

## — Геология —

УДК 553.98

А.Г. Берзин, С.А. Берзин, Т.А. Архипова

### О ПРИРОДЕ И СТРОЕНИИ ЗАЛЕЖЕЙ БОТУОБИНСКОГО И ХАМАКИНСКОГО ГОРИЗОНТОВ ЧАЯНДИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Приводятся результаты изучения гидродинамических, статистических промыслово-геофизических и седиментационных характеристик ботуобинского и хамакинского горизонтов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения. Сделаны предположения относительно природы и строения залежей, а также рекомендации по испытаниям пластов, которые могут быть использованы при доразведке и разработке месторождения

*Ключевые слова:* Чаяндинское месторождение, ботуобинский и хамакинский горизонты, гидродинамические, статистические промыслово-геофизические и седиментационные характеристики.

#### *Актуальность исследований*

Создание центра газодобычи на Востоке Сибири на базе уникального по запасам Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения Якутии, расположенного вблизи Талаканского, является одним из мегапроектов Республики Саха (Якутия). Принятые в ГКЗ извлекаемые запасы углеводородного сырья месторождения в газовом эквиваленте по трем продуктивным горизонтам ботуобинскому, хамакинскому и талахскому составляют 1 240 млрд м<sup>3</sup>, в т. ч. 380 млрд м<sup>3</sup> по промышленной категории С1 и 860 млрд м<sup>3</sup> по категории С2 – предварительно подсчитанные. Наименьшие суммарные запасы по обеим категориям у талахского горизонта, и он в данной статье не рассматривается.

Для передачи месторождения в разработку предстоит его доразведка с целью перевода запасов категории С2 в промышленную категорию С1 и доведения последних до уровня 80% от общих запасов. Лицензия на разведку и разработку месторождения передана компании ОАО «Газпром». Геологоразведочные работы на месторождении с целью его доразведки начаты уже в 2009 г., а его масштабное освоение намечено в 2016 г.

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение находится на северо-восточном склоне Непско-

Пеледуйского свода и приурочено к ловушке неантиклинального типа (НАЛ), связанной с зоной регионального выклинивания разновозрастных песчаников венда (ботуобинский, хамакинский и талахский горизонты). Данные горизонты являются продуктивными и представляют собой кулисообразно располагающиеся в пространстве геологические тела. Чаяндинское месторождение ранее включало в себя Озерное и Нижне-Хамакинское месторождения, приуроченные к ловушкам антиклинального типа (рис. 1).

*Ботуобинский продуктивный горизонт* приурочен к нижнебюкской подсвите венда и характеризуется наибольшим площадным распространением в пределах НБ НГО и Чаяндинской площади в частности. Его мощность здесь достигает 28 м. Горизонт сложен преимущественно хорошо отсортированными кварцевыми песчаниками, содержащими на различных участках своего распространения прослой алевролитов и аргиллитов. ФЕС пород-коллекторов ботуобинского горизонта высокие и снижаются при движении в сторону Предпатомского прогиба. Ботуобинский горизонт наиболее разведан. Его запасы по категории С1 составляют 264 млрд м<sup>3</sup>, а по категории С2 – 55.4 млрд м<sup>3</sup>.

*Хамакинский продуктивный горизонт* приурочен к нижнепаршинской подсвите венда и распространен в пределах контура месторождения. Мощность хамакинского горизонта достигает 40 м. Представлен песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаники характеризуются слабой сортировкой обломочного материала и высоким содержанием глинистого цемента. ФЕС песчаников невыдержаны по площади. По хамакинскому горизонту запасы промышленной категории С1 – 73.7 млрд м<sup>3</sup> и самые большие предварительно подсчитанные запасы по категории С2 – 575 млрд м<sup>3</sup>.

*БЕРЗИН Анатолий Георгиевич* – д.г.-м.н., профессор кафедры геофизических методов поисков и разведки МПИ ГРФ ЯГУ.

E-mail: a\_berzi@mail.ru

*БЕРЗИН Сергей Анатольевич* – Western Geco (Geco-Prakla, Schlumberger Ltd.) field geophysicist/специалист по контролю качества материалов морской 3-D сейсморазведки.

E-mail: sberzin@hotmail.com

*АРХИПОВА Татьяна Александровна* – инженер-геофизик ОАО «Якутскгеофизика».



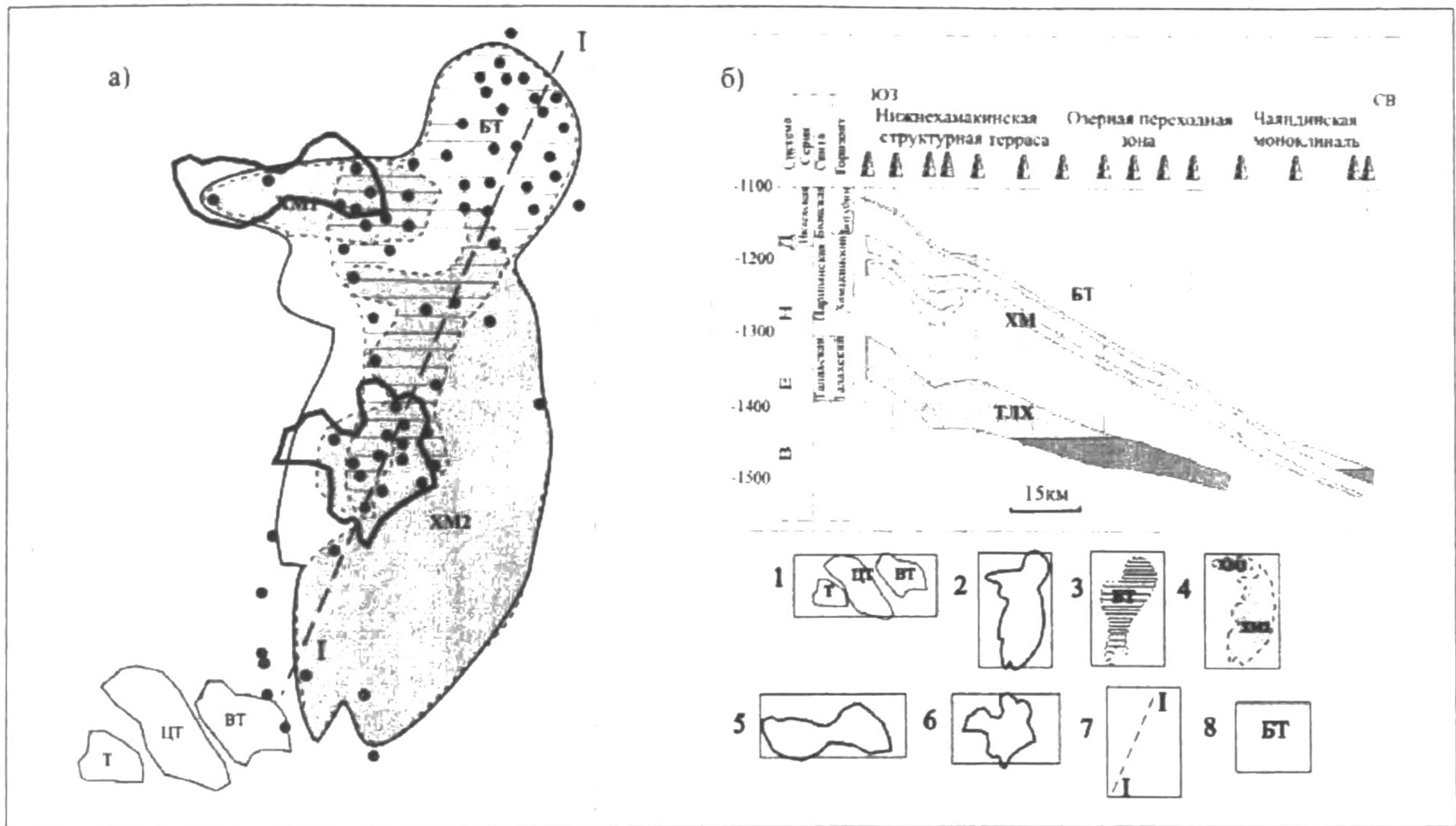


Рис. 1. Чаяндинское месторождение: а) план, б) геологический разрез

Контуры: 1 – Талаканского месторождения, блоки: Т – Таранский, ЦТ – Центрально-Талаканский, Восточно-Талаканский; 2 – Чаяндинского месторождения; 3 – залежи ботуобинского продуктивного горизонта; 4 – залежи хамакинского продуктивного горизонта; 5 – озерного месторождения; 6 – Нижне-Хамакинского месторождения; 7 – линия геологического разреза; 8 – горизонты: БТ – ботуобинский, ХМ – хамакинский, ТЛХ – талахский

Эффективность разведки, выбора системы разработки и последующего процесса эксплуатации многопластового месторождения определяется оптимальным расположением скважин, технологией их проводки и эксплуатации и зависит от априорных представлений об особенностях строения залежей, характера гидродинамических связей между ними и природы их формирования. Некоторые из этих представлений могут быть сформированы в результате обработки и анализа геолого-геофизической информации, полученной на месторождении к настоящему времени.

#### Развиваемая концепция

Современная флюидодинамическая парадигма допускает образование залежей УВ как за счет флюидов биогенного генезиса и их латеральной миграции, так и флюидов, поступающих в бассейн путем вертикальной миграции при расформировании залежей нижних горизонтов или из глубинных эндогенных источников: подфундаментных (криптогенных), мантийных или метаморфогенных. Допускается участие флюидопотоков и связанного с ними энергомассопереноса не только в процессах генерации жидких УВ и в пополнении запасов газообразных УВ, но и формирования пустотного пространства коллекторов и морфологического облика ловушек [1].

Актуальность дальнейшего развития этой концепции на территории Непско-Пеледуйского свода, где расположено Чаяндинское, Талаканское, Верхне-Чонское, Даниловское и другие крупные нефтегазовые и газонефтяные месторождения Якутии и Иркутской области, состоит в том, что природа залежей этих месторождений не может быть истолкована только из классических положений осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. Это следует из того, что кристаллический фундамент Непско-Пеледуйского свода перекрыт осадочным чехлом небольшой мощности, а сами месторождения УВ располагаются на глубине 1100-1500 м в базальных горизонтах вблизи фундамента, которые характеризуются низким содержанием органического углерода и отсутствием условий образования в них залежей за счет дальней латеральной миграции.

Сошлемся в этом вопросе на авторитетное мнение члена-корреспондента РАН Б.А. Соколова: «Анализ положения залежей на территории свода делает невозможным предположение об их формировании за счет латеральной миграции УВ из обрамляющих Непский свод двух крупных прогибов: Предпатомского предгорного на юге и Иркинеевско-Катангского рифтового на севере, в связи с тем, что свод представляет собой практически плоскую поверхность. Кроме того, Верхнечонское, Даниловское и другие месторождения разбиты сбросами,



экранирующими залежи с разных сторон, что также свидетельствует о невозможности дальнего бокового движения флюидов. Остается предположить возможность образования скоплений в результате вертикальной миграции за счет «подфундаментного» источника УВ» [1, с. 236].

При этом особая роль в формировании залежей, очевидно, должна принадлежать тектонически активным зонам и активизированным разломным системам, являющимся зонами разгрузки глубинных флюидов в осадочном чехле и проводящими каналами для вертикальных

миграционных потоков [2]. Предпосылками к такому предположению являются установленные по данным скважин на ряде месторождений Непско-Ботубинской НГО (Верхневиллючанское, Виллюйско-Джербинское, Иктехское, Таас-Юряхское) дискордантные соотношения локальных структурных планов залежей в терригенных отложениях венда и карбонатных породах нижнего кембрия [3]. Это дает основание предположить, что локальными структурными планами залежей в разновозрастных отложениях наследуются простирания различных активизированных разломных систем (рис. 2).

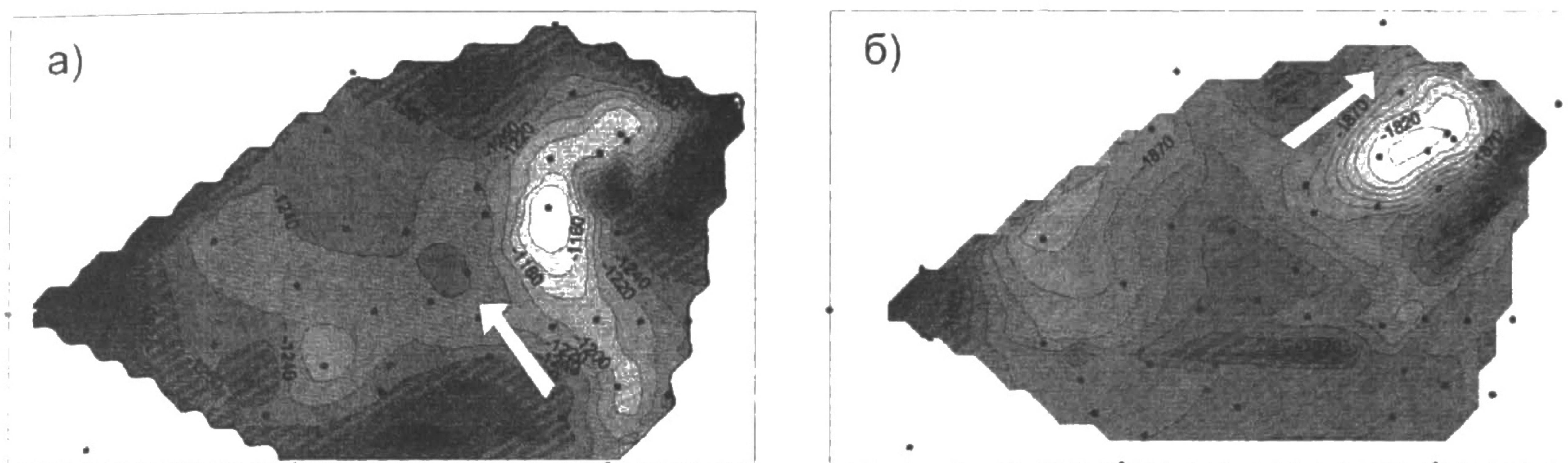


Рис. 2. Структурные планы на Верхне-Виллючанском месторождении по продуктивным горизонтам: а) юряхскому горизонту Ю-1 (юряхская свита нижнего кембрия; б) харыстанскому (харыстанская свита венда) (матричное представление: светлые тона – поднятие; темные – погружение); точки – скважины

*Изучение гидродинамических характеристик ботубинского и хамакинского горизонтов*

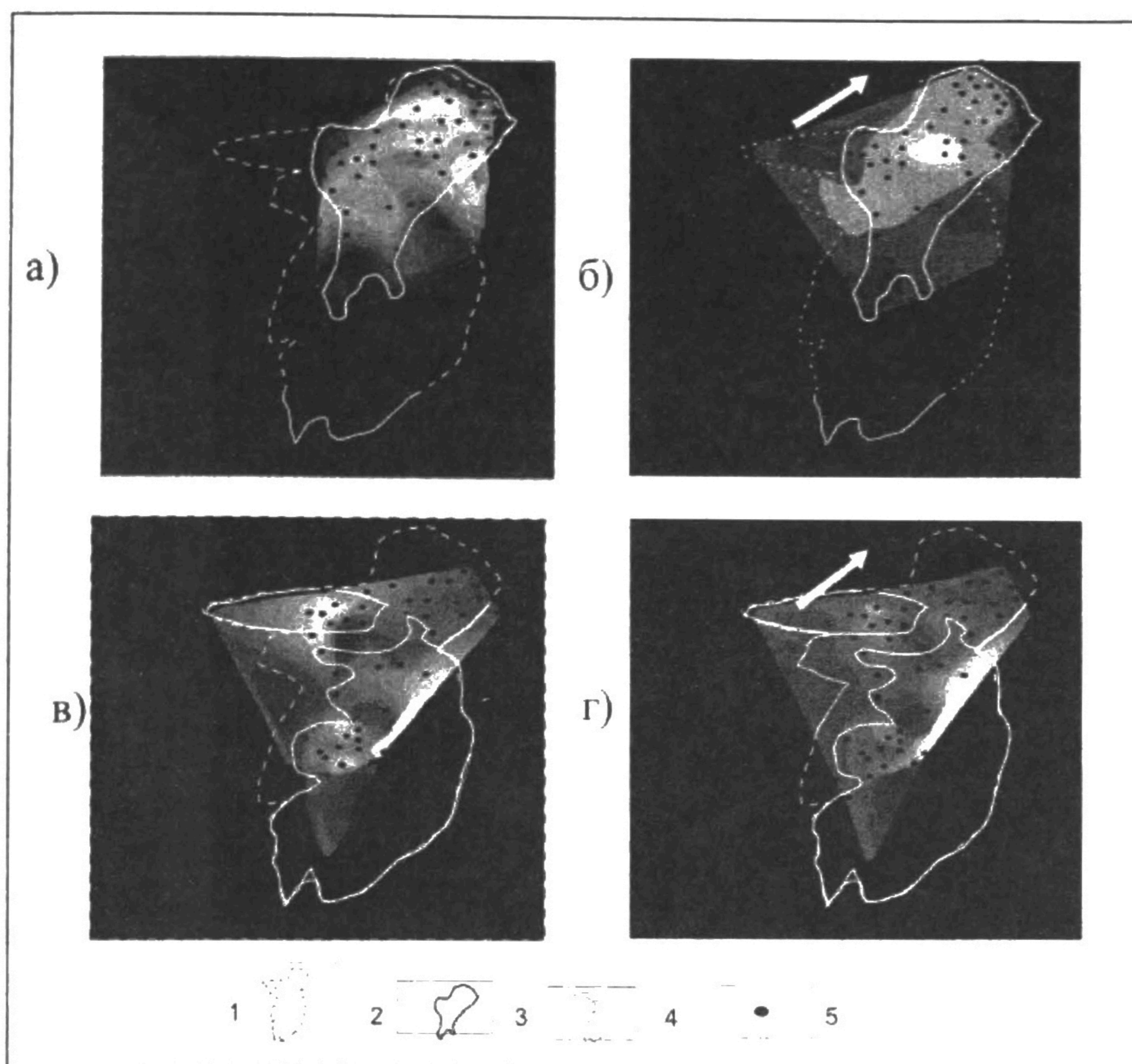
Обрабатывались по данным испытаний ботубинского и хамакинского горизонтов линеаризованные индикационные кривые притоков газа в скважины ( $Q_{ат}$ ) в допущении, что они описывают уравнения притока идеального газа для плоскорадиального потока, подчиняющегося двучленному закону фильтрации. Коэффициент гидропроводности, при прочих равных условиях пропорциональный коэффициенту проницаемости  $k$ , определялся как обратная величина параметра  $A$  – отрезка, отсекаемого линеаризованной прямой на оси  $((P_n^2 - P_c^2) / Q_{ат})$ , где  $P_n$  и  $P_c$  – соответственно, пластовое давление и давление на забое работающей скважины. При этом полагается, что отклонения от закона Дарси, вызванные повышенными скоростями фильтрационного течения, обуславливаются соответствующими градиентами пластового давления и связаны с зональным характером неоднородности пластов, в котором определяющее значение играет распределение проницаемости [4].

Анализ коэффициентов  $1/A$ , полученных по данным испытаний в скважинах ботубинского и хамакинского продуктивных горизонтов венда, устанавливает существенную вариабельность их значений на площади исследований, что однозначно свидетельствует о такой же изменчивости коэффициента проницаемости пластов. При этом расчеты показывают, что коэффициенты могут

значительно различаться для скважин с одинаковым максимальным притоком газа. Это означает, что карты притоков, построенные по максимальным дебитам в скважинах, не отражают распределение проницаемости в пластах или положение связанных с ним залежей, поскольку эти дебиты получены на различных участках индикационных кривых, отличающихся параметрами уравнений. На таких картах по ботубинскому и хамакиному горизонтам на Чаяндинской площади не отмечается какой-либо закономерности в расположении продуктивных участков и можно предположить невыдержанные (существенно дифференцированные) коллекторские свойства пластов вследствие их значительной неоднородности по проницаемости (рис. 3 а, в). Однако на картах коэффициента гидропроводности (проницаемости) характер выделяемых зон меняется (рис. 3 б, г). Сопоставление карт дебитов и гидропроводностей по горизонтам и между ними позволяет выявить следующие особенности.

Карта дебитов для ботубинского горизонта при пересчете в карту гидропроводности структурируется в отчетливо выраженную односвязную линейно-зональную область существенно положительных значений гидропроводности ( $>10 м^3/Па^2с$ ) в форме эллипса северо-восточного простирания (рис. 3 б). О таком структурировании свидетельствует низкий коэффициент корреляции между картами ( $r=0.2$ ). Примечательно, что положение области по форме и простиранию отличается от формы и положения контура залежи по геологическим данным, но





**Рис. 3.** Сопоставление карт максимальных дебитов и гидропроводности (проницаемости) для ботубобинского а), б) и хамакинского в), г) горизонтов на Чаяндинской площади (матричное представление – значение коэффициентов увеличиваются от темного цвета к светлому)

1 – контур Чаяндинского месторождения; 2 – контуры залежей по геологическим данным; 3 – ботубобинского горизонта; 4 – хамакинского горизонта; 5 – скважины

совпадает с пространственным расположением скважин-объектов 1-го класса, давших средний и высокий дебит при испытании (рис. 4).

Напротив, карта дебитов для хамакинского горизонта при пересчете в карту гидропроводности структурируется слабо, последняя остается мозаичной, о чем свидетельствует относительно высокий коэффициент корреляции между картами ( $r=0.6$ ). Отличительной особенностью является проявление на фоне мозаичности обеих карт линейной зоны существенных значений коэффициента гидропроводности того же простирания, которая не совпадает по месту положения с ботубобинской. Эта зона имеет менее выраженный характер, чем по ботубобинскому горизонту и только намечается в восточной части площади.

И, наконец, сопоставление карт дебитов и гидропроводностей между горизонтами обнаруживает их «зеркальный» характер, что находит выражение в отрицательных коэффициентах корреляции между соответствующими картами продуктивности и гидропроводности по ботубобинскому и хамакинскому горизонтам ( $r=-0.2$ ). Отметим, что под «зеркальностью» мы понимаем осо-

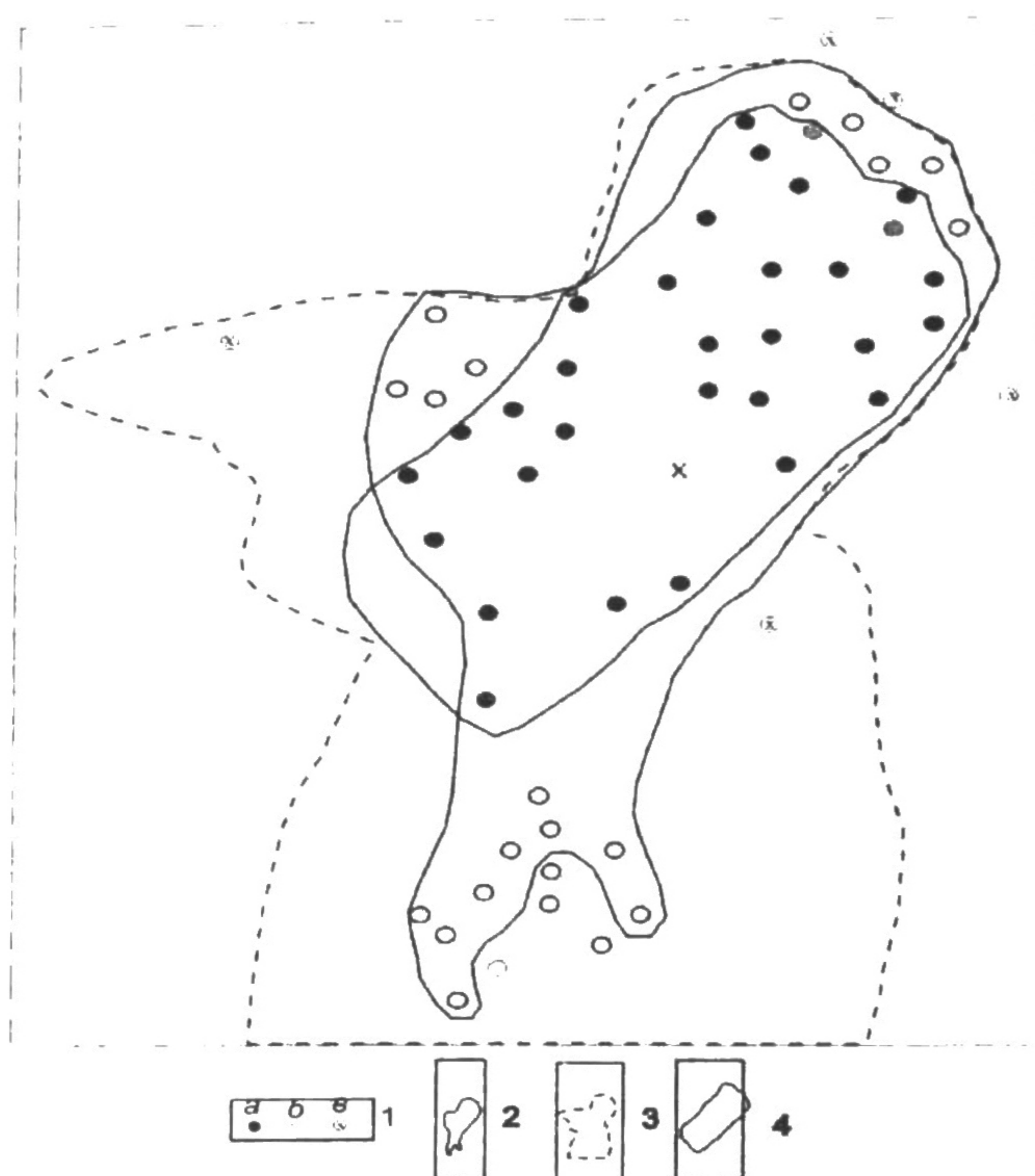
бенность размещения залежей УВ ботубобинского и хамакинского горизонтов по отношению друг к другу, выражающуюся в их пространственном разобщении (там, где продуктивны скважины по ботубобинскому горизонту, они непродуктивны по хамакинскому и наоборот). Зеркальность устанавливается в сравнительно небольшой, но хорошо разбуренной области перекрытия контуров их нефтегазонасности и далее выполняется за контурами их перекрытия.

#### *Статистический анализ промыслово-геофизических данных по ботубобинскому горизонту*

Для получения дополнительной геологической информации об особенностях строения пласта-коллектора ботубобинского горизонта и связи продуктивности скважин с характером распределения коллекторских свойств внутри и за пределами контура залежи проводилась многоаспектная статистическая обработка данных ГИС [5], которая включала:

- выбор и расчет по скважинам интегральных промыслово-геофизических характеристик (показа-





**Рис. 4.** Пространственное расположение скважин-объектов 1-го и 2-го класса на Чайндинском месторождении

1 – скважины: а – средней и высокой продуктивности (1-го класса); б – низкой и непродуктивные (2-го класса); в – за контуром газоносности; 2 – контур газоносности ботуобинского горизонта; 3 – контур Чайндинского месторождения; 4 – контур области компактности скважин 1-го класса (залежи ботуобинского горизонта)

телей) ботуобинского горизонта, характеризующих фильтрационно-емкостные свойства пласта;

- построение карт интегральных характеристик в пределах контура газоносности ботуобинского горизонта;

- изучение эквивалентности распределений выбранных показателей на классе продуктивных и классе непродуктивных скважин и установление информативности показателей;

- кластерный анализ точек территории месторождения (скважин) в признаковом пространстве интегральных промыслово-геофизических показателей с целью ее районирования и выявления структуры связи между объектами (скважинами) в различных точках месторождения.

Анализ проводился по скважинам в контуре месторождения ограниченном: на юге – скважинами Нижне-Хамакинской площади; на западе – скважинами Озерной площади 760, 761, 763, 764, 18002, 18003; на севере – скважинами Бюк-Танарской площади; на западе – скважинами 321-04, 22-91 Нижнечаяндинской площади и 22-81 Верхнесюльдюкерской площади.

В результате установлено, что выборки непродуктивных, низкодебитных и продуктивных скважин по ботуобинскому горизонту с высокой достоверной

вероятностью  $P=0.95\%$  оказались эквивалентными по промыслово-геофизическим измерениям АК, АК<sub>с</sub>, GK, GK<sub>с</sub> и NGK – показателям, отражающим гранулярную пористость и характер цемента пласта-коллектора, т.е. его емкостные свойства. Применение неуправляемого и управляемого кластерного анализа в пространстве выбранных характеристик не привели к выделению областей компактности в объектах-скважинах, пробуренных на ботуобинский горизонт в контуре газовой залежи и за его пределами (рис. 4).

В совокупности результаты исследований могут рассматриваться как весомый аргумент за однородность ботуобинского пласта по выбранному комплексу промыслово-геофизических данных в пределах рассматриваемой территории и приводят к выводу, что коллекторские свойства (в основном емкостные) ботуобинского горизонта не являются основным фактором, контролирующим размещение нефтегазовых залежей. Можно сделать предположение, что формирование залежи ботуобинского горизонта происходило не в результате латеральной, а вертикальной миграции флюидов, обогащенных УВ. Вертикальная миграция обусловила повышенные фильтрационные характеристики пласта в залежи под влиянием активизированной разломной тектоники.

#### *Изучение седиментационных характеристик ботуобинского и хамакинского горизонтов*

Проведено детальное изучение циклического строения венд – нижнекембрийских отложений на основе разработанного метода обнаружения скрытых периодичностей. Метод основан на построении спектрально-глубинных разверток (СГР) по данным промыслово-геофизических исследований скважин и реализован в программе RITM. Характер цикличности устанавливается по форме разрастания параметра T, вычисляемого по данным акустического каротажа (АК) скважины в последовательно увеличивающихся окнах анализа. На хорошо изученных глубоким бурением Чайндинском, Талаканском и Верхневиллючанском месторождениях территории Непско-Пеледуйского свода НБА выявлены особенности циклоседиментогенеза венд-кембрийских отложений, выделены и оценены качества ботуобинского и хамакинского продуктивных горизонтов и нефтегазовых резервуаров [6].

Формирование поздневендско-раннекембрийских отложений в едином мегацикле региональной трансгрессии – факт хорошо известный, но впервые он получает наглядное подтверждение с использованием спектрально-глубинных разверток данных акустического каротажа скважин АК. В то же время устанавливаемый по СГР трансгрессивно-регрессивный характер циклического строения отложений верхнего венда – нижнего кембрия внутри мегацикла на уровне макроцикличности является принципиально новым результатом (рис. 5).



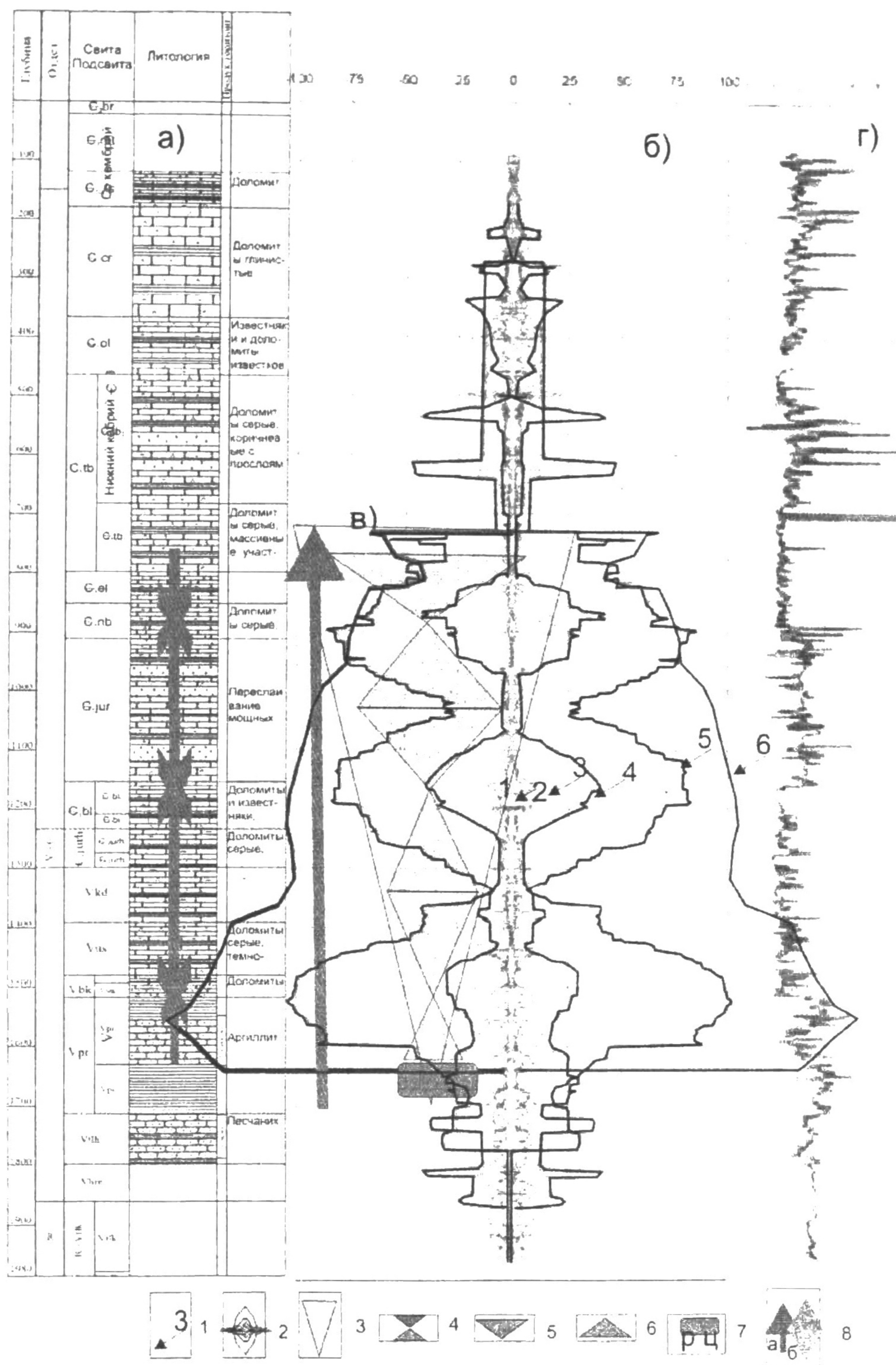


Рис. 5. Седиментационная цикличность венд-кембрия по данным спектрально-глубинных разверток АК в разрезе скважины № 844 Нижне-Хамакинской площади (дискретизация 2.5 м)

а) литолого-стратиграфическая колонка; б) спектрально-глубинная развертка кривой АК в) модель циклоседиментогенеза венд-кембрийских отложений; г) кривая акустического каротажа

1 – кривые разверток в 6-и окнах анализа, последнее L=320м, определяет положение в разрезе мегацикла; 2 – синхронные разрастания 1-го порядка на развертках, отождествляемые с репроциклитами (макроциклитами); 3 – мегапроциклит верхнего венда – нижнего кембрия; 4 – ре-проциклиты; 5 – проциклит (циклит); 6 – рециклит; 7 – размытая цикличность; 8 – направление седиментации: а – в мегациклите, б – в репроциклитах



Вендские отложения в подиктехской толще не охватываются трансгрессивным мегациклом и не имеют выраженных разрастаний параметра Т, что предопределило в раннем венде неспокойную тектоническую обстановку, характеризующуюся дифференцированными разнонаправленными движениями (рис. 5). Ранее такую обстановку также оценивали Ануприенко А.А., Бакин В.Е., Барсуков В.В. и др. [7] и связывали с ней резкую изменчивость отложений, наличие внутриформационных перерывов в осадконакоплении и пестроту литологического состава, изменчивость минералогического состава кластической части и цемента талахского и хамакинского

продуктивных горизонтов, невыдержанность их толщин и взаимоотношения по простиранию с вмещающими породами.

К границам ре-проциклов 1-го порядка (макроциклов), разделяющих породы с резким различием скорости продольных волн (акустического параметра  $\Delta t$ ); на территории Непско-Пеледуйского свода приурочены нефтегазовые резервуары, состоящие из коллектора и непосредственно залегающего над ним истинного флюидоупора и имеющие региональную выдержанность. К ним следует отнести: ботубинский, осинский, толбачанский и олекминский резервуары, проявляющиеся на разведоч-

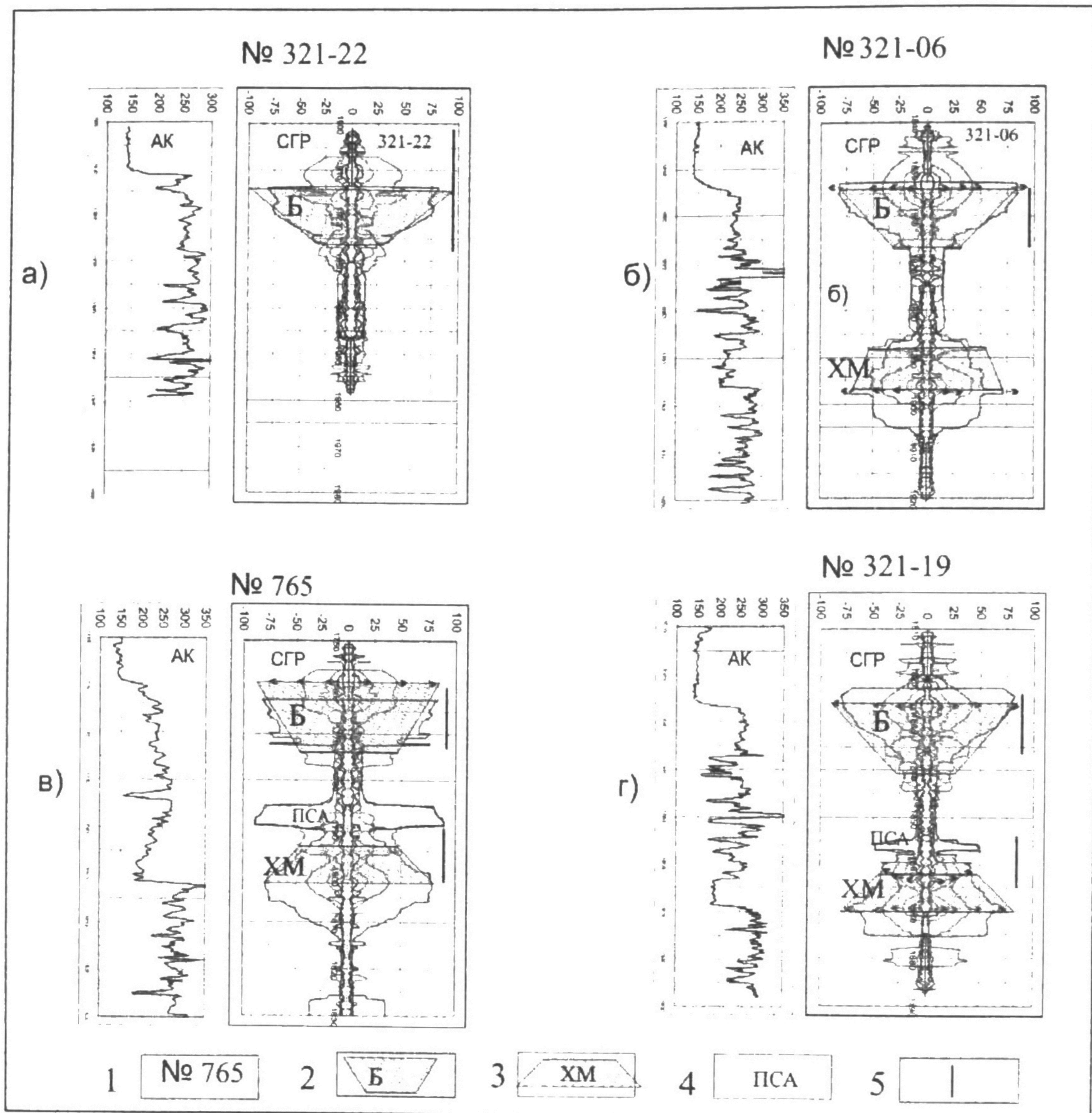


Рис. 6. Спектрально-глубинные развертки (СГР) по данным акустического каротажа (АК) скважин на Чайядинской площади в интервале, охватывающем ботубинский (Б) и хамакинский (ХМ) продуктивные горизонты.

а) нет разрастания, соответствующего хамакинскому горизонту; б) в кровле разрастания нет покрышки и нет притока; в) в кровле разрастания нет глинистой покрышки, но флюидоупором служат породно-слоевые ассоциации (ПСА), есть приток; г) в кровле разрастания есть тонкая глинистая покрышка и ПСА, есть приток;

1 – номер скважины, 2 – рециклиты ботубинского горизонта, 3 – проциклиты хамакинского горизонта; 4 – породно-слоевые ассоциации (ПСА), 5 – интервал испытаний с притоком



ных площадях в различных сочетаниях. Нефтегазовые резервуары, отображаемые аналогичными границами циклитов 2-го порядка (к ним относятся и хамакинский резервуар), имеют локальное распространение; для их оценки и выделения требуется выработка определенных критериев. Такой вывод был сделан по материалам СГР данных АК на нескольких маршрутах, проходящих через глубокие скважины, пробуренные на Чаюдинском нефтегазовом и Талаканском газонефтяном месторождениях.

Отметим установленные особенности Хамакинского резервуара, актуальные при доразведке и разработке Чаюдинского месторождения.

Терригенная толща верхней части паршинской свиты, содержащая хамакинский горизонт, характеризуется слабой дифференцированностью свойств по акустическому параметру  $\Delta t$ , а сам продуктивный резервуар невыдержанностью положения в разрезе. Переходы между гранулярными и глинистыми породами не резкие, а градиентные, что отмечается в большинстве несинхронными разрастаниями. На разрастаниях коллектор хамакинского горизонта в большинстве приурочен не к регрессивным, а трансгрессивным ветвям, а регрессивными ветвями отмечаются породы с повышенной глинистостью. При таком характере отложений породы коллекторы оказываются сверху, подстилаемые неколлекторами, и образование залежей в этой толще зависит от характера размылов в ней, при котором на коллекторе может оказаться породно-слоевая ассоциация (ПСА) или глинистая покровка, и залежь по своему строению становится двухчленной (рис. 6).

В большинстве случаев, по нашему мнению, хамакинский нефтегазовый резервуар можно представлять как резервуар трехчленного строения: коллектор-неколлектор-флюидоупор. Отмечаемые испытаниями в скважинах газопроявления хамакинского горизонта в интервалах скважин, где отсутствуют какие-либо разрастания на развертках СГР, свидетельствуют о том, что газ может скапливаться в породах, не являющихся истинными коллекторами или под ближайшими истинными покровками. Там, где локальных покровок в толще, содержащей хамакинский горизонт, нет, газ при вертикальной миграции должен скапливаться в ботубинском горизонте, имеющем региональный истинный флюидоупор – глинистые карбонаты усунской свиты.

#### Выводы

На основании изучения гидродинамических, статистических промыслово-геофизических и седиментационных характеристик ботубинского и хамакинского горизонтов и выявленных при этом особенностей можно сделать предположения относительно природы и характера залежей:

– положение залежи ботубинского горизонта ко времени ее образования определялось положением активизированных разломных систем север-северо-восточного направления, являвшихся каналами для поступления по ним вертикальных миграционных флюидных потоков, и контролируется зонами повышенных значений коэффициентов гидропроводности, сформировавшихся под влиянием этой тектоники;

– образование залежи ботубинского и частично хамакинского горизонта происходило под влиянием активизированных тектонических зон такой же генерации за счет разрушения залежей УВ в более глубоких горизонтах и, возможно, из-под фундаментных источников;

– хамакинский горизонт не имеет генерализованной залежи, за счет разрушения которой могла образоваться залежь ботубинского. Скорее, горизонт играл пассивную роль «маски» при вертикальной миграции через него флюидных потоков УВ, аккумулируя их в ловушках, где есть флюидо-упоры и пропуская наверх, где их нет, образуя тем самым «зеркальность» продуктивности по отношению к продуктивности ботубинского горизонта. Этот тезис не отрицает, а скорее предполагает возможное более широкое распространение продуктивности хамакинского горизонта в контуре Чаюдинского месторождения и за его пределами.

Вместе с тем мозаичность карты коэффициента гидропроводности хамакинского горизонта и невыраженность в нем свойств нефтегазового резервуара могут свидетельствовать о многосвязности контура его залежи, наличия в нем локальных гидродинамически слабо связанных залежей, что выдвигает на повестку дня проверку эффективности разработки залежи хамакинского горизонта в северной разведанной части месторождения.

Практическое значение при разведке и разработке в порядке приоритетности могут иметь:

– рекомендация на проведение опытно-промышленной эксплуатации залежи хамакинского горизонта в северной изученной бурением части месторождения с целью выяснения эффективности разработки залежи до начала ее масштабной доразведки;

– предположение о том, что залежь по хамакинскому горизонту не доизучена в восточной части месторождения;

– предположение о слабой гидродинамической связи залежей ботубинского и хамакинского горизонтов;

– рекомендация, опирающаяся на представление о трехчленном строении хамакинского резервуара, о пересмотре интервалов его испытания в скважинах, включив в них помимо коллекторов толщу пород до ближайшего выше залегающего истинного флюидоупора;

– уточненная форма залежи ботубинского горизонта, увязываемая с контуром существенных значений проницаемости пласта.



## Литература

1. Соколов Б.А. Новые идеи в геологии нефти и газа (избранные труды). – М.: МГУ, 2001. – С. 233-310.
2. Современная геодинамика и нефтегазоносность / В.А. Сидоров, М.В. Багдасарова, С.В. Атанасян и др. – М.: Наука, 1989. – 200 с.
3. Берзин А.Г., Архипова Т.А. О направлениях исследований юго-западных территорий РС (Я) для ускоренного наращивания углеводородного сырья в связи с реализацией мегапроектов // Вестник Якутского госуниверситета. – 2010. – Т. 7. – № 2. – С. 28-33.
4. Берзин А.Г., Рудых И.В. Тектонические особенности формирования залежей углеводородов на Чаяндинском и Талаканском месторождениях // Актуальные вопросы геологии нефти и

газа Сибирской платформы. – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 2004. – С. 92-102.

5. Берзин А.Г., Рудых И.В., Шишигин Ф.А. Статистический анализ промыслово-геофизических данных по ботубинскому горизонту Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения // Наука и образование. – № 4. – 2004. – С. 78-82.

6. Берзин А.Г., Берзин С.А., Рудых И. В, Усенко А.Ю. Циклическое строение венд-нижнекембрийских отложений Чаяндинского и Талаканского месторождений по данным каротажа скважин // Ученые записки ЯГУ. Серия Геология, География, Биология. – Якутск: Изд-во ЯГУ, 2005. – С. 63-75.

7. Ануприенко А.А., Бакин В.Е., Барсукова В.В. и др. Геология и геохимия нефтей северо-восточной части Непско-Ботубинской антеклизы. – Якутск: ЯНЦ, 1989. – 126 с.

*A.G. Berzin, S.A. Berzin T.A. Arkhipova*

### On the nature and structure of deposits of Botuobinsk and Hamakinsk horizons of the Chayanda oil and gas field

The article presents results of the study of hydrodynamic, statistical operation-geophysical and sedimentary characteristics of the Botuobinsk and Hamakinsk horizons of the Chayanda oil and gas field. There has been made suggestions regarding the nature and structure of deposits, as well as advice on layer tests that can be used for additional exploration and field development.

*Key words:* Chayanda deposit, Botuobinsk and Hamakinsk horizons, hydrodynamic, statistical operation- geophysical and sedimentary characteristics.



УДК 553.41:553.065.2

*М.Л. Мельцер*

### ЗОЛОТОРУДНЫЕ ФОРМАЦИИ ВЕРХОЯНО-КОЛЫМСКОЙ МЕТАЛЛОГЕНИЧЕСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Предлагается формационная классификация золоторудных месторождений Верхояно-Колымской орогенной области. Классификация основана на использовании структурно-тектонических и минералого-геохимических данных. Ее применение позволяет уточнять количественный региональный прогноз золотоносности территории и экспресс-оценку отдельных золоторудных проявлений.

*Ключевые слова:* рудные формации, структурно-формационные условия, золоторудные месторождения, минеральный состав руд, геохимические особенности.

Вопросы формационного анализа рудных месторождений привлекают большое внимание геологов в последние десятилетия. Понятие о рудных формациях применяется как при изучении и систематике рудных месторождений, так и при металлогенических исследованиях.

В настоящее время развиваются две тенденции в учении о рудных месторождениях. С одной стороны, пред-

полагается начало развития учения о рудных формациях в качестве самостоятельного научного направления в геологии, например, учение о магматических формациях. С другой стороны, отрицается сама возможность формационного деления в науке о рудообразовании, о чем свидетельствуют многочисленные попытки рассматривать конкретные рудные месторождения как артефакт в истории развития крупной геологической структуры. Косвенно об этом свидетельствует и широкий разброс генетических представлений о месторождениях многих рудных формаций.

*МЕЛЬЦЕР Михаил Леонидович* – д.г.-м.н., профессор ГРФ ЯГУ.

E-mail: melcer2001@mail.ru