

УДК 552.58:551.735/.736(470.111+470.113)

Богданов Б.П., Кузьменко Ю.С.Представительство ФГУП "ВНИГРИ", Ухта, Россия, bp.bogdanov.vnigri@tpnic.ru, ukhta@email.ru**Панкратова Е.И.**Филиал ООО "Газпром ВНИИГАЗ", Ухта, Россия, e.pankratova@sng.vniigaz.gazprom.ru**Терентьев С.Э.**ООО "Газпром Георесурс", ПФ "Вуктылгизгеофизика", Ухта, Россия, virpul@inbox.ru

КАРБОНАТНЫЕ ПОСТРОЙКИ ПЕРМИ-КАРБОНА СЕВЕРА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ И ИХ СВОЙСТВА

За 30-летний период изучения комплексный анализ материалов позволил разработать критерии выделения рифовых и биогермных построек по данным промыслово-геофизических методов и сейсморазведки методом общей глубинной точки 2D, 3D, что позволило выявить и закартировать десятки аномалий сейсмической записи типа «риф». Применение сейсморазведки 3D позволяет картировать постройки размером до сотни метров в поперечнике, что способствует целенаправленному открытию высокодебитных месторождений углеводородов. Рифы часто характеризуются высокoёмкими зонами поглощения промысловой жидкости, для оценки насыщения которых предложен комплекс методов и промыслово-геофизических мероприятий.

Ключевые слова: скважина, риф, нефтяное месторождение, пермь-карбон, сейсмофациальный анализ, сейсморазведка методом общей глубинной точки, Тимано-Печорская провинция, Республика Коми, Ненецкий автономный округ.

В различных частях провинции в пермско-каменноугольных отложениях, которые в той или иной мере можно отнести как связанные с рифами или биогермами, известны месторождения – Коровинское, Южно-Шапкинское, Шапкинское, Лая-Вожское, Южно-Хыльчужское, Харьягинское, Возейское, Усинское, Салюкинское, Сандивейское, Варандейское, Торавейское, Лабоганское, Наульское, Междуреченское, Интинское и др. Все месторождения открывались как связанные с антиклинальными структурами.

У истоков изучения пермско-каменноугольных построек стояла Г.А. Иоффе, которая на завершающем этапе изучения считала, что ассельско-сакмарские отложения формировались в разных, одновременно существовавших фациях: лагунной, рифовой и депрессионной.

При изучении нижней перми Н.И. Никонов с соавторами предложили палеогеографическую схему раннепермской эпохи, на которой выделяются зоны: рифообразования, мелководно-шельфовая, сезымской палеовпадины. Указанная схема, в известной мере, повторяет модель Г.А. Иоффе

Значительный вклад в изучение каменноугольно-пермских отложений внесен А.И. Елисевым. Им детально изучены эти отложения в обнажениях Урала, Пай-Хоя, гряды Чернышева, по которым видно, что фациальный состав карбонатных пермско-

каменноугольных отложений в пределах востока провинции очень разнообразен и представлен шельфовыми, рифовыми, депрессионными зонами [Елисеев, 1978].

На основе внимательного изучения отложений от основания окского надгоризонта визейского яруса до кровли карбонатных отложений нижней перми к интересным выводам пришел А.И. Галкин (Галкин, Белитченко, 1981), установив, что породы в ядрах локальных поднятий, обрамляющих Хорейверскую впадину (Усинское, Возейское, Макарихинское, Салюкинское, Неруюское, Ярейягинское, Осовейское и др.) в рассматриваемом интервале разреза «должны быть признаны рифогенными».

В период 1980-х гг. в провинции выполнены наибольшие объемы сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ) - 2D, материалы которых анализировались на нескольких стадиях и уровнях их проведения: камеральная обработка полевых материалов, тематика на уровне экспедиции и объединения, министерства России или СССР. В ПГО «Печоргеофизика» (Богданов и др., 1985, 1987, 1988) были составлены модели седиментации нижнепермско-каменноугольных отложений, на которых выделены десятки рифов и аномалий. При этом на первом этапе (при наличии керна) проведено определение фациальной принадлежности карбонатных пород по литологическим критериям. В случае отсутствия керна, а в значительном большинстве скважин именно такое положение, фациальный анализ проведен по данным промыслово-геофизических исследований на основе разработанных критериев. На диаграммах стандартного каротажа интервалы органогенной постройки имеют характерные черты. К ним относятся: резкая отрицательная аномалия ПС; сужение диаметра скважины за счет образования глинистой корки; показания потенциал- и градиент-зондов зависящие от характера насыщения коллектора и его свойств. На кривой ГК радиоактивного каротажа интервал органогенной постройки обычно отображается низкими значениям естественной гамма-активности; кривая НГК изменяется в зависимости от коллекторских свойств, характера насыщения. Косвенным признаком наличия рифогенных объектов в разрезе (при соответствующих соотношениях вышерассмотренных признаков) могут служить большие величины дебитов пластовых флюидов.

На севере провинции по совокупности признаков было определено, что рифогенные (биогермные) образования ассельско-сакмарского возраста в Денисовской впадине на Командиршорской площади вскрыты скв. 12 (интервал 2320-2448 м), 63 (кровля на глубине 2372 м), 1-Западно-Тонкошорская (интервал 2530-2775 м), 1-Северо-Командиршорская (интервал 2456-2652 м), 3-Командиршорская (интервал 2310-2395 м), 25-Болванмыльская (интервал 2515-2760 м), 21-Северо-Командиршорская (интервал 2475-2658 м). Выделение названных интервалов в качестве рифовых подтверждается определением пористости по

материалам ГИС. Так, в скв. 1-Западно-Тонкошорская в этом интервале пористость по НГК+АК изменяется от 4 до 22%, в скв. 1-Северо-Командиршорская в интервале выделено 26 пластов с пористостью от 6 до 20%, в скв. 21- Северо-Командиршорская пористость изменяется от 5 до 21%, в скв. 25-Болванмыльская – от 6 до 26,5%. Коллекторы преимущественно гранулярного типа. Рифогенная природа коллекторов подтверждается и результатами опробований в процессе бурения. В скв. 1-Западно-Тонкошорская (интервал 2585-2610 м) приток пластовой воды составил 931 м³/сут.

При этом было установлено, что морфология построек хорошо картируется сейсморазведкой по комплексу признаков, которые были разработаны в процессе выработки методических приемов картирования рифовых построек нижней перми-карбона в ПГО «Печорагеофизика».

Использование проанализированных данных бурения и сейсморазведки МОГТ позволило определить критерии визуального выделения и разбраковки аномалий сейсмической записи в карбонатных отложениях перми-карбона севера Тимано-Печорской провинции (ПГО «Печорагеофизика», Богданов и др., 1987):

1. Внешние очертания. Как правило, граница постройки очерчивается непосредственно конфигурацией зарегистрированных отраженных волн. Положительная аномалия Δt_0 между перекрывающими и подстилающими рифовый комплекс горизонтами - наиболее распространенный признак для рифов в бассейнах всех типов.

2. Наличие в области рифа антиклинальных перегибов по отражающим горизонтам в надрифовой толще, обусловленных существованием структуры облекания.

3. Проявление угловых несогласий между горизонтами, обрисовывающими структуру облекания, из-за выполаживания этой структуры вверх по разрезу и соответствующее этому сокращение величины Δt_0 над рифом.

4. Наличие наклонных осей синфазности на участках склонов рифового тела; отчетливо выраженные угловые несогласия этих осей синфазности с выше- и нижезалегающими горизонтами, так называемые «сейсмические клинья», являющиеся на временных разрезах сейсмическим образом отложений рифового шлейфа, либо выклинивающихся компенсирующих толщ.

5. Наличие в области рифов «ложных» перегибов, преимущественно положительных, по отражающим горизонтам в подрифовой толще, связанное с аномально высокими скоростями распространения упругих волн в рифах.

6. Ухудшение или потеря корреляции волн, уменьшение числа фаз в надрифовых отражающих горизонтах. Этот признак присутствует не всегда, зависит от крутизны крыльев

рифа, характера слоистости разреза, степени его уплотнения и доломитизации надрифовых пластов и других причин.

7. Изменение частотного состава колебаний и их амплитуды отмечается на временных разрезах некоторым ослаблением и почти полным затуханием регулярной записи («тусклое пятно»). Наряду с этим в интервале затухания иногда отмечаются аномально крутые оси синфазности, слабо выпуклые границы, что, вероятно, указывает на неоднородность строения карбонатной постройки. Аномалии затухания имеют относительно симметричную форму для одиночных рифов и асимметричную - для окаймляющих барьерного типа.

8. Аномальное изменение физических свойств, в частности, средних и интервальных скоростей. Величина скоростной аномалии непосредственно связана с разностью интервальных скоростей между карбонатным телом и латерально смежными толщами, а также с толщиной карбонатов и вмещающих пород.

9. Ухудшение корреляции волн от подрифовых границ, иногда их потеря.

10. Появление волн-спутников: дифрагированных, либо сложных волн другого типа, характерных для склонов рифов, перекрытых резко выклинивающимися к их вершинам пород толщи заполнения. Прослеживание таких волн-спутников, косвенно помогает установить зоны присутствия и размещения карбонатных построек, трудно выявляемых другими методами.

До этого критерии выделения карбонатных построек на временных разрезах были разработаны и описаны как в многочисленных публикациях отечественной литературы (Н.Д. Матвиевская, М.М. Грачевский и др.), так и в иностранных публикациях (Р.Е. Шерифф, А.П. Грегори, П.Р. Вейл, Р.М. Митчем и др.).

На основании рассмотренных критериев только на части Лайского вала было закартировано по отражающему горизонту Ia+s 18 построек: Западно-Тонкошорская, Северо-Тонкошорская, Среднетонкошорская, Тонкошорская, Восточно-Тонкошорская, Южно-Тонкошорская, Озерная, Западно-Озерная, Северо-Болванмыльская, Западно-Болванмыльская, Северо-Командиршорская, Западно-Командиршорская, Среднекомандиршорская, Восточно-Командиршорская, Командиршорская, Восточно-Морошкинская, Западно-Морошкинская (рис. 1, 2). Наиболее рельефной из оконтуренных представлялась Западно-Болванмыльская (амплитуда 45 м), самой высокой из гипсометрически приподнятых – неоконтуренная Командиршорской высотой до 80 м.

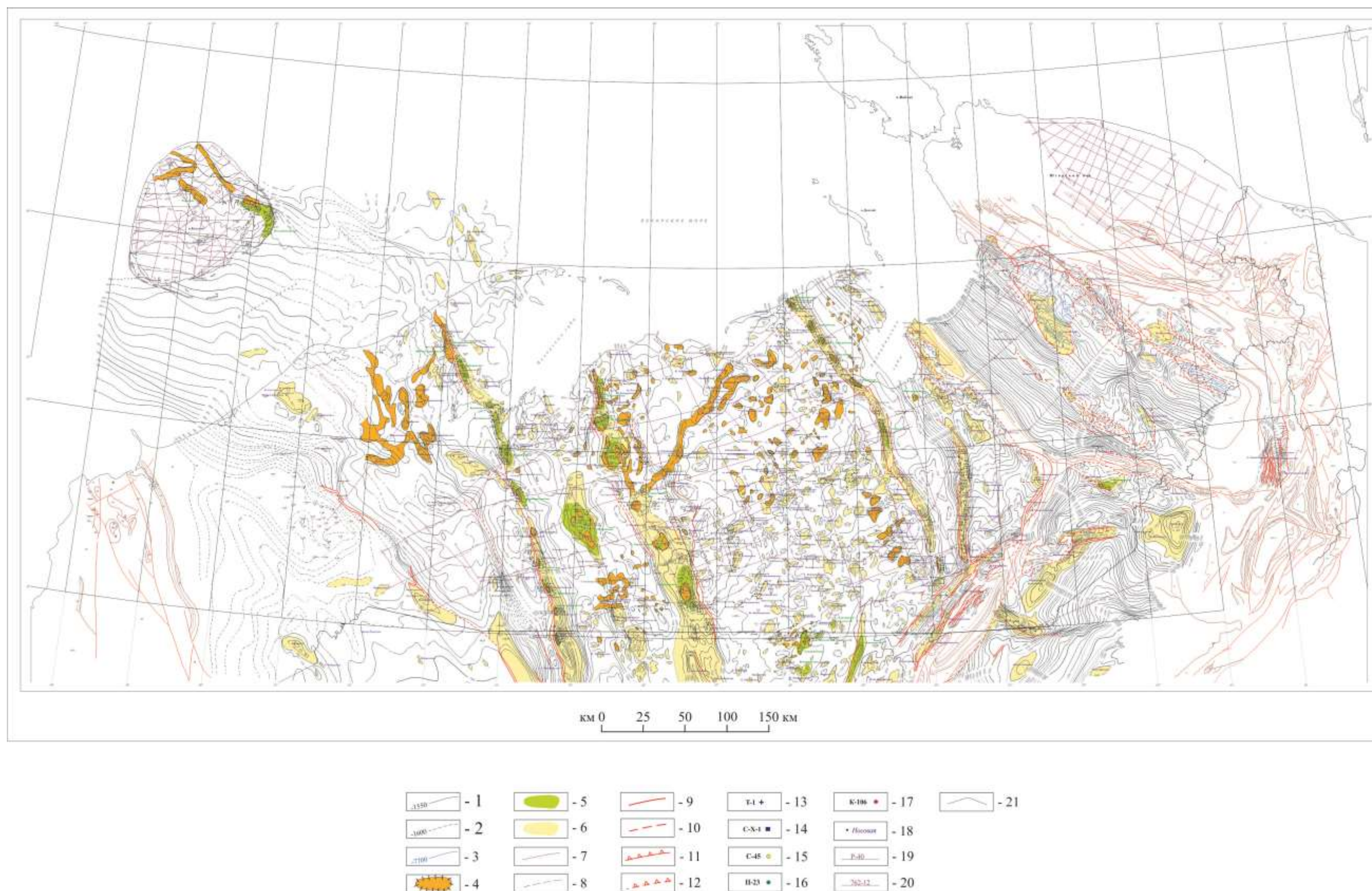


Рис. 1. Строение среднепермско-нижнепермского карбонатного комплекса северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Изогипсы (в м) кровли карбонатов нижней перми-карбона по данным сейсморазведки и бурения: 1 - достоверные; 2 - предполагаемые; 3 - изогипсы (в м) кровли карбонатов нижней перми-карбона по данным сейсморазведки и бурения аллохтонной части разрез; 4 - карбонатные органогенные постройки, выделенные по данным сейсморазведки и бурения; 5 - контуры месторождений УВ в отложениях перми-карбона; 6 - антиклинальные поднятия; 7 - стратиграфические границы по материалам геологической съемки; 8 - разрывные нарушения по материалам геологической съемки; разрывные нарушения по данным сейсморазведки: 9 - сбросо-взбросовые уверенные; 10 - сбросо-взбросовые неуверенные; 11 - надвиги уверенные; 12 - надвиги неуверенные; скважины: 13 - опорные; 14 - параметрические; 15 - структурные; 16 - поисковые; 17 - разведочные. 18 - названия структур; 19 - региональные профили ОГТ; 20 - поисковые профили ОГТ; 21 - административная граница НАО.

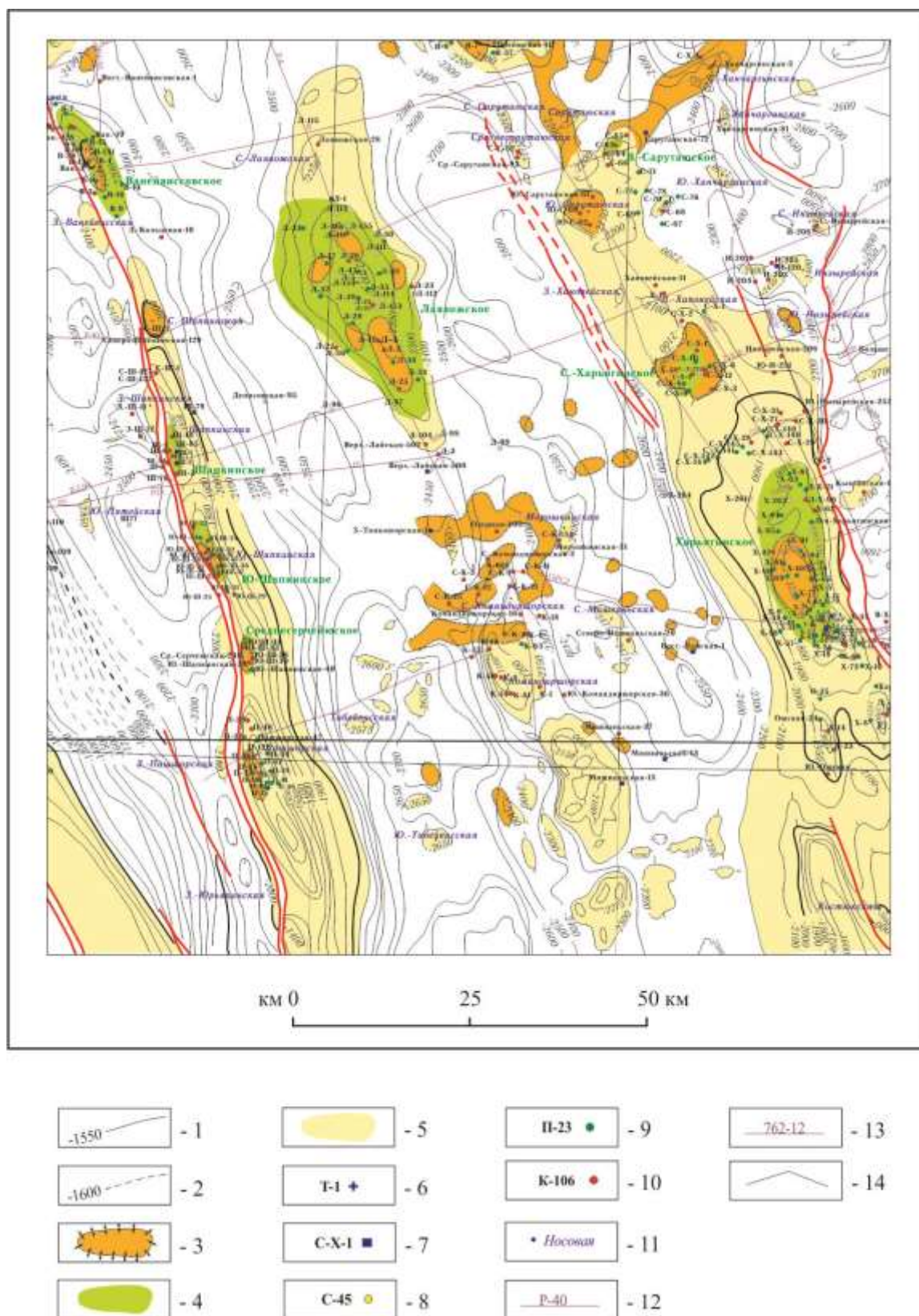


Рис. 2. Карта разнотипных рифовых построек в нижнепермских карбонатных отложениях северной части Денисовской впадины (по материалам Богданова, Матвиевской, 2001)

Изогипсы (в м) кровли карбонатов нижней перми по данным сейсморазведки и бурения: 1 - достоверные; 2 - предполагаемые; 3 - карбонатные органогенные постройки, выделенные по данным сейсморазведки и бурения; 4 - контуры месторождений УВ в отложениях перми-карбона; 5 - антиклинальные поднятия; скважины: 6 - опорные; 7 - параметрические; 8 - структурные; 9 - поисковые; 10 - разведочные; 11 - названия структур; 12 - региональные профили ОГТ; 13 - поисковые профили ОГТ; 14 - административная граница НАО.

На территории Малоземельско-Колгуевской моноклинали в общем виде по материалам сейсморазведки и бурения была выделена сложноразветвленная система распространения органогенных построек, включающая 7-8 ветвей как субмеридионального, так и иного простирания.

В Печоро-Колвинском авлакогене нижнепермско-каменноугольные постройки очень широко распространены на Колвинском мегавале от Хыльчунской до Харьягинкой площадей. Они объединяются в линейные и кольцевые формы или локализуются в виде небольших биогермов (рис. 3-5).

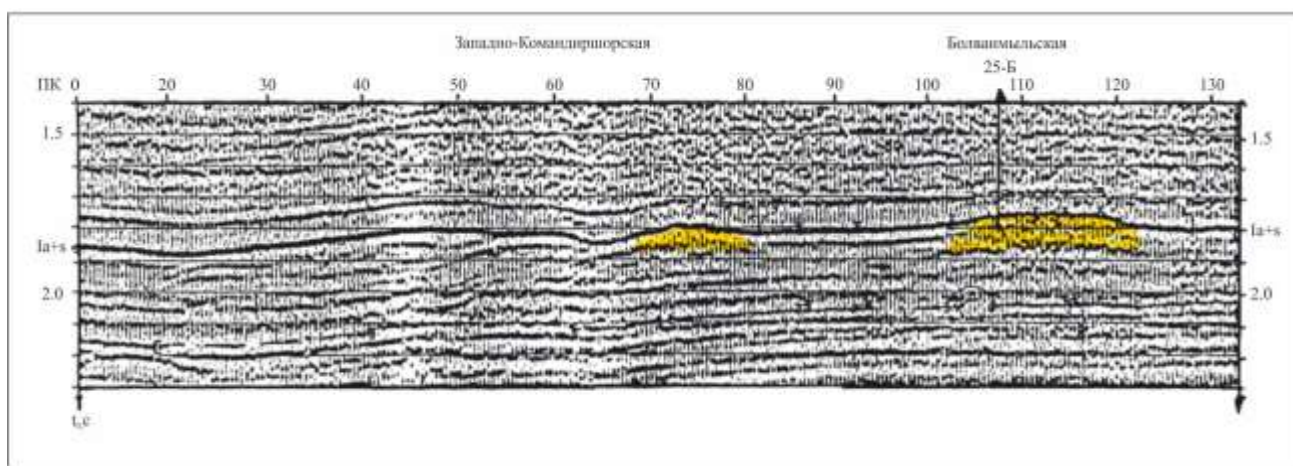


Рис. 3. Фрагмент временного разреза по профилю 833-09 с аномалией типа «риф» в нижнепермских отложениях Северо-Командишорская площади

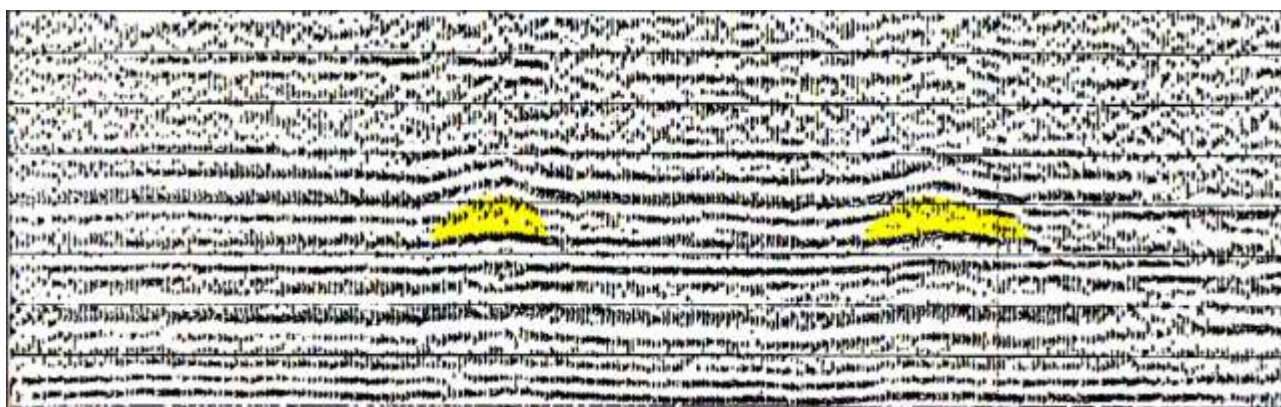


Рис. 4. Фрагмент временного разреза по профилю 763-09с аномалией типа «риф» в нижнепермских отложениях на западном склоне Костюкской структуры

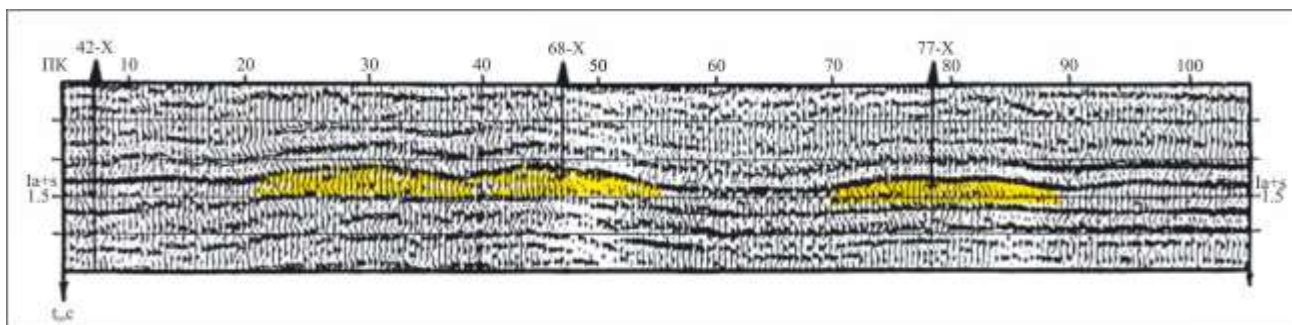


Рис. 5. Фрагмент временного разреза по профилю 803-01 с аномалиями типа «риф» в нижнепермских отложениях Харьягинской площади

В северной части Хорейверской впадины сейсморазведкой МОГТ закартировано множество аномалий волнового поля, которые могут быть связаны с органическими постройками типа карбонатных банок, с одиночными рифами. По рисунку волновой картины и структурному плану ОГ Ia такие банки можно предполагать на Синдотинском, Надеждинском, Сюрхаратинско-Тэдинском и других участках. Рифовая природа аномалий подтверждена скв. 91-Харейсинской, 31-Садагинской, 1-Северо-Чернореченской, 1-Варкнавской, 63-Сарутаюской, 21-Вангурейяхинской и рядом других. Так, в скв. 91-Харейсинской ассельско-сакмарские отложения представлены 200-метровой толщей водорослевых криноидно-мшанковых известняков. Аномалии достаточно четко проявились в структурном плане ОГ Ia, обуславливая его высокую дифференциацию, а также в картах временных толщин интервала ОГ Ia -ОГ Iv и толщинах артинских отложений.

При таком обилии числа выявленных построек значительных скоплений углеводородов (УВ) в рифовых объектах Печоро-Колвинского авлакогена, севера Хорейверской впадины не выявлено, что объяснялось рядом исследователей трехчленным строением резервуара и неблагоприятным соотношением амплитуды замкнутой структурной поверхности ОГ Ia и мощности перекрывающей ее промежуточной толщи.

В отличие от таких ситуаций в Хорейверской впадине на Сандивейской площади биогермные образования нижней перми промышленно нефтеносны. Биогермная природа отложений подтверждена литологией в разрезах скважин, а также волновым полем, наблюдаемым на временных разрезах сейсмических профилей (рис. 6).

В Варандей-Адзьвинской структурной зоне биогермные образования верхней части комплекса известны по данным бурения на Варандейском, Торавейском, Лабоганском, Наульском, Междуреченском месторождениях. Характер волнового поля на временных разрезах указывает на развитие биогермов на восточном борту Мореюской депрессии, в Верхнеадзьвинской впадине. В Косью-Роговской впадине постройки предполагаются южнее Бергантымылькской структуры.

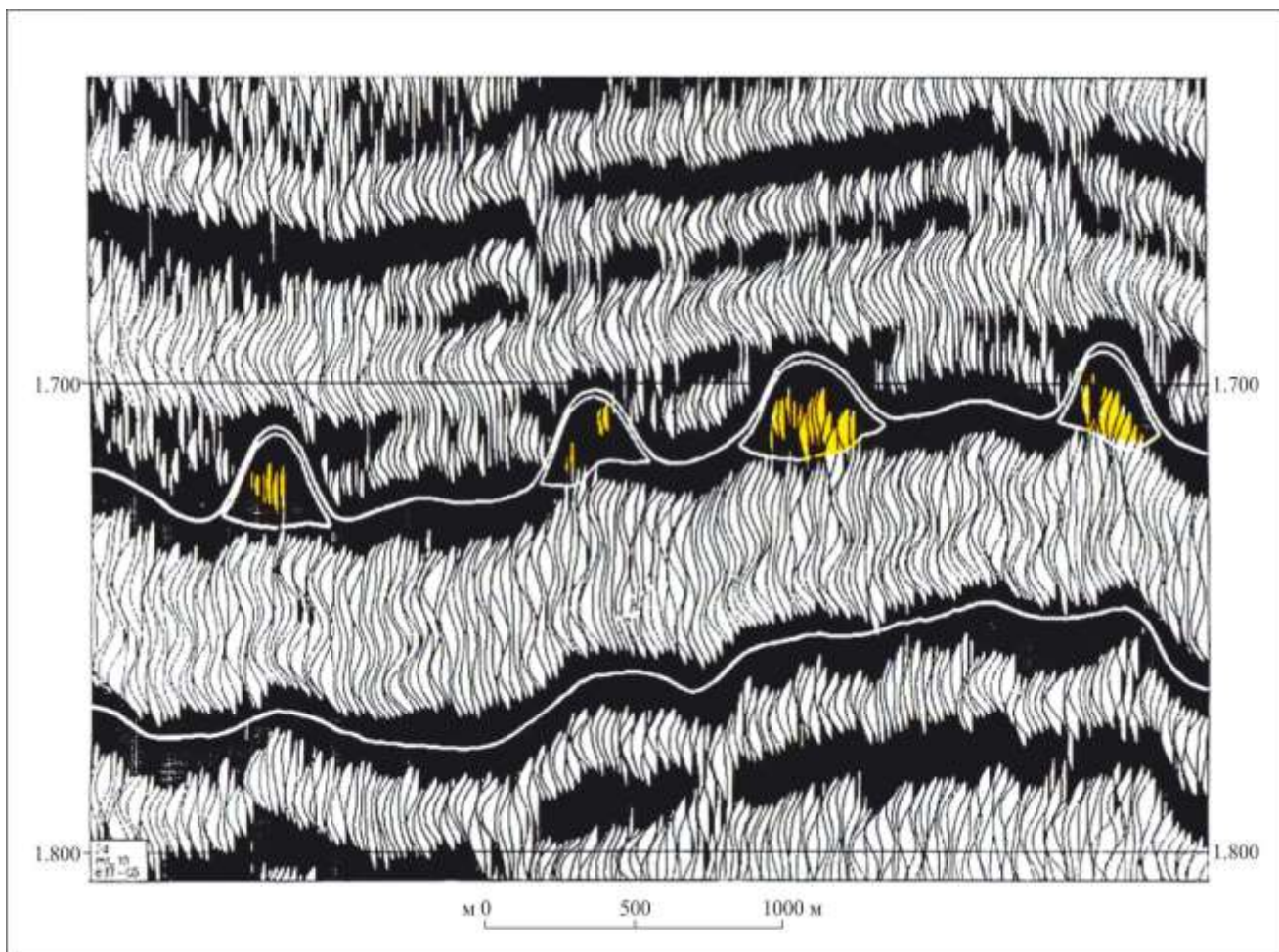


Рис. 6. Аномалия типа «риф» в нижнепермских отложениях на Сандивейском месторождении в Хорейверской впадине

При общем достаточно хаотичном расположении выделенных и предполагаемых карбонатных органогенных построек установлена закономерность, которая, в частности заключается в том, что наиболее северные из построек имеют преимущественно позднекаменноугольный возраст, а южные и юго-восточные – раннепермский (рис. 7). Очень часто пермско-каменноугольные постройки размещаются над верхнедевонскими.

Принципиально важные результаты, с авторской точки зрения, для понимания особенностей строения нижнепермских каменноугольных построек и их нефтегазоносности получены в 2010-2011 гг. на Колвинском месторождении в Хорейверской впадине. Колвинское нефтяное месторождение расположено в центральной части Хорейверской нефтегазоносной обоасти и приурочено к карбонатным постройкам ассельско-сакмарского возраста, которые впервые выделялись на площади по данным сейсморазведки 2D в виде аномалий сейсмической записи (рис. 8). После открытия на площади нефтяной залежи в отложениях нижнего девона была проведена сейсморазведка 3D, по результатам которой были выполнены структурные построения по ОГ Ia+s в кровле карбонатов нижней перми и закартированы карбонатные постройки.

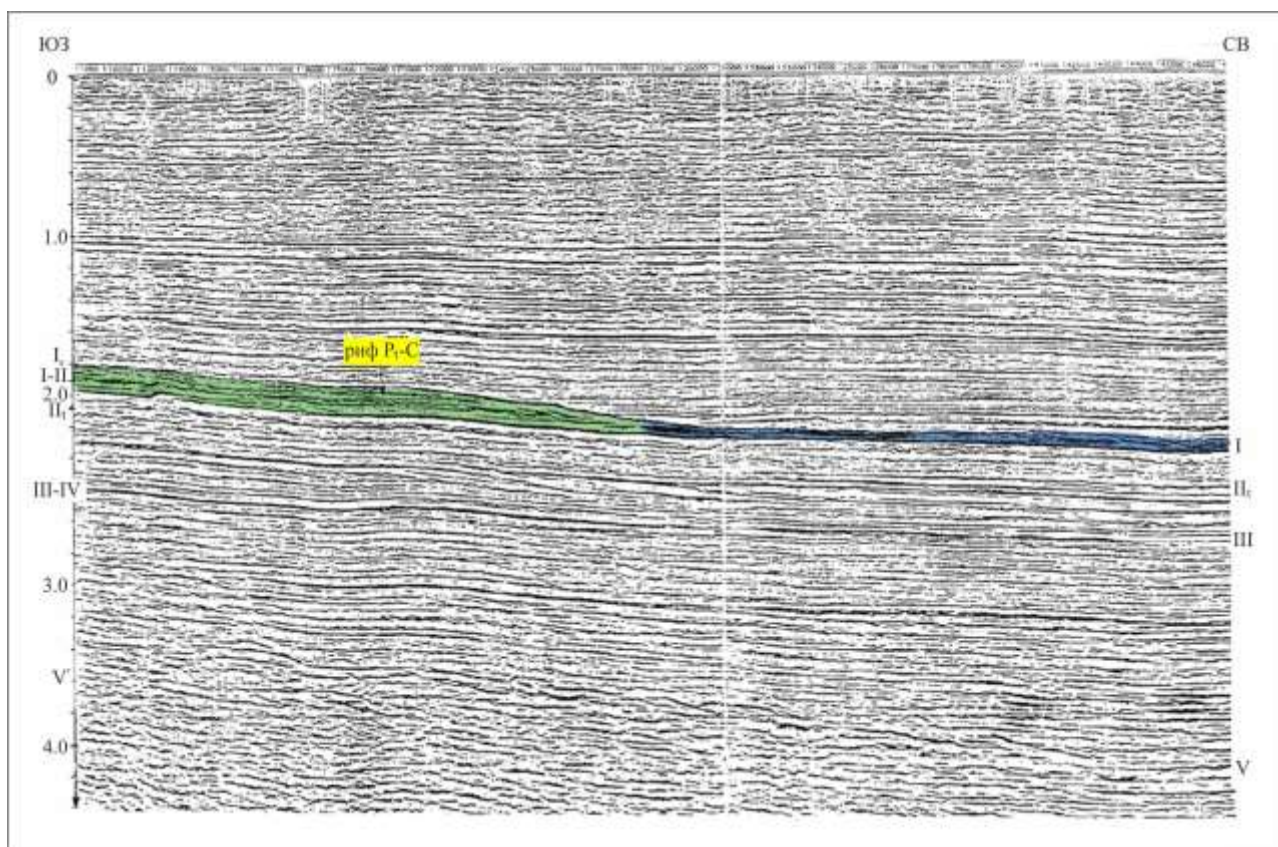


Рис. 7. Аномалии волнового поля, отождествляемая с карбонатной платформой раннепермско-каменноугольного возраста (фрагмент профиля 17-РС), в Косью-Роговской впадине

Нефтяные залежи (рис. 9-12) в рифовых отложениях карбонатной перми были открыты при постановке на них целенаправленного поискового бурения.

На месторождении при опробовании в процессе бурения скв. 1П из интервала 2050-2139 м (P_{1k+a+s}) был получен приток бурового раствора с нефтью в объеме $6,0 \text{ м}^3$, из интервала 2087-2319 м (P_{1a+s}) – приток нефти в объеме $6,0 \text{ м}^3$. В скв. 129 при опробовании в процессе бурения ассельско-сакмарских отложений из интервала 2485-2588,3 м получен газированный буровой раствор, сильногазированная нефть. При испытании в колонне из интервала 2401-2511 м после свабиrowания и спуска ЭЦН получен приток жидкости (нефть+вода).

В эксплуатационной скв. 130 в колонне при совместном испытании интервалов 2311-2344 м, 2350-2383 м, 2387-2415 м, 2419-2425 м, 2429-2437 м и 2438-2444 м зарядами был получен приток жидкости (нефть+вода), испытание проводилось на двух режимах: режим-1 - депрессия на пласт 20,9 МПа, дебит нефти составил $220 \text{ м}^3/\text{сут}$, обводненность 35%; режим-2 - депрессия на пласт 20,3 МПа, дебит нефти составил $172 \text{ м}^3/\text{сут}$, обводненность 35%.

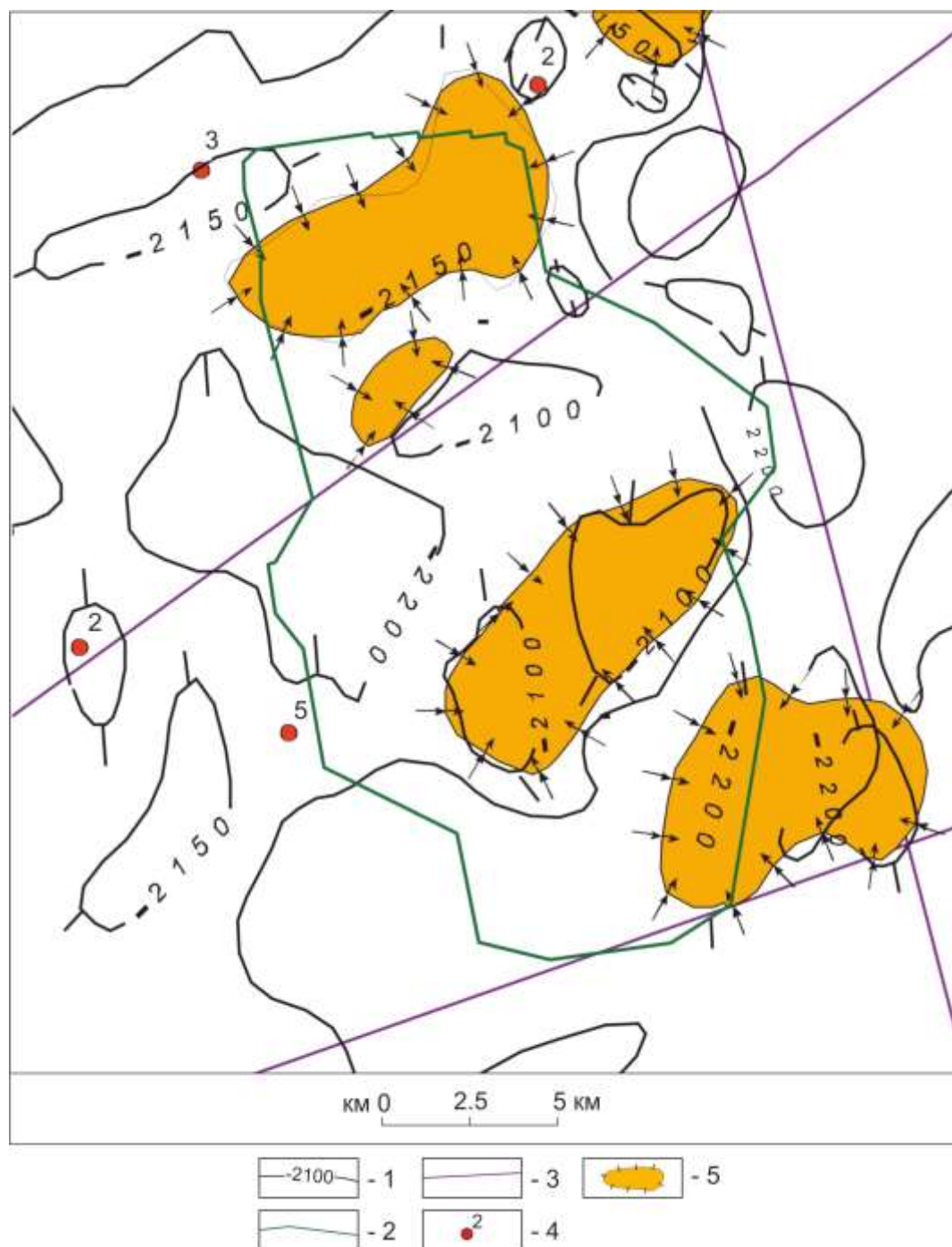


Рис. 8. Аномалии сейсмической записи типа «риф», выделенные по данным сейсморазведки 2D на Колвинском участке

1 - изогипсы кровли карбонатов нижней перми; 2 - контур участка сейсморазведки 3D; 3 - линии сейсмических профилей 2D; 4 - скважина; 5 - аномалии сейсмической записи типа «риф», выделенные по данным сейсморазведки 2D.

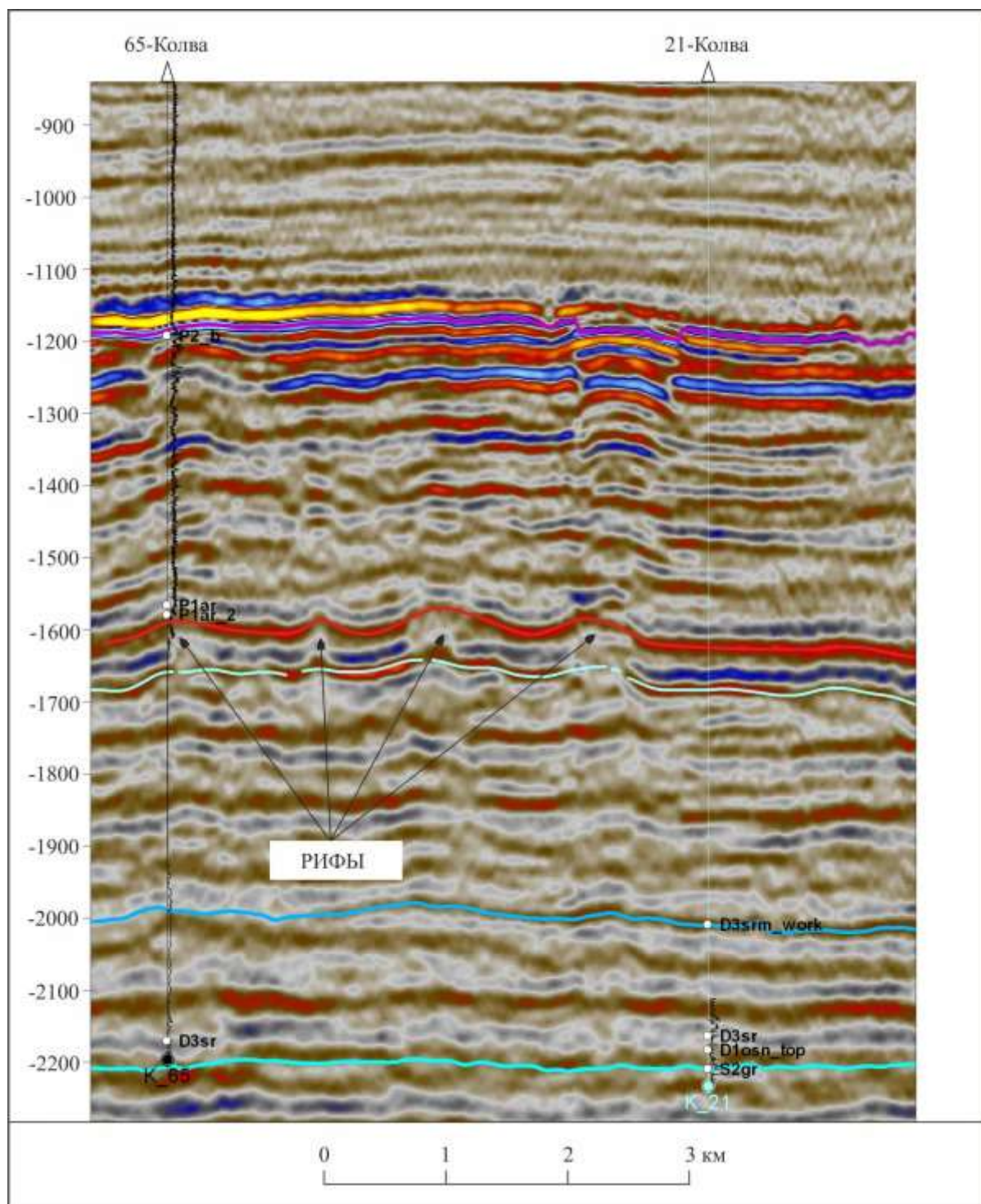


Рис. 9. Нижнепермские рифы на временном разрезе ln 201 сейсмозаписки 3D Колвинского нефтяного месторождения

По совокупности данных сейсмозаписки 3D и бурения на месторождении был произведен подсчет запасов нефти.

При анализе этих материалов обратило внимание особенность распределения нефтенасыщенных пород в скважинах и постройках, которые как показано ниже, можно было бы уточнить.

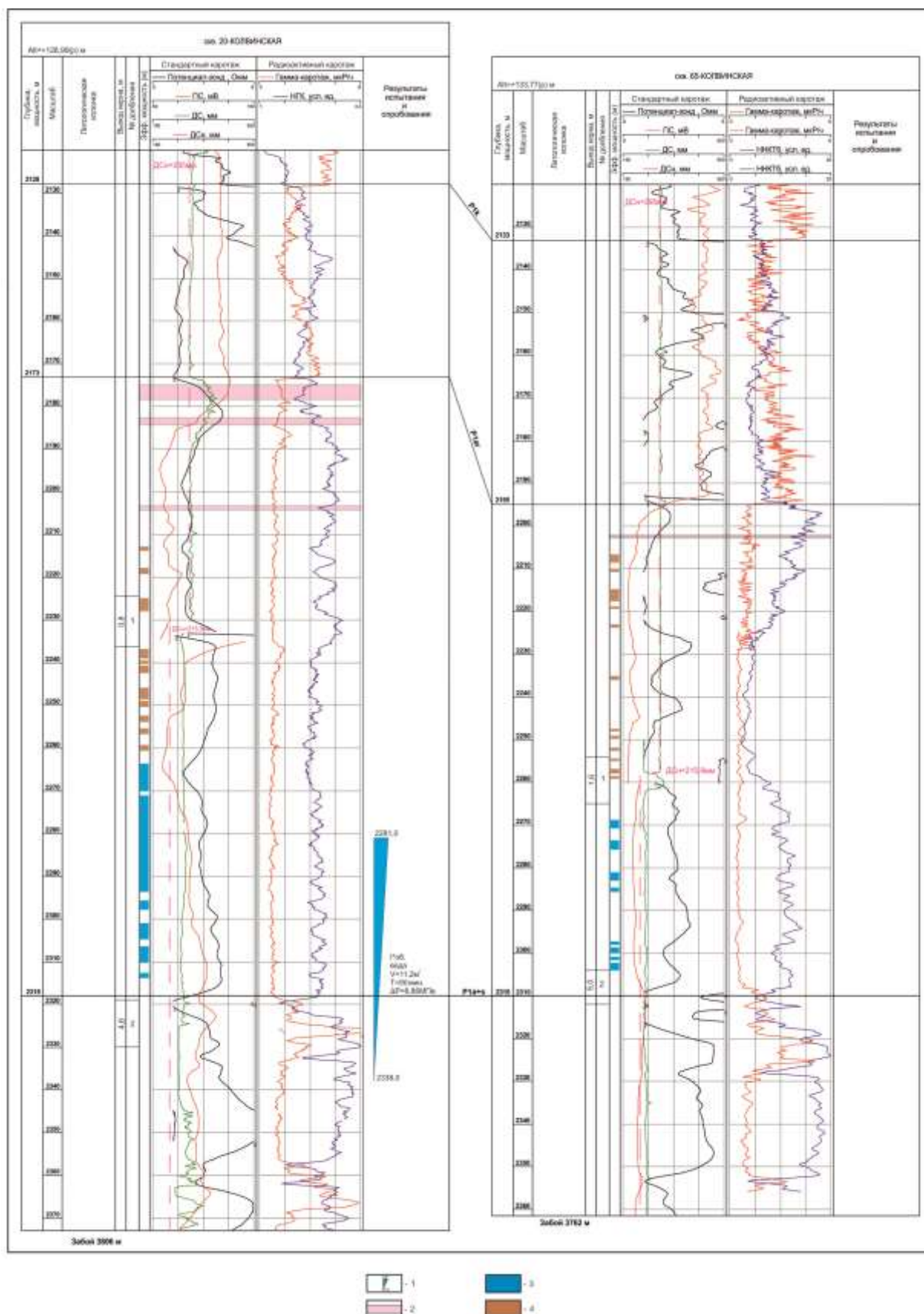


Рис. 10. Схема сопоставления нижнепермских отложений по скв. 20-65 Колвинского месторождения

Опробование: 1 - получение воды в результате опробования пластов в открытом стволе; коллекторы, выделенные по материалам ГИС при подсчете запасов; 2 - нефтенасыщенные; 3 - водонасыщенные; 4 - коллекторы нефтенасыщенные, выделенные по материалам ГИС дополнительно.

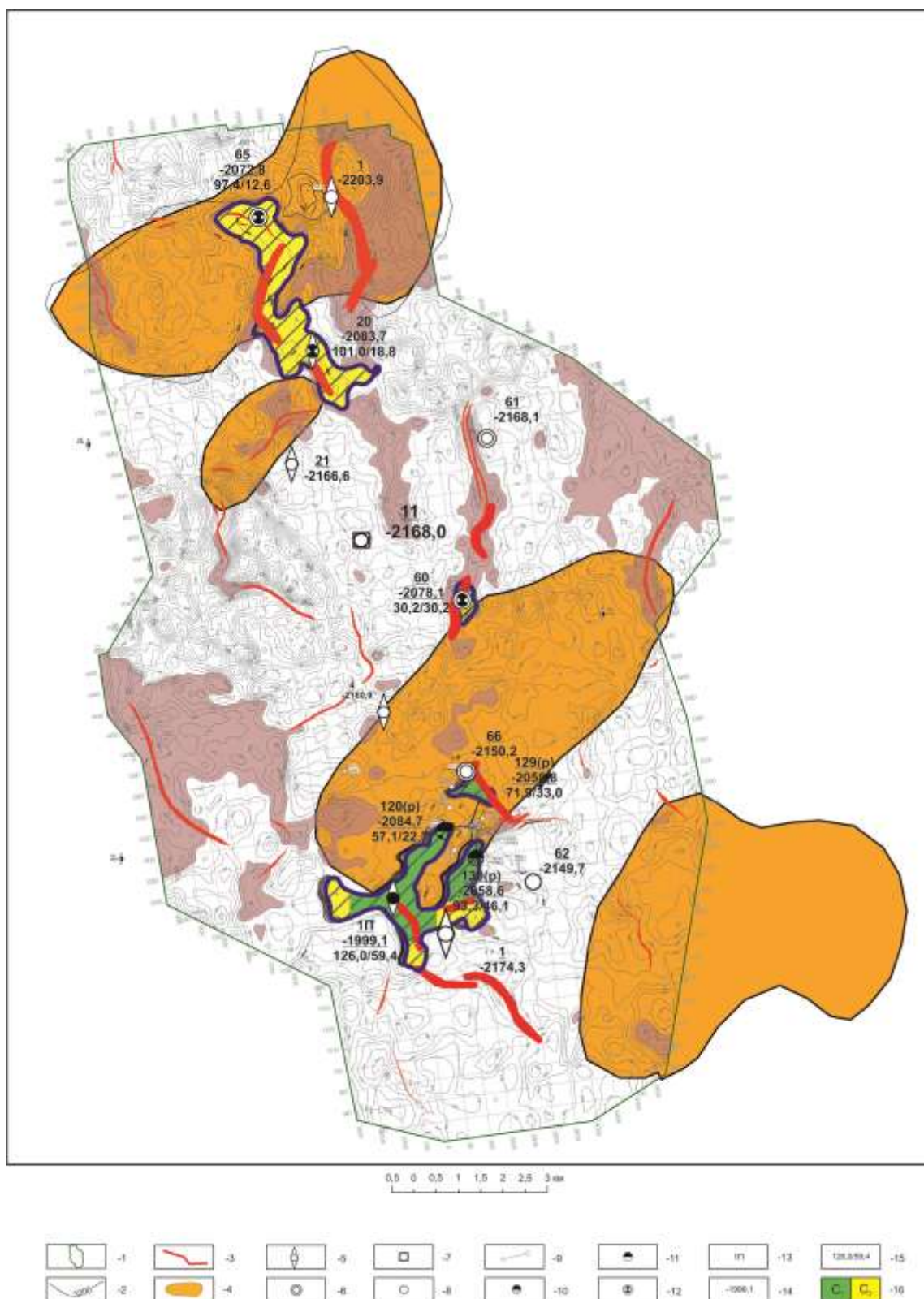


Рис. 11. Перспективы прироста запасов в пределах Колвинского месторождения

1 - контур сейморазведки 3D; 2 - изогипсы (м) кровли проницаемых карбонатов нижней перми
 3 - тектонические нарушения; 4 - карбонатные органогенные постройки по данным 2D; скважины:
 5 – поисковые; 6 – разведочные; 7 – параметрические; 8 - эксплуатационные; 9 - наклонно-
 направленные; Результаты опробования в обсаженных скважинах: 10 - приток нефти с водой; 11 -
 приток нефти с ФБР; данные промыслово-геофизических исследований в скважине: 12 -
 нефтегазоносная характеристика пласта; 13 - номер скважины; 14 - абсолютная отметка кровли
 коллектора; 15 - эффективная толщина/эффективная нефтенасыщенная толщина; 16 - категории
 запасов.

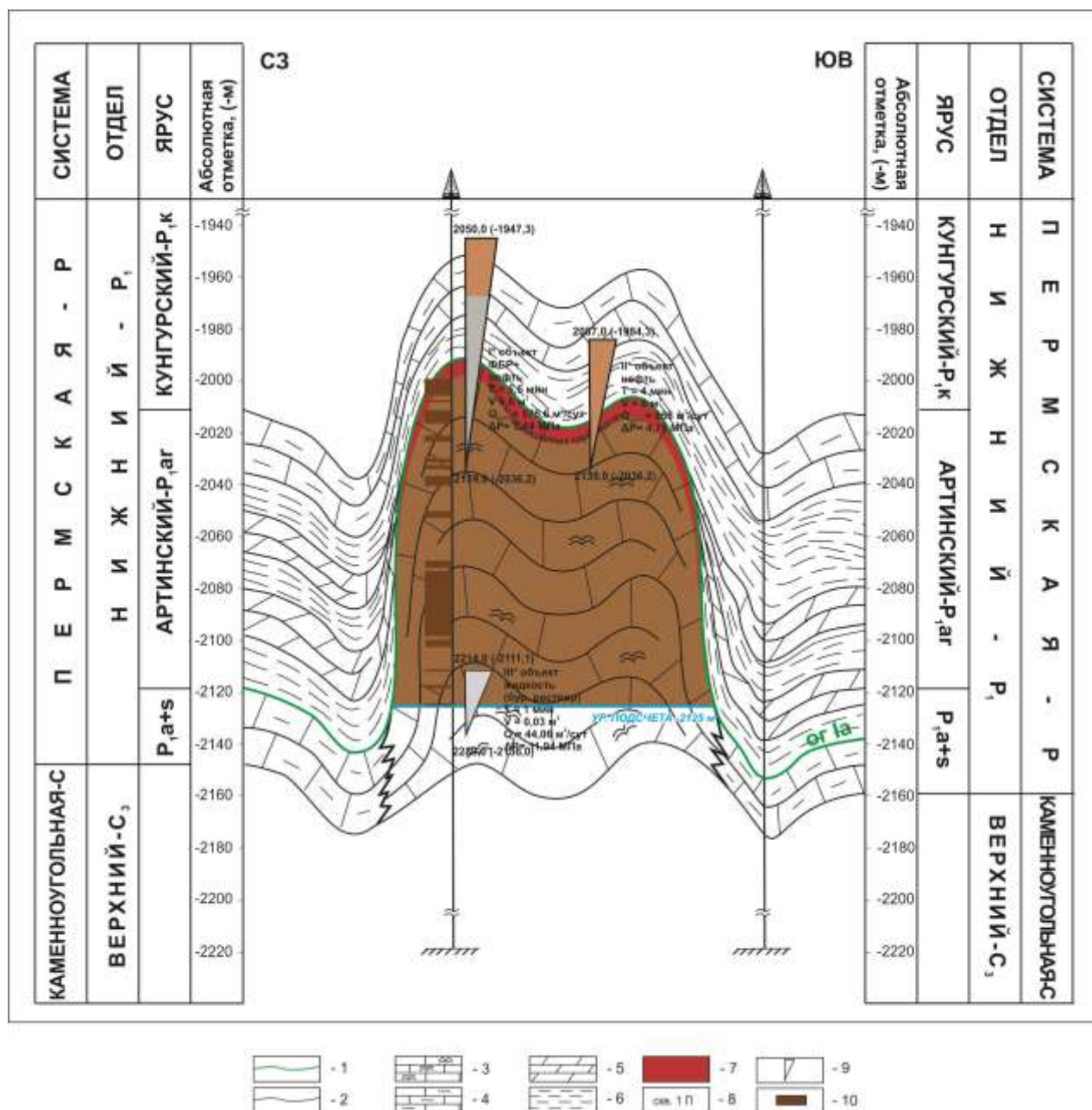


Рис. 12. Геологический профиль через скв. 1П - 1-К Колвинского месторождения (с дополнительно выделенными нефтенасыщенными коллекторами)

1 - отражающий горизонт 2 - геологические границы; литология: 3- рифогенные известняки; 4 - глинистые известняки; 5 – мергели; 6 – глины; 7 - нефтенасыщенные коллекторы, выделенные по ГИС дополнительно; 8- номер скважины; 9 - опробование в процессе бурения; 10 - нефтенасыщенные коллекторы, выделенные по ГИС при подсчете запасов.

Уточнение выделения коллекторов в карбонатных отложениях P_{1a+s} проводилось по комплексу геофизических методов, приведенных на планшетах выделения коллекторов подсчета запасов, где коллекторы характеризуются совокупностью следующих признаков: отрицательными аномалиями ПС; низкими значениями гамма-активности на кривой ГК (0,7-2,3 мкр/ч); локальными понижениями J_{np} диаграмме 2ННК-Т; увеличением интервального

времени пробега упругой волны DT на диаграмме акустического каротажа по сравнению с вмещающими плотными породами.

На рис. 10 и 12 показаны участки возможных неучтенных нефтенасыщенных коллекторов в кровельной части нижнепермской карбонатной постройки, где эффективная толщина коллекторов по скв. 1П может увеличиваться на 1 м, по скв. 120 – на 4 м, по скв. 130 – на 7,5 м, по скв. 129 – на 5,5 м, по скв. 20 – на 6,5 м, по скв. 65 – на 0,5 м.

Как видно из сопоставления выделенных по скважинам коллекторов залежи, в южной части месторождения в районе скв. 1П, 129, 130 наблюдается значительное увеличение эффективных нефтенасыщенных толщин, соответственно возможен существенный прирост запасов УВ.

Выделенные по комплексу ГИС коллекторы в верхней части залежи P_{1a+s} в скв. 130 подтверждены результатами опробования - интервал коллекторов 2313-2326 м был перфорирован и из него получен приток нефти дебитом 220 м³/сут. В скв. 129 в интервале нефтенасыщенность выделенных коллекторов в интервале 2400–2420 м подтверждается получением притока нефти при свабировании дебитом 128 м³/сут. Кроме того, коллекторы залежи в скв. 1П охарактеризованы нефтенасыщенным керном.

Проведенные уточнения показывают, что в скважинах кровля проницаемых карбонатов поднимается до кровли ассельско-сакмарских карбонатных построек (см. рис. 12).

На основании проведенного анализа можно было бы рекомендовать для уточнения насыщения выделенных коллекторов перфорировать и опробовать в скв. 120 интервал 2376-2386 м, в скв. 130 – интервал 2313-2326 м, в скв. 129 – интервал 2402-2418 м, в скв. 20 – интервал 2176-2204 м. Также рекомендуется уточнить фильтрационно-ёмкостные свойства выделенных в этих интервалах коллекторов.

Чтобы оценить весь полигон 3D Колвинского месторождения на предмет возможного наличия других залежей в карбонатах нижней перми проанализировали структурный план всего месторождения (см. рис. 11) и выяснили, что по ОГ I_{a+s} существуют приподнятые участки, расположенные выше принятых уровней подсчета на отметках -2120 м. Некоторые из приподнятых участков размещаются в контурах аномалий типа «риф», закартированных сейсморазведкой 2D. На этом основании предлагается на месторождении провести дополнительный анализ материалов для доразведки залежей. Одной из первых рекомендаций следует назвать необходимость в материалах МОГТ-3D корреляции отражающего горизонта непосредственно в кровле разнофациальных ассельско-сакмарских отложений, как это показано на рис. 9. При этом надо отметить, что существующая привязка отражающего горизонта I_a к кровле ассельско-сакмарских отложений неверна, а отображает подошву рифовмещающего комплекса. Предлагаемая корреляция и структурные построения по-

новому ОГ позволяет построить достоверную модель месторождения и участка. Дополнит такую модель карта толщин, рифовмещающего комплекса между кровлей и подошвой его.

Из других рекомендаций следует предложить выполнение повторной интерпретации всего материала 3D для полного извлечения полезной информации: картирование бескорневых нарушений в терригенной пермско-триасовой части разреза; картирование кровли фамена для уточнения структурно-фациальной ситуации; выделение возможных рифов в верхнем девоне; картирование кровли верхнего и нижнего силура.

Некоторые элементы строения построек и нефтегазоносности в Косью-Роговской впадине предлагается рассмотреть на примере Кочмесского месторождения.

Перспективность на нефть и газ Кочмесской структуры рассматривается со времени ее выявления. В поисковое бурение Кочмесская площадь введена в 1976 г. При опробовании глубокой скв. 3 испытателем пластов КИИ-146 в процессе бурения получены притоки нефти из терригенно-карбонатных отложений артинского возраста. При этом бурение поисковой скв. 3 было временно приостановлено с забоем на глубине 1747 м и с ее основания забурена наклоннонаправленная скв. 11 с проектной глубиной 2000 м. При опробовании в скв. 11 терригенно-карбонатной пачки артинского яруса в интервале 1590,0-1467,7 м открытым стволом получен приток нефти с дебитом перелива 4,5 м³/сут. При продолжении бурения скв. 3 были впервые в провинции вскрыты ордовикские соли, при опробовании которых произошел аварийный выброс газа визуальным дебитом до 1 млн. м³ в сутки. Для разведки, выявленной в артинских отложениях залежи, в период с 1977 по 2010 гг. было пробурено еще 10 скважин (12-19, 100, 106). Притоков нефти или газа из них получить не удалось. Кроме выявления залежи, значимым результатом бурения стали исследования пермских отложений, проведенные в 1981 г. Г.А. Иоффе и В.И. Ерёменко, которые на Кочмесской площади в карбонатных отложениях ассельско-нижнепермского разреза на основе изучения кернового материала, шлама, использования диаграмм ГИС (ПС, КС, кавернометр, ГК и НГК) показали наличие рифов и вмещающих их отложений.

Поисковые и детальные сейморазведочные работы МОГТ-2D проводились на Кочмесской площади в период 1980-1985 гг. с целью выявления, подготовки объектов для опоискования, для уточнения строения палеозойских отложений, показавших продуктивность в скв. 3/11-Кочмес. В результате этих работ в нижнепермской части разреза были выявлены и закартированы аномалии сейсмической записи, отождествленные с рифовыми постройками, чем подтвердился прогноз Г.А. Иоффе.

Очередной интерес к рифам Кочмесской площади возник после получения результатов сейморазведочных работ, проведенных ООО НК «Союз», отчет о которых составлен А.Л. Федотовым (2009 г.) [Богданов и др., 2012; Богданов, Константинов, Терентьев, 2009;

Богданов, Терентьев, 2013б; Константинов, Терентьев, 2009]. В результате обработки материалов были получены временные разрезы, на которых очень уверенно отобразились элементы рифовых построек (рис. 13, 14), имеющих в плане на структурной карте по ОГ Ia+s (P_{1a}+s) в кровле ассельских отложений дугообразную форму. В пределах дуги рифовая постройка имеет четыре локальных вершины, на одной из которых пробурены скв. 5, 19 – Кочмес.

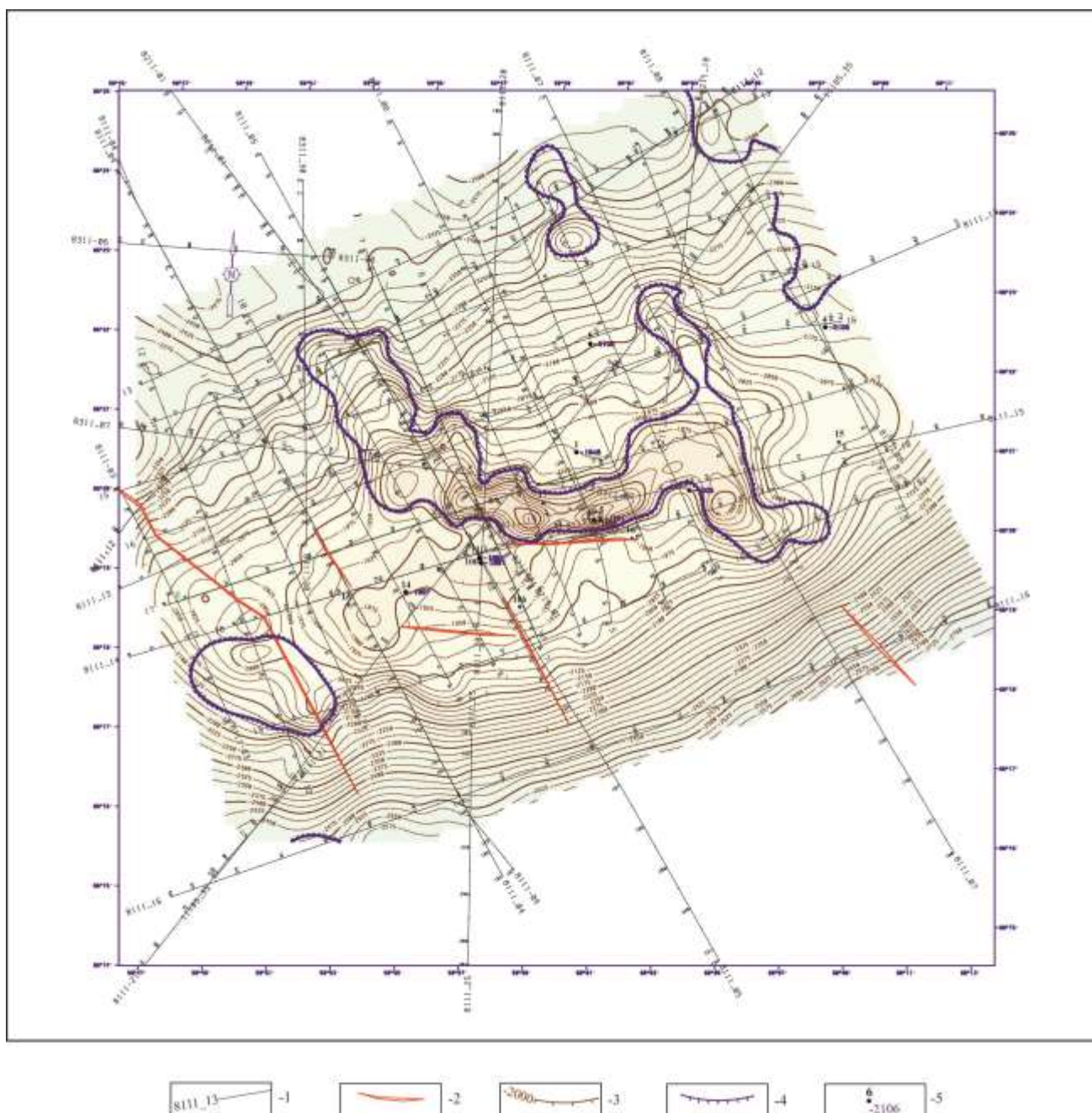


Рис. 13. Карбонатные постройки нижней перми Кочмесской площади
(по материалам ООО НК «Союз»)

1 - линии сейсмических профилей; 2 - тектонические нарушения; 3 - изогипсы по ОГ Ia+s, м; 4 - границы развития органогенных построек ассельского возраста; 5 - номер скважины/абсолютная отметка кровли карбонатов нижней перми.

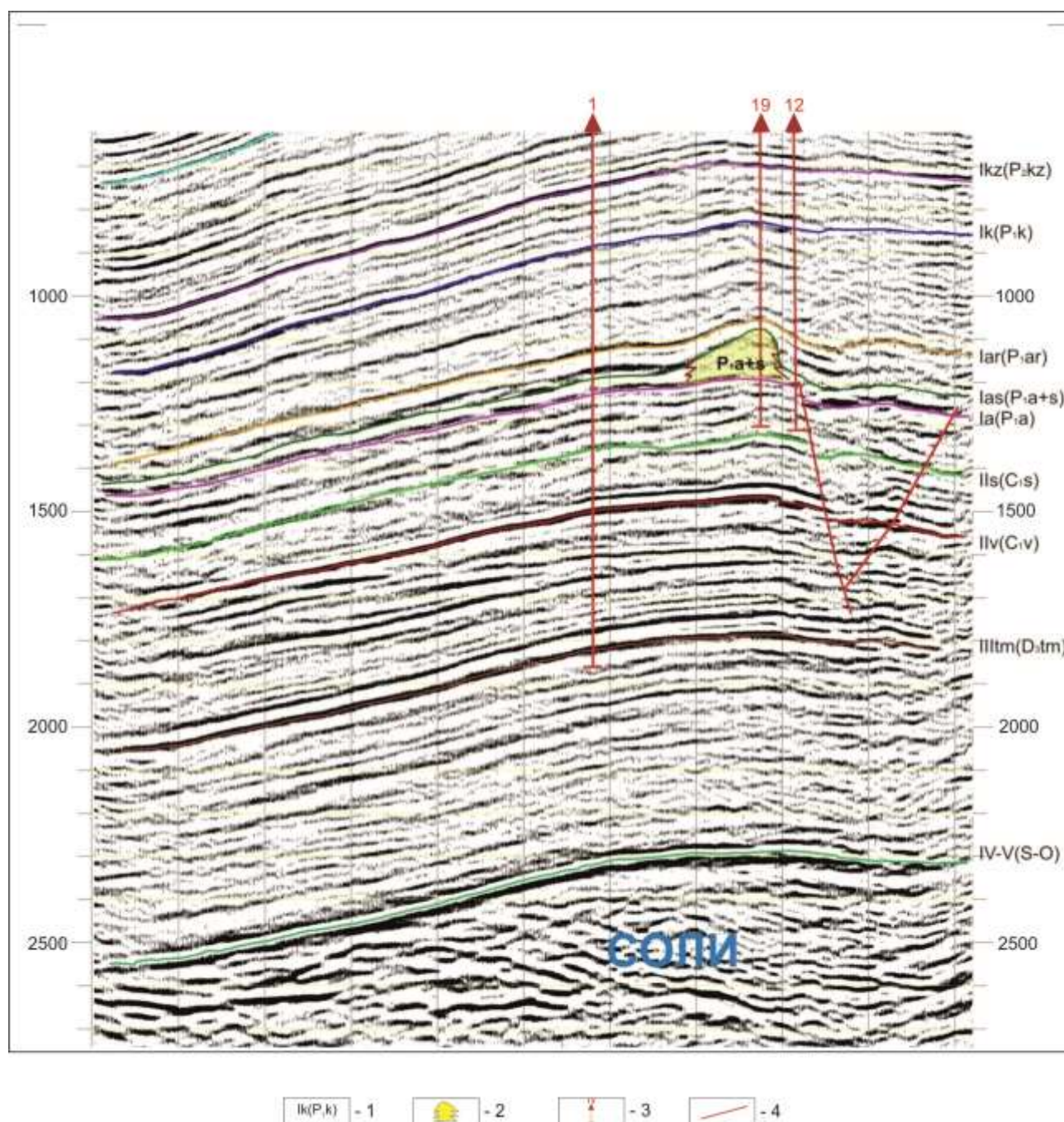


Рис. 14. Выделение органогенных построек раннепермского возраста в сейсмическом волновом поле на Кочмесской структуре (по материалам Федотов, 2009)

1 - индекс отражающего горизонта; 2 - рифовая постройка; 3 – скважина; 4 - тектоническое нарушение.

Рифы, прежде всего, интересны в качестве резервуаров с лучшими фильтрационно–ёмкостными свойствами, поэтому были целенаправленно проанализированы промыслово-геофизические материалы по скв. 5, 19, 100 Кочмес, попавшими в четкую рифовую аномалию в интервале артинско-ассельских отложений, для выделения коллекторов [Богданов и др., 2012]. Обработка и интерпретация ГИС 19, 5 и 100 скважин проводились в автоматизированном виде с применением системы «Geo Office Solver».

Выделение коллекторов производилось по данным ограниченного комплекса геофизических исследований скважин (ПЗ, ПС, ДС, НГК, ГК, АК) по стандартным методикам и критериям: диаметр скважины примерно равный или меньше номинального; относительно низкие показания ГК и средние значения НГК; отрицательные амплитуды кривой ПС; превышение показаний МПЗ над МГЗ; радиальное изменение сопротивления по показаниям БКЗ. Коэффициент общей пористости коллекторов определялся по НГК методом условных единиц с учетом поправок за ГК, диаметр скважины. Определение коэффициента пористости породы по данным акустического каротажа основано на решении уравнения среднего времени [Вендельштейн, 1978; Дахнов, 1978]. Характер насыщения выделенных коллекторов определялся по БКЗ и индукционному каротажу с использованием данных опробования и испытания скважин.

По проведенному комплексу ГИС оказалось возможным выделение коллекторов со сложной структурой пустотного пространства, представленной сочетанием пор, каверн и трещин [Багринцева, 1967; Михайлова, 1987].

В результате комплексных исследований скважин установлены интервалы залегания перспективных коллекторов. В скв. 19 и 5 выделены нефтенасыщенные коллекторы вблизи кровли сакмарских отложений в интервале 1640-1680 м, в которых предполагается, по интерпретации данных сейсморазведки и ГИС, наличие биострома; здесь можно ожидать наличие залежи с уровнем ВНК по последнему нефтенасыщенному коллектору -1630 м. Флюидоупором является глинисто-карбонатная пачка артинского возраста. В ассельских отложениях выделяется карбонатная постройка с водонасыщенными коллекторами, но есть ее более гипсометрически высокие отметки, где может быть залежь нефти. Флюидоупором может являться глинистая пачка того же возраста. В средней части ассельских отложений по корреляции разрезов также выделяется биостромное тело, в верхней части которого определены нефтенасыщенные интервалы, ВНК на отметке -1838 м. В нижней части ассельских отложений уверенно выделяется рифовая постройка, верхняя часть которой нефтенасыщена. В скв. 19 и 5 может быть залежь с уровнем ВНК -1966 м по нижнему нефтенасыщенному коллектору.

В ходе интерпретации ГИС и составления литолого-фациального профиля (рис. 15) выше по разрезу вблизи кровли артинских отложений были выделены песчаные коллекторы с предположительным нефтенасыщением в скв. 14, 5, 12 и водонасыщенные – в скв. 15. Залежь уверенно выделяется на материалах ГИС в скв. 14, 5, 12 и 15. Покрышкой служат непроницаемые глинисто-терригенные породы позднеартинско-кунгурского возраста.

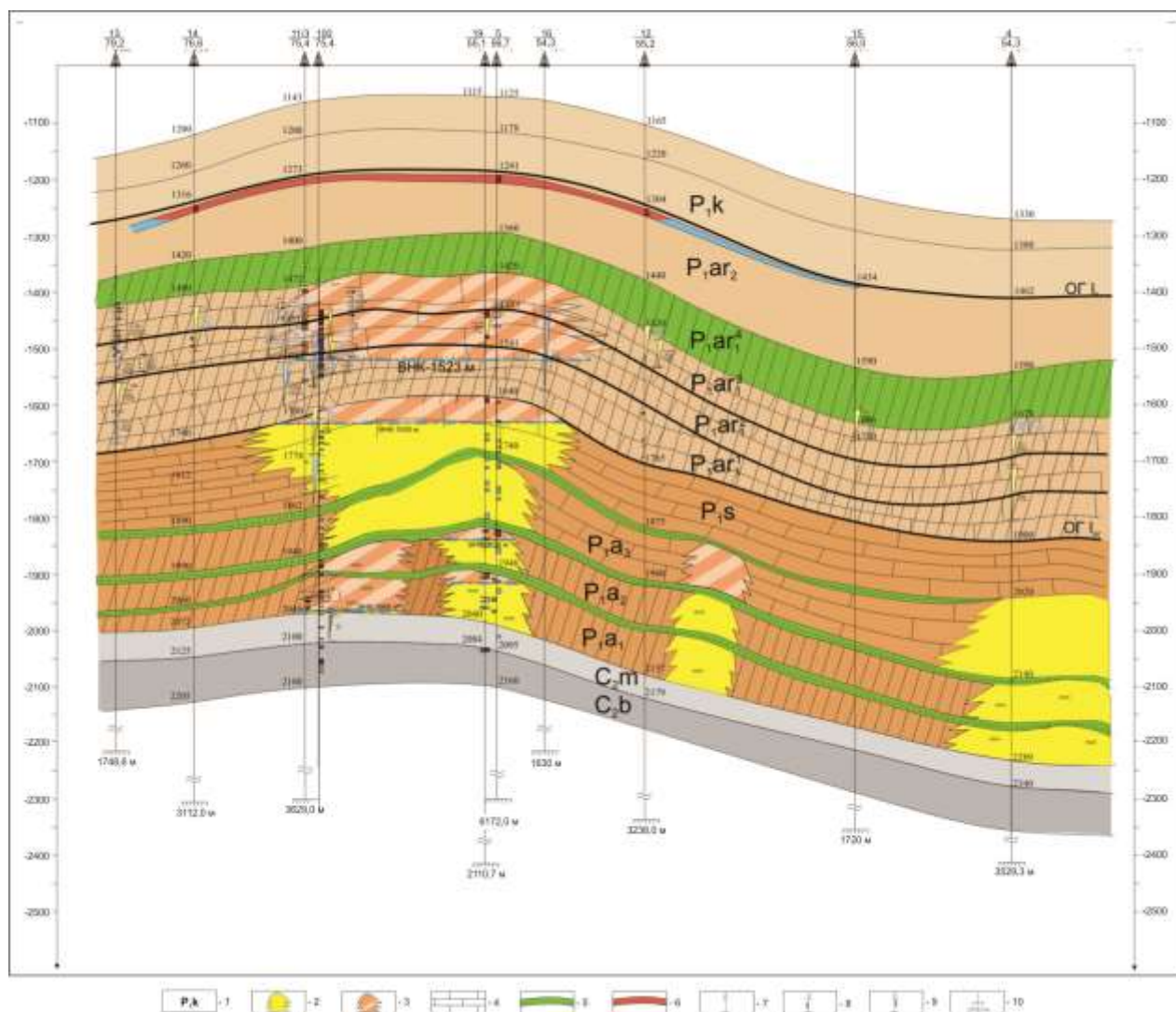
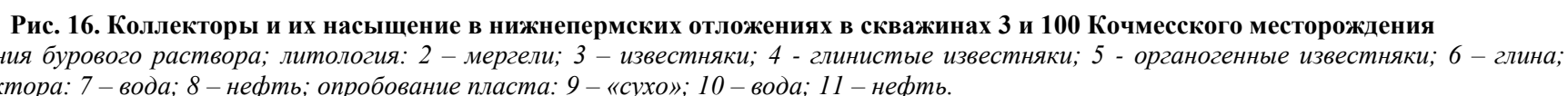


Рис. 15. Схематический сейсмогеологический профиль нижнепермских отложений Кочмесской структуры (по материалам Богданова, Терентьева, Константинова, 2011)

1 - стратиграфические индексы; 2 - рифовые постройки; 3 - биостром с предполагаемой залежью нефти; 4 – известняки; 5 – глины; 6 - предполагаемая залежь в песчаниках верхнеартинского подъяруса; 7 - скважина; 8 - коллекторы и их насыщение, выделенные по подсчету запасов; 9 - коллекторы и их насыщение, выделенные авторами; 10 – забой.

Новая скв. 100-Кочмес была закончена бурением без получения притока нефти, хотя, по мнению авторов, в ней имеются перспективные интервалы. Был проинтерпретирован разрез нижнепермских отложений скважины на предмет выделения коллекторов и их насыщения, особенно в зоне поглощения бурового раствора. Обработка и интерпретация ГИС скв. 100 проводились в автоматизированном виде с применением системы «Geo Office Solver» (рис. 16). Характер насыщения выделенных коллекторов определялся по петрофизическим зависимостям $P_n = f(K_v)$, $P_n = f(K_p)$, полученным на этом месторождении в других скважинах. В результате в скважине были выделены нефтенасыщенные породы в интервале 1506-1628 м (пачка P_{1ar1}^2).



В этих отложениях получена нефть в скв. 3-Кочмес, где, видимо, вскрыта залежь нефти в карбонатных отложениях артинского яруса высотой до 140 м. При опробовании этого интервала в скв. 100-Кочмес притока не было получено, что можно объяснить некачественным его проведением.

В скв. 100 ниже по разрезу водонасыщенные коллекторы выделены вблизи кровли сакмарских отложений в интервале 1720-1756 м, водонасыщенные коллекторы выделяются в ассельских зарифовых отложениях в интервале 1780-1840 м. В средней части ассельских отложений скв. 100-Кочмес вскрыла в интервале 1877-1930 м также водонасыщенные коллекторы.

В нижней части ассельских отложений уверенно выделяется рифовая постройка. В подошвенной части при бурении с отбором керна (рис. 16) в интервале 2013,01-2013,81 м произошла полная потеря циркуляции из-за катастрофического поглощения промывочной жидкости дебитом 9 м³/час. При испытании интервала 2000-2023 м был получен приток пресной воды $Q_{расч} = 1249$ м³/сут плотностью 1,01 г/см³, что указывало на наличие высокопроницаемого водонасыщенного коллектора. Такой результат испытания должен показаться неожиданным, так как в расположенной в 50 м скв. 3-Кочмес на этом уровне из пачки P_{1a1} при опробовании интервала 2013,5-2058,8 м был получен приток сильно газированной нефти объемом 12,4 м³ за 1 час. При проведенной нами переинтерпретации ГИС применением программного комплекса «Geo Office Solver» зона поглощения промывочной жидкости была определена как нефтенасыщенная ($K_p = 29\%$, $K_n = 80\%$), а получение пресной воды при испытании следует рассматривать как недостаточные объемы откачки поглощенной воды. Поэтому рекомендация для установления истинного насыщения нижней части ассельского рифа одна – повторное испытание с полной откачкой поглощенной жидкости.

На схеме корреляции (см. рис. 16) видно, что этот интервал практически не отличается по геофизическим характеристикам от интервала 2013-2058 м скв. 100-Кочмес. В связи с этим рекомендуется по возможности перфорировать интервалы 1958-1978 м и 2005-2022 м скв. 100-Кочмес и 1965-1980 м скв. 3-Кочмес и определить их перспективность испытанием.

На основании рассмотренного представляется не только возможным определение насыщения зон поглощения промывочной жидкости, но предлагаются методы их определения, так как эти зоны связываются с высокоперспективными интервалами. При исследовании поглощающих скважин были установлены следующие геофизические критерии выделения интервалов поглощения [Богданов, Терентьев, 2013а; Богданов, Терентьев, 2013б]:

- резкое падение температуры на термометрии напротив зон поглощения за счет проникновения в пласты охлажденной промывочной жидкости;
- на кривой ГК нет выраженных пиков (кривая ведет себя как в карбонатном неглинистом пласте);
- очень низкие показания на кривых всех методов нейтронного каротажа (ННКт, НК, ННКнт) за счет увеличения вторичной пористости, открытых каверн;
- на кавернограмме для зон поглощения, связанным с карстом, характерно резкое увеличение диаметра скважины (увеличение диаметра скважины в зонах карста следует отличать от каверн, связанных с глинами);
- относительно низкие для карбонатных пород показания сопротивления за счет проникновения в пласт низкоомной промывочной жидкости;
- ярко выраженная отрицательная аномалия на показаниях ПС, что характерно для всех карбонатных коллекторов.

На основании более чем тридцатилетнего опыта интенсивного изучения карбонатных построек нижней перми-карбона можно сделать следующие выводы и рекомендации:

1. В период 70-90-х гг. XX века на севере Тимано-Печорской провинции в нижнепермско-каменноугольных отложениях выявлены и закартированы десятки аномалий сейсмической записи типа «риф», для значительной части которых глубоким бурением установлена биогермная природа.
2. Комплексный анализ материалов позволил разработать критерии выделения рифовых и биогермных построек по данным промыслово-геофизических методов и сейсморазведки 2D, 3D.
3. Материалы сейсморазведки 3D, при соответствующей интерпретации, позволяют существенно уточнить строение карбонатных построек, позволяя картировать их с размерами до сотни метров в поперечнике.
4. Этаж нефтеносности залежей в постройках может составлять весь её интервал - от гребня до основания. В оптимально закартированных постройках эффективные нефтенасыщенные коллекторы начинаются с гребня постройки, в котором отсутствуют мергелистые отложения верхнеартинской толщи компенсации.
5. В ранее разбуренных аномалиях сейсмической записи типа «риф» требуют дополнительного изучения интервалы опробований и испытаний скважин на предмет случайного включения в эти интервалы водонасыщенных пластов. Как правило, более интенсивный приток пластовой воды глушит поступление менее подвижной пластовой нефти.

6. В связи с высокими перспективами выявления высокодебитных залежей УВ с высокой плотностью запасов рекомендуется на нераспределенном и распределенном фондах недр, где были ранее закартированы аномалии типа «риф», провести сейсморазведочные работы МОГТ-3D для последующего опоискования. В качестве основы для планирования работ можно использовать модель комплекса, представленную на рис. 1.

7. Очень часто при вскрытии карбонатных построек бурением возникают поглощения промывочной жидкости, связанные с карстом, высокой пористостью, трещиноватостью пород; для оценки насыщения зон поглощений промывочной жидкости предложен комплекс методов и промыслово-геофизических мероприятий.

Основными материалами для статьи явились отчеты о геологоразведочных работах ПГО "Печорагеофизика", ПГО "Ухтанефтегазгеология", отчеты о тематических и научно-исследовательских работах ответственных исполнителей Никонова Н.И., Иоффе Г.А., Еременко В.И., Богданова Б.П., Галкина А.И., Важенина Г.В., Коноваловой М.В., Сливковой Р.П. и др.

Литература

Багринцева К.И. Оценка коллекторского потенциала разнофациальных карбонатных отложений // Нефтегазоносность карбонатных формаций: труды ИГиРГИ, 1967. – С. 28-30.

Богданов Б.П., Константинов А.А. Терентьев С.Э. Особенности выделения коллекторов в карбонатных породах перми-карбона Южно-Сынинского участка // Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России: Материалы XV Геологического съезда Республики Коми. Т. III. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2009 г. - С. 27-29.

Богданов Б.П., Терентьев С.Э. Особенности определения насыщения зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках Тимано-Печорской провинции // Нефтегазовое дело. – 2013а. - №2. - С. 123-148.

Богданов Б.П., Терентьев С.Э. Прогноз насыщения зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках (на примере месторождений Центрально-Хорейверского поднятия) // Вестник Института геологии Коми НЦ УрО РАН. № 11, ноябрь 2013б. - С. 16-20.

Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчёте запасов и проектировании разработки месторождений) / Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов. – М.: Недра, 1978. – 318 с.

Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1985. – 310 с.

Елисеев А.И. Формации зон ограничения северо-востока Европейской платформы (поздний девон и карбон). - Д., Наука, 1978. – 192 с.

Константинов А.А., Терентьев С.Э. Особенности распределения фильтрационно-емкостных свойств в карбонатных постройках перми-карбона Предуральского прогиба // Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России: Материалы XV Геологического съезда Республики Коми. Т. III. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2009 г. - С. 60-62.

Михайлова М.В. Типы карбонатных массивов и их диагностические признаки // Нефтегазоносность карбонатных формаций: труды ИГиРГИ, 1987. – С. 15.

Терентьев С.Э., Богданов Б.П., Куваев И.В., Федотов А.Л. Особенности строения и нефтегазоносности нижнепермских отложений Кочмесской площади // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. - Т.7. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2012.pdf

Bogdanov B.P., Kuz'menko Ju.S.

Representation of All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), Ukhta, Russia, bp.bogdanov.vnigri@tpnic.ru, ukhta@email.ru

Pankratova E.I.

Branch of "Gazprom VNIIGAZ", Ukhta, Russia, e.pankratova@sng.vniigaz.gazprom.ru

Terent'ev S.E.

"Gazprom Georesurs", "Vuktylgazgeofizika", Ukhta, Russia, virpul@inbox.ru

NORTHERN TIMAN-PECHORA PROVINCE – CARBONIFEROUS-PERMIAN CARBONATE BUILD-UPS AND THEIR PROPERTIES

A comprehensive 30-year analyses allowed to develop criteria for the differentiation of reef and biohermal build-ups according to geophysical and seismic methods by common depth point of 2D, 3D, which revealed dozens of "reef" type anomalies and permitting mapping of seismic record of the "reef". Application of 3D seismic allows the mapping of build-ups up to hundreds of meters in diameter; contributing to the discovery of targeted prolific hydrocarbon accumulations. Reefs are often characterized by high-capacity fluidal absorption; fluid saturation facilitates using of a set of study methods and geophysical activities.

Keywords: well, reef, oil field, Carboniferous-Permian, seismic facies analysis, seismic exploration by common depth point, Timan-Pechora province, Komi Republik, Nenets Autonomous Okrug.

References

Bagrineva K.I. *Ocenka kolektorskogo potenciala raznofacial'nyh karbonatnyh otlozhenij* [Evaluation of the reservoir potential of different facies of carbonate sediments]. Neftegazonosnost' karbonatnyh formacij: trudy IGIRGI, 1967, p. 28-30.

Bogdanov B.P., Konstantinov A.A. Terent'ev S.Je. *Osobennosti vydelenija kolektorov v karbonatnyh porodah permi-karbona Juzhno-Syninskogo uchastka* [Features of reservoir in carbonate rocks of Permian-Carboniferous South Syninsky area]. Geologija i mineral'nye resursy evropejskogo severo-vostoka Rossii: Materialy XV Geologicheskogo s#ezda Respubliki Komi. Syktyvkar: IG Komi NC UrO RAN, 2009, vol. III, p. 27-29.

Bogdanov B.P., Terent'ev S.Je. *Osobennosti opredelenija nasyshhenija zon pogloshhenija promyvochnoj zhidkosti v karbonatnyh postrojkah Timano-Pechorskoj provincii* [Features determining saturation zones fluid loss in carbonate structures of the Timan-Pechora]. Neftegazovoe delo, 2013a, no.2, p. 123-148.

Bogdanov B.P., Terent'ev S.Je. *Prognoz nasyshhenija zon pogloshhenija promyvochnoj zhidkosti v karbonatnyh postrojkah (na primere mestorozhdenij Central'no-Horejverskogo podnjatija)* [Forecast saturation zones fluid loss in carbonate build-ups (the Central CKU)]. Vestnik Instituta geologii Komi NC UrO RAN., 2013b, no. 11, p. 16-20.

Dahnov V.N. *Geofizicheskie metody opredelenija kolektorskih svojstv i neftegazonasyshhenija gornyh porod* [Geophysical methods for the determination of reservoir properties and petroleum saturation rocks]. 2-e izd., pererab. i dop. – Moscow: Nedra, 1985, 310 p.

Eliseev A.I. *Formacii zon ogranichenija severo-vostoka Evropejskoj platformy (pozdnij devon i karbon)* [Formation restriction zones of northeast of European platform (Late Devonian and Carboniferous)]. D.: Nauka, 1978, 192 p.

Konstantinov A.A., Terent'ev S.Je. *Osobennosti raspredelenija fil'tracionno-emkostnyh svojstv v karbonatnyh postrojkah permi-karbona Predural'skogo progiba* [Features of the distribution of reservoir properties in carbonate Permian-Carboniferous buildings of Preduralsky foredeep]. Geologija i mineral'nye resursy evropejskogo severo-vostoka Rossii: Materialy XV Geologicheskogo s#ezda Respubliki Komi. T. III. Syktyvkar: IG Komi NC UrO RAN, 2009, p. 60-62.

Mihajlova M.V. *Tipy karbonatnyh massivov i ih diagnosticheskie priznaki* [Types and diagnostic features of carbonate massifs]. Neftegazonosnost' karbonatnyh formacij: trudy IGI, 1987, p. 15.

Terent'ev S.E., Bogdanov B.P., Kuvaev I.V., Fedotov A.L. *Osobennosti stroeniya i neftegazonosnosti nizhnepermских otlozheniy Kochmesskoy ploschadi* [Kochmes area - structure and petroleum potential of the Lower Permian deposits]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2012, vol. 7, no. 1, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2012.pdf

Vendel'shtejn B.Ju. *Geofizicheskie metody opredeleniya parametrov neftegazovyh kollektorov (pri podschjote zapasov i proektirovanii razrabotki mestorozhdenij)* [Geophysical methods of determining the parameters of petroleum reservoirs in calculating reserves and reservoir engineering]. B.Ju. Vendel'shtejn, R.A. Rezvanov. Moscow: Nedra, 1978, 318 p.

© Богданов Б.П., Кузьменко Ю.С., Панкратова Е.И., Терентьев С.Э., 2014