

УДК 551.87

doi: 10.55959/MSU0579-9406-4-2023-63-4-63-74

## ЛИТОЛОГО-ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ НИЖНЕМИОЦЕНОВОГО СТРАТИГРАФИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА СЕВЕРО-ВОСТОЧНОГО ШЕЛЬФА О. САХАЛИН

**Александр Дмитриевич Дзюбло<sup>1</sup>, Александр Вячеславович Лобусев<sup>2</sup>,  
Анна Юрьевна Макарова<sup>3</sup>, Аделина Наилевна Гумерова<sup>4</sup>**

<sup>1</sup> РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; dzyublo.a@gubkin.ru

<sup>2</sup> РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; lobusev@gmail.com

<sup>3</sup> РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; amakarova\_88@mail.ru

<sup>4</sup> РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; gumerova.a@gubkin.ru

**Аннотация.** В работе представлены результаты исследований литолого-фацального состава и палеогеографических обстановок формирования основных нефтегазоносных комплексов северо-восточной части Сахалинского шельфа. По результатам исследований керна была выполнена оценка коллекторских и экранирующих свойств пород, составляющих нижнемиоценовый стратиграфический комплекс. Приведены данные о литологическом составе коллекторов, характере цемента и составе флюидоупоров по 12 глубоким поисково-разведочным скважинам, пробуренным на шельфе. Проведенные исследования позволили выполнить прогноз изменений литолого-фацального состава и коллекторских свойств пород, составляющих основные нефтегазоносные комплексы. Выделено 3 категории зон с различными показателями фильтрационно-емкостных свойств.

**Ключевые слова:** палеогеография, разрез, нефтегазоносный комплекс, фацальные условия, литологический состав, коллектор, флюидоупор

**Для цитирования:** Дзюбло А.Д., Лобусев А.В., Макарова А.Ю., Гумерова А.Н. Литолого-палеогеографические особенности формирования нижнемиоценового стратиграфического комплекса северо-восточного шельфа о. Сахалин // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2023. № 4. С. 63–74.

## LITHOLOGICAL AND PALEOGEOGRAPHIC FEATURES OF THE FORMATION OF THE LOWER MYOCENE STRATIGRAPHIC COMPLEX OF THE NORTH-EASTERN SHELF OF SAKHALIN ISLAND

**Alexander D. Dzyublo<sup>1</sup>, Alexander V. Lobusev<sup>2</sup>, Anna Yu. Makarova<sup>3</sup>,  
Adelina N. Gumerova<sup>4</sup>**

<sup>1</sup> National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russia; dzyublo.a@gubkin.ru

<sup>2</sup> National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russia; lobusev@gmail.com

<sup>3</sup> National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russia; amakarova\_88@mail.ru

<sup>4</sup> National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russia; gumerova.a@gubkin.ru

**Abstract.** The paper presents the results of studies of the lithological-facies composition and paleogeographic environments of the formation of the main oil and gas complexes in the northeastern part of the Sakhalin shelf. Based on the results of core studies, an assessment of the reservoir and screening properties of the rocks, which make up the Lower Miocene stratigraphic complex, was carried out. The data on the lithological composition of reservoirs, the nature of cement and the composition of seals for 12 deep exploration wells drilled on the shelf are presented. The studies carried out made it possible to predict changes in the lithological-facies composition and reservoir properties of the rocks that make up the main oil and gas complexes. There are 3 categories of zones with different indicators of filtration-capacitive properties.

**Keywords:** paleogeography, section, oil and gas complex, facies conditions, lithological composition, reservoir, seal

**For citation:** Dzyublo A.D., Lobusev A.V., Makarova A.Yu., Gumerova A.N. Lithological and paleogeographic features of the formation of the lower myocene stratigraphic complex of the north-eastern shelf of Sakhalin island. *Moscow University Geol. Bull.* 2023; 4: 63–74. (In Russ.).

**Введение.** Систематические геолого-геофизические исследования акваторий Охотского моря за последние годы позволили получить обширную геолого-геофизическую информацию о строении осадочного чехла и фундамента, тектонике и нефтегазоносности

Охотоморского региона. Планомерное изучение шельфа Северо-Восточного Сахалина началось на современном технико-методическом уровне в середине 1970-х годов.

Сейсморазведочные работы МОГТ (методом общей глубинной точки) на шельфе Охотского моря

в комплексе с гравимагнитными исследованиями образовали достаточную плотность наблюдений. В настоящее время поиски нефти и газа активно ведутся на шельфе Северо-Восточного Сахалина и Западной Камчатки; далее планируются поисковые работы на магаданском, шантарском и шелиховском шельфах.

Все крупные и средние по запасам месторождения открыты в пределах Северо-Сахалинского прогиба (рис. 1). В северо-западной и центральной части Северного Сахалина выявлен ряд небольших месторождений, а в районе Пограничного грабена на побережье Восточного Сахалина открыто нефтяное месторождение Окружное. На территории острова, сопредельной Киринскому блоку, области проводимых исследований, в разные годы прошлого века были выявлены нефтяные и газонефтяные месторождения — Набильское, Катанглийское, Уфское, Полярнинское [Дзюбло и др., 2019].

**Литолого-стратиграфическая характеристика.** В пределах Сахалинского региона выделяются четыре структурно-формационные зоны, контролируемые Северо-Сахалинским, Южно-Сахалинским, Западно-Сахалинским и Пограничным седиментационными бассейнами, и разделенные на структурно-фацальные зоны (районы), отличающиеся по особенностям строения кайнозойских комплексов.

Северо-Сахалинский бассейн охватывает Северный Сахалин и прилегающий шельф. В его пределах пробурены параметрические и поисково-разведочные скважины на суше и на море. Северная часть острова хорошо изучена сейсморазведкой, регулярная сеть сейсмических профилей отработана на акватории шельфа.

Уникальной особенностью Северо-Сахалинского бассейна, выделяющей его в ряду бассейнов Охотского моря, является формирование основных нефтегазоносных комплексов (от дагинского до ниженутовского) под влиянием палеодельты Амура. В отложениях этих комплексов сформированы мощные системы пластовых резервуаров с оптимальным соотношением коллекторов и флюидоупоров.

Для Охотоморского шельфа Сахалина в качестве типовых можно выделить 6 разрезов: Шмидтовский, Охинский, Васюканский, Дагинский, Пограничный и Макаровский.

Дагинский тип разреза (рис. 2) объединяет отложения практически всех стратиграфических подразделений Северного Сахалина. Большинство этих подразделений являются стратотипическими для стратиграфических горизонтов Северного Сахалина (даехуриинского, уйгинского, дагинского, окобыкайского). Все они достаточно хорошо прослеживаются и находят отражение как на диаграммах ГИС, так и в сейсмическом поле. Кайнозойские отложения резко несогласно перекрывают меловые толщи и в крупных синклиналях достигают мощности 7–8 км. Отличительной особенностью рассмат-

риваемого типа разреза является развитие морской средне-верхнемиоценовой глинисто-алевролитовой окобыкайской толщи (до 800–1300 м), служащей главным субрегиональным флюидоупором, и подстилающей паралической угленосной дагинской толщи (до 1500 м), содержащей все основные залежи нефти и газа [Алтухов и др., 2016].

Киринский блок выделен на шельфе Охотского моря к северо-востоку от Сахалина. Здесь открыты Киринское, Мынгинское газоконденсатные месторождения (ГКМ) и Южно-Киринское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 1). Основным продуктивным комплексом являются породы дагинского горизонта. Вблизи расположено крупное нефтегазоконденсатное Лунское месторождение, на котором ведется разработка газовой залежи начиная с 2009 г. Продуктивные породы также относятся к дагинскому горизонту.

Кайнозойская толща бассейна представляет собой крупную клиноформную призму осадков проградационного типа, значительную роль при формировании которой сыграло продвижение на восток дельты Палеоамура, сопровождавшееся значительными масштабами латеральных взаимопереводов неогеновых формаций. Особенностью кайнозойской толщи являются значительная мощность, достигающая в прогибах 10–12 км, высокая скорость седиментации (до 500–800 м/млн лет) и резкая фацальная изменчивость слагающих ее горизонтов [Харахинов, 2010].

Помимо традиционного для этой площади источника привноса обломочного материала — дельты Палеоамура, существенное влияние на строение целевых пластов оказали локальные источники сноса обломочного материала [Шегай, 2022].

В строении осадочного чехла принимают участие породы палеогена, неогена и четвертичные образования. Наиболее изученными бурением являются отложения в пределах Киринской зоны (рис. 3) [Сторожева, 2018].

Палеогеновая система в пределах изучаемой территории выделяется в сокращенном стратиграфическом объеме и представлена олигоценом, который, согласно региональной стратиграфической схеме, подразделяется на мачигарский и даехуриинский горизонты. Общая толщина палеогеновых отложений в пределах участка не превышает 800 м. Глубина погружения кровли комплекса составляет 5000–5750 м в прогибах и 3100–3650 м в сводах поднятий фундамента. Максимальное погружение — в Лунской синклинальной зоне, минимальное — в своде Южно-Киринского поднятия, в восточной части блока. В соответствие с этим отмечается и широкий диапазон мощности комплекса — от 3000–4500 м в мульдах прогибов до 150–200 м в сводах Мынгинского и Южно-Киринского поднятий [Гладенков и др., 2002].

В отложениях палеогена различают мачигарский горизонт, сложенный песчано-алевритовыми

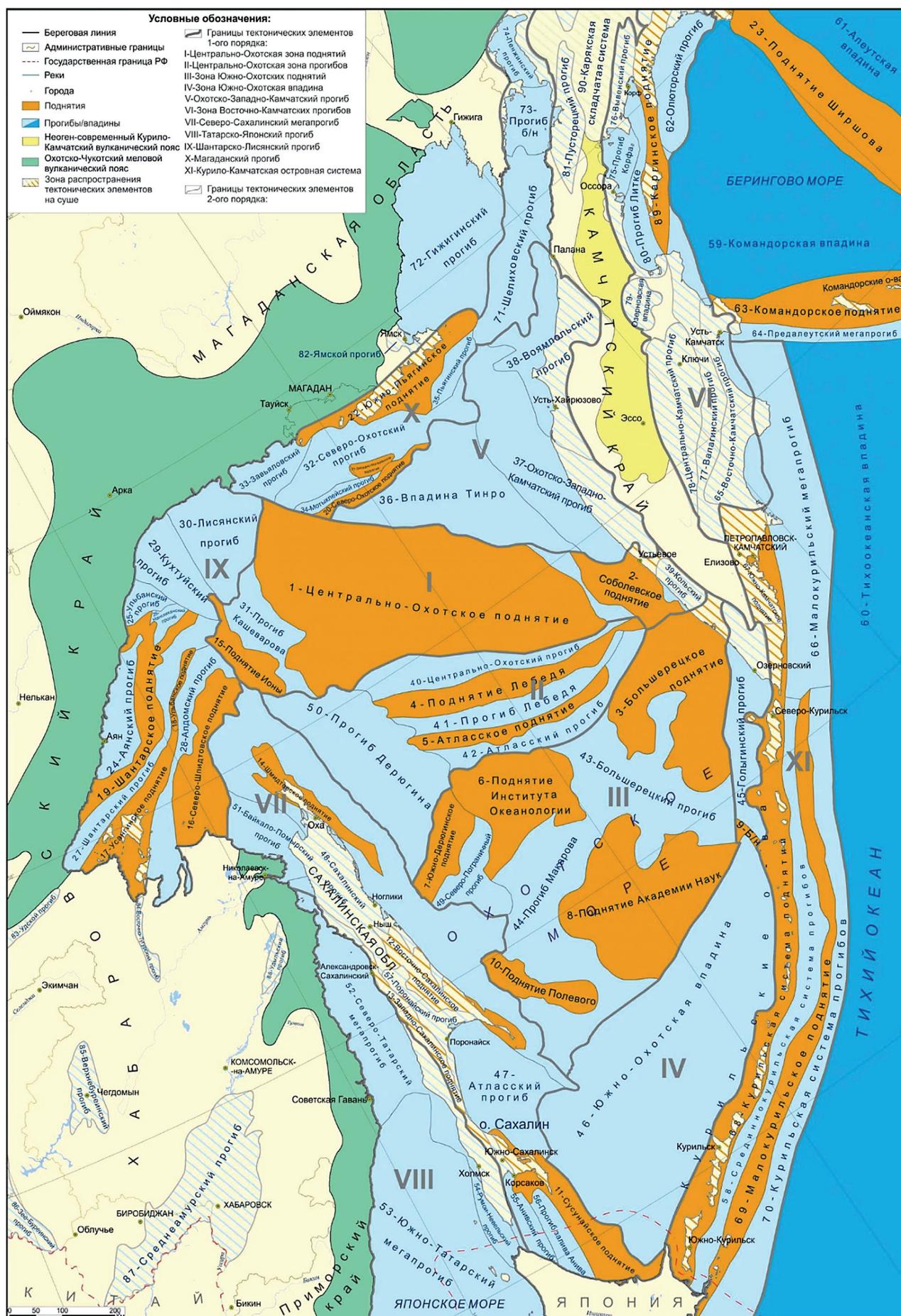


Рис. 1. Схема тектонического строения Охотского моря [Суслова А.А. и др.]

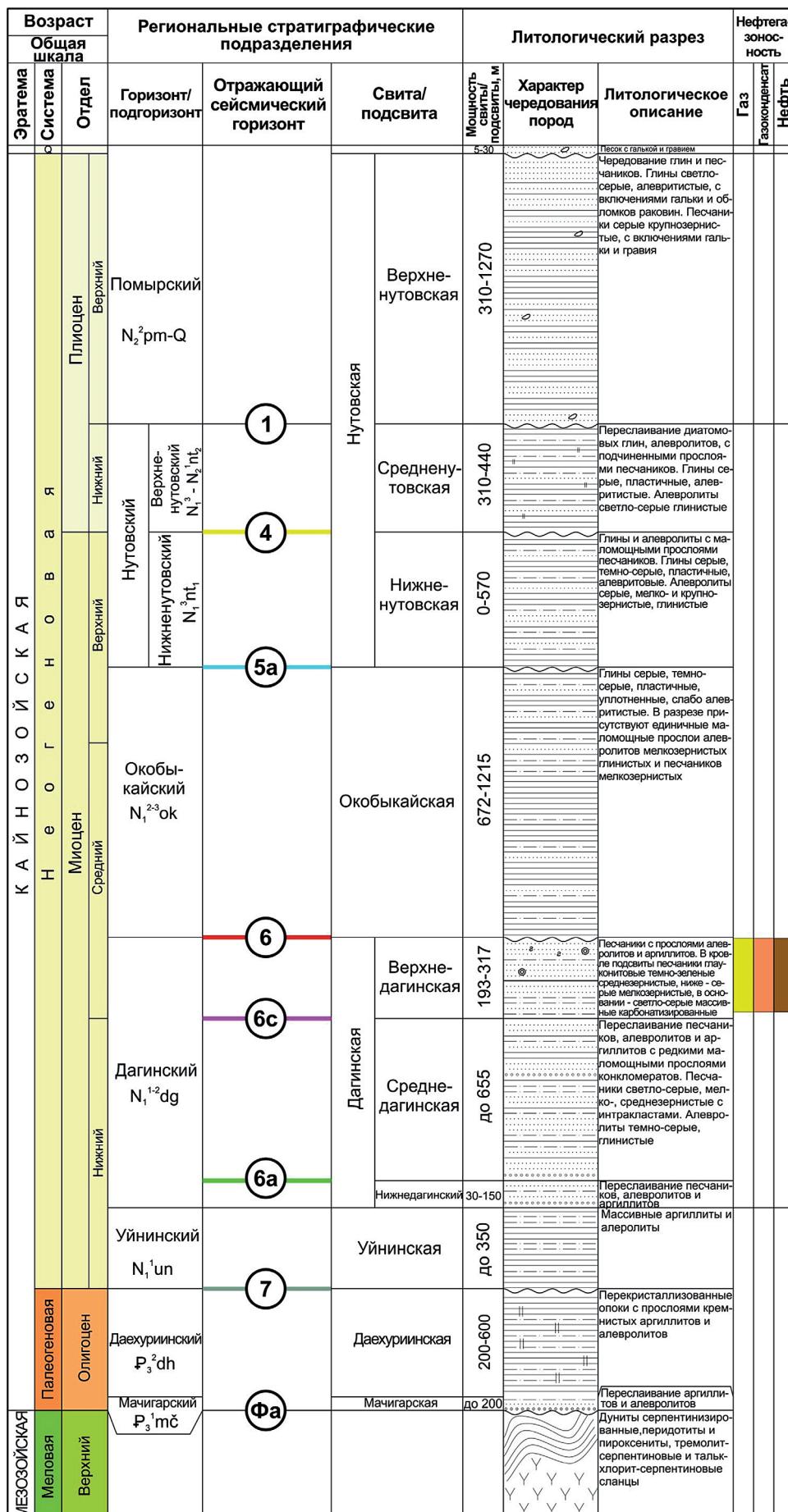


Рис. 2. Сводная литолого-стратиграфическая схема Дагинского НГР (по данным бурения скв. Киринского перспективного участка, результатам биостратиграфических исследований и литературным данным [Харахинов, 2010])



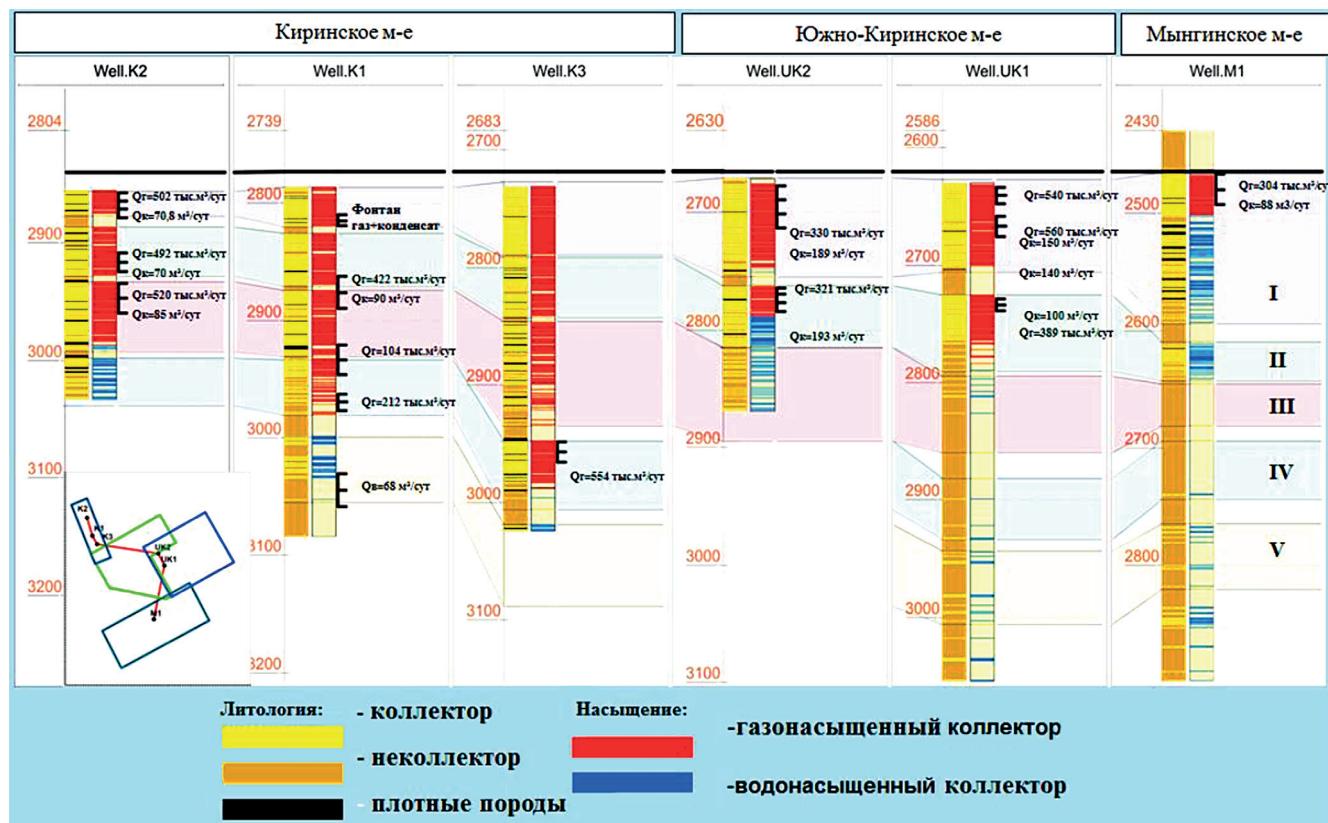


Рис. 3. Схема корреляции продуктивных пластов ГКМ Киринского блока [Сторожева, 2018]

породами, и даехуринский, представленный аргиллитами, кремнистыми аргиллитами и перекристаллизованными опоками.

В составе неогена, согласно схеме стратиграфии кайнозойских отложений Северо-Сахалинской нефтегазоносной области, выделяются (снизу вверх): уйинский, дагинский, окобыкайский, нутовский и помырский горизонты. Глобальное повышение уровня моря в среднем миоцене сопровождалось сменой условий седиментации от прибрежно-континентальных (дагинский горизонт) до морских (окобыкайский горизонт). Глубина погружения кровли уйинско-дагинского комплекса варьирует в пределах 2625–2825 м в сводах структур до 3200–3500 м в прогибах. Мощность комплекса уменьшается в восточном направлении от 2500–2900 до 400–700 м, максимальная его толщина отмечена в Мынгинском прогибе.

Отложения четвертичной системы представлены гравием, галечником и песком, содержащими битый ракушняк. Толщина отложений 20–30 м. В пределах Восточно-Одоптинского лицензионного участка отложения четвертичной системы выделены в объеме дерюгинского горизонта (плейстоцен) и голоцене.

Основными нефтегазоносными комплексами (НГК) Северо-Восточного Сахалина и примыкающего шельфа являются уйинско-дагинский и окобыкайско-нижненутовский, значительные перспективы также связываются с трещинными коллекторами даехуринского комплекса.

**Уйинско-дагинский НГК** сложен разнофациональными глинисто-песчаными и песчано-глинистыми отложениями при общем преобладании песчано-алевритовых пород. Для нижней части комплекса характерен пластовый тип резервуара с постепенным изменением соотношения между коллекторами и флюидоупорами снизу вверх от преобладания флюидоупоров до преобладания коллекторов. Верхняя часть комплекса в сочетании с субрегиональной окобыкайской глинистой толщей образует массивно-пластовый резервуар с высоким аккумулирующим потенциалом.

**Окобыкайско-нижненутовский НГК** продуктивен в большинстве открытых на шельфе Сахалина месторождений. Комплекс характеризуется существенными изменениями литофациального состава по разрезу и по латерали. Снизу вверх и с востока на запад состав комплекса изменяется от морских глинисто-кремнистых отложений до субконтинентальных песчаных угленосных.

Бурение разведочных скважин на Южно-Киринском НГК позволило уточнить особенности состава и строения пород дагинского горизонта (таблица).

В составе коллекторов везде преобладают мелко-среднезернистые алевролиты, редко гравелитовые песчаники. Среди них встречаются аркозы, граувакки, кварцевые песчаники. Судя по составу обломков, можно заключить, что исходными породами области сноса являются эфузивы кислого

## Результаты исследований керна дагинского горизонта Лунского месторождения и месторождений Киринского блока

Месторождение, скважины		Разбивка дагинского горизонта	Состав коллектора	Характер цемента	Состав флюидоупоров
Лунское НГКМ Скв. 1, 3, 4, 5, 6, 7		4 пласта А, Б, Г или 20 пластов: I–IV-верхнедагинский подгоризонт; V–XVI-среднедагинский подгоризонт; XVII–XX-нижнедагинский подгоризонт	Песчаники и алевролиты, литарениты и литиевые аркозы, граувакки с обломками гранита, яшмы кварца и полевых шпатов	Глинистый, состав; иллит-смектит, каолинит, хлорит; содержание 1–31%	Глины состава иллит-смектит, каолинит, хлорит, нередко алевритистые
Киринское ГКМ	Скв. 1	5 пластов	Основание горизонта-гравийные граувакки, выше преимущественно кварцевые песчаники	Глинистый, реже карбонатный	Аргиллиты слабоалевритистые
	Скв. 3	4 пласта	Кварц-полевошпатовые песчаники, прослои гравийных песчаников, алевролитов, известковых песчаников	Глинистый-каолинит, гидрослюды, содержание 5–8%, не больше 20%	Аргиллиты слабоалевритистые
Южно-Киринское НГКМ	Скв. 4	Пласт I	Песчаники мелко и средне-зернистые, алевролиты крупнозернистые, глауконит, обломки кварца, эфузивов, полевых шпатов, слюд	Глинистый, каолинит-гидрослюдистый, содержание 10–25%	Аргиллиты состава каолинит-гидрослюда с примесью (до 25%) карбонатного материала, нередко алевритистые
	Скв. 3	Пласт I–III	Песчаники мелко и средне-зернистые, алевролиты крупнозернистые, глауконит, обломки кварца, эфузивов, полевых шпатов, слюд	Глинистый, гидрослюдисто-каолинитовый, не более 15%	Аргиллиты алевритистые, карбонатные
	Скв. 1	4 пласта — верхнедагинский подгоризонт; 5 пластов — нижне-среднедагинский подгоризонт	Песчаники мелко- и средне-зернистые, алевролиты грауваккового характера, обломки гранитов, эфузивов, окатанность слабая	Каолинит-гидрослюдистый, часто с кальцитом, порово-пленочный, в среднем 10%	Аргиллиты алевритистые
	Скв. 2	3 пласта — верхнедагинский подгоризонт	Песчаники преимущественно полевошпатово-кварцевые, мелко-среднезернистые, алевролиты	Глинистый или глинисто-карбонатный порового типа	Аргиллиты алевритистые, нередко карбонатные с зернами пирита
Мынгинское ГКМ	Скв. 1	4 пласта — верхнедагинский подгоризонт; 10 пластов — нижне-среднедагинский подгоризонт	Однородные мелкозернистые песчаники кварцевого или грауваккового состава, обломки сланцев, гранитов, эфузивов	Каолинит-гидрослюдистый порового типа	Аргиллиты серые алевритистые с дегритом и зернами пирита

и среднего состава (они преобладают), включая вулканическое стекло, кварциты и яшмы, гранитоиды, а также сланцы слюдистые, хлоритовые и глинистые. В строении терригенных образований дагинского горизонта встречены фрагменты всех этих пород.

Преобладают же среди обломков коллекторов кварц, плагиоклазы состава олигоклаз-андезин, калиевые полевые шпаты, перечисленные выше породы в разных соотношениях, мусковит, биотит. Аксессорные компоненты представлены цирконом, лейкоксеном, гранатом. Встречены обугленные растительные остатки. Полевые шпаты, слюды, обломки пород подверглись воздействию процессов раннего и среднего катагенеза, к которым можно отнести яв-

ления вдавливания, хлоритизацию, сидеритизацию, кальцитизацию, редко образование пирита (скв. З-Южно-Киринская).

Содержание цемента в терригенных породах дагинского горизонта колеблется от 1 до 31%. Повсеместно в его составе преобладают глинистые минералы иллит, пакеты иллит-смектита, каолинит, гидрослюды в разных соотношениях, встречается хлорит (Лунское, Южно-Киринское месторождения), кальцит, стяжения сидерита. Структура цемента базально-поровая, контактно-поровая, базальная (см. таблицу).

Обращают на себя внимание особенности распространения глауконита. Как известно, этот

минерал образуется в области шельфа и верхней части континентального склона на глубинах от 20 до 150 м, а в среднем 70–80 м.

В породах Лунского и Киринского месторождений, судя по описаниям керна, глауконит не встречается. В породах же Южно-Киринского НГКМ отмечены разности, содержащие до 75% глауконита. Примечательно, что в составе глинистых покрышек на глубине 2772,6 м скв. 4 Южно-Киринского месторождения отмечаются прослои глауконитового песчаника. Ниже, в толще коллекторов пласта I встречаются песчаники, содержащие единичные зерна глауконита или не содержащие его [Рыбальченко и др., 2014].

В скв. З-Южно-Киринская в составе флюидоупора между I и II пластами встречены песчаники, содержащие до 30% глауконита (например, на глубине 2785,1 м). Ниже, в составе пластов-коллекторов I и II пластов содержатся песчаники, включающие не более 2% глауконита. Южнее, в керне коллекторов скв. 1 Мынгинского месторождения встречаются единичные зерна глауконита.

**Особенности формирования отложений.** Циклическое строение разрезов дагинского горизонта в рассматриваемом районе говорит о периодичности изменения условий осадконакопления. В этой связи наличие или отсутствие глауконита может свидетельствовать, что породы флюидоупоров на юге и юго-востоке Киринского блока формировались в средней или нижней части шельфа, а песчаники и алевролиты коллекторских толщ откладывались в верхней части шельфа или в прибрежных условиях вплоть до дельтовых и речных.

Глубины формирования пород дагинского горизонта Лунского и Киринского месторождений, по-видимому, укладываются в интервал 0–20 м. Состав и строение образующихся толщ были связаны с сезонными колебаниями впадающих в море рек. Подобный генезис также подтверждается наличием толщи паралических углей. В районе Южно-Киринского и Мынгинского месторождений дагинский горизонт, вероятно, формировался на больших глубинах до 120 м [Харахинов, 2010].

Именно в дагинское время начинается формирование основных коллекторских толщ исследуемого участка, очертания участков осадконакопления значительно меняется (рис. 4). Общая площадь осадконакопления становится значительно обширнее, по сравнению с областями накопления предыдущих комплексов кайнозойского чехла. Почти сплошное поле развития дагинских отложений наблюдается на юге рассматриваемого района Присахалинского шельфа (Венинская синклинальная зона, Киринская антиклинальная зона, Мынгинская синклинальная зона). Наиболее погруженные части осадочного бассейна в южной части района (Мынгинская синклинальная зона) располагаются в приближенной к восточному побережью о. Сахалин части шельфа. Мощность осадков этого возраста здесь иногда пре-

восходит 2500 м. Наблюдаются инверсии тектонического режима в пределах нескольких участков, ранее не подверженных прогибанию, а именно Киринская антиклинальная зона. Накопление регressiveвой песчано-гравийно-угленской формации, сложенной неравномерным чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов и паралических угольных пластов (толщиной до 20 м) привело к наращиванию толщин в пределах Венинской и Мынгинской синклинальной зон [Макарова, 2020].

Западная часть Сахалина в дагинское время представляет собой область повсеместного прогибания, сопровождающегося накоплением песчаников с алевро-пелитовыми породами (аргиллиты, алевролиты), содержащими многочисленные пласти и линзы угля. Формирование регressiveвой песчано-гравелито-угленосной формации сопровождалось инверсией тектонического режима в прибрежной части Западного Сахалина, ранее представлявшей собой область поднятий с минимальными толщиными отложений. В это время происходит значительное углубление Татарской синклинальной зоны за счет накопления мощной толщи терригенного материала.

Осадконакоплению в палеоген-неогене Сахалина была свойственна определенная цикличность. Весь кайнозойский этап разделяется на два крупных трансгрессивно-регressiveных цикла. Каждый цикл начинается и заканчивается континентальными угленосными отложениями, их срединные части представлены морскими образованиями. В истории морского осадконакопления отмечались две фазы относительно повышенного кремненакопления, которые отразились в формировании сравнительно глубоководных кремнистых отложений. Первая фаза пришлась на олигоцен — частично ранний миоцен, вторая — на средний-поздний миоцен [Макарова, 2020].

Восточная часть шельфа в раннемиоценовое время претерпевала существенные изменения также и в условиях осадконакопления. Состав пород, их текстурные особенности, характер переслаивания позволяют отнести рассматриваемую толщу к отложениям различных литофацальных зон опресненного морского бассейна.

Нижнемиоценовые отложения восточной части северо-восточного шельфа о. Сахалин формировались в три цикла. Переслаивание алевролита, смешанных алевро-глинистых пород и глин в нижней толще отложений формируют первый цикл осадконакопления. Цвет пород серый, светло-серый, темно-серый, почти черный. Текстуры неравномерно-волнистые, в алевролитах — тонко-параллельно-горизонтально-слоистые, штриховидные, почти однородные. Отложения формируются в условиях русел, каналов, канал промыва. Второй цикл сложен алевролитами глинистыми серыми, темно-серыми с частыми, тонкими, неравномерными прослоями глины темно-серой, почти черной. Текстуры неравномерно-волнистые. Развиты

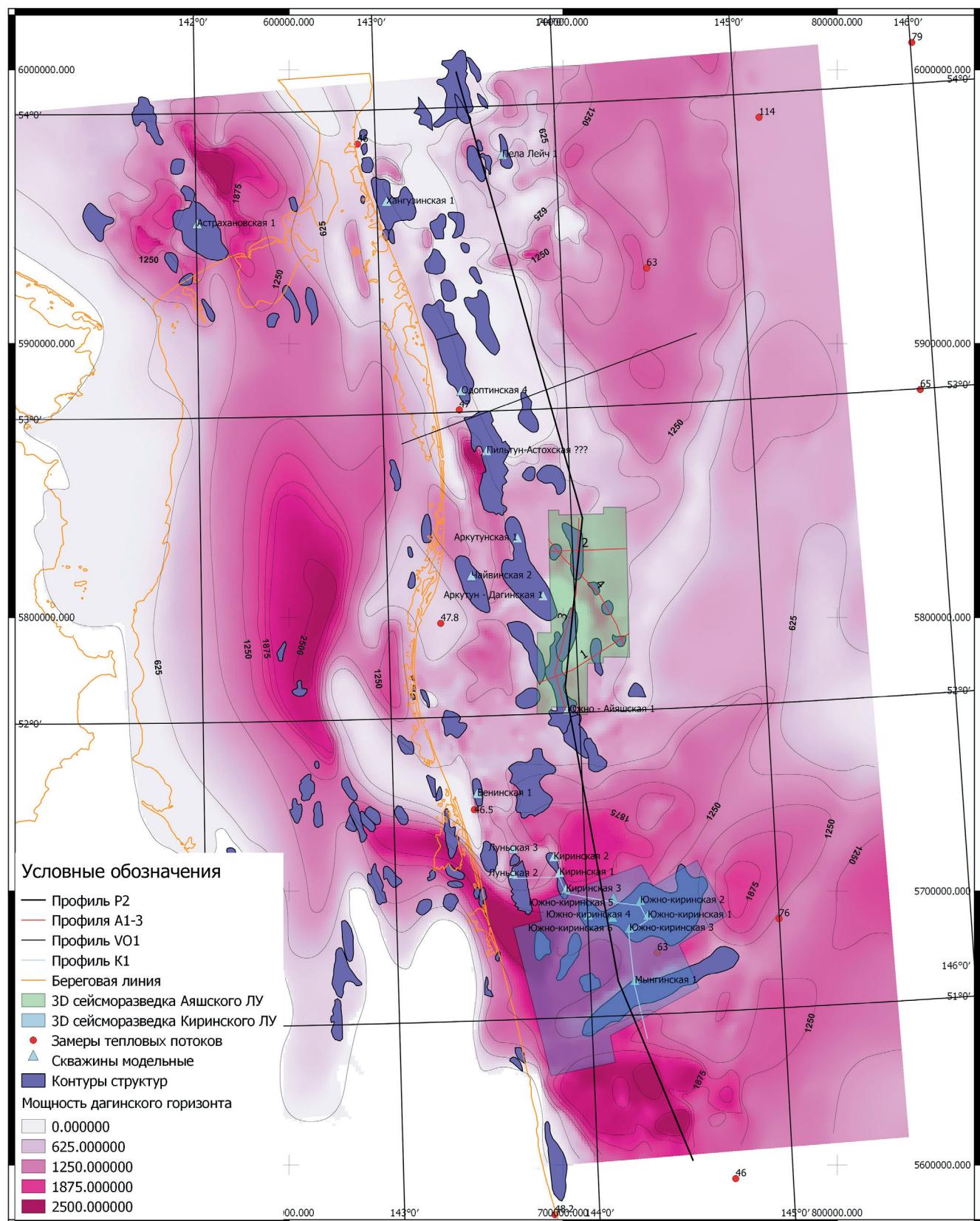


Рис. 4. Карта толщин дагинского горизонта

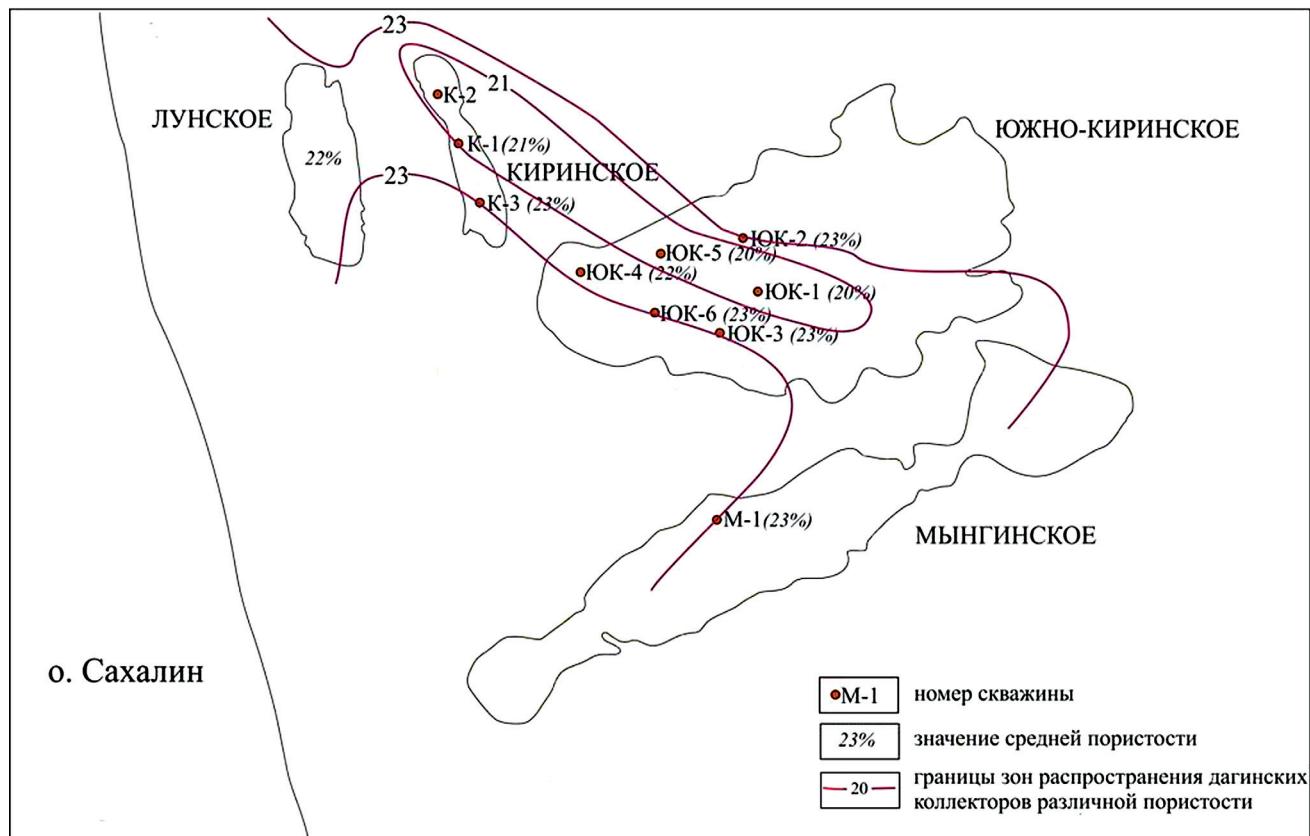


Рис. 5. Распределение пористости дагинских продуктивных отложений

текстуры взмучивания, оползания и биотурбации. Глина алевритистая, серая, темно-серая. Текстуры тонко-параллельно-косослоистые с элементами градационной слоистости и оползания. Также в этом комплексе присутствует песчаник мелковзернистый, карбонатистый, серый, в верхней части глинистый. Текстуры штриховидные, биотурбированные, однородные, массивные. Комплекс пород соответствует нижней части прируслового, распределительного бара, канала. Третий цикл сформирован песчаниками мелко- и среднезернистыми, алевритистыми, глинистыми, с прослойями глин темно-серых, почти черных и алевро-глинистых пород. Текстуры тонко-параллельно-косослоистые, неясно-тонко-параллельно-горизонтально слоистые, текстуры проседания осадка. Эти комплексы пород сформированы в прирусловом распределительном баре [Дзюбло и др., 2014].

В северном направлении отмечается изменение литологического состава нижнемиоценовых отложений. Здесь преобладают песчаники мелко- и среднезернистые, редко — крупнозернистые, серые, плотные, однородные, массивные с редкими и тонкими прослойями конгломерата мелко-среднегалечного, серого, галька представлена в основном глинисто-кремнистыми породами. В песчаниках отмечаются прослои аргиллитов черных, темно-серых, горизонтально слоистых и аргиллитов черных углистых. В нижней части разреза отмечается каменный уголь. Подобные характеристики позволяют судить о рас-

пространении дельты с морским влиянием в этой области шельфа Сахалина.

Южная часть разреза представлена песчаником от тонко- до среднезернистого, алевритистым, глинистым, в различной степени сортированный, крепкий или средней крепости, по составу полевошпатово-кварцевый, глауконит-кварцевый, кварцевый. Алевролит кварцевый, от светло- до темно-серого, глинистый, крепкий, с многочисленными включениями растительного детрита. Глина алевритистая, серая, плотная, с включениями крупных зерен кварца, глауконита, с отчетливой тонкой горизонтальной слоистостью. Присутствие зерен глауконита позволяет предположить мелководно-морские шельфовые обстановки осадконакопления.

Однонаправленность сноса обломочного материала со стороны материка выражается в дифференциации накопления обломочного материала от значительно песчаных отложений на западе шельфа до существенно глинистых на востоке региона.

В раннемиоценовое время территория северо-восточной части шельфа Сахалина находится в области формирования крупной дельтовой системы, в пределах которой хорошо различаются дельтовая платформа, фронт дельты и продельта, в сторону бассейна переходящая в незатронутую дельтовыми процессами часть шельфа. Циклические изменения относительного уровня моря, сформировавшие продуктивный разрез обусловлены тремя главными факторами: эвстатическими колебаниями, про-

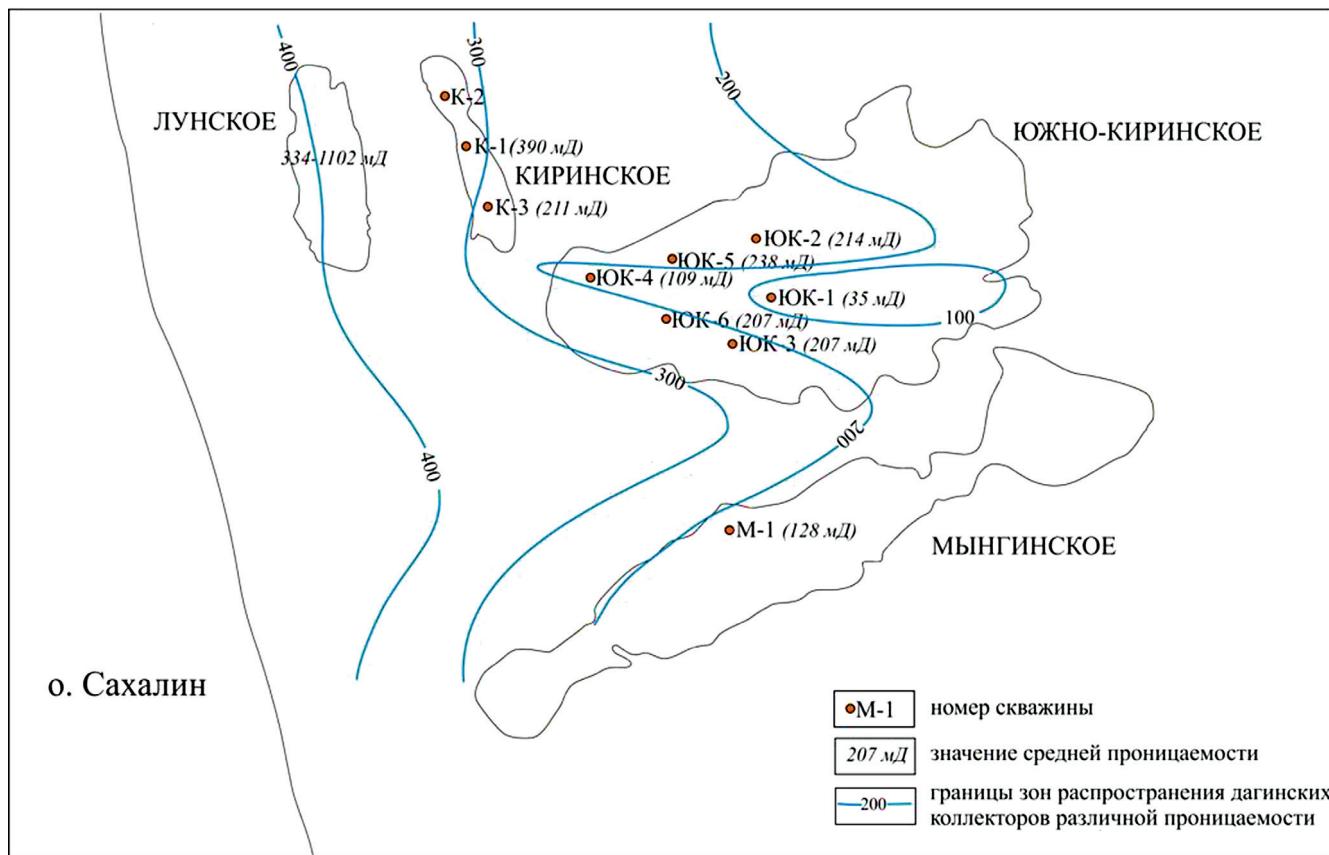


Рис. 6. Распределение проницаемости дагинских продуктивных отложений

тибанием дна бассейна и динамикой поступления осадочного материала. В циклах наблюдается увеличение песчанистости вверх по разрезу, и плавное изменение гранулометрического состава, что указывает на относительное преобладание процесса прогибания дна [Макарова, 2020].

Исследования фильтрационно-емкостных свойств отложений дагинского возраста позволяют выявить закономерность изменения пористости и проницаемости отложений по латерали. Анализ пространственного распределения пористости дагинских коллекторов позволил выделить три зоны с различными характеристиками этого параметра (рис. 5). Первая вытянута вдоль прибрежной линии о-ва Сахалин и характеризуется наиболее высокими значениями пористости до 23%. Вторая зона, в пределах которой пористость коллекторов достигает таких же значений, расположена в восточной части участка, включая в себя восточную часть Южно-Киринского месторождения. Зона с немногим меньшими значениями располагается в центральной и северной частях Киринского блока, охватывая Киринское и центральную часть Южно-Киринского месторождений [Дзюбло и др., 2014].

Проницаемость дагинских песчаников также имеет хорошо выраженную зональность (рис. 6). В результате изучения проницаемости отложений было выделено несколько зон с различными по-

казателями этого параметра. Высокопроницаемые коллекторы распространены вдоль прибрежной части шельфа, к ним относятся песчаники Лунского месторождения. Среднепроницаемые породы, с показателями 100–500 мД, занимают большую часть участка, охватывая Киринское, Мынгинское и Южно-Киринское месторождение, за исключением узкой зоны низкопроницаемых коллекторов в пределах скважины Южно-Киринская-1 [Макарова, 2015].

Особенность строения нижнемиоценовых отложений обуславливается проградационным типом заполнения водоема серией продвигающихся секвенсов с дифференциацией внешних (обломочных) и внутренних (глинистых и кремнисто-глинистых конденсированных) формаций. Подобное площадное распространение палеофикальных зон миоценовых отложений, а также смена обстановок осадконакопления, приурочено к тектоническим перестройкам в истории геологического развития региона.

**Заключение.** Проведенные исследования позволяют прогнозировать изменения литофициального состава дагинского комплекса, а также коллекторских свойств этого комплекса. Наибольшими перспективами, связанными с наличием песчаных пород-коллекторов, обладает юго-западная часть района исследований. Это обусловлено, прежде всего, развитием здесь дельтовых обстановок осадкона-

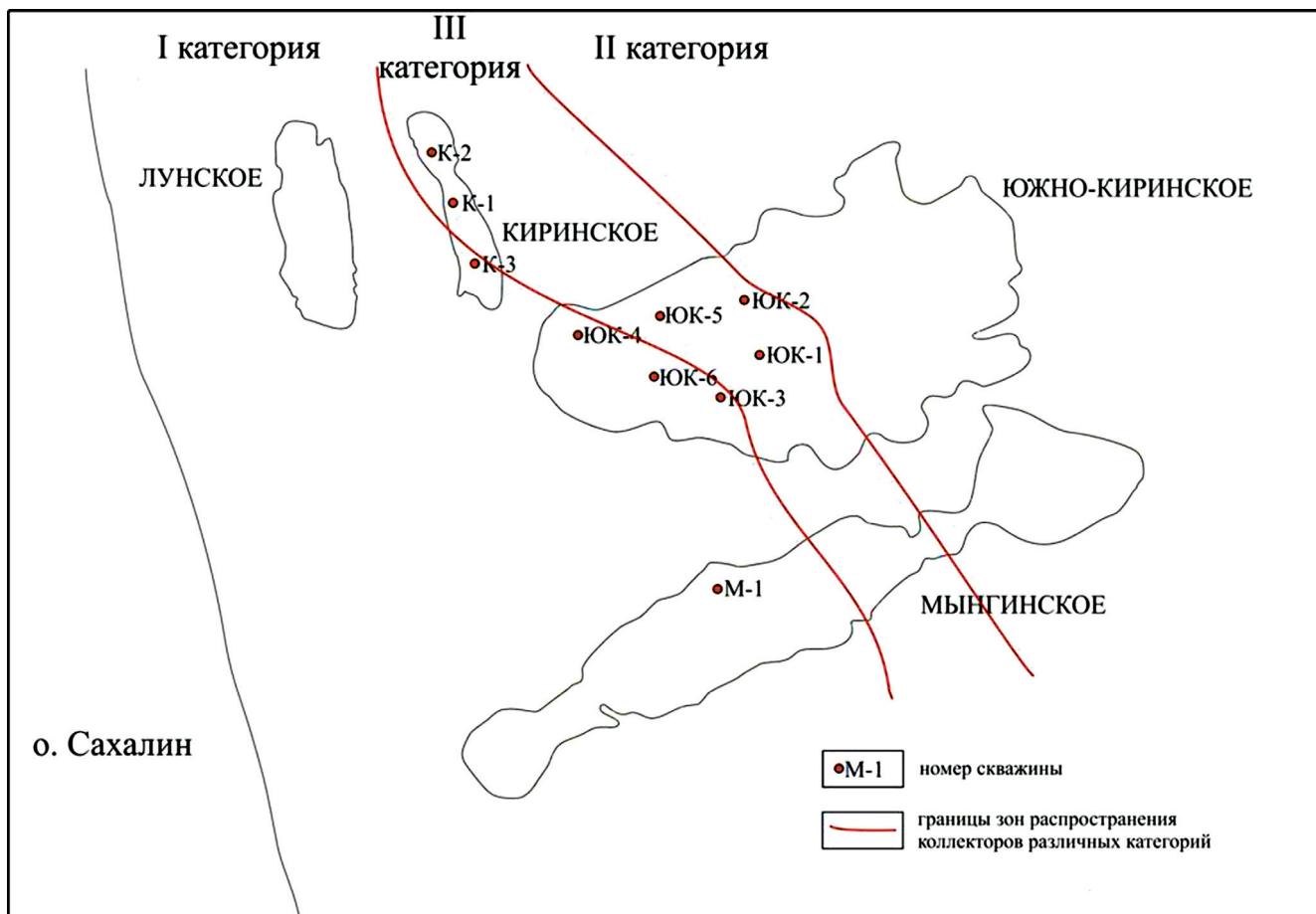


Рис. 7. Зональность распространения качественных показателей ФЕС продуктивных отложений Киринского лицензионного блока

копления, с которыми связано большое количество песчаных тел, что вместе с благоприятными структурными условиями создает хорошие предпосылки для формирования залежей углеводородов.

Анализ пространственного распределения пористости и проницаемости дагинских отложений позволил выделить три категории зон с различными качественными показателями ФЕС месторождений Киринского блока (рис. 7). Зона первой категории с очень хорошими показателями пористости (до 23%) и проницаемости (до 500 мД), вытянута вдоль прибрежных областей шельфа. В нее входят Киринское, западная часть Мынгинского и западная часть Южно-Киринского месторождения.

Параллельно этой зоне в восточном направлении проходит область коллекторов третьей катего-

рии с удовлетворительными показателями. Здесь дагинские отложения обладают меньшими значениями проницаемости, не превышающими 240 мД, а также более низкими показателями пористости, которые достигают только 20–22%. Область включает в себя северную часть Киринского, центральную часть Южно-Киринского и восточную часть Мынгинского месторождений [Рыбальченко и др., 2016].

Восточная часть Киринского лицензионного блока характеризуется хорошими показателями ФЕС и может быть отнесена ко второй категории коллекторов. Показатели пористости и проницаемости тут сравнительно выше, по сравнению с центральной частью. В пределах этой зоны пористость коллекторов достигает 23%, а проницаемость — 200 мД.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алтухов Е.Е., Дзюбло А.Д., Шнип О.А., Щербакова А.Ю. Литолого-петрофизическая характеристика пород дагинского горизонта Южно-Киринского месторождения // Геология нефти и газа. 2016. № 4. С. 39–46.
2. Гладенков Ю.Б., Баженова О.К., Гречин В.И. и др. Кайнозой Сахалина и его нефтегазоносность. М.: ГЕОС, 2002. 225 с.
3. Дзюбло А.Д., Макарова А.Ю., Шнип О.А. Особенности состава и свойства продуктивных пород дагинского горизонта месторождений Киринского блока // Нефть, газ и бизнес. 2014. № 12. С. 37–43.
4. Дзюбло А.Д., Сторожева А.Е., Зонн М.С., Агаджанянц И.Г. Ресурсы углеводородов дальневосточного шельфа и результаты их освоения // Вестн. газовой науки. 2019. № 2 (39). С. 3–16.
5. Макарова А.Ю. Влияние геодинамической эволюции на формирование кайнозойского осадочного чехла северо-восточной части Присахалинского шельфа // Ма-

териалы 22-ой конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2020». 2020. С. 1–5.

6. Макарова А.Ю. Емкостные свойства продуктивных отложений Киринского лицензионного блока // Нефть, газ и бизнес. 2015. № 10. С. 21–26.

7. Рыбальченко В.В., Гоголенков Г.Н., Парасына В.С. Условия формирования Южно-Киринского месторождения на шельфе о-ва Сахалин // Геология нефти и газа. 2014. № 4. С. 42–52.

8. Рыбальченко В.В., Хабибуллин Д.Я., Петухов А.Ю. и др. Седиментологический анализ скважинных данных

на примере дагинского горизонта северо-восточного шельфа острова Сахалин // Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Естеств. науки. 2016. Т. 158, кн. 1. С. 55–74.

9. Сторожева А.Е. Совершенствование гидродинамической модели Киринского месторождения для повышения эффективности разработки в условиях геологической неопределенности: Дисс. ... канд. техн. н. М., 2018. 129 с.

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

11. Шегай В.И. Актуализация зональной геологической модели северо-восточного шельфа острова Сахалин: Дисс. ... канд. геол.-минерал. н. М., 2022. 139 с.

Статья поступила в редакцию 14.03.2023,  
одобрена после рецензирования 22.03.2023,  
принята к публикации 12.08.2023