

УДК 551.7:551.24

## Уточнение внутреннего строения и условий формирования нижнепаршинской подсвиты на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении

**А.Е. Рыжов**

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1  
E-mail: A\_Ryzhov@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:** месторождение, скважина, корреляционная схема, пласт, размыв, коэффициент пористости, коэффициент проницаемости.

**Тезисы.** Нижнепаршинская подсвита, которая представлена в основном аргиллитами и маломощными пропластками алевролитов, служит мощным непроницаемым экраном между хамакинскими и талахскими породами-коллекторами Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения. Тем не менее в некоторых скважинах в центральной и северо-западной частях месторождения разрезы нижнепаршинской подсвиты выбиваются из общей закономерности. В этих скважинах в нижней части нижнепаршинской подсвиты выделяется в керне и на каротажных диаграммах песчаный пласт, обладающий коллекторскими свойствами. Породы-коллекторы можно выделить и в верхней части нижнепаршинской подсвиты. Пространственное положение высокоемких отложений показано на ряде корреляционных схем и на карте общих толщин нижнепаршинской подсвиты Чаяндинского месторождения.

Древние отложения Восточной Сибири характеризуются наличием большого количества размывов. На сегодняшний день принято считать, что границей между нижнепаршинской подсвитой и залегающим над ней пластом Хм2 хамакинского продуктивного горизонта верхнепаршинской подсвиты служит эрозионная поверхность. Однако в результате изучения кернового материала наличия конгломерата, брекчии и иного грубообломочного материала в подошве хамакинского горизонта там, где принято проводить поверхность несогласия между верхней и нижней подсвитами паршинской свиты, не отмечается. Аргиллиты и глинистые алевролиты нижней подсвиты паршинской свиты постепенно и последовательно, как правило, без перерыва или размыва, замещаются мелкозернистыми и среднезернистыми песчаниками верхней подсвиты. По всей вероятности, пласт Хм2 является лишь верхней регрессивной частью крупного литологического цикла, берущего свое начало, возможно, с основания талахской свиты.

Необходимо отметить, что на Чаяндинском месторождении нижнепаршинскую подсвиту во всем ее объеме нельзя рассматривать как надежный и непроницаемый флюидоупор. Надлежит учитывать, что в нижней и верхней частях этой подсвиты встречаются пласты пород-коллекторов, которые обладают достаточно высокими фильтрационно-емкостными свойствами и могут служить резервуарами для скопления нефти и газа.

На сегодняшний день нижнепаршинская подсвита Чаяндинского месторождения изучена недостаточно и требует дальнейшего детального исследования: в первую очередь уточнения расположения ее границ в разрезах скважин, площадного распространения, литологического состава пород и их коллекторских и петрофизических свойств.

Будущий прирост запасов нефти и газа в Российской Федерации во многом связан с восточными регионами, где в последнее время открываются и начинают разрабатываться достаточно крупные месторождения жидких и газообразных углеводородов. На территории Республики Саха (Якутия) на северо-восточном склоне Непско-Пеледуйского свода Непско-Ботуобинской антеклизы расположено Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), открытое в 1980 г. (рис. 1). По геологическому строению месторождение относится к очень сложным. Промышленные залежи пластовые, литологически и тектонически экранированные. Породы-коллекторы, которые содержат крупные скопления горючих ископаемых, приурочены в основном к трем продуктивным горизонтам: ботуобинскому, хамакинскому и талахскому. На сегодняшний день официально принято считать, что ботуобинский горизонт относится к нижнебюкской подсвите верхнего венда, хамакинский горизонт выделяется

в верхнепаршинской подсвите непского стратиграфического горизонта нижнего венда, к которому относятся и продуктивные отложения талахского горизонта. Два последних продуктивных горизонта характеризуются слабой геологической изученностью в результате предыдущих этапов поисково-разведочных работ [1].

Мощным непроницаемым экраном, расположенным между хамакинскими и талахскими породами-коллекторами, является нижнепаршинская подсвита. Представлена она переслаиванием серых, зеленовато-серых, иногда почти черных аргиллитов с темно-серыми, часто доломитизированными алевролитами и многочисленными маломощными слойками и линзами средне- и мелкозернистых песчаников. Порода плотная, средней крепости. В разрезе подсвиты присутствуют единичные линзы сидерита и мелкокристаллического беловато-

розового ангидрита. Текстура отложений тонко-параллельно-горизонтально-слоистая, иногда с элементами косой слоистости. Порода активно разбита частично открытыми трещинами самых различных направлений, стенки которых часто выложены ангидритом. Толщина нижнепаршинской подсвиты колеблется в пределах 40...100 м. Подсвита согласно залегает на талахской свите и, по сегодняшним представлениям, несогласно с региональным перерывом перекрывается верхнепаршинской подсвитой, т.е. породами-коллекторами пласта Хм2 хамакинского продуктивного горизонта.

В силу того, что нижнепаршинская подсвита является лишь покрывкой для ниже залегающих продуктивных отложений и особого интереса в плане добычи нефти и газа не представляет, ей значительного внимания не уделялось. Тем не менее в некоторых скважинах

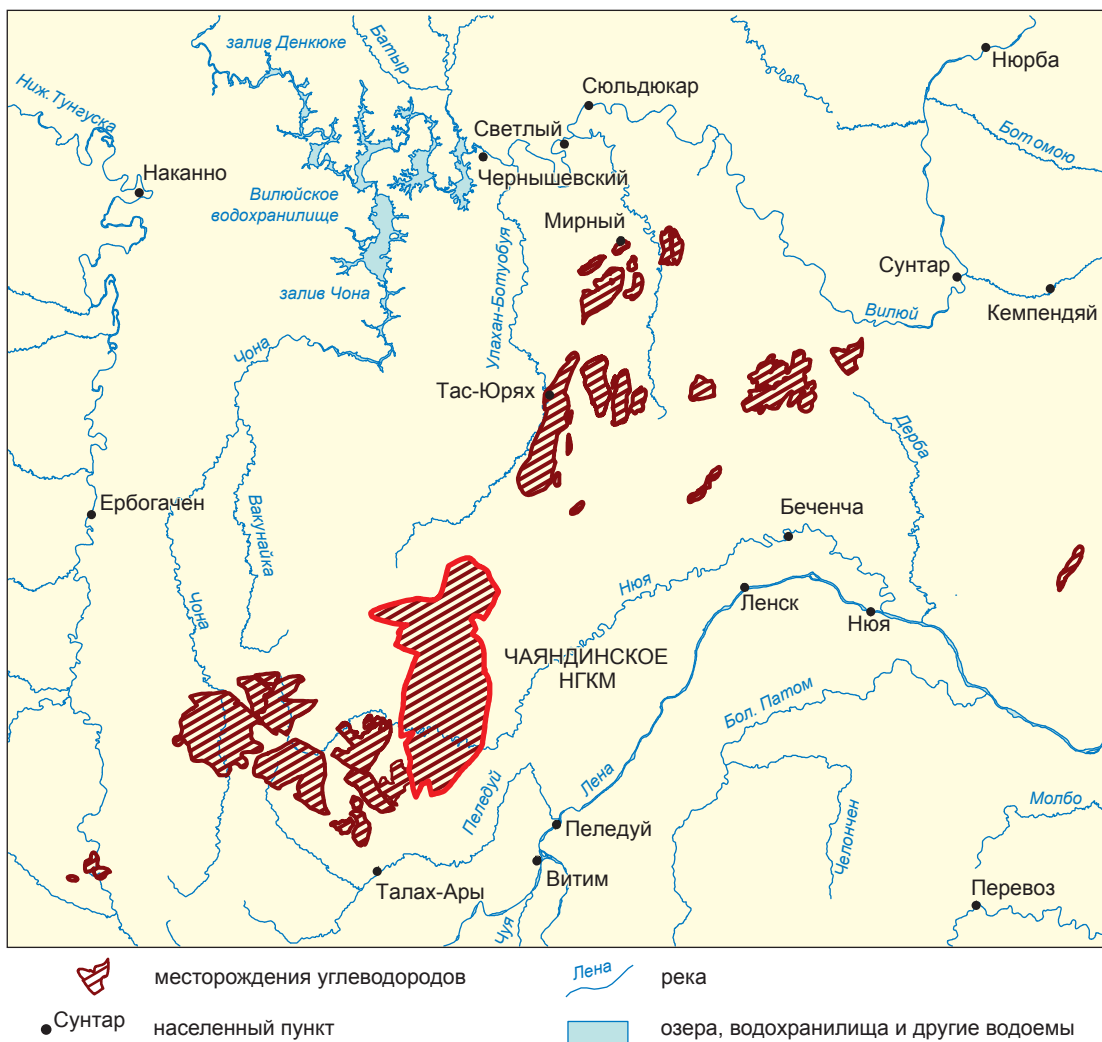


Рис. 1. Обзорная карта района работ

в центральной и северо-западной частях Чаяндинского НГКМ разрезы нижнепаршинской подсвиты выбиваются из общей закономерности. На рис. 2 приводится корреляционная схема (I–I), составленная через скв. 841 и 849, которые пробурены в центральной части месторождения. В этих скважинах на глубинах 1610...1624 м и 1686...1699 м соответственно выделен один и тот же пласт, который согласно интерпретации промыслово-геофизических каротажных диаграмм к аргиллитам и доломитизированным алевролитам отнести довольно сложно. Керна, к сожалению, из выше упомянутых интервалов не отбирался.

Следующая корреляционная схема (II–II) проходит через скв. 321-72 и 321-50 (рис. 3), которые территориально расположены примерно в 5 км юго-западнее от уже рассмотренных выше скважин. Здесь выявленный в нижнепаршинской подсвите песчано-алевритовый пласт выделяется в интервалах пород 1612...1621 м и 1630...1640 м соответственно. В скв. 321-72 на глубине примерно 1618...1621 м, по промыслово-геофизическим данным, выделяются породы-коллекторы. В этой скважине был отобран керн в интервале глубин 1619,9...1709,9 м. Его верхняя часть представлена серыми и светло-серыми мелкозернистыми кварцевыми песчаниками со слабо выраженной пятнистостью и горизонтальной слоистостью. Пятнистая текстура обусловлена наличием мелкозернистых песчаников более светлых оттенков. Слоистость создается за счет тонких слоев темно-серых битуминозных алевритистых аргиллитов мощностью до 4 мм. Согласно лабораторным исследованиям образцов керна открытая пористость песчаников меняется от 10,6 до 12,3 %, абсолютная проницаемость варьирует в пределах 0,38...10,54 мД. Ниже четкой границы распространения описанных выше песчаников залегают обычные нижнепаршинские алевритистые аргиллиты от серого до зеленовато-серого цвета.

Приблизительно в 10 км юго-восточнее скв. 321-72 расположена скв. 806. В этой скважине песчано-алевритовый пласт в приподшенной части нижнепаршинской подсвиты выделяется в интервале глубин 1595...1603 м (рис. 4). Здесь согласно макроописанию керна (1593,5...1600,0 м) плотные и массивные с полосчатой текстурой темно-серые и зеленовато-серые аргиллиты постепенно сменяются вниз по разрезу темно-серыми алевролитами

и светло-серыми песчаниками, из которых выделяются пузырьки газа. Фильтрационно-емкостные свойства песчаника, которые определяются в результате лабораторных исследований керна, неизвестны по ряду объективных причин, но наличие пузырьков газа свидетельствует о том, что данные отложения к породам флюидоупорам относить вряд ли уместно.

Примерно в 7 км к востоку от скв. 849 пробурена скв. 321-11. В этой скважине песчано-алевритовый пласт выделяется на глубине 1704...1710 м (рис. 5). Сверлящим керноотборником с глубин 1704, 1705, 1706, 1707, 1708, 1710 м подняты образцы породы. Керн представлен мелкозернистым песчаником темно-серого и светло-серого цвета с выпотами и запахом нефти. Интервал глубин 1705...1710 м был перфорирован. В результате получен приток газа дебитом 16,6...44,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут на диафрагмах диаметром 3,25...6,00 мм. Открытая пористость пород-коллекторов равна 9...16 %, абсолютная проницаемость – 72 мД, коэффициент нефтегазонасыщенности – 81...87 %.

Пространственное положение изометрической по форме песчано-алевритовой линзы, выявленной в центральной части Чаяндинского НГКМ в результате исследовательских работ, показано на карте общих толщин нижнепаршинской подсвиты (рис. 6). Ширина линзы в западной части достигает 18 км, а ее наибольшая длина в субширотном направлении превышает 35 км.

Аналогичный песчано-алевритовый пласт присутствует в низах нижнепаршинской подсвиты в скв. 750 и 760 (глубина 1820...1830 м и 1871...1878 м соответственно), которые расположены в северо-западной части Чаяндинского НГКМ (рис. 7). В скв. 750 был отобран керн в интервале пород 1821,8...1828,0 м. Литологически пласт образован неравномерным переслаиванием плотного серого с буроватым оттенком тонкозернистого кварцево-полевошпатового песчаника с прослоями зеленовато-серого аргиллита. По данным промысловой геофизики, открытая пористость песчаника составляет в среднем 15 %; по лабораторным исследованиям керна – это от 9,35 до 12,42 %. Абсолютная проницаемость меняется от 0,25 до 1,74 мД. В интервале глубин 1819,0...1827,0 м было проведено испытание. Получен слабый приток фильтрата бурового раствора дебитом 1,2 м<sup>3</sup>/сут. В скв. 760 керн отобран в интервале глубин 1870,4...1878,1 м

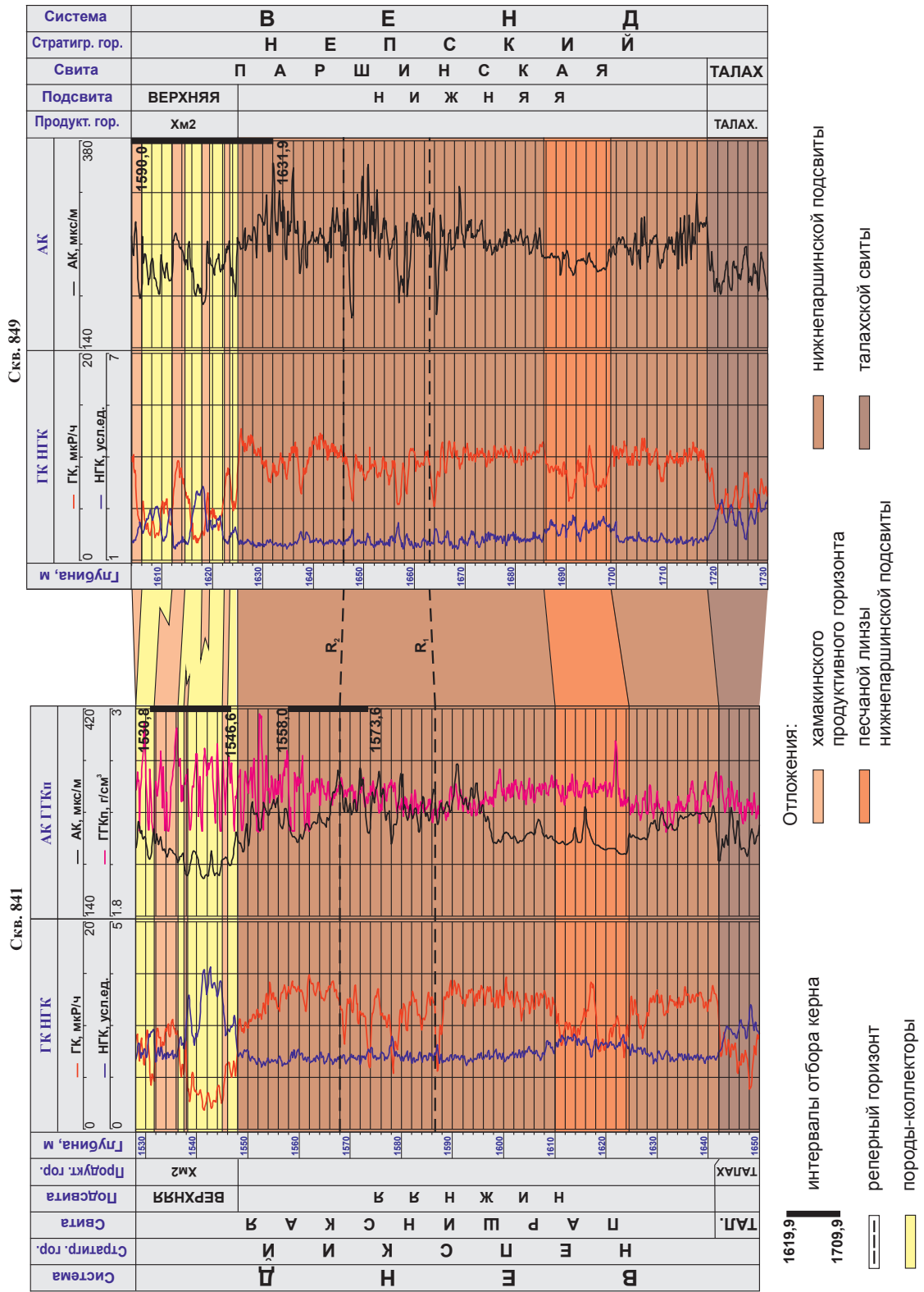


Рис. 2. Схема корреляции (I–II) по линии скв. 841, 849.

Каротаж: АК – акустический; ГК – гамма; ГГКл – плотностной гамма-гамма-; НГК – нейтронный гамма-

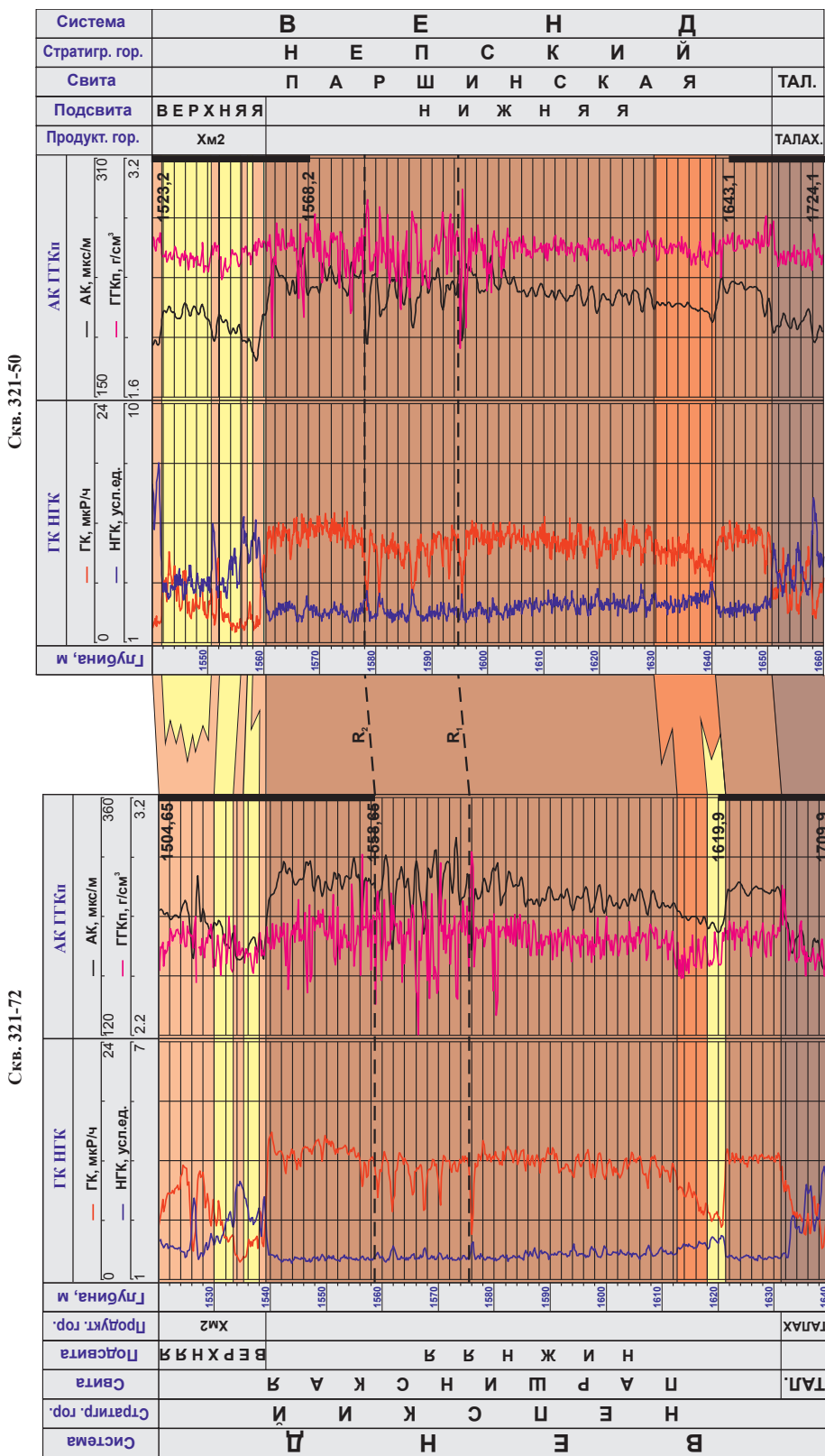


Рис. 3. Схема корреляции (Ш-П) по линии скв. 321-72, 321-50: см. экспликацию к рис. 2

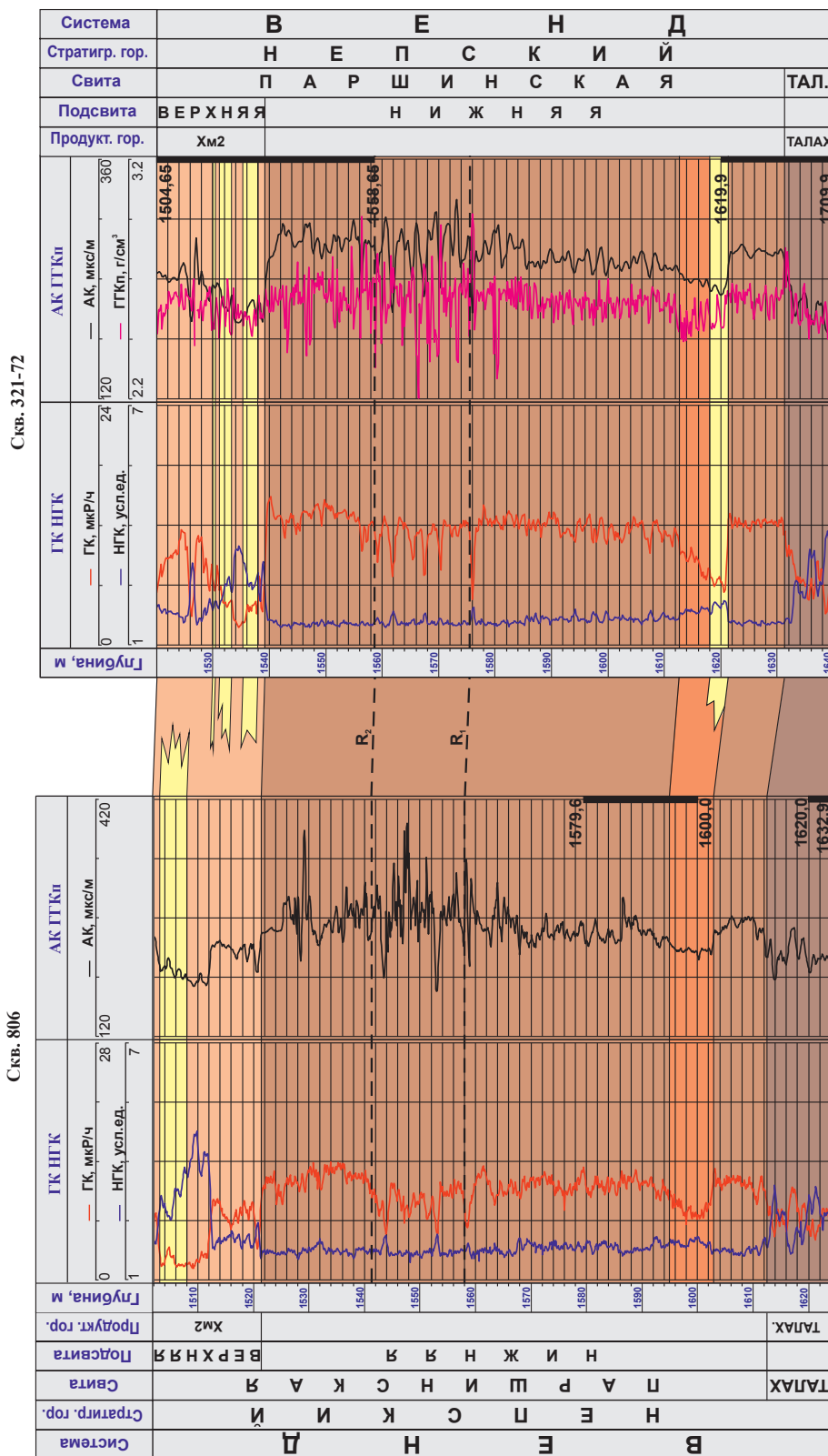


Рис. 4. Схема корреляции (Ш–Ш) по линии скв. 806, 321-72: см. экспликацию к рис. 2

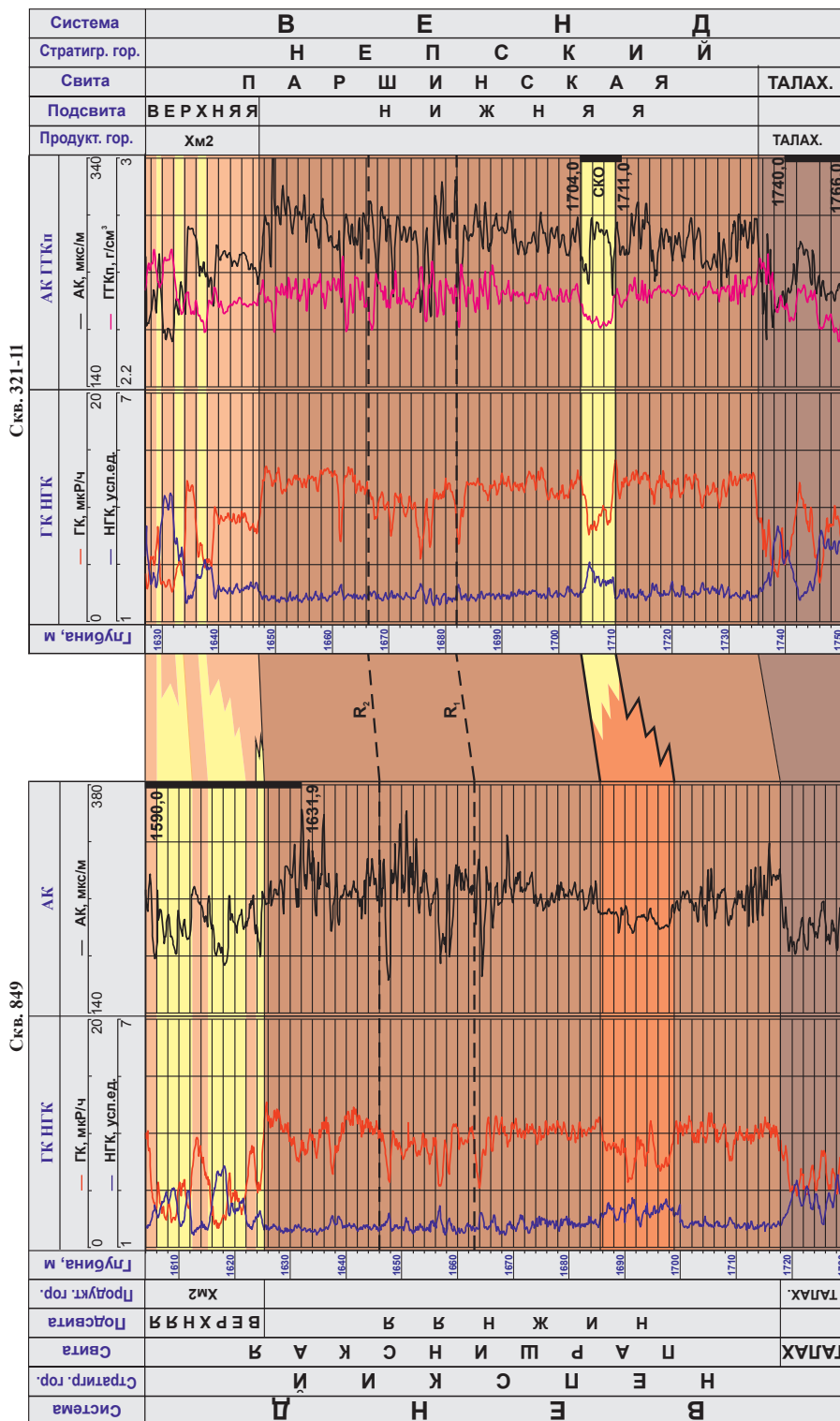


Рис. 5. Схема корреляции (IV-IV) по линии скв. 849, 321-II: см. экспликацию к рис. 2



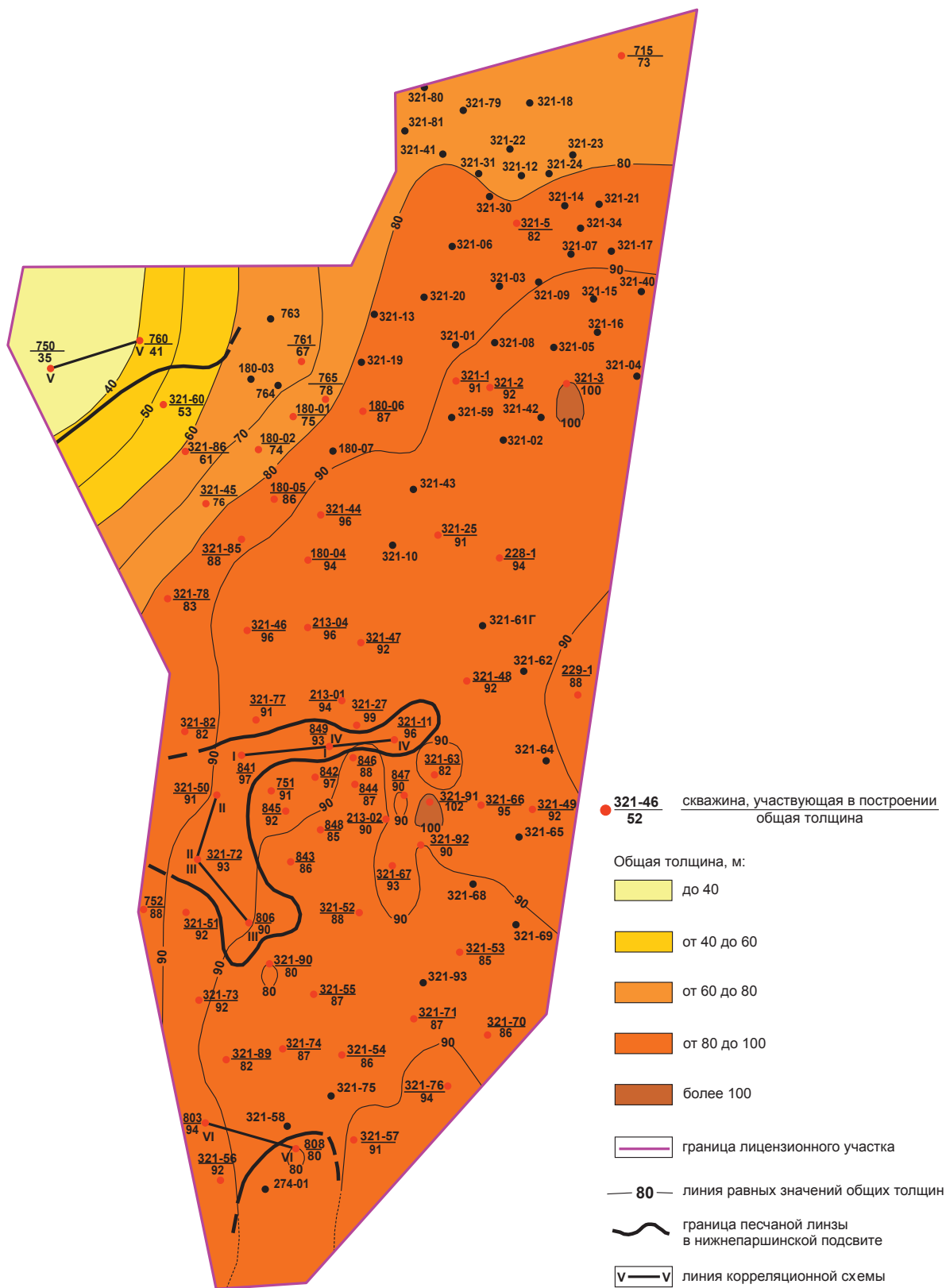
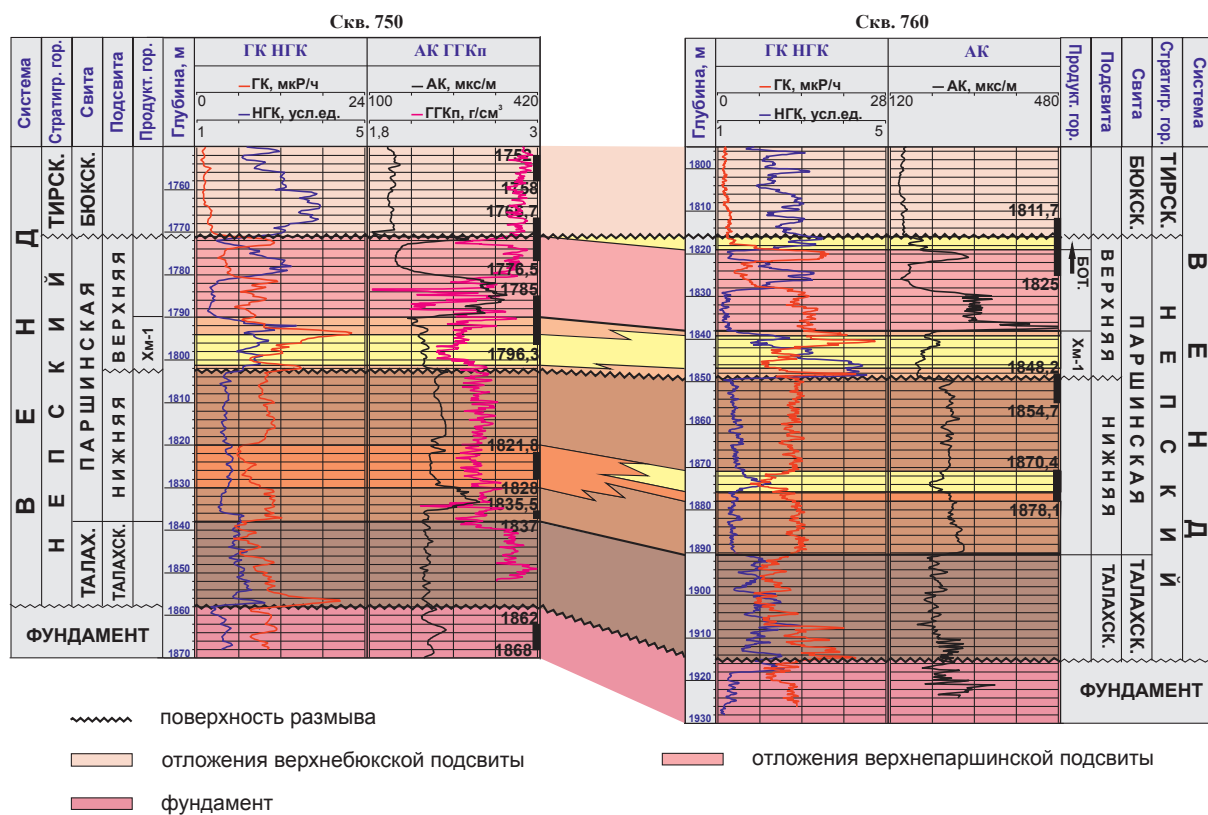


Рис. 6. Карта общих толщин нижнепарашинской подсвиты





**Рис. 7. Схема корреляции (V-V) по линии скв. 750, 760:**  
остальные условные обозначения см. в экспликации к рис. 2

(см. рис. 7). Порода представлена алевролитом с открытой пористостью от 14,5 до 21,9 %. Абсолютная проницаемость колеблется от 15,4 до 243,1 мД. Опробования в этих проницаемых отложениях не проводилось. Пространственную границу расположения рассмотренного пласта-коллектора в районе скв. 750 и 760, который обладает достаточно высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств, установить сложно из-за недостаточного количества в данном районе пробуренных скважин.

Породы-коллекторы в нижнепаршинской подсвите отмечаются не только в ее подошвенной части. На рис. 8 приводится корреляционная схема по линии скв. 803, 808, 274-01. В скв. 808 в интервале глубин 1535...1547 м выделяется песчаный пласт толщиной до 12 м. Литологически он представлен серым и темно-серым плотным и крепким мелкозернистым песчаником с включениями серого аргиллита. Его открытая пористость колеблется от 5,6 до 11,5 %, абсолютная проницаемость – от 0 до 1,4 мД. Двухметровый пласт-коллектор, по данным газодинамического каротажа, нефтенасыщен, но его опробования не проводилось. Вполне возможно, что эта песчаная линза

простирается в юго-западном направлении, где примерно в 6 км находится скв. 274-01, в которой при опробовании аналогичного пропластка в интервале пород 1626...1629 м был получен приток нефти дебитом 9,3 м<sup>3</sup>/сут.

Древние отложения Восточной Сибири характеризуются наличием большого количества размывов. Перерывы в осадконакоплении в вендском периоде занимали значительную часть времени [2]. В терригенных отложениях нижнего венда выявить и проследить по площади поверхности структурных и стратиграфических несогласий с помощью сейсморазведки довольно сложно. На Чаяндинском месторождении уверенно выделяется лишь отражающий сейсмический горизонт КВ (подошва верхневендского карбонатного комплекса пород). Происходит это из-за существенной фациальной изменчивости отложений и ряда иных факторов технического характера [3, 4].

На сегодняшний день принято считать, что границей между нижнепаршинской подсвитой и залегающим над ней пластом Хм2 хамакинско-продуктивного горизонта верхнепаршинской подсвиты служит эрозивная поверхность.

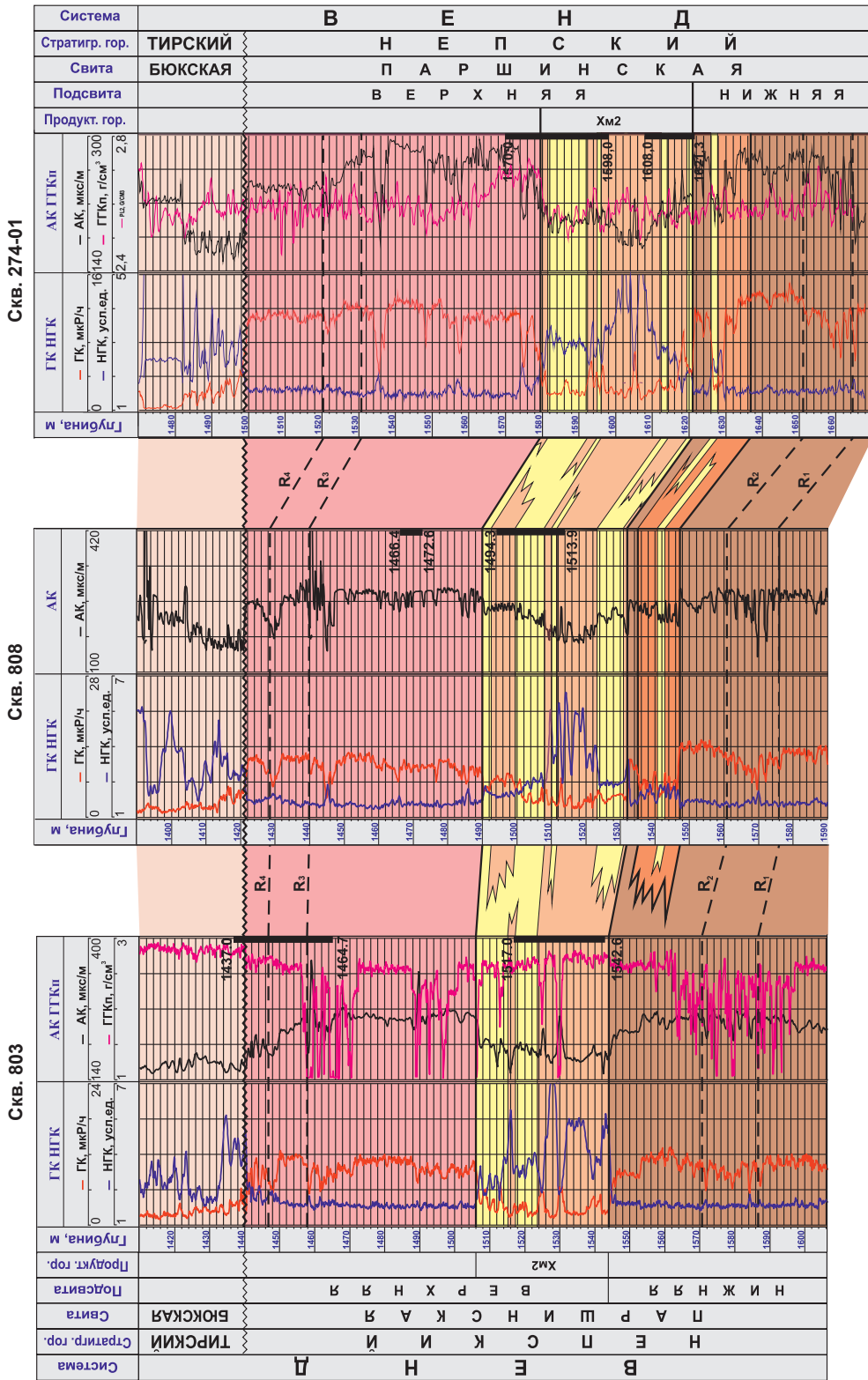


Рис. 8. Схема корреляции (VI–VI) по линии скв. 803, 808, 274-01: см. экспликации к рис. 2 и 7

Существование поверхности размыва в разрезах скважин, особенно если перерыв в осадконакоплении является региональным и охватывает значительную территорию, должно подтверждаться наличием в керне грубо-обломочного материала, такого, например, как брекчия или конгломерат. Рассмотрим в качестве примера описание керна из ряда скважин, как принимающих участие в составлении представленных выше корреляционных схем, так и выбранных произвольно.

В скв. 321-72 (см. рис. 3) подошва пласта Хм2 находится на глубине 1539,5 м. В интервале пород 1538,3...1541,2 м выход керна составил 100 %; его краткое макроописание:

- 1538,3...1538,6 м: серый, коричнево-серый разномерный песчаник с частыми линзами и прослоями темно-серого аргиллита;
- 1538,6...1539,5 м: коричнево-серый среднезернистый песчаник с единичными линзами и прослоями темно-серого аргиллита;
- 1539,5...1541,2 м: темно-серые, почти черные и зеленовато-серые алевролитистые нижнепаршинские аргиллиты с тонкими прослойками светло-серых глинистых алевролитов.

В скв. 321-50 (см. рис. 3) подошва пласта Хм2 находится на глубине 1560,7 м. В интервале 1556,0...1568,0 м выход керна составляет 100 %. Макроописание керна:

- 1559,0...1560,7 м: серый и темно-серый среднезернистый и крупнозернистый песчаник с алевролитом и мощными прослоями зеленовато-серых аргиллитов;
- 1560,7...1568,0 м: тонкое переслаивание темно-серого аргиллита и серого алевролита с единичными прослоями розового ангидрита, характеризующими собой нижнепаршинскую подсвиту.

В скв. 321-47 (см. рис. 6) подошва хамакинского горизонта отбивается на глубине 1705 м. Вынос керна в интервале пород 1701,4...1706,7 м составляет 100 %. Макроописание керна:

- 1701,4...1704,5 м: переслаивание серого мелкозернистого песчаника и зеленовато-серых аргиллитов;
- 1704,5...1706,7 м: тонкое переслаивание зеленовато-серых нижнепаршинских аргиллитов с серыми, темно-серыми, коричневатыми песчаниками и алевролитами.

В скв. 321-55 (см. рис. 6) подошва хамакинского продуктивного горизонта отбивается на глубине 1616,6 м. Вынос керна в интервале

пород 1600,8...1621,2 м составляет 100 %. Макроописание керна:

- 1604,9...1608,2 м: серый и темно-серый глинистый мелко- и среднезернистый песчаник с многочисленными линзами зеленовато-серого аргиллита;
- 1608,2...1618,4 м: серые и темно-серые мелкозернистые песчаники с прослоями и включениями алевролитов и зеленовато-серых нижнепаршинских аргиллитов.

Во всех рассмотренных скважинах наличия конгломерата, брекчии и иного грубо-обломочного материала в подошве хамакинского горизонта там, где принято проводить поверхность несогласия между верхней и нижней подсвитами паршинской свиты, не отмечается.

Аргиллиты и глинистые алевролиты нижней подсвиты паршинской свиты постепенно и последовательно, как правило, без перерыва или размыва, замещаются мелко- и среднезернистыми песчаниками верхней подсвиты. Говорить о существовании на границе этих двух подсвит поверхности регионального размыва должного основания нет [5–7]. Однако данное утверждение не исключает возможности существования в отдельных скважинах локальных несогласий в зависимости от фациальных условий, царивших на том или ином тектоническом блоке.

Изложенные факты говорят в первую очередь о том, что геологическая модель Чаяндинского месторождения, официально принятая на сегодняшний день, не является достаточно корректной и нуждается в доработке и уточнении.

Скважины, описание керна из которых приводится в качестве примера (321-47, 321-50, 321-55, 321-72, 808), располагаются в южной и центральной частях Чаяндинского НГКМ, т.е. на территории, где пласт Хм2 в основном и распространен. Если нижнюю границу этого пласта проводить по подошве пород-коллекторов, то его основание не будет постоянно приурочено к определенному литологическому или промыслово-геофизическому реперу. Происходит это по той причине, что в силу изменяющихся фациальных условий в обстановке чрезвычайного мелководья ко времени завершения формирования нижнепаршинской подсвиты в одних районах еще продолжали накапливаться глинистые осадки, а на соседних участках в это время формировались уже псаммитовые образования (см. рис. 2–8). Породы-коллекторы, представленные, как правило,

алевролитами и песчаниками, вниз по разрезу скважин постепенно замещаются на более глинистые, а следовательно, и более глубоководные отложения морского происхождения. Нижняя граница пласта Хм2 не имеет определенного и ясно выраженного на каротажных диаграммах положения. Она не опирается на поверхность размыва, которая, как предполагается сегодня, находится между ниже- и верхнепаршинскими подсветами, а сам пласт Хм2, скорее всего, является лишь верхней регрессивной частью крупного литологического цикла, берущего, возможно, свое начало с основания талахской свиты.

В заключение необходимо отметить, что на Чаяндинском НГКМ нижнепаршинскую подсвету во всем ее объеме нельзя рассмат-

ривать как надежный и непроницаемый флюидоупор. Надлежит учитывать, что в нижней и верхней частях этой подсветы встречаются пласты пород-коллекторов, которые обладают достаточно высокими фильтрационно-емкостными свойствами и могут служить резервуарами для скоплений нефти и газа. Из всего сказанного ранее следует, что нижнепаршинская подсвета Чаяндинского месторождения на сегодняшний день изучена еще далеко не достаточно и требует дальнейшего детального исследования. Касается это в первую очередь уточнения расположения ее границ в разрезах скважин, площадного распространения, литологического состава пород и их коллекторских и петрофизических свойств.

### Список литературы

1. Люгай Д.В. Особенности освоения и проектирования разработки Чаяндинского НГКМ / Д.В. Люгай // Газовая промышленность. – 2010. – № 4/654. – С. 56–58.
2. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития) / Н.В. Мельников; Мин-во природ. ресурсов РФ, Сиб. научн.-исслед. ин-т геологии, геофизики и минерального сырья. – Новосибирск: СО РАН, 2009. – 148 с. + 3 цв. вкл.
3. Давыдов А.В. Чаяндинское месторождение – проект внедрения новых технологий в Восточной Сибири / А.В. Давыдов, А.В. Погрецкий, О.А. Смирнов и др. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16. – № 2. – С. 113–128.
4. Крекнин С.Г. Современная геолого-геофизическая модель Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / С.Г. Крекнин, А.В. Погрецкий, Д.Н. Крылов и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 2. – С. 44–55.
5. Крикунов А.И. Результаты литологических и промыслово-геофизических исследований пород хамакинского продуктивного горизонта на Чаяндинском месторождении. / А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова, Н.Ю. Канунникова // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. / под ред. Б.А. Григорьева. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 146–161.
6. Рыжов А.Е. Определение местоположения в разрезах скважин Чаяндинского месторождения границ хамакинского продуктивного горизонта / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Рыжова и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 1 (12). – С. 174–183.
7. Рыжов А.Е. Выяснение внутреннего строения хамакинского продуктивного горизонта и местоположения его стратиграфических границ в южной части Чаяндинского месторождения. / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Филиппова (Рыжова) и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 2 (18). – С. 19–26.

## Clarification of the inner structure and conditions of generation for Lower Parshinskaya sub-series at Chayanda oil-gas-condensate field

A.Ye. Ryzhov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyecktiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation  
E-mail: A\_Ryzhov@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Lower Parshinskaya sub-series, where argillites and poor interstratified beds of siltstones predominate, represents a severe impenetrable screen between Khamaki and Tala reservoir rocks of Chayanda oil-gas field. Nevertheless, in some wells drilled in the central and northern-western parts of Chayanda field the Lower-Parshinskaya sub-series columns do not correspond with a general dependency. In the core and logs of these wells a sand layer with collecting properties manifests itself in the bottom part of Lower Parshinskaya sub-series. The reservoir (collecting) rocks could be outlined in the upper part of Lower Parshinskaya sub-series also. Several correlation schemes and a map of general thicknesses of Chayanda Lower Parshinskaya sub-series show the spatial location of high-capacity sediments.

The ancient sediments at Eastern Siberia are characterized with plural water erosions. It is generally accepted now that an erosion surface serves as a border between Lower Parshinskaya sub-series and an overlying KhM2 productive horizon of Upper Parshinskaya sub-series. However, according to the results of the core tests there are no babbly-rock, breccia, and other rudaceous materials in the bottom of Khamaki horizon, where a surface of unconformity is admitted. Argillites and clayey siltstones of Lower Parshinskaya sub-series in steps and sequentially usually without breaks and water erosion are being replaced by small-granular and medium-granular sandstones from the upper sub-series. Probably, the KhM2 layer is only an upper regressive part of a huge lithologic cycle, which could start from the bottom of Tala series.

It is necessary to point out that Lower Parshinskaya sub-series of Chayanda field in its entirety must not be regarded as a reliable and tight fluid seal. One should take into consideration that either in the lower part, or in the upper part of this sub-series there are the collecting layers having rather high porosity and permeability, and these layers may work as reservoirs for oil and gas agglomerations.

Nowadays, Lower Parshinskaya sub-series of Chayanda field is insufficiently studied and needs further detailed exploration, first of all its margins in well columns, square extension, lithologic composition of rocks and their collecting and petrophysical properties are to be clarified.

**Keywords:** field, well, correlation scheme, layer, water erosion, porosity factor, permeability factor.

#### References

1. LYUGAY, D.V. Peculiar features of development and design of production at Chayanda oil-gas-condensate field [Osobennosti osvoeniya i proyektirovaniya razrabotki Chayandinskogo NGKM]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2010, no. 4/654, pp. 56–58. ISSN 0016-5581. (Russ.).
2. MELNIKOV, N.V. *Vendian-Cambrian salt-bearing basin of Siberian platform (stratigraphy, history of development)* [Vend-kembriyskiy solenosnyy basseyn Sibirskoy platform (stratigrafiya, istoriya razvitiya)]. Novosibirsk: Siberian Branch of Russian Academy of sciences, 2009. (Russ.).
3. DAVYDOV, A.V., A.V. POGRETSKIY, O.A. SMIRNOV et al. Chayandinskoye field is the project of new technologies implementation in East Siberia [Chayandinskoye mestorozhdeniye – projekt vnedreniya novykh tekhnologiy v Vostochnoy Sibiri]. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering* [Geologiya. Neftegazovoye i Gornoye Delo]. 2017, vol. 16, no. 2, pp. 113–128. ISSN 2224-9923. (Russ.).
4. KREKNIN, S.G., A.V. POGRETSKIY, D.N. KRYLOV et al. Contemporary geological-geophysical model of Chayanda oil-gas-condensate field [Sovremennaya geologo-geofizicheskaya model Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2016, no. 2, pp. 44–55. ISSN 0016-7894. (Russ.).
5. KRIKUNOV, A.I., L.A. RYZHOVA, N.Yu. KANUNNIKOVA. Results of lithologic and field geophysical studies of formations belonging to the Khamakinsky producing horizon at the Chayandinskoye field [Rezultaty litologicheskikh i promyslovo-geofizicheskikh issledovaniy porod khamakinskogo produktivnogo gorizonta na Chayandinskom mestorozhdenii]. In: *Vesti Gazovoy Nauki. Relevant issues of studies of field hydrocarbon formations*: collected book in 2 pts. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011, pt. 1, pp. 146–161. (Russ.).
6. RYZHOV, A.Ye., A.I. KRIKUNOV, L.A. RYZHOVA et al. Definition of hamakinskiy productive horizon borders location in the well columns of Chayandinskoye field [Opredeleniye mestopolozheniya v razrezakh skvazhin Chayandinskogo mestorozhdeniya granits khamakinskogo produktivnogo gorizonta]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 1 (12): Actual problems of studies of hydrocarbon field bedded systems, pp. 174–183. ISSN 2306-8949. (Russ.).
7. RYZHOV, A.Ye., A.I. KRIKUNOV, L.A. FILIPPOVA (RYZHOVA) et al. Impact of the internal structure of the Khamakinsky producing horizon and location of its stratigraphic borders in the southern part of the Chayandinskoye field [Vyasneniye vnutrennego stroyeniya khamakinskogo produktivnogo gorizonta i mestopolozheniya yego stratigraficheskikh granits v yuznoy chasti Chayandinskogo mestorozhdeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2014, no. 2 (18): Actual problems of research of stratal hydrocarbon systems, pp. 19–26. ISSN 2306-8949. (Russ.).