

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.64-82>

EDN DMYOEU

УДК 622.276.031.011.43(571.51)

**Петрофизическое моделирование на основе литологического  
анализа нижнехетских отложений месторождений севера  
Красноярского края**

*Соснин М.А., Шагимарданова О.И., Самсонов Н.Е., Зарай Е.А.*

*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия*

**Petrophysical modeling based on lithological analysis of  
Nizhnekhetskaya depositions in the fields of northern part of  
Krasnoyarsk Krai**

*M.A. Sosnin, O.I. Shagimardanova, N.E. Samsonov, E.A. Zarai*

*Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia*

**E-mail: [masosnin@tnc.rosneft.ru](mailto:masosnin@tnc.rosneft.ru)**

**Аннотация.** Рассмотрены особенности петрофизического моделирования нижнехетских отложений (нижний мел) севера Западной Сибири. По результатам комплексного седиментологического и петрофизического анализа кернового материала выполнена типизация горных пород и прогноз петротипов по геофизическим исследованиям скважин (ГИС). Целью работы является прогноз фильтрационно-емкостных свойств пород до начала активной стадии разработки месторождения. Типизация коллекторов позволила повысить качество прогнозных свойств в геологических моделях.

**Ключевые слова:** *нижнехетская свита, седиментологический анализ, петрофизическая модель, петротипы, фильтрационные свойства*

**Для цитирования:** Соснин М.А., Шагимарданова О.И., Самсонов Н.Е., Зарай Е.А. Петрофизическое моделирование на основе литологического анализа нижнехетских отложений месторождений севера Красноярского края // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).-С. 64-82. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.64-82>. - EDN DMYOEU

**Abstract.** This paper presents features of petrophysical modeling of Nizhnekhetskaya depositions (lower Cretaceous) in northern part of West Siberia. Rock typing was done based on the results of complex sedimentological and petrophysical analysis of core material and pe-

trotypes were predicted based on logging data. This paper aims to predict porosity and permeability properties before development activities will be underway. Reservoir rock typing has helped to improve predicting properties of geologic models.

**Keywords:** *nizhnekhetkaya formation, sedimentological analysis, petrophysical model, petrotypes, porosity and permeability properties*

**For citation:** M.A. Sosnin, O.I. Shagimardanova, N.E. Samsonov, E.A. Zarai Petrofizicheskoye modelirovaniye na osnove litologicheskogo analiza nizhnekhetskikh otlozheniy mestorozhdeniy severa Krasnoyarskogo kraya [Petrophysical modeling based on lithological analysis of Nizhnekhetskaya depositions in the fields of northern part of Krasnoyarsk Krai]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(36), 2023. pp. 64-82. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.64-82>. EDN DMYOEU (in Russian)

## Введение

Объектом исследования являются пласты нижнехетской свиты (нижний мел) севера Западной Сибири. Формирование отложений целевых пластов происходило в условиях обширного регрессивного цикла развития бассейна седиментации. Неоднородные сложнопостроенные породы коллектора нижнехетской свиты представлены песчаниками от среднезернистых до тонко-мелкозернистых алевритистых, светло-серых среднесцементированных с биотурбированной текстурой. Коллектора характеризуются широким диапазоном изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), особенно коэффициента проницаемости, и литологических свойств (данные рентгеноструктурного и гранулометрического анализа).

На рассматриваемом кластере месторождений типизация коллекторов выполнялась впервые, предпосылкой к делению пород на петротипы является значительная вариация коэффициента проницаемости. Использование единой двумерной модели  $K_{пр}=f(K_{п})$  приводило к неоднозначности прогнозирования коэффициента проницаемости и расхождению результатов расчёта гидродинамической модели (ГДМ) с историей разработки месторождений по накопленной добыче. Вариантом решения проблемы является повышение уровня достоверности определения проницаемости путём литологической типизации коллекторов.

Ранее петрофизическое обеспечение рассматриваемых пластов основывалось на керновом материале двух разведочно-поисковых скважин. Вынос

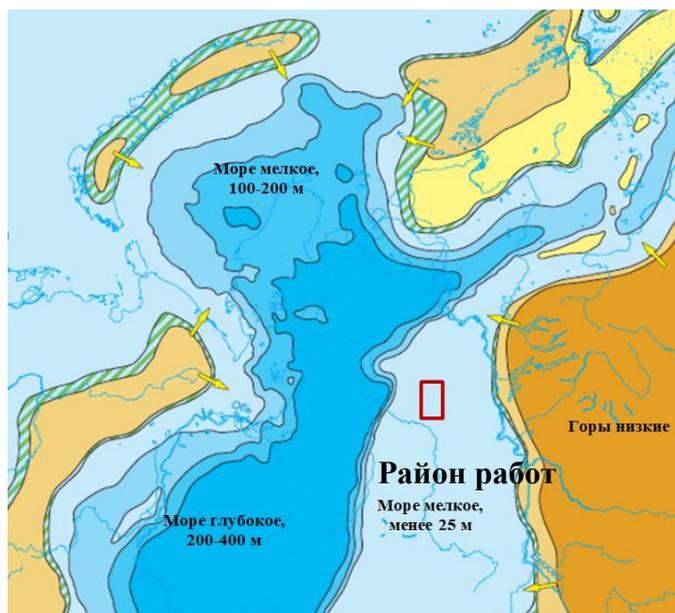
керна составлял ~ 65 метров. На текущий момент пласты нижнехетской свиты охарактеризованы керном из 15 скважин, с выносом керна по пласту ~ 430 метров. Так же на порядок увеличилась изученность фильтрационно-емкостными, литологическими и потоковыми исследованиями по керну. Всё это позволило провести литологический анализ продуктивных отложений свиты и повысить достоверность определения ФЕС.

Для повышения качества принимаемых решений по геологоразведке и дальнейшей эффективной промышленной разработки актуальной задачей является построение фациальных моделей и достоверный прогноз ФЕС пород-коллекторов.

### **Комплексный анализ седиментологических и фильтрационно-емкостных исследований**

На рассматриваемых месторождениях было проведено построение детальной литолого-фациальной модели пластов нижнехетской свиты на основе комплекса данных керна, ГИС и сейсморазведки. В рамках проекта выполнено детальное седиментологическое описание керна, построены седиментологические разрезы, составлен атлас фаций, дана литологическая характеристика литотипов и фаций по результатам лабораторных исследований керна

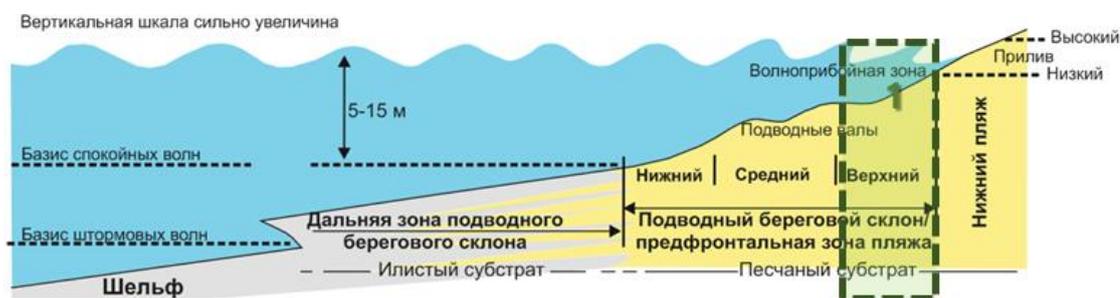
Согласно литолого-палеогеографическим картам в пределах рассматриваемого района существовал мелководно-морской бассейн нормальной солёности, глубиной не более 25 м – в раннем валанжине (Рис. 1). Климат был умеренно теплым. Основными источниками сноса осадочного материала служили Средне-Сибирское плоскогорье и Алтае-Саянская область.



**Рис. 1. Палеогеографическая схема ранний валанжсин**  
(А.Э. Конторович и др. Геология и геофизика, 2014 г.)

В пределах рассматриваемых продуктивных отложений выделяются две фации:

1 - Фация предфронтальной зоны пляжа и вдольбереговых баров (USF) представленная песчаниками крупно-мелко-среднезернистыми, массивными, участками с волновой слоистостью, со спорадическими следами биотурбации. Фация выделена только в верхней части нашего пласта. На рис. 2 представлена принципиальная схема строения подводного берегового склона с указанием положения фации.



**Рис. 2. Пример модели подводного берегового склона с выделенной фацией USF**

2 - Фация нижней зоны подводного берегового склона (LSF)

Фация представлена песчаниками средне-мелкозернистыми до крупно-мелко-среднезернистых, с пологонаклонной косой, крупной косой слоистостью, в различной степени биотурбированными (Ophiomorpha, Asterosoma,

Chondrites, Palaeophycus, Thalassinoides, Diplocraterion). Интенсивность биотурбации от низкой до умеренной степени. Отмечаются детрит иглокожих, раковинный детрит, раковины серпулид, мелкий растительный детрит, мелкие глинистые интракласты, стяжения пирита.

Условия образования: песчаный состав отложений, увеличение зернистости вверх по разрезу, наличие косослоистых текстур, преимущественно вертикальных ходов биотурбаторов, свидетельствует о накоплении осадков в условиях высокодинамичной среды седиментации. Сокращение биотурбационных текстур вверх по разрезу и заселение преимущественно сколитовых ассоциаций отражает усиление активности гидродинамики среды, связанной с активизацией волновых процессов происходившей по мере обмеления в ходе проградации береговой линии. Фация нижней зоны подводного берегового склона выделяется в нижней части пласта (Рис. 3).

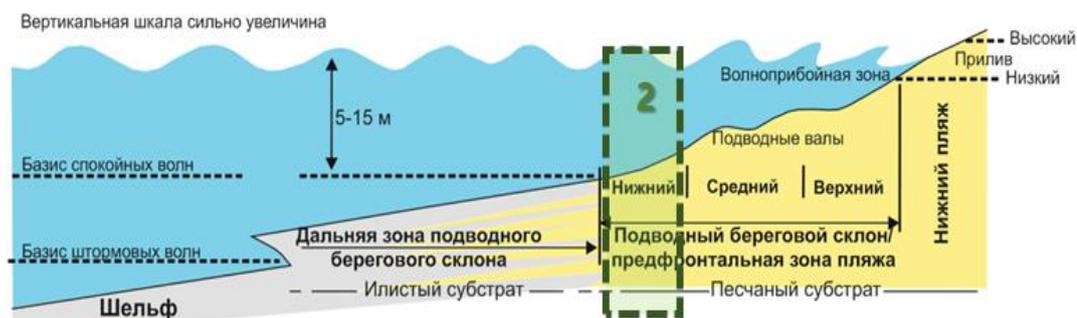
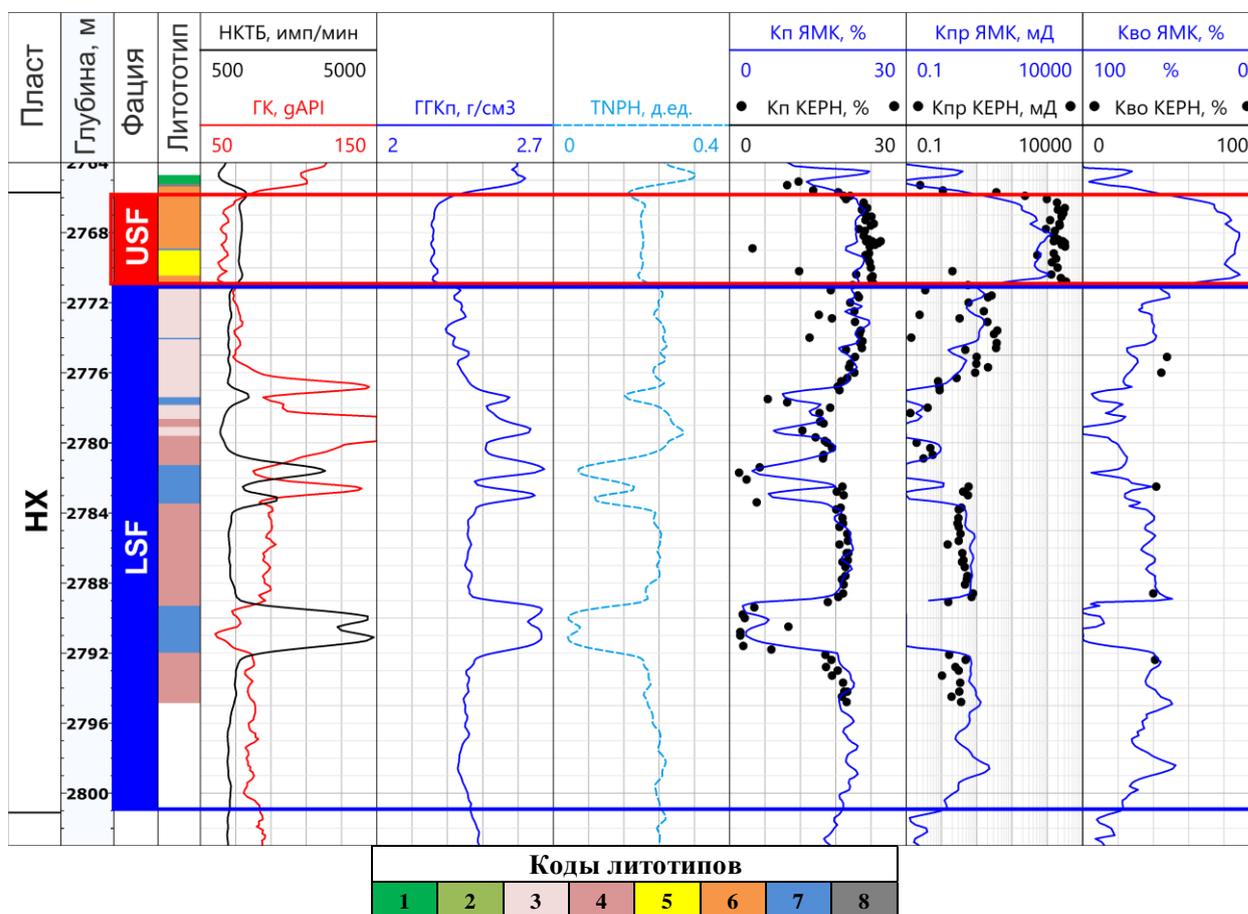


Рис. 3. Пример модели подводного берегового склона с выделенной фацией LSF

Формирование пласта проходило в условиях обширного регрессивного цикла развития бассейна седиментации. Регрессия имела ровный и спокойный характер, была кратковременной и одноактивной. Основные признаки, свидетельствующие о наступлении береговой линии, являются: укрупнение зернистости вверх по разрезу, характерное изменение структурной и текстурной особенностей, уменьшение обломков раковин двустворок и следов биотурбации в верхней части пласта. В юго-западной, центральной и северо-западной частях отмечаются увеличенные толщины, которые очевидно сформировались при транспортировке осадочного материала.

По диагностическим признакам фаций в отложениях пласта определяется нижняя (фация LSF) и верхняя зоны подводного берегового склона или вдольбереговых баров (фация USF) (Рис. 4).

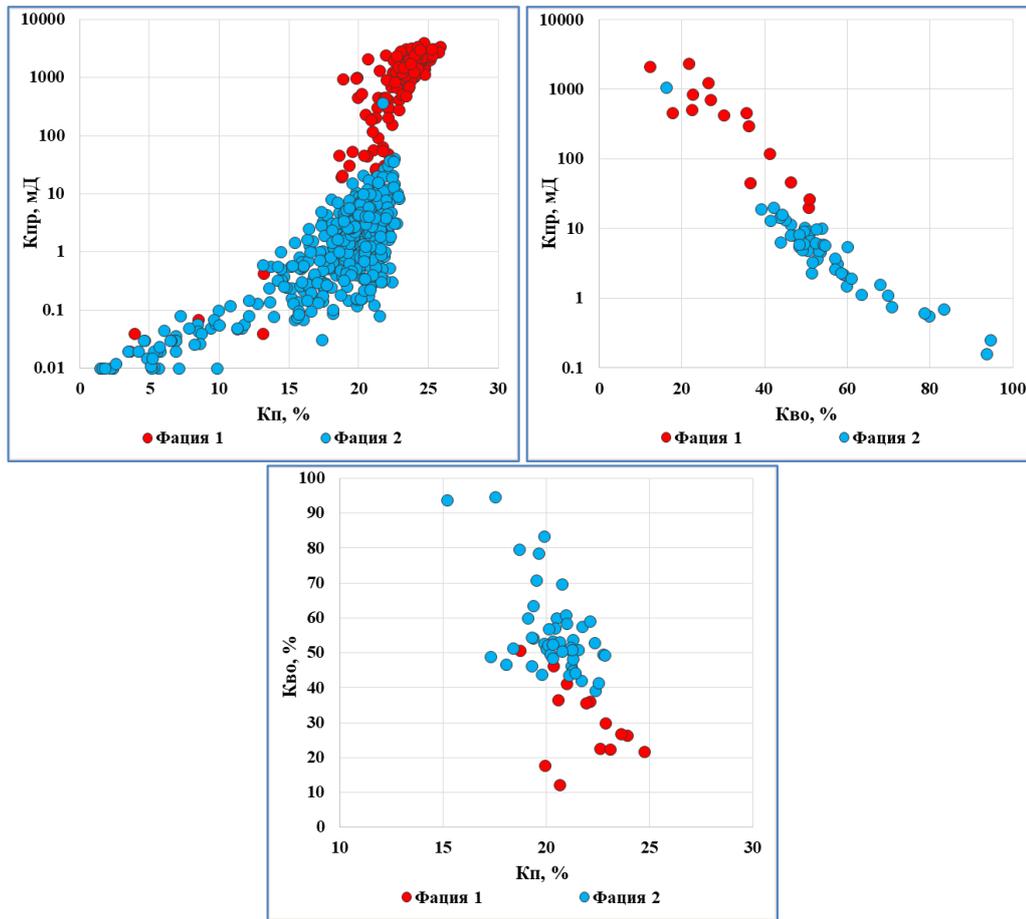


*Рис. 4. Планишет по скважине в пределах пласта с выделенными фациями и литотипами*

Как видно из рисунка фации, выделенные по седиментологии, имеют различные характеристики ФЕС.

Визуализация двух фаций в пространстве ФЕС (Рис.5) показывает их различие по основным петрофизическим характеристикам: коэффициентам пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности.

Как видно из графиков на рис. 5 фация 1 (USF) обладает лучшими ФЕС (высокими значениями Кпр и Кп и пониженными значениями Кво) из-за условий формирования в мелководной части берегового склона рядом с берегом, по сравнению с фацией 2 (LSF) формировавшейся в погружённой части берегового склона.



*Рис. 5. Распределение фаций в пространстве основных петрофизических зависимостей*

По результатам седиментологического анализа керн, отобранного из восьми скважин, выделенные фации по описанию керн разделяются на 8 литотипов, отличающихся по литологическому составу, структуре и строению (Рис.4). Литотипы являются первичными описательными элементами разреза, отвечая вместе с тем определенным условиям седиментации. Литотипы, как правило, отличаются друг от друга структурно-текстурными особенностями, минеральным составом обломочной или аутигенной части, характером примесей, фильтрационно-емкостными свойствами и др. Название литотипа приводится по гранулометрическому составу породы и ее текстурным особенностям (например: литотип 1 – Алевролит мелкозернистый глинистый, слоистый, неравномерно биотурбированный) (

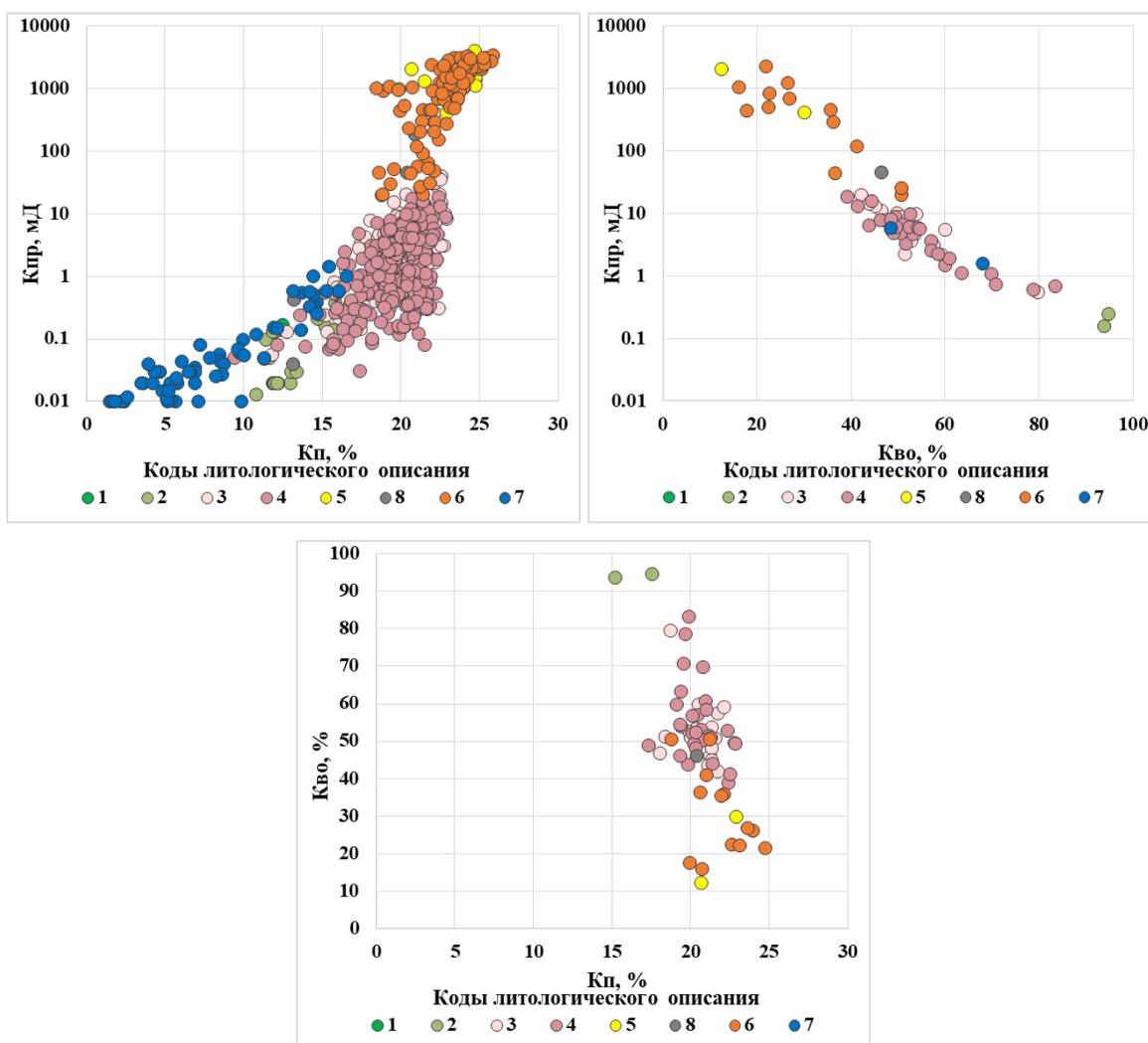
Таблица 1).

Таблица 1

*Литотипы, выделенные по керну в разрезе нижнехетской свиты*

Литотип	Описание
1	Алевролит мелкозернистый глинистый, слоистый, неравномерно биотурбированный
2	Алевролит мелко-крупнозернистый, слоистый, неравномерно биотурбированный
3	Песчаник тонко-мелкозернистый, мелкозернистый, с бугорчатой слоистостью
4	Песчаник мелкозернистый, тонко-мелкозернистый, биотурбированный
5	Песчаник среднезернистый, мелко-среднезернистый, косослоистый, с единичными следами биотурбации
6	Песчаник мелко-среднезернистый, среднезернистый, биотурбированный
7	Песчаник разнозернистый, с глинисто-карбонатным, карбонатным цементом
8	Песчаник разнозернистый глинистый, биотурбированный

При совместном анализе фильтрационно-емкостных свойств и литологического описания кернового материала наблюдается перекрытие литотипов (Рис.6), в связи с этим выполнено укрупнение описанных литологами восьми литотипов до трех **петротипов**, имеющих одинаковые петрофизические свойства, два из которых являются коллекторами и один неколлектором (Рис.7).



*Рис. 6. Распределение литотипов в пространстве основных петрофизических зависимостей*

Код литотипа	Литологическое описание керна	Петротип	Описание петротипа	коллектор/неколлектор
5	Песчаник среднезернистый, мелко-среднезернистый, косослоистый, с единичными следами биотурбации	1	Песчаник мелко-среднезернистый	коллектор
6	Песчаник мелко-среднезернистый, биотурбированный			
3	Песчаник тонко-мелкозернистый, мелкозернистый, с бугорчатой слоистостью	2	Биотурбированный, глинистый песчаник	коллектор
4	Песчаник мелкозернистый, тонко-мелкозернистый, биотурбированный			
8	Песчаник разномелкозернистый, глинистый, биотурбированный			

7	Песчаник разномелкозернистый, с глинисто-карбонатным, карбонатным цементом	3	Карбонатизированные песчаники, глинистые алевролиты	неколлектор
1	Алевролит мелкозернистый глинистый, слоистый, неравномерно биотурбированный			
2	Алевролит мелко-крупнозернистый, слоистый, неравномерно биотурбированный			

Рис. 7. Укрупнение литотипов в петротипы пластов нижнехетских отложений

Наилучшими коллекторскими свойствами характеризуются средне-мелкозернистые биотурбированные или с единичными следами биотурбации песчаники, относящиеся к литотипам 5 и 6 входящие в 1-й петротип коллектора (Рис. 8).

Средними ФЕС характеризуются литотипы 3, 4 и 8, представленные тонко-мелкозернистыми биотурбированными песчаниками объединенные во 2-й петротип коллектора.

Низкие ФЕС свойственны литотипам 1, 2 и 7, представленные мелко-крупнозернистыми алевролитами и отнесённые к неколлекторам 3-го петротипа (Рис. 8).

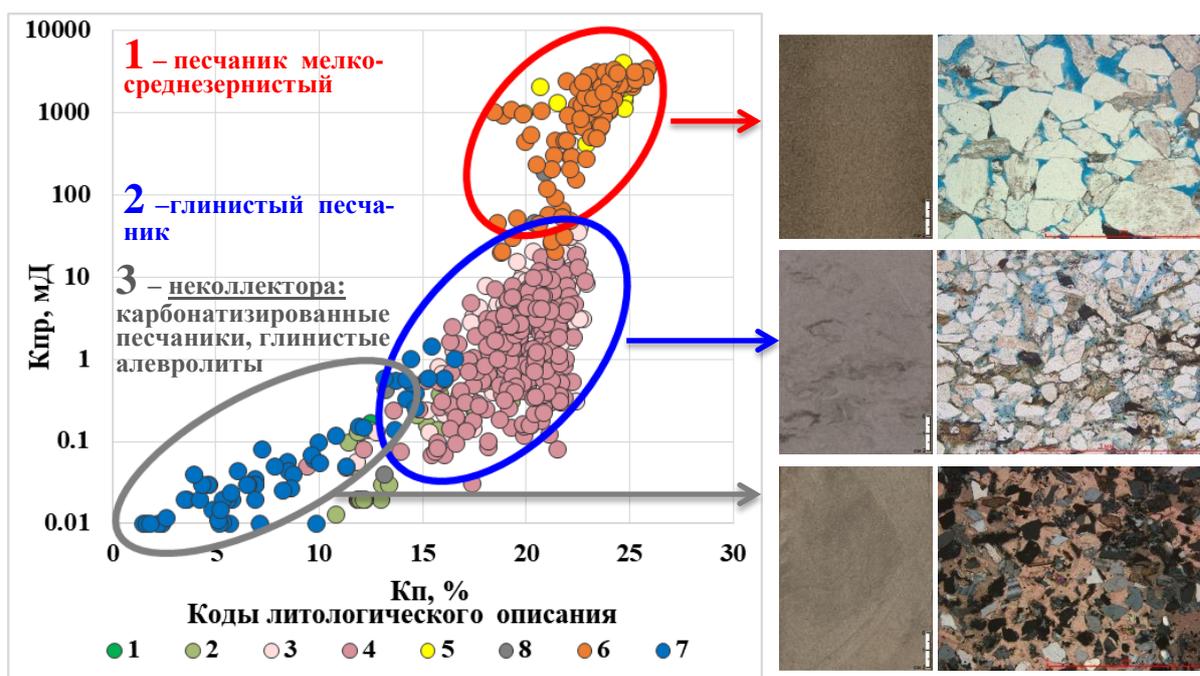
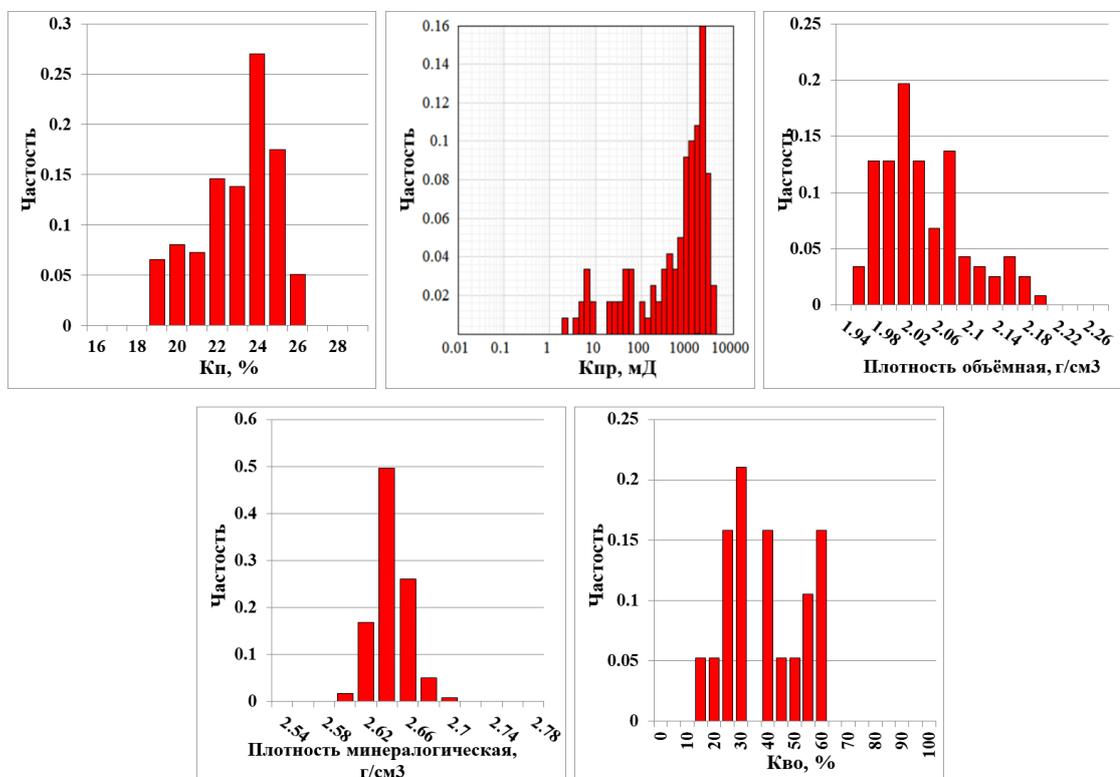


Рис. 8. Петротипизация, основанная на разделении ФЕС и петрографии

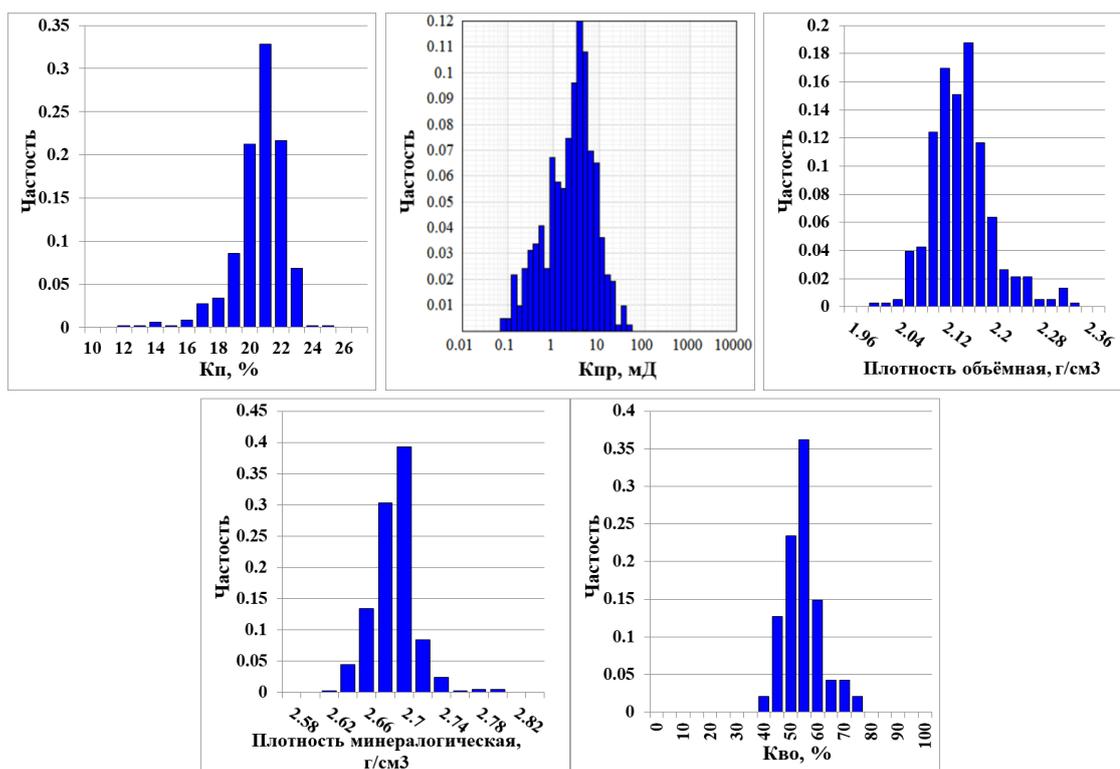
Выделенные петротипы коллекторов нижнехетских отложений целевых пластов по результатам комплексного анализа кернового материала (ФЕС, литологические и др.) характеризуются следующими свойствами:

- 1 тип коллектора характеризуется диапазоном изменения открытой пористости от 18,3% до 25,8% при медианном значении  $K_p = 23,0\%$ . Абсолютная газовая проницаемость по керну изменяется в диапазоне 2,4 – 4029,4 мД при среднем геометрическом значении  $K_{пр} = 487,0$  мД. Значения остаточной водонасыщенности  $K_{во}$  находятся в диапазоне 12,3 – 60,0% при среднем медианном значении 35,6%. (Рис. 9)

- 2 тип коллектора характеризуется диапазоном изменения открытой пористости от 11,9% до 24,8% при медианном значении  $K_p = 20,1\%$ . Абсолютная газовая проницаемость по керну изменяется в диапазоне 0,1 – 40,6 мД при среднем геометрическом значении  $K_{пр} = 2,3$  мД. Значения остаточной водонасыщенности  $K_{во}$  находятся в диапазоне 39,1 – 70,7% при среднем медианном значении 51,0% (Рис. 10)



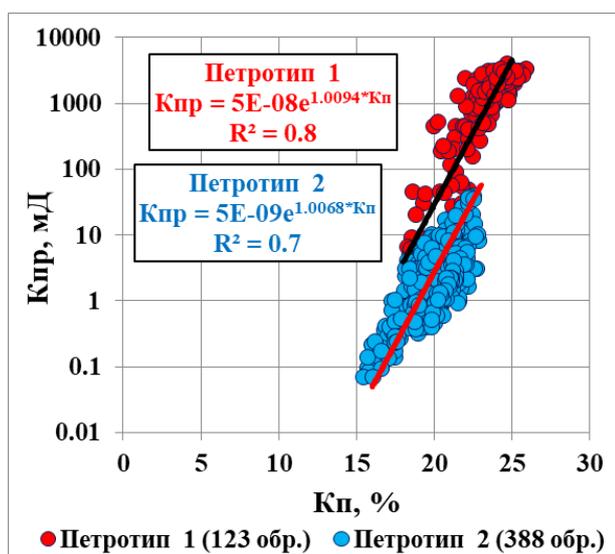
**Рис. 9. Гистограммы распределения ФЕС и плотности по данным керна в интервале коллекторов 1 петротипа**



**Рис. 10. Гистограммы распределения ФЕС и плотности по данным керн в интервале коллекторов 2 петротипа**

Анализ керновых данных двух петротипов коллекторов в пределах одного пласта указывает на их существенные различия, особенно по коэффициенту проницаемости, коэффициенту остаточной водонасыщенности и минералогической плотности.

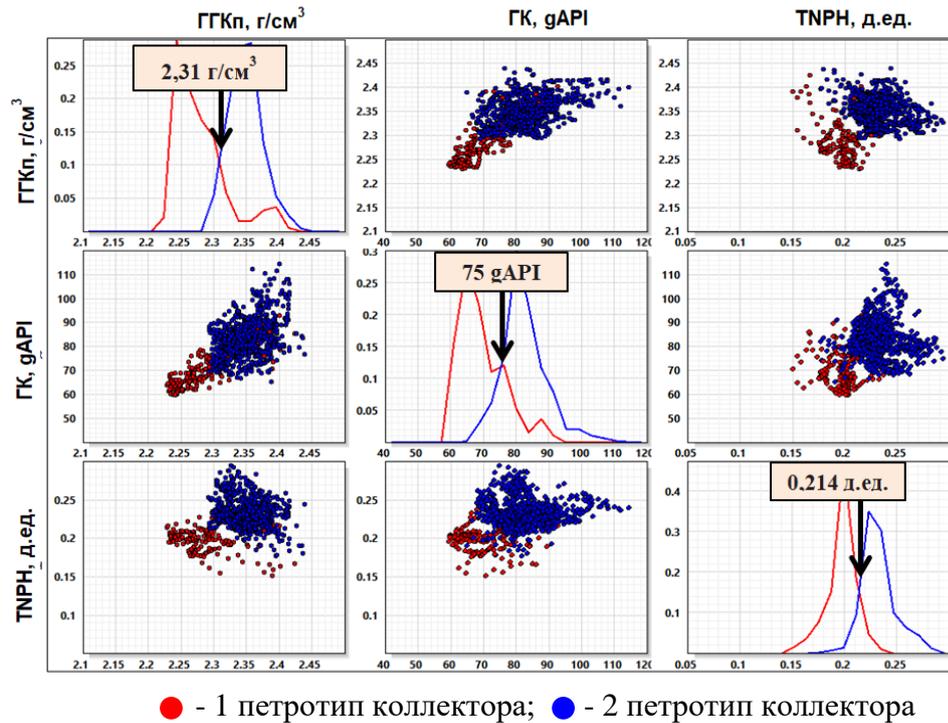
В связи с существенными различиями выделенных петротипов коллекторов использование единой зависимости  $K_{пр} = f(K_{п})$  без учета петротипизации, приводит к значительной погрешности в оценке фильтрационных свойств, до 3 порядков, и обобщение свойств может привести к потере геофизической информации по распределению фильтрационных свойств в пределах подсчетного объекта. Соответственно, в связи с этим получены собственные зависимости  $K_{пр} = f(K_{п})$  для каждого петротипа коллектора (Рис.11).



*Рис. 11. Зависимости коэффициента проницаемости  $K_{пр}$  от коэффициента пористости  $K_{п}$  по данным керн целевого пласта с учётом разделения на петротипы*

### **Распространение петротипов в нижнехетских отложениях**

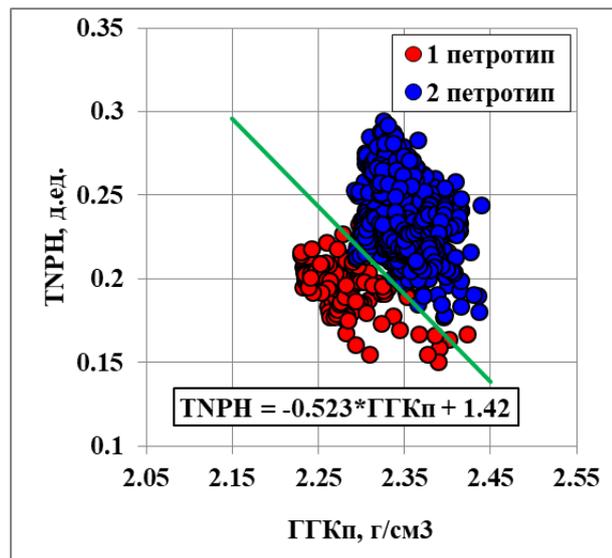
Для решения задач распространения петротипов в скважинах без отбора керн проведен анализ имеющегося комплекса ГИС по всем скважинам с упором на возможность получения модельных петротипов коллекторов по сопряженным кривым: гамма каротаж (ГК), плотностной (ГГКп) и водородо-содержание (далее TNPH). Выбранные методы ГИС присутствуют в большинстве разведочных и эксплуатационных скважин. После стандартизации ГИС для выделения петротипов пород в скважинах без керн использовался метод граничных показаний, основанный на статистическом анализе перекрестных кросс-плотов методов ГИС. Статистический анализ представляет собой процесс изучения, сопоставления, сравнения полученных данных (в т.ч. и с другими данными), их обобщения, истолкования и формулирования научных и практических выводов. Итак, выделенные по керну петротипы пород-коллекторов спроецированы в пространство ГИС. Для этого построены гистограммы распределения методов ГГКп, ГК и TNPH и кросс-плоты парного сопоставления методов ГГКп-ГК, ГГКп-TNPH и ГК-TNPH с градацией на петротипы коллекторов по данным керн (Рис. 12).



*Рис. 12. Гистограммы распределения и кросс-плоты методов ГИС по петротипам*

По методам ГИС отмечается дифференциация петротипов: по ГГКп – граничное значение составляет  $2,31 \text{ г/см}^3$ , ТНРН – граничное значение составляет  $0,214 \text{ д.ед.}$  и ГК – граничное значение составляет  $75 \text{ гAPI}$ . При использовании граничных значений в поле одного параметра наблюдается зона перекрытия, которая может составлять до 20 % отн., т.е. существуют неопределенности в прогнозе классификации петротипов. В связи с представленной неопределенностью при использовании граничных значений по одному методу предлагается комбинированный способ выделения петротипов, который заключается в совместном анализе различных геофизических методов. Наиболее эффективное выделение петротипов наблюдается при совместном использовании данных плотностного каротажа (ГГКп) и водородосодержания (ТНРН) (Рис.13).

Для выделенных по керну петротипов установлены дополнительные условия (зависимость ГГКп от ТНРН). Граничные значения для дальнейшего определения петротипов в скважинах без керна сведены в .



*Рис. 13. Прогноз петротипов по показаниям плотностного каротажа и нейтронной пористости*

Таблица 2

*Граничные значения по методам ГИС для выделения петротипов*

Метод ГИС	1 петротип	2 петротип
ГГКп, г/см <sup>3</sup>	<2.31	>2.31
ГК, gAPI	<75	>75
TNPН, д.ед.	<0.241	>0.241
TNPН-ГГКп	< -0.523*ГГКп+1,42	> -0.523*ГГКп+1,42

Для примера на 14 представлен геолого-геофизический планшет поисково-разведочной скважины с выделенными петротипами коллекторов с учетом граничных значений по ГК, ГГКп и TNPН, а также по парному сопоставлению TNPН-ГГКп. Показания методов ГИС по парному сопоставлению TNPН-ГГКп подтверждают достоверность принятых граничных значений для распознавания петротипов по данным ГИС.

Таким образом, комплексный анализ керновой и каротажной информации позволяет выделить и спрогнозировать петротипы коллекторов в разрезе пластов нижнехетской свиты.

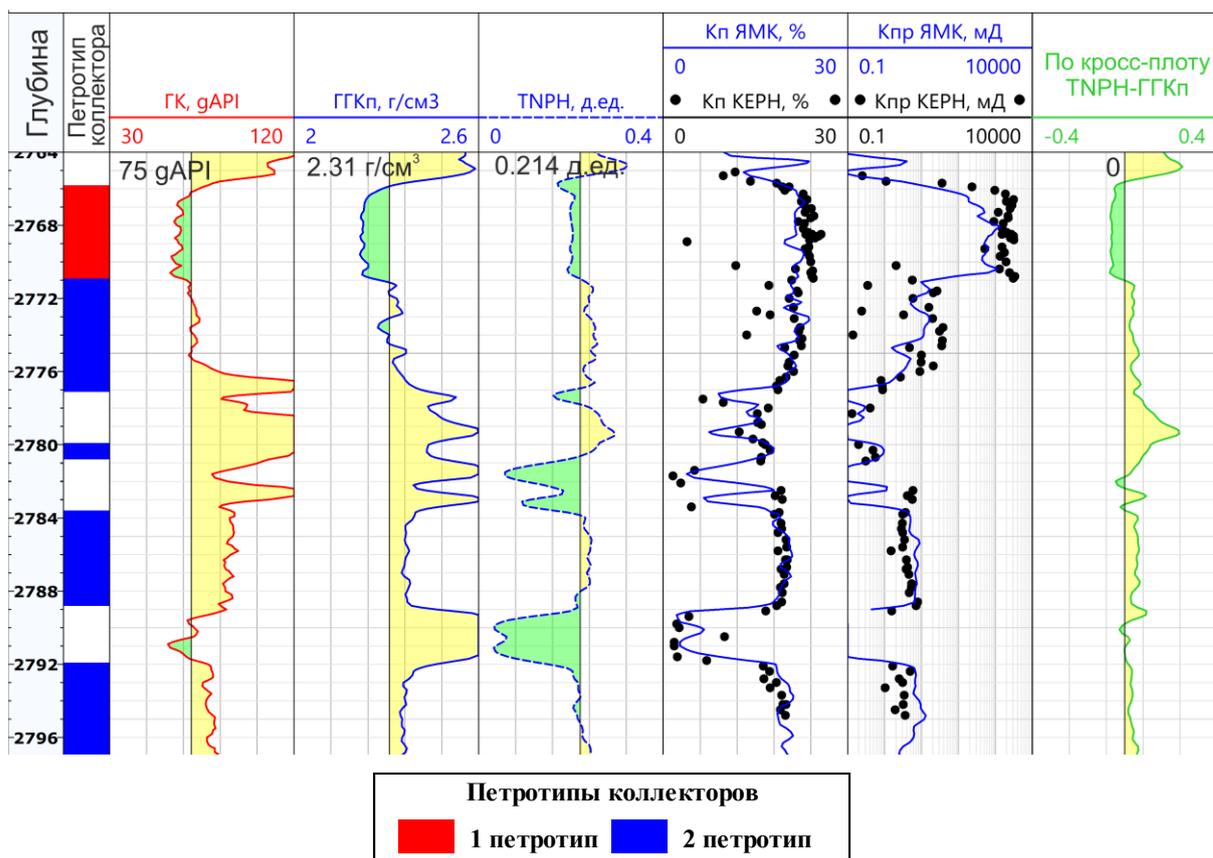


Рис. 14. Пример прогноза петротипов по каротажным и керновым данным

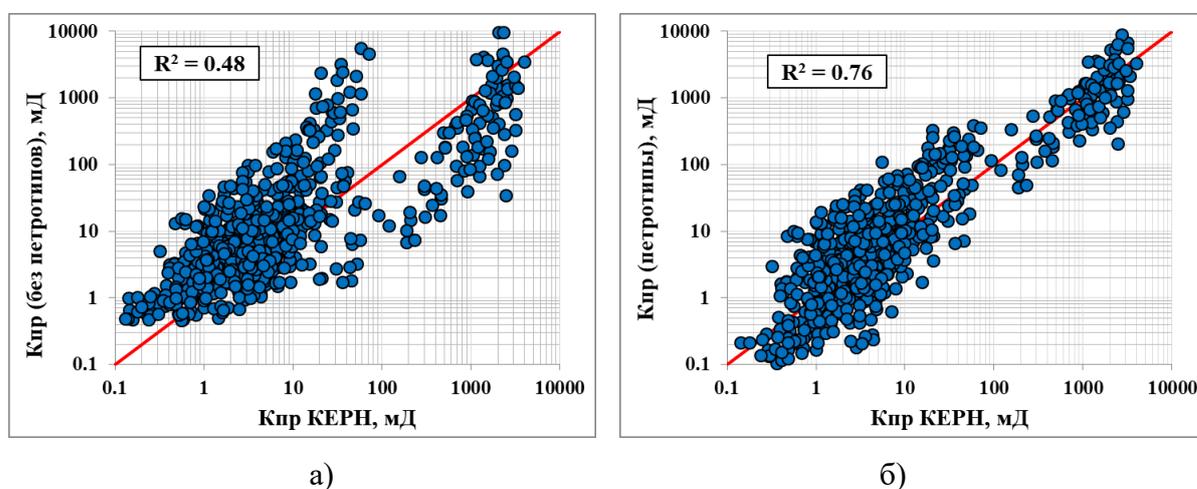
## Выводы

Исходя из опыта, наличие петрофизического обеспечения, позволяющего дифференцировать разрез с учётом геолого-петрофизических особенностей, в совокупности с выделением петротипов по показаниям методов ГИС, позволяет увеличить точность в определении фильтрационных свойств изучаемого объекта и запасов УВ.

Для этого, на основании комплексного анализа седиментологических, литологических и фильтрационно-емкостных исследований кернового материала проведена классификация пластов коллекторов. Лучшими фильтрационными свойствами характеризуются песчаники мелкозернистые, средне-мелкозернистые, с единичными следами биотурбации которые расположены в верхней части пласта и относятся к песчаникам нижней предфронтальной зоны пляжа.

В результате типизации коллекторов получены собственные зависимости  $K_{пр} = f(K_{п})$  для каждого петротипа, что позволило уменьшить погрешность в определении параметров ФЕС.

На сопоставлении  $K_{прГИС}$ - $K_{прКЕРН}$  (Рис. 15 а), в котором использовались рассчитанные значения  $K_{пр}$  без использования петротипизации, отклонения в определении достигают двух-трёх порядков. На рис. 15(б), при использовании в сопоставлении индивидуальной связи  $K_{пр}=f(K_{п})$  для каждого петротипа, наблюдается лучшая сходимость с керновыми данными и снижение дисперсии.

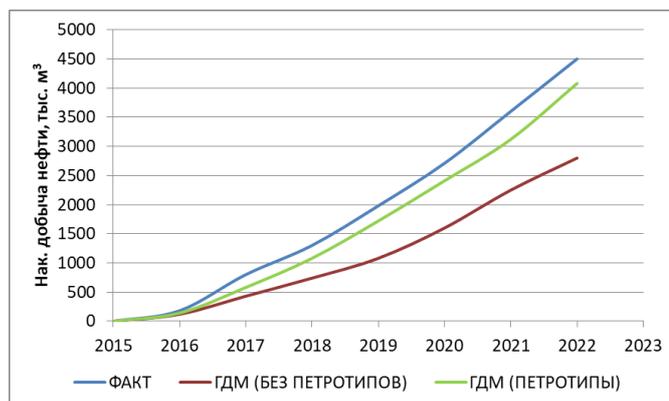


**Рис. 15.** Сопоставление коэффициента проницаемости до типизации (а) и после (б)

Построение трёхмерных связей  $K_{пр}=f(K_{п}, K_{во})$  не представляется возможным в связи с низкой достоверностью зависимости  $K_{во}$  от гамма-каротажа.

Использование типизации коллекторов позволило приблизить результаты расчета на гидродинамической модели (ГДМ) с подключением базовых проницаемостей к истории разработки месторождений (Рис. 16).

Сопоставительный расчет на ГДМ с подключением базовых проницаемостей с использованием типизации и без него показывает, что вариант использования типизации демонстрирует лучшую сходимость по накопленным показателям добычи нефти.



**Рис. 16. Результаты расчета на ГДМ с подключением базовых проницаемостей с использованием и без использования типизации коллекторов**

Для исключения ошибок при подсчете запасов и минимизации неоднозначностей при принятии решений касающихся разработки месторождений рекомендуется на ранних этапах изучения исследуемого разреза закладывать план работ по определению лито-фациальных моделей.

Приведённые результаты используются в петрофизической основе интерпретации ГИС при подготовке работы по подсчету запасов углеводородов, а так же для определения оптимальной технологии разработки месторождения.

### Список литературы

1. Атлас текстур и структур осадочных горных пород. Часть 1. Обломочные и глинистые породы./ Викулова М. Ф., Дмитриева Е. В., Ершова Г. И., Орешникова Е. И.[ и др.] Москва: Государственное научно-техническое издательство литературы по геологии и охране недр, 1962. 578 стр.
2. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н. и др. //Геология и геофизика, 2014. Т.55, №5-6. - С. 745-776.
3. Изотова Т. С., Денисов С. Б., Вендельштейн Б. Ю. Седиментологический анализ данных промысловой геофизики. Москва: Недр, 1993.
4. Хабаров А. В., Мальшаков А. В. Введение в петрофизику. ТНЦ ТНК-ВР, 04.2013.

### References

1. Vikulova M.F., Dmitrieva E.V., Ershova G.I., Oreshnikova E.I., et al. Atlas tekstur i struktur osadochnykh gornykh porod. Chast 1. Oblomochnye i glinistye породы [Atlas of sedimentary rock textures and structures. Part 1. Fragmental and clay rocks]. Moscow, State Scientific-Technical Publishing Office of Geology and Subsoil Protection Literature, 1962, 578 p. (in Russian)
2. Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N., et al. Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. Geologiya i Geofizika [Geology and Geophysics]. 2014, Vol. 55, No. 5-6, pp. 745-776. (in Russian)

3. Izotova T.S., Denisov S.B., Vendelshtein B.Yu. Sedimentologicheskii analiz dannykh promyslovoy geofiziki [Sedimentological analysis of oilfield geophysics data]. Moscow: Nedra publ., 1993, 176 p. (in Russian)
4. Khabarov A.V., Malshakov A.V. Vvedenie v petrofiziku [Introduction to petrophysics]. TPRC TNK-BP Publ., 2013, Vol.4.

### **Сведения об авторах**

*Соснин Михаил Александрович*, руководитель группы геофизической интерпретации управления по подсчету запасов и геологическому моделированию, ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: masosnin@tnnc.rosneft.ru

*Шагимарданова Олеся Игоревна*, ведущий специалист управления по подсчету запасов и геологическому моделированию, ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: oishagimardanova@tnnc.rosneft.ru

*Самсонов Никита Евгеньевич*, ведущий специалист управления по подсчету запасов и геологическому моделированию, ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: nesamsonov@tnnc.rosneft.ru

*Зарай Евгений Александрович*, главный менеджер управления аудита запасов и мониторинга ресурсной базы, ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр»

Россия, 625000, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: eazarai@tnnc.rosneft.ru

### **Authors**

*M.A. Sosnin*, Head of Group, Group of Geophysical Interpretation, Reservoir Estimation and Geologic Modeling Administration, Tyumen Petroleum Research Center LLC

79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

E-mail: masosnin@tnnc.rosneft.ru

*O.I. Shagimardanova*, Chief Specialist, Reservoir Estimation and Geologic Modeling Administration, Tyumen Petroleum Research Center LLC

79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

E-mail: oishagimardanova@tnnc.rosneft.ru

*N.E. Samsonov*, Chief Specialist, Reservoir Estimation and Geologic Modeling Administration, Tyumen Petroleum Research Center LLC

79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

E-mail: nesamsonov@tnnc.rosneft.ru

*E.A. Zarai*, Chief Petrophysics Manager, Tyumen Petroleum Research Center LLC

79/1, Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation

E-mail: eazarai@tnnc.rosneft.ru

*Статья поступила в редакцию 18.09.2023*

*Принята к публикации 20.12.2023*

*Опубликована 30.12.2023*