

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/7_2018

УДК 552.143(571.642)

Костров Ю.В., Хмарин Э.К.ООО «РН-СахалинНИПИморнефть», Южно-Сахалинск, Россия, kos-geo@yandex.ru,
e.khmarin@gmail.com

ОБНОВЛЕННАЯ МОДЕЛЬ РАЗВИТИЯ ДЕЛЬТЫ ПАЛЕОАМУРА-ПАЛЕОАМГУНИ

Уточнены представления о формировании осадочного чехла Северного Сахалина. Проведенная региональная реконструкция палеогеографических обстановок позволяет проанализировать распространение коллекторов и покрышек для повышения точности прогноза и эффективности геологоразведочных работ.

Ключевые слова: *палеогеографическая обстановка, палеодельта, реконструкция обстановки осадконакопления, Северный Сахалин.*

На Северном Сахалине и его шельфе нефтегазоносными являются четыре комплекса: верхнеолигоценый (даехуриинский горизонт, пиленгская свита), нижне-среднемиоценовый (уйнинский и дагинский горизонты), средне-верхнемиоценовый (окобыкайский горизонт, окобыкайская и пильская свиты) и верхнемиоценовый (нижненутовский подгоризонт, нутовская, каскадная и венгерийская свиты).

Характер палеогеографических обстановок Северо-Сахалинского бассейна в миоценовое время определялся мощными источниками транспортировки терригенного материала – Палеоамуром, впадающим в относительно мелкое окраинное море, расположенное в активной зоне перехода от океана к континенту в районе Северного Сахалина.

Образование миоценовых резервуаров всех месторождений Северного Сахалина и шельфа, так или иначе, связано с деятельностью Палеоамура и Палеоамгуни.

Первые модели палеодельты, основанные на изучении больших массивов кернового материала, построены в 70-х гг. XX в. [Мишаков и др., 1981] и в дальнейшем принципиально не менялись. Традиционно развитие дельты описывалось крайне схематично: в дагинское время формирование дельтовой платформы с образованием обширной приморской низменности, в окобыкайское время – трансгрессия с почти полным затоплением приморской низменности, в ранненутовское время – регрессия с восстановлением дельтовой платформы до прежних размеров [Гладенков и др., 2002; Харахинов, 2010]. О том, что эта схема слишком упрощённая, говорит тот факт, что дагинская свита делится на три подсвиты: подугленосную, угленосную и надугленосную, причём верхняя и нижняя подсвиты в некоторых районах тоже угленосны. Реконструкция обстановок осадконакопления по трем

дагинским подгоризонтам позволила по-новому взглянуть на историю и характер развития дельты, а комплексная интерпретация скважинных и сейсмических данных – значительно детализировать фациальные карты миоцена.

В раннем миоцене в результате эрозии и денудации горных сооружений Азиатского материка в море поступил обильный обломочный материал, что привело к образованию на Сахалине первой крупной, дагинской палеodelты, вернее – двух дельт (рис. 1). Каналом транспортировки осадков южной дельты являлся Палеоамур с выходом в море через район озер Кизи и Кади. В современном устье Амура находилось устье Палеоамгуни, в котором объем сносимого материала и гидродинамические уровни среды заметно меньше, чем в устье Палеоамура. На это указывают как морфология границы дельтовой равнины и авандельты, так и фациальный состав отложений фронтальной части.

Дельта Палеоамура в раннедагинское время имела ярко выраженный флювиальный характер (дельты с преобладанием речной энергии). Надводная равнина - относительно узкая, вытянута в меридиональном направлении с отходящей на юго-восток длинной и узкой лопастью.

Напротив современного устья Амура осадки, выносимые водами Палеоамгуни, сформировали классическую дельту с преобладающим волновым (штормовым) режимом, надводная равнина которой в 2,5 раза шире и почти в 2 раза короче южной дельты.

В среднедагинское время продолжающиеся процессы развития обеих дельт привели к их слиянию в единую дельтовую равнину, периодически затапливаемую морем (рис. 2). Дельта Палеоамгуни увеличилась незначительно, а дельта Палеоамура – в несколько раз, причём преимущественно в боковых направлениях. Положение основных дельтовых каналов изменилось несущественно, количество протоков резко увеличилось.

В позднедагинское время начались процессы трансгрессии при сохраняющейся высокой гидродинамической активности и интенсивности выноса осадков (рис. 3). Дельтовая равнина разделилась на две дельты, но если дельта Палеоамгуни вернулась к размерам и даже форме раннедагинского времени, то дельта Палеоамура сократилась не так значительно, что говорит о более высокой интенсивности южного русла.

В окобыкайское время продолжилась трансгрессия, которая началась в позднедагинское (рис. 4). При этом подъём уровня моря не так значителен, как считалось ранее, а изменения размеров и строения дельтовой равнины связаны с резким изменением характера основных источников сноса обломочного материала, который в гораздо меньших количествах стал поступать через южное русло в районе озер Кизи и Кади.

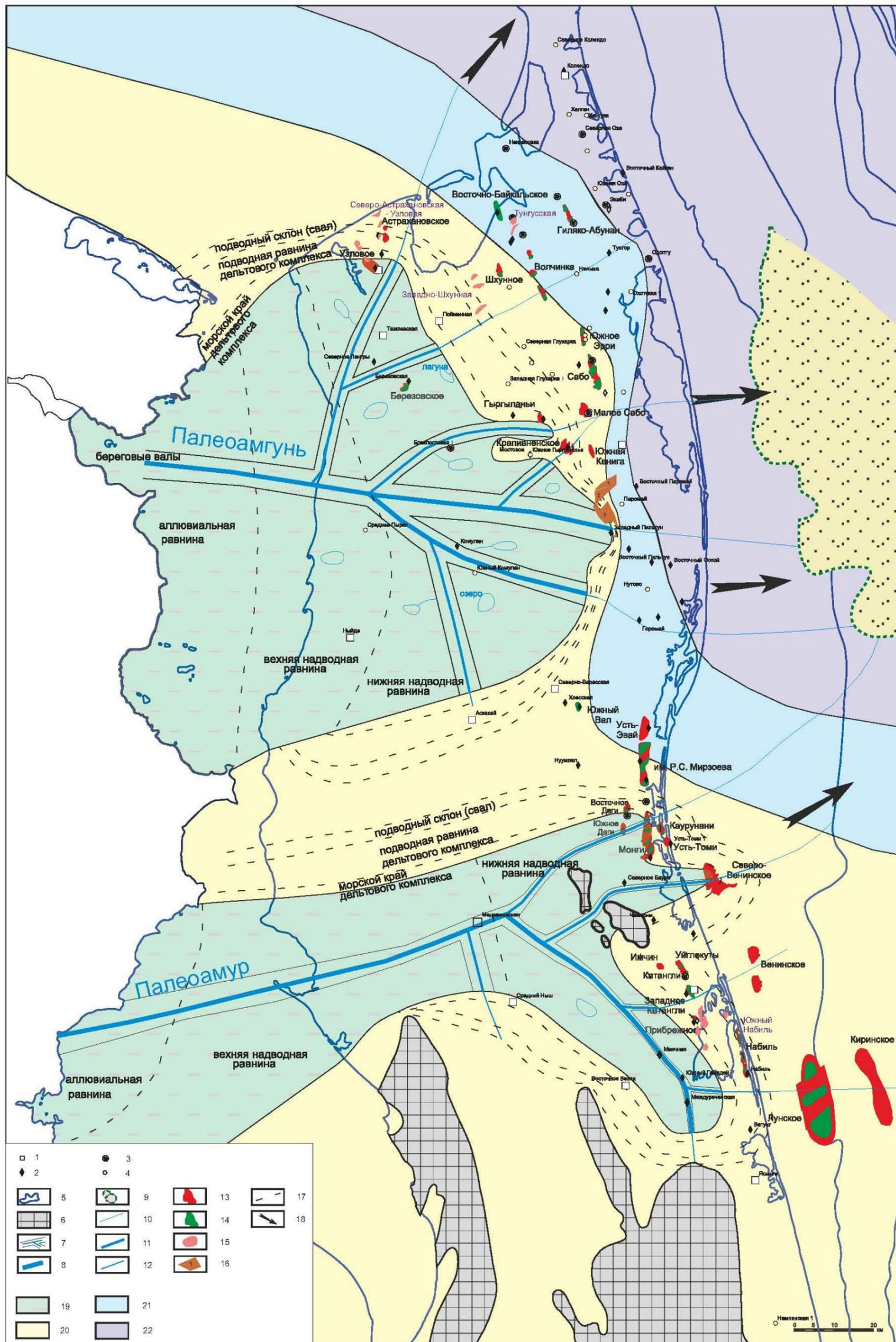


Рис. 1. Модель дельты Палеоаумура-Палеоамгуньи в нижнедагинское время

Скважины: 1 – опорно-параметрическая; 2 – поисковая; 3 – разведочная; 4 – структурно-поисковая; 5 – современная береговая линия; 6 – область отсутствия отложений; 7 – береговой вал; 8 – дельтовые каналы, 9 – конусы выноса (по Э.Г. Коблову, ООО «РН-СахалинНИПИморнефть», 2012); 10 – русла стоковых течений; 11 – дельтовые протоки; 12 – бороздины; 13 – дагинская газовая залежь; 14 – дагинская нефтяная залежь; 15 – перспективные объекты; 16 – прогнозируемые перспективные объекты дагинских отложений; 17 – границы палеогеографических зон; 18 – направление сноса песчаного материала. Литофации: 19 – Приморская низменность, временами заливаемая морем. Угленосно-терригенные отложения; 20 – литораль, верхняя сублитораль, редко средняя сублитораль. Глинисто-песчаные, в основном мелководные отложения; 21 – средняя-нижняя сублитораль, батталь. Песчано-глинистые отложения с горизонтами глинисто-песчаных, связанных с подводными каналами и склоновыми отложениями; 22 – нижняя батталь – дно бассейна. Кремнисто-глинистые отложения.

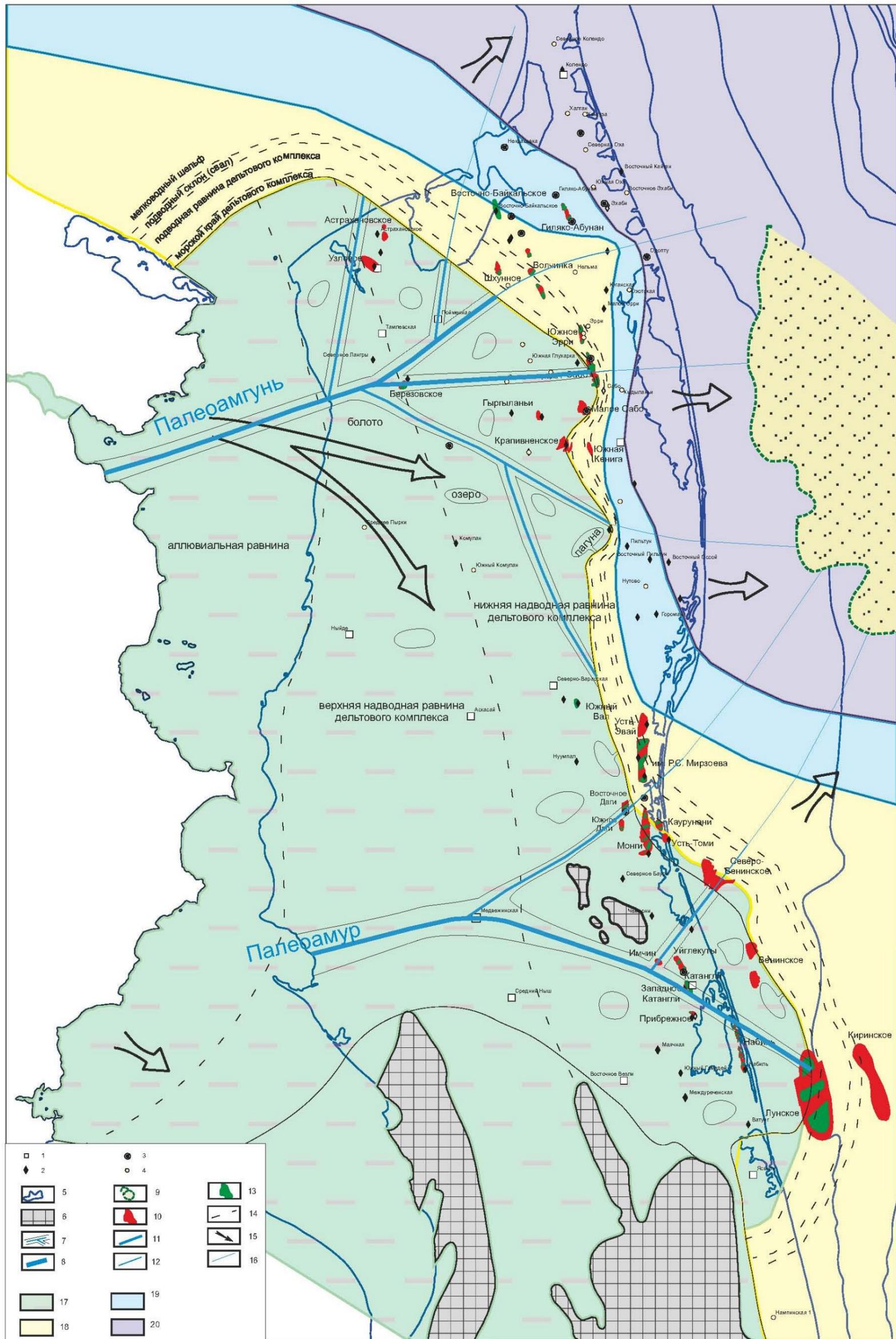


Рис. 2. Модель дельты Палеоамура-Палеоамгунь в среднемиоценовое время

Скважины: 1 – опорно-параметрическая; 2 – поисковая; 3 – разведочная; 4 – структурно-поисковая; 5 – современная береговая линия; 6 – область отсутствия отложений; 7 – береговой вал; 8 – дельтовые каналы; 9 – конусы выноса (по Э.Г. Коблову, ООО «РН-СахалинНИПИморнефть», 2012); 10 – русла стоковых течений; 11 – дельтовые протоки; 12 – бороздины; 13 – окобыкайская нефтяная залежь; 14 – границы палеогеографических зон; 15 – направление сноса песчаного материала; 16 – русла стоковых течений. Литофации: 17 – Приморская низменность, временами заливаемая морем. Угленосно-терригенные отложения; 18 – литораль, верхняя сублитораль, редко средняя сублитораль. Глинисто-песчаные, в основном мелководные отложения; 19 – средняя-нижняя сублитораль, батталь. Песчано-глинистые отложения с горизонтами глинисто-песчаных, связанных с подводными каналами и склоновыми отложениями; 20 – нижняя батталь – дно бассейна. Кремнисто-глинистые отложения.

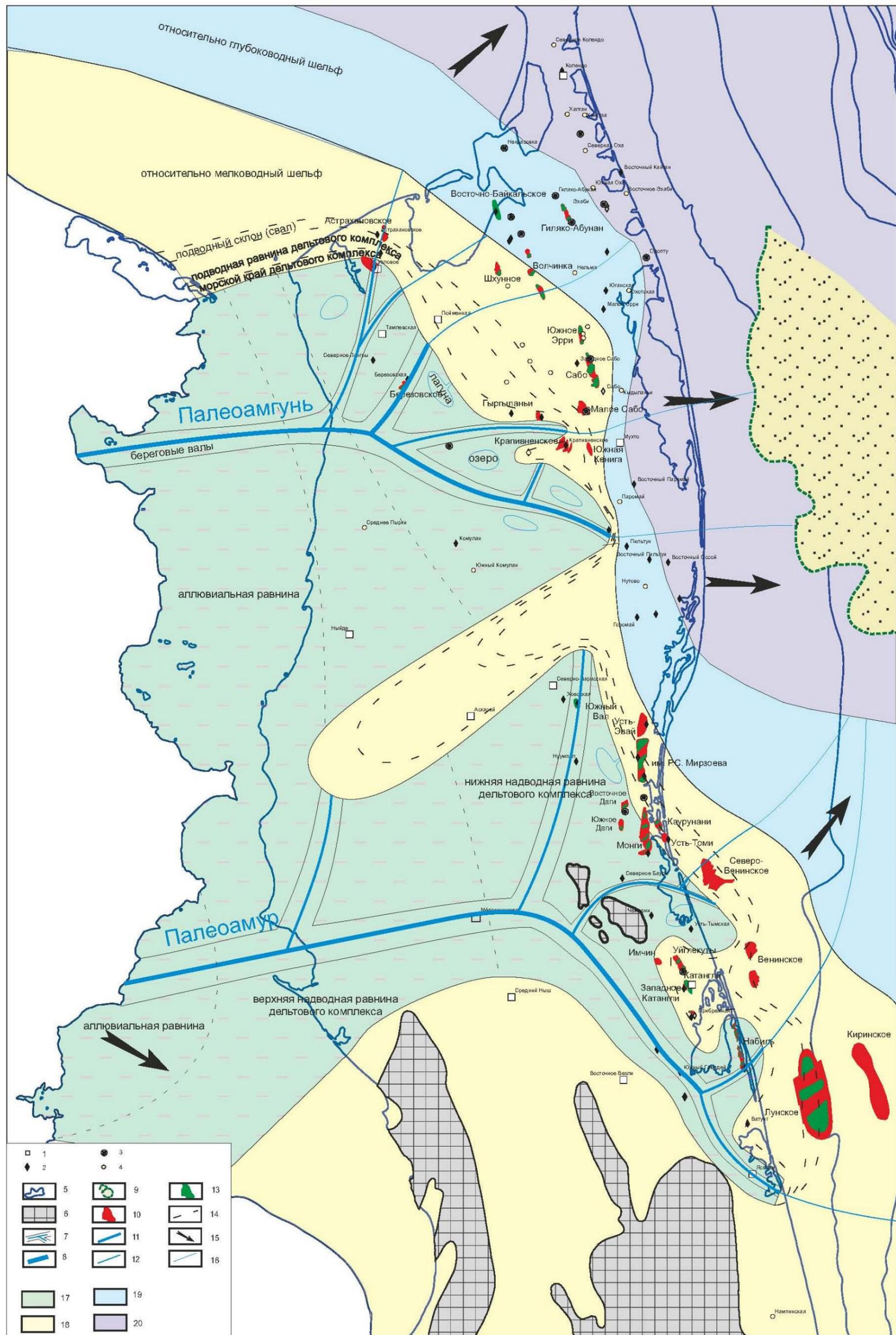


Рис. 3. Модель дельты Палеоамура-Палеоамгунь в верхнедагинское время

Скважины: 1 – опорно-параметрическая; 2 – поисковая; 3 – разведочная; 4 – структурно-поисковая; 5 – современная береговая линия; 6 – область отсутствия отложений; 7 – береговой вал; 8 – дельтовые каналы; 9 – конусы выноса (по Э.Г. Коблову, ООО «РН-СахалинНИПИморнефть», 2012); 10 – русла стоковых течений; 11 – дельтовые протоки; 12 – бороздины; 13 – окобыкайская нефтяная залежь; 14 – границы палеографических зон; 15 – направление сноса песчаного материала; 16 – русла стоковых течений. Литофации: 17 – Приморская низменность, временами заливаемая морем. Угленосно-терригенные отложения; 18 – литораль, верхняя сублитораль, редко средняя сублитораль. Глинисто-песчаные, в основном мелководные отложения; 19 – средняя-нижняя сублитораль, батталь. Песчано-глинистые отложения с горизонтами глинисто-песчаных связанных с подводными каналами и склоновыми отложениями; 20 – нижняя батталь – дно бассейна. Кремнисто-глинистые отложения.

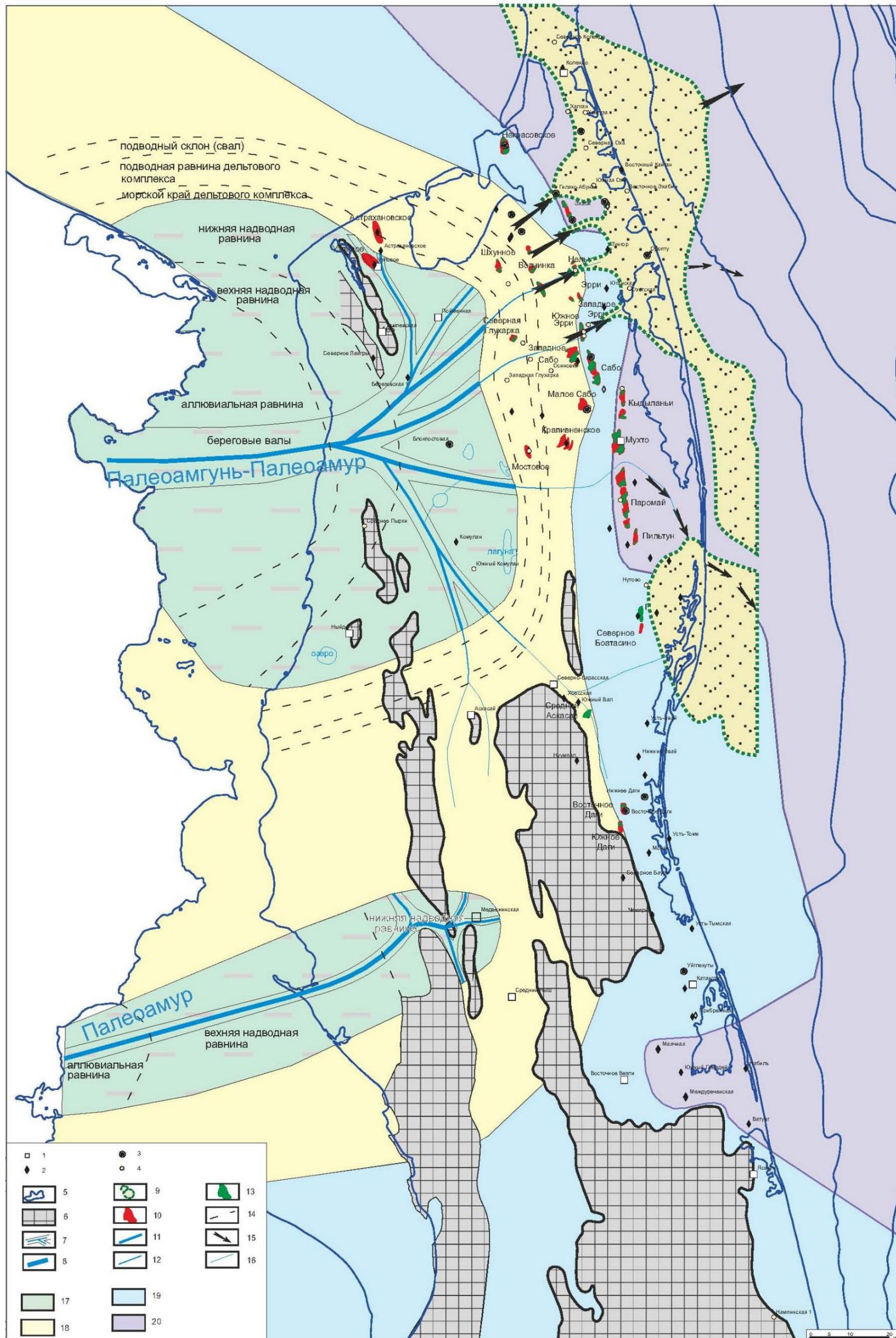


Рис. 4. Модель дельты Палеоамура-Палеоамгуни в окобыкайское время

Скважины: 1 - опорно-параметрическая; 2 - поисковая; 3 - разведочная; 4 - структурно-поисковая; 5 - современная береговая линия; 6 - область отсутствия отложений; 7 - береговой вал; 8 - дельтовые каналы, 9 - конусы выноса (по Э.Г. Коблову, ООО «РН-СахалинНИПИморнефть», 2012); 10 - окобыкайская газовая залежь; 11 - дельтовые протоки; 12 - бороздины; 13 - окобыкайская нефтяная залежь; 14 - границы палеографических зон; 15 - направление сноса песчаного материала; 16 - русла стоковых течений. Литофации: 17 - Приморская низменность, временами заливаемая морем. Угленосно-терригенные отложения; 18 - литораль, верхняя сублитораль, редко средняя сублитораль. Глинисто-песчаные, в основном мелководные отложения; 19 - средняя-нижняя сублитораль, батталь. Песчано-глинистые отложения с горизонтами глинисто-песчаных, связанных с подводными каналами и склоновыми отложениями; 20 - нижняя батталь-дно бассейна. Кремнисто-глинистые отложения.

Южная дельтовая платформа отступила до Средненьшской антиклинальной зоны, где угленосные отложения окобыкайского возраста зафиксированы только в скв. Медвежинская 1. Воды Палеоамура в это время проложили себе русло на север и соединились с Палеоамгунью, в результате чего сток через современное устье Амура значительно увеличился, а основной канал изменил направление с востока на северо-восток, где фронт дельты даже продвинулся севернее верхнедагинского уровня (до залива Байкал). В восточном направлении фронт дельты отступил до центральных районов Сахалина.

Увеличение гидродинамической активности в устье Амура на фоне трансгрессии привело к образованию подводных каналов и склоновых отложений. В пильской свите п-ова Шмидта выявлены мощные песчаные турбидиты. Обширные поля турбидитов по геофизическим данным выделяются в прибрежной полосе от Одопту до Вени. На окобыкайском уровне известны каналы транспортировки песчаного материала субширотной ориентировки, установленные съемкой 3D на Аркутун-Дагинском месторождении.

В нутовское время продолжилось увеличение дельтовой платформы, начавшееся в конце окобыкайского (рис. 5). Её размеры приблизились к среднедагинским, однако строение, литология и источники сноса заметно изменились. В начале нутовского времени на фоне регрессии произошло резкое увеличение стока Амура (о чём говорит, например, песчаный состав осадков напротив устья) и дельтовая платформа относительно быстро приняла размеры, которые (с незначительными изменениями) сохранялись на протяжении всего нижненутовского времени. Основным, а возможно и единственным, источником поступления обломочного материала в нутовское время являлся Амур, устье которого располагалось на месте современного, при этом расположение каналов и проток резко изменилось, что преобразовало форму и строение дельты. Благодаря суммированию потоков Амура и Амгуни гидродинамическая энергия среды значительно увеличилась, что привело к опесчаниванию разреза даже самых удаленных частей дельты (Дагинский район). Один из главных каналов дельты проходил в юго-восточном направлении и впадал в море в районе месторождения Монги (Ныйский залив), образуя активно проградирующую лопасть. Второй крупный канал (северо-восточного направления) располагался в северной части дельтовой платформы и проходил через месторождения Волчинка и Нельма.

В ранненутовское время произошло интенсивное отступление кромки шельфа на восток. На Тунгорском месторождении в самой нижней части разреза нутовской толщи развито чередование мелко- и среднезернистых песчаников, алевролитов и аргиллитов с остатками относительно глубоководных моллюсков (зона *Nuculana (Borissia) alferovi*) и фораминифер (комплекс с *Haplophragmoides carinatus*, *H. impressus*, *Nonionella miocenica*, *Cyclammia praencancellata*).

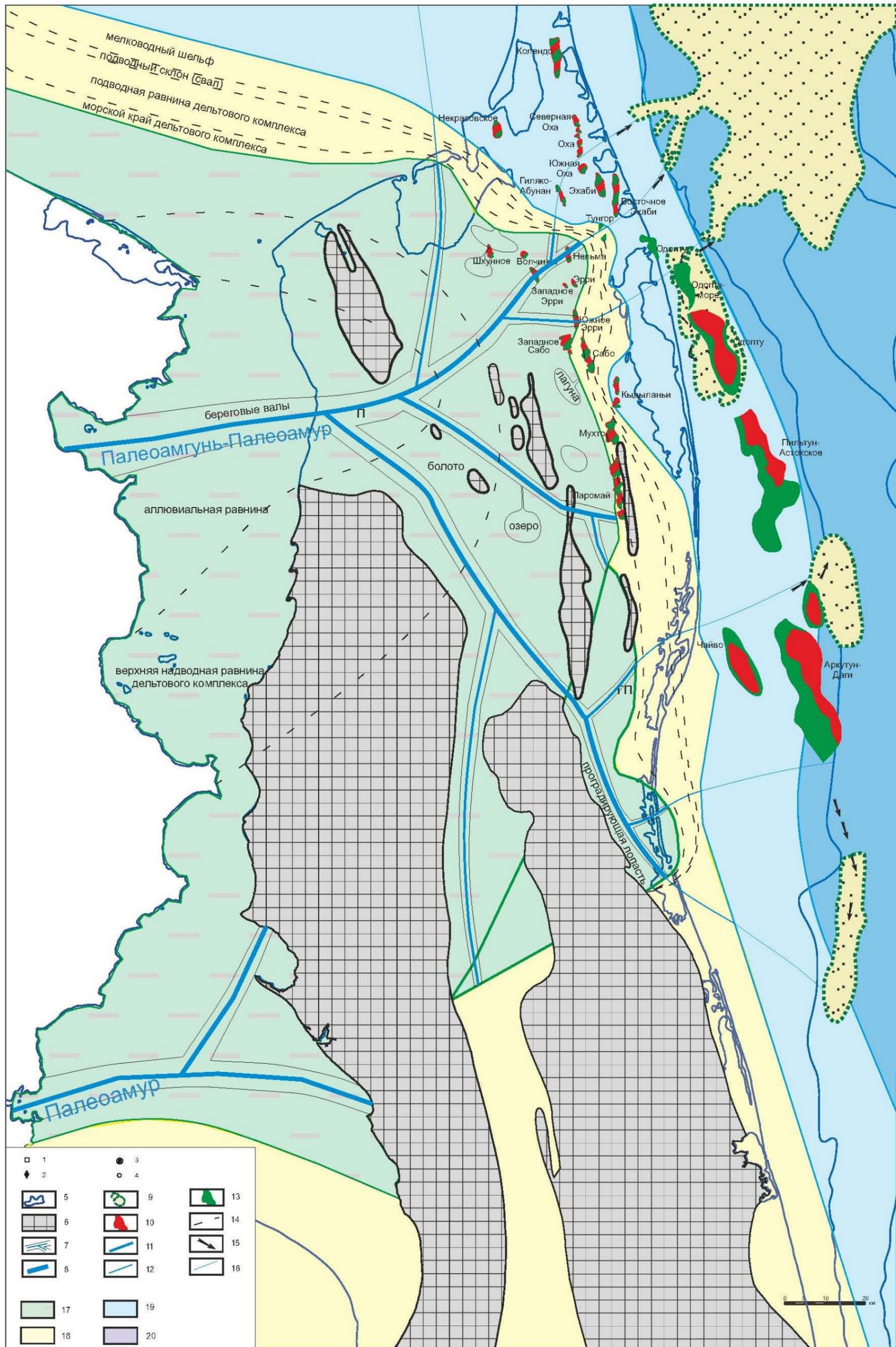


Рис. 5. Модель дельты Палеоамура-Палеоамгуни в ниженутовское время

Скважины: 1 - опорно – параметрическая; 2 - поисковая; 3 - разведочная; 4 – структурно-поисковая; 5 - современная береговая линия; 6 - область отсутствия отложений; 7 - береговой вал; 8 - дельтовые каналы, 9- конусы выноса (по Э.Г. Коблову, ООО «РН-СахалинНИПИморнефть», 2012); 10 - окобыкайская газовая залежь; 11 - дельтовые протоки; 12 - бороздины; 13 – окобыкайская нефтяная залежь; 14 - границы палеографических зон; 15 - направление сноса песчаного материала; 16 – русла стоковых течений. Литофации: 17 - Приморская низменность, временами заливаемая морем. Угленосно-терригенные отложения; 18 - Литораль, верхняя сублитораль, редко средняя сублитораль. Глинисто-песчаные, в основном мелководные отложения; 19 - средняя-нижняя сублитораль, батиаль. Песчано-глинистые отложения с горизонтами глинисто-песчаных, связанных с подводными каналами и склоновыми отложениями; 20 - нижняя батиаль - дно бассейна. Кремнисто-глинистые отложения.

Детальное изучение песчаных тел XX пласта показало, что они имеют форму каналов и лопастей. Выше лежащие песчаники - обычной пластовой формы с характерной для шельфовых образований «регрессивностью» строения: постепенным переходом от подстилающих глин и резкой границей с перекрывающими глинами. Выше по разрезу преобладают песчаники внутренних частей шельфа, средней и верхней сублиторали. Завершают нижненутовский подгоризонт на Тунгоре еще более мелководные грубозернистые песчаники литорали с гравием и гальками.

На внешнем шельфе и склоне среди преобладающих алевритов и глин широко распространены различные песчаные гравититы: каналы, лопасти и фаны. Они выявлены по данным бурения на месторождениях Восточное Эхаби и Тунгор, крупные фаны вскрыты бурением на Северном Колендо и Одопту-море [Бычков и др., 2002].

Таким образом, более детальная реконструкция палеогеографических обстановок (как по вертикали, так и по латерали) позволила решить перечень задач: прогноз развития коллекторов и покрышек, прогноз качества покрышек, повышение точности интерпретации сейсморазведки. Дальнейшее повышение информативности геологических данных и, соответственно, повышение качества прогноза нефтегазоносности без проведения «тяжёлых» геологоразведочных работ, возможно только на основе построения трехмерной геологической модели неогеновых отложений Северного Сахалина.

Результаты исследований позволяют уточнить геологическое строение слабоизученной центральной части территории о. Сахалин для определения направления продолжения геологоразведочных работ. Приведенные схемы в течение последних двух лет используются в ООО «РН-СахалинНИПИморнефть» для создания детальных геолого-фациальных моделей месторождений суши и шельфа Северного Сахалина.

Литература

Бычков А.В., Деревскова Н.А., Коблов Э.Г., Сальников Б.А., Харахинов А.В. Турбидитные резервуары Северного Сахалина // Сборник научных трудов по результатам НИОКР за 2001 г. - М.: ОАО «НК «Роснефть», 2002. - С. 8-21.

Гладенков Ю.Б., Баженова О.К., Гречин В.И., Маргулис Л.С., Сальников Б.А. Кайнозой Сахалина и его нефтегазоносность. - М.: «Геос», 2002. - 225 с.

Мишаков Г.С. О скорости накопления осадков в Северо-Сахалинском седиментационном бассейне // Новые данные по нефтегазовой геологии Сахалина. - Владивосток: ДВНЦ АН СССР, 1981. - С. 16-21.

Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. - М.: «Научный мир», 2010. - 276 с.

Kostrov Yu.V., Khmarin E.K.

ООО «RN-SakhalinNIPImorneft», Yuzhno-Sakhalinsk, Russia, kos-geo@yandex.ru,
e.khmarin@gmail.com

UPDATED MODEL OF THE PALEOAMUR-PALEOAMGUN DELTA GENESIS

Conducted analysis allows developing of an updated model about the sedimentary cover of Northern Sakhalin. Reservoirs distribution and cap rocks analysis using regional reconstruction of paleogeographical environments permitted to improve the forecasts accuracy and the efficiency of future geological explorations.

Keywords: *paleogeographical environment, paleodelta, reconstruction of sedimentation environments, Northern Sakhalin.*

References

Bychkov A.V., Derevskova N.A., Koblov E.G., Sal'nikov B.A., Kharakhinov A.V. *Turbiditnye rezervuary Severnogo Sakhalina* [Turbiditic reservoirs of Northern Sakhalin area. In the book]. Collection of scientific papers on the results of research and development for 2001, Moscow, OJSC Rosneft Oil Company, 2002, p. 8-21.

Gladenkov Yu.B., Bazhenova O.K., Grechin V.I., Margulis L.S., Sal'nikov B.A. *Kaynozoy Sakhalina i ego neftegazonosnost'* [The Cenozoic Sakhalin and its petroleum potential]. Moscow: Geos, 2002, 225 p.

Kharakhinov V.V. *Neftegazovaya geologiya Sakhalinskogo regiona* [Petroleum geology of the Sakhalin Region]. Moscow: Scientific World, 2010, 276 p.

Mishakov G.S. *O skorosti nakopleniya osadkov v Severo-Sakhalinskom sedimentatsionnom bassejne* [Sediments accumulation rate of the Northern Sakhalin sedimentary basin]. *Novye dannye po neftegazovoy geologii Sakhalina*. Vladivostok: DVNTs AN SSSR, 1981, p. 16-21.

© Костров Ю.В., Хмарин Э.К., 2018