

Особенности строения, осадочные комплексы и углеводородные системы Лено-Вилуйского нефтегазоносного бассейна

С.В. Фролов*, Е.Е. Карнюшина, Н.И. Коробова, Е.А. Бакай, Н.С. Курдина,
О.В. Крылов, А.А. Тарасенко

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Лено-Вилуйский бассейн, состоящий из Вилуйской синеклизы и Предверхоанского прогиба, выполнен мощной (более 10 км) толщей осадочных пород, сформировавшейся за время весьма длительной геологической истории (не менее 1 млрд лет). Почти все выявленные здесь месторождения приурочены к двум валообразным структурам, а в составе пластовых углеводородов резко преобладает газ. Проведенные исследования показывают, что основная углеводородная система (пермско-меловая) в большинстве районов образована пермскими газоматеринскими толщами, отложившимися в континентальных обстановках с преобладанием керогена III типа. Системы со значительной долей жидких углеводородов могут быть связаны с областями преимущественно морской седиментации (Предверхоанский прогиб) или более древними (нижнепалеозойскими) отложениями. Во всех случаях природные резервуары отличаются сложным строением в связи с резкой фациальной изменчивостью и интенсивными вторичными преобразованиями.

Ключевые слова: Вилуйская синеклиза, Предверхоанский прогиб, Лено-Вилуйский бассейн, углеводородные системы, природные резервуары, нефтегазоматеринские породы

Для цитирования: Фролов С.В., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Бакай Е.А., Курдина Н.С., Крылов О.В., Тарасенко А.А. (2019). Особенности строения, осадочные комплексы и углеводородные системы Лено-Вилуйского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы*, 21(2), с. 13-30. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.13-30>

Введение

Лено-Вилуйский нефтегазоносный бассейн (у разных авторов также Лено-Вилуйская нефтегазоносная провинция, Лено-Вилуйская нефтегазоносная область Хатангско-Вилуйской провинции) расположен в восточной части Сибирской платформы вблизи ее границ с Верхояно-Чукотской складчатой областью. В тектоническом отношении он приурочен к двум крупнейшим структурным элементам указанной платформы – Вилуйской синеклизе и Предверхоанскому краевому прогибу (рис. 1).

Как и две другие периферические депрессии Сибирской платформы (Енисей-Хатангский и Анабаро-Ленский прогибы), Лено-Вилуйский нефтегазоносный бассейн (НГБ) отличается от расположенного во внутренней части платформы Лено-Тунгусского НГБ повышенными толщинами верхнепалеозойских и, особенно, мезозойских отложений. Из-за этого стратиграфический диапазон осадочного выполнения здесь весьма велик – от рифея до мела включительно (рис. 2), а общая его толщина может достигать 10-14 км (Тектоника..., 2001).

Геологическая эволюция рассматриваемого бассейна охватывает, по всей видимости, не менее полутора миллиардов лет. Вероятно, в позднем протерозое (рифее и венде) и первой половине палеозоя данный регион развивался сходным образом с внутренними

частями Сибирской платформы, такими как прилегающие Непско-Ботубинская, Анабарская и Алданская антеклизы. Как обособленный структурный элемент он начал выделяться со второй половины девона, что было связано с рифтингом на востоке Сибирского кратона, образованием здесь пассивной окраины и дальнейшим формированием Вилуйской синеклизы, наложенной на западную ветвь рифтовой системы. Еще сильнее рассматриваемая область стала отличаться от остальных частей Сибирской платформы с конца юры, когда на восточной окраине палеоконтинента произошли коллизионные события, и начал формироваться Предверхоанский краевой прогиб.

В геологическом отношении бассейн изучен очень неравномерно. Всего здесь пробурено более 200 глубоких скважин, при этом примерно 9/10 из них находятся на территории Вилуйской синеклизы и только немногим более 20 в Предверхоанском прогибе.

Лено-Вилуйский бассейн относится к землям с доказанной нефтегазоносностью. Здесь открыто десять месторождений с залежами в пермских, триасовых и юрских горизонтах, среди которых есть и весьма крупные по запасам. Первое газовое месторождение (Усть-Вилуйское) было открыто в 1956 году, остальные открывались в 60-70-е годы XX века. В залежах углеводородов резко преобладает газ. Нефть изредка встречается в виде незначительных оторочек. Все месторождения, кроме одного, мелкого по запасам, приурочены к двум валообразным зонам, на остальной подавляющей по площади части бассейна промышленных залежей не выявлено.

* Ответственный автор: Сергей Владимирович Фролов
E-mail: serfgeo@yandex.ru



Рис. 1. Обзорная схема Лено-Вилюйского бассейна (основа – Геологическая карта Сибирской платформы и прилегающих районов, 1 : 1 500 000, Малич и др., 1979, ВСЕГЕИ)

Среди вопросов, касающихся оценки перспектив нефтегазоносности бассейна, важнейшими, на наш взгляд, являются следующие: есть ли шансы открытия промышленных залежей в иных зонах; каковы причины преимущественной газоносности бассейна, и распространяется ли она на все его части; возможно ли существование иных, помимо пермско-мезозойских преимущественно газовых, систем с существенным нефтяным потенциалом. Другими словами, есть ли в бассейне перспективы открытия новых, в первую очередь, нефтяных месторождений?

Структурные элементы

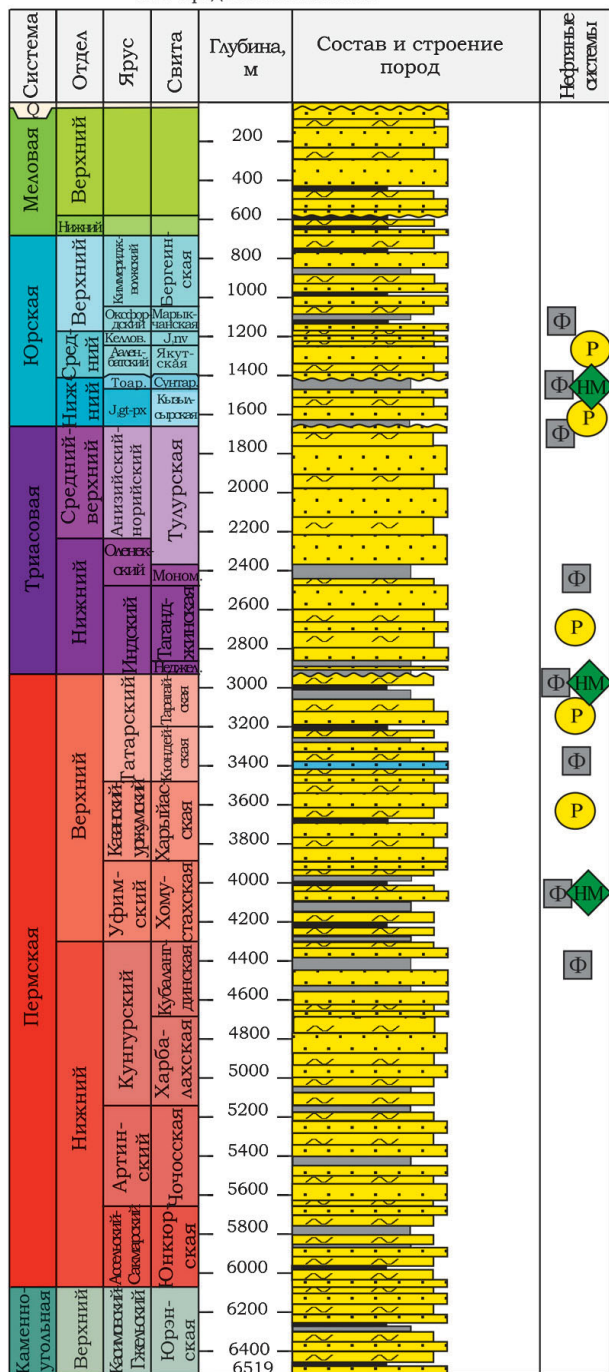
Лено-Вилюйский нефтегазоносный бассейн приурочен к области интенсивного позднепалеозойско-мезозойского прогибания, наложившейся на верхнепротерозойско-

нижнепалеозойский чехол восточной части Сибирской платформы. На востоке бассейн по системе надвигов граничит с Верхоянским складчатым поясом, западная его граница обычно проводится по границе распространения среднеюрских пород. Северная граница бассейна (с Анабаро-Ленским прогибом) проводится по Атырканскому порогу – валобразному поднятию, поперечному структурам Верхоянья. Общая протяженность бассейна составляет около 1300 км (от низовьев Лены до среднего течения Алдана) при ширине от 80-100 (на севере) до 500-600 км (в нижнем и среднем течении Вилюя).

Как было сказано выше, составными частями бассейна являются две, в общем, разнородные структуры: надрифтовая Вилюйская синеклиза и Предверхоанский краевой прогиб (рис. 3). Граница между ними довольно

Центральная часть (Хапчагайский вал)

Скв. Средне-Вилойская-27



Южный борт

Скв. Баптагайская-1

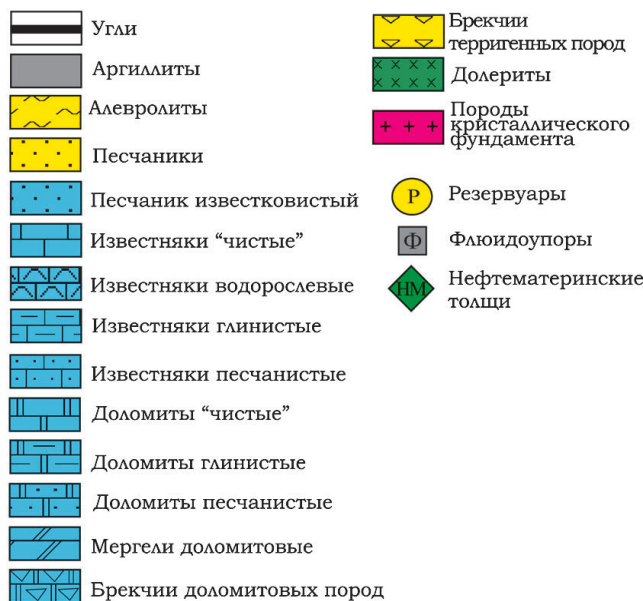
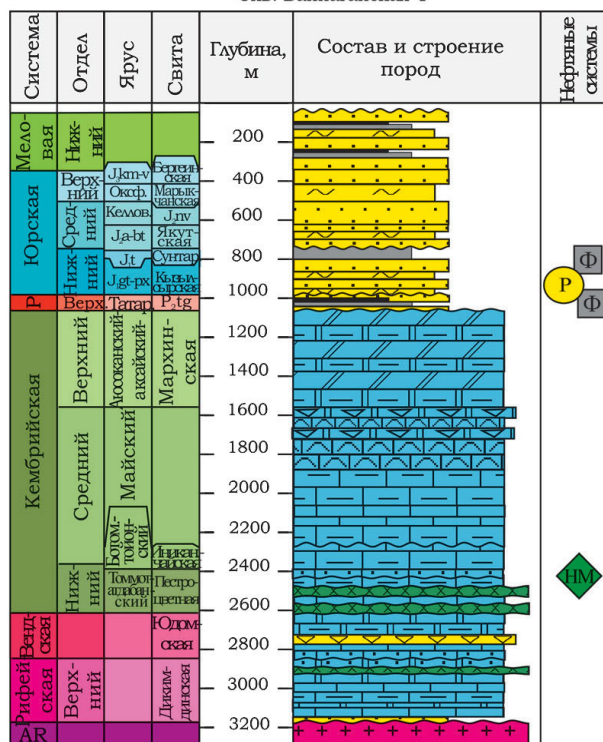


Рис. 2. Литолого-стратиграфические схемы Вилойской синеклизы по данным бурения скв. Средне-Вилойская-27 и Баптагайская-1

условна. Обычно она проводится по смене простирания основных структурных элементов с субмеридиональной и субширотной, характерных для Предверхоанского прогиба (на севере и юге соответственно), на диагональную, свойственную Вилойской синеклизе.

Предверхоанский (или Приверхоанский) краевой прогиб представляет собой пограничную структуру между древней Сибирской платформой на западе и мезозойским Верхоянским складчато-надвиговым поясом на востоке. Как самостоятельная структура прогиб формировался в поздней юре-мелу синхронно складчатости и орогении в Верхоянском поясе. За это время амплитуда опускания прогиба составила до 3,5-5,0 км. В составе

краевого прогиба принято выделять южную субширотную Алданскую ветвь и северную субмеридиональную Ленскую ветвь. Они разделены Китчанским выступом Верхоянского складчатого пояса.

Восточная граница краевого прогиба проводится по Западно-Верхоанской системе разломов, по которой образования складчатого пояса надвинуты в западном направлении (Туора-Сисский, Унгуохтахский, Юндюлонгский, Китчанский, Тукуланский аллохтоны). Амплитуда горизонтального смещения по данным бурения оценивается в несколько километров (Гайдук, Прокопьев, 1999). Поверхности срыва (детachment), как правило, приурочены к глинам верхней перми и нижнего триаса, а местами также к

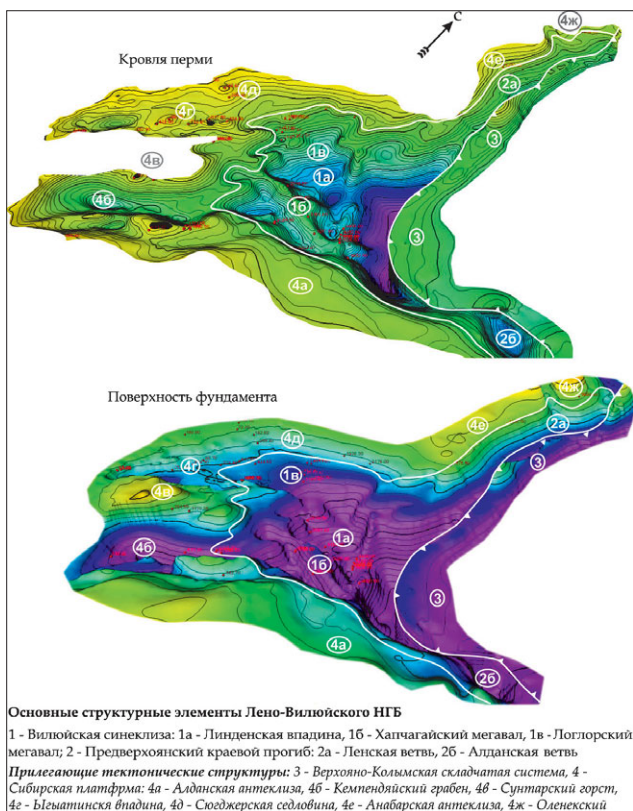


Рис. 3. Структурные модели Лено-Вилуйского бассейна по подошве осадочного чехла и кровле пермских отложений

девонским ангидритам (Ленская ветвь) и к докембрийским отложениям (Алданская ветвь) (Тектоника..., 2001).

Прогиб имеет асимметричное строение. Его депозен-тры смещены к востоку, к складчатому поясу. Эти же районы являются и наиболее интенсивно дислоцированными. По данным современной сейсморазведки складки здесь чешуируются, часто имеют дуплексную форму, отмечается удвоение и утроение разрезов. По мере удаления от границы со складчатым поясом степень дислоцированности пород несколько уменьшается, но и здесь складки обычно имеют линейные формы (удлинение от 4 до 15-16 раз), значительную амплитуду (до 350-400 м) и осложнены многочисленными разломами преимущественно взбросовой кинематики. По направлению к платформе антиклинали становятся брахиморфными, амплитуда их снижается, взбросы исчезают. В целом подобная тенденция отмечается и вверх по разрезу: верхнемеловые горизонты имеют значительно более пологое залегание, чем нижележащие.

Глубины залегания фундамента в Предверхоанском прогибе значительно варьируют, что зависит, главным образом от полноты доверхнеюрского разреза, т.е. от мощности комплексов, предшествовавших формированию самого краевого прогиба. Так максимальные глубины (возможно до 14-15 км) прогнозируются в центральном сегменте, где краевой прогиб наложен на среднекаменноугольно-мезозойскую Вилуйскую синеклизу, а та, в свою очередь, вероятно подстилается верхнедевонско-нижнекаменноугольным рифтовым комплексом. В Алданской ветви, где местами развиты толщи верхнего протерозоя – нижнего палеозоя толщина осадочного чехла в прискладчатой части может составлять до 10-12 км (Анциферов

и др., 1981). В Ленской же ветви, где пермские породы обычно залегают непосредственно на кристаллическом фундаменте, мощность чехла, по всей видимости, не должна превышать 4-6 км.

Весьма интересным осложнением северной ветви Предверхоанского прогиба являются грабеннообразные структуры, поперечные к его простиранию. Сейморазведкой пока подтверждена одна такая структура – Кютингдинский грабен. Он начинается на восточном склоне Оленекского свода Анабарской антеклизы и проходит через весь краевой прогиб, вплоть до Верхоянского пояса. Его границами являются высокоамплитудные разломы. В осадочном выполнении доминируют допермские породы неясного возраста (бурение здесь отсутствует) толщиной 2-3, а то и более км. Возможно, этот грабен является элементом позднедевонской рифтовой системы востока Сибирской платформы, а возможно его образование следует отнести к более ранним (позднепротерозойским?) временам.

Вилуйская синеклиза на севере граничит с Анабарской антеклизой и сюгджерской седловиной, на северо-западе с зоной Западно-Вилуйских дислокаций (Ыгыаттинская, Kemendyay's впадины, Suntarsky свод), на юго-западе с Предпатомским краевым прогибом, на юге с Алданской антеклизой. Наибольшие размеры (500×650 км) синеклиза имеет по мезозойским отложениям. По подошве перми размеры значительно меньше (300×350 км) (Мишин, Бадарханов, Болонзев, 1987).

В ее прибортовой части в целом наблюдается моноклиальное залегание верхнепалеозойских и мезозойских толщ, слабо нарушенное разломами. При этом наибольшее площадное распространение имеют юрско-меловые, затем триасовые отложения и еще меньшее среднекаменноугольно-пермские.

Депозентром Вилуйской синеклизы является Линденская впадина. Толщина среднекаменноугольно-мелового синеклизного комплекса здесь достигает 5-6 км, а общая мощность осадочного чехла может превышать 10-12 км. К южному борту Линденской впадины примыкает Хапчагайский вал. Он вытянут в субширотном направлении примерно на 200 км при ширине до 50 км. Амплитуда вала по пермским, триасовым и нижнеюрским горизонтам достигает 500 м и сокращается до 400 м в верхнеюрско-нижнемеловых отложениях (Анциферов и др., 1981). По верхнемеловым отложениям вал практически не выражен. Как и Линденская впадина, Хапчагайский вал продолжается на восток в пределы Предверхоанского прогиба. Хапчагайский вал осложнен цепочкой брахиантиклинальных складок (Средневилуйская, Толонская, Мастахская, Соболахская, Неджелинская) амплитудой 100-500 м. Северный и южный склоны вала нарушены разломами.

С северо-запада к Линденской впадине примыкает Логлорский вал. Его размеры существенно меньше Хапчагайского (примерно 30×125 км), амплитуда составляет 300-400 м. Южное крыло вала более крутое и осложнено серией разломов. К локальным поднятиям, осложняющим Логлорский вал, приурочены Средне-Тюнгское и Андыхаское месторождения.

Считается, что своим образованием Вилуйская синеклиза обязана позднедевонско-раннекаменноугольному рифтингу. Эти рифты четко выделяются западнее,

в районе Западно-Вилуйских дислокаций, где мощные толщи девонских солей, базальтов и иных пород выполняют Ыгыаттинский (до 2-3 км) и Кемпендяйский (до 6 км) грабены, разделенные Сунтарским горстом (рис. 4). О конфигурации рифтовой системы под самой Вилуйской синеклизой судить сложно. Судя по косвенным (мелкомасштабным грави- и магнитным) данным, интерпретация которых имеет, разумеется, многовариантный характер, нам представляется логичным, что и здесь синтрифтовый комплекс заполняют две грабенообразные структуры, разделенные горстообразным поднятием.

Основные этапы геологической эволюции

О ранних (допозднепалеозойских) этапах истории геологического развития Лено-Вилуйского нефтегазоносного бассейна имеется довольно мало данных. Синхронные отложения часто или отсутствуют (как, например, на значительной части Предверхоанского прогиба), или скрыты под мощным чехлом среднекаменноугольно-пермских и мезозойских отложений. Ранее ряд исследователей предполагал, что в основании Вилуйской синеклизы в рифейское время существовала крупная рифтовая структура – авлакоген, протягивавшаяся в восточном направлении в сторону современного Верхоянского складчатого

пояса (Соколов и др., 1989). Однако пока нет каких-либо геологических или геофизических данных, которые бы указывали на рифтовую природу бассейна в это время (резкое увеличение толщин, грабенообразная форма, листрические сбросы и т.п.). Более вероятно, что в данном случае осадконакопление происходило в условиях внутриконтинентального синеклизного бассейна или периферической (со стороны материка) части обширной пассивной окраины. В конце рифея – начале венда рифейские комплексы могли подвергнуться глубокой эрозии в связи с коллизионными событиями на южной, северной и западной окраинах Сибирского палеоконтинента.

Внутриконтинентальный характер осадочных бассейнов с преимущественно карбонатной седиментацией в целом характерен и для венда – первой половины палеозоя. Где располагалась в это время восточная (в современной ориентации) окраина Сибирского континента достоверно сказать трудно. Возможно, она находилась где-то в пределах современного Верхоянского пояса.

К позднему девону-раннему карбону приурочен следующий этап геологической эволюции. Он ознаменовался широким проявлением рифтовых процессов на востоке Сибирского континента и, возможно, сформировал его восточную пассивную окраину (рис. 5). Рифтовую

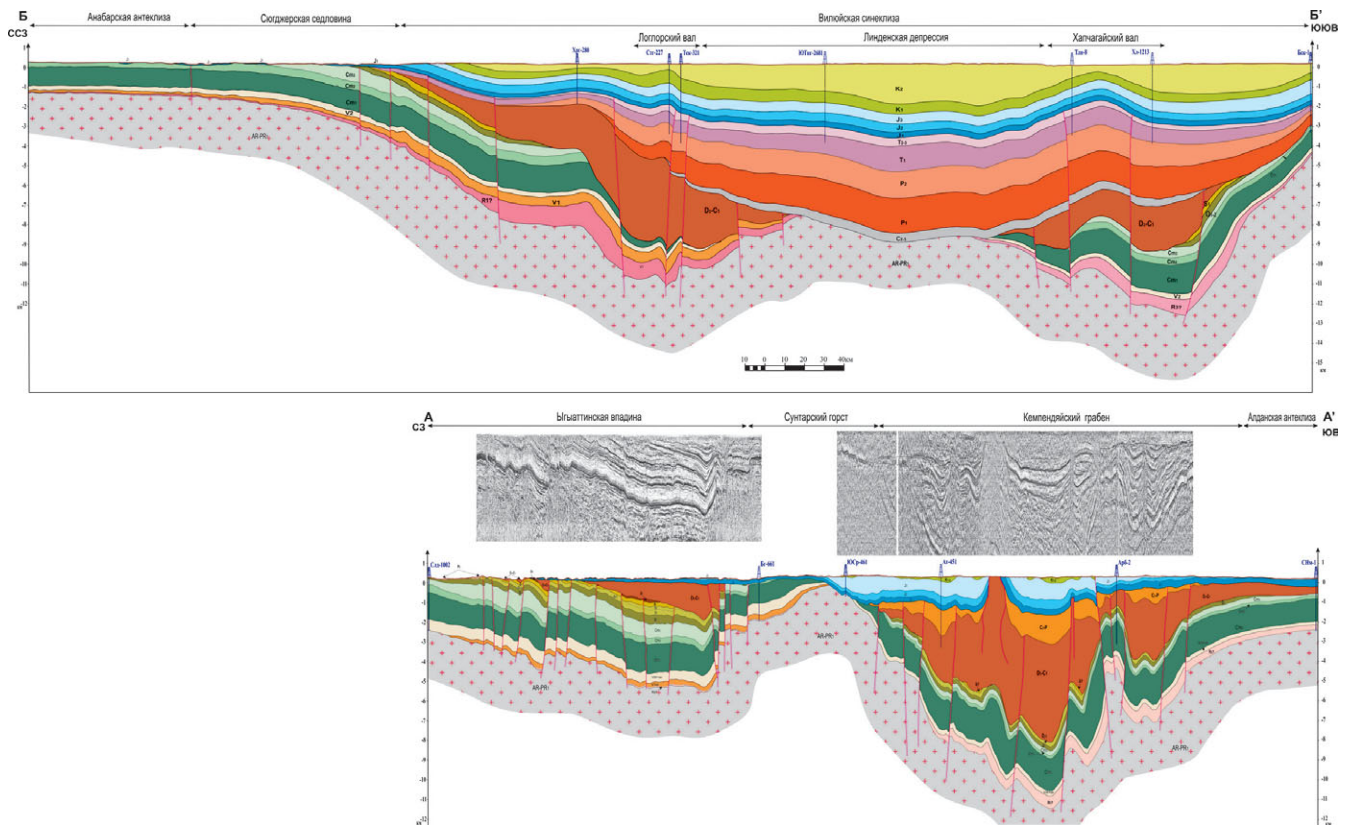


Рис. 4. Профильные разрезы через Вилуйскую синеклизу и Западно-Вилуйские дислокации

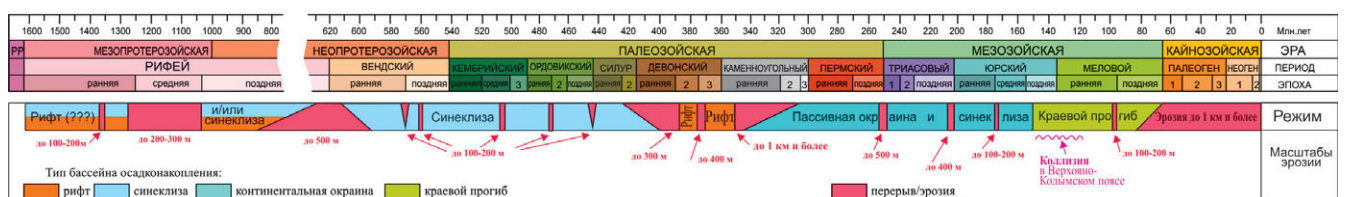


Рис. 5. Основные этапы геологической эволюции Лено-Вилуйского бассейна

природу имеют Ыгыатинский и Кемпендяйский грабены (Западно-Виллюйские дислокации), которые, вероятно, продолжаются на восток под Виллюйской синеклизой и прилегающей частью Предверхоанского прогиба. Еще одной ветвью позднедевонской рифтовой системы Восточной Сибири, по всей видимости, является Кютингдинский грабен, расположенный на севере Предверхоанского прогиба.

Опусканию рифтовых зон предшествовало общее поднятие территории и массовое излияние базальтов. Этим же событием, возможно, объясняется отсутствие венд-нижнепалеозойских (в первую очередь кембрийских) образований на значительной части территории Предверхоанского прогиба. Масштабы эрозии этого времени могли достигать 1,0-1,5 км (Тектоника..., 2001).

В течение последующего этапа развития, с середины карбона по среднюю юру включительно, осадконакопление в рассматриваемом регионе происходило в пределах обширного перикратонного бассейна, располагавшегося вблизи пассивной окраины континента. Глубоководные отложения фиксируются в основном в пределах современного Верхоянского пояса. На территории современного Предверхоанского прогиба накапливались мелководно-морские фации, а в Виллюйской синеклизе преобладали фации прибрежной равнины; отлагались терригенные, местами угленосные толщи.

Собственно, этап краевого прогиба относится к поздней юре – мелу, когда на восточной окраине палеоконтинента происходили коллизионные события – столкновение с Омолойским супертеррейном. С этим этапом связано образование основных структур современного плана, в том числе связанных с надвигами.

Заключительный этап развития бассейна проходил в кайнозойе. С конца мела осадконакопление практически повсеместно прекратилось, преобладали масштабные эрозионные процессы. Масштабы размыва на этом этапе, возможно, могли превышать 1 км.

Осадочные комплексы

Как уже было сказано, о допермских толщах Лено-Виллюйского бассейна есть только отрывочные данные.

Рифейские отложения достоверно выявлены лишь на самом севере прогиба в районах, входящих в так называемые Лено-Анабарскую и Хараулахскую фациальные зоны. В первом случае они представлены переслаиванием преимущественно нижнерифейских карбонатных и обломочных пород общей толщиной 1,0-1,5 км, а во втором – примерно такой же по толщине последовательностью главным образом карбонатных пород (в том числе битуминозных), но уже позднерифейского возраста (Тектоника..., 2001).

Вендские комплексы залегают на нижележащих обычно с глубоким размывом. Вдоль южного и северного сегментов западной окраины бассейна, где венд граничит с наиболее приподнятыми элементами Сибирской платформы (Алданской и Анабарской антеклизями соответственно), он представлен отложениями только верхнего отдела. Здесь он сложен известняками, доломитами, мергелями, иногда ангидритами с резко подчиненными маломощными прослоями обломочных пород в основании циклитов, мощностью 200-300 м.

В центре, там, где бассейн наложен на периферические части Непско-Ботуобинской антеклизы, Сюгджерской седловины и Березовской впадины Предпатомского прогиба, появляются отложения «терригенного венда» (непский и тирский стратиграфические горизонты), в значительной части принадлежащие нижнему отделу системы. Они имеют мощность до первых сотен метров, и в их составе преобладают уже песчаники, алевролиты и аргиллиты. В этих же районах увеличивается толщина «карбонатного венда» (даниловский горизонт верхнего отдела) – до 500 метров и более.

Кембрийские отложения залегают преимущественно без перерыва на вендских. На западной периферии бассейна они, как и в других частях платформы, имеют карбонатный состав (известняки, доломиты, мергели) с редкими маломощными прослоями алевролитов и аргиллитов. Среди карбонатов встречаются органогенные (водорослевые постройки), органогенно-обломочные и глинисто-битуминозные разности. Последние наиболее характерны для куонамской свиты Прианабарья и ее фациальных и возрастных аналогов более южных районов. Обстановки накопления кембрийского периода здесь были более открыто-морскими, по сравнению с центральными частями Сибирской платформы (Фролов и др., 2014). Средние толщины кембрийских отложений рассматриваемого региона составляют 1,5-2,5 км, местами уменьшаясь до менее 1 км, в том числе из-за размыва верхней части.

Кембрийские толщи присутствуют также в разрезах Туора-Сисского сегмента Верхоянского складчатого пояса. В нижней части они представлены песчаниками, конгомератами с включением трахибазальтов. Выше преобладающими становятся карбонаты. Общие толщины этих разрезов могут достигать 1 км и несколько более (Тектоника..., 2001).

Ордовикские и силурийские бассейны располагались, вероятно, только в районах, прилегающих к Виллюйской синеклизе со стороны центральных районов Сибирской платформы. Нижняя часть ордовика сложена доломитами и известняками, верхи нижнего и низы среднего ордовика отсутствуют, а верхняя часть разреза представлена переслаиванием карбонатных и тонкозернистых обломочных пород. Общая толщина ордовикских отложений составляет здесь несколько сотен метров. Силурийские отложения представлены нижнем отделом, сложены доломитами, известняками и мергелями толщиной около 200 м.

Характер распространения нижнего палеозоя и верхнего протерозоя в центральных частях бассейна не ясен. С одной стороны, по данным сейсморазведки эти отложения, фактически не меняя своих толщин, погружаются от северной и южной границ Виллюйской синеклизы к ее внутренним частям (Губин, Поспеева, 2017). С другой стороны, на большей части Предверхоанского прогиба доверхнепалеозойские породы отсутствуют. Такое резкое исчезновение из разреза толщ, общей мощностью в первые километры, на относительно небольшом расстоянии при переходе от склонов Анабарской антеклизы к Предверхоанскому прогибу, вряд ли можно объяснить седиментационными причинами. Так, по крайней мере, для кембрийских отложений видна четкая тенденция углубления палеобассейна в восточном направлении

(Карнюшина и др., 2015). Более вероятно предположение о постседиментационном размыве, например на стадии предрифтового воздымания в середине девона (Тектоника..., 2001).

Позднедевонско-раннекаменноугольные отложения в рассматриваемом регионе обычно соотносятся с синрифтовым комплексом. Наиболее полно они изучены к западу от Лено-Вилуйского бассейна в Ыгыаттинской впадине и Кемпендяйском грабене, где их максимальная толщина может достигать от 2-3 до 6 км. В основании разреза преобладают базальты, переслаивающиеся с песчаниками и алевролитами, верхняя его часть представлена терригенными, карбонатными породами, ангидритами и мощными пачками (до 1 км) каменных солей. В Вилуйской синеклизе девон вскрыт единичными скважинами в периферических частях. Так, в скважине Средне-Тюнгская-239 вскрыто около 800 м базальтов с подчиненными прослоями обломочных пород. Синхронные отложения, представленные карбонатами, ангидритами, солями, а также базальтами, местами обнажаются в пределах Верхоянского складчатого пояса, что говорит в пользу возможности их наличия в разрезах восточной части Предверхоанского прогиба.

С **середины карбона** в бассейне начинается новый цикл седиментации, характеризующийся, главным образом, терригенным осадконакоплением. Максимум трансгрессии **раннепермской эпохи** приурочен к **асельско-артинскому времени**. В Верхоянское море снос обломочного материала происходил, главным образом, с Анабарско-Оленекского и Алданского поднятий, где в это время располагалась суша. В пределах седиментационного бассейна можно выделить следующие фациальные зоны: 1 – континентальную, аллювиально и аллювиально-дельтовую седиментации; 2 – переходную, прибрежно-морского и дельтового осадконакопления; 3 – морскую, зон мелководья и средней части шельфа. Обстановки осадконакопления асельско-артинского времени в южной части Предверхоанского прогиба тесно связаны с формированием Вилуйской синеклизы, где в это время располагалась обширная речная система Палеовилуя.

Следующий этап изменения уровня моря связан с **кунгурским и частично уфимским веками**. Здесь сохранились основные области сноса. Большая пестрота минералогического состава, накопившихся в это время осадков, указывает на размыв и широкий разнос различных комплексов пород: древних метаморфических, интрузивных образований, осадочных толщ нижне-среднего палеозоя.

Верхоанский морской бассейн отступает на восток и северо-восток. Оживляется речной сток, это отмечается вдоль северо-восточных и восточных склонов Анабаро-Оленекской суши, а мощная дельта Палеовилуя выдвигается вглубь бассейна седиментации (рис. 6а).

Климат был теплый, умеренно влажный, на что указывает преобладание в верхнепалеозойской ангарской флоре кордаитов, наличие колец роста в древесине, широкое накопление торфяников. Зональность осадконакопления в бассейне седиментации во многом сохраняется от предыдущего времени, при этом зоны дельтовой седиментации разгужались в пределах мелководья. Здесь также

выделяются зоны континентального (аллювиально-дельтового), переходного (прибрежно-морского, дельтового) и мелководного осадконакопления.

Позднепермская эпоха (**казанско-раннетатарский века**) начинается с резкого усиления общего нисходящего движения рассматриваемой территории, что выразилось в расширении морского бассейна и изменении очертаний Анабаро-Оленекской суши, в сокращении площади прибрежно-морского и мелководного осадконакопления, а также в уменьшении объемов речного стока. Обширные пространства краевых зон Анабаро-Оленекской суши опять затоплены морскими водами, а площадь осадконакопления в пределах Вилуйской синеклизы увеличилась (рис. 6б).

Конец **позднетатарской эпохи** сопряжен с началом регрессии морского бассейна. Береговая зона Верхоянского морского бассейна в результате регрессии сместилась на восток и северо-восток, а бассейн седиментации стал более мелководным (рис. 6в).

В пределах Вилуйской синеклизы продолжали формироваться аллювиальные, аллювиально-дельтовые угленосные алевритово-песчаные отложения, в результате деятельности речной системы Палеовилуя. Так, в **скв. Хоргочумская-280** эта часть разреза соответствует верхней части логлорской толщи (177 м), сложена песчаниками и алевролитами, равномерно расслоенными маломощными алевро-глинистыми, глинистыми и углисто-глинистыми породами (рис. 7). Песчаники среднезернистые белесосерые, с пологой косой и горизонтальной слоистостью, чередуются через 0,1-1,5 см с бежево-серыми и серыми мелкозернистыми разностями, часто расслоены под углом от 2-3° до 10-12° слюдисто-глинисто-углистыми пропластками толщиной от 1 до 4-5 мм и содержат остаточный битум. В верхней части разреза встречаются разности с примесью вулканомиктового материала. Толщина пластов углей варьирует от 1 до 2,5-3,0 м.

Фронтальная часть дельты реки была значительно выдвинута относительно положения современного водораздела Верхоянского хребта. Здесь в условиях все дальше продвигавшейся на восток дельтовой равнины накапливались очень мощные песчаные и алевритово-песчаные толщи. Активный гидродинамический режим, обильное поступление осадочного материала, опреснение вод в зоне мощной, выдвинутой на восток дельты Палеовилуя мешало нормальному расселению морских организмов, видовой состав и количество которых здесь значительно обеднено по сравнению с другими зонами палеобассейна.

Основными источниками сноса в **триасе** являлись Анабаро-Оленекское поднятие и Анабарский свод, которые поставляли терригенный материал, разбавлявшийся в раннем триасе продуктами эффузионного и эксплозивного вулканизма. При этом в предтриасовое время на территории этих крупных положительных структур располагалась обширная палеосуша, в пределах которой были описаны многочисленные коры выветривания (Каплан, 1976).

Другой характерной особенностью триасового комплекса является отчетливая цикличность (Кародин, 1980). Комплекс состоит из трех крупных циклов: индского, оленекско-ладинского и карнийско-рэтского, при этом каждый из них начинается морской трансгрессивной толщей и заканчивается регрессивными прибрежными отложениями.

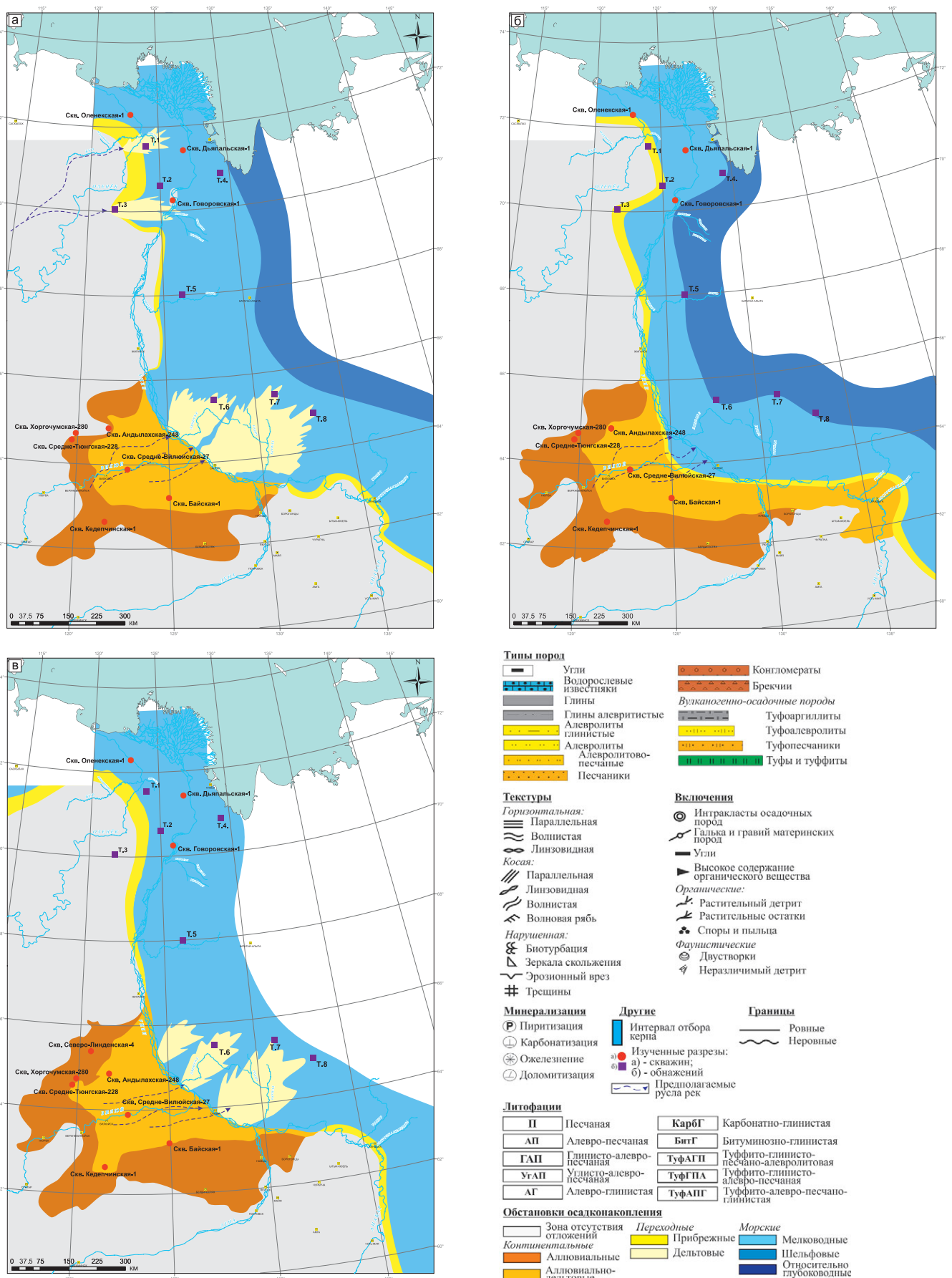


Рис. 6. Схемы обстановок осадконакопления в: а – кунгурско-уфимский, б – казанско-раннетатарский и в – позднеатарский века. Пункты наблюдения: Т.1 – северо-восточная часть Оленекского поднятия; Т.2 – восточная часть Оленекского поднятия; Т.3 – юго-восточная часть Оленекского поднятия; Т.4 – Западный Хараулах; Т.5 – бассейн р. Соболах-Майан, руч. Длинный; Т.6 – бассейн рр. Дяньшика и Леписке; Т.7. – долина р. Дулгалах; Т.8 – бассейн р. Барыты.

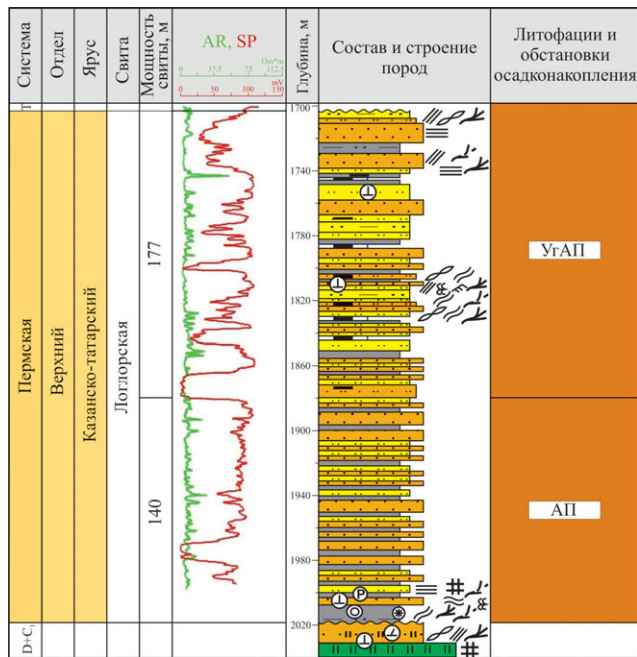


Рис. 7. Литолого-геофизическая характеристика верхнепермских отложений. Скважина Хоргочумская-280. Условные обозначения см. на рис. 6.

Исключением является индский неполный цикл, который, по мнению некоторых авторов, сам является регрессивной частью крупного верхнепермского цикла седиментации. При этом, крупные седиментационные циклы, в свою очередь, состоят из более мелких.

В **индское время** на западе от Предверхоанского краевого прогиба существовала обширная палеосуша, в пределах которой в различных частях фрагментарно установлены коры выветривания, представленные пестроцветными глинами.

На рубеже перми и триаса отмечена вулканическая активность, что отразилось на составе основных породообразующих толщ и формировании пестроцветных туфотерригенных литофаций в индское время. Трансгрессия моря осуществлялась как с севера и северо-востока, так и с востока. В северной и центральной частях изучаемой территории установлено, что палеосуша окаймлялась полосой прибрежных отложений, которые сменялись на восток и северо-восток мелководными, а далее предположительно шельфовыми отложениями (рис. 8а). На юго-западе получили широкое распространение аллювиально-дельтовые отложения, которые по периферии были окружены преимущественно аллювиальными. Так, в разрезах Хапчагайского вала (скв. Средне-Виллюйская-19) выделяются отложения неджелинской и таганджинской свит, накопление которых связано с зоной аллювиально-дельтовой седиментации. Здесь повсеместно распространены туффито-алевритово-глинисто-песчаные и туффито-глинисто-песчано-алевритовые отложения, спорадически содержащие вулканиды основного состава (рис. 9).

Среди последних скважинами вскрыты спилиты миндалекаменные, туфы, туффиты и туфопороды с песчаной, алевритовой и пелитовой структурой. Терригенные граувакковые и граувакково-аркозовые разности в неджелинской свите встречаются относительно редко и содержат примесь выветрелого вулканомиктового материала.

Обычно перечисленные породы изменены процессами глинизации, карбонатизации и цеолитизации. Отложения таганджинской свиты в скважине Средне-Виллюйская-19 представлены цикличным чередованием (через 2-5 м) дресвяно-гравийных пород, песчаников граувакково-аркозовых, песчаных ритмитов, аргиллитов (рис. 10).

Подводные дельтовые конуса выноса установлены в центральной части Предверхоанского прогиба в пределах мелководья.

В **мономское время (ранний-начало позднего оленёка)** произошла обширная трансгрессия морского бассейна, охватившая все рассматриваемые области, в пределах которых формировались вулканогенные, вулканогенно-терригенные и терригенные отложения толщиной от 7 до 280 м. Также раннеоленекское время связано с накоплением относительно глубоководных карбонатно-глинистых отложений в северной части исследуемых территорий (рис. 8б). Мономская трансгрессия и сопряженный с ней климатический оптимум способствовали широкому географическому (от р. Лена до бассейна р. Кольма) распространению однотипных морских палеосообществ. Терригенный материал, поступающий в бассейн седиментации из различных источников сноса, разбавлялся в раннем триасе продуктами эксплозивного вулканизма (рис. 11), основные очаги которого находились в Курейской синеклизе, а также локально проявлялись в Виллюйском седиментационном бассейне и на окружающих его поднятиях.

В пределах северной части Предверхоанского прогиба, в разрезах скв. Дьяпальская-1, Говоровская-1, а также в обнажениях мыса Чекуровский, о-ва Таас-Ары и бассейна р. Ныккабыт разрез мономского горизонта имеет двучленное строение. В его основании повсеместно выделяется карбонатно-глинистая литофация глубоководной зоны шельфа, которая соответствует чекановской свите. Повсеместно в разрезах этой зоны выше залегает алевро-глинистая литофация шельфовой зоны, которая обособляется в стратиграфическом объеме ыстанахской свиты (рис. 12).

В **пастакское время (поздний оленёк)** в условиях падения относительного уровня моря площадь Анабаро-Оленекской и Алданской палеосуши увеличилась, а в пределах Предверхоанского прогиба существовал мелководно-морской бассейн (рис. 3в). Возникла седиментационная зональность, в общих чертах похожая на таковую в индском веке. Количество продуктов вулканизма заметно сократилось, формировались преимущественно терригенные отложения толщиной от 50 м до 310 м.

Бассейн седиментации **среднего триаса** отличается в целом регрессивным строением. Фациальная зональность этого времени в основном осталась прежней, при этом значительный вклад вносили действующие речные системы, главным образом, Палеовиллюй (рис. 8г). Более мелкие речные системы установлены на юге и севере территории.

Бассейн седиментации **позднетриасового времени** во многом унаследовал черты от предыдущего этапа осадконакопления.

Особенностью развития седиментационного бассейна в **юрский** период являются значительные изменения уровня моря.

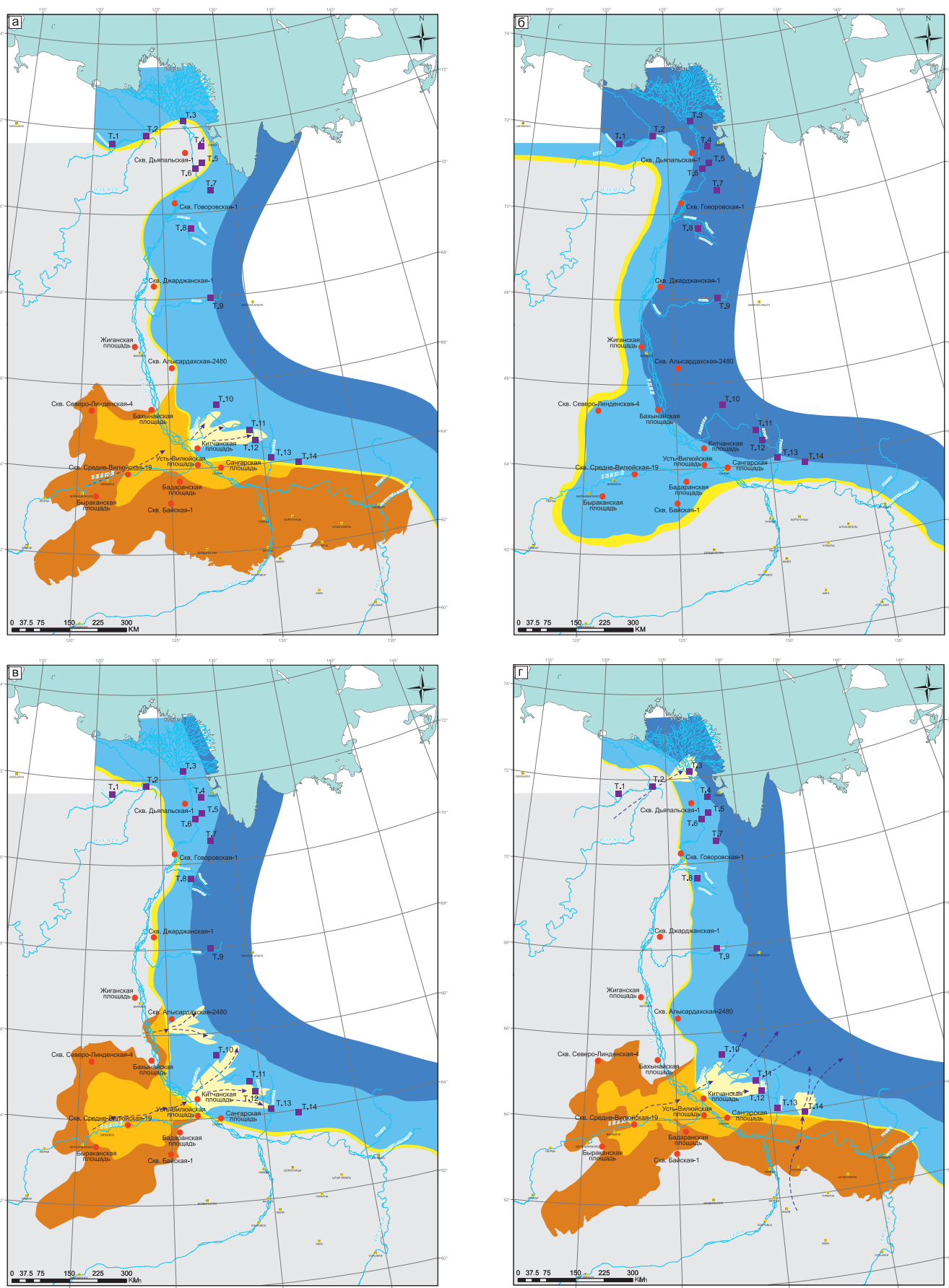


Рис. 8. Схемы обстановок осадконакопления в: а – индский, б – раннеоленинский, в – позднеоленинский и г – анизий-ладинский века. Пункты наблюдения: Т.1 – р. Вендявкюри; Т.2 – р. Ныькаабыт; Т.3 – о-в Таас-Ары; Т.4 – руч. Артист-Агатын-Юреге; Т.5 – р. Нэлэгэр; Т.6 – мыс Чекурковский; Т.7 – бассейн рр. Агабыта и Эбтием; Т.8 – бассейн рр. Унгуохтах и Сюрбелях; Т.9 – р. Сынча; Т.10 – бассейн рр. Дяньшика и Лятиске; Т.11 – долина р. Кельтер; Т.12 – р. Нуора; Т.13 – р. Тумара; Т.14 – р. Кели. Условные обозначения см. на рис. 6.

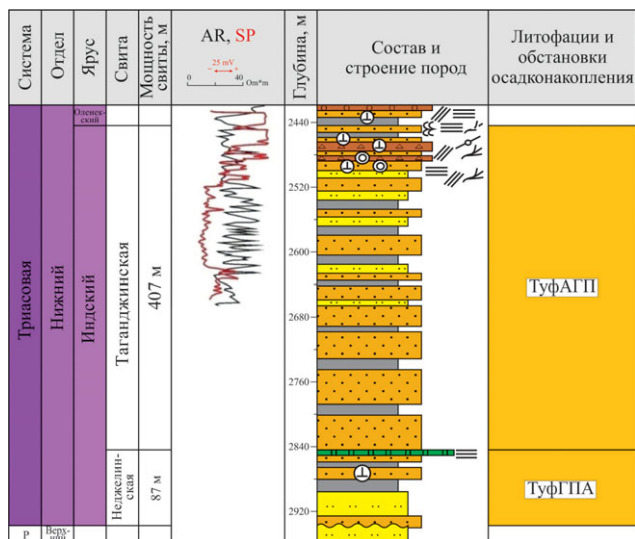


Рис. 9. Литолого-геофизическая характеристика отложений индского яруса. Скв. Средне-Вилуйская-19. Условные обозначения см. на рис. 6.

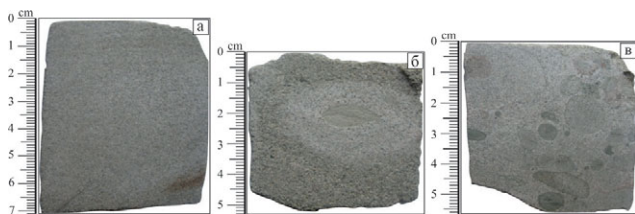


Рис. 10. Типы пород таганджинской свиты: а – песчаники мелко-среднезернистые горизонтальнослоистые; б – песчаники с включением интракларста алеволита карбонатизированного; в – древесно-гравийные породы. Скв. Средне-Вилуйская-19, интервал 2477,7-2490,6 м. Т_{ind}.

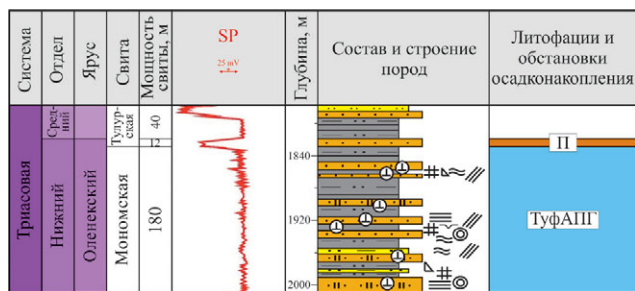


Рис. 11. Литолого-геофизическая характеристика отложений оленёкского яруса. Скв. Северо-Линденская-4. Условные обозначения см. на рис. 6.

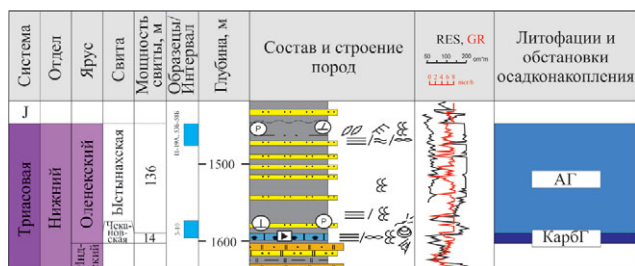


Рис. 12. Литолого-фациальный разрез оленекских отложений. Скв. Говоровская-1. Условные обозначения см. на рис. 6.

Это привело к расширению области морского бассейна седиментации, сокращению площади древней суши и уменьшению стока речных артерий. В ранней юре общая конфигурация осадочного бассейна рассматриваемой территории была унаследована от предыдущих эпох и располагалась в пределах палеоумеренного пояса с относительно теплым равномерно-влажным климатом с незначительными сезонными колебаниями температуры и климатическим оптимумом в раннем тоаре. По-прежнему основным источником обломочного материала служили магматические, метаморфические и полифациальные осадочные комплексы Сибирского крона.

Значительная часть южной и юго-западной части территории бассейна в *геттанг-плинсбахское время* являлась областью континентального осадконакопления (рис. 13а). В пределах Вилуйской синеклизы геттанг-плинсбахские отложения несогласно залегают на размытых отложениях триасового возраста. Их толщина изменяется от 58 м до 550 м, что связано с условиями их седиментации. На юго-западе территории формировались маломощные аллювиальные отложения глинисто-песчано-гравийного состава, которые восточнее замещались алевритово-глинисто-песчаными и глинисто-алевритово-песчаными отложениями субаэральной дельты, описанными в разрезе скв. Байская-1 (рис. 14).

Образования субаквальной дельты приурочены к мелководно-морской зоне, где формировались подводные конуса выноса. В пределах внедельтового мелководья состав отложений изменяется от алевритово-глинисто-песчаного до песчано-алевритово-глинистого и достигает суммарной толщины 440 м.

В *раннем тоаре (китербютское время)* произошла самая крупная в юре трансгрессия моря (Девятых и др., 1985). Морская акватория значительно продвинулась на запад и юго-запад до современного течения р. Чона (рис. 13б). Это было время относительного тектонического покоя, сокращения и пенепленизации площади питающих провинций, преобладания пелагической биоты, проникновения в Сибирь Индо-Синийской флоры (Ильина, 1985).

Нижнетоарские отложения представлены преимущественно однообразной толщей аргиллитов сунтарской свиты (и ее аналогов), часто битуминозных в основании, в краевых фациях морского бассейна и вверх по разрезу содержащих прослой алевритовых и мелкопесчаных пород (рис. 15). Динамика придонных вод, в связи со слабым уклоном дна и значительной глубиной бассейна, была слабой, а соленость морских вод была достаточной для широкого расселения пелагических аммонитов, белемнитов и др.

Местами осадки раннего тоара представлены пропластками ракушняков, сложенных преимущественно рострами белемнитов, часто с фосфатными желваками. Так, в бассейне р. Молодо (Мунский выступ) нижний тоар представлен пластом известняка с многочисленными рострами белемнитов, которые практически не содержат терригенной примеси. В бассейне р. Дулгалах (Восточное Верхоянье) раннетоарские глинистые осадки содержат псевдопланктонные формы двустворок, характерных для открытого моря (Возин, 1962).

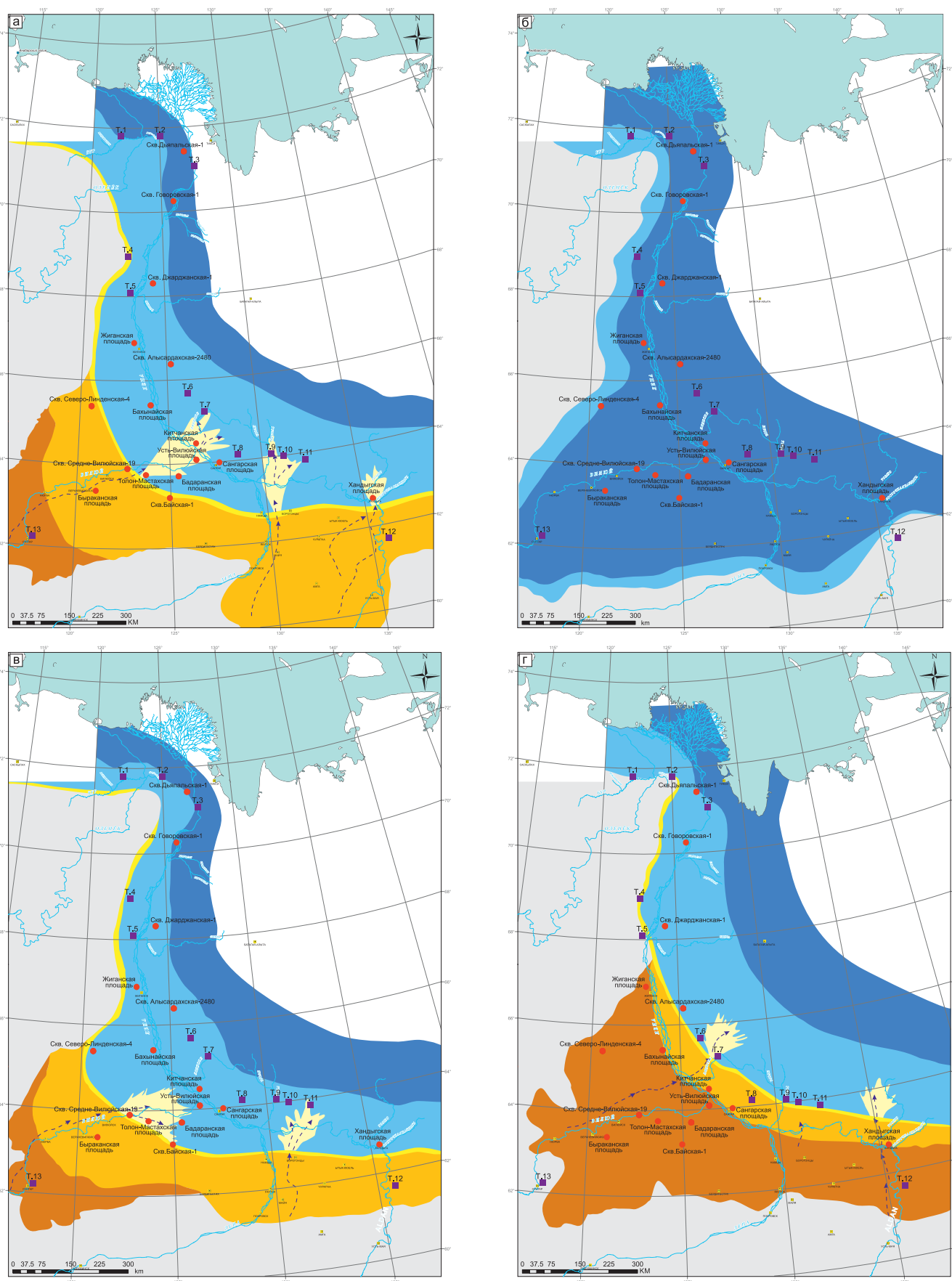


Рис. 13. Схемы обстановок осадконакопления в: а – геттанг-пенсбахский, б – тоар-ааленский, в – аален-батский и г – батский-келловейский века. Схема расположения пунктов наблюдения: Т.1 – бассейн р. Буур, Т.2 – бассейн р. Келимяр, Т.3 – долина р. Лена, мыс Чекурловский, Т.4 – руч. Молодо, Т.5 – бассейн р. Моторчуна, Т.6 – бассейн р. Кюндей, Т.7 – бассейн рр. Дяньшика и Летиске, Т.8 – бассейн р. Белянка, Т.9 – бассейн рр. Тумара и Кели, Т.10 – бассейн р. Тенкиче, Т.11 – бассейн р. Байбыкан, Т.12 – бассейн р. Белая, Т.13 – бассейн р. Вилюй. Условные обозначения см. на рис. 6.

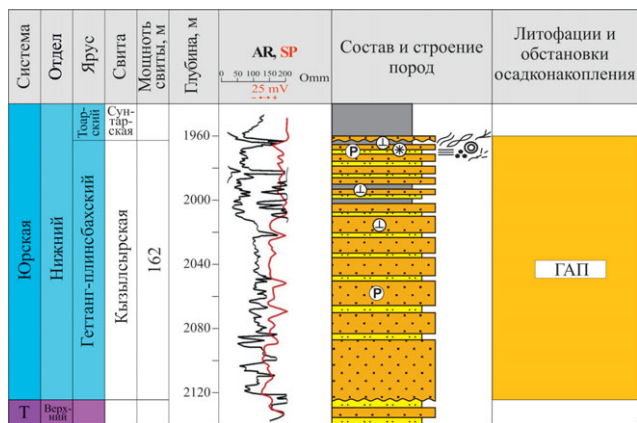


Рис. 14. Литолого-геофизическая характеристика отложений геттанг-плинбаха. Скв. Байская-1. Условные обозначения см. на рис. 6.

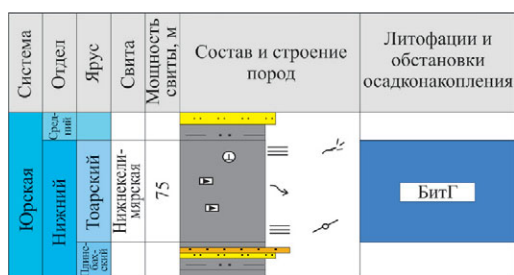


Рис. 15. Литологическая характеристика отложений тоар-нижнего аалена. Бассейн р. Келимяр. Условные обозначения см. на рис. 6.

Таким образом, тоар-нижнеааленские отложения по составу и строению резко отличаются от выше- и ниже-лежащих стратиграфических подразделений.

Отложения имеют выдержанную толщину (40-80 м), представлены предполагаемыми мелководными (периферийные части Анабаро-Ленской и Алданской суши) и относительно более глубоководными алевро-глинистыми и глинистыми разностями, занимающими большую часть территории бассейна по направлению с юго-запада на северо-восток.

В аалене-среднем бате изменение относительного уровня моря привело к возобновлению речного стока и здесь глинистые отложения сунтарской свиты сменились на юго-западе территории континентальными аллювиальными и аллювиально-дельтовыми отложениями алевро-песчаного и глинисто-алевро-песчаного состава (рис. 13в).

В позднем бате-келловее дальнейшее понижение относительного уровня моря привело к расширению площади континентального осадконакопления, и здесь, как и в аален-среднебабское время, области аллювиального, аллювиально-дельтового и дельтового осадконакопления приурочены к Виллойской синеклизе и связаны с деятельностью речной системы Палеовиллюя (рис. 13г).

Изменение относительного уровня моря в начале раннего мела привело к полному осушению территории Лено-Виллойского бассейна, а также накоплению преимущественно аллювиального комплекса отложений. В течение этого периода в различных участках бассейна отмечено накопление угленосных толщ, где толщина пластов углей варьирует от 0,5 до 3 м, а их количество

достигает 15. Аллювиальный комплекс был сформирован крупными речными системами Палеовиллюя и Палеолены.

Выявленная нефтегазоносность

Наибольшее число месторождений (шесть) в пределах Лено-Виллойского нефтегазоносного бассейна сосредоточено в южной половине Виллойской синеклизы – на Хапчагайском валу. Еще одно располагается в прилегающей части Предверхоанского прогиба, два на севере Виллойской синеклизы (на Логлорском валу) и одно на ее западной периферии. Притоки УВ флюидов были получены в стратиграфическом диапазоне от верхней перми до нижнего мела в интервале глубин от 700 до 3800 м. При этом промышленные запасы принадлежат трем нефтегазоносным комплексам: верхнепермско-нижнетриасовому, нижнетриасовому и среднетриасово-нижнеюрскому, разделенным региональными покрывками.

Нижний комплекс приурочен к отложениям таргайской свиты верхней перми и неджелинской свиты нижнего триаса и содержит около 1/3 всех доказанных запасов газа бассейна. Коллекторы представлены пластами песчаников и алевролитов средней эффективной мощностью около 10 м (до 37 м на Соболах-Неджелинском месторождении). Резервуары этого комплекса характеризуются весьма изменчивыми ёмкостно-фильтрационными характеристиками и отличаются сложным строением и частым наличием аномально высокого пластового давления (АВПД) (Анциферов и др., 1981). По всей видимости, основной причиной этого являются вторичные изменения пород (уплотнение, цементация). Региональной покрывкой является пачка глин, местами кремнистых и с примесью вулканогенного материала верхней части неджелинской свиты мощностью обычно в пределах 20-40 м.

Резервуары второго комплекса представлены песчаниками и алевролитами верхней части таганджинской свиты. Их открытая пористость может превышать 20%, а проницаемость составлять первые сотни мД. Нижнетриасовый НГК содержит более половины от всех доказанных запасов газа бассейна. Региональной покрывкой являются глины мономской свиты, мощность которых на севере Виллойской синеклизы превышает 100 м, а на юге (Хапчагайский вал) снижается до 40 м и менее. Также внутри резервуара встречаются и локальные флюидоупоры, например, глинистая пачка толщиной до 40 м в основании верхней подсвиты таганджинской свиты, которая, собственно, и удерживает наиболее крупные залежи на некоторых месторождениях (Рукович, 2016).

Продуктивная часть среднетриасово-нижнеюрского НГК представлена преимущественно песчаниками кызылсырской свиты. Эти резервуары отличаются среди прочих наилучшим качеством: их открытая пористость часто превышает 20-25%, проницаемость может достигать 1 Д, а эффективная толщина – 150 и более м. Региональной покрывкой являются глины сунтарской свиты толщиной от 20 до 100 м.

Как правило, залежи на месторождениях бассейна приурочены к ловушкам комбинированного типа: брахиантиклинальным структурам (максимальный размер 34×22 км, амплитуда до 350 метров), осложненным

разномасштабными тектоническими нарушениями и многочисленными литологическими выклиниваниями и замещениями. Часть залежей имеет линзовидное строение. Газонасыщенные толщины продуктивных горизонтов варьируют от первых метров и редко превышают 25-30 метров.

Свойства и состав пластовых углеводородов

Природные газы открытых месторождений состоят из метана и его гомологов (до 99%), среди которых на долю этана и более тяжёлых УВ газов в пластовых условиях приходится до 15%. В малых количествах присутствуют азот, углекислота, гелий и аргон. Сероводород и другие вредные примеси отсутствуют. Количество тяжёлых УВ в газах закономерно возрастает с увеличением глубины залегания продуктивных горизонтов. При этом соотношение компонентов УВ и инертных газов, а также общий состав их остаются почти без изменений, что может являться следствием генетической связи газов, заключённых в разновозрастных отложениях (Лено-Виллойская нефтегазоносная провинция, 1969).

В верхнепермских и нижнетриасовых залежах преобладает газ с повышенными содержаниями тяжёлых УВ и конденсата. В оторочках присутствует алкановая парафинистая нефть низкой и средней плотности. Нижнеюрские ловушки заполнены сухим метановым газом с незначительным содержанием конденсата, иногда с оторочками тяжёлой циклановой нефти.

Конденсаты, содержание которых на всех месторождениях увеличивается с глубиной, имеет удельный вес 0,74-0,8 г/см³ (рис. 16), начало кипения 25°C. Все верхнепермские и мезозойские конденсаты представлены преимущественно бензиновыми фракциями (до 200°C вскипает 60-90%) и практически не содержат асфальтеново-смолистых компонентов и сернистых соединений. По УВ составу верхнепермские конденсаты Хапчагайского вала относятся к нафтеново-метановому типу с повышенным содержанием ароматических структур. В нижнетриасовых

конденсатах концентрация ароматических соединений несколько выше. В составе нижнеюрских конденсатов резко понижается концентрация нафтеновых УВ и возрастает ароматических. Содержание нафтеновых УВ закономерно уменьшается вниз по разрезу (Сороко, 1975).

Нефти содержатся в оторочках на Средневиллойском, Матахском и Толонском месторождениях (Сафронов и др., 2014). Верхнепермско-нижнетриасовые нефти по составу метановые, средние и тяжёлые (рис. 16). Юрские нефти резко отличаются по свойствам, фракционному и УВ составу – это ароматико-нафтеновые нефти с высоким удельным весом, низким содержанием твёрдых парафинов, асфальтенов и смол, состоящие почти полностью из керосиновых и масляных фракций.

Предполагаемые источники нефти и газа

В прилегающих к Лено-Виллойскому бассейну районах Лено-Тунгусского НГБ считается, что нефти сгенерированы ОВ рифейских и вендских материнских толщ. Как указывалось выше, их наличие в пределах Виллойской синеклизы и Предверхоаянского прогиба дискусионно.

В нижнепалеозойском разрезе наиболее обогащённой ОВ является уникальная куонамская свита среднего кембрия, распространённая на востоке Сибирской платформы. На севере отложения изучены в обнажениях, концентрации ТОС >10% позволяют относить её к горючеланцевой формации, однако зрелость недостаточна для генерации УВ ($T_{max} < 430^\circ$). Судя по всему, эта толща может быть распространена и на западе Лено-Виллойского бассейна (за исключением большей части Предверхоаянского прогиба). Здесь под мощными отложениями верхнего палеозоя и мезозоя зрелость её ОВ должна быть существенно выше, что может существенно увеличить нефтегазовый потенциал бассейна. Косвенным свидетельством в пользу подобных предположений является известное нефтепроявление в пределах Алданской антеклизы у пос. Бологур, источником которого является куонамская свита (Каширцев, 2003).

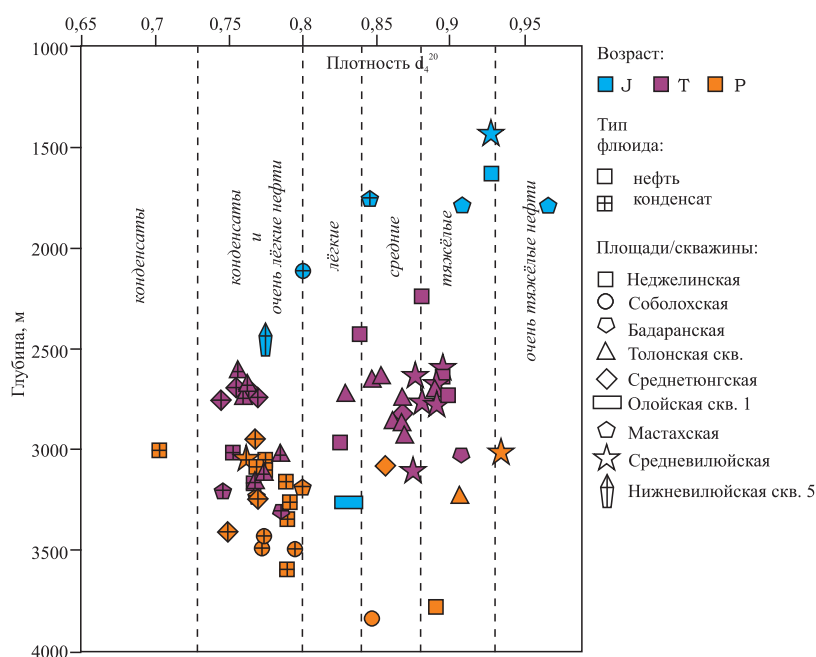


Рис. 16. Плотность нефтей и конденсатов Лено-Виллойского НГБ (Нефти и конденсаты Западной Якутии, 1981)

В разрезе верхнепалеозойско-мезозойских отложений Вилуйской синеклизы и Предверхоанского прогиба количество ОВ колеблется в широких пределах. Наиболее высоким содержанием $C_{орг}$ характеризуются углисто-глинистые отложения пермской системы, рассматривающиеся в качестве основной продуцирующей толщи. Степень преобразованности ОВ нижнепермских отложений, оцененная по результатам пиролиза и отражательной способности витринита, отвечает «газовому окну», тогда как ОВ отложений верхней перми преобразовано до градаций «нефтяного окна».

Несмотря на достаточную зрелость ОВ триасовых отложений, высоко оценивать их продуцирующие возможности нельзя – содержания ТОС меньше 0,5% не позволяют рассматривать эти отложения в качестве нефтематеринской толщи (НМТ).

Среди отложений юры встречаются обогащенные разности, выделение НМТ в них возможно, однако эти отложения во многих районах являются не достаточно зрелыми для существенных масштабов генерации УВ. ОВ этих отложений в пределах Вилуйской синеклизы достигает главной зонфы нефтеобразования (ГЗН) только во впадинах – Лунгхинской, Линденской (Изосимова, 1975), а также, возможно, местами, в восточной, части Предверхоанского прогиба, где толщина разреза в надвиговой зоне увеличивается за счет чешуирования. Юрские битумы Мунского и Верхнемунского битумных полей образованы за счёт сапропелевого ОВ плинсбахских и тоарских морских глинистых отложений погруженной части Предверхоанского прогиба (Каширцев, 2003).

Сопоставление УВ состава нефтей между собой позволяет установить наличие генетической связи и даёт основание выявить источники генерации УВ флюидов.

Нефти разных возрастных комплексов имеют близкое распределение алканов и изоалканов, чем обусловлено их положение на графике Кеннона-Кессоу в единой области (рис. 17). По всей видимости, все они имеют единый источник, характеризующийся преобладанием

гумусовой органики в составе захоронённого ОВ (отношения пристан к фитану повышенные – 2-5). Находясь в единой области состава ОВ, часть нефтей на графике Кеннона-Кессоу смещена вправо, что отражает процесс биодегradации нефтей. В нижнеюрских нефтях отмечается редуцирование нормальных алканов (рис. 18), однако $i-C_{19}/i-C_{20}$, $i-C_{19}/i-C_{18}$ больше 3, как в триасовых и пермских нефтях бассейна.

Состав циклических УВ, входящих в состав нефтей, идентичен: среди стеранов отмечается высокая относительная концентрация этилхолестанов C_{29} , сравнительно высокие концентрации перегруппированных стеранов (диастеранов), что свидетельствует о генерации этих УВ в терригенных (глинистых) породах (Peters, Moldowan, 1993). Отмечается отсутствие или весьма низкая концентрация трициклических хейлантанов Н19-Н30, что характерно для нефтей «континентального» происхождения (Zumberge, 1987). Низкие концентрации (отсутствие) гомогопана H_{35} также указывает на пресноводные условия седиментации и, возможно, нейтральные или даже окислительные условия диагенеза материнских отложений (Peters, Moldowan, 1993). В изученных нефтях Вилуйской синеклизы идентифицирован 17 α (H) диагопан (Каширцев, 2003), который связан с исходным ОВ терригенных, часто угленосных отложений и отвечает окислительным условиям их преобразования в диагенезе (Peters, Moldowan, 1993).

Нафтиды всех видов из разновозрастных залежей характеризуются обогащённостью тяжёлым изотопом углерода (-27 – -23‰) и высокой ароматичностью. Вышеперечисленные особенности связаны с действием единого генерационного источника – угленосной формации верхнего палеозоя (Конторович и др., 1988). Идентичность в составе и распределении УВ-биомаркеров в пермских и мезозойских нефтях Вилуйской синеклизы и Предверхоанского прогиба подтверждает их единый источник и генетическую связь с ОВ высшей наземной растительности. Главной нефтепроизводящей толщей для

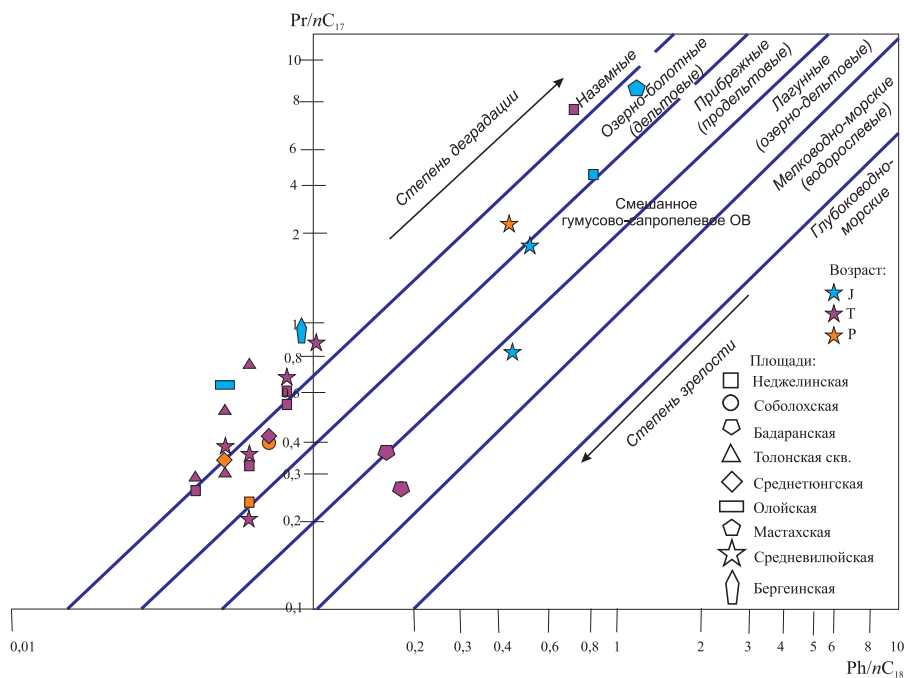


Рис. 17. Распределение алканов в нефтях Лено-Вилуйского НГБ (Нефти и конденсаты Западной Якутии, 1981)

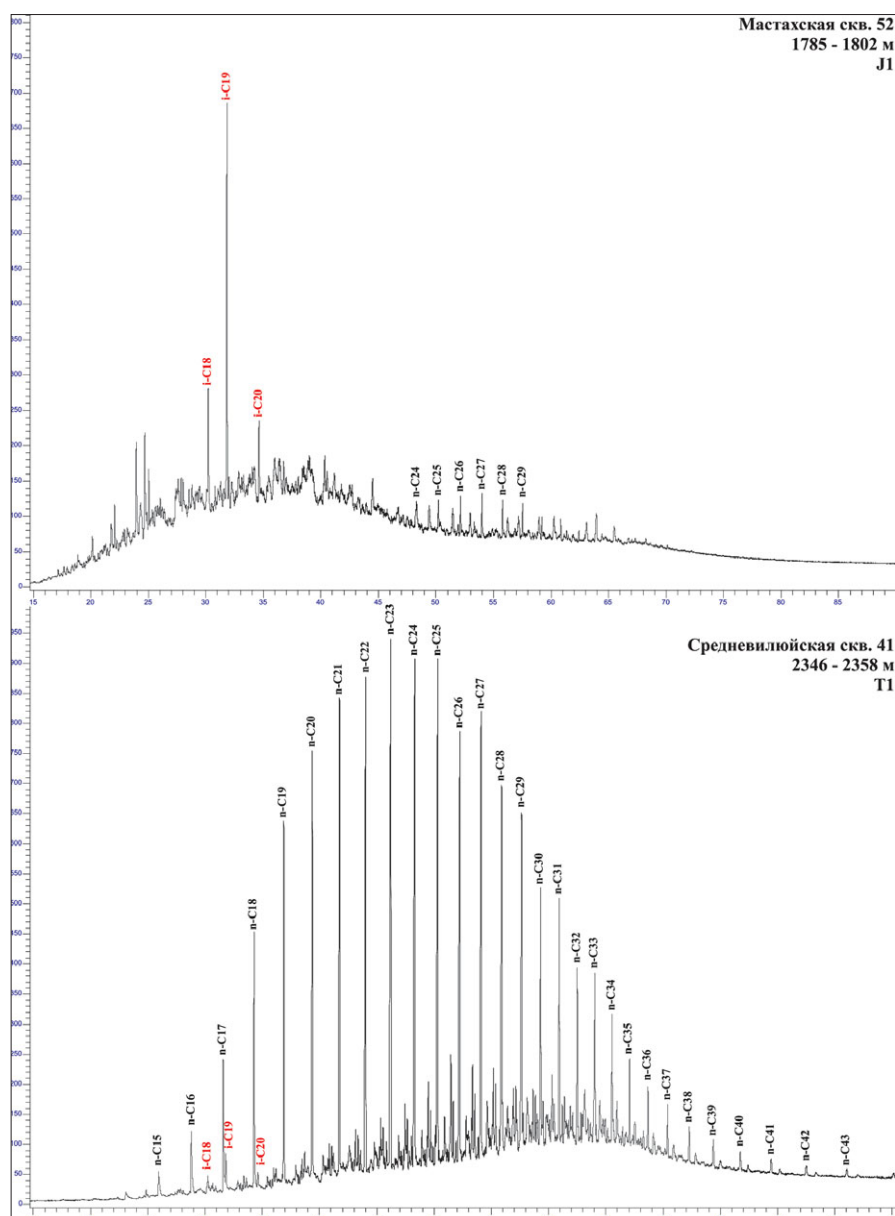


Рис. 18. Распределение алканов в нефтях триасового и юрского комплекса Хапчагайского вала

выявленных к настоящему времени залежей в Виллойской синеклизе и Предверхоянском прогибе были угленосные отложения перми (Каширцев, 2003).

Заключение

На основании вышесказанного можно сделать следующие выводы.

Природные резервуары продуктивного верхнепермско-нижнеюрского комплекса имеют весьма сложное строение. На большей части Виллойской синеклизы они накапливались в континентальных и мелководно-морских условиях, и для них характерна высокая литологическая неоднородность. В тоже время, коллекторы хорошего качества здесь могут быть встречены повсеместно, не концентрируясь только в пределах Хапчагайского и Логлорского валов. В пределах Предверхоянского прогиба, где обстановки были в основном морскими, по всей видимости, будут преобладать линзовидные резервуары, приуроченные к локальным седиментационным телам дельтовых конусов выноса.

Для нижних резервуаров этого комплекса важным фактором прогноза является характер постседиментационных преобразований, в том числе степень уплотнения и вторичной цементации.

Среди допермских отложений наиболее перспективными выглядят резервуары карбонатных построек кембрия и, возможно, верхнего венда, распространенные в прибортовых частях Виллойской синеклизы.

Основные материнские толщи продуктивного комплекса Виллойской синеклизы из-за особенностей накопления, состава ОВ и степени преобразованности генерировали, главным образом, газообразные УВ. Очаги генерации нефти могут быть связаны с кембрийскими материнскими толщами (куонамская свита и ее аналоги) на бортах Виллойской синеклизы, пермскими отложениями Предверхоянского прогиба, и возможно, нижнеюрскими в наиболее глубоких частях бассейна.

Во всех случаях, в связи со значительной фациальной изменчивостью продуктивных толщ, среди ловушек будут преобладать комбинированные или чисто

литологические типы, что увеличивает риски поисково-разведочных работ.

Лено-Вилуйский НГБ, по нашему мнению, остается довольно перспективным для обнаружения новых, в том числе и нефтяных залежей промышленного масштаба. Целесообразным представляется смещение акцента поисков на новые объекты – глубокие горизонты бортовых частей Вилуйской синеклизы и сложные ловушки (литологические, надвиговые) Предверхоанского прогиба. При этом, к сожалению, такие работы неминуемо потребуют большого объема сейсморазведочных работ и бурения при весьма значительных геологических рисках.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензенту за внимательную и обстоятельную рецензию.

Литература

- Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. и др. (1981). Геология нефти и газа Сибирской платформы. М: Недра, 552 с.
- Возин В.Ф. (1962). Стратиграфия мезозойский отложений бассейна р. Яны. *Труды Якутского филиала Сибирского отделения АН СССР*, сб. 15.
- Губин И.А., Поспеева Н.В. (2017). Сейсмогеологическая модель и структурная характеристика юго-восточных районов Сибирской платформы по результатам комплексной интерпретации региональных и поисковых сейсморазведочных работ. *Технологии сейсморазведки*, 2, с. 93-107
- Девятков В.П., Казаков А.М. (1985). Нижнеюрская кыринская свита Лено-Анабарского прогиба. *Стратиграфия и палеонтология докембрия и фанерозоя Сибири*. Новосибирск: СНИИГГиМС, с. 99-105.
- Изосимова А.Н. (1975). Нефтепроизводящие отложения Вилуйской синеклизы и Предверхоанского прогиба. В кн.: *Литология и геохимия осадочных толщ Якутии*. Новосибирск: Наука, с. 130-149.
- Ильина В.И. (1985). Палинология юры Сибири. М: Наука, 237 с.
- Каплан М.Е. (1976). Литология морских мезозойских отложений севера Восточной Сибири. Л: Недра, 230 с.
- Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Фролов С.В., Бакай Е.А., Ахманов Г.Г., Крылов О.В. (2015). Седиментационный контроль нефтегеологических свойств вендско-кембрийских формаций севера Лено-Тунгусского бассейна. *Георесурсы*, 2, с. 28-39. <https://doi.org/10.18599/gr.61.2.3>
- Карогодин Ю.Н. (1980). Седиментационная цикличность. М: Недра, 242 с.
- Каширцев В.А. (2003). Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 160 с.
- Контарович А.Э., Поляков И.Д., Колганова М.М., Соболев Е.И. (1988). Преобразование органического вещества в мезо- и апокатагенезе. *Советская геология*, 7, с. 26-36.
- Лено-Вилуйская нефтегазоносная провинция (1969). М: Наука, 278 с.
- Мишин В.М., Бадарханов Ю.Н., Болознев В.И. (1987). Якутский мегакратон: нетрадиционные аспекты тектоники и минерации. Якутск: ЯФ Изд-ва СО АН СССР, 156 с.
- Нефти и конденсаты Западной Якутии (рекомендации) (1981). Якутск: ЯФ Изд-ва СО АН СССР, 87 с.
- Рукович А.В. (2016). Стратиграфия позднеиндских-раннеоленских отложений восточной части Вилуйской синеклизы и прилегающих районов Предверхоанского прогиба в связи с их нефтегазоносностью. *Успехи современного естествознания*, 12, с. 204-209.
- Сафронов А.Ф., Сивцев А.И., Черненко В.Б. (2014). Нефтегазоносность нижнемезозойских отложений Хапчагайского мегавала Вилуйской синеклизы. *Геология и геофизика*, 55(8), с. 1263-1269. <https://doi.org/10.15372/GiG20140807>

Сороко Т.И. (1975). О возможных источниках нефтяных углеводородов в мезозое Вилуйской синеклизы и Предверхоанского прогиба и направление их миграции. В кн.: *Литология и геохимия осадочных толщ Якутии*. Новосибирск: Наука, с. 95-111.

Тектоника, геодинамика и металлогения Республики Саха (Якутия) (2001). М: МАИК «Наука/Интерпериодика», 571 с.

Фролов С.В., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Бакай Е.А., Крылов О.В., Ахманов Г.Г., Жукова Е.В. (2014). Север Восточной Сибири: геология, нефтегазоносность и обстановки седиментации вендско-кембрийских формаций. Москва: Геоинформмарк.

Peters K.E., Moldowan J.M. (1993). The biomarker guide. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 363 p.

Zumberge J.E. (1987). Prediction of source rock characteristics based on terpane biomarkers in crude oils: a multivariate statistical approach. *Geochim. et Cosmochim. Acta*, 51, pp. 1625-1637. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(87\)90343-7](https://doi.org/10.1016/0016-7037(87)90343-7)

Сведения об авторах

Сергей Владимирович Фролов – кандидат геол.-мин. наук, доцент, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1
Тел: +7(495)939 32 60, e-mail: serfgeo@yandex.ru

Евгения Емельяновна Карнюшина – доктор геол.-мин. наук, профессор, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Наталья Ивановна Коробова – ассистент, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Елена Андреевна Бакай – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Надежда Сергеевна Курдина – аспирант, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Олег Владимирович Крылов – кандидат геол.-мин. наук, доцент, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Анастасия Андреевна Тарасенко – аспирант, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 11.03.2019;

Принята к публикации 22.04.2019; Опубликована 20.05.2019

IN ENGLISH

Features of the structure, sedimentary complexes and hydrocarbon systems of the Leno-Vilyui oil and gas basin

S.V. Frolov*, E.E. Karnyushina, N.I. Korobova, E.A. Bakay, N.S. Kurdina, O.V. Krylov, A.A. Tarasenko
Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Sergey V. Frolov, e-mail: serfgeo@yandex.ru

Abstract. The Leno-Vilyui basin, consisting of the Vilyui syncline and the Pre-Verkhoyansk deflection, is made of a thick (more than 10 km) sedimentary rock that has formed over a very long geological history (at least 1 billion years). Almost all of the fields identified here are confined to two gross structures, and gas is predominant in the composition of hydrocarbon reservoirs. Studies show that the main hydrocarbon system (Permian-Cretaceous) in most areas is formed by Permian gas source formations, deposited in continental environments with predominance of type III kerogen. Systems with a significant proportion of liquid hydrocarbons may be associated with areas of predominantly marine sedimentation (Pre-Verkhoyansk deflection) or more ancient (Lower Paleozoic) sediments. In all cases, natural reservoirs are distinguished by a complex structure due to sharp facial variability and intensive secondary transformations.

Keywords: Vilyui syncline, Pre-Verkhoyansk deflection, Vilyui basin, hydrocarbon system, nature reservoir, oil and gas source rocks

Recommended citation: Frolov S.V., Karnyushina E.E., Korobova N.I., Bakay E.A., Kurdina N.S., Krylov O.V., Tarasenko A.A. (2019). Features of the structure, sedimentary complexes and hydrocarbon systems of the Leno-Vilyuiskiy oil and gas basin. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 13-30. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.13-30>

References

- Antsiferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P. et al. (1981). *Geologiya nefi i gaza Sibirskoi platformy* [Geology of oil and gas of the Siberian platform]. Moscow: Nedra, 552 p. (In Russ.)
- Devyatov V.P., Kazakov A.M. (1985). Nizhneyurskaya kyrinskaya svita Leno-Anabarskogo progiba. *Stratigrafiya i paleontologiya dokembriya i fanerozoia Sibiri* [Lower Jurassic Kyrinsk Formation of the Leno-Anabar trough. Stratigraphy and paleontology of Precambrian and Phanerozoic of Siberia]. Novosibirsk: SNIIGGIMS, pp. 99-105. (In Russ.)
- Frolov S.V., Karnyushina E.E., Korobova N.I., Bakay E.A., Krylov O.V., Akhmanov G.G., Zhukova E.V. (2014). Sever Vostochnoi Sibiri: geologiya, neftegazonosnost' i obstanovki sedimentatsii vendsko-kembriiskikh formatsii [North of Eastern Siberia: geology, oil and gas potential and sedimentation environments of Vendian-Cambrian formations]. Moscow: Geoinformmark. (In Russ.)
- Gubin I.A., Pospeeva N.V. (2017). Seismogeological model and structural characteristics of south-east regions of the Siberian platform as a results of integrated interpretation of regional and exploration seismic works. *Tekhnologii seismorazvedki = Seismic Technologies*, 2, pp. 93-107. (In Russ.)
- Ilina V.I. (1985). *Palinologiya yury Sibiri* [Palinology of the Jurassic Siberia]. Moscow: Nauka, 237 p. (In Russ.)
- Izosimova A.N. (1975). Oil-producing deposits of the Vilyui syncline and the Pre-Mid-Yang trough. V kn.: *Litologiya i geokhimiya osadochmykh tolshch Yakutii* [In: Lithology and geochemistry of sedimentary strata of Yakutia]. Novosibirsk: Nauka, pp. 130-149. (In Russ.)
- Kaplan M.E. (1976). *Litologiya morskikh mezozoiskikh otlozhenii severa Vostochnoi Sibiri* [Lithology of marine Mesozoic deposits of the north of Eastern Siberia]. Leningrad: Nedra, 230 p. (In Russ.)
- Karnyushina E.E., Korobova N.I., Frolov S.V., Bakay E.A., Akhmanov G.G., Krylov O.V. (2015). Sedimentation control for oil-and-gas prospects in Vendian-Cambrian formations of the north part of Lena-Tunguska basin. *Georesursy = Georesources*, 2(61), pp. 28-40. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.61.2.3>
- Karogodin Yu.N. (1980). *Sedimentatsionnaya tsiklichnost' [Sedimentary cyclicity]*. Moscow: Nedra, 242 p. (In Russ.)
- Kashirtsev V.A. (2003). *Organicheskaya geokhimiya naftidov vostoka Sibirskoi platformy* [Organic geochemistry of naftides of the East Siberian platform]. Yakutsk: YF Publ. House of the SB RAS, 160 p. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Polyakov I.D., Kolganova M.M., Sobolev E.I. (1988). Transformation of organic matter in meso- and apocatagenesis. *Sovetskaya geologiya = Soviet geology*, 7, pp. 26-36. (In Russ.)
- Leno-Vilyuiskaya neftegazonosnaya provintsiya [Leno-Vilyui oil and gas province]. (1969). Moscow: Nauka. 278 p. (In Russ.)
- Mishin V.M., Badarkhanov Yu.N., Boloznev V.I. (1987). Yakutskii megakraton: netraditsionnye aspekty tektoniki i mineragenii [Yakut megacraton: unconventional aspects of tectonics and mineralogeny]. Yakutsk: YF Publ. House of the SB AN USSR, 156 p. (In Russ.)
- Nefti i kondensaty Zapadnoi Yakutii (rekomentatsii) [Oil and condensates of Western Yakutia (recommendations)]. (1981). Yakutsk: YaF of the SO AN SSSR Publ., 87 p. (In Russ.)
- Peters K.E., Moldowan J.M. (1993). *The biomarker guide*. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 363 p.
- Rukovich A.V. (2016). Stratigraphy of the Late Indo-Early Olenek deposits of the eastern part of the Vilyui syncline and the adjacent areas of the Pre-Verkhoyansk Trough due to their oil and gas content. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya = Advances in Current Natural Sciences*, 12, pp. 204-209. (In Russ.)
- Safronov A.F., Sivtsev A.I., Chernenko V.B. (2014). Oil potential of the lower mesozoic deposits of the Khapchagai megaswell of the Vilyui syncline. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 55(8), pp. 1263-1269. (In Russ.) <https://doi.org/10.15372/GiG20140807>
- Soroko T.I. (1975). On the possible sources of petroleum hydrocarbons in the Mesozoic of the Vilyui syncline and the Pre-Verkhoyansk through and direction of their migration. V kn.: *Litologiya i geokhimiya osadochmykh tolshch Yakutii* [In: Lithology and geochemistry of sedimentary strata of Yakutia]. Novosibirsk: Nauka, pp. 95-111. (In Russ.)
- Tektonika, geodinamika i metallogeniya Respubliki Sakha (Yakutiya) [Tectonics, geodynamics and metallogeny of the Republic of Sakha (Yakutia)]. (2001). Moscow: MAIK «Nauka/Interperiodika», 571 p. (In Russ.)
- Vozin V.F. (1962). *Stratigrafiya mezozoiskii otlozhenii basseina r. Yana* [Stratigraphy of the Mesozoic sediments of the r. Yana]. *Trudy Yakutskogo filiala Sibirskogo otdeleniya AN SSSR* [Proceedings of the Yakut branch of the Siberian Branch of the Academy of Sciences of the USSR], vol. 15. (In Russ.)
- Zumberge J.E. (1987). Prediction of source rock characteristics based on terpane biomarkers in crude oils: a multivariate statistical approach. *Geochim. et Cosmochim. Acta*, 51, pp. 1625-1637. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(87\)90343-7](https://doi.org/10.1016/0016-7037(87)90343-7)

About the Authors

Sergey V. Frolov – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
Tel: +7 (495) 939 32 60, e-mail: serfgeo@yandex.ru

Evgenia E. Karnyushina – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Natalia I. Korobova – Assistant, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elena A. Bakay – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Nadezhda S. Kurdina – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Oleg V. Krylov – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anastasia A. Tarasenko – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

*Manuscript received 11 March 2019;
Accepted 22 April 2019; Published 20 May 2019*