

urgent issue of placing reserves into different categories according to their possible cost-effective and efficient development, namely placing hydrocarbon reserves in hard-to-recover and (or) unconventional, the development of which requires the use of new, more expensive technologies and fold increase in capital and operating production costs.

Keywords: categories of reserves and resources, new classification of reserves, geological, balance, recoverable oil reserves, reserves difficult to recover, unconventional oil deposits, geological, geological and hydrodynamic models, the state commission on reserves, oil companies.

References

Afanas'ev V.S., Afanas'ev S.V., Zakirov S.N. Principles of computer technologies of the data interpretation and three-dimensional computer modeling of oil and gas fields. *Tr. III Mezhd. nauchn. simpoziuma «Teoriya i praktika primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov»* [Proc. III Int. Sci. Symp. «Theory and Practice of enhanced oil recovery methods»]. Moscow: VNIIneft Publ. 2011. V. 2. Pp. 130-135. (In Russ.)

Khusainov V.M. Uvelichenie izvlekaemykh zasposov nefiti na pozdney stadii razrabotki krupnogo neftyanogo mestorozhdeniya (teoriya, geologicheskie osnovy, praktika) [Enhanced oil recovery on the late stage of development on example of a large oil field (theory, geological basics, practice)]. *Avtoref. diss. dokt. tekhn. nauk* [Abstract Dr. techn. sci. diss.]. Moscow. 2011. 50 p. (In Russ.)

Muslimov R.Kh. Oil recovery: past, present, future. Kazan: Fen Publ. 2012. 664 p. (In Russ.)

Muslimov R.Kh. Nefteotdacha; proshloe, nastoyashee, budeshche (optimizatsiya dobychi, maksimizatsiya KIN) [Oil recovery: past, present, future]. 2 Ed. Kazan: Fen Publ. 2014. 750 p. (In Russ.)

Muslimov R.Kh. Sovremennye metody upravleniya razrabotkoy neftyanykh mestorozhdeniy s primeneniem zavodneniya [Modern methods for managing the development of oil fields with flooding]. Kazan: Kazansk. universitet Publ. 2003. 596 p. (In Russ.)

TrIZ: vklyuchit mozg? Da. Net [Hard to recover oil: include brain? Yes. No]. *Neftegazovaya vertikal = Oil and gas vertical*. 2014. No. 22. Pp. 20-25. (In Russ.)

Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M. New concepts in 3D geological and hydrodynamic modelling. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*. 2006. No. 1. Pp. 34-41. (In Russ.)

For citation: R.Kh. Muslimov The New Classification of Reserves and Resources of Oil and Combustible Gas – Movement Onward or Backward? *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 2. Pp. 80-87. DOI: 10.18599/grs.18.2.1

Information about author

Renat Kh. Muslimov – Doctor of Science (Geol. and Min.), Professor, Department of Oil and Gas Geology, Kazan (Volga region) Federal University

Russia, 420008, Kazan, Kremlevskaya str., 4/5

Phone: +7 (843) 233-73-84, e-mail: davkaeva@mail.ru

Manuscript received March 29, 2016

УДК 622.279:550.8(470.13)

Комплексный анализ геолого-геофизических данных и параметров разработки для обоснования системы пластовых залежей в аллохтоне и автохтоне Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения

Е.И. Панкратова¹, Л.В. Юнусова¹, Б.П. Богданов²

¹Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Ухта, Россия

²Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия

Комплексный анализ распространения закачиваемого «сухого» газа и добычи продукции скважин, составленные схемы корреляции продуктивных артинско-нижнекаменноугольных отложений, характер распределения пластовых давлений по разновозрастным отложениям позволили установить, что общеизвестная массивная залежь Вуктыльского месторождения характеризуется как система пластовых залежей, по-видимому, со своими газодынными контактами. Данная модель позволяет наиболее эффективно контролировать и управлять процессами, происходящими в продуктивном разрезе при использовании технологии закачки «сухого» газа в аллохтонной части месторождения. По данным бурения и сейсморазведки 2D, 3D 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. Суммарные ресурсы автохтонных пластовых залежей могут составить десятки миллиардов кубических метров.

Ключевые слова: Вуктыльское месторождение, разрез, аллохтон, автохтон, скважина, газоконденсатная залежь, закачка «сухого» газа, сейсморазведка, продуктивные отложения.

DOI: 10.18599/grs.18.2.2

Для цитирования: Панкратова Е.И., Юнусова Л.В., Богданов Б.П. Комплексный анализ геолого-геофизических данных и параметров разработки для обоснования системы пластовых залежей в аллохтоне и автохтоне Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 2. С. 87-93. DOI: 10.18599/grs.18.2.2

Изучение и уточнение геологического строения Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) осуществлялось с момента его открытия в 1964 г. при разведке, опытно-промышленной эксплуатации и те-

кущей разработке. Вуктыльская структура представлена сложнопостроенной валообразной высокоамплитудной асимметричной складкой субмеридионального простирания с двумя структурными этажами: верхним надвину-

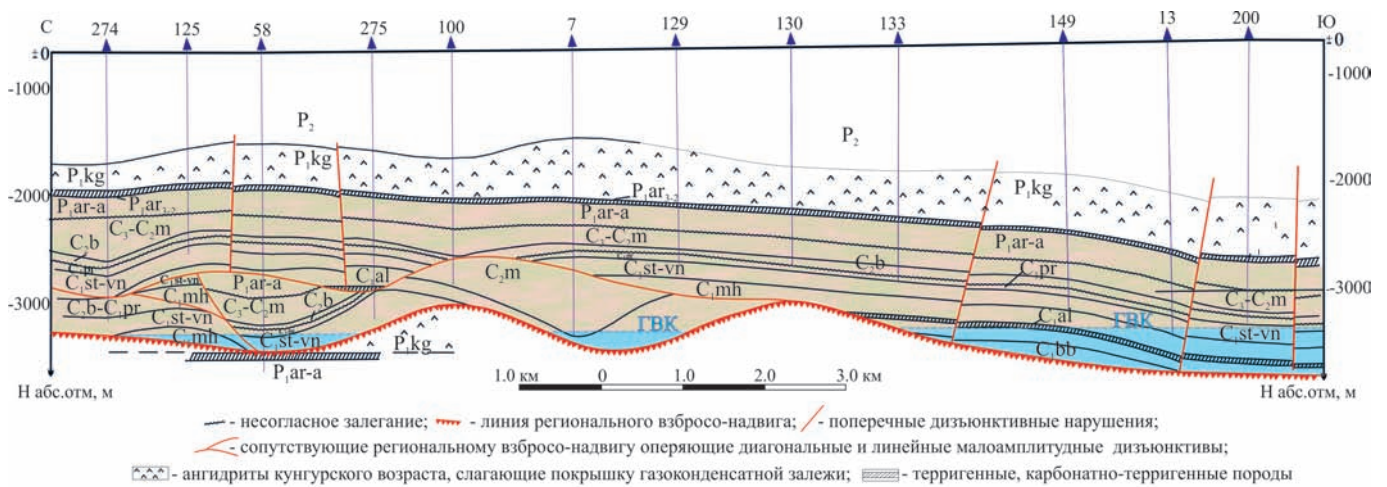


Рис. 1. Продольный профиль участка Вуктыльского месторождения.

тым-аллохтонным и нижним малодислоцированным-автохтонным. На месторождении с этажом продуктивности до 1500 м и крупными размерами установлена уникальная по своим запасам нижнепермско-каменноугольная газоконденсатная залежь, приуроченная к аллохтонной части. Залежь считается массивной тектонически экранированной с единым газоводяным контактом (Рис. 1).

По компонентному составу пластовый газ Вуктыльского месторождения относится к группе с высоким содержанием конденсата, значение которого для начальных термобарических условий (пластовое давление 36,3 МПа) составляло 360 г/м³. Разработка месторождения до 1993 г. осуществлялась на режиме истощения естественной энергии пласта. Отборы из залежи сопровождалась падением пластового давления, что привело к значительному выпадению жидких углеводородов в пласте. К этому времени пластовое давление прошло порог максимальной конденсации и снизилось до 3,78 МПа.

Для увеличения конденсатоотдачи с 1993 г. на месторождении реализуется технология активного воздействия на истощенную газоконденсатную залежь. Эффективность применяемой технологии обуславливается достижением максимального охвата продуктивных интервалов «сухим» газом и, как следствие, добычей выпавших в пласте углеводородов. В настоящее время воздействием «сухим» газом охвачена большая площадь месторождения: закачка осуществляется на УКПГ-1, 2, 4, 8.

Контроль за процессами закачки и отбора продукции, осуществляемый на основе стандартных комплексов геофизических, газоконденсатных и газодинамических исследований, ведется по двум группам скважин: нагнетательным и добывающим.

Анализ промыслово-геофизических исследований скважин, в результате которого более детально изучены геологические разрезы вскрытых отложений, позволяет определять глубины залегания продуктивных горизонтов, их коллекторские свойства, включая пористость, проницаемость, флюидонасыщенность, а также отслеживать газотдающие и поглощающие интервалы добывающих и нагнетательных скважин, соответственно.

По результатам газоконденсатных исследований, а также оперативного контроля за компонентным составом газа добывающих скважин прослеживались пути распространения «сухого» газа по продуктивным отложениям от нагнетательных скважин к добывающим.

По результатам опытно-промышленных работ определены два варианта продвижения закачанного «сухого» газа в добывающие скважины. Первый вариант – закачка и добыча происходят по отложениям, приуроченным к одному стратиграфическому горизонту; второй вариант – закачка осуществляется в отложения одного возраста, а добыча – из отложений других возрастов. Этому способ-

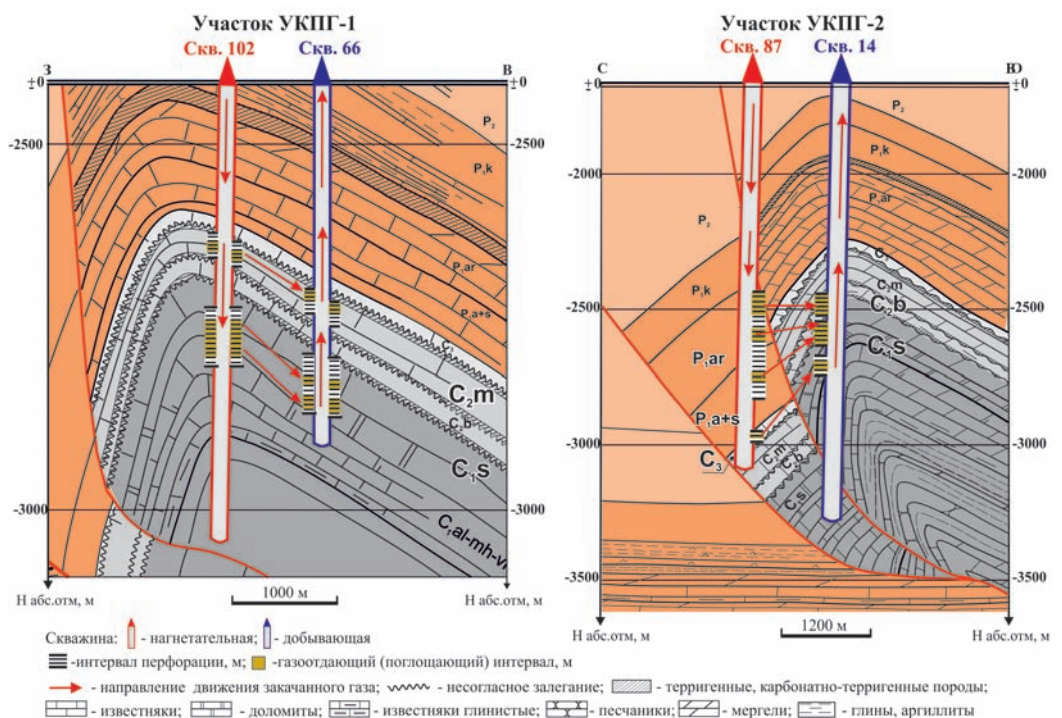


Рис. 2. Геологические профили через скважины участков УКПГ-1 и УКПГ-2.

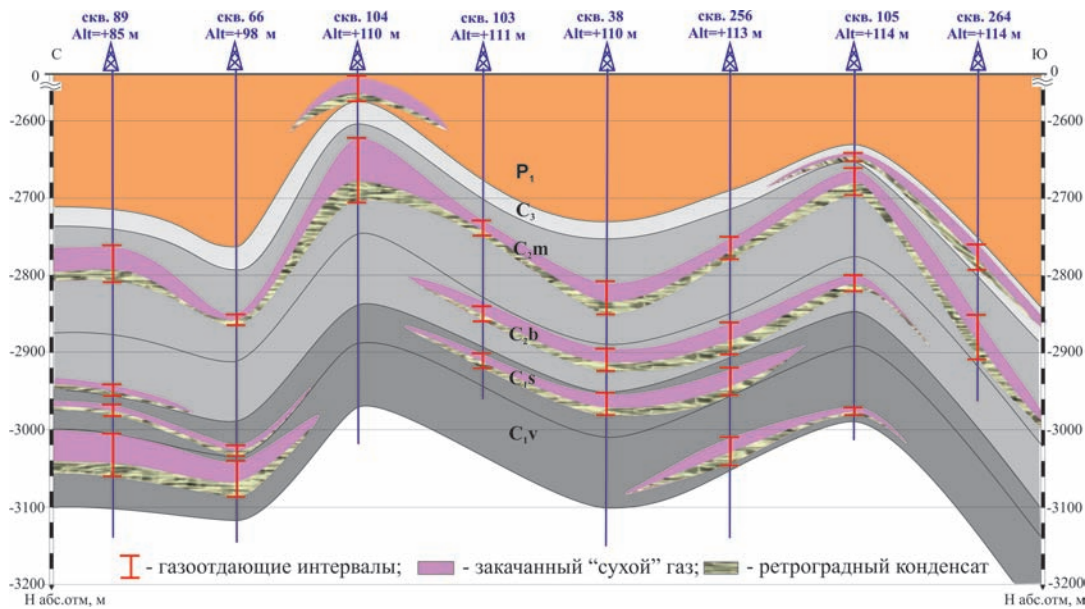


Рис. 3. Профиль через скважины участка Вуктыльского месторождения.

ствуют проводящие тектонические нарушения, установленные по данным бурения и сейсморазведки (Панкратова, 2013). В качестве примера на рис. 2 представлены геологические профили через скважины участков УКПГ-1 и УКПГ-2, на которых отображены варианты продвижения закачанного «сухого» газа.

На основании исследований ведутся балансовые рас-

четы углеводородного сырья по продуктивным отложениям, приуроченным к разным стратиграфическим горизонтам. На примере УКПГ-1, где воздействием тюменского газа охвачен весь продуктивный разрез, представлено распределение добычи тюменского газа и ретроградного конденсата по каждой скважине.

Теоретически предполагается, что в массивной залежи выпавший конденсат занимает гипсометрически низкие глубины. Однако проведенный авторами данной статьи анализ добычи ретроградного конденсата с начала закачки показал, что выпавший конденсат присутствует во всех продуктивных отложениях, независимо от глубин их залегания (P_1 art- C_1) (Рис. 3).

В связи с этим появилось предположение, что общеизвестная массивная залежь может иметь иное геологическое строение. Исходя из этого, более подробно проанали-

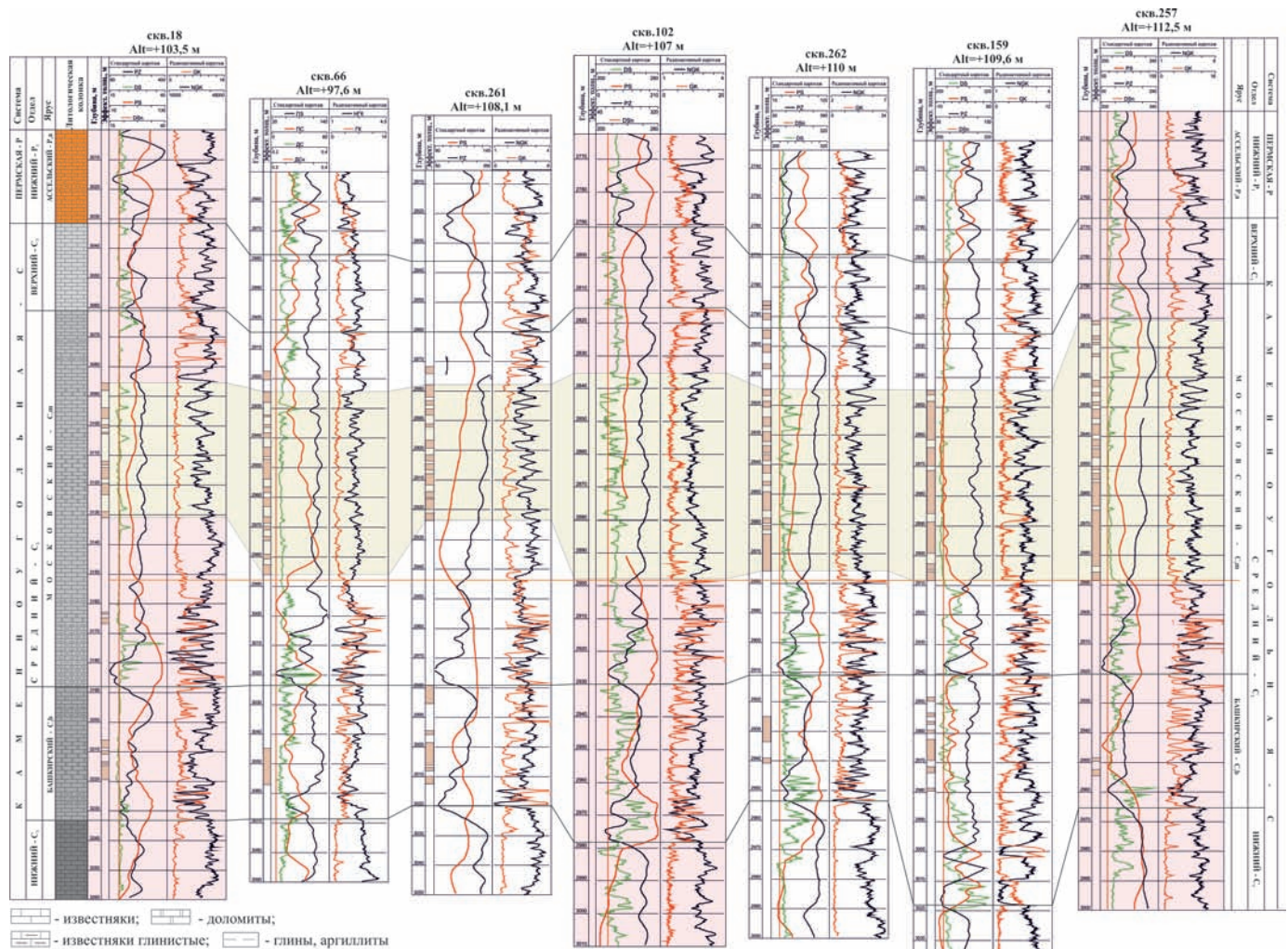


Рис. 4. Схема корреляции продуктивных отложений аллохтонной части Вуктыльского месторождения.

зирован геологический разрез продуктивных отложений, составлена схема корреляции отложений нижней перми, верхнего карбона, московского, башкирского, серпуховского ярусов (Рис. 4). Разрез московского яруса представляет собой толщу пород, состоящую из трех частей: для верхней и нижней характерно развитие глин и глинистых разностей карбонатных пород, в средней части залегают высокопористые доломиты и известняки. Детальное сопоставление отложений показало, что указанные три 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. В кровле и подошве отложений башкирского яруса также содержатся пачки глинистых карбонатов толщиной до 15-30 м, между которыми залегают пласты-коллекторы известняков и доломитов (Панкратова, 2014).

По данным корреляции разрезов, анализа результатов закачки «сухого» газа и отбора продукции можно предположить, что пласты-коллекторы московского, башкирского, серпуховского ярусов разделены флюидоупорами, которыми являются указанные пачки глин и глинистых карбонатов. А это, в свою очередь, указывает на то, что нижепермско-серпуховские коллекторы Вуктыльской месторождения содержат отдельные пластовые залежи в коллекторах нижней перми, московского, башкирского и серпуховского ярусов.

Для выяснения характера распределения пластовых давлений по всему разрезу продуктивного массива от нижней перми до нижнего карбона был произведен анализ, при котором на основании замеренных устьевых статических давлений с учетом составов пластового газа рассчитывались давления, приведенные на одну глубину (для наглядности отображения). Необходимо отметить, что для расчета принимали данные по каждой скважине на протяжении всего периода эксплуатации на режиме естественного истощения. Проанализировав полученные материалы, можно отметить, что каждая разновозрастная пачка, приведенная на одну глубину, характеризуется своими давлениями. При этом значения пластовых давлений коррелируются с характеристиками фильтрационно-емкостных

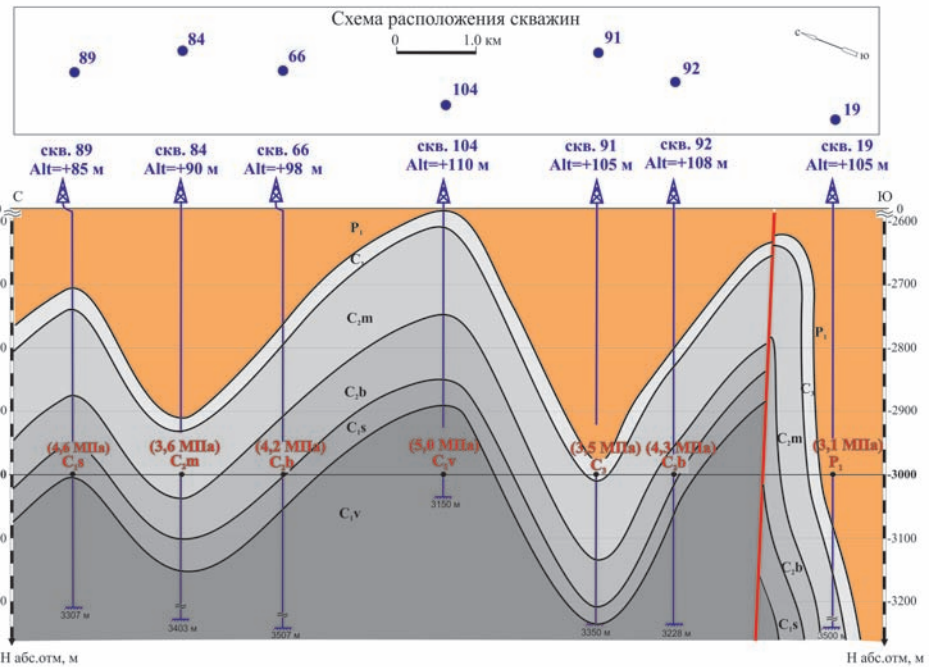


Рис. 5. Распределение пластового давления по продуктивным отложениям, приведенное к абсолютным отметкам 3000 м.

свойств отложений разных горизонтов. Для наглядности приведен профиль, составленный по линии скважин северного купола Вуктыльской структуры, вскрывших весь продуктивный разрез (P₁art-C₁), на котором показано, что пластовые давления в разновозрастных отложениях имеют свои значения (Рис. 5).

Таким образом, проведенный комплексный анализ геолого-геофизических данных и параметров разработки Вуктыльского месторождения позволяет предложить

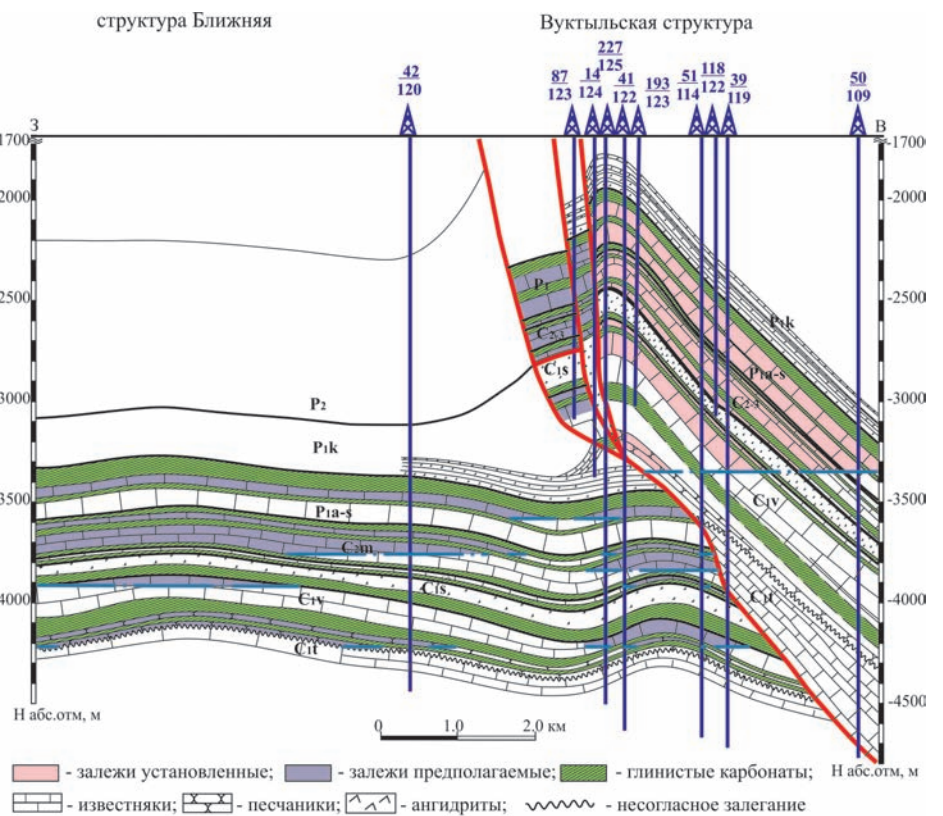


Рис. 6. Геологический разрез с системой пластовых залежей в аллохтоне и автохтоне Вуктыльского месторождения.

иное его геологическое строение и доказать, что залежь аллохтона, считающаяся массивной залежью с единой гидродинамической системой, характеризуется как система пластовых залежей, возможно, со своими газоводяными контактами.

Проведенный анализ явился предпосылкой для обоснования перспектив нефтегазоносности нижнепермско-визейских отложений и в автохтонной части месторождения.

Для анализа геологического разреза автохтонной части Вуктыльского месторождения была составлена схема корреляции отложений перми-карбона, которая показала

наличие пластов-коллекторов, разделенных глинистыми карбонатами и глинами в качестве флюидоупоров, как это было показано нами для аллохтона.

Надо отметить, что продуктивность ордовикско-нижнепермских отложений автохтона Вуктыльской складки установлена давно: Т.Г. Гринько в производственном отчете отмечает, что «в автохтоне Вуктыльской площади при бурении и опробовании скважин практически по всему разрезу артинско-ордовикских образований наблюдались нефтегазопроявления различного характера и интенсивности: от разгазирования глинистого раствора и повышенных га-

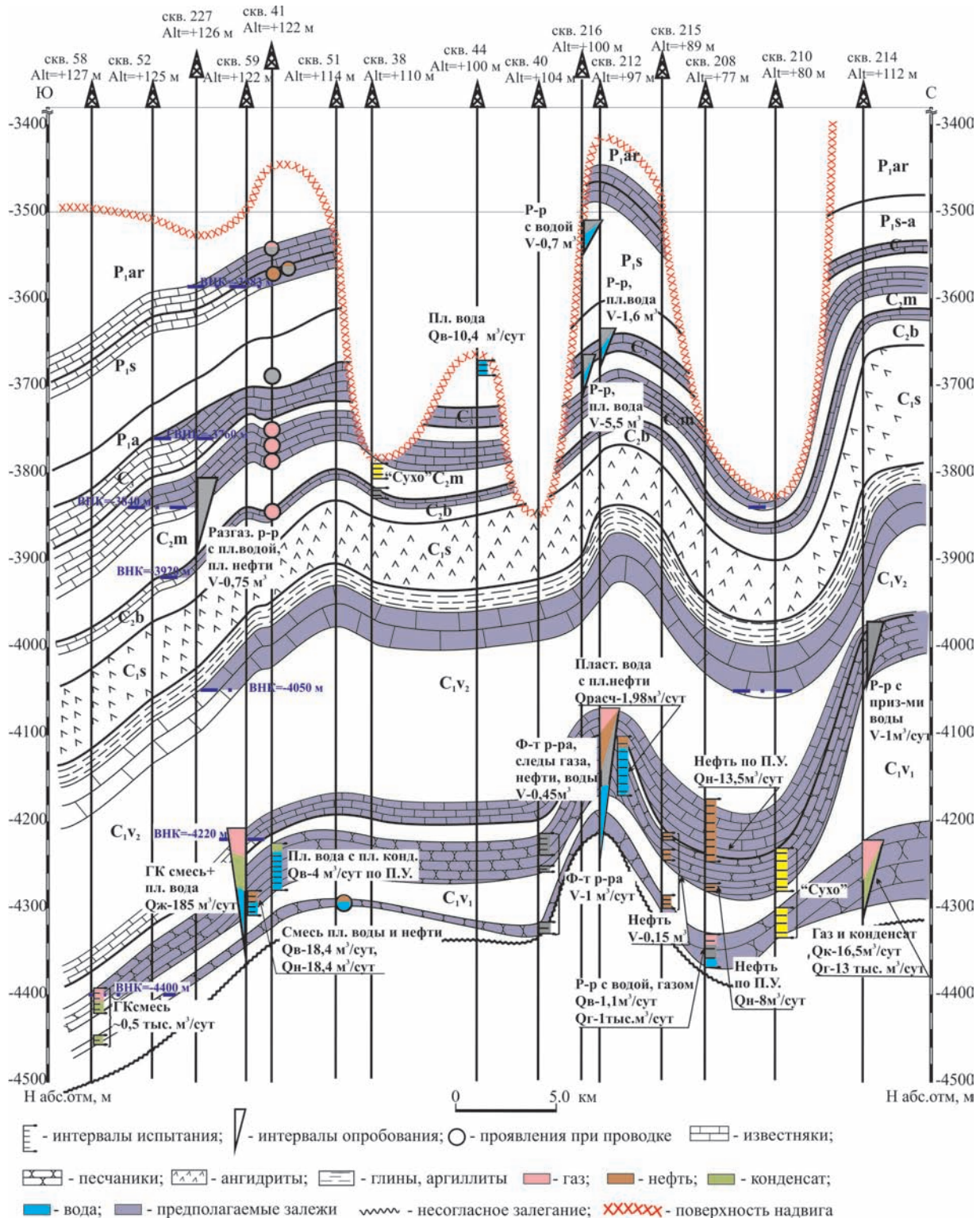


Рис. 7. Строение залежей углеводородов в автохтоне Вуктыльского месторождения.

зопоказаний по газовому каротажу до фонтанных газопроявлений. Например, в карбонатах поздневизейско-раннепермского возраста при бурении скв. 41 на глубине 3690 м (ассельский ярус) появилась нефть, за 1,5 ч вышло 15 м³ нефти плотностью 0,95 г/см³. Пленки нефти в растворе отмечены во время проходки ассельских и московских образований в скв. 42, протвинско-башкирских – в скв. 39, раннеартинских и сакмарских – в скв. 59.

Также отмечены нефтепроявления в двух литологических пачках терригенной яснополянской толщи поднадвига Вуктыльской площади – пластах Π_a и Π_b . Залежи в этих отложениях связаны как с литологическим, так и со структурным фактором, они изолированы друг от друга и приурочены к линзовидным пластам песчаников, замещающимся плотными глинистыми породами вверх по восстанию на моноклинали. Залежь нефти в пласте Π_a выявлена скв. 225: при опробовании в колонне интервала 4514–4487 м получен фонтанный приток легкой нефти (плотностью 0,790 г/см³) дебитом 40,1 т/сут и газа 122 тыс. м³/сут. Пласт был также вскрыт скв. 224, 39, 42, 58, 59. При предварительной оценке запасов нефти, выполненной в ПО «Севергазпром» в 1987 г. приняты следующие параметры для подсчета по категории C_1 : при положении ВНК на а.о. – 4364 м площадь залежи составляет 2,9997 км², высота 76 м, средняя эффективная мощность – 4 м, открытая пористость 10 %, коэффициент нефтенасыщенности 0,65. Залежи нефти в пласте Π_b вскрыты в скв. 51, где из интервала 4362–4375 м получен приток нефти с незначительным содержанием пластовой воды (до 25 %) дебитом жидкости до 22 м³/сут., и в скв. 59, в которой с глубины 4428–4409 м извлечена смесь пластовой воды и нефти общим дебитом 36,8 м³/сут (50 % воды, 50 % нефти). Эти нефтяные залежи изолированы друг от друга в районе между скв. 51 и 41, где пласт Π_b почти полностью замещается плотными алевролитами и песчаниками. По предварительным расчетам площадь залежи в районе скв. 51 равна 9,361 км², скв. 59 – 27,485 км², остальные параметры подсчета запасов те же, что и для пласта Π_a .

Возможно, главным моментом для новых перспектив нефтегазоносности Вуктыльского месторождения являются результаты исследований, представленные ниже. По результатам обобщения материалов сейсморазведки МОГТ-3D, 2D, проведенной в северной части Вуктыльской структуры, по линиям сейсмогеологических разрезов в автохтонном разрезе пермско-каменноугольных отложений картированы антиклинальные складки амплитудой до 50–125 м при размерах 22 x 1 км, перспективы нефтегазоносности которых не были оценены. 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 (Панкратова, Богданов, 2014). Но, если исходить из модели с системой пластовых залежей (Рис. 6), то получают совершенно иные геолого-экономические оценки. С определенными допущениями можно трансформировать структурные построения по ОГ Пв отчета по интерпретации материалов 3D-2D в схематические структурные карты семи пластовых залежей, размеры каждой из которых могут составить 22x1-3 км при амплитуде до 125 м (Панкратова, Богданов, 2015).

Анализ результатов бурения скважин, вскрывших автохтон Вуктыльской складки, включающих газонефтепроявления при проводке, опробованиях и испытаниях рассматриваемых отложений, позволил составить общую модель Вуктыльского НГКМ, состоящего из систем пластовых залежей углеводородов в артинско-сакмарских, верхнекаменноугольных, московских, башкирских, серпуховских и визейских отложениях аллохтона и автохтона (Рис. 6 и 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 миллиардов кубических метров газа и десятки миллионов тонн конденсата.

Таким образом, совокупность проведенных исследований позволила сделать следующие выводы.

1. Комплексный анализ распространения закачиваемого «сухого» газа и добычи продукции скважин, составленные схемы корреляции продуктивных артинско-нижнекаменноугольных отложений, характер распределения пластовых давлений по разновозрастным отложениям позволили установить, что общеизвестная массивная залежь Вуктыльского месторождения имеет иное геологическое строение и характеризуется как система пластовых залежей, по-видимому, со своими газоводяными контактами.

2. Это положение о смене типа залежи Вуктыльского месторождения требует дополнительного подтверждения при дальнейших работах на месторождении, но уже сейчас можно утверждать, что данная модель позволяет наиболее эффективно контролировать и управлять процессами, происходящими в продуктивном разрезе при использовании технологии закачки «сухого» газа в аллохтонной части месторождения. Полученные результаты комплексного анализа были учтены при проведении работ по изменению системы «закачка – добыча», а также обоснованию отдельно-раздельной закачки по продуктивным отложениям. В настоящее время Программа опытно-промышленных работ по увеличению углеводородоотдачи на Вуктыльском НГКМ утверждена в ПАО «Газпром».

3. По данным бурения и сейсморазведки 2D, 3D на севере Вуктыльского месторождения в карбонатных отложениях нижней перми-нижнего карбона установлена автохтонная складка размерами до 22x1-3 км при амплитуде до 125 м, к которой могут быть приурочены семь пластовых залежей с суммарными ресурсами в десятки миллиардов кубических метров. Из палеофациальной ситуации в автохтоне прогнозируются лучшие фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов.

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*. Екатеринбург. 2014. Ч. 1. № 4. С. 89–91.

Панкратова Е.И., Богданов Б.П. Геологические предпосылки выявления пластовых залежей в отложениях нижней перми-карбона автохтона Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2015. Т. 10. № 3. URL: http://www.ngtr.ru/rub/4/30_2015.pdf.

Панкратова Е.И., Богданов Б.П. Перспективы нефтегазонасности Вуктыльского месторождения в связи с новой моделью залежей. *Мат. XVI Геологического съезда Республики Коми «Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России»*. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН. 2014. Т. III. С. 74-76.

Сведения об авторах

Елена Ивановна Панкратова – ведущий инженер лаборатории комплексных промысловых исследований отдела корпоративного центра исследований пластовых систем (керна и флюиды) филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

Россия, 169314, Республика Коми, Ухта, ул. Севастопольская, 1-а. E-mail: e.pankratova076@mail.ru

Людмила Валентиновна Юнусова – начальник лаборатории комплексных промысловых исследований отдела корпоративного центра исследований пластовых систем (керна и флюиды) филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

Борис Павлович Богданов – доцент кафедры Ухтинского государственного технического университета, канд. геол.-мин. наук

Россия, 169300, Республика Коми, Ухта, ул. Первомайская, 13. E-mail: bogdanboris@mail.ru

Статья поступила в редакцию 15.04.2016

Comprehensive Analysis of Geological-geophysical Data and Development Parameters to Justify System of Bedded Deposits in Allochthon and Autochthon of Vuktyl Oil and Gas Condensate Field

E.I. Pankratova¹, L.V. Yunusova¹, B.P. Bogdanov²

¹Ukhta Branch of «Gazprom VNIIGAZ», Ukhta, Russia

²Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia

Abstract. Comprehensive analysis of injected ‘dry’ gas distribution and well production, composed correlation schemes of productive Artinian-Lower Carboniferous sediments, reservoir pressure distribution over sediments of various age revealed that the well-known massive deposit of Vuktyl field is characterized as a system of bedded deposits, apparently, with its own gas-water contact. This model allows the most efficient control and management of processes in the productive section when using the injection of ‘dry’ gas in allochthonous part of the field.

According to drilling and 2D, 3D seismic survey in the north of Vuktyl field an autochthonous fold with amplitude of up to 125 m is established in carbonate deposits of Lower Permian-Lower Carboniferous, to which bedded deposits may be confined, as evidenced by the abundant oil flow and oil and gas shows in drilled wells. Total resources of the autochthonous bedded deposits could reach tens of billions of cubic meters.

Keywords: Vuktyl field, section, allochthon, autochthon, well, gas condensate deposit, injection of ‘dry’ gas, seismic survey, productive deposits.

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]. *Proc. of Science and Technology Conference*. Ukhta State Technical University. 2013. Pp. 34-38. (In Russ.)

Pankratova E.I. K voprosu geologicheskogo stroeniya Vuktyl'skoy struktury [The question of geological structure of the Vuktyl formation]. *Mezhdunarodnyy nauchno-issledovatel'skiy zhurnal = International Research Journal*. 2014. P. 1. No. 4. Pp. 89-91. (In Russ.)

Pankratova E.I., Bogdanov B.P. Geologicheskie predposylki vyavleniya plastovykh zalezhey v otlozheniyakh nizhney permikarbona avtokhtona Vuktyl'skogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya [Geological backgrounds for identifying productive reservoirs in the Lower Permian-Carboniferous autochthon deposits of the Vuktyl oil and gas condensate field]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied*

Studies. 2015. Vol. 10. No. 3. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/30_2015.pdf. (In Russ.)

Pankratova E.I., Bogdanov B.P. Perspektivy neftegazonosnosti Vuktyl'skogo mestorozhdeniya v svyazi s novoy model'yu zalezhey [Oil and gas potential of Vuktyl field in connection with the new model of deposits]. *Мат. XVI Геологического съезда Республики Коми «Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России»* [Proc. XVI Geological Congress of the Komi Republic «Geology and Mineral Resources of the European North-East of Russia»]. Syktывkar. 2014. Vol. III. Pp. 74-76. (In Russ.)

For citation: Pankratova E.I., Yunusova L.V., Bogdanov B.P. Comprehensive Analysis of Geological-geophysical Data and Development Parameters to Justify System of Bedded Deposits in Allochthon and Autochthon of Vuktyl Oil and Gas Condensate Field. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 2. Pp. 87-93. DOI: 10.18599/grs.18.2.2

Information about authors

Elena I. Pankratova – Leading Engineer, Laboratory of Complex Field Research, Corporate Centre of Reservoir Systems Research (core and fluids), Ukhta Branch of «Gazprom VNIIGAZ»

Russia, 169314, Komi Republic, Ukhta, Sevastopol'skaya str., 1-a. E-mail: e.pankratova076@mail.ru

Lyudmila V. Yunusova – Head of the Laboratory of Complex Field Research, Corporate Centre of Reservoir Systems Research (core and fluids), Ukhta Branch of «Gazprom VNIIGAZ»

Russia, 169314, Komi Republic, Ukhta, Sevastopol'skaya str., 1-a

Boris P. Bogdanov – Associate Professor, PhD (Geol. and Min.), Ukhta State Technical University

Russia, 169300, Komi Republic, Ukhta, Pervomayskaya str., 13. E-mail: bogdanboris@mail.ru

Manuscript received April 15, 2016