УДК 550.8 https://doi.org/10.21440/2307-2091-2021-1-46-54

Методологическая оценка неопределенности прогноза запасов углеводородов Северо-Варьеганского месторождения (Западная Сибирь)

Ирина Александровна ЛЕБЕДЕВА[1*]
Стефан Григорьевич ПАНЯК[2**]

[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
[2]Уральский государственный горный университет, Екатеринбург, Россия

Аннотация

Актуальность. Оценка неопределенностей при подсчете запасов углеводородов является актуальной темой. Качество запасов углеводородов ухудшается по мере истощения зрелых месторождений. Темпы открытия новых месторождений снижаются, так как большинство территорий, содержащих потенциальные запасы углеводородов, уже разведано. Вновь открываемые месторождения по величине запасов углеводородов (УВ) относятся к мелким и средним, по качеству запасов – к трудноизвлекаемым.

Цель исследований – выявление значимых параметров резервуара, оказывающих наибольшее влияние на изменчивость величины начальных запасов УВ с применением анализа чувствительности и проведением вероятностной оценки запасов УВ методом Монте-Карло.

Методы исследований. Вероятностная оценка запасов УВ проведена методом Монте-Карло с соответствующими кривыми плотности вероятности распределения подсчетных параметров, которые выполнены с помощью приложения «Oracle Crystal Ball». Анализ чувствительности подсчетных параметров, оказывающих наибольшее влияние на величину начальных геологических запасов УВ, также проведен с помощью приложения «Oracle Crystal Ball».

Результаты и их применение. Оценка неопределенностей и рисков необходима как для вновь открываемых месторождений с целью уменьшения риска бурения непродуктивных скважин, так и на зрелых месторождениях для проведения адресной программы геолого-технологических мероприятий (ГТМ).

Выводы. Формирование песчаных тел пластов васюганской ($ЮВ_1^1$, $ЮВ_1^2$, $ЮВ_1^3$) и тюменской ($ЮВ_2$) свит проходило в различных условиях седиментации, что не могло не отразиться на качестве коллектора изучаемых пластов. Анализ чувствительности параметров выявил, что на величину запасов УВ пластов $ЮВ_1^1$, $ЮВ_1^2$, $ЮВ_1^3$ и пласта $ЮВ_2$ влияют разные параметры.

Ключевые слова: зрелые месторождения, генезис осадков, неопределенности прогноза, риски, вероятностная оценка запасов (метод Монте-Карло), анализ чувствительности параметров.

Введение

Исследуемое Северо-Варьеганское месторождение согласно тектонической схеме мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы (под ред. В. И. Шпильмана, Н. И. Змановского, Л. Л. Подсосовой, 1998 г.) приурочено к зоне сочленения Валюнинской мегаседловины и северной части Варьеганского мегавала – структуры II порядка, примыкающего на юге к Нижневартовскому своду через Гуньеганскую мегаседловину (рис. 1).

Северо-Варьеганское месторождение введено в разработку в 1976 г. и относится к зрелым месторождениям [1, 2]. В настоящее время в промышленной разработке находятся четыре нефтяных объекта: нижнемеловой пласт $БВ_8$ мегионской свиты, группа верхнеюрских пластов васюганской свиты ($ЮВ_1^1$ и $ЮВ_1^2 + ЮВ_1^3$), пласты тюменской свиты среднеюрского возраста ($ЮВ_2 + ЮВ_3$) и газоконденсатный пласт коры выветривания доюрского основания (КВ). Основными объектами разработки являются пласты $БВ_8$, $ЮВ_1^1$.

Условия формирования пластов

Пласты $ЮВ_1^1$, $ЮВ_1^2$, $ЮВ_1^3$ относятся к *васюганской свите* (возраст келловей–оксфорд), которая подразделяется на две подсвиты. Формирование пластов происходило в прибрежно-морской мелководной обстановке [3].

Нижняя подсвита – преимущественно глинистая, отложения которой формировались в условиях максимума келловейской трансгрессии моря, сложена аргиллитами серовато-коричневатыми, тонкоотмученными, с большим содержанием органики, участками с прослойками песчаного материала и вкраплениями пирита. Толщина подсвиты 15–30 м.

Верхняя подсвита, к которой собственно относятся продуктивные пласты $ЮВ_1^1$, $ЮВ_1^2$, $ЮВ_1^3$, преимущественно сложена песчаниками с прослоями и линзами алевролитов

✉ialebedeva2@tnnc.rosneft.ru
**fgz.glzchs@m.ursmu.ru

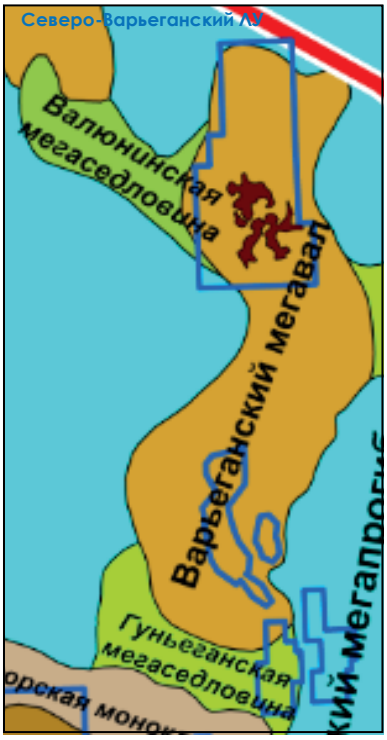


Рисунок 1. Выкопировка из тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты (под ред. В. И. Шпильмана, Н. И. Змановского, Л. Л. Подсосовой, 1998 г.).
Figure 1. Tectonic map extract of the central part of the Western Siberian plate (edited by V. I. Shpilman, N. I. Zmanovsky, L. L. Podsosova, 1998).

и аргиллитов. Цвет песчаников от светло- до темно-серых, изредка в верхней части со слабым зеленоватым оттенком, песчаники разнозернистые, средней крепости, плотные, с карбонатными прослоями, участками трещиноватые, слоистые за счет углистого детрита. Алевролиты от светло- до темно-серых, глинистые, карбонатные, средне- и крепкосцементированные, местами слюдистые, излом неровный и раковистый, с неравномерно рассеянным углистым детритом, с прослоями аргиллитов. Аргиллиты светло-серые, темно-серые, иногда с буроватым оттенком, средней крепости, с неровным раковистым изломом, алевритистые, слюдистые, плитчатые, пиритизированные, с обилием обуглившегося растительного детрита.

Пласт ЮВ$_2$ относится к верхней подсвите тюменской свиты (батский возраст), представлен неравномерным чередованием аргиллитов, алевролитов, песчаников и прослоев углей. Генезис осадков – преимущественно континентальный. Осадконакопление происходило в условиях низменной аллювиально-озерной равнины, временами заливаемой морем, что подтверждается повсеместными и обильными включениями углистого детрита, обломков древесины и остатков корней растений. Угленакопление отражает паузы в терригенной седиментации и этапы тектонической стабилизации территории. Эти обстановки осадконакопления, характеризующиеся нестабильным гидродинамическим режимом, привели к накоплению сложнопостроенных песчаных резервуаров.

Для пласта ЮВ$_2$ характерны резкая неоднородность строения, обусловленная наличием глинистых прослоев, колебаниями гранулометрического состава отдельных слоев, резкими выклиниваниями песчаников и их фациальным замещением глинистыми и алевритовыми породами.

Методология исследования

Вероятностная оценка запасов УВ проведена методом Монте-Карло с соответствующими кривыми плотности вероятности распределения подсчетных параметров, которые, в свою очередь, выполнены с помощью приложения «Oracle Crystal Ball». Приложение «Oracle Crystal Ball» к Microsoft Excel в международной практике применяется для определения рисков и прогнозирования неопределенных переменных [4 – 6].

Проведение вероятностной оценки запасов УВ методом Монте-Карло требует введения подсчетных параметров в виде переменных для вариантов P90, P50, P10 [7, 8].

Рассмотрим связанные между собой параметры – площадь нефтеносности и нефтенасыщенные толщины. Площадь нефтеносности для каждого из пластов ЮВ$_1^1$, ЮВ$_1^2$, ЮВ$_1^3$, ЮВ$_2$ определена как результат расчетов различного положения структурных поверхностей кровли и подошвы пласта. Водонефтяной контакт для пластов ЮВ$_1^1$, ЮВ$_1^2$, ЮВ$_1^3$, ЮВ$_2$ при расчете неопределенности вероятностным методом не менялся, был принят за константу. Нефтенасыщенные толщины для каждого из пластов ЮВ$_1^1$, ЮВ$_1^2$, ЮВ$_1^3$, ЮВ$_2$ получены из нефтенасыщенного объема коллектора при различном положении структурных поверхностей для вариантов P10, P50, P90.

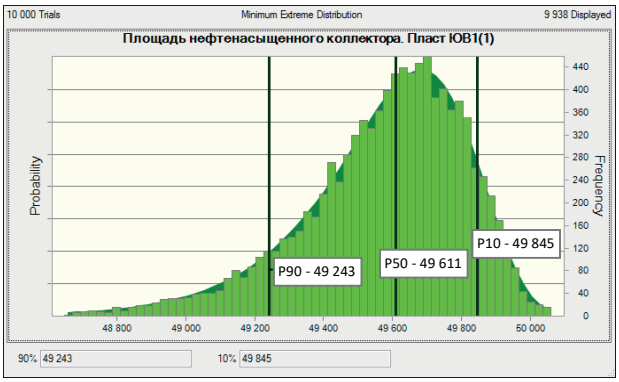
Для наиболее вероятного (базового) варианта P50 структурные поверхности построены по данным 2D-сейсморазведки и приняты за основу структурного каркаса цифровой геологической модели. Для пессимистического P90 и оптимистического P10 вариантов структурные поверхности были получены путем вычитания и сложения соответственно карты стандартного отклонения от базовой структурной поверхности P50. Карта стандартного отклонения построена для пластов ЮВ$_1^1$ и ЮВ$_2$. Структурные поверхности для пластов ЮВ$_1^2$, ЮВ$_1^3$ получены методом схождения. Далее из полученного набора карт, в программном комплексе IRAP RMS, были построены структурные модели для вариантов P90 и P10. Затем с помощью функции Open parent job куб литологии варианта P50 был перенесен в новые структурные модели P90, P10. При этом протяженность и мощность песчаных тел остается неизменной, меняется только их пространственное размещение в структурном каркасе моделей для вариантов P90, P10, и, как следствие, изменяется объем нефтенасыщенного коллектора.

Гистограммы и соответствующие им кривые плотности вероятности для площади нефтеносности и нефтенасыщенных толщин пластов ЮВ$_1^1$, ЮВ$_1^2$, ЮВ$_1^3$, ЮВ$_2$, рассчитанные для вариантов P90, P50, P10, представлены на рис. 2 и в таблице.

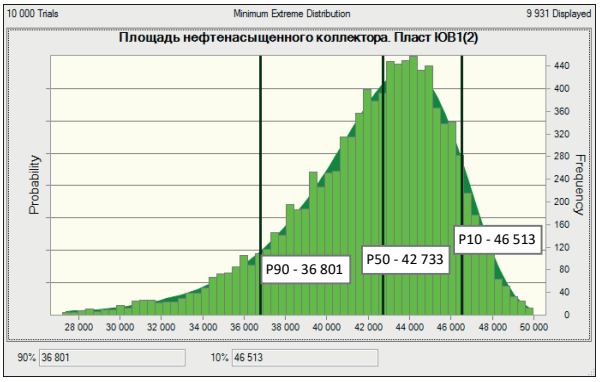
Средние значения коэффициентов нефтенасыщенности $K_н$ и пористости $K_п$ по нефтенасыщенной части пластов ЮВ$_1^1$, ЮВ$_1^2$, ЮВ$_1^3$, ЮВ$_2$ для варианта P50 приняты согласно петрофизической модели Северо-Варьеганского месторождения. Для пессимистического P90 и оптимистического P10 вариантов средние значения указанных коэффициентов рассчитаны путем сложения

Функция распределения плотности вероятности для площади нефтеносности по пластам

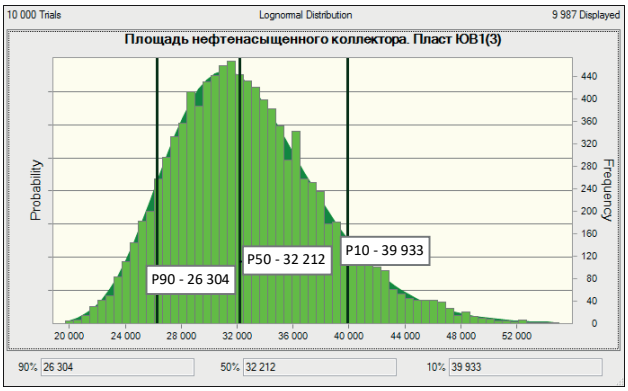
Пласт ЮВ$_1^1$



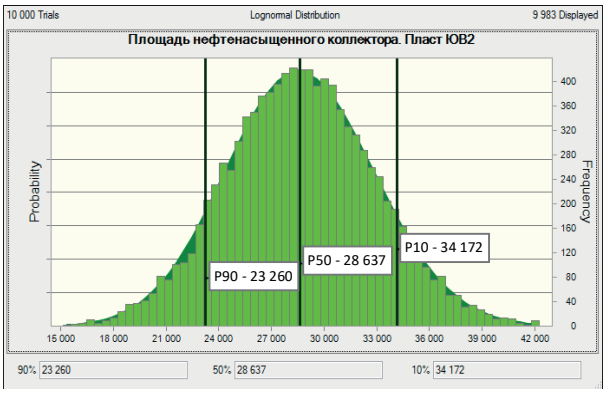
Пласт ЮВ$_1^2$



Пласт ЮВ$_1^3$

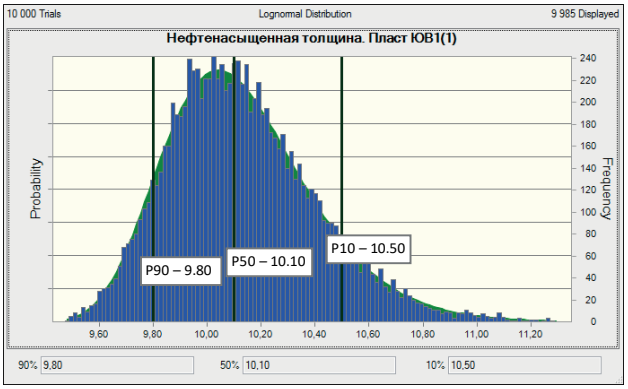


Пласт ЮВ$_2$

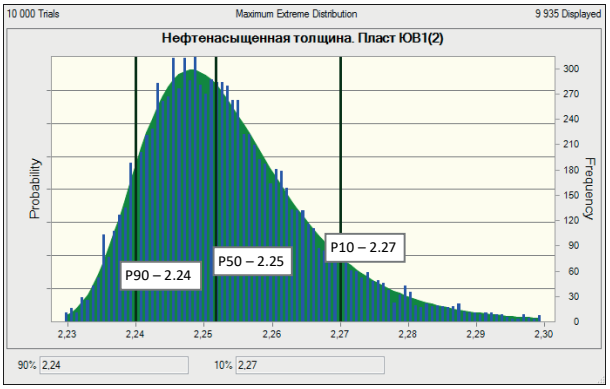


Функция распределения плотности вероятности для нефтенасыщенных толщин по пластам

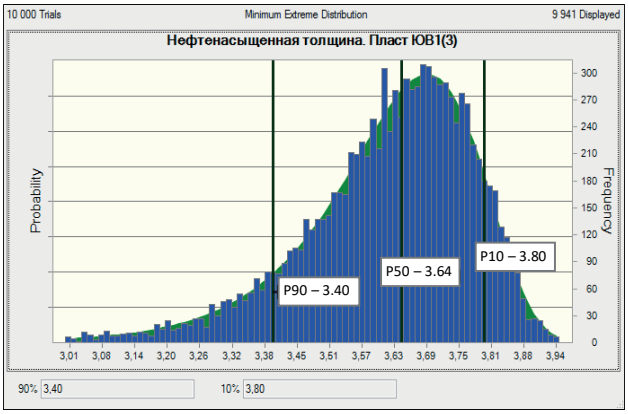
Пласт ЮВ$_1^1$



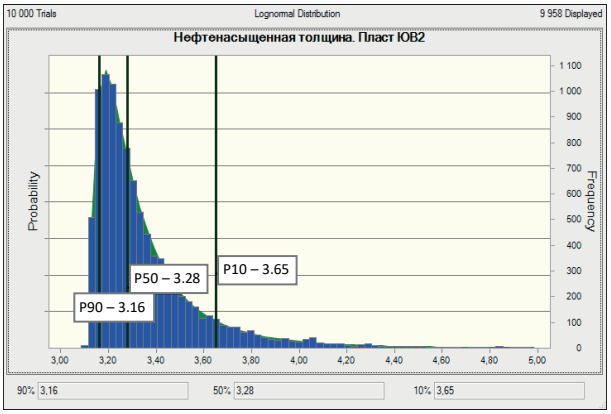
Пласт ЮВ$_1^2$



Пласт ЮВ$_3^1$

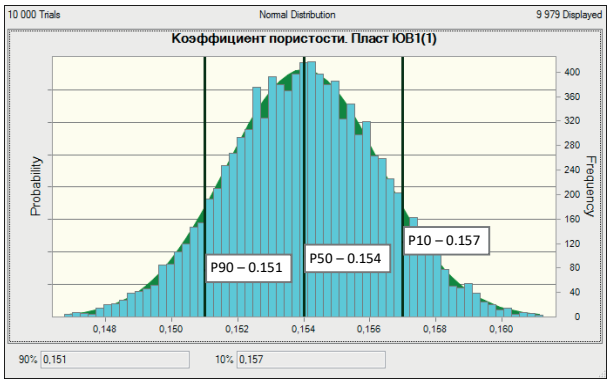


Пласт ЮВ$_2$

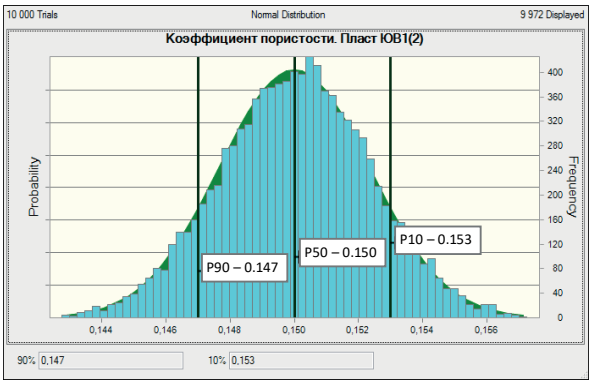


Функция распределения плотности вероятности для коэффициента пористости по пластам

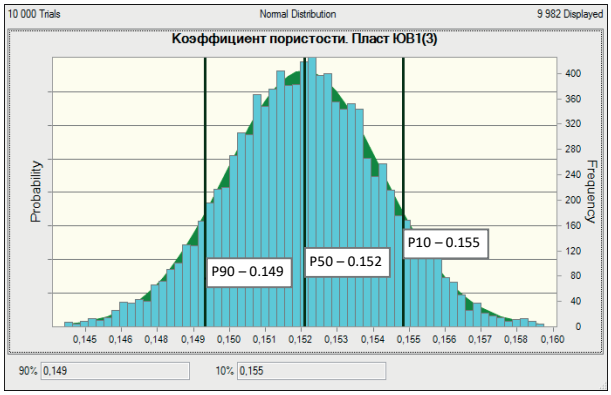
Пласт ЮВ$_1^1$



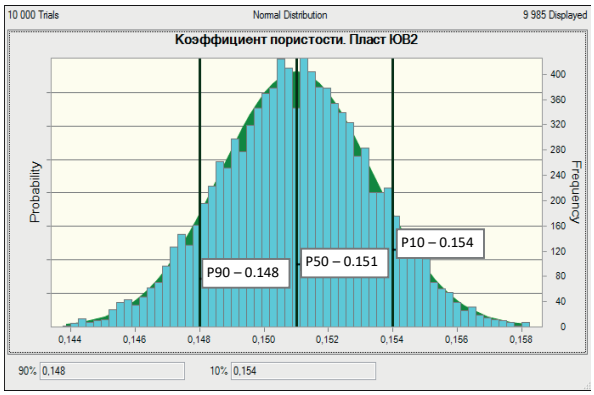
Пласт ЮВ$_1^2$



Пласт ЮВ$_1^3$

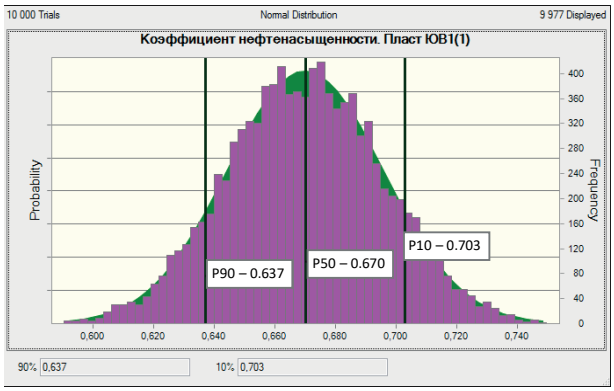


Пласт ЮВ$_2$

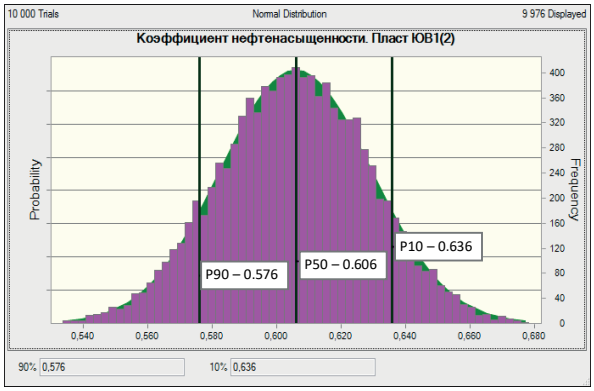


Функция распределения плотности вероятности для коэффициента нефтенасыщенности по пластам

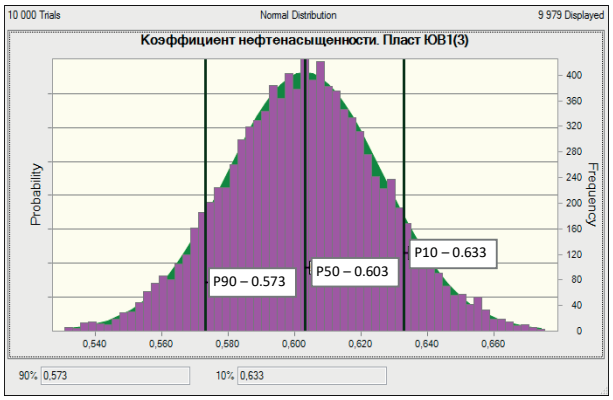
Пласт ЮВ$_1^1$



Пласт ЮВ$_1^2$



Пласт ЮВ$_1^3$



Пласт ЮВ$_2$

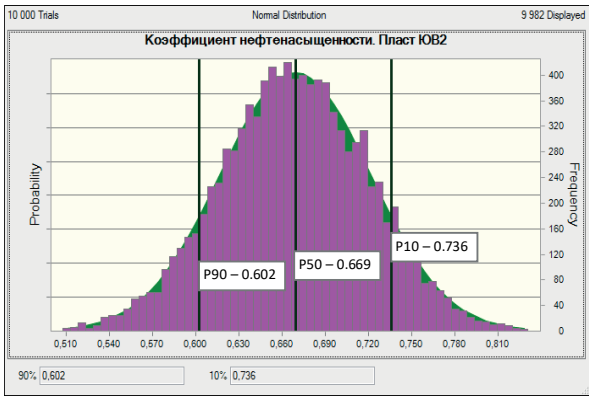


Рисунок 2. Функции распределения плотности вероятности подсчетных параметров по пластам ЮВ$_1^1$, ЮВ$_1^2$, ЮВ$_1^3$, ЮВ$_2$.
Figure 2. Functions of distribution in frequency of volumetric parameters by places SE$_1^1$, SE$_1^2$, SE$_1^3$, SE$_2$.

Пласты ЮВ$_1^1$, ЮВ$_1^2$, ЮВ$_1^3$, ЮВ$_2$. Результаты вероятностного анализа по вариантам P90, P50, P10.
Places SE$_1^1$, SE$_1^2$, SE$_1^3$, SE$_2$. Results of probabilistic analysis for options P90, P50, P10

Подсчетные параметры	Пласт ЮВ$_1^1$			Пласт ЮВ$_1^2$			Пласт ЮВ$_1^3$			Пласт ЮВ$_2$		
	P90	**P50**	**P10**	**P90**	**P50**	**P10**	**P90**	**P50**	**P10**	**P90**	**P50**	**P10**
$S_{неф}$, м^2	49 243	49 611	49 845	36 801	42 733	46 513	26 304	32 212	39 933	23 260	28 637	34 172
Отклонение $S_{неф}$, %	**–0,7**	**–**	**+0,5**	**–13,9**	**–**	**+8,8**	**–18,3**	**–**	**+24,0**	**–18,8**	**–**	**+19,3**
$H_{неф}$, м	9,8	10,1	10,5	2,24	2,25	2,27	3,40	3,64	3,80	3,16	3,28	3,65
Отклонение $H_{неф}$, %	**–0,4**	**–**	**+1,0**	**–0,4**	**–**	**+0,9**	**–6,6**	**–**	**+4,4**	**–3,7**	**–**	**+11,3**
$K_{пор}$, доли ед.	0,151	0,154	0,157	0,147	0,150	0,153	0,149	0,152	0,155	0,148	0,151	0,154
Отклонение $K_{пор}$, %	**–1,9**	**–**	**+1,9**	**–2,0**	**–**	**+2,0**	**–2,0**	**–**	**+2,0**	**–2,0**	**–**	**+2,0**
$K_{неф}$, доли ед.	0,637	0,670	0,703	0,576	0.606	0,636	0,573	0,603	0,633	0,602	0,669	0,736
Отклонение $K_{неф}$, %	**–4,9**	**–**	**+4,9**	**–5,0**	**–**	**+5,0**	**–5,0**	**–**	**+5,0**	**–10,0**	**–**	**+10,0**
Запасы УВ, усл. ед. (Монте-Карло)	23 365	24 884	26 556	3604	4192	4614	4350	5158	6084	3923	4609	5426
Отклонение запасов УВ, %	**–6,1**	**–**	**+6,7**	**–14,0**	**–**	**10,1**	**–15,7**	**–**	**+18,0**	**–14,9**	**–**	**+17,7**
$K_{песч}$, доли ед.		**0,50**			**0,30**			**0,30**			**0,30**	

Примечание: $S_{неф}$ – площадь нефтеносности; $H_{неф}$ – нефтенасыщенная толщина; $K_{пор}$ – коэффициент пористости; $K_{неф}$ – коэффициент нефтенасыщенности; $K_{песч}$ – коэффициент песчанистости.

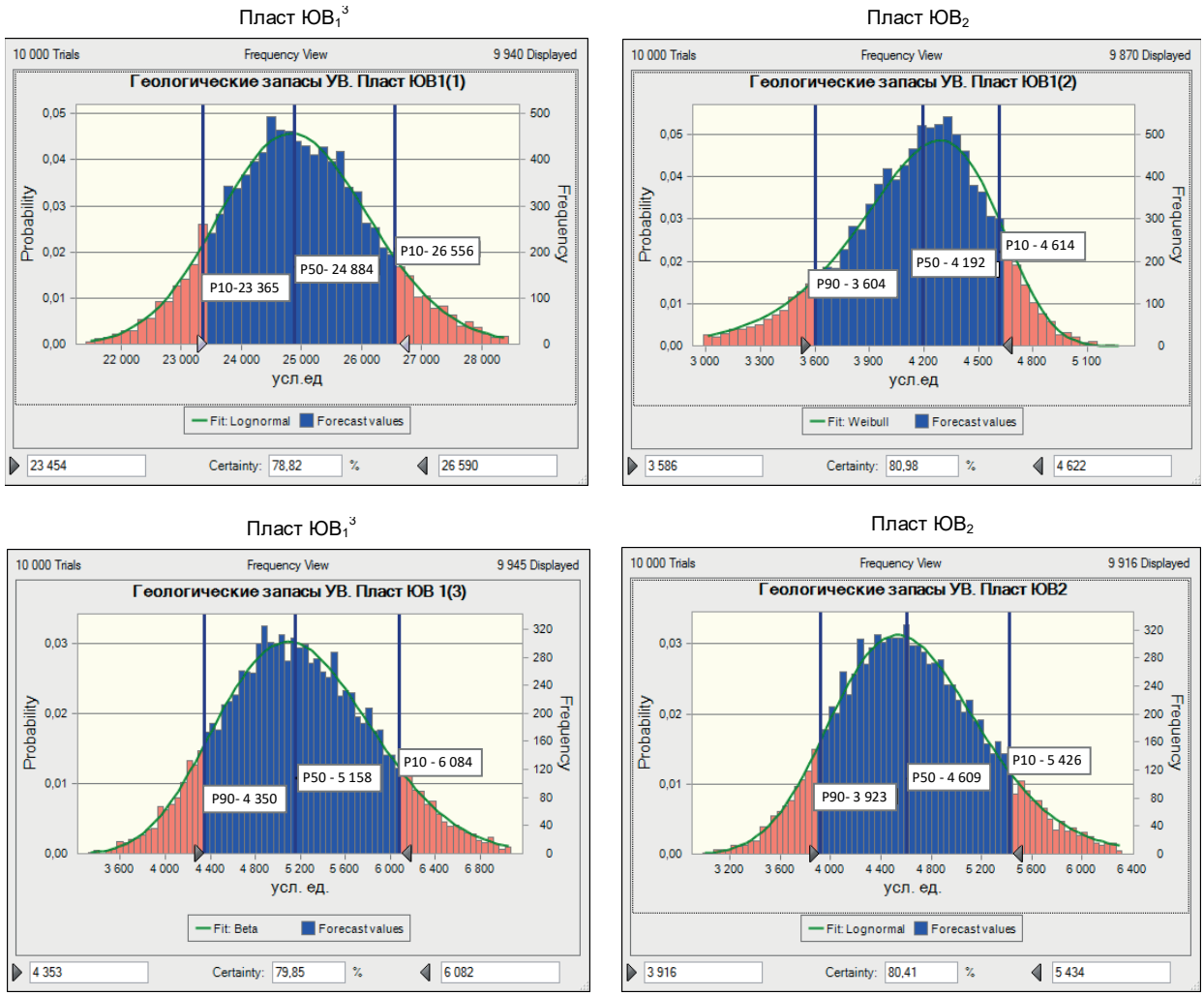


Рисунок 3. Функция распределения величины начальных геологических запасов нефти (метод Монте-Карло).
Figure 3. Distribution function of the amount of the initial geological oil reserves (Monte Carlo method).

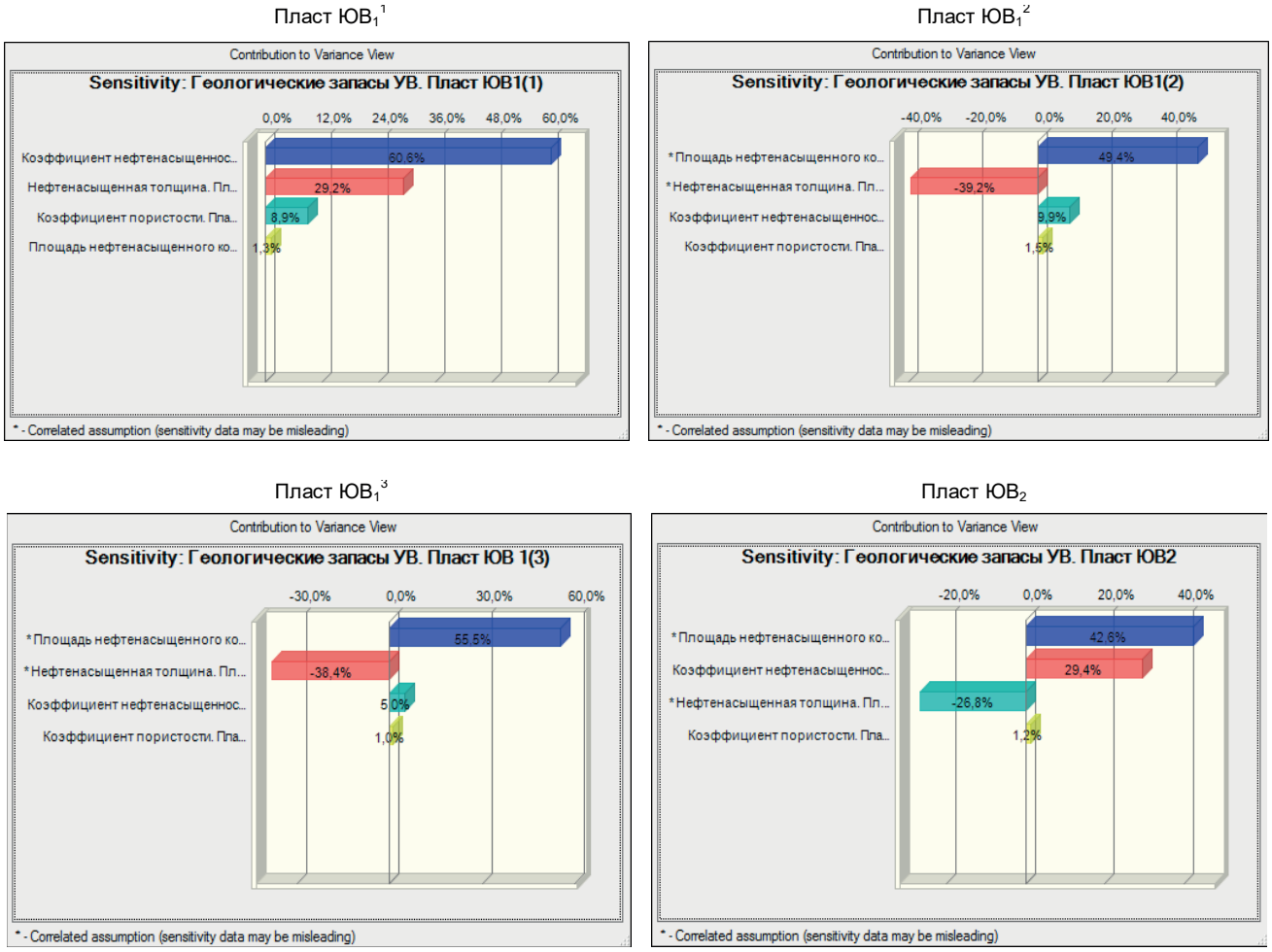


Рисунок 4. График чувствительности геологических запасов нефти к входным параметрам.
Figure 4. Graph of the sensitivity of geological oil reserves to the input parameters.

и вычитания соответственно относительной погрешности для каждого из них. Относительная погрешность коэффициента пористости для пластов $ЮВ_1^1$, $ЮВ_1^2$, $ЮВ_1^3$, $ЮВ_2$ составляет ±2 %, что соответствует максимальной относительной погрешности отклонения от керновых исследований [9]. Относительная погрешность определения коэффициента нефтенасыщенности для пластов $ЮВ_1^1$, $ЮВ_1^2$, $ЮВ_1^3$ составляет ±5 %, для пласта $ЮВ_2$ составляет ±10 % и объясняется проблемой определения $K_н$ в тонких пропластках стандартным способом (рис. 2, таблица).

Вероятностная оценка запасов методом Монте-Карло

Геологические запасы УВ по пластам $ЮВ_1^1$, $ЮВ_1^2$, $ЮВ_1^3$, $ЮВ_2$ определены как случайные значения реализации величины начальных геологических запасов УВ по найденным вероятностным характеристикам подсчетных параметров. Результаты вероятностной оценки величины начальных геологических запасов УВ по пластам $ЮВ_1^1$, $ЮВ_1^2$, $ЮВ_1^3$, $ЮВ_2$ в виде функции распределения представлены на рис. 3 и в таблице [10–13].

Анализ чувствительности параметров

Анализ чувствительности подсчетных параметров, оказывающих наибольшее влияние на величину начальных геологических запасов УВ, проведен с помощью приложения «Oracle Crystal Ball» [14, 15].

Зависимость между площадью нефтеносности и нефтенасыщенной тощиной для пластов $ЮВ_1^1$, $ЮВ_1^2$, $ЮВ_1^3$, $ЮВ_2$ прямая, т. е. с увеличением площади нефтеносности увеличивается нефтенасыщенная толщина пласта. Но влияние площади нефтеносности на величину запасов УВ пластов $ЮВ_1^1$, $ЮВ_1^2$, $ЮВ_1^3$, $ЮВ_2$ различно, что отражено на графике чувствительности «Торнадо» (рис. 4). Площадь нефтеносности оказывает наибольшее влияние на изменчивость величины начальных геологических запасов УВ: для пласта $ЮВ_1^2$ чувствительность параметра составляет 49,4 %, для пласта $ЮВ_1^3$ – 55,5 %, для пласта $ЮВ_2$ – 42,6 %. Для пласта $ЮВ_1^1$ величина чувствительности параметра площади нефтеносности составляет только 1,3 %. Столь малое влияние площади нефтеносности на изменчивость величины начальных геологических запасов УВ пласта $ЮВ_1^1$ связано с тем, что вариативность площади нефтеносности для вариантов P90 и P10 относительно базового (P50) изменяется на 0,7 % и 0,5 % соответственно (таблица, рис.4) и, следовательно, не оказывает большого влияния на прогноз величины запасов УВ.

Параметр нефтенасыщенности самое большое влияние (60,6 %) оказывает на прогноз величины запасов УВ только для пласта $ЮВ_1^1$. Это можно объяснить незначительной вариацией относительных значений других подсчетных параметров – площади нефтеносности (от –0,7 % до +0,5 %),

нефтенасыщенной толщины (от –0,4 % до +1,0 %), коэффициента пористости ±1,9 % – относительно коэффициента нефтенасыщенности, который достигает ±5 %.

Для пласта $ЮВ_2$ параметр нефтенасыщенности также является значимым при оценке величины запасов УВ наряду с площадью нефтеносности и нефтенасыщенной толщиной пласта, достигая 29,4 %. Это объясняется низкой достоверностью определения данного параметра в отложениях тюменской свиты. Для пластов $ЮВ_1^2$, $ЮВ_1^3$ чуствительность параметра нефтенасыщеноcти составляет 9,9 % и 5,0 % соответственно, что является незначительным по сравнению с влиянием других параметров на величину запасов УВ данных пластов (рис. 4).

Выводы

На изменчивость величины запасов УВ пластов васюганской ($ЮВ_1^1$, $ЮВ_1^2$, $ЮВ_1^3$) и тюменской ($ЮВ_2$) свит влияют разные параметры. Анализ чувствительности параметров выявил следующие закономерности:

1. Площадь нефтеносности оказывает максимальное влияние на изменение величины запасов УВ для пластов $ЮВ_1^2$, $ЮВ_1^3$, $ЮВ_2$, так как пласты характеризуются маломощными песчаными телами. Для пласта $ЮВ_1^1$ площадь оказывает минимальное влияние на величину запасов УВ, так как вариативность параметра не превышает 1,3 %.

2. Нефтенасыщенные толщины оказывают максимальное влияние на изменение величины запасов УВ для пластов $ЮВ_1^2$, $ЮВ_1^3$, $ЮВ_2$, достигая 39,2 %, поскольку характеризуются низким $K_{песч}$ и невыдержанностью песчаных тел по площади залежи.

3. Параметр пористости для пластов $ЮВ_1^2$, $ЮВ_1^3$, $ЮВ_2$ имеет малую вариативность до 1,5 % и низкое влияние на величину запасов (не более 1,5 %), но при увеличении объема нефтенасыщенного коллектора пласта $ЮВ_1^1$ его влияние на величину запасов УВ увеличивается до 8,9 %.

4. Влияние параметра нефтенасыщенности на величину запасов УВ для разных пластов различно и варьирует от 29,4 % ($ЮВ_2$) до 60,6 % ($ЮВ_1^1$). Для пласта $ЮВ_2$ влияние $K_{неф}$ связано с низкой достоверностью его определения в отложениях тюменской свиты. Для пластов $ЮВ_1^2$, $ЮВ_1^3$ $K_{неф}$ имеет низкое влияние на величину запасов (9,9 % и 5,0 % соответственно) в связи с высокой чувствительностью других подсчетных параметров.

ЛИТЕРАТУРА

1. Паняк С. Г., Герман В. И. Новая методика поисков мелких и средних месторождений углеводородов // Изв. вузов. Нефть и газ. 2010. № 3. С. 4–8.
2. Полозов М. Б., Аль-Румаима Д. М. Повышение эффективности выработки остаточных запасов на поздних стадиях разработки // Управление техносферой: электрон. журнал. 2018. Т. 1. Вып. 3. С. 275–286. URL: http://f-ing.udsu.ru/technosphere
3. Паняк С. Г., Лебедева И. А. Прибрежно-морские условия формирования верхнеюрских отложений на основе фациального анализа (Западная Сибирь) // Уральская горная школа – регионам: Междунар. науч.-практ. конф. (Екатеринбург, 9–18 апр. 2018 г.). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2018.С. 63–64.
4. Christian P. Robert. Simulation in statistics. Proceedings of the 2011 Winter Simulation Conference S. Jain, R. R. Creasey, J. Himmelspach, K. P. White, and M. Fu, eds., 2011, 12 p.
5. Robert P. C., Casella G. Monte Carlo statistical methods. N. Y.: Springer-Verlag, 1999. 507 p.
6. Rose P. R. Risk analysis and management of petroleum exploration ventures // American Association of Petroleum Geologists. 2001. Vol. 12. P. 17–48.
7. Мирзаджанзаде А. Х., Хасанов М. М., Бахтизин Р. Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. М.; Ижевск: ИКИ, 2005. 368 с.
8. Мирзаджанзаде А. Х. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. М.: Недра, 1977. 233 с.
9. Collins R. E., Jordan J. K. Porosity And Permeability Distribution Of Sedimentary Rocks // SPE 212-MS. 1961.
10. Алтунин А. Е., Семухин М. В., Ядрышникова О. А. Вероятностные и нечеткие модели оценки неопределенностей и рисков при подсчете запасов углеводородов. Информационные технологии // Вестник ТюмГУ. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2017. Т. 3, № 2. С. 85–99. https://doi.org/10.21684/2411-7978-2017-3-2-85-99
11. Дорогобед А. Н., Кунцев В. Е., Кожевникова П. В. Использование метода Монте-Карло для контроля оценки достоверности геологических моделей // Современные наукоемкие технологии. 2019. № 9. С. 80–84.
12. Билинчук А. В., Ситников А. Н., Асмандияров Р. Н., Пустовских А. А., Зулькарниев Р. З., Черевко С. А. Формирование геологического рейтинга бурения скважин – основа планирования комплексного проекта развития актива // Нефтяное хозяйство. 2015. № 12. С. 10–12.
13. Шатров С. В. Вероятностная оценка ресурсов нефти блока 12 в Ираке // Нефтяное хозяйство. 2013. № 4. С. 86–89.
14. Ситников А. Н., Пустовских А. А., Маргарит А. С., Белоногов Е. В.,. Зулькарниев Р. З, Коровин А. Ю. Методология принятия решений по выбору целей бурения в условиях геологической неопределенности // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 44–47.
15. Шатров С. В. Вероятностная оценка геолого-разведочных активов углеводородного сырья // Нефтяное хозяйство. 2012. № 4. С. 13–17.

Статья поступила в редакцию 30 ноября 2020 года

УДК 550.8 https://doi.org/10.21440/2307-2091-2021-1-46-54

Methodological assessment of uncertainty in forecasting hydrocarbon reserves of the North Varieganskoye field (Western Siberia)

Irina Aleksandrovna LEBEDEVA[1*]
Stephan Grigor'evich PANYAK[2**]

[1]LLC "Tyumen Petroleum Research Center", Tyumen, Russia
[2]Ural State Mining University, Ekaterinburg, Russia

Absctract

Relevance. The assessment of uncertainties for the calculation of hydrocarbon reserves is a timely topic. The quality of hydrocarbon reserves is declining as old oil fields are depleted. Rates of discovery are in decline since most of the territories prospectively rich in hydrocarbon resources have already been explored. Newly discovered fields are classified as small and medium in terms of the amount of hydrocarbon reserves and difficult in terms of the quality of reserves.

Purpose of the research is to determine important reservoir properties that have the greatest impact on the variability of the initial hydrocarbon reserves using sensitivity analysis and conducting a probabilistic hydrocarbon reserves assessment by the Monte Carlo method.

Methods of research. The probabilistic hydrocarbon reserves assessment was carried out by the Monte Carlo method with the corresponding frequency curves of the probability distribution of volumetric parameters, which were performed using the Oracle Crystal Ball application. The sensitivity analysis of volumetric parameters that have the greatest impact on the amount of the initial hydrocarbons reserves was performed using the Oracle Crystal Ball application as well.

Results and their application. An assessment of uncertainties and risks is necessary both for newly discovered fields in order to negate the risk of drilling unproductive wells and mature fields for a targeted program of geological and technological measures (GTM).

Conclusions. The formation of bedded sand bodies of the Vasyugan (SE_1^1, SE_1^2, SE_1^3) and Tyumen (SE_2) suites took place in various sedimentation conditions, which could not but affect the quality of the reservoir of the studied formations. The analysis of the sensitivity of parameters has shown that different parameters affect the amount of hydrocarbon reserves in places SE_1^1, SE_1^2, SE_1^3 and place SE_2 .

Keywords: mature deposits, genesis of sediments, forecast uncertainties, risks, probabilistic hydrocarbon reserves assessment (Monte Carlo method), parameters sensitivity analysis.

REFERENCES

1. Panyak S. G., German V. I. 2010, New methodology for prospecting small and medium hydrocarbon deposits. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. *Neft' i gaz* [Oil and Gas Studies], no. 3, pp. 4—8. (*In Russ.*)
2. Polozov M. B., Al-Rumaima D. M. 2018, Improving the efficiency of developing residual reserves at the later stages of development. *Upravleniye tekhnosferoy* [Management of the Technosphere], vol. 1, issue 3, pp. 275—286. (*In Russ.*) URL: http://f-ing.udsu.ru/technosphere
3. Panyak S. G., Lebedeva I. A. 2018, *Pribrezhno-morskiye usloviya formirovaniya verkhneyurskikh otlozheniy na osnove fatsial'nogo analiza (Zapadnaya Sibir')* [Coastal-marine conditions for the formation of Upper Jurassic deposits based on facies analysis (Western Siberia)]. Ural Mining School for Regions: International research and practice conference (Ekaterinburg, April 9—18, 2018). Ekaterinburg, pp. 63—64.
4. Christian P. Robert. 2011, Simulation in statistics. Proceedings of the 2011 Winter Simulation Conference S. Jain, R. R. Creasey, J. Himmelspach, K. P. White, and M. Fu, eds., 12 p.
5. Robert P. C., Casella G. Monte Carlo statistical methods. N. Y.: Springer-Verlag, 1999. 507 p.
6. Rose P. R. 2001, Risk analysis and management of petroleum exploration ventures. American Association of Petroleum Geologists, vol. 12, pp. 17–48.
7. Mirzadzhanzade A. Kh., Khasanov M. M., Bakhtizin R. N. 2005, *Modelirovaniye protsessov neftegazodobychi* [Modeling of oil and gas production processes]. Moscow, 368 p.
8. Mirzadzhanzade A. Kh. 1977, *Matematicheskaya teoriya eksperimenta v dobyche nefti i gaza* [Mathematical theory of experiment in oil and gas production]. Moscow, 233 p.
9. Collins R. E., Jordan J. K. 1961, Porosity And Permeability Distribution Of Sedimentary Rocks. SPE 212-MS.
10. Altunin A. E., Semukhin M. V., Yadryshnikova O. A. 2017, Probabilistic and fuzzy models for assessing uncertainties and risks when calculating hydrocarbon reserves. Information technologies. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta* [Tyumen State University Herald], Physical and mathematical modeling. *Oil, gas, and energy*, vol. 3, no. 2, pp. 85–99. (*In Russ.*) https://doi.org/10.21684/2411-7978-2017-3-2-85-99
11. Dorogobed A. N., Kuntsev V. E., Kozhevnikova P. V. 2019, Using the Monte Carlo method to control the assessment of the reliability of geological models. *Sovremennyye naukoyemkiye tekhnologii* [Modern high technologies], no. 9, pp. 80—84. (*In Russ.*)
geological models. Sovremennyye naukoyemkiye tekhnologii [Modern high technologies], no. 9, pp. 80—84. (*In Russ.*)

✉ialebedeva2@tnnc.rosneft.ru
**fgz.glzchs@m.ursmu.ru

12. Bilinchuk A. V., Sitnikov A. N., Asmandiyarov R.N., Pustovskikh A. A., Zulkarniev R. Z., Cherevko S. A. 2015, Formation of a geological rating for well drilling is the basis for planning a complex asset development project. *Neftyanoye khozyaystvo* [Oil industry], no. 12, pp. 10—12. (*In Russ.*)
13. Shatrov S. V. 2013, Probabilistic evaluation of oil resources on block 12, Iraq. *Neftyanoye khozyaystvo* [Oil industry], no. 4, pp. 86—89. (*In Russ.*)
14. Sitnikov A. N., Pustovskikh A. A., Margarit A. S., Belonogov E. V.,. Zulkarniev R. S, Korovin A. Yu. 2016, Methodology of drilling targets selection under geological uncertainty. *Neftyanoye khozyaystvo* [Oil industry], no. 12, pp. 44—47. (*In Russ.*)
15. Shatrov S. V. 2012, Probabilistic evaluation of oil and gas exploration assets. *Neftyanoye khozyaystvo* [Oil industry], no. 4, pp. 13—17. (*In Russ.*)

The article was received on November 30, 2020