

Соболева Е.Н.ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГБУ «ВНИГНИ»), Москва, Россия, soboleva@vniigni.ru**Каспаров С.О.**Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова (МГУ имени М.В. Ломоносова), Москва, Россия, ahlprod@gmail.com

ДОСТОВЕРНОСТЬ ОЦЕНКИ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ОТЛОЖЕНИЯХ ДОМАНИКОВОГО ТИПА БУЗУЛУКСКОЙ ВПАДИНЫ

Приведены особенности строения нетрадиционных залежей нефти в отложениях доманикового типа Бузулукской впадины. Рассмотрены варианты оценки ресурсного потенциала доманиковой формации с помощью метода бассейнового моделирования и с использованием вероятностной оценки. Представлено сопоставление оценок запасов нефти, выполненных различными методами.

Ключевые слова: *отложения доманикового типа, нетрадиционные залежи нефти, бассейновое моделирование, оценка ресурсов углеводородов, Бузулукская впадина.*

Отложения доманикового типа (в соответствии с [Варламов и др., 2017]) – высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые и кремнисто-карбонатные породы со сланцеватой текстурой, а также углеродистые брекчии, известняки и доломиты с органическим веществом сапропелевого типа в количестве более 0,5%. По содержанию органического вещества отложения доманикового типа подразделяются на доманикиты (Сорг – от 5% (вес.) до 25% (вес.)) и доманикоиды (Сорг - от 0,5% (вес.) до 5% (вес.)) [Систематика и классификация..., 1998].

Отложения доманикового типа в пределах Бузулукской впадины охватывают стратиграфический интервал от доманикового горизонта среднефранского подъяруса до заволжского надгоризонта верхнефаменского подъяруса (согласно [Варламов и др., 2017]), а не отдельное стратиграфическое подразделение – доманиковый горизонт (рис. 1).

Доманиковые отложения Волго-Уральской провинции ранее рассматривались только как нефтематеринская толща, которая генерировала углеводороды (УВ) для большинства залежей в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Отложения доманикового типа, как показали геологоразведочные работы последних лет, содержат значительное количество УВ, и данные отложения можно рассматривать как единую неструктурную залежь, из которой часть УВ мигрировала в структурные ловушки, а большая часть осталась в доманиковой толще.

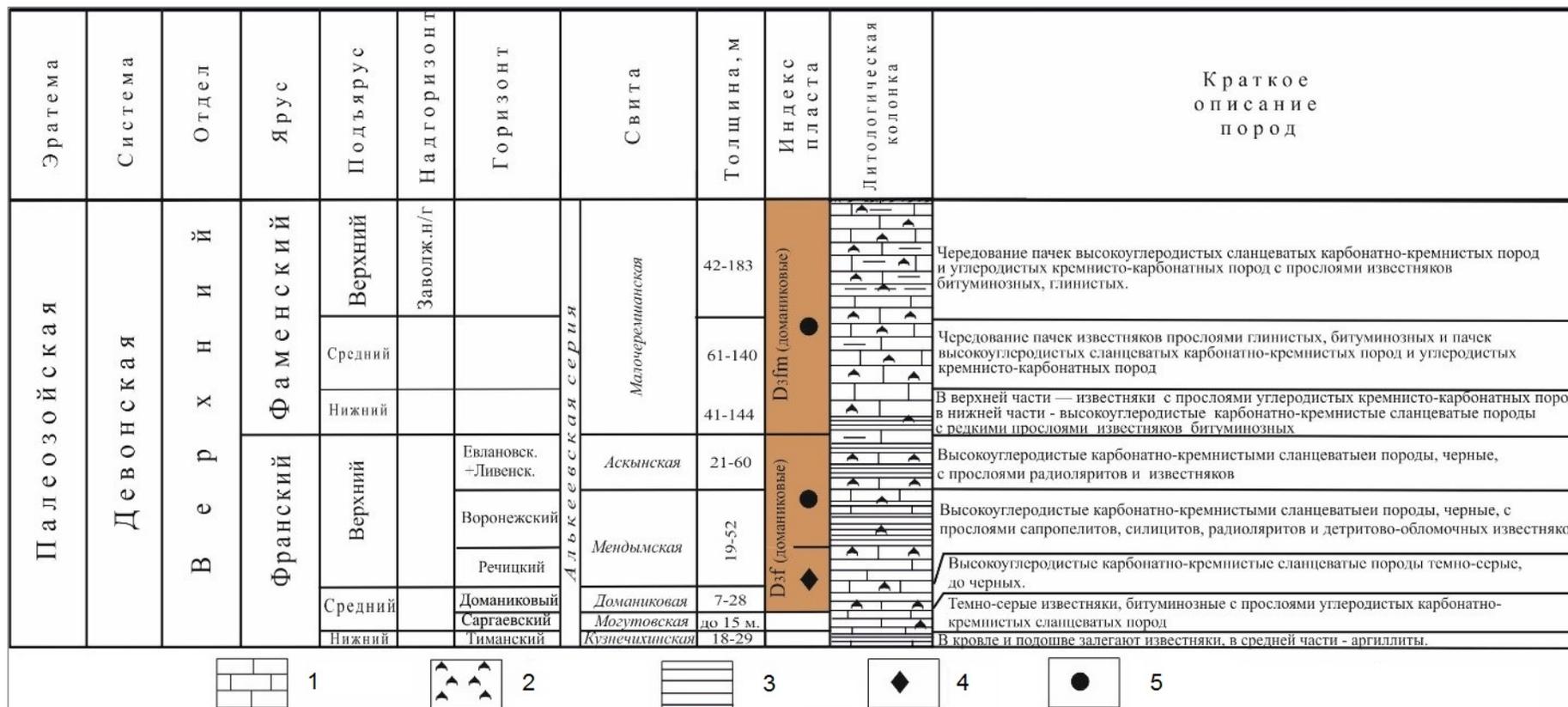


Рис. 1. Сводный литолого-стратиграфический разрез в интервале распространения отложений доманикового типа в пределах Бузулукской впадины

1 – известняки, 2 – битуминозные породы, 3 – глина, аргиллит, 4 – перспективные нефтеносные пласты (на Троицком месторождении), 5 – продуктивные нефтеносные пласты (на Троицком месторождении).

Резервуары нефти в отложениях доманикового типа обладают очень низкими коллекторскими свойствами. Проницаемость измеряется величинами от тысячных долей до 0,1-0,5 мД, а пористость обычно колеблется от 1 до 6-8%, встречаются отдельные прослои традиционных коллекторов.

Промышленные притоки нефти из нетрадиционных коллекторов получают после проведения гидроразрыва пласта с закреплением трещин пропантом, таким образом, эти притоки из другой, искусственно сформированной среды, свойства которой по данным исследования керна, ГИС и испытаний, выполненные до проведения гидроразрыва пласта, определить нельзя [Варламов и др., 2017].

Залежи нефти в отложениях доманикового типа не имеют подошвенных вод и водонефтяных контактов. Каждая залежь распространена непрерывно по латерали резервуара и ограничена фациальным замещением коллекторов породами с более низкими фильтрационно-емкостными свойствами. В мировой литературе такие резервуары нефти носят название «протяженных» или «непрерывных» резервуаров (continuous reservoirs).

В течение 2012-2019 гг. на территории Бузулукской впадины открыты Троицкое и Красногорское месторождения в Оренбургской области с нетрадиционными залежами нефти в отложениях доманикового типа верхнефранско-фаменского возраста и две залежи нефти в отложениях доманикового типа франско-фаменского возраста на Южно-Неприковском и Лещевском месторождениях в Самарской области, что подтвердило высокие перспективы нефтеносности нетрадиционных залежей в отложениях доманикового типа данной территории.

В 2016 г. в ФГБУ «ВНИГНИ» проведено бассейновое моделирование 3D для территории Бузулукской впадины в программном пакете TemisFlow 2015. Методика бассейнового моделирования заключается в объединении в общую систему процессов осадконакопления, образования в отложениях флюидов и их миграции и аккумуляции в различных структурах. Она предполагает применение математических алгоритмов для обработки сейсмических, стратиграфических, петрофизических, геохимических и прочих геологических данных с целью реконструкции эволюции осадочных бассейнов. В настоящее время бассейновое моделирование выполняется с помощью специализированного программного обеспечения [Моделирование осадочных бассейнов..., 2007].

Моделируемая территория Бузулукской впадины Волго-Уральской антеклизы простирается с запада на восток на ~ 255 км, с севера на юг – ~ на 245 км (рис. 2). Площадь впадины составляет 55300 км².

Распределение общих объемов и плотностей генерации и аккумуляции УВ по продуктивным комплексам в отложениях доманикового типа верхнего девона в пределах

Бузулукской впадины представлено на диаграммах (рис. 3, 4). Ресурсный потенциал отложений доманикового типа в пределах Бузулукской впадины, оцененный по результатам бассейнового моделирования, составляет **149,9 млрд. т.**

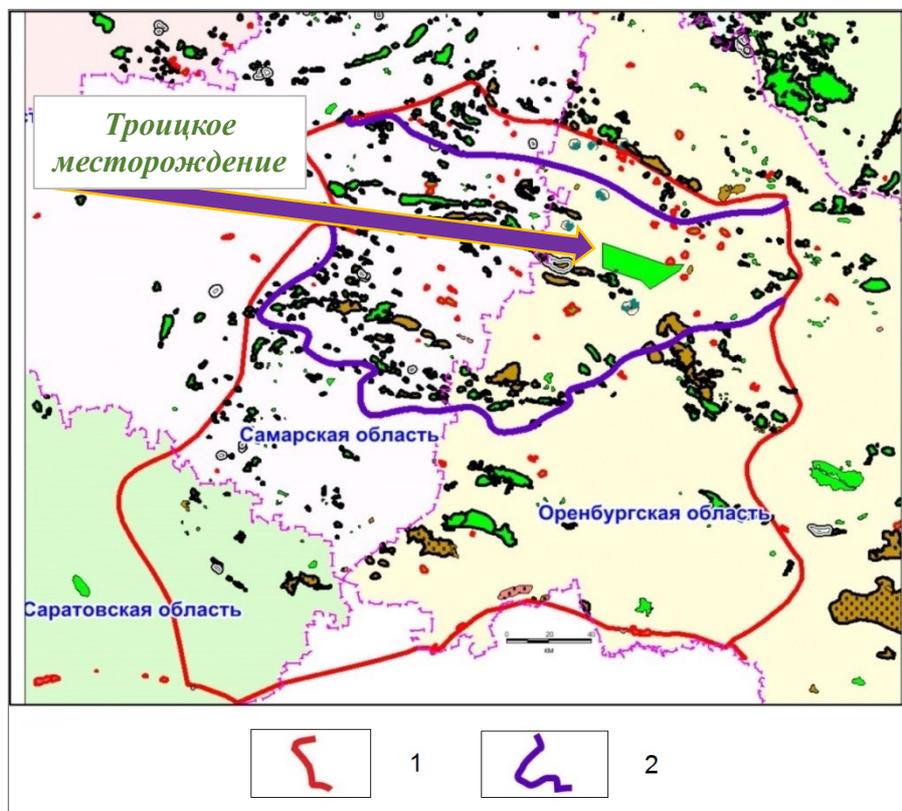


Рис. 2. Обзорная схема района исследований (Бузулукская впадина)

1 – граница Бузулукской впадины, 2 – граница Мухано-Ероховского прогиба.

Общие масштабы генерации жидких УВ во всех горизонтах существенно превышают масштабы генерации газообразных УВ. Таким образом, для территории Бузулукской впадины очевидно преобладание жидких продуктов генерации.

Оценка достоверности ресурсов нефти в отложениях доманикового типа Бузулукской впадины, оцененных с использованием бассейнового моделирования, осуществлена путем сопоставления с запасами УВ по Троицкому месторождению.

В результате проведенного в 2014 г. подсчета запасов Троицкого месторождения геологические запасы нефти месторождения оценены объемным методом и составляют 198512 тыс. т, извлекаемые – 5955 тыс. т (коэффициент извлечения принят равным 0,03). При сравнении запасов, посчитанных объемным методом и полученных по результатам моделирования, расхождение в оценках составило 8%, что является вполне удовлетворительным результатом, подтверждающим достоверность полученных при моделировании количественных оценок нефтегазового потенциала изучаемой территории (табл. 1).

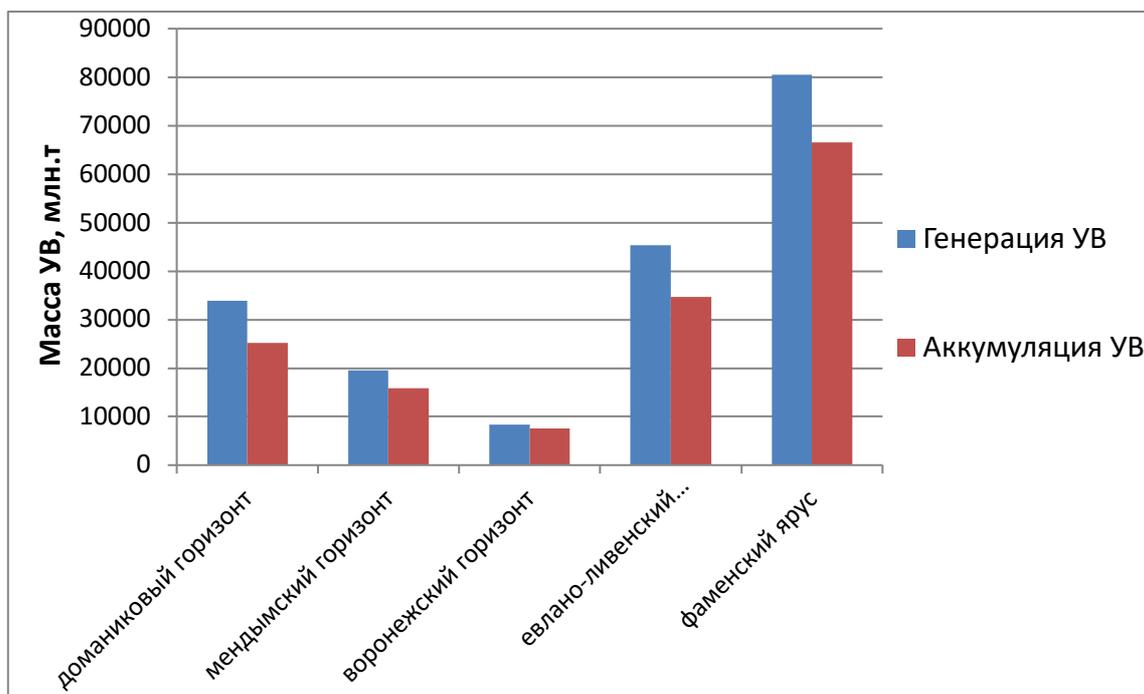


Рис. 3. Диаграмма распределения генерации и аккумуляции углеводородов по продуктивным комплексам

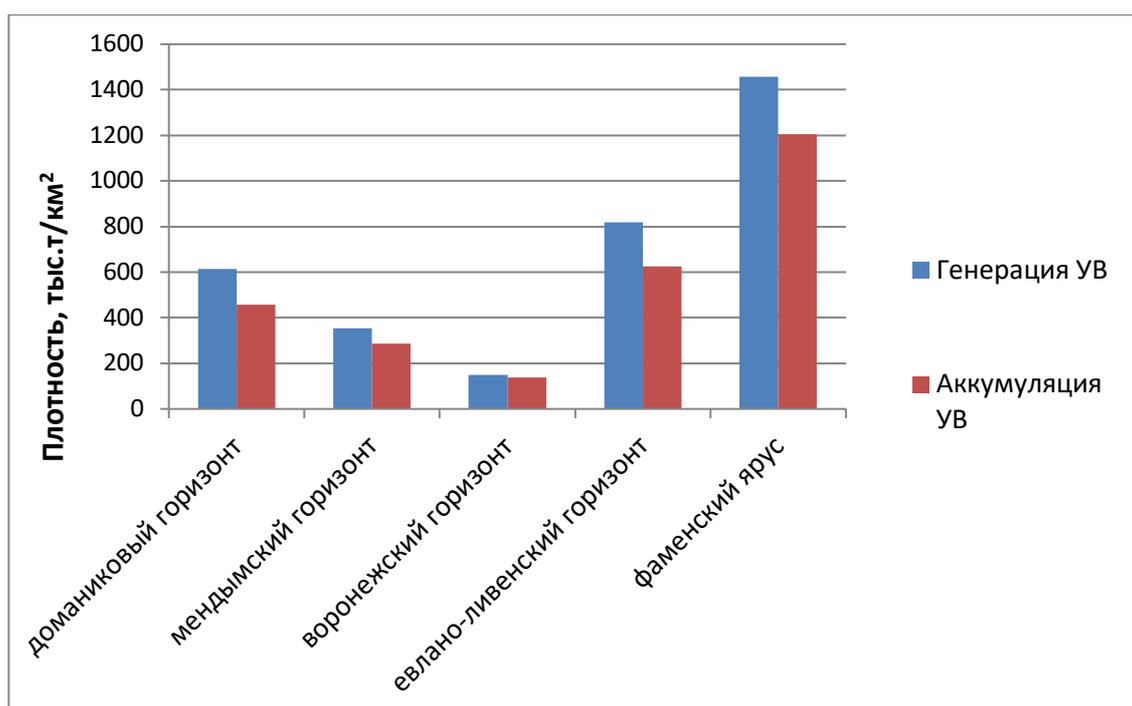


Рис. 4. Диаграмма плотности генерации и аккумуляции углеводородов по продуктивным комплексам

Метод бассейнового моделирования позволяет выбирать для детальных исследований перспективные площади, где возможно прогнозировать наличие залежей УВ на основе уже накопленных данных и, таким образом, тщательно планировать поисковые и разведочные работы.

Таблица 1

Сопоставление запасов углеводородов по Троицкому месторождению

	Объемный метод (ПЗ 2014 г.), тыс. т	Результаты расчета в TemisFlow, тыс. т	Разница представленных запасов УВ с числящимися на Госбалансе, %
Троицкое месторождение	198 512	181 200	- 8

Учитывая неопределенность параметров, принимаемых при детерминистической оценке запасов нефти Троицкого месторождения, в 2020 г. для оценки достоверности проведена вероятностная оценка запасов нефти нетрадиционных залежей в отложениях доманикового типа франско-фаменского возраста Троицкого месторождения.

Вероятностная оценка геологических запасов нефти в отложениях доманикового типа объемным методом проводится по формуле (1), где в качестве входных величин используются статистические распределения подсчетных параметров:

$$Q_{г} = S * h_{н} * K_{п} * K_{н} * \Theta * \rho \quad (1)$$

где Q – геологические запасы нефти, тыс. т; S – площадь лицензионного участка (месторождения), тыс. м²; $h_{н}$ – нефтенасыщенная толщина, м; $K_{п}$ – коэффициент пористости (пустотности), д. ед.; $K_{н}$ – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.; Θ – пересчетный коэффициент, д. ед.; ρ – плотность нефти, т/м³.

Извлекаемые запасы ($Q_{из}$) оценивались по формуле (2):

$$Q_{из} = Q_{г} * K_{ИН} \quad (2),$$

где $Q_{г}$ – геологические запасы нефти, тыс. т; $K_{ИН}$ – коэффициент извлечения нефти, д. ед.

Параметры для оценки запасов рассматривались как случайные величины, и возможные интервалы их изменения принимались с учетом экспертных оценок данных по нетрадиционным залежам нефти, открытым и разведанным в доманиковых отложениях в Оренбургской и Самарской областях. Распределение величины геологических и извлекаемых запасов нефти моделировалось методом Монте-Карло с использованием программы Crystal Ball для Excel (рис. 5, 6).

Из приведенных диаграмм (см. рис. 5, 6) видно, что принятая ГКЗ Роснедра детерминистическая оценка геологических запасов нефти практически сопоставима с наиболее вероятным значением запасов (P50) при вероятностной оценке (табл. 2). А величина извлекаемых запасов при детерминистической оценке объемным методом намного меньше минимального значения величины запасов (P10) при вероятностной оценке. Это связано с тем, что при рассмотрении запасов в ГКЗ Роснедра принималось минимальное значение $K_{ИН}=0,03$

при том, что возможный диапазон изменения значений КИН составляет от 0,03 до 0,08 [Варламов и др., 2020].

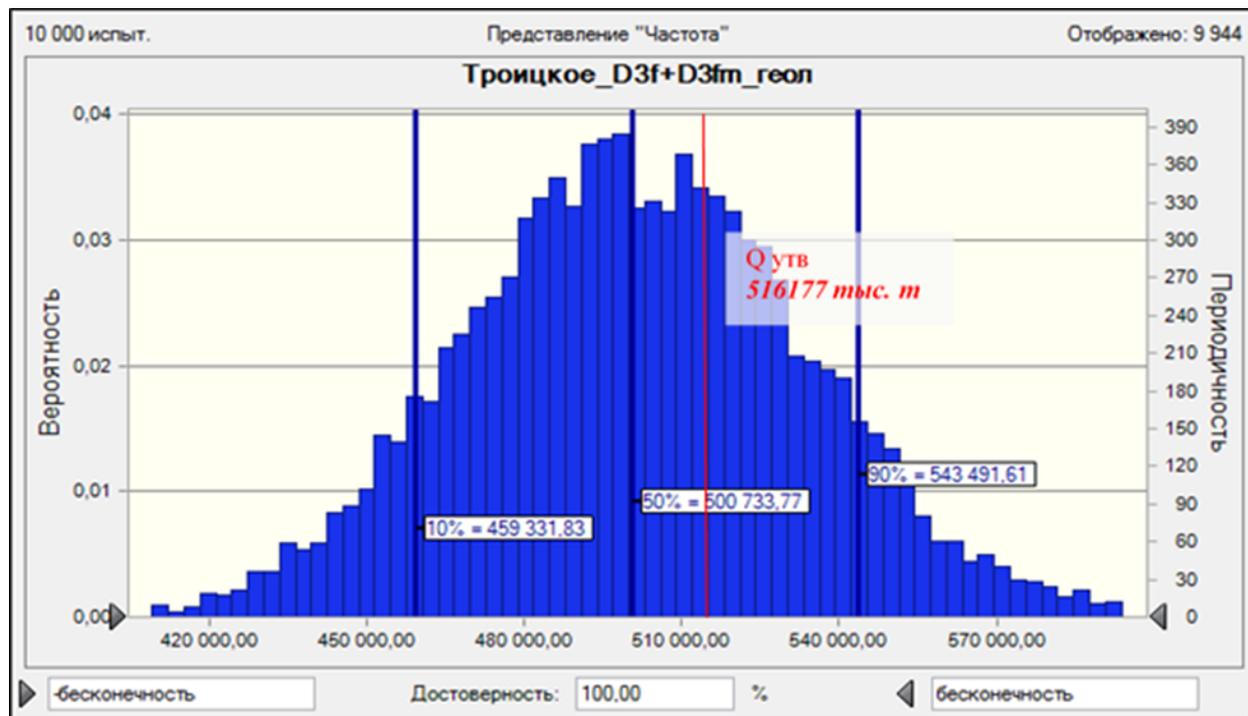


Рис. 5. Диаграмма вероятностного распределения геологических запасов нефти (для пластов D3f+ D3f (доманиковые) Троицкого месторождения)

Красным цветом показана утвержденная в ГКЗ величина геологических запасов.

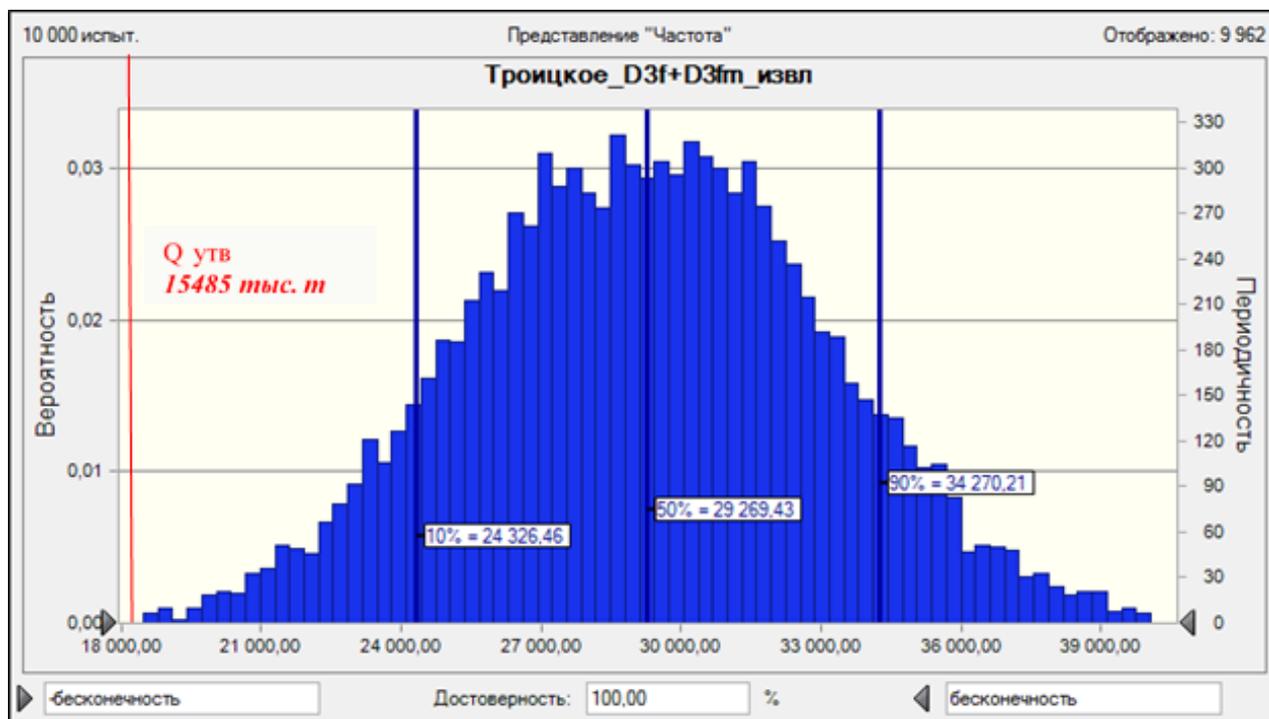


Рис. 6. Диаграмма вероятностного распределения извлекаемых запасов нефти (для пластов D3f+ D3f (доманиковые) Троицкого месторождения)

Красным цветом показана утвержденная в ГКЗ величина извлекаемых запасов.

Согласно «Временным методическим рекомендация по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях» значение КИН рекомендуется условно 3%, что использовано как нижняя граница диапазона. Статистика по нефтеносным пляжам США показывает, что значение КИН для девонских отложений бассейнов Виллистон и Андарко, которые по строению сходны с отложениями доманикового типа Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, в среднем составляет 8%, что принято в качестве верхнего предела диапазона изменения КИН [Варламов и др., 2020].

Таблица 2

Сопоставление детерминистической и вероятностной оценок запасов углеводородов по Троицкому месторождению

Месторождение	Запасы	Детерминистическая оценка (ГКЗ 2019 г.), млн. т	Вероятностная оценка, млн. т		
			P10	P50	P90
Троицкое D3fm+ D3f (доманиковые)	геол.	516,2	459,3	500,7	543,5
	извл.	15,5	24,3	29,3	34,3

Вероятностные методы оценки запасов нетрадиционных залежей нефти в отложениях доманикового типа позволяют получить представление о точности и надежности подсчета запасов и оценить геологические риски при проведении геологоразведочных работ.

Сопоставление оценок запасов нефти Троицкого месторождения, выполненных различными методами показало, что для оценки ресурсного потенциала нетрадиционных залежей УВ в отложениях доманикового типа с успешностью могут применяться вероятностные методы и метод бассейнового моделирования.

Литература

Варламов А.И., Мельников П.Н., Пороскун В.И. Фортунатова Н.К., Петерсилье В.И., Иутина М.И., Дахнова М.В., Виценовский М.Ю., Канев А.С., Соболева Е.Н., Шаломеев А.В. Результаты изучения и перспективы освоения нетрадиционных залежей нефти в высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложениях доманиковой формации Волго-Уральской провинции // Геология нефти и газа. - 2020. - № 6. - С. 33-52.

Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г. Временные методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях // Недропользование. - 2017. - № 4. - С. 104-115.

Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности / Ю.И. Галушкин. - М.: Научный мир, 2007. - 456 с.

Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов / Т.К. Баженова, Г.А. Беленицкая, Ю.Л. Верб, В.И. Драгунов, В.В. Жданов, К.Б. Ильин, В.Н. Кондитеров, В.Г. Кузнецов, В.В. Куриленко, Г.А. Мизенс, Д.К. Патрунов, А.Д. Петровский, Э.И. Сергеева, Б.А. Трифонов, В.Т. Фролов, В.М. Цейслер, В.Н. Шванов, Ф.А. Щербаков, М.Н. Щербакова. - СПб.: Недра, 1998. - 352 с.

Soboleva E.N.

FGBU "VNIGNI", Moscow, Russia, soboleva@vnigni.ru

Kasparov S.O.

Federal State Budget Educational Institution of Higher Education M.V. Lomonosov Moscow State University (MSU), Moscow, Russia, ahlprod@gmail.com

RELIABILITY OF THE ASSESSMENT OF THE RESOURCE POTENTIAL OF UNCONVENTIONAL OIL ACCUMULATIONS IN THE DOMANIK TYPE STRATA OF THE BUZULUK DEPRESSION

The features of the structure of unconventional oil accumulations in the Domanik type strata of the Buzuluk Depression are presented. The options for assessing the resource potential of hydrocarbons content of the Domanik type strata using the method of basin modeling and probabilistic assessment are considered. Comparison of oil reserves estimation made by different methods is presented.

Keywords: *Domanik type strata, unconventional oil accumulation, basin modeling, assessment of hydrocarbon resources, Buzuluk Depression.*

References

Modelirovanie osadochnykh basseynov i otsenka ikh neftegazonosnosti [Modeling sedimentary basins and assessing their petroleum bearing potential]. Yu.I. Galushkin. Moscow: Nauchnyy mir, 2007, 456 p.

Sistematika i klassifikatsiya osadochnykh porod i ikh analogov [Systematic and classification of sedimentary rocks and their analogues]. T.K. Bazhenova, G.A. Belenitskaya, Yu.L. Verba, V.I. Dragunov, V.V. Zhdanov, K.B. Il'in, V.N. Konditerov, V.G. Kuznetsov, V.V. Kurilenko, G.A. Mizens, D.K. Patrunov, A.D. Petrovskiy, E.I. Sergeeva, B.A. Trifonov, V.T. Frolov, V.M. Tseysler, V.N. Shvanov, F.A. Shcherbakov, M.N. Shcherbakova. St.Petersburg: Nedra, 1998, 352 p.

Varlamov A.I., Mel'nikov P.N., Poroskun V.I. Fortunatova N.K., Petersil'e V.I., Iutina M.I., Dakhnova M.V., Vitsenovskiy M.Yu., Kanev A.S., Soboleva E.N., Shalomeenko A.V. *Rezul'taty izucheniya i perspektivy osvoeniya netraditsionnykh zalezhey nefti v vysokouglerodistykh karbonatno-kremnistykh otlozheniyakh domanikovoy formatsii Volgo-Ural'skoy provintsii* [Results of the study and prospects for the development of unconventional oil accumulations in carbon rich carbonate-siliceous bearing strata of the Domanik Formation of the Volga-Ural Province]. *Geologiya nefi i gaza*, 2020, no. 6, pp. 33-52.

Varlamov A.I., Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Fortunatova N.K., Komar N.V., Shvets-Teneta-Guriy A.G. *Vremennye metodicheskie rekomendatsii po podschetu zapasov nefi v domanikovykh produktivnykh otlozheniyakh* [Pro-tempere guidelines for calculating oil reserves in Domanik productive strata]. *Nedropol'zovanie*, 2017, no. 4, pp. 104-115.

© Соболева Е.Н., Каспаров С.О., 2021

