

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/30_2015

УДК 622.276:551.735.9(470.13)

Панкратова Е.И.

Филиал ООО "Газпром ВНИИГАЗ", Ухта, Россия; Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия, e.pankratova@sng.vniigaz.gazprom.ru

Богданов Б.П.

Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия; Представительство ФГУП "ВНИГРИ", Ухта, Россия, bp.bogdanov.vnigri@tpnic.ru

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ВЫЯВЛЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ОТЛОЖЕНИЯХ НИЖНЕЙ ПЕРМИ - КАРБОНА АВТОХТОНА ВУКТЫЛЬСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На современной стадии разработки Вуктыльского месторождения анализ закачки тюменского газа и добычи продукции, составленные схемы корреляции продуктивных артинско-нижнекаменноугольных отложений позволили обосновать модель с 7 пластовыми залежами, каждая из которых имеет, вероятно, собственный газоводяной контакт. На севере Вуктыльского месторождения в карбонатных отложениях нижней перми - нижнего карбона установлена автохтонная складка амплитудой до 125 м, к которой могут быть приурочены пластовые залежи, что подтверждается притоками нефти и обильными нефтегазопроявлениями в пробуренных скважинах, а в южной части месторождения в этих же отложениях также возможно существование автохтонной складки. Суммарные ресурсы автохтонных пластовых залежей могут составить десятки млн. т у. т.

Ключевые слова: скважина, сейсморазведка, доразведка, залежь, пластовая модель, ресурсы, Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение, Вуктыльский район, Тимано-Печорская провинция, Республика Коми.

В настоящее время, через 50 лет после открытия Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения, кардинально изменились представления о геолого-экономической эффективности подготовки запасов углеводородов. Особенно это относится к Вуктыльскому экономическому району с его современной инфраструктурой, которая ослабевает без прироста новых запасов.

Такие запасы сосредоточены на самой Вуктыльской складке. Для их подготовки и извлечения необходимо пересмотреть ее строение и модель месторождения с использованием всех доступных геолого-промыслово-геофизических материалов.

Основным моментом предлагаемой модели является утверждение о том, что основная нижнепермско-каменноугольная газоконденсатная залежь в карбонатах Вуктыльского месторождения не является массивной, а представляет собой пакет из пластовых залежей: нижнеартинской, ассельско-сакмарской, верхнекаменноугольной, московской, башкирской, серпуховской, визейской - разделенных глинистыми флюидоупорами и имеющими, вероятно, свои газоводяные контакты (ГВК). Аргументы для такой модели появились после анализа

результатов закачки «сухого» газа в пласт и добычи пластового флюида из продуктивных отложений.

К настоящему времени установлены два варианта поступления закачанного «сухого» газа в добывающие скважины. Первый вариант - закачка происходит в отложения одного стратиграфического интервала, а добыча происходит из этого и других стратиграфических интервалов коллекторов (можно считать естественным для массивной залежи). Второй вариант - закачка и добыча происходят по одним и тем же отложениям. Второй классический вариант является доминирующим для большей части Вуктыльского месторождения, а первый характерен для западных скважин месторождения, исходя из представлений о наличии здесь проводящих тектонических нарушений (рис. 1) [Панкратова, 2013].

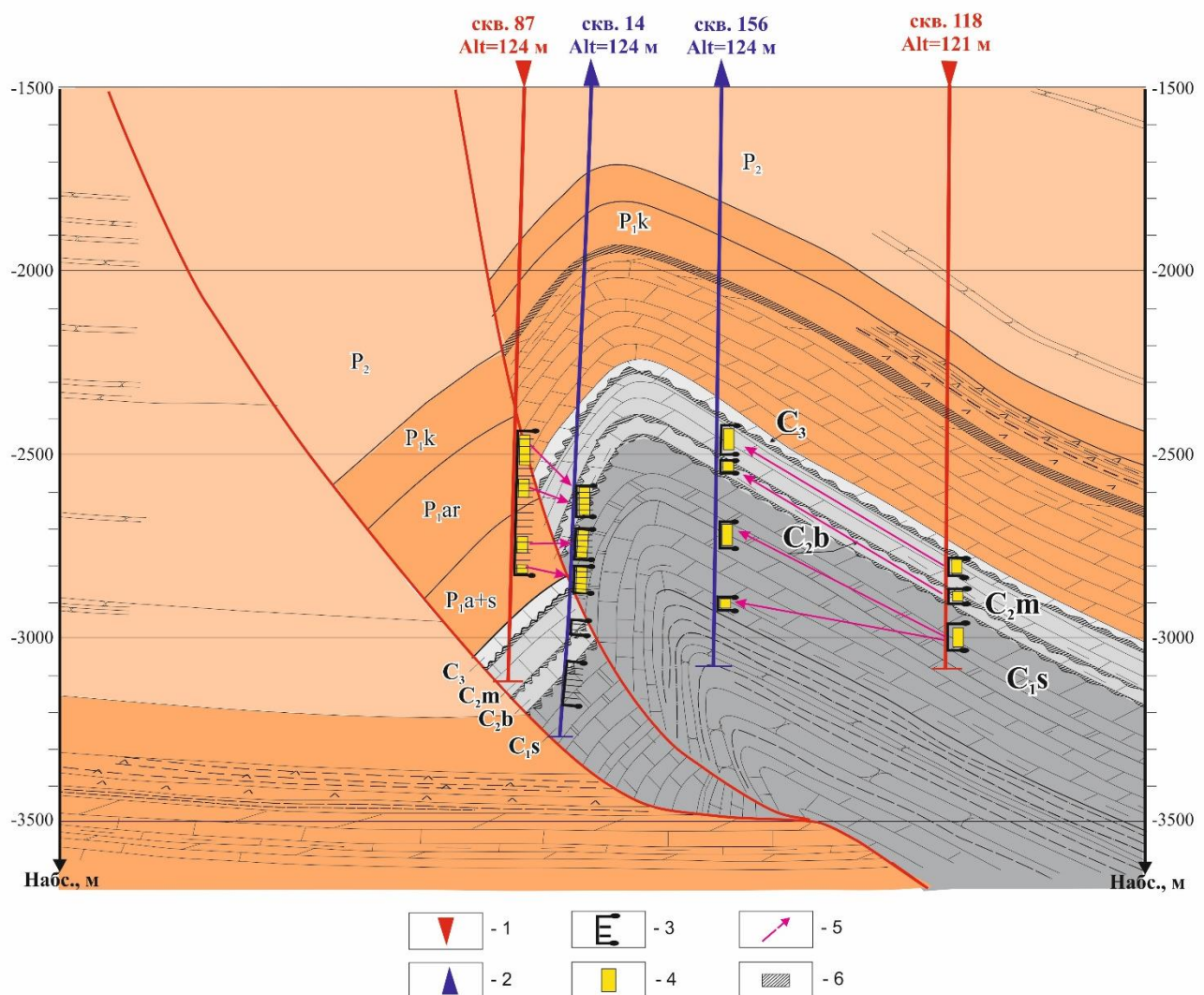


Рис. 1. Геологический профиль через скважины Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения с проницаемым нарушением

1 - нагнетательная скважина; 2 - добывающая скважина; 3 - интервал перфорации, м; 4 - газоотдающий (поглощающий) интервал, м; 5 - пути продвижения закачанного газа; 6 - глинистые карбонаты и глины.

На основании такой информации для более глубокого анализа геологического разреза составлена схема корреляции продуктивных отложений московского и башкирского ярусов (рис. 2). Разрез московского яруса представляет собой толщу пород, состоящую из трех частей. Для верхней и нижней характерно развитие глинистых разностей карбонатных пород, в средней части залегают высокопористые доломиты и известняки. Детальное сопоставление отложений показало, что указанные 3 пачки пород прослежены во всех скважинах. По данным геофизических и петрофизических исследований кернового материала были выделены газонасыщенные коллекторы с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, которые подтверждены результатами испытаний.

Отложения башкирского яруса также в кровле и подошве содержат пачки глинистых карбонатов толщиной до 15-30 м, между которыми залегают пласты-коллекторы известняков и доломитов. В начале работ предполагалось, что при закачке «сухого» газа в московские и серпуховские отложения, газ в единой массивной залежи (современное представление строения Вуктыльского месторождения) проникает и в башкирские отложения, залегающие между ними, но этого не наблюдается.

В результате корреляции разрезов, анализа результатов закачки «сухого» газа в пласт можно сказать, что пласты-коллекторы московского, башкирского, серпуховского ярусов разделены флюидоупорами, которыми могут являться указанные пачки глинистых карбонатов. А это, в свою очередь, может указывать на то, что нижнепермско-визейские карбонатные коллекторы Вуктыльского месторождения содержат отдельные пластовые залежи в нижней перми, в московском, в башкирском, в серпуховском и визейском ярусах, строение которых требует дополнительного изучения.

Таким образом, анализ некоторых результатов разработки Вуктыльского месторождения с применением закачки «сухого» газа позволил определить работающие пласты, а также сделать вывод, что пласты-коллекторы нижней перми, верхнего карбона, московского, башкирского, серпуховского и визейского ярусов могут содержать отдельные пластовые залежи, разделенные флюидоупорами.

В разные периоды эксплуатации месторождения продолжалось и продолжается изучение его геологического строения. С разной степенью достоверности выделяются параавтохтонные блоки месторождения. Это происходит по интерпретации результатов бурения скважин, анализу результатов работы добывающих скважин, результатам интерпретации материалов сейсморазведки МОГТ-2 и 3D.

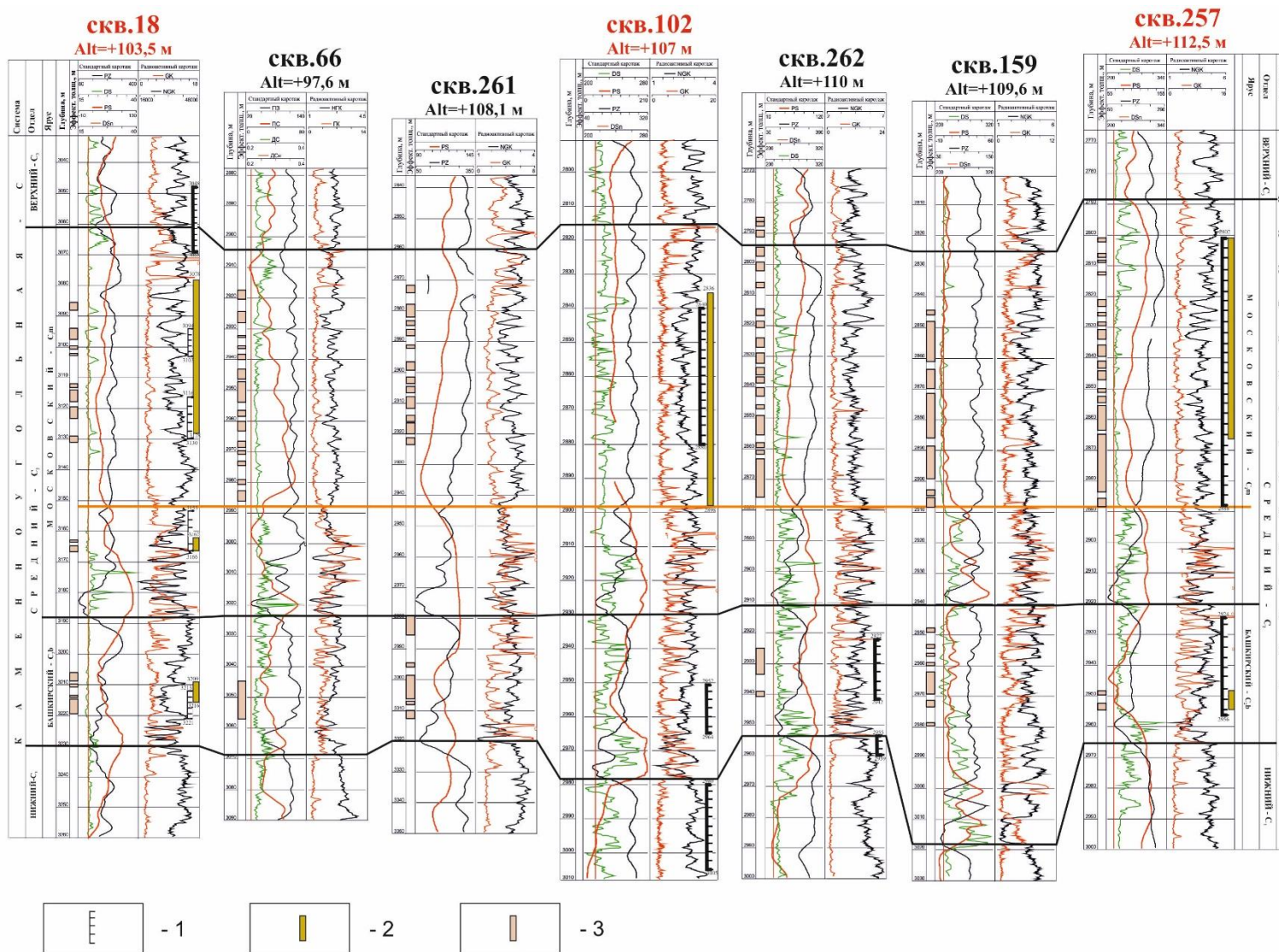


Рис. 2. Схема корреляции московско-башкирских отложений

1 - интервалы перфорации; 2 - газоотдающие (поглощающие) интервалы; 3 - интервалы коллекторов.

Для уточнения модели месторождения проведены анализы результатов закачки тюменского газа и добычи продукции из добывающих скважин. На примере одного из участков северной части антиклинали показано, что западная часть Вуктыльской складки осложнена параавтохтонным блоком, по нарушениям которого возможен переток газа [Панкратова, 2013].

В данной публикации представлены дополнительные аргументы по выделению параавтохтонных блоков, которые возникают при комплексном анализе материалов сейсморазведки МОГТ-3D, гравиразведки, бурения. При рассмотрении временного разреза L160 и его интерпретации в виде сейсмогеологического разреза (по А.Л. Федотову, 2005 г., Севернипигаз), наблюдается несоответствие в поведении отложений в параавтохтонном блоке. Отличия заключаются в том, что на временном разрезе отражающие горизонты внутри параавтохтонного блока имеют субгоризонтальные залегания (рис. 3), а на сейсмогеологической интерпретации стоят на «головах». Такое строение блока, осложненного в свою очередь дополнительным тектоническим нарушением, наблюдается на временных разрезах профилей L140-20, 180-340 к югу и северу от L160. А на некоторых профилях можно увидеть в параавтохтонном блоке антиклинальную складку со своим замком (L80). Таким образом, на сейсмогеологических профилях параавтохтон можно закартировать на профилях от L20 до L340 на протяжении 8 км. Ширина параавтохтона на уровне кровли карбонатов может достигать 800-1000 м [Панкратова, Богданов, 2014].

Известно, что на месторождении выполнены гравиметрические съемки масштаба 1:50000 и крупнее, которые, прежде всего, в аномальном поле и его трансформациях отражают поведение кровли карбонатных пород. Был выполнен комплексный анализ данных сейсморазведки, бурения, промыслово-геофизических материалов, гравиразведки с использованием карты аномалии Vzzz (по Ф.Н. Снисарь и др., 1980 г., СГЭ 10 УГТУ) (рис. 4). На карте аномалий Vzzz к западу от линии основного взбросо-надвига наблюдаются положительные аномалии Vzzz от скв. 30-Вуктыл на юге до скв. 45-Вуктыл на севере. Центральная часть из таких аномалий как раз соответствует параавтохтонному блоку, выделяемому по материалам МОГТ-3D. Тем самым можно утверждать, что материалы гравиразведки весьма информативны для картирования параавтохтонных блоков. Анализ поля Vzzz показывает, что наличие параавтохтонных блоков следует ожидать к западу от Нижневуктыльской складки. Суммарная длина параавтохтона может составить 20 км при залегании карбонатов в нем в интервале глубины 2800-3500 м. Геологический смысл картирования строения параавтохтонных блоков очевиден: детализация геологического строения Вуктыльской складки как геологического объекта; оценка запасов и ресурсов карбонатного блока суммарной длиной 20 км и высотой 750 м выше первоначального ГВК;

опоискование и доразведка для последующей добычи углеводородов (рис. 5). Ранее было показано [Панкратова, 2013], что основное нарушение Вуктыльского месторождения может быть проводящим, а это может указывать на выработку части запасов параавтохтона, степень которой может быть дополнительно определена.

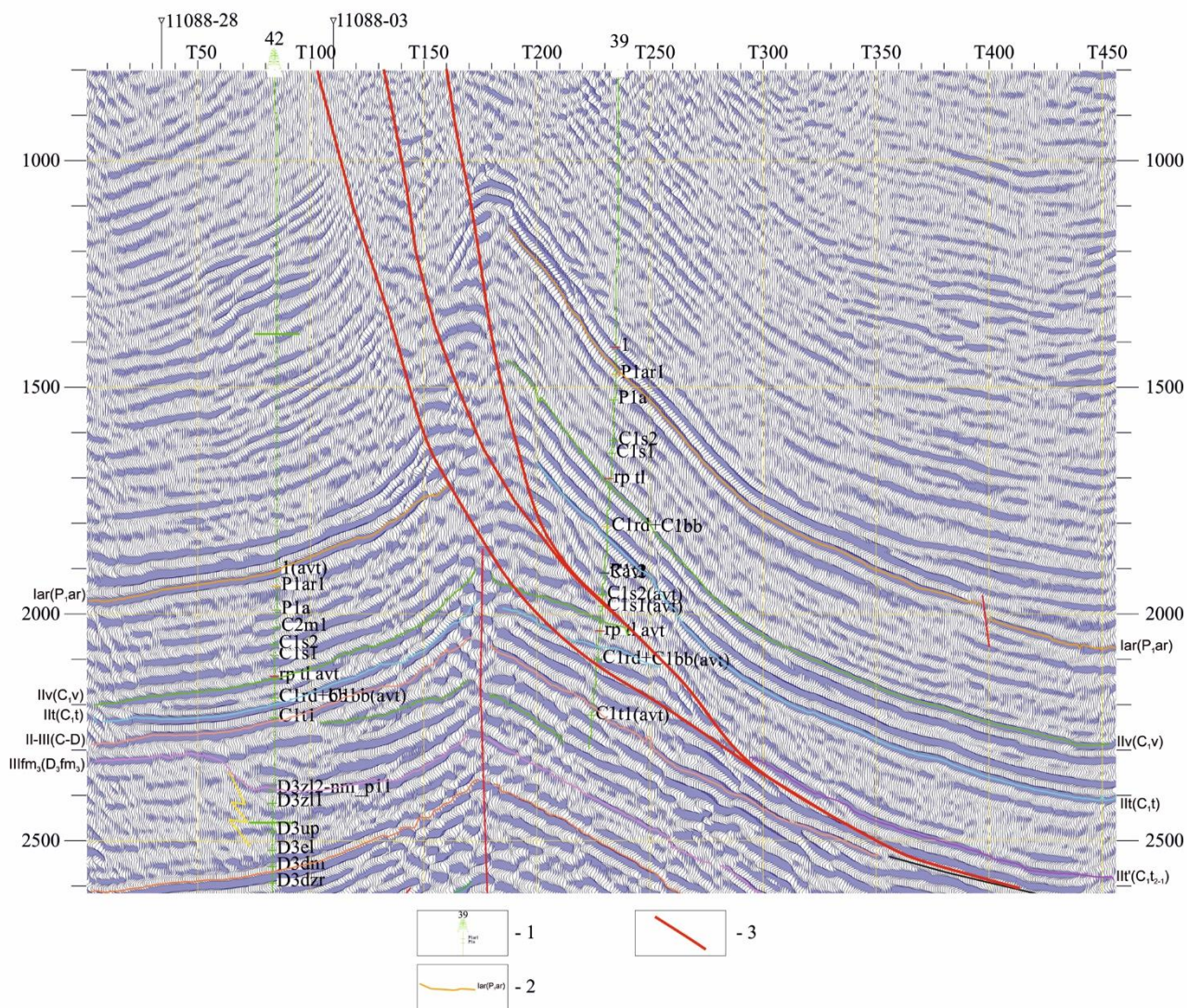


Рис. 3. Временной разрез с параавтохтонным блоком Вуктыля

1 - скважина со стратиграфической разбивкой и её номер; 2 - отражающий горизонт и его индекс; 3 - тектонические нарушения.

Возможно, главным моментом для переоценки строения и перспектив нефтегазоносности Вуктыльского месторождения являются результаты авторских исследований, представленные ниже. По результатам анализа материалов сейсморазведки МОГТ-3D, 2D, проведенной в северной части Вуктыльской структуры, по линиям сейсмогеологических разрезов в автохтонном разрезе пермско-каменноугольных отложений закартированы антиклинальные складки амплитудой до 50-125 м, перспективы нефтегазоносности которых не были оценены.

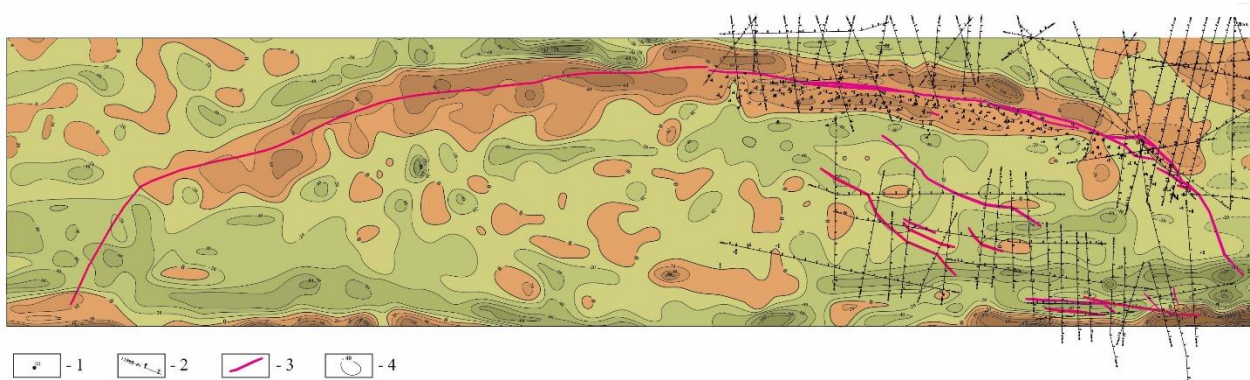


Рис. 4. Карта аномалий V_{zzz} на Вуктыльском месторождении и его периферии

1 - скважина и ее номер; 2 - сейсмический профиль и его номер; 3 - тектонические нарушения; 4 - изолинии V_{zzz} и их значения.

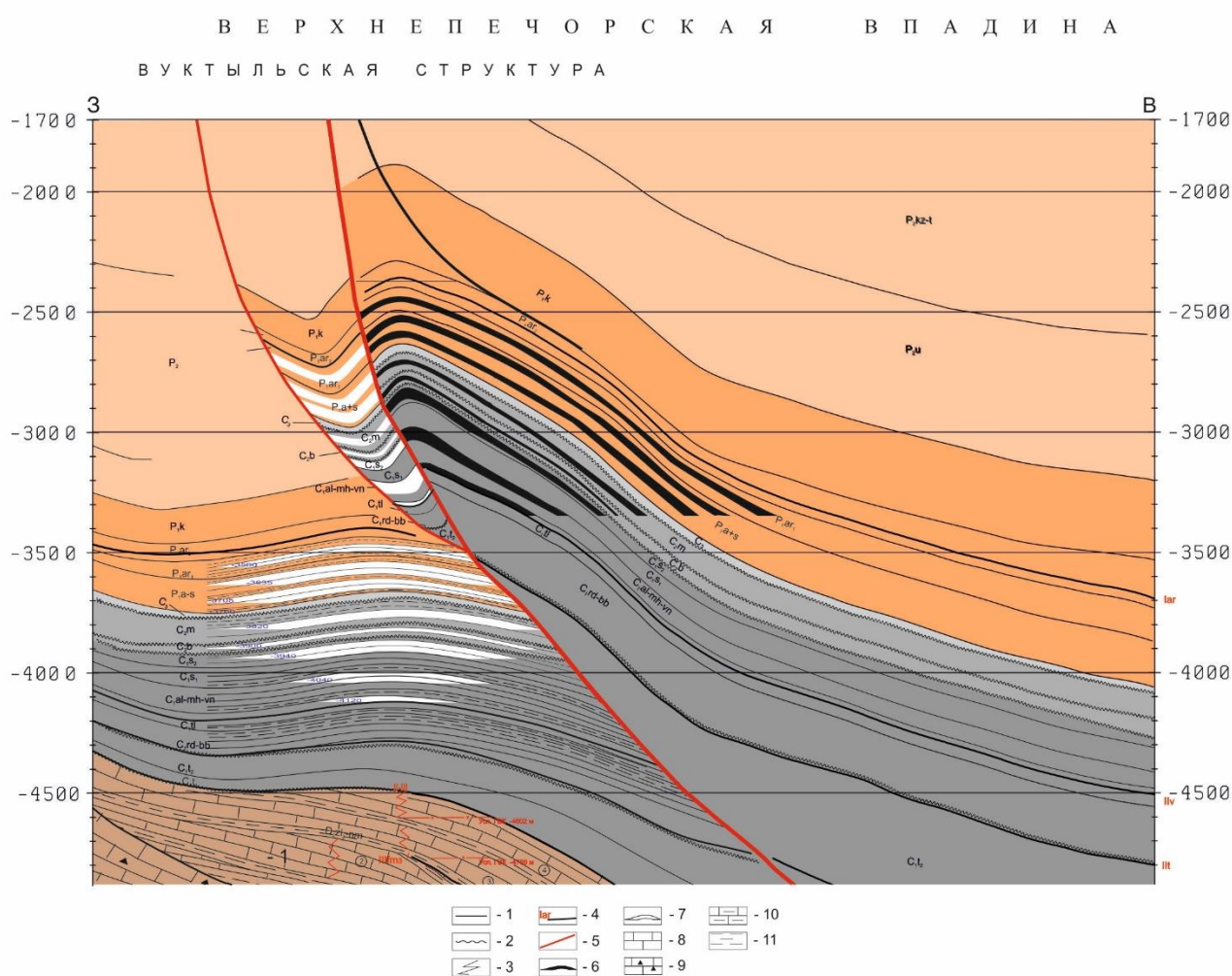


Рис. 5. Сейсмогеологический разрез через Вуктыльское месторождение с предполагаемыми залежами в параавтохтонном блоке

Геологические границы: 1 - согласного залегания; 2 - несогласного залегания; 3 - фациального замещения; 4 - отражающие горизонты; 5 - тектонические нарушения; 6 - известные залежи углеводородов; 7 - предполагаемые залежи углеводородов. Литология: 8 - известняки; 9 - битуминозные известняки; 10 - глинистые известняки; 11 - глины, аргиллиты.

Если исходить из массивного строения пермско-визейской залежи Вуктыльского месторождения, то массивная залежь в автохтоне будет иметь высоту до 50-125 м и вряд ли

выдержит геолого-экономическую оценку для освоения. Но, если исходить из авторской модели слоистых залежей месторождения, как это показано на рис. 6, то получаются совершенно иные геолого-экономические оценки. С определенными допущениями можно трансформировать структурные построения по ОГ Пч при интерпретации материалов 3D-2D в схематические структурные карты семи пластовых залежей, размеры которых могут составить 22,0 x 1,0-3,0 км при амплитуде до 125 м (рис. 7). По каждой из прогнозируемых залежей может быть проведена оценка ресурсов. Суммарная оценка ресурсов по пластовым залежам автохтона севера Вуктыльской структуры в нижнеартинских, ассельско-сакмарских, верхнекаменноугольных, московских, башкирских, серпуховских, визейских карбонатных отложениях может составить многие десятки млрд. м³ газа и десятки млн. т конденсата.

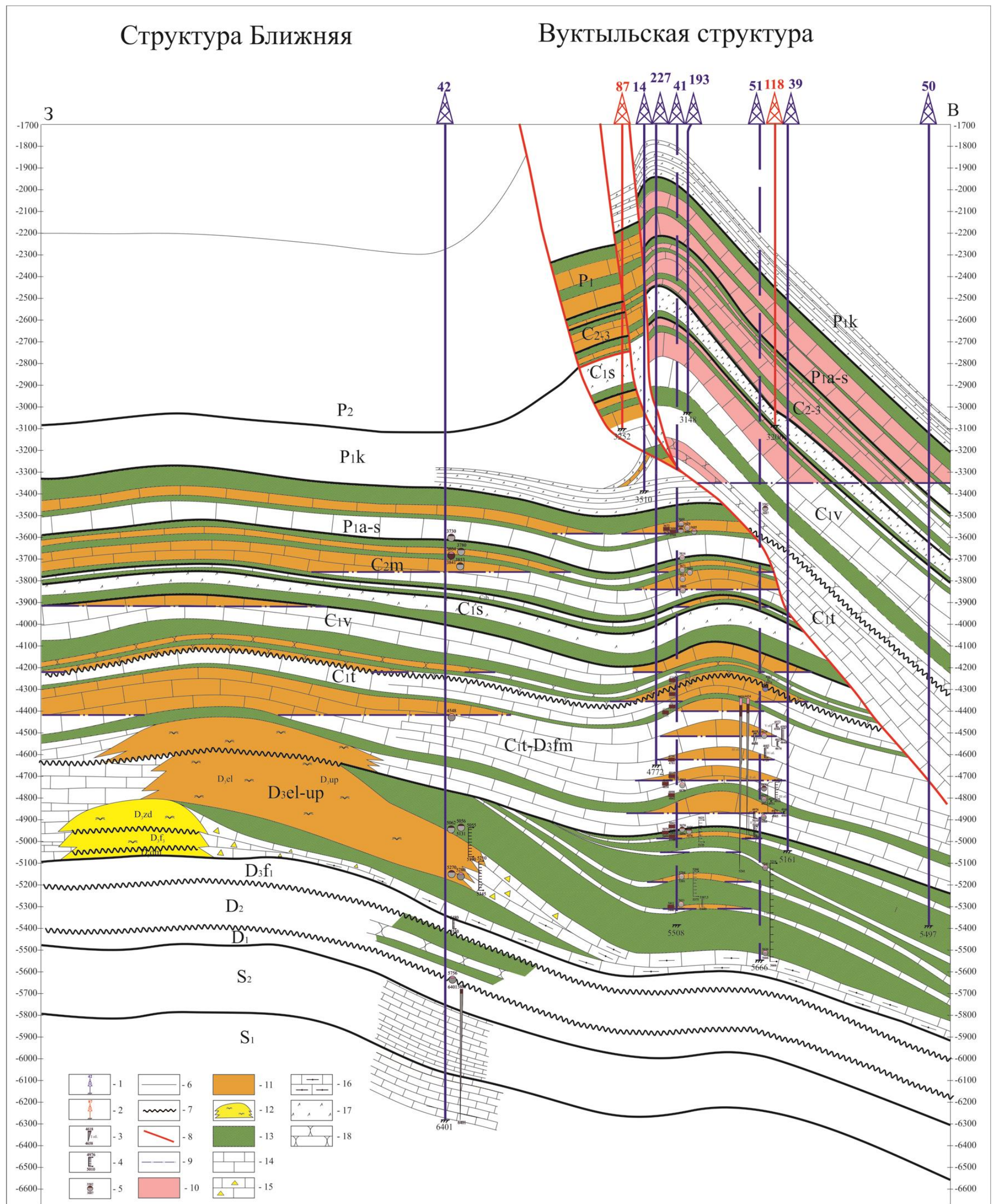
Продуктивность автохтона установлена уже давно: в скв. 14 получен нефтяной фонтан, в скважинах 20 и 31 установлена низкая продуктивность, и эти скопления нефти оценивались как тектонически изолированные, находящиеся в автохтонной части разреза.

В южной части Вуктыльского месторождения (южнее скв. 52) сейсморазведочные работы 2D проводились в 1978-1988 гг., лучшие временные разрезы которых имеют невысокое качество. Проведенный авторами анализ этих материалов показал, что на юге Вуктыльской складки может отсутствовать параавтохтон с незначительными запасами, но может существовать автохтонная складка амплитудой свыше 200 м и длиной до 60 км, в которой запасы углеводородов могут составить десятки млн. т. у. т

К востоку от Вуктыльского месторождения находится Восточно-Вуктыльская структура и Мишпарминское месторождение, амплитуда которых может превышать 200 м. Эти структуры покрыты редкой сетью профилей МОГТ-2D (1976-1989 гг.), что недостаточно для современных представлений об их строении и эффективной разработки. На этих объектах после дополнительных работ 3D также можно при оценке ресурсов и запасов применить пластовые модели залежей.

Западнее Вуктыльского месторождения структурно-рифтовые ловушки структур Ближней, Лебяжской требуют дополнительного изучения 3D, где в связи отмеченными при бурении нефтегазопроявлениями могут быть обнаружены залежи в верхнедевонских рифах и структурах их облекания, в пластовых пермско-каменноугольных коллекторах. Таким образом, совокупность проведенных исследований позволила сделать следующие выводы:

1. Западное крыло Вуктыльской складки и месторождения осложнено прерывистыми параавтохтонными блоками общей протяженностью до 20 км и высотой от 780 до 1000 м, которые могут содержать сохранившиеся или частично-выработанные нефтегазовые запасы в количестве десятков млрд. м³. Тектонические нарушения, ограничивающие аллохтонные блоки, могут быть частично проницаемыми.



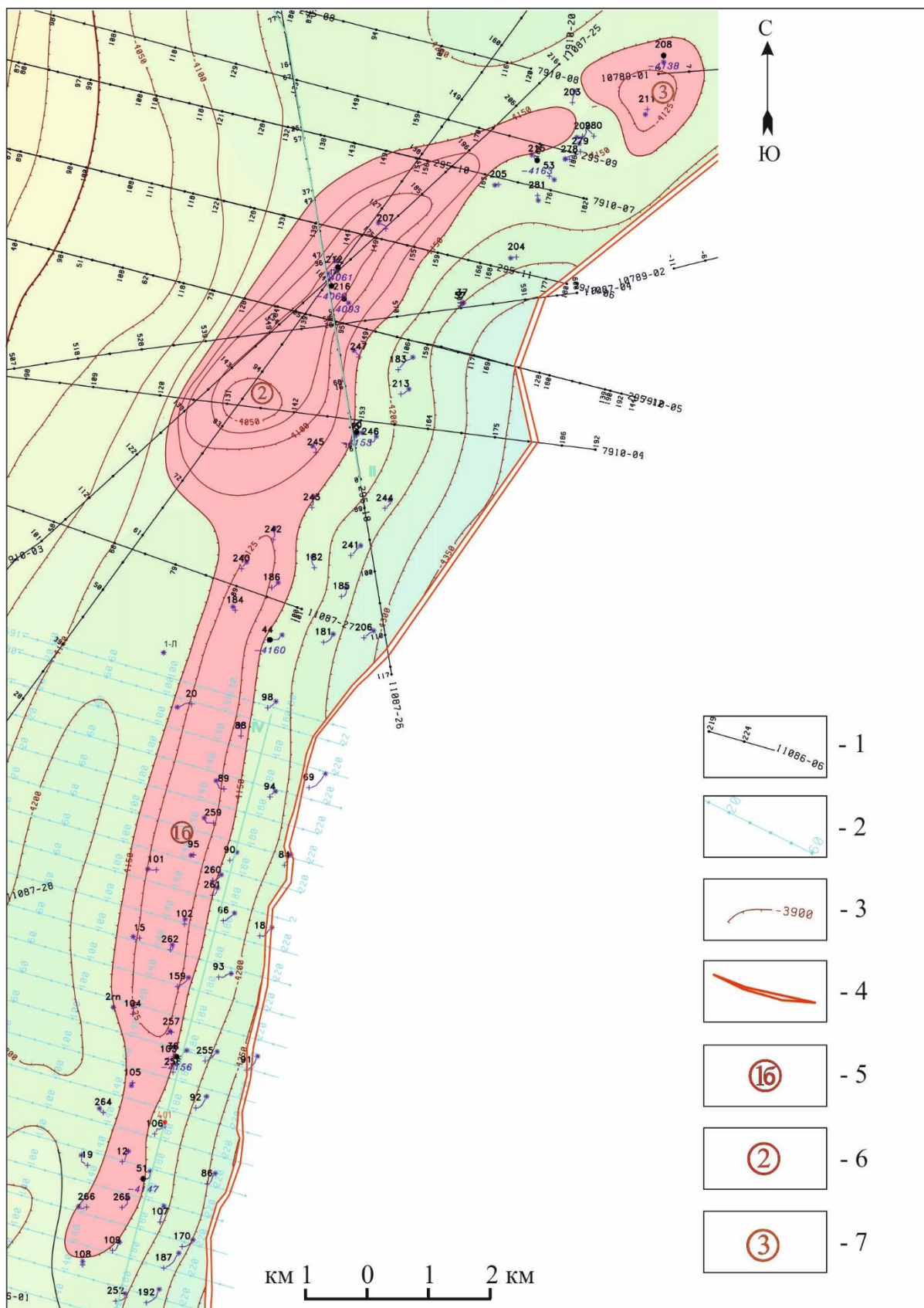


Рис. 7. Структурная карта по отражающему горизонту $\Pi\nu$ ($C1\nu$) в автохтоне Вуктыльской структуры

(по А.Л. Федотову, 2005 г., Севернипигаз, с изменением)

1 - сейсмический профиль 2D с пикетами и его номер; 2 - сейсмический профиль 3D; 3 - изогонсы отражающего горизонта $\Pi\nu$ ($C1\nu$), м; 4 - тектонические нарушения. Структуры: 5 – Нижневуктыльская; 6 - Козланюрская; 7 - Северо-Вуктыльская.

2. Анализ закачки «сухого» газа в пласт и добычи продукции из скважин Вуктыльского месторождения на современной стадии его разработки, составленные схемы корреляции продуктивных артинско-нижнекаменноугольных отложений позволили обосновать для Вуктыльского месторождения иную модель с 7 пластовыми залежами, каждая из которых имеет, возможно, собственный ГВК.

3. На севере Вуктыльского месторождения в карбонатных отложениях нижней перми - нижнего карбона установлена автохтонная складка размерами до 22,0 x 1,0-3,0 км при амплитуде до 125 м, к которой могут быть приурочены 7 пластовых залежей с суммарными ресурсами в десятки млрд м³. Из прогнозируемой палеофациальной ситуации можно предположить в автохтоне лучшие фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов.

4. В южной части месторождения возможно существование автохтонной складки в отложениях верхнего девона - нижней перми длиной до 60 км и амплитудой свыше 200 м с пластовыми залежами и ресурсами в десятки млн т. у. т.

5. Перед планированием дополнительных геологоразведочных работ для оценки достоверности предложенной модели в виде сейсморазведки 3D и бурения целесообразно провести анализ проводки, опробования и испытания скважин, вскрывших параавтохтонные и автохтонные блоки, на предмет определения насыщения уже вскрытого разреза в контуре намеченных пластовых залежей, на предмет ремонта скважин для испытания перспективных пластов в автохтоне.

6. Мишпарминское месторождение и Восточно-Вуктыльская структура требуют дополнительного изучения сейсморазведкой для оценки запасов и ресурсов по пластовой модели залежей для последующего лицензирования.

7. По имеющимся геолого-геофизическим материалам можно обосновать более оптимистичное по ресурсам строение структур Ближней и Лебяжской для последующего их выставления для лицензирования и оценки состояния скважин для испытания перспективных пластов.

Литература

Панкратова Е.И. Использование закачки «сухого» газа для уточнения строения Вуктыльского месторождения // Сборник материалов научно-технической конференции. - УГТУ, 2013. - С. 34-38.

Панкратова Е.И. К вопросу геологического строения Вуктыльской структуры // Международный научно-исследовательский журнал. - 2014. - Ч.1. - №4. - С. 89-91

Панкратова Е.И., Богданов Б.П. Перспективы нефтегазоносности Вуктыльского месторождения в связи с новой моделью залежей // Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России: материалы XVI геологического съезда Республики Коми. - Сыктывкар, 2014. - Т. III. - С. 74-76.

Pankratova E.I.

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

Bogdanov B.P.

Representation of All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), Ukhta, Russia; Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia, bp.bogdanov.vnigri@tpnic.ru

GEOLOGICAL BACKGROUND FOR IDENTIFYING PRODUCTIVE POOLS IN THE LOWER PERMIAN-CARBONIFEROUS AUTOCHTHON DEPOSITS OF THE VUKTYL OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

At the current stage of the Vuktyl field development the analysis of the Tyumen gas injection and hydrocarbon production, drawn correlation schemes of the producing Artinskian-Lower Carboniferous deposits, has enabled to validate a model with 7 productive pools; each pool is likely to have its own gas-water contact. An autochthonous fold with the amplitude of 125 m identified in the north of the Vuktyl field within the Lower Permian-Lower Carboniferous carbonate deposits may contain the productive pools, which is confirmed by oil inflows and abundant showings of oil and gas in the drilled wells. The autochthonous fold may also be located in the southern part of the field in the same deposits. The total resources of autochthonous deposits may be tens million tons.

Keywords: well, seismic survey, additional exploration, deposit, reservoir model, resources, the Vuktyl oil and gas condensate field, the Vuktyl region, the Timan-Pechora province, the Komi Republic.

References

Pankratova E.I. *Ispol'zovanie zakachki «sukhogo» gaza dlya utochneniya stroeniya Vuktyl'skogo mestorozhdeniya* [Using the injection of "dry" gas to refine the structure of the Vuktyl deposit]. Proceedings of Science and Technology Conference, UGTU, 2013, p. 34-38.

Pankratova E.I. *K voprosu geologicheskogo stroeniya Vuktyl'skoy struktury* [On the question of the geological structure of Vuktyl formation]. *Mezhdunarodnyy nauchno-issledovatel'skiy zhurnal*, 2014, part 1, no. 4, p. 89-91.

Pankratova E.I., Bogdanov B.P. *Perspektivy neftegazonosnosti Vuktyl'skogo mestorozhdeniya v svyazi s novoy model'yu zalezhey* [Petroleum potential prospects of Vuktyl deposits in connection with the new model of deposits]. *Geologiya i mineral'nye resursy evropeyskogo severo-vostoka Rossii*: Proceedings of XVI Geological Congress of the Komi Republic. Syktyvkar, 2014, vol. III, p. 74-76.

© Панкратова Е.И., Богданов Б.П., 2015