

УДК 553.984

doi: 10.55959/MSU0579-9406-4-2025-64-5-128-137

## ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ПОЗДНЕМИОЦЕНОВЫХ НУТОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА НОВЫХ ТЕРРИТОРИЯХ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОГО ШЕЛЬФА ОСТРОВА САХАЛИН

Татьяна Федоровна Дьяконова<sup>1</sup>, Наталья Андреевна Тюрина<sup>2</sup>✉, Лейла Кифах Бата<sup>3</sup>, Шухрат Валиджонович Мухидинов<sup>4</sup>, Екатерина Александровна Булгакова<sup>5</sup>, Александр Олегович Потапов<sup>6</sup>, Алена Дмитриевна Егорова<sup>7</sup>, Антон Георгиевич Калмыков<sup>8</sup>, Михаил Владимирович Сначев<sup>9</sup>, Георгий Александрович Калмыков<sup>10</sup>

<sup>1</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; dyakonovaf@yandex.ru

<sup>2</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; turina2000@gmail.com✉, <https://orcid.org/0009-0009-1608-6957>

<sup>3</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; leilabata@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-8818-8962>

<sup>4</sup> ООО «Газпромнефть-НТЦ», Санкт-Петербург, Россия; mukhidinov.ShV@gazprom-neft.ru

<sup>5</sup> ООО «Газпром нефть шельф», Санкт-Петербург, Россия; bulgakova.ea@gazprom-neft.ru

<sup>6</sup> ООО «Газпром нефть шельф», Санкт-Петербург, Россия; potapov.AO@gazprom-neft.ru

<sup>7</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; a.nosikova@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0000-0002-0652-1195>

<sup>8</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; a.kalmykov@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0000-0002-8862-8227>

<sup>9</sup> ООО «Газпромнефть-НТЦ», Санкт-Петербург, Россия; Snachev.MV@gazprom-neft.ru

<sup>10</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; g.kalmykov@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8274-3622>

**Аннотация.** В статье представлены результаты литолого-петрофизических исследований пород нутовского горизонта (поздний миоцен) на территории северо-восточного шельфа острова Сахалин. Для целевых отложений было выделено две основные обстановки осадконакопления: предфронтальная зона пляжа, представленная песчаниками с высокими фильтрационно-емкостными свойствами и мелководный шельф, сложенный глинисто-песчано-алевритовыми породами. На основе анализа керна и данных геофизических исследований скважин была создана литолого-фациальная модель, позволяющая прогнозировать продуктивные интервалы. Особое внимание уделено верхнелуттовскому подгоризонту, при испытании которого впервые в регионе были получены промышленные притоки нефти. Результаты работы могут быть применены для дальнейшего освоения месторождений региона.

**Ключевые слова:** северо-восточный шельф острова Сахалин, позднемиоценовые отложения, петрофизические исследования, интерпретация ГИС, модель отложений

**Для цитирования:** Дьяконова Т.Ф., Тюрина Н.А., Бата Л.К., Мухидинов Ш.В., Булгакова Е.А., Потапов А.О., Егорова А.Д., Калмыков А.Г., Сначев М.В., Калмыков Г.А. Литолого-петрофизические особенности перспективных продуктивных позднемиоценовых нутовских отложений на новых территориях северо-восточного шельфа острова Сахалин // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2025. № 5. С. 128–137.

## LITHOLOGICAL AND PETROPHYSICAL FEATURES OF PROMISING PRODUCTIVE LATE MIOCENE NUTOVSKIY DEPOSITS ON THE NEW TERRITORIES OF THE SAKHALIN ISLAND NORTH-EASTERN SHELF

Tatyana F. Dyakonova<sup>1</sup>, Natalya A. Tyurina<sup>2</sup>✉, Leila K. Bata<sup>3</sup>, Shukhrat V. Mukhidinov<sup>4</sup>, Ekaterina A. Bulgakova<sup>5</sup>, Aleksander O. Potapov<sup>6</sup>, Alena D. Egorova<sup>7</sup>, Anton G. Kalmykov<sup>8</sup>, Michail V. Snachev<sup>9</sup>, Georgiy A. Kalmykov<sup>10</sup>

<sup>1</sup> Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; dyakonovaf@yandex.ru

<sup>2</sup> Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; turina2000@gmail.com✉, <https://orcid.org/0009-0009-1608-6957>

<sup>3</sup> Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; leilabata@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-8818-8962>

<sup>4</sup> LLC Gazprom-neft, St. Petersburg, Russia; mukhidinov.ShV@gazprom-neft.ru

<sup>5</sup> LLC Gazprom-neft shelf, St. Petersburg, Russia; bulgakova.ea@gazprom-neft.ru

<sup>6</sup> LLC Gazprom-neft shelf, St. Petersburg, Russia; potapov.AO@gazprom-neft.ru

<sup>7</sup> Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; a.nosikova@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0000-0002-0652-1195>

<sup>8</sup> Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; a.kalmykov@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0000-0002-8862-8227>

<sup>9</sup> LLC Gazprom-neft, St. Petersburg, Russia; snachev.MV@gazprom-neft.ru

<sup>10</sup> Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; g.kalmykov@oilmsu.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8274-3622>

**Abstract.** The article presents the results of lithological and petrophysical studies of the Late Miocene Nutov Formation in the new area of the northeastern shelf of Sakhalin Island. Two main depositional environments were identified for the target sediments: a beach foreshore zone, represented by sandstones with high poroperm properties and a shallow shelf composed of clay-sandy-silty rocks. Based on core analysis and well-logging data, a lithological-facies model was developed to predict productive intervals. Special attention is given to the Upper Nutov Subhorizon, where commercial oil inflows were obtained. The results of this study can be applied to further development of the region's fields.

**Keywords:** northeastern shelf of Sakhalin Island, late Miocene deposits, petrophysical studies, well logging interpretation, deposition model

**For citation:** Dyakonova T.F., Tyurina N.A., Bata L.K., Mukhidinov S.V., Bulgakova E.A., Potapov A.O., Egorova A.D., Kalmykov A.G., Snachev M.V., Kalmykov G.A. Lithological and petrophysical features of promising productive late Miocene Nutovskiy deposits on the new territories of the Sakhalin Island north-eastern shelf. *Moscow University Geol. Bull.* 2025; 5: 128–137. (In Russ.).

**Введение.** Остров Сахалин и его шельф является старейшим и одним из крупнейших нефтегазодобывающих регионов России [Харахинов, 2010]. Основная доля запасов углеводородов приходится на месторождения северо-восточного шельфа Охотского моря, относящиеся к Северо-Сахалинскому нефтегазоносному бассейну (рис. 1). Исторически основные продуктивные отложения данного бассейна приурочены к кайнозойским отложениям: в южной части — к неогеновому раннемиоценовому — дагинскому горизонту, а в северной — к средне-позднемиоценовым — окобыкайскому и нутовскому горизонтам [Гладенков и др., 2002].

В настоящее время значительная часть геологических исследований на шельфе Сахалина сосредоточена на изучении нутовского горизонта. Этот интерес обусловлен высоким нефтегазоносным потенциалом отложений, успешными примерами разработки крупных месторождений (Одопту-море, Пильгун-Астохское, Аркутун-Даги, Чайво) и развитием технологий для морского бурения.

Нутовский горизонт является регрессивно построенной, преимущественно песчаной толщей. В целом он представляет собой переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов. Общая мощность горизонта может составлять до 1800 м, снизу он подстилается алевролитово-глинистыми породами окобыкайского горизонта, а сверху перекрывается песчаниками помырского горизонта. Нутовский горизонт делится на два подгоризонта: верхний и нижний (рис. 2).

Нижнениутовский подгоризонт  $N_{13nt1}$  формировался практически по всей территории Северного Сахалина. Основной объем осадков перемещался по долинам рек Палеоамгуни-Палеоаура в Северо-Сахалинскую дельту, где существовала система мигрирующих русел, разносивших обломочный материал по большой площади. Верхнениутовский подгоризонт ( $N_{13}-N_{12nt2}$ ) в основном накапливался во впадинах Северного Сахалина и на его северном и восточном шельфе [Налимова, 2004].

Отложения нутовского горизонта на территории северо-восточного шельфа Сахалина имеют значительную латеральную и вертикальную изменчивость литологических и петрофизических свойств. К на-

стоящему времени на открытых месторождениях, сосредоточенных вдоль берега о. Сахалин, нефтедобыча ведется исключительно из нижнениутовского горизонта, так как верхнениутовский горизонт представлен преимущественно глинистыми породами. Большинство коллекторских песчаных интервалов приурочено к обстановкам дельтовых систем. На более отдаленных от суши участках разрез нутовского горизонта в целом становится более глинистым, что связано с более глубоководными обстановками [Шегай, Толстикова, 2022].

В последнее десятилетие восточнее разрабатываемых месторождений было пробурено три поисково-разведочные скважины и по результатам их испытаний была подтверждена продуктивность не только нижнего, но и верхнениутовского горизонта. Поскольку данная территория ранее не изучалась, а количество пробуренных скважин ограничено, разрез остается недостаточно исследованным, что требует детального анализа для выявления перспек-

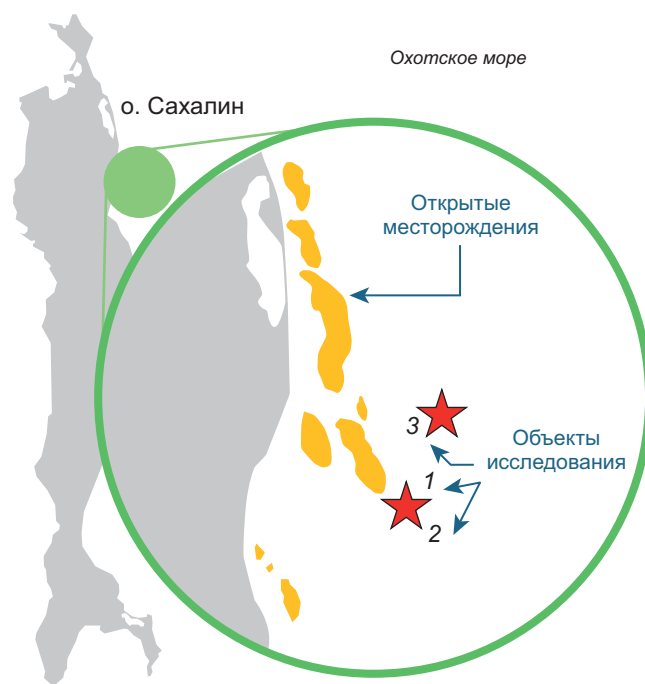


Рис. 1. Схема расположения открытых месторождений северо-восточного шельфа о. Сахалин с указанием объектов исследования (отмечены красными звездочками)

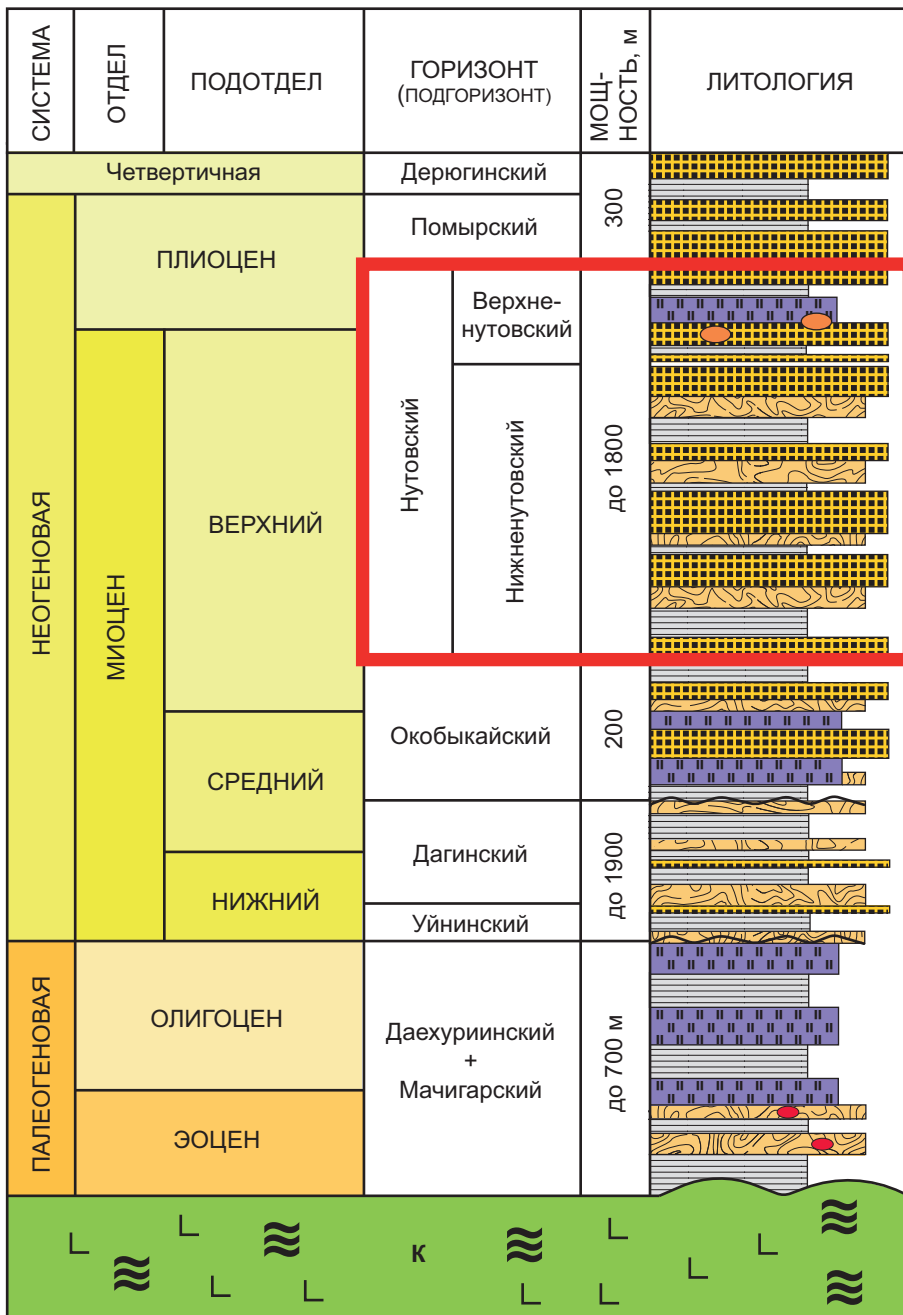
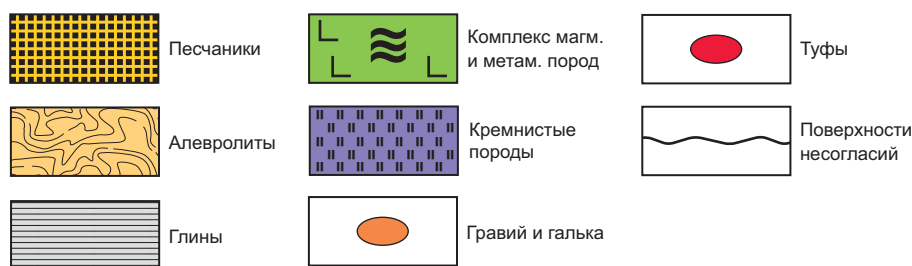


Рис. 2. Литолого-стратиграфическая колонка для северо-восточного шельфа острова Сахалин. Исследуемый горизонт выделен красным квадратом по [Харахинову, 2010]



тивных интервалов. При этом из-за изначальной ориентации при бурении на разведку продуктивного на всей территории нижненутовского интервала, верхненутовский подгоризонт оказался слабо охарактеризован керном, что не позволяет оценить литолого-физические свойства всего разреза.

Целью данной работы является анализ изменения литолого-петрофизических характеристик пород

нутовского горизонта по разрезу, создание петрофизической модели, и прогнозирование свойств в интервалах, не охарактеризованных керновыми исследованиями.

**Объект исследований.** В работе использованы результаты исследований керна и ГИС по трем скважинам, расположенным на северо-восточном шельфе острова Сахалин (рис. 1). В тектоническом

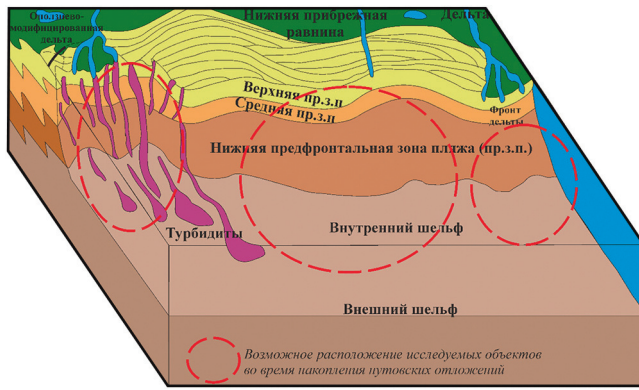


Рис. 3. Концептуальная модель условий формирования целевых отложений по [Venner, et al., 2009]

плане все объекты приурочены к структуре 1-го порядка — Восточно-Сахалинскому прогибу, в отношении структур 2-го порядка скважина 1 и 2 приурочены к Одоптинской антиклинальной зоне, а скважина 3 — к Восточно-Одоптинской антиклинальной зоне. [по Харахинову, 2010]. Керном в скважине 1 охарактеризован только нижненутовский подгоризонт, в скважине 3 — только верхненутовский, в скважине 2 — обе части нутовской свиты.

Прогноз литолого-петрофизических свойств отложений нутовского горизонта был выполнен с учетом фациальной принадлежности пород. Фациальная привязка литолого-петрофизических свойств отложений нутовской свиты наблюдается на петрофизической зависимости коэффициента проницаемости от пористости по газу, по гранулометрическому составу пород, на фотографиях шлифов и снимках из РЭМ.

Открытая пористость и проницаемость определялась методом газовольюметрии при атмосферных условиях. Образцы керна были предварительно проэкстрагированы и высушены. Гранулометрический состав пород определялся методом лазерной дифракции. Комплекс ГИС включал в себя стандартный комплекс каротажных кривых: гамма-каротаж (ГК), боковое каротажное зондирование, плотностной (ГГК-п) и акустический каротаж (АК).

**Обстановки осадконакопления нутовского горизонта.** Образование нутовских отложений на большинстве открытых месторождений северо-восточного шельфа Сахалина связано с деятельностью палеорек, так как в породах диагностируются тектурные признаки обстановок фронта дельты.

На изучаемой территории, расположенной восточнее открытых месторождений, ни тектурные особенности, ни детрит, свидетельствующие о дельтовой обстановке, не встречены, а встречающиеся группы фаций соответствуют морским условиям. По результатам литологического описания керна нутовского горизонта установлено, что осадконакопление на изучаемой территории происходило в условиях периодического колебания уровня моря. [Жуковская, Сначев, 2020]. Для отложений выделяется две

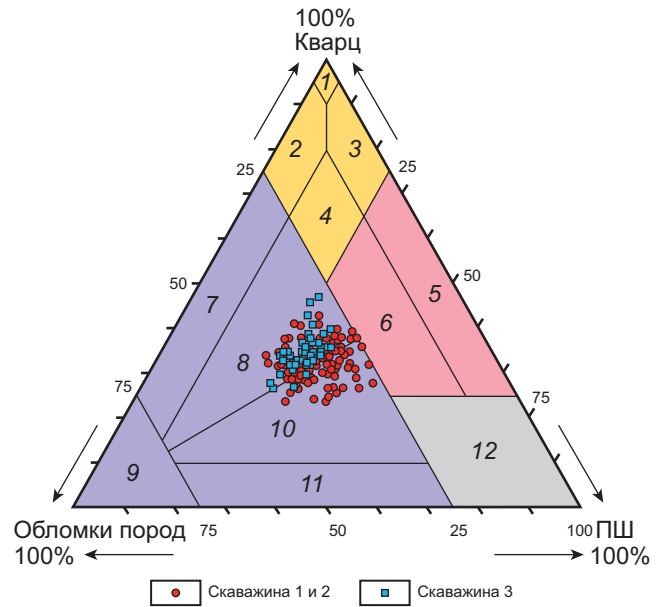


Рис. 4. Треугольная диаграмма породообразующих компонентов [Шванов, 1988] по В.Д. Шутову [Шутов, 1975] с нанесенными значениями процентов содержания основных породообразующих компонентов, полученных по микроскопическому исследованию шлифов изучаемых объектов — кварцевая группа: 1 — мономиктовые кварцевые, 2 — кремнекlastито-кварцевые, 3 — полевошпат-кварцевые, 4 — мезомиктовые кварцевые; аркозовая группа: 5 — собственно аркозы, 6 — граувакковые аркозы; граувакковая группа (граувакки): 7 — кварцевые, 8 — полевошпат-кварцевые, 9 — собственно граувакки, 10 — кварц-полевошпатовые, 11 — полевошпатовые, 12 — породы не чисто терригенного происхождения (кристаллотуфовые накопления) и различных литокластов

основных обстановки, неоднократно сменяющие друг друга по разрезу: префронтальная зона пляжа и мелководный шельф.

Исследуемые объекты при накоплении отложений нутовского горизонта могли быть расположены либо в зоне дельтового конуса, но дальше от фронта дельты в сторону моря, либо вне зоны дельты. Предполагаемое расположение объектов на концептуальной модели осадконакопления нутовской свиты по [Venner, Coyne, 2009] показано на рис. 3.

По данным микроскопического анализа (шлифов) песчаники и алевролиты верхне- и нижненутовских отложений изучаемой территории имеют преимущественно граувакковый состав — полевошпат-кварцевые граувакки (рис. 4). Единичные образцы относятся к аркозовой группе, однако имеют приграничные с граувакками значения. Такие свойства пород могут указывать о близости места накопления осадков к источнику сноса, что делает более достоверной теорию расположения объектов ниже зоны дельты на концептуальной модели.

**Литолого-петрофизические характеристики пород основных фаций.** Сравнение результатов определения гранулометрического состава пород и литологических исследований показало четкое деление разреза на две основные фации (рис. 5).

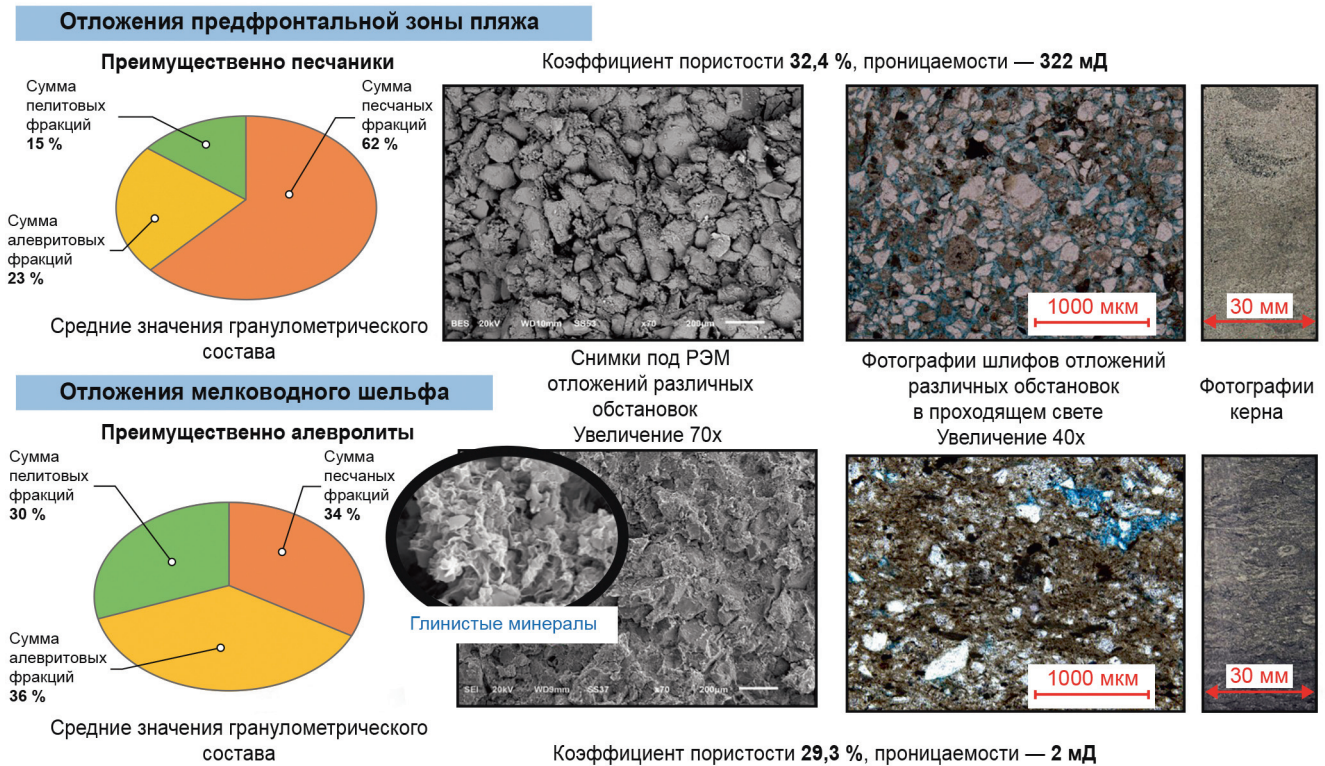


Рис. 5. Основные обстановки осадконакопления нутовских отложений

**Предфронтальная зона пляжа, представленная преимущественно песчаниками.** Для данной фации содержание песчаной фракции по гранулометрии составляет в среднем 62 %, алевритовой — 23 %, пелитовой — 15 %. На представленном снимке эталонного образца (рис. 5), полученном на растровом электронном микроскопе (РЭМ), установлено большое количество зерен кварца и малая доля глинистых минералов. На фотографии шлифа также видно большое количество пор.

**Мелководный шельф, представленный глинисто-песчано-алевритистыми отложениями, преимущественно — алеврититами.** Для пород данной обстановки характерно содержание песчаной фракции 34 %, алевритовой 36 %, пелитовой — 30 %. На снимке РЭМ (рис. 5) диагностируются только глинистые минералы, наращенные на зернах кварца. Пористость в шлифах незначительная.

При сопоставлении значений фильтрационно-емкостных свойств пород двух групп фаций (рис. 6) видно, что для алевритистых пород мелководного шельфа при средней пористости 32–36 % коэффициент проницаемости в среднем не превышает 10 мД, а в песчаных отложениях предфронтальной зоны пляжа проницаемость на порядок выше, в среднем до 100 мД. Это связано, во-первых, с разной гидродинамической активностью зон осадконакопления, а во-вторых, со вторичными преобразованиями различных литологических типов пород. В плагиоклазах и калиевых полевых шпатах наблюдается глинизация — процесс замещения минералов серицитом и пелитом (каолинитом). За счет глинизации

полевых шпатов также уменьшаются радиусы поровых каналов и, соответственно, проницаемость.

**Анализ основной петрофизической зависимости коэффициента проницаемости от пористости.** На зависимости коэффициента проницаемости от пористости (Кпр-Кп) (рис. 7) наблюдается дифференциация нутовских отложений на две группы: нижненутовского и верхненутовского горизонтов по скважинам 1 и 2. Можно отметить закономерность, что тренд верхнего нута скважины 3 соответствует тренду нижнего нута скважин 1 и 2. Это может быть связано с большими глубинами залегания пластов нутовских отложений в скважине 3, где разница со скважинами 1 и 2 составляет около 1000 м. Соответственно, отложения всего нутовского горизонта скважины 3 накапливались на глубинах нижненутовского горизонта скважин 1 и 2, что отразилось на той же зависимости на графике Кпр-Кп.

Также стоит отметить, что по имеющемуся описанию керна большинство пород нижненутовского горизонта скважин 1 и 2 относится к фации предфронтальной зоны пляжа (более песчаным отложениям), а верхненутовского — к фации мелководного шельфа. Наибольший интерес для изучения в скважине 3 представляет кровельная часть отложений верхненутовских отложений, не охарактеризованная кернавыми исследованиями, в которой получен наибольший из трех исследуемых скважин промышленный приток нефти (рис. 8). Так как вынос керна не охватывает весь разрез, характеристики большей части отложений остаются неизвестными по прямым исследованиям керна.

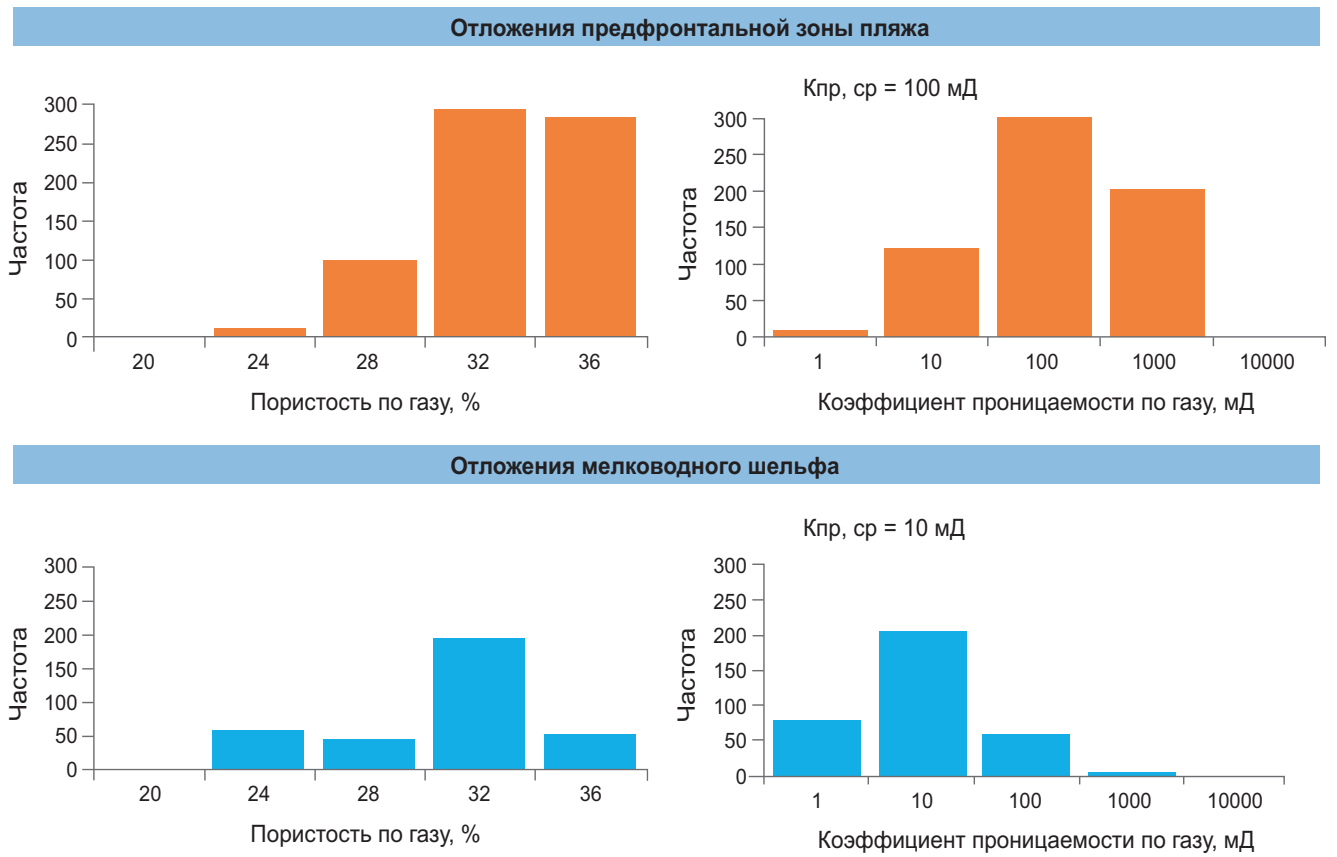


Рис. 6. Статистические распределения фильтрационно-емкостных свойств пород разных фациальных групп

Для прогнозирования строения разреза и поиска перспективных интервалов необходимо построить литолого-фациальную модель разреза по комплексу керн и ГИС.

Для разделения отложений по фациальной принадлежности статистическим методом по результатам гранулометрических исследований керна получено граничное значение песчаности ( $S_{\text{песч}}$ ): при  $S_{\text{песч}} > 45\%$  пропластку присваивается обстановка «предфронтальная зона пляжа», при  $S_{\text{песч}} < 45\%$  — «мелководный шельф» (рис. 9). Оценки величин  $S_{\text{песч}}$  по разрезу скважин производились по ГИС.

**Расчет гранулометрической модели разреза нутовских отложений.** Для прогнозирования литолого-фациальной принадлежности коллекторов по разрезу скважины была создана методика моделирования гранулометрического состава пород методами ГИС с использованием зависимостей «кern-кern» и «кern-ГИС».

**Расчет глинистости.** Определение глинистости производилось по единой для всего разреза зависимости содержания пелитовой фракции от двойного разностного параметра гамма-каротажа ( $\Delta\Gamma_k$ ) (рис. 10, а).

**Расчет алевритовой составляющей.** Содержание алевритовой фракции наилучшим образом коррелируется со значением пористости в породе. Наблюдается дифференциация зависимостей  $S_{\text{алевр}}-K_p$  (рис. 10, б) для ниже и верхненутовских отложений скважин 1 и 2, аналогичная дифференци-

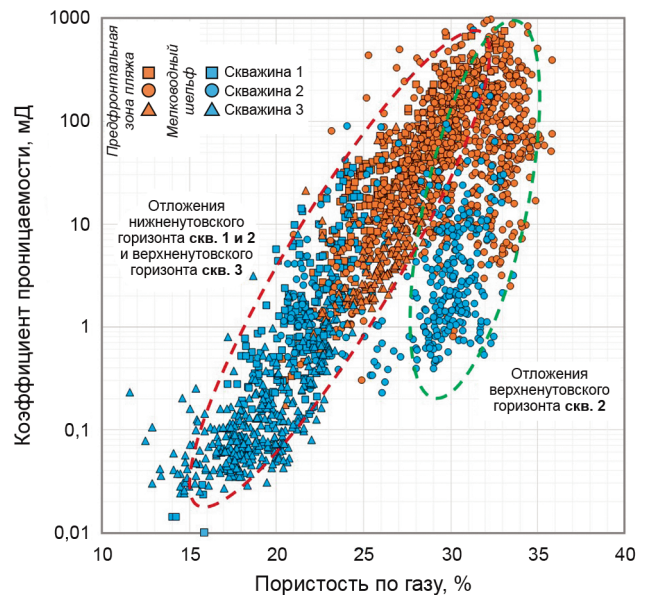


Рис. 7. Зависимость коэффициента проницаемости от пористости с дифференциацией нутовских отложений по возрасту и условиям осадконакопления

ация наблюдается на зависимости  $K_{pr}-K_p$  (рис. 7). В результате для расчета  $S_{\text{алевр}}$  ниже- и верхненутовских пород применялись разные формулы. Для всего разреза скважины 3 была принята зависимость для нижненутовского горизонта скважин 1 и 2, что связано с разницей глубинах накопления отложений.

Для оценки алевритистости по всему разрезу необходимо было произвести расчет пористости по

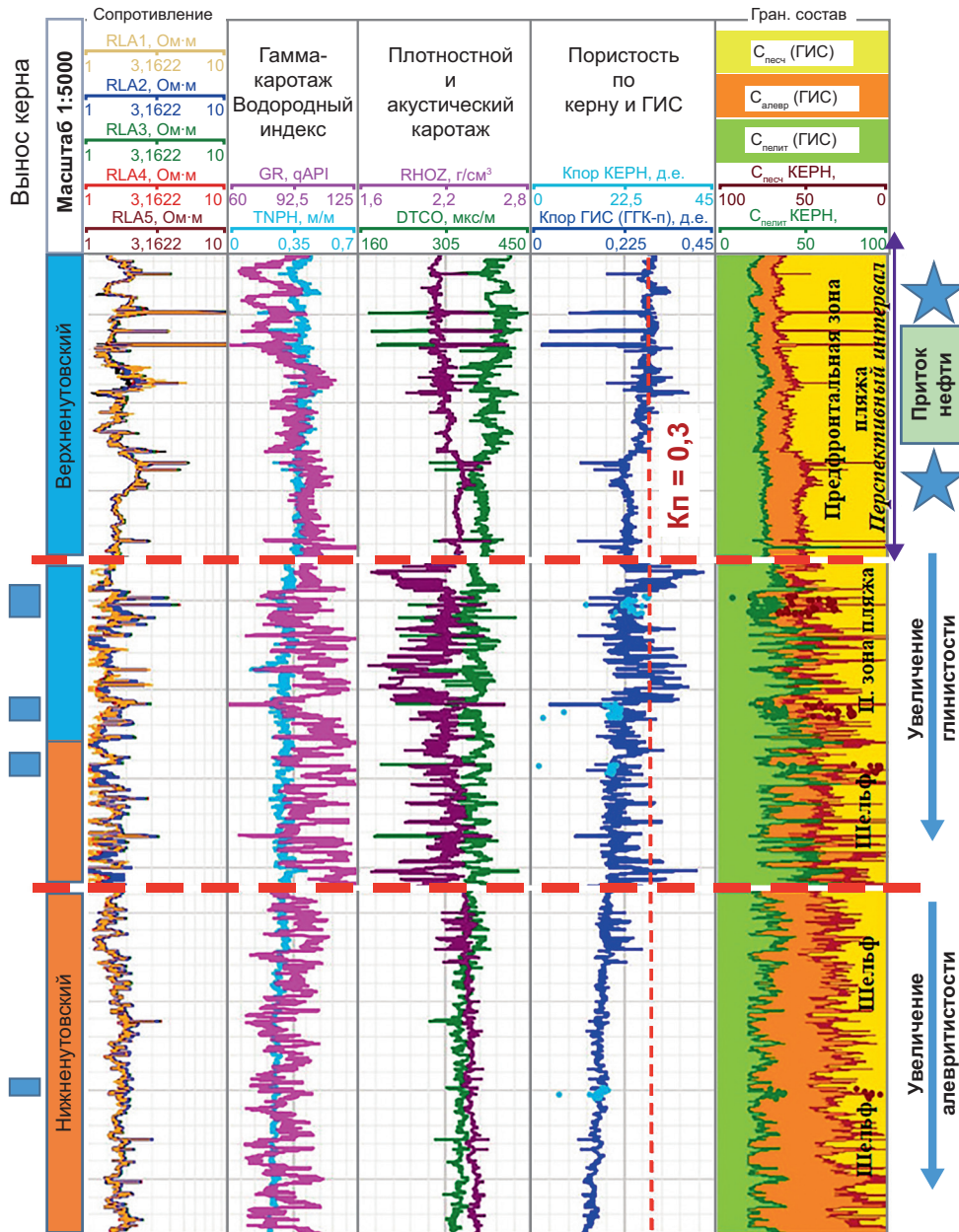


Рис. 8. Фрагменты литолого-фациальной модели разреза нутовских отложений скважины 3 с результатами испытаний и предполагаемыми обстановками по разрезу. Красными пунктирными линиями показано разделение между фрагментами планшета с разным литологическим составом пород, меняющимся вниз по разрезу. Точками показаны значения Кп и гранулометрического состава пород, полученные по керну

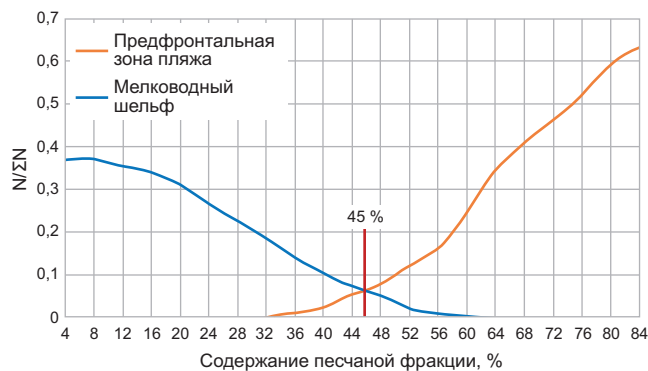


Рис. 9. Граничное значение песчаности  $C_{песч}$  для определения обстановок осадконакопления по гранулометрической модели с использованием методов ГИС

ГИС. Коэффициент пористости оценивался в терригенных отложениях по гамма-гамма-плотностному методу (ГГК-п) по формуле:

$$Kп = \frac{\delta_{ТВ} - \delta_{п}}{\delta_{ТВ} - \delta_{ж}}$$

где  $\delta_{п}$  — плотность объемная,  $г/см^3$ ,  $\delta_{ТВ}$  — плотность твердой компоненты,  $г/см^3$ ,  $\delta_{ж}$  — плотность жидкости,  $г/см^3$ .

Плотность жидкости принята равной  $1 г/см^3$ , плотность твердой фазы получена единой для верхне- и нижненутовского горизонта из зависимости «кern-кern» объемной и минеральной плотности

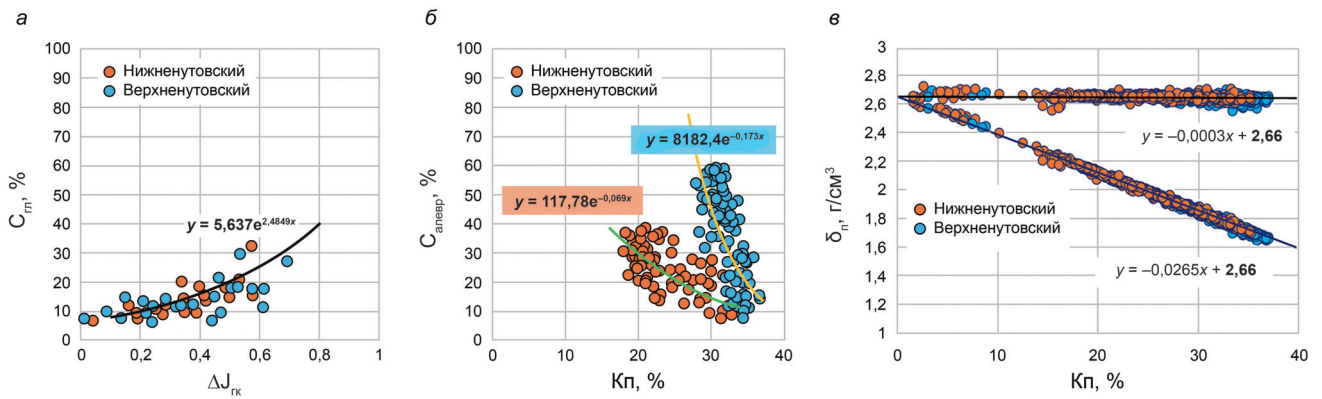


Рис. 10. Зависимости для расчета гранулометрического состава: а — зависимость типа «кern-ГИС» пелитовой фракции ( $C_{гил}$ ) от двойного разностного параметра по гамма-каротажу ( $\Delta J_{гк}$ ), б — зависимость типа «кern-кern» алевритовой фракции ( $C_{алевр}$ ) от коэффициента пористости (Кп), в — зависимость типа «кern-кern» объемной и минеральной плотности ( $\delta_{п}$ ) от коэффициента пористости (Кп)

Входные данные: принятая дифференциация разреза на 2 основных фации  
Каротаж: **ГК, ГГК-п**. Формулы, полученные из зависимостей kern-ГИС и kern-кern

<b>I. Содержание пелитовой фракции</b>	<b>II. Содержание алевритовой фракции</b>	<b>III. Содержание песчаной фракции</b>
1) Расчет Дгк из <b>ГК</b> ; 2) Расчет $C_{пелит}$ из <b>Дгк</b> по зависимости kern-ГИС:  $C_{пелит} = 5,637e^{2,4849 \cdot Дгк}$	1) Расчет $Кп_{ГИС}$ из <b>ГГК-п</b> по стандартной формуле  $Кп_{ГИС} = \frac{\delta_{ТВ} - \delta_{п}}{\delta_{ТВ} - \delta_{ж}}$ $\delta_{ТВ} = 2,66 \text{ г/см}^3$ (из зависимости kern-кern), $\delta_{ж} = 1 \text{ г/см}^3$	$C_{песч} = 100\% - C_{пелит} - C_{алевр}$
	2) Расчет $C_{алевр}$ из $Кп_{ГИС}$ по зависимости kern-кern для ниже (Н) и верхненутовских (В) отложений отдельно:  $C_{алевр} (Н) = 117,78e^{-0,069 \cdot Кп}$ $C_{алевр} (В) = 8182,4e^{-0,173 \cdot Кп}$	<b>IV. Если <math>C_{песч} &gt; 45\%</math> — присваиваем фацию предфронтальной зоны пляжа, <math>C_{песч} &gt; 45\%</math> — мелководного шельфа</b>

Рис. 11. Алгоритм для использования методики расчета гранулометрической (и фациальной) модели разреза нутовских отложений на изучаемой территории

от коэффициента пористости и составила 2,66 г/см<sup>3</sup> (рис. 10, в).

После расчета содержания пелитовой и алевритовой фракций по всему разрезу было рассчитано содержание *песчаной фракции*:

$$C_{песч} = 100 - (C_{гил} + C_{алевр}),$$

где  $C_{песч}$ ,  $C_{гил}$  и  $C_{алевр}$  — содержание песчаной, глинистой и алевритистой фракций соответственно.

Гранулометрическая модель отложений нутовской свиты позволила выделить перспективные интервалы, приуроченные к определенным фациальным обстановкам. Блок-схема с последовательностью действий для получения литолого-фациальной модели представлена на рис. 11.

**Литолого-фациальная модель по разрезу скважин.** На рис. 12 представлен геолого-геофизический планшет разреза нутовских отложений по скважине 2, где показана литолого-фациальная модель по ГИС, точками нанесены значения гранулометрического состава образцов по исследованиям керна. В от-

дельных интервалах разреза по ГИС получают завышенные значения алевритистости по сравнению с керном, что связано с карбонатными прослоями, которые влияют на повышение объемной плотности по ГГК, и, как следствие, на снижение расчетной пористости, приводя к повышению алевритистости по ГИС.

Для скважины 3 (рис. 8), по которой kern был отобран частично, с помощью полученной по ГИС литолого-фациальной модели в верхней части верхненутовской подсвиты по значению  $C_{песч} > 45\%$  стало возможным выделить мощные прослои продуктивных отложений предфронтальной зоны пляжа со средней пористостью около 30%. Из этого интервала в скважине 3 были получены промышленные притоки нефти. Далее вниз по разрезу породы предфронтальной зоны пляжа сменяются песчанисто-глинисто-алевритистыми породами мелководного шельфа: сначала увеличивается глинистая составляющая, а в нижненутовском интервале — алевритистая. Обстановки шельфа согласуются с результатами описания и исследований керна.

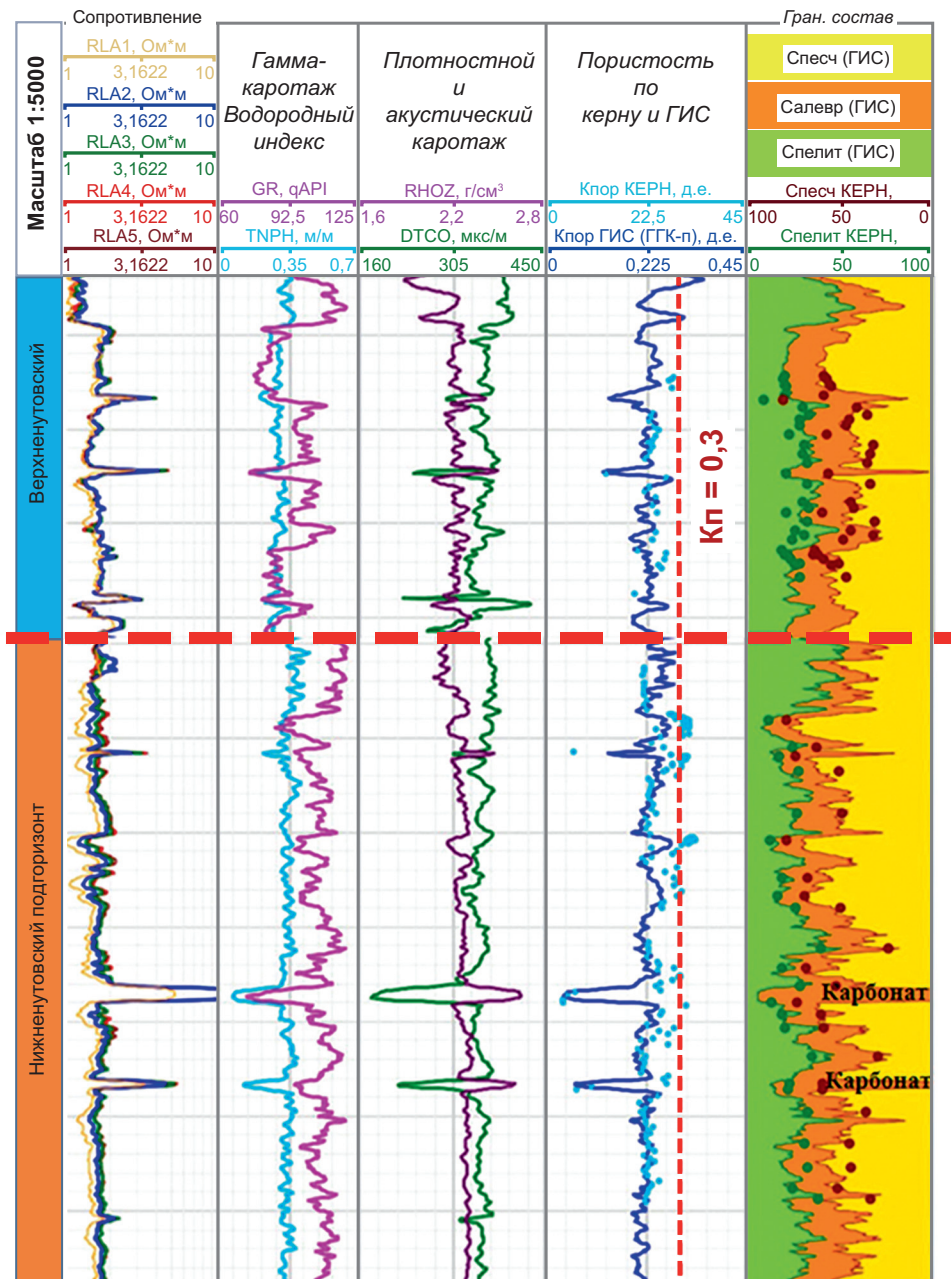


Рис. 12. Фрагменты литолого-фациальной модели для нутовских отложений скважины 2 с нанесенными значениями гранулометрического состава пород по данным образцов керна. Красной пунктирной линией показано разделение между двумя фрагментами планшета, относящимися к ниже- и верхненутовскому подгоризонту

**Заключение.** В результате проведенных исследований керна и ГИС разреза нутовского горизонта по вновь пробуренным скважинам 1, 2, 3 северо-восточного шельфа острова Сахалин установлено, что по литологическим, гранулометрическим и петрофизическим характеристикам выделяются две основные обстановки осадконакопления — предфронтальная зона пляжа и мелководный шельф. Породы предфронтальной зоны пляжа представлены преимущественно песчаниками с высокими фильтрационно-емкостными свойствами, зоны мелководного шельфа — преимущественно песчано-глинисто-алеуритовыми породами.

Зависимости коэффициента проницаемости от пористости по керновым данным скважин 1 и 2 зна-

чимо отличаются для и нижнего и верхненутовского подгоризонтов. Установлено, что область точек по части исследованного керна верхненутовских пород скважины 3 оказалась сопоставимой с нижненутовскими породами скважин 1 и 2, что, вероятнее всего, связано с большими по сравнению со скважинами 1 и 2 глубинами скважины 3, где разница для разновозрастных пластов составляет около 1000 м.

Для характеристики всего разреза нутовских отложений с целью получения литолого-фациальной модели представлена разработанная методика интерпретации ГИС, основанная на исследованиях керна и ГИС (рис. 11). Модель основана на расчете гранулометрического состава пород по керну с привязкой к данным ГИС. Полученное

граничное значение песчаности  $S_{\text{песч,гр}}=45\%$  позволяет выделить основные группы обстановок осадконакопления. По результатам разработанной модели в скважине 3 в верхней части верхненутовского горизонта при отсутствии отбора керна стало возможным выделить интервал отложений предфронтальной зоны пляжа со средней пористостью 30 %, продуктивность которого подтверждена

результатами испытаний. Это позволяет делать прогноз по дальнейшему бурению новых объектов в районе скважины 3, и целевым горизонтом рассматривать именно верхнюю часть верхненутовской свиты. Разработанная литолого-фациальная модель нутовской свиты может быть опробована на соседних месторождениях северо-восточного шельфа о. Сахалин.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

*Гладенков Ю.Б., Дмитриева Т.В., Басов В.А.* Кайнозой Сахалина и его нефтегазоносность. М.: ГЕОС, 2002. 225 с.

*Жуковская Е.А., Сначев М.В., Кортаев М.В., Смирнов А.С.* Модель седиментации нижненутовских отложений месторождения Нептун (северо-восточная часть шельфа о. Сахалин) // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2020. Т. 15, № 4. С. 12.

*Мишаков Г.С., Ковальчук В.С., Ярошевич М.С.* Особенности развития Северо-Сахалинского осадочного бассейна // Осадочные бассейны и их нефтегазоносность. М.: Наука, 1983. С. 82–84.

*Налимова Н.А.* Геологическое строение Охино-Эхабинского нефтегазоносного района и выявление геолого-промысловых критериев продуктивности природных резервуаров: Дисс. ... канд. геол.-минерал. наук. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. 180 с.

*Харахинов В.В.* Нефтегазовая геология Сахалинского региона. М.: Научный мир, 2010. 276 с.

*Шванов В.Н., Фролов В.Т., Сергеева Э.И.* и др. Систематика и классификации осадочных пород и их аналогов. СПб.: Изд-во СПбГУ, 1998. 352 с.

*Шегай В.И., Толстиков А.В.* Новые сейсмические данные о строении и перспективах нефтегазоносности верхнемиоценовых и плиоценовых отложений северо-восточного шельфа о. Сахалин // Геология нефти и газа. 2022. № 3. С. 67–83.

*Шутов В.Д.* Минеральные парагенезы граувакковых комплексов. М.: Наука, 1975. 115 с.

*Venner B., Coyne P.L.* SS-Sakhalin-1: Chayvo Field Sub-surface Development and Learnings // Offshore Technology Conference (OTC-20209-MS). Houston, 2009. 15 p.

Статья поступила в редакцию 20.05.2025,  
одобрена после рецензирования 23.05.2025,  
принята к публикации 30.10.2025