тип 2.: Средние и малые амплитуды разломов, со следами незначительных горизонтальных сдвигов. Составлено по данным [3].

Аннотация. Одним из наиболее крупных и наименее изученных тектонических элементов восточной части Сибирской платформы (СП) является Сюгджерская седловина. Перспективы её нефтегазоносности представляются не вполне выясненными. Неоднозначность прогнозов усугубляется наличием интрузивных комплексов. Анализ УВ-перспектив производился путём количественной оценки влияния названных комплексов на ФЕС (фильтрационно-емкостные свойства) пород-коллекторов, через расчёт КПН_интр – комплексного параметра интрузивной неоднородности. Выявлена обратная зависимость – ухудшение ФЕС при увеличении значения КПН_инт, но не прямая (линейная), а косвенная (опосредованная). Для формулирования однозначных выводов необходимо проведение дополнительных исследований. Визуальный анализ сейсмических материалов показал, что следы горизонтальных перемещений типа сдвига, (под воздействием пластовых интрузий), несколько осложнили пликативные дислокации и разрывные нарушения, но принципиально, – не изменили структурный план.

Объект исследований – ареал Сюгджерской седловины, с охватом сопредельной территории Непско-Ботуобинской антеклизы на юге-//-юго-западе и Курейской синеклизы на западе; а также, – с проградацией в пределы Анабарской антеклизы на севере и Вилюйской синеклизы на востоке-//-сев.-востоке. Тектоническую приуроченность объекта исследований см. на Рис. 1. [1], (с авторской ссылкой на данные СНИИГГиМС [2]). Таким образом, изучаемая территория, рассматриваемая через призму современных геологических представлений относительно регионального тектонического строения СП, занимает уникальную тектоническую позицию: находится на сопряжении четырёх её надпорядковых структур: Непско-Ботуобинской (НБА) и Анабарской антеклиз; Курейской (с «наложенной» Тунгусской) и Вилюйской синеклиз.

В рамках границ поисковых объектов – это Олгуйдахская (юго-запад) и Накынская (северо-восток) площади. Олгуйдахская площадь расположена в пределах листов ГГК-200 с номенклатурой: Q-49-XXXV, XXXVI; Q-50-XXXI, XXXII, XXXIII, XXXIV; P-49-V, VI, XI, XII; P-50-I, II, III, IV, VII, VIII [3]. Накынская площадь, соответственно, – P-50-III, IV; Q-50-XXI, XXII, XXIII, XXVI, XXVII, XXVIII, XXIX, XXX, XXXII, XXXIII, XXXIV, XXXV [4]. Местоположение названных площадей на обзорной «Карте территорий проведения региональных сейсморазведочных работ на Центрально-Тунгусской ПНГО*» [5] см. на Рис. 2.

*Примечание: Центрально-Тунгусская ПНГО – авторская номинация данной территории. Официальное название, принятое в научном сообществе отраслевых институтов ФА по недропользованию «Роснедра»: (ФГБУ «ВНИГНИ», СНИИГГиМС, ВНИИ ГИ им. А.П. Карпинского (ВСЕГЕИ), «Газпром ВНИИГАЗ» и др.), а также, – в профильных подразделениях недропользователей (ПАО «Газпром» и др.), это – Сюгджерская НГО.

Актуальность и целесообразность этой работы представляется нам вполне очевидной: в пределах Сюгджерской седловины и на прилегающих территориях давно, (ещё с середины 60-ых годов минувшего века), известны многочисленные прямые и косвенные признаки нефтегазоносности (НГН). Так, в процессе проводки колонковых скважин в районах кимберлитовых трубок отмечались выбросы и притоки газа, а также незначительные притоки подвижной нефти. При проведении геологосъемочных работ (ГСР) отмечены обширные участки выходов на поверхность отложений, обогащенных органикой и битумоидами и описаны поверхностные источники нефти на р. Кенелекан. В процессе бурения глубоких скважин, (а также, – разведочных на алмазы и гидрогеологических), зафиксировано значительное битумонасыщение пород в больших интервалах вскрытого разреза; по оценкам авторов фондовой работы [4], вертикальный диапазон нафтидонасыщения достигает 1500 м.

Цель исследований – оценка перспектив НГН венд-кембрийских отложений Сюгджерской седловины, осложнённых продуктами интрузивного траппового магматизма. Названная оценка производилась путём количественного анализа интрузивной неоднородности разреза (в целевом интервале исследований) по собственной оригинальной методике, через комплексный параметр интрузивной неоднородности разреза скважины глубокого бурения (КПН_интр), определяемый по данным ГИС.

Кроме того, по данным визуального анализа волновой картины на временных разрезах (из фондовых работ [3,4]) и ретроспективного обзора результатов ранее выполненных исследований, оценивалось возможное влияние пластовых интрузий на структурные позиции осадочного чехла, (в аспекте неблагоприятного воздействия на потенциальные ловушки УВ через горизонтальные смещения в приразломных зонах).

Методика исследований. Для более корректной оценки УВ-потенциала изучаемых отложений, (через оценку фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС)) пластов-коллекторов, подвергшихся изменениям под воздействием интрузивных комплексов), нами впервые был применён количественный показатель, – комплексный параметр интрузивной неоднородности разреза скважины (КПН_интр), ранее предложенный одним из авторов.

* * * * * * *

Такие исследования нами были выполнены (в первую очередь) для терригенных отложений венда, промышленно нефтегазоносных на сопредельной территории НБА (Рис. 3.) – для ботуобинского горизонта и харыстанской свиты, (которая является фациальным и квазиизохронным аналогом хамакинской пачки НБА), [6]; по 19-ти скважинам глубокого бурения, (вскрывших фундамент), расположенным в пределах Сюгджерской седловины, с охватом сопредельных территорий. Исходные данные для расчёта КПН_интр были взяты из: [3], кн. 5, табл. 6.1. «Стратиграфические данные по скважинам глубокого бурения», стр. 26 - 27].

В математическом выражении названный показатель выглядит следующим образом:

$$\text{КПН\_интр} = \frac{\text{h\_интр\_}min}{\text{h\_интр\_}max} + \frac{n}{N} + \frac{\sum\text{h\_интр}}{\text{H\_общ}}, \qquad (1).$$

где: КПН_интр - Комплексный параметр интрузивной неоднородности разреза изучаемой скважины по данным ГИС;

h_интр_*min* - минимальная толщина пластовой интрузии, выявленная по данным ГИС в разрезе изучаемой скважины;

h_интр_*max* - максимальная толщина пластовой интрузии, выявленная по данным ГИС в разрезе изучаемой скважины;

n - количество пластовых интрузий (силлов) в разрезе изучаемой скважины;

N - максимальное количество пластовых интрузий (силлов), обнаруженное (по данным ГИС) в разрезе скважины, расположенной в ареале изучаемой территории; (названная скважина принимается за эталонную в аспекте интрузивной неоднородности);

∑h_интр - суммарная толщина пластовых интрузий в разрезе изучаемой скважины;

Н_общ - общая толщина объекта изучения – интервал осадочного чехла в разрезе изучаемой скважины, подверженный влиянию продуктов интрузивного магматизма: поверхность фундамента → кровля верхнего силла.

Таким образом, КПН_интр имеет трёхкомпонентную форму, (сумма трёх названных величин), геолого-петрологический смысл которых представляется следующим образом:

h_интр_*min* / h_интр_*max* - локальная вертикальная неоднородность (ЛВН_интр) в разрезе изучаемой скважины; значения: 0 < ЛВН_интр < 1;

n / N - коэффициент латерального распространения (КЛР_интр) пластовых интрузий; 0 < КЛР_интр < 1. В разрезе скважины, принятой за эталонную (n = N), – КЛР_интр = 1.

∑h_интр / H - коэффициент литологического наполнения (КЛН_интр) пластовыми интрузиями вмещающих пород осадочного чехла; значения варьируют в интервале: 0 < КЛН_инт < 1.

0 < КПН_интр < 2 – диапазон варьирования численных значений комплексного параметра.
КПН_интр = 0 – подразумевает отсутствие пластовых интрузий в разрезе скважины.

Далее, необходимы следующие пояснения относительно порядка расчётов КПН_интр:
1) В отличие от других коэффициентов геологической неоднороднородности, (используемых сегодня в отраслевой науке), в предлагаемом нами комплексном параметре компоненты не перемножаются, а суммируются. Это необходимо для того, чтобы наиболее корректно оценить кумулятивный (накопительный) эффект воздействия пластовых интрузий на ФЕС пород.
2) При n = 1, (когда h_интр_min = h_интр_max), – соответствующие компоненты комплексного параметра (КПН_интр) не вычисляются, (а следовательно, – не суммируются), ввиду того, что данная процедура не имеет под собой ни физического, ни геологического смысла.

Принимая во внимание то обстоятельство, что компоненты комплексного параметра учитывают как вертикальную (по разрезу скважины), так и латеральную неоднородность, (компонент КЛР_интр – показывает степень прерывистости-//-непрерывности залегания пластовых интрузий и их охват своим воздействием на вмещающие породы осадочного чехла по всей площади исследований), следует признать тот факт, что названный параметр в полной мере охарактеризовывает весь пространственно-временной континуум изучаемых отложений, осложнённых продуктами интрузивного траппового магматизма.

Результаты количественной оценки интрузивной неоднородности, (через КПН_интр), по разрезам 11-ти скважин, (из 19-ти, вовлечённых в исследования; в скважине Ханнинская-3220 фундамент не вскрыт), представлены в нижеследующей Таблице 1.:

Таблица 1. **Результаты количественной оценки воздействия пластовых интрузий на вмещающие породы осадочного чехла Сюгджерской седловины.**

п/п	Скважины глубокого бурения, вскрывшие фундамент	Исходные компоненты для расчёта			КПН_интр
		ЛВН_интр	КЛР_интр	КЛН_интр	
1.	Алымджахская-2671	0, 1420	1, 0000	0, 1823	1, 3243
2	Батырская-1	0, 2430	0, 3333	0, 1547	0, 7310
3.	Ерюктинская-2260	0, 0287	0, 6667	0, 3481	1, 0435
4.	Зап.-Сюльдюкарская-1001	не выч.: (n = 1)	0, 1667	0, 0268	0, 1935
5.	Мархинско-Андойская-3231	0, 2255	0, 0833	0, 1238	0, 4326
6.	Мегеляхская-1151	0, 3059	0, 6667	0, 1208	1, 0934
7.	Мегеляхская-2441	0, 2618	0, 6667	0, 1911	1, 1196
8.	Моркокинская-707	0, 4740	0, 5000	0, 2002	1, 1742
9.	Садынская-3420	0, 1000	0, 3333	0, 0313	0, 4646
10.	Средне-Мархинская-2250	не выч.: (n = 1)	0, 1667	0, 0227	0, 1894
11.	Эйикская-3430	0, 1059	0, 3333	0, 0703	0, 5095

В разрезах 8-ми скважин: Восточно-Сергинская-2241, Восточно-Сюльдюкарская-1002, Дюданская-2910, Накынская-2950, Онхойдохская-2520, 2521 и 2522, Средне-Ыгыаттинская-2630, – наличие пластовых интрузий (силлов) по данным ГИС и результатам анализа фондовой литературы не выявлено. По разрезам всех вышеназванных скважин, – КПН_интр = 0.

Полученные результаты (значения КПН_интр) были использованы для прогноза НГН следующим образом: ввиду низкой плотности изученности бурением (пог. м / км^2) исследуемой территории и недостаточно равномерным размещением скважин, (вскрывших фундамент), построение карты в изолиниях КПН_интр было признано нами нецелесообразным, (особенно – с равномерным шагом квантования названных изолиний). Был принят альтернативный вариант – группировка по зонам различной степени перспективности, путём «наложения» значений КПН_интр на «Карту изопахит терригенных отложений венда и верхнего рифея» [1]. С учётом вышеизложенного, нами была выполнена «Обзорная схема предполагаемых УВ-перспектив через КПН_интр → ∑h(R3 + V1-2), (то есть, – прогнозируемых через величину КПН_интр, но с учётом значений ∑h(R3 + V1-2), – суммарных толщин терригенных отложений венда и верхнего рифея, (по данным [1]). Зоны с отсутствием данных бурения были номинированы, как «территории неясных (по этой методике) перспектив».

Полученные результаты представлены на Рис. 4.

Оценка корректности полученных результатов производилась через сравнение полученных величин КПН_интр (см. Таблицу 1.) с данными по ФЕС ранее упомянутых (в «Методике исследований») терригенных пород венда [3], (кн. 5, табл. 6.3. «Коллекторские свойства образцов керна скважин Олгуйдахской площади», стр. 31.); а именно, – нами была выполнена оценка зависимости величины ФЕС (максимальных значений Кп, %) терригенных коллекторов ботуобинского горизонта (V1bot) и харыстанской свиты (V1khar) от воздействия пластовых интрузий, (количественно выраженного через КПН_интр). Эта процедура осуществлялась путём сопоставления вышеназванных параметров.

Результаты сопоставления названных величин представлены в Таблице 2.

Далее, – полученные результаты сопоставления (по выборке скважин из Таблицы 2.) вычисленных нами величин КПН_интр и исходных данных по ФЕС, (почерпнутых из фондовых материалов [3]), были пропущены через аппарат математической статистики, по стандартной методике, подробно изложенной в работах [7 и 8], (а также во многих других, в соответствующих областях математической статистики):

Кросс-плот → Уравнение линейной регрессии → Коэффициент детерминации
(достоверность аппроксимации)

Описание хода работ и промежуточные результаты исследований см. в пояснениях к Рис. 5-А, 5-Б и 5-В.

Выводы: Результаты сопоставления показали следующую картину: Наилучшие ФЕС (максимальные значения открытой и эффективной пористости) наблюдаются в скважинах с КПН_интр = 0, (что представляется нам вполне закономерным). Далее, можно формализовать полученные результаты и фондовые данные, (по принципу – увеличение КПН_интр → ухудшение ФЕС) следующим образом: 1) 0 < КПН_интр < 0,2; 2) 0,4 < КПН_интр < 0,5; 3) КПН_интр > (0,7-1,0). Единственным значительным (+)-отклонением от общей тенденции, (без видимых геологических причин), является разрез скв. Алымджахская-2671: при максимальном (в зоне исследований) КПН_интр, ФЕС (в интервале ботуобинского горизонта) имеют не самые низкие значения, варьируемые в интервале: Кп = 3 – 8 %. (Все значительные (-)-отклонения имеют под собой геологическую

причину, (зона ИПДД, см. Рис. 5-А). Принимая во внимание тот факт, что все вышеназванные отклонения приходятся на зоны отсутствия силлов (КПН_интр = 0, см. Рис. 5-А), вполне возможно, что в будущем следует принять нижнюю границу: КПН_интр < 0. Также, нам представляется вполне вероятным, что по итогам дальнейших работ возникнет необходимость в корректировке и верхней границы (2, 0) значений КПН_интр.

Таблица 2. **Оценка зависимости величины ФЕС (Кп, %) терригенных коллекторов ботуобинского горизонта (V1bot) и харыстанской свиты (V1khar) от воздействия пластовых интрузий, количественно выраженного через КПН_интр.** (Исходные данные* для построения кросс-плотов).

п/п	Скважины глубокого бурения, вскрывшие фундамент	КПН_интр	ФЕС колл. V1bot		Примечание:
			Кп_min,%	Кп_max,%	
1.	Алымджахская-2671	1, 3243	3	8	
2.	Батырская-1	0, 7310	0,5	2	Расп. вблизи разлома
–	Восточно-Сергинская-2241	0, 0000	Нет данных по ФЕС - V1bot / khar в исходной табл.		
3.	Восточно-Сюльдюкарская-1002	0, 0000	2	11	**
4.	Дюданская-2910	0, 0000	3	11	***
–	Ерюктинская-2260	1, 0435	Нет данных по ФЕС		**
5.	Западно-Сюльдюкарская-1001	0, 1935	1	15	**
–	Мархинско-Андойская-3231	0, 4326	Нет информации по скважине в исходной таблице		
–	Мегеляхская-1151	1, 0934	Нет информации по скважине в исходной таблице		
–	Мегеляхская-2441	1, 1196	Нет данных по ФЕС - V1bot / khar в исходной табл.		
–	Моркокинская-707	1, 1742	Нет данных по ФЕС - V1bot / khar в исходной табл.		
–	Накынская-2950	0, 0000	Нет данных по ФЕС - V1bot / khar в исходной табл.		
6.	Онхойдохская-2520 ****	0, 0000	6	20	
7.	Онхойдохская-2521 ****	0, 0000	4	9	***
8.	Онхойдохская-2522	0, 0000	2	16	
9.	Садынская-3420	0, 4646	1	9	**
–	Средне-Мархинская-2250	0, 1894	Нет данных по ФЕС - V1bot / khar в исходной табл.		
10.	Средне-Ыгыаттинская-2630	0, 0000	0,5	4	***
–	Эйикская-3430	0, 5095	Нет информации по скважине в исходной таблице		

*Примечание: уменьшение количества скважин, (вовлечённых в исследования), выборки в Таблице 2., (по сравнению с полной выборкой в Таблице 1. – 19 скв.), обусловлено отсутствием исходной информации, (как по ФЕС в целевых интервалах, так и в целом по скважинам; см. Таблицы 3. и 4. – исходные данные из фондовых материалов [3].

**Примечание: Скважины расположены вблизи границы Вилюйско-Мархинской магмоподводящей зоны разломов (ВММЗ). Приуроченность скважин к ВММЗ принята по данным ВСЕГЕИ: [8].

***Примечание: Скважины находятся в ареале интенсивного проявления дизъюнктивных дислокаций (ИПДД). Местоположение скважин в ареале ИПДД принята по данным ВСЕГЕИ: [1].

****Примечание: Ввиду отсутсвия исходных данных по ФЕС терригенных отложений V1bot в фондовой работе [3], названная информация была принята по квазиизохронным и фациально близким отложениям V1khar, (из той же работы).

Исследования по учёту возможного влияния силлов на структурные позиции осадочного чехла.

По ходу работ во второй части наших исследований, был осуществлён визуальный анализ волновой картины на временных разрезах сейсмопрофилей, трассы которых простирались через ареалы дизъюнктивных дислокаций, которые являются поисковым признаком на обнаружение возможных зон горизонтальных подвижек. (Исходная информация была почерпнута из графических приложений к фондовым работам [3, 4]. По итогам визуального анализа, в названных ареалах изучаемой территории было типизировано два сейсмо-геологических имиджа осадочного чехла, (см. Рис. 6-А и 6-Б):
- большие амплитуды разломов без видимых признаков бокового смещения, (см. рис. 6-А);
- средние и малые амплитуды разломов, со следами незначительных горизонтальных сдвигов, величина которых не зависит от размеров названных дизъюнктивных дислокаций, (см. Рис. 6-Б).

Выводы: Относительно результатов второй части наших исследований можно сообщить следующее. Визуальный анализ сейсмических материалов (волновые картины на временных разрезах сейсмопрофилей [3, 4]) и ретроспективный обзор результатов работы [10] показал, что в геологическом строении Сюгджерской седловины значительная роль принадлежит разрывным нарушениям и, прежде всего, – глубинным разломам. Многие из них достаточно определённо характеризуются, как субвертикальные крупноамплитудные сбросы. В отдельных случаях, – отчётливо фиксируются следы горизонтальных перемещений, типа сдвига. Вилюйско-Котуйская и Ахтарандинская зоны разломов достаточно ясно выражены полосами интенсивного проявления магматических процессов, но они не контролируют ни толщины, ни фациальный состав литотипов, развитых здесь венд-палеозойских отложений.

Современный структурный план Сюгджерской седловины, фиксируемый в интервале залегания названных отложений, был сформирован после процесса их седиментации, в заключительную фазу каледонского тектонического цикла (конец силура – начало девона). Последующие (среднепалеозойские и раннетриасовые) геологические события интрузивного магматизма (и связанные с ними тектонические процессы), в некоторой степени, усложнили пликативные дислокации и разрывные нарушения, но принципиально не изменили ранее сформировавшийся структурный план.

Заключение. Суммируя всё вышеизложенное относительно дальнейших перспектив нефтегазоносности Сюгджерской седловины, следует, (по нашему мнению), разделить точку зрения авторов работы [11] и учитывать её при планировании дальнейших мероприятий по научно-методическому сопровождению ГРР в этом регионе: «На территории Сюгджерской нефтегазоносной области выделяются следующие перспективные нефтегазоносные комплексы: вендский терригенный, венд-нижнекембрийский карбонатный, нижне-среднекембрийский карбонатный, верхнекембрийский нижнеордовикский. Выполненный детальный анализ позволил оценить перспективы каждого из них. Наибольшими перспективами обладает ботуобинский горизонт вендского терригенного комплекса».

Список литературы:

1. Хабаров А.Н. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности зоны сочленения Анабарской, Непско-Ботуобинской антеклиз и Вилюйской синелизы. – Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2020. - Т.15. - №1. URL: http://www.ngtp.ru/rub/2020/7_2020.html [Электронный ресурс].
2. Ефимов А.С., Герт А.А., Мельников Н.В.,Старосельцев В.С. (Отв. Исп.) и др. Тектоническая карта нефтегазоносных провинций Сибирской платформы. М-б: 1 : 5 000 000. // Программа геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2012
3. Поспеев А.В. (отв. исп.), Климентьев К.Б., Егошин А.А. и др. Отчёт о результатах выполненных геофизических работ по объекту: «Комплексные геофизические работы – сейсморазведка, электроразведка, гравиметрия, геохимия и аэромагнитометрия на Олгуйдахской площади Республики Саха (Якутия)». 8 книг, 5 папок, 142 граф. прил. – Якутск: ОАО «Якутскгеофизика», 2014. – 1185 с.
4. Литвинова А.Р. (отв. исп.), Кривощёков А.Л., Третьякова Н.Н. и др. Отчёт о результатах работ по объекту 510-28 «Комплексные геофизические работы с целью оценки перспектив нефтегазоносности и локализации прогнозных ресурсов УВ на Накынской площади Республики Саха (Якутия)». Отчет по Гос. контракту № 07/18 от 26.06.2018. 7 книг, 92 граф. прил. – М.: АО «Росгеология», 2020. – 1495 с.
5. Фомин А.М., Губин И.А., Моисеев С.А. Обобщение результатов региональных сейсморазведочных работ на востоке Центрально-Тунгусской перспективной нефтегазоносной области. – Геофизические технологии, № 2, 2023, с. 4 - 15.
6. Лебедев М.В., Моисеев С.А., В.А. Топешко В.А., А.М. Фомин А.М. Стратиграфическая схема терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы. – Геология и геофизика, 2014, т. 55, № 5 - 6, с. 874 – 890.
7. Бушуев Я.Ю. Статистические методы в геологоразведочной практике. // Методические указания к лабораторным работам. // Санкт-Петербургский Горный университет. – СПб, 2020. – 88 с.
8. Ершов Э.Б. Распространение коэффициента детерминации на общий случай линейной регрессии, оцениваемой с помощью различных версий метода наименьших квадратов. // ЦЭМИ РАН, Сб. «Экономика и математические методы». – М.: ЦЭМИ РАН, 2002. – Т. 38, Выпуск 3. – с. 107 - 120.
9. Дукардт Ю.А., Блажкун Д.В. Государственная геологическая карта РФ масштаба 1 : 200 000. Серия Верхневилюйская. Лист Р-50-II. Объяснительная записка. – СПб, ВСЕГЕИ, 2001. – 101 с.
10. Кулагин А.Н. Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности северо-западной Якутии (Сюгджерская седловина) на основании комплексной интерпретации данных геолого-технологических исследований. // Тема диссертации и автореферата по ВАК РФ 04.00.17. – М.: Гос. Академия нефти и газа им. И.М. Губкина. – 1993. – 171 с.
11. Фомин А.М., Моисеев С.А., Топешко В.А. Характеристика нефтегазоносных комплексов и оценка нефтегазоносности Сюгджерской нефтегазоносной области. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2017. – № 1 (29). – С. 43-53.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ | РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ РАН |
НАУЧНЫЙ СОВЕТ ПРИ ОНЗ РАН ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ, ГЕОФИЗИКИ, РАЗРАБОТКИ И ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДОВ |
НОВОСИБИРСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ | ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ ИМ. А.А. ТРОФИМУКА