

УДК 552.578.061.4:571.763.12(571.122)

Трушкова Л.Я., Ларичев А.И., Скачек К.Г., Бостриков О.И., Гриценко С.А., Ганин А.В., Михайлов С.А., Сергеев Д.А.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ НЕОКОМСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ ЮГО-ЗАПАДНОГО ПОДНЯТИЯ ЮЖНО-ЯГУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Выполнены расчленение и послойная корреляция продуктивной толщи БС10-11 неокомских отложений Юго-Западного поднятия Южно-Ягунского месторождения Западной Сибири. На основе традиционной методики и технологии автоматизированной корреляции разрезов скважин создана модель строения и седиментации продуктивной толщи. Намечены пути оптимизации геолого-технологических мероприятий в продуктивной толще на своде поднятия, сделана прогнозная нефтегеологическая оценка и разработаны рекомендации к проведению геологоразведочных работ в краевых частях Юго-Западного поднятия.

Ключевые слова: *Западная Сибирь, Сургутский свод, Южно-Ягунское нефтяное месторождение, неомом, сейсмика, каротаж, послойная корреляция, цикличность, продуктивная толща, модель строения, клиноформы.*

Список принятых сокращений: *ВНК - водонефтяной контакт; ГИС - геофизические исследования скважин, ГРП - геологоразведочные работы, ГТМ - геолого-технические мероприятия, ИК - индукционный каротаж, K_n - коэффициент пористости, КС - кажущееся сопротивление, МОГТ - метод общей глубинной точки, ПС - потенциалы собственной поляризации.*

Территория исследований расположена в северной части Сургутского свода Западно-Сибирской плиты. Юго-Западное поднятие Южно-Ягунского месторождения представляет собой валообразную структуру меридионального простирания (рис. 1). Преобладающие запасы нефти на Юго-Западном поднятии также как и на Основном поднятии Южно-Ягунского месторождения сосредоточены в продуктивных многопластовых горизонтах БС10 и БС11, имеющих сложное геологическое строение.

Изученность территории неодинакова. Юго-Западное поднятие детально исследовано сейсмикой и бурением в центральной и южной частях, слабее – в северной. На склонах поднятия и в окружающих впадинах пробурены лишь редкие разведочные скважины (см. рис. 1). Наибольшая плотность сейсмических профилей - на юго-западном склоне поднятия, меньшая – в пределах Южно-Когалымской впадины.

Различия геологического строения и степени изученности различных участков территории определяют различия в задачах и методах их дальнейшего исследования. На своде структуры – это детализация модели геологического строения продуктивной толщи с целью оптимизации ГТМ, на склонах поднятия и в окружающих впадинах – поиски залежей углеводородов в литологически и стратиграфически экранированных ловушках.

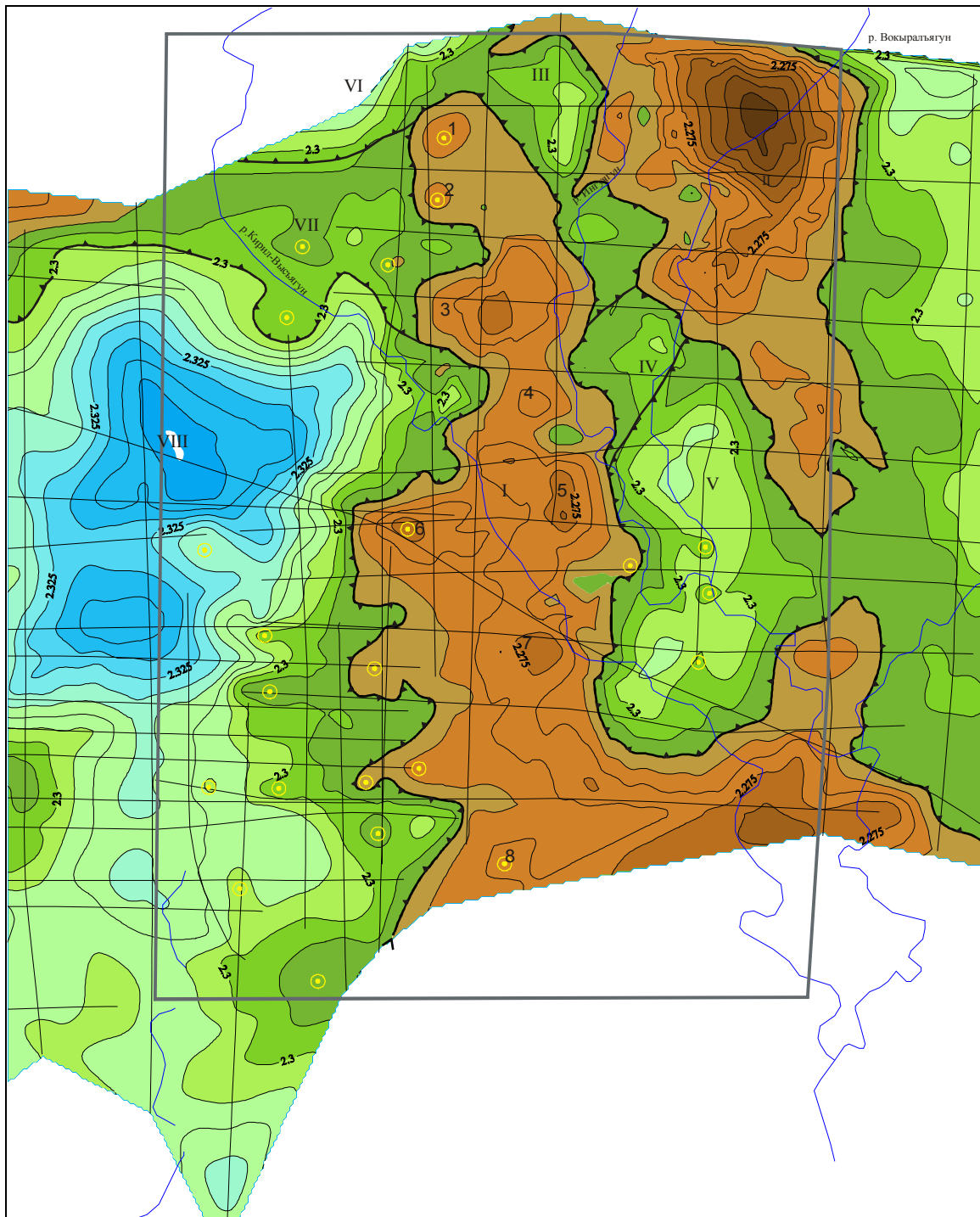
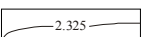
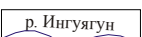
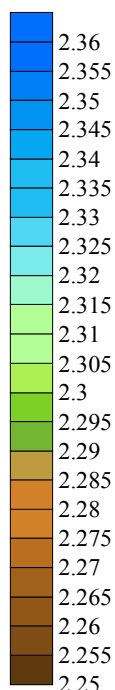


Рис. 1. Карта тектонического строения Юго-Западного поднятия Южно-Ягунского месторождения и прилегающих территорий

Условные обозначения

	Сейсморазведочные профили МОГТ;
	Эксплуатационные скважины использованные при построении структурных карт
	Разведочные
	
	Контур участка исследований
	Границы тектонических элементов III порядка
	Реки
	Номера структур, перспективных для поисков залежей нефти

Шкала глубин
залегания
кровли пласта
БС10-1



Структуры III порядка:

- I- Юго-Западное поднятие
- II- Основное поднятие
- III- Северо-Восточный желоб
- IV- Ягунская седловина
- V- Южно-Ягунская впадина
- VI- Северо-Когалымская впадина
- VII- Высьягунская седловина
- VIII- Южно-Когалымская впадина

Локальные поднятия:

- 1- Северо-Западное
- 2- Периклинальное
- 3- Северное
- 4- Седловинное
- 5- Центральное
- 6- Западное
- 7- Южное
- 8- Юго-Западное

Методика послойного анализа продуктивных отложений

Корреляция разрезов скважин является наиболее сложным и ответственным этапом изучения нефтегазоносных отложений. Чтобы уверенно выделить и проследить песчаное тело от скважины к скважине по каротажу и выявить зону его выклинивания или размыва пользуясь материалами ГИС, а также составить наиболее полное и наглядное представление о характере (рисунке) его слоистой структуры в межскважинном пространстве и определить генезис резервуаров, рекомендуется в процессе расчленения составлять профильные стратологические разрезы.

С помощью стратологического профилирования, можно заметить, проследить в любом направлении выявленные закономерности в изменении параметров разреза и сразу же зафиксировать их на геологическом разрезе.

Для этого на разрезы наносятся результаты литологической интерпретации каротажа, полевого описания керна, результаты испытания (опробования). Выделяются не только границы пластов, но и границы циклитов (рис. 2). Циклиты также являются важным элементом методики корреляции и повышают ее надежность. Особенности их строения используются для расшифровки динамики седиментационных процессов в бассейне. При выделении циклитов и отображении их строения на геологическом разрезе используются принципы, разработанные Ю.Н. Карогодиным [Карогодин, 1980]. При этом учитывается направленность изменения конфигурации каротажных кривых, в соответствии с методикой, использовавшейся для изучения особенностей ритмики отложений тарской формации [Трушкова, 1970].

Границы циклитов проводятся в местах резких изменений (скачков) на каротажных кривых. Границы регрессивных и трансгрессивных (ре– и про–) частей циклитов определяются по максимумам глинистости и песчанистости. Особенно важную роль при корреляции играют выдержанные по латерали глинистые максимумы. Присутствие в разрезах подобных глин (максимумы ИК, ПС и минимумы КС) отражается на временных разрезах МОГТ. Например, подошвы родниковой клиноформы и покачевской пачки отбиты по характерным положительным максимумам ИК внутри глин.

Выработанная многолетним опытом методика выделения циклитов с учетом особенностей седиментационной цикличности при корреляции разрезов скважин была применена при послойном анализе продуктивной толщи БС10-11 Южно-Ягунского месторождения. При этом использовался профильный метод прослеживания слоев от скважины к скважине.

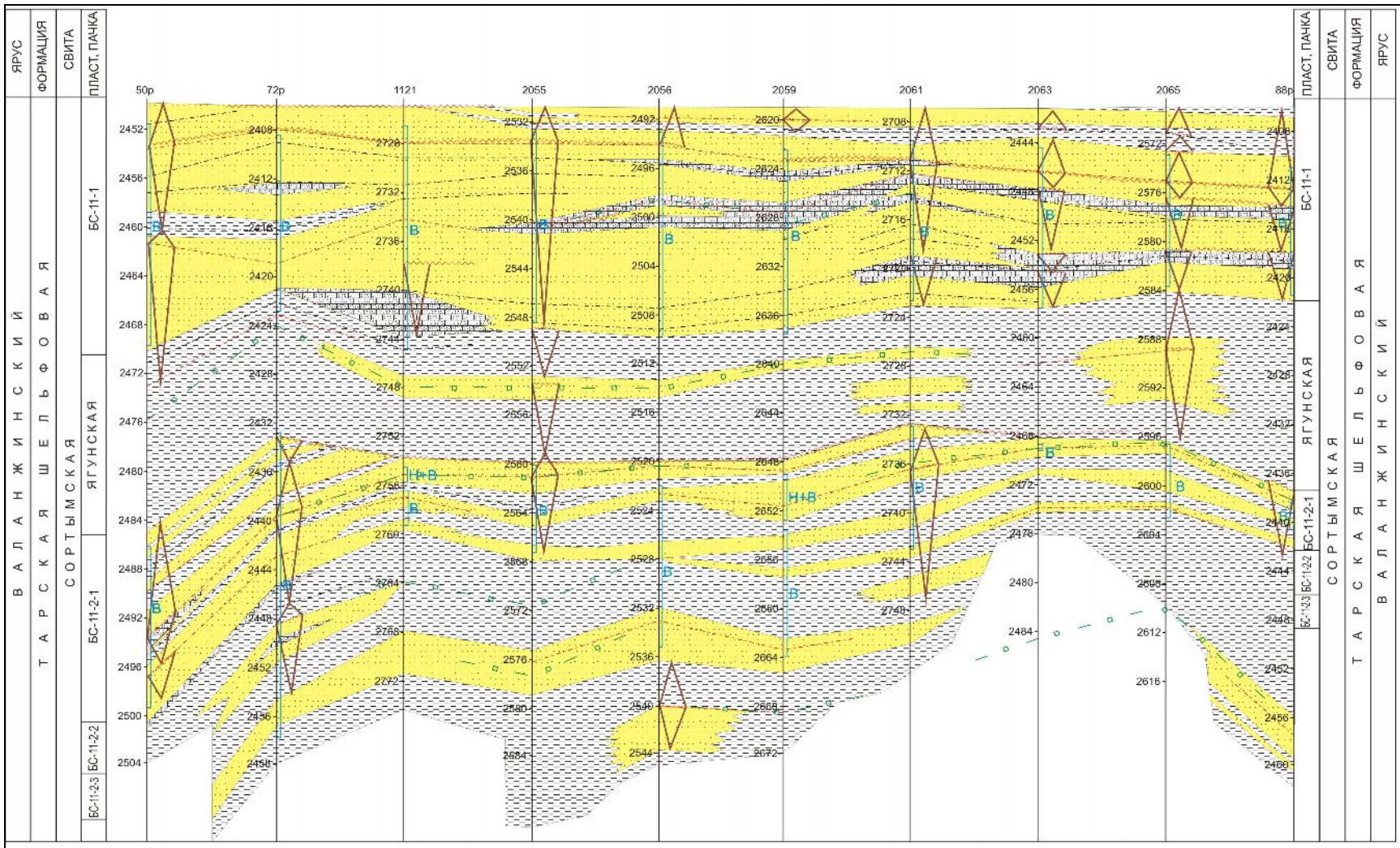
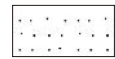


Рис. 2. Схема строения и динамики седimentации продуктивных пластов БС11 Южно-Ягунского месторождения по линии скв. 50p-88p

Условные обозначения



-Песчаники и алевролиты



-Аргиллиты



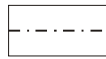
-Плотные, карбонатные
песчаники и алевролиты



-MIN ИК



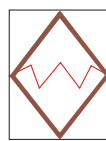
-Седиментационные
перерывы



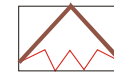
-MAX ПС



-MIN ПС



-Регрессивно (Re)-
прогрессивный (Pro)
циклит



-Pro-циклит



-Re-циклит

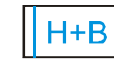
Характер насыщения:



-Вода



-Нефть



-Нефть+Вода

Результаты послойного анализа и реконструкция условий осадконакопления на своде Юго-Западного поднятия. Прогноз продуктивности горизонтов БС10 и БС11 на малоамплитудных поднятиях исследуемой территории

В процессе послойной корреляции детализировано строение продуктивных горизонтов БС10 и БС11, реконструированы условия их формирования. Установлено, что осадконакопление происходило в условиях мелководного шельфа.

В толще, охватывающей песчаные горизонты БС10 и БС11, выделено более 10 циклитов – этапов динамики седиментации бассейна. Преобладают регрессивные фазы (рециклиты). Исключением являются базальные песчаники, которые, как правило, залегают в основании трансгрессивных глинистых пачек и имеют трансгрессивную направленность (про-циклиты). Базальные песчаники имеют сплошное (чеускинская и покачевская трансгрессии) или прерывистое (ягунская трансгрессия) распространение (рис. 3). Обычно они залегают на подстилающих регрессивных песчаниках с различной глубиной размыва.

Акты регрессии сопровождалась размывами, а также образованием линз, прослоев и пластов (до 2-3 м) плотных карбонатизированных пород («плотняков»), выделяемых по сочетанию максимумов КС и ПС (см. рис. 2). Выделено и прослежено до 9 уровней карбонатизации, приуроченных к максимумам регрессии. Формирование этих прослоев логично объяснить соосаждением карбонатных солей при достижении критической концентрации (произведения растворимости) в водном растворе или захоронением тонкодисперсного карбонатного материала, образовавшегося путем абразии скелетных элементов, совместно с терригенными частицами в условиях мелеющего лагунного бассейна. На стадиях седиментации и диагенеза карбонатные илы органического происхождения практически неотличимы от хемогенных [Градзинский и др., 1980]. Предполагается, что «плотняки» имеют площадное или линзовидное распространение и влияют, как на поведение ВНК, так и на эффективность работы нагнетательных скважин.

Горизонты БС10 и БС11, залегая субпараллельно, прослеживаются на всей исследуемой территории. В этих пластах возможны антиклинальные залежи на небольших локальных структурах на склонах Юго-Западного поднятия и в окружающих впадинах.

По сейсмическим данным выделяются 7 куполовидных поднятий 3-4 порядка, пока еще не изученных бурением (структуры 1-7 на рис. 1). Все они различаются как по размерам площадей в пределах замкнутых изолиний, так и коллекторскими свойствами пластов.

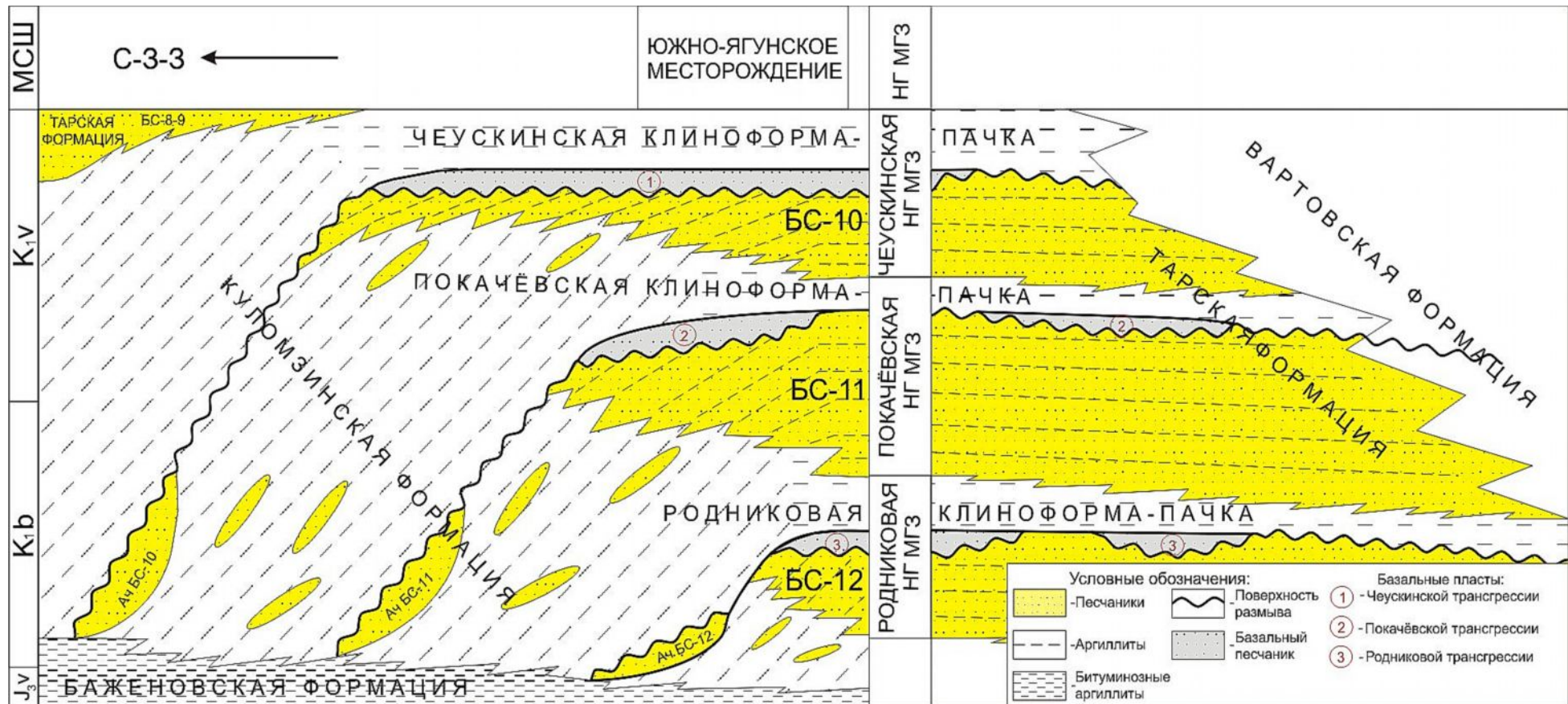


Рис. 3. Стратологическая модель продуктивной толщи неокома Южно-Ягунского месторождения, ЗСП

По результатам интерпретации данных ГИС почти на всех локальных структурах, кроме куполовидного поднятия №7 в Южно-Ягунской впадине, пласт БС10-1 характеризуется низкими коллекторскими свойствами ($7\% < K_p < 15\%$). Тем не менее, получение промышленных притоков нефти на этих структурах можно считать вероятным, особенно если учесть возможные ошибки интерпретации каротажа. Еще более вероятно, в связи с хорошими коллекторскими свойствами ($16\% < K_p < 22\%$) получение притоков нефти на Северо-Западном и Периклинальном поднятиях и небольшом к.п. №7 в Южно - Ягунской впадине из пласта БС11-1.

Моделирование геологического строения краевых частей Юго-Западного поднятия с целью поиска литологически и стратиграфически экранированных ловушек

Закономерности строения продуктивной толщи, установленные на своде поднятия, экстраполировались в слабо изученные бурением краевые части месторождения.

В качестве главного параметра для моделирования разреза в краевых частях была выбрана эффективная толщина коллектора по пластам БС10-1, БС11-2-1 продуктивной толщи и по подстилающим отложениям пластов группы БС12.

Для экстраполяции закономерностей геологического строения со свода поднятия в окружающие впадины использованы данные сейсморазведки МОГТ и ГИС. На их основе построена карта толщин отложений, залегающих между подошвами родниковой и чеускинской пачек. Обе геологические границы конформны как между собой, так и с толщами продуктивных горизонтов. Пласты БС10-1 и БС11-2-1 этих горизонтов имеют субпараллельно слоистое строение как на своде, так и за его пределами, что делает экстраполяцию достаточно адекватной.

В результате комплексного анализа данных ГИС и сейсморазведки построена палеографическая карта пласта БС11-2-1 с прогнозом эффективной толщины песчаников за пределами свода Юго-Западного поднятия (рис. 4). Во время формирования пласта свод поднятия находился в зоне мелководного шельфа. На его склонах формировались песчаные тела – предположительно конусы выноса аванделът.

Перспективными для поиска литологических и стратиграфических ловушек на данном седиментационном уровне являются участки наращивания разреза, особенно вдоль западного борта структуры, в зоне начала погружения шельфовой террасы, где зафиксировано угловое несогласие в кровле пласта БС11-2-1с глубиной размыва на своде структуры более 11 м (см. рис. 2). Здесь вероятно существование стратиграфических ловушек в песчаниках, несогласно перекрытых ягунской пачкой глин и расположенных вдоль бровки шельфовой террасы.

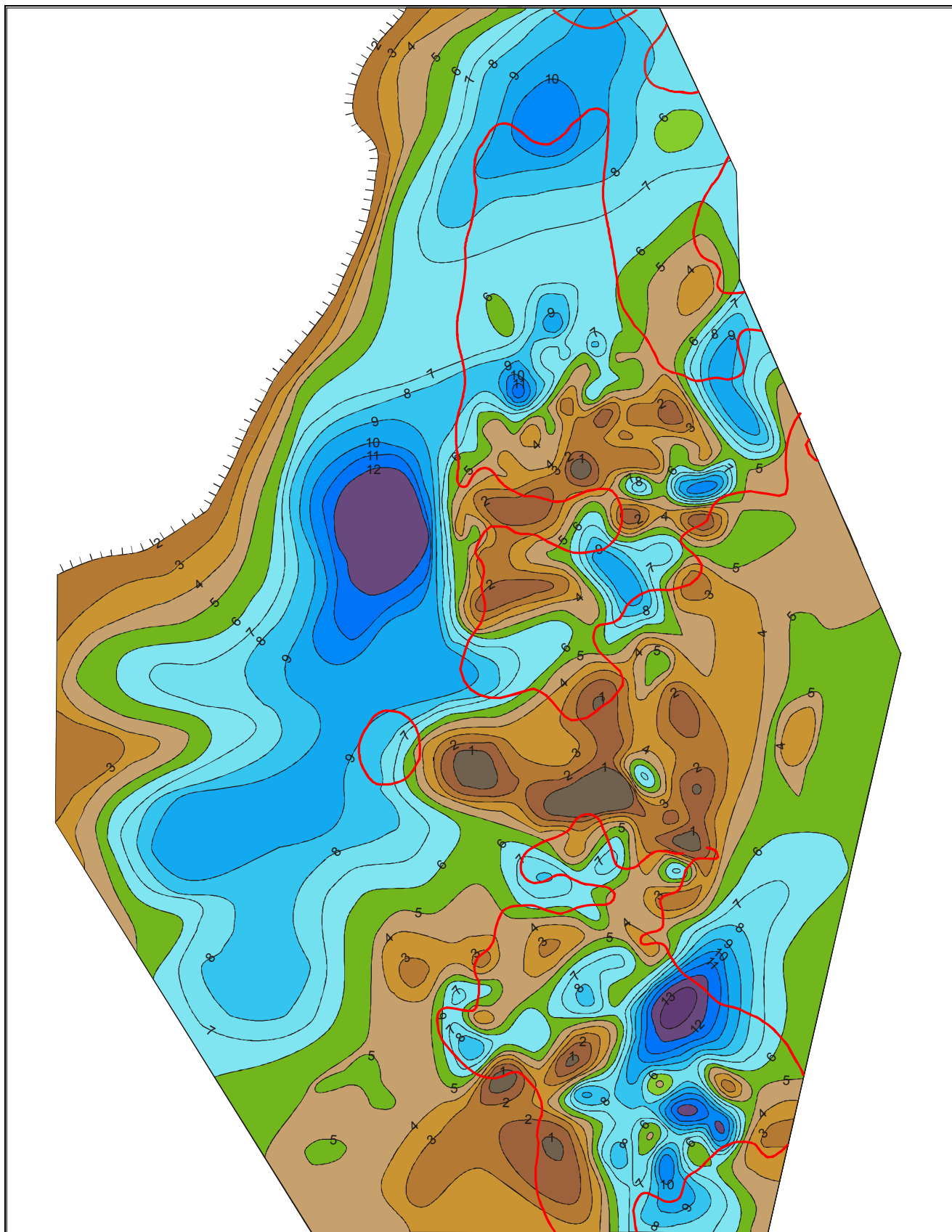
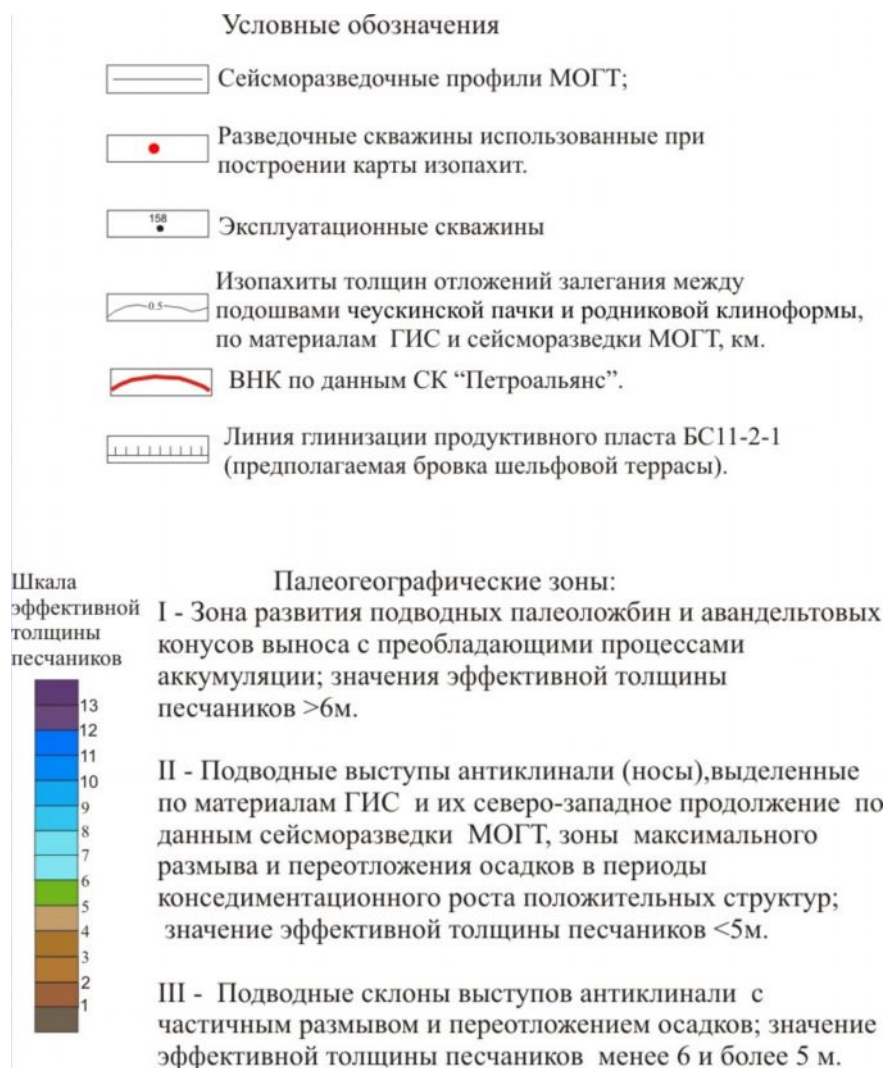


Рис. 4. Палеогеографическая карта с элементами прогноза эффективной толщины песчаников продуктивного пласта БС11-2-1 в краевых частях Юго-Западного поднятия Южно-Ягунского месторождения



Также представляет интерес зона увеличенных эффективных толщин этого пласта у северо-западной периклинали Юго-Западного поднятия. Скопления песчаного материала здесь имеют морфологию кулисообразно залегающих линз с толщинами в пределах депоцентров, достигающими 8-12 м. Не менее интересна для постановки ГРП зона предполагаемой глинизации песчаников перед бровкой шельфовой террасы, вблизи полосы сгущения изопакит, имеющей северо-восточное простирание.

На территории этой же перспективной зоны, в ее восточной присводовой части фиксируется полоса развития авандельтовых конусов выноса песчаников, пластов цикла БС11-2-1. Эффективная толщина песчаников в депоцентрах линз, зафиксированная в разведочных скважинах достигает 8-12 м. Ширина полосы от краевой части структуры до предполагаемой бровки пласта БС11-2-1 северо-восточного простирания колеблется от 4 до 12,5 км. Вероятность открытия стратиграфических ловушек здесь максимальна.

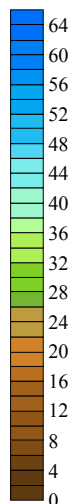
Поиски нефтяных залежей в ловушках конусов выноса можно проводить углубленными скважинами, достигающими кровли данного горизонта.

Еще более перспективным для постановки геологоразведочных работ (ГРП) с целью поиска ловушек является глубоководный конус выноса Ач БС12, выявленный в подстилающих отложениях (рис. 5). Данный конус выноса имеет размеры 18•60 км и общую максимальную толщину в пределах депоцентра 150-200 м. Эффективная толщина песчаников в нем составляет более 60 м (скважина 84р). Этот многопластовый резервуар охватывает всю Южно-Когалымскую впадину и склоны Когалымского и Юго-Западного поднятия Южно-Ягунского месторождения, выклиниваясь к их сводам. В северной части ачимовского резервуара скважиной 103-Р открыта залежь нефти с дебитом 13,5 м³/сут. Залежи нефти в пласте БС12 имеются также в восточной части месторождения, в зоне максимального размыва и трансгрессивного перекрытия экранирующими глинами родниковой пачки. Дебиты флюида из пласта БС12 в скважинах 55р и 56р при совместном испытании с пластом БС11-2-3 составляют, соответственно 112,6 м³/сут (нефть) и 114 м³/сут (нефть+вода). В контуре депоцентра конуса выноса нет ни одной опробованной скважины.

Морфология песчаных пластов Ач БС12 благоприятна для поиска ловушек. Они выклиниваются вверх по восстанию в сторону свода Юго-Западного поднятия (рис. 6). Почти на всей территории распространения конус выноса благоприятен для поиска литологических и стратиграфически экранированных ловушек, так как родниковая толща (клиноформа) залегает на отложениях цикла БС12 трансгрессивно с угловым несогласием. Поиски и разведку ловушек горизонта БС12 рациональнее начать с западного склона Юго-Западного поднятия в направлении краевых частей и далее, вплоть до западного контура конуса выноса, где закартирован самый верхний цикл конусообразования Ач БС12-1.

Значительный интерес в отношении нефтегазоносности представляют структурные носы и выступы на западном (структуры 8-18) и восточном (структуры 19-21) склонах Юго-Западного поднятия (см. рис. 1). Возможно, что после переобработки и переинтерпретации имеющихся данных МОГТ с целевым заданием по детальному расчленению неокомских отложений на месте некоторых структурных носов и выступов окажутся замкнутые структуры, имеющие свои ВНК для разных продуктивных горизонтов. Еще более перспективными эти структуры 8-18 могут оказаться для поиска литологически и стратиграфически экранированных залежей в горизонте Ач БС-12. В пределах этих структур возможно наличие ловушек уступов склона в выклинивающейся ундоформенной части клиноформ.

Шкала
эффективных
толщин
(в м)



Условные обозначения



Предлагаемая стратегия работ

Суммируя все вышесказанное, предлагаем следующую последовательность работ по оптимизации ГТМ и направлениям ГРП для доразведки краевых частей Юго-Западного поднятия.

1. Переобработка и переинтерпретация данных МОГТ по имеющимся на исследуемой территории сейсмическим профилям с целью детального расчленения неокомских отложений в интервале от баженовской свиты до кровли пласта БС10-1, подтверждения и выделения новых малоамплитудных структур. Особое внимание следует уделить оконтуриванию восточной границы ачимовского конуса выноса.

2. Переинтерпретация данных БКЗ разведочных скважин с целью уточнения характера насыщения в неокомских резервуарах.

3. Проведение на наиболее перспективных участках дополнительных сейсмических исследований 2D или 3D с целью детализации выявленных малоамплитудных структур на уровнях горизонтов БС10 - БС11 и клиноформных ловушек горизонта БС12.

4. Ранжирование установленных ловушек по степени перспективности.

5. Выбор точек для бурения разведочных скважин с учетом размеров ловушки и возможного этажа нефтегазоносности.

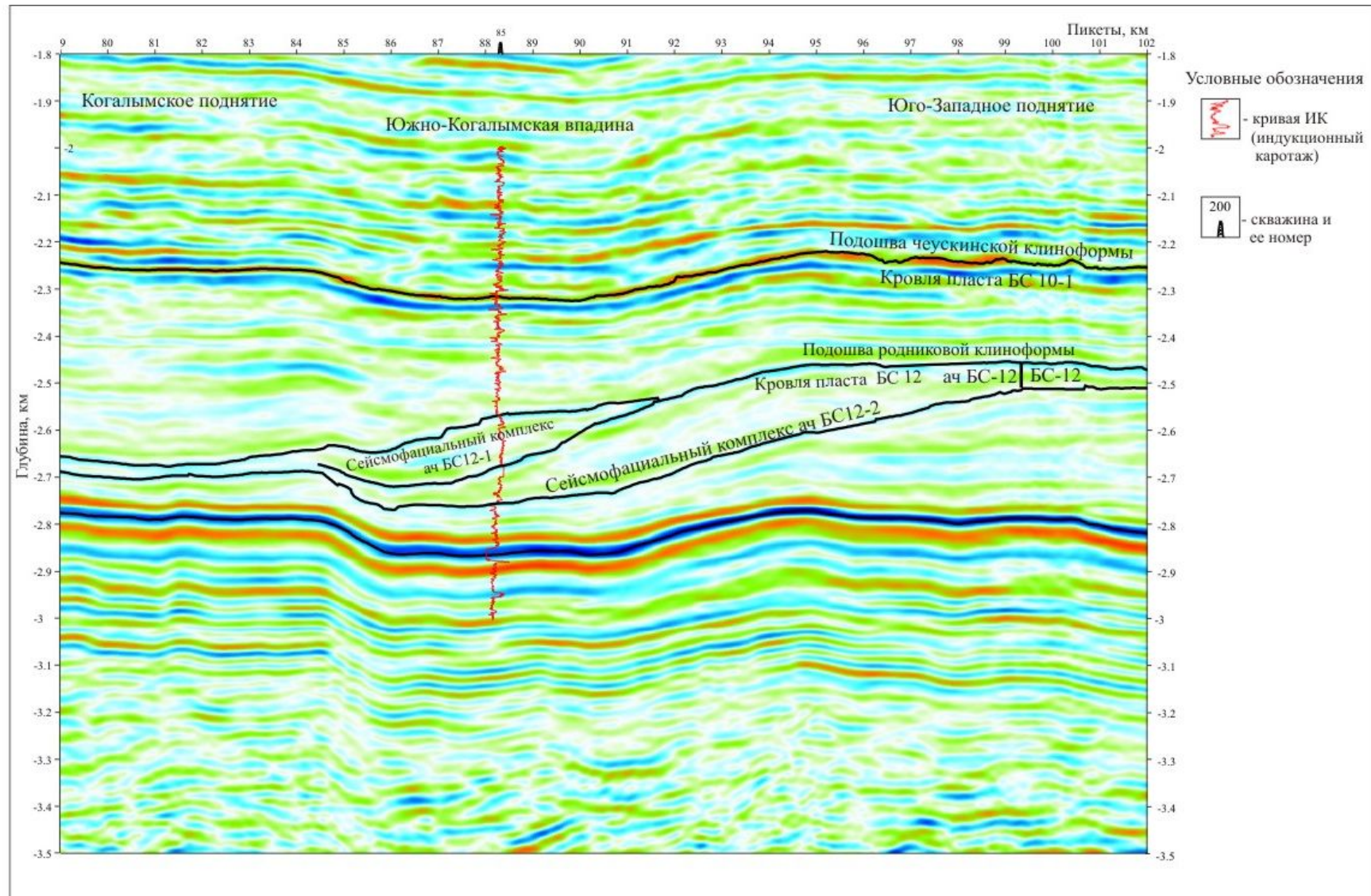


Рис. 6. Глубинный разрез по профилю 1499IIIr

6. Бурение и эксплуатация залежей горизонтальными или горизонтально разветвленными скважинами (стоят в 1.2-2.0 раза дороже и имеют эффективность от 2 до 5 раз более высокую чем вертикальные) на Северо-Западном и Периклинальном локальных поднятиях (см рис. 1) в случае открытия рентабельных запасов нефти. Применение горизонтального бурения может быть высокоэффективным и на других, новых или разрабатываемых, особенно низкодебитных, участках месторождения при условии достаточных размеров по площади и слабой обводненности залежей.

Литература

Карогодин Ю.Н. Седиментационная цикличность. М.: Недра, 1980. 341 с.

Градзиньский Р., Костецкая А., Радомский А., Унруг Р. Седиментология / Пер. с польск./ М., Недра, 1980. – Пер. изд. ПНР, 1976. 640 с.

Трушкова Л.Я. О методике корреляции продуктивных отложений юры и неокома Западной Сибири, Геология и геофизика, №10, 1970. С. 69-77.

Рецензент: Вялов Владимир Ильич, доктор геолого-минералогических наук.