

Комаров А.Ю.

Санкт-Петербургский горный университет; Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана им. академика И.С. Грамберга» (ФГБУ «ВНИИОкеангеология»), Санкт-Петербург, Россия, kom85288@gmail.com

Прищепа О.М.

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия, omr2007_61@mail.ru

Иванченко А.В.

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана им. академика И.С. Грамберга» (ФГБУ «ВНИИОкеангеология»), Санкт-Петербург, Россия, ivanchenko171@yandex.ru

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ВЕРОЯТНОСТНОГО ПОДХОДА К ОЦЕНКЕ ЛОКАЛИЗОВАННЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ МАЛОИЗУЧЕННЫХ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

Продemonстрировано применение вероятностного подхода к оценке локализованных ресурсов углеводородов Прикамчатско-Тихоокеанского осадочного бассейна Восточно-Камчатской перспективной нефтегазоносной области. Показаны преимущества данного подхода и даны рекомендации. Произведена оценка локализованных ресурсов методом Монте-Карло, полученные результаты сопоставлены с результатами детерминистической оценки.

Ключевые слова: локализованные ресурсы углеводородов, метод Монте-Карло, малоизученный осадочный бассейн, Восточно-Камчатская перспективная нефтегазоносная область.

Введение

Локализованные ресурсы, их роль и положение в структуре запасов и ресурсов углеводородов до сих пор вызывают множество дискуссий. Согласно «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов», утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 г. [Классификация запасов..., 2013], к локализованным ресурсам категории $D_{\text{л}}$ относят ресурсы нефти, газа и конденсата возможно продуктивных пластов в ловушках, выявленных по результатам поисковых геологических и геофизических исследований в пределах районов с доказанной промышленной нефтегазоносностью. Зачастую выделяют внекатегорийную группу ресурсов $D_{2\text{л}}$, к которой относят локализованные ресурсы подготовленных и выявленных (по результатам поисковых геологических и геофизических исследований) ловушек, находящихся в пределах районов с неустановленной нефтегазоносностью.

Важно отметить, что, согласно методическим указаниям, оценка локализованных

ресурсов должна производиться строго объемным методом, в качестве исключения для внекатегорийной группы ресурсов $D_{2л}$ допускается применение способа расчета по удельным плотностям ресурсов для минимального оцененного элемента нефтегазогеологического районирования.

Согласно Временному положению об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ [Временное положение..., 2001], на региональном этапе, проводимом за счет средств федерального бюджета, выполняется оценка прогнозных ресурсов категорий D_2 , частично D_1 на стадии прогноза нефтегазоносности и оценка ресурсов категорий D_1 , частично D_2 на стадии оценки зон нефтегазонакопления. Таким образом, оценка локализованных ресурсов производится уже на поисково-оценочном этапе геологоразведочных работ, который производится за счет средств недропользователя.

Несмотря на это, геологические задания на выполнение геологоразведочных работ регионального этапа зачастую включают пункты оценки локализованных ресурсов. Этот факт вызывает ряд замечаний.

С одной стороны, возникают вопросы к самому положению категории $D_л$ в структуре запасов и ресурсов нефти и газа, её роли и практической функции [Супруненко, Медведева, Строганова, 2018]. С другой стороны, точность и уместность производимых при такой степени изученности оценок вызывает множество сомнений. Ведь при региональной сети сейсмических профилей, расстояние между которыми измеряется десятками километров, точное выделение локальных структур, их геометризация, а, следовательно, и корректная оценка локализованных ресурсов объемным методом, становится затруднительной, а её результаты – крайне спорными [Прищепа, 2011].

В этой связи вполне логичным видится применение стохастического (или вероятностного) подхода к оценке ресурсов. Во-первых, данный подход позволяет использовать стохастические распределения подсчетных параметров, входящих в формулу оценки локализованных ресурсов, избегая «точечных» значений, которые используются при детерминистическом подходе. Это является крайне актуальным при дефиците геологической информации об объекте исследования, который свойственен для всех объектов на ранних стадиях изученности [Емельянова, Пороскун, 2020]. Во-вторых, применение стохастического подхода позволяет оценить риски, вероятности точности оценки перспектив того или иного локального объекта, тем самым появляется дополнительная возможность скорректировать стратегию дальнейшего проведения геологоразведочных работ [Роуз, 2011].

К тому же такой подход видится более «привлекательным» для недропользователя как в целом для категории $D_л$, так и относительно оценок внекатегорийной группы $D_{2л}$, которые допускается производить по удельным плотностям ресурсов.

Целью работы является применение вероятностно-статистического подхода к оценке локализованных ресурсов группы структур Прикамчатско-Тихоокеанского бассейна (рис. 1).

Рассматриваемый район относится к Восточно-Камчатской перспективной нефтегазоносной области (ПНГО), соответственно, начальные суммарные ресурсы углеводородов, оцениваемые в пределах данного района, относятся к категории D_2 , а локализованные ресурсы в пределах выделенных структур можно относить к группе внекатегорийных ресурсов $D_{2л}$.

Иллюстрируется случай, когда уже на региональном этапе изучения перед исполнителем (АО «Дальморнефтегеофизика») ставится задача оценки локализованных ресурсов, которая произведена объемным методом с использованием построенной генерационной модели [Грецкая и др., 2019]. Однако выбор метода и подхода ресурсной оценки не исключает, а наоборот, предполагает контроль результата альтернативными методами или подходами [Подсчет запасов..., 2019]. В описанных условиях применение вероятностного подхода к оценке локализованных ресурсов видится авторами вполне уместным и необходимым.

Методы

Для вероятностного подхода оценки локализованных ресурсов использовался метод Монте-Карло, предполагающий проведение множественных испытаний с последующим статистическим анализом результатов. Оценивались геологические ресурсы в выделенных структурах среднеэоцен-олигоценного сейсмокомплекса, который, в силу своего строения и особенностей, выделенных по результатам AVO-анализа сейсмических профилей, является наиболее перспективным с точки зрения обнаружения углеводородов [Савицкий и др., 2016].

На рассматриваемой территории прогнозируется преимущественно газовое, метановое заполнение залежей, поэтому при расчетах использована формула для ресурсной оценки объемным методом следующего вида [Гутман, 1985]:

$$Q = GRV * NTG * K_{п} * K_{г} * \beta * \mu, \quad (1),$$

где Q - локализованные ресурсы, млн. m^3 ; GRV - объем пород залежи, тыс. m^3 ; NTG - коэффициент песчаности, д. е.; $K_{п}$ - коэффициент открытой пористости, д. е.; $K_{г}$ - коэффициент газонасыщенности, д. е.; β - термический коэффициент; μ - барический коэффициент.

Ключевыми моментами при вероятностной оценке ресурсов являются выбор граничных значений каждого из подсчетных параметров, а также определение характера распределения значений внутри обозначенного интервала.

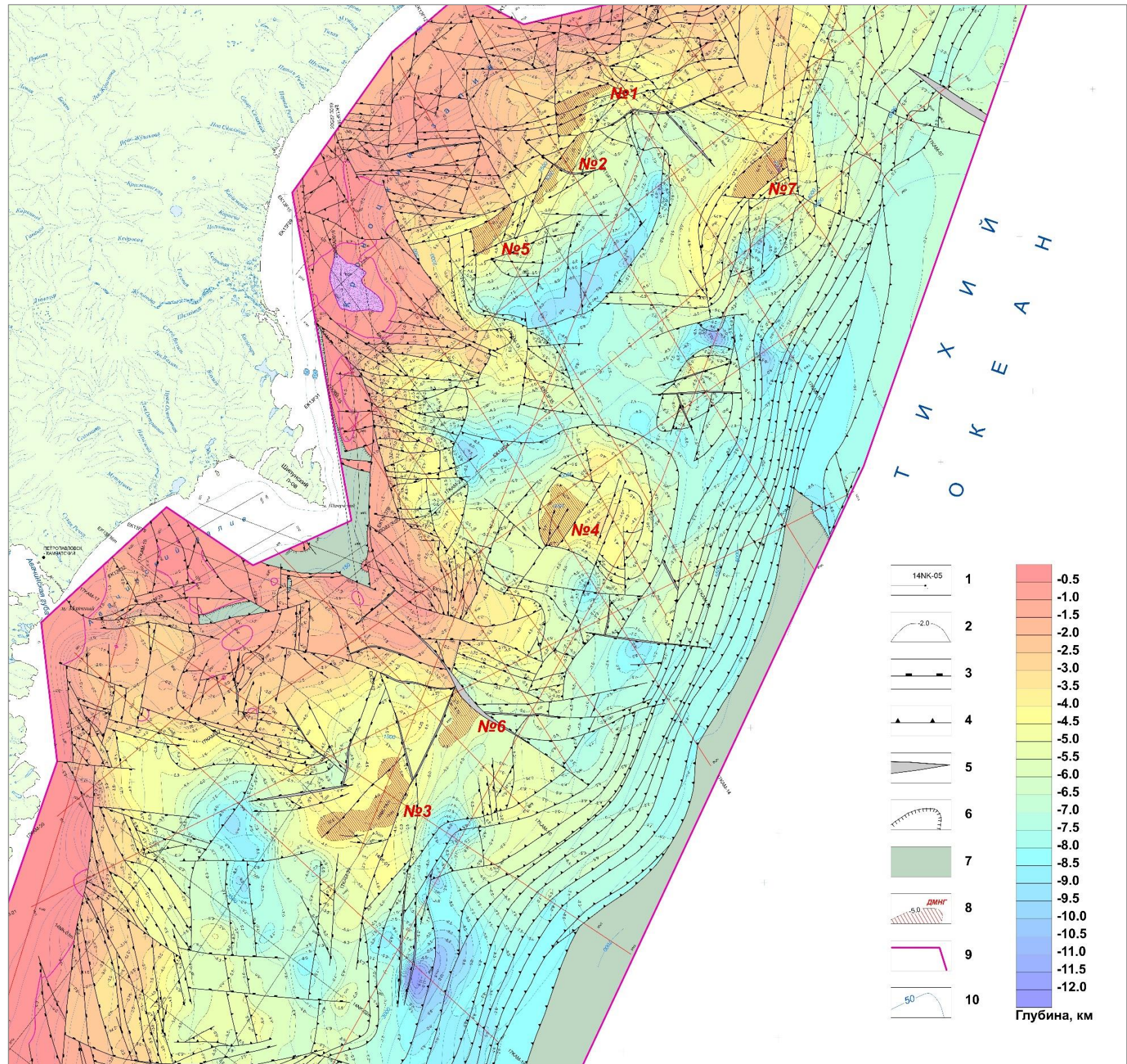


Рис. 1. Схема расположения рассматриваемых локальных структур по структурной карте кровли среднеэоцен-олигоценового сейсмокомплекса
(Н.А. Петровская, АО «Дальморнефтегеофизика», 2019 г.)
1 - сейсмический профиль; 2 - изогипса, км; 3 - сброс; 4 - взброс; 5 - проекция плоскости сместителя; 6 - линия выклинивания сейсмокомплекса; 7 - зона отсутствия сейсмокомплекса; 8 - структура и её название; 9 - граница участка работ; 10 - изобата, м.

Во время расчетов использовались два типа распределения значений в зависимости от степени изученности и достоверности каждого подсчетного параметра:

1) *Равномерное распределение.* Данный тип распределения применялся для параметров объема пород залежей и коэффициента песчанистости. Он используется для доверительного интервала в 100%. Характеризуется тем, что вероятность всех значений при таком распределении одинакова, не существуют значения вне интервала, распределение симметрично. Равномерное распределение зачастую применяется при полной неопределенности параметров, ведь подразумевается, что при статистическом моделировании появление любых значений внутри данного интервала равновероятно.

2) *Нормальное распределение.* Использовалось для коэффициентов пористости и газонасыщенности. Данный тип распределения применяется для случая доверительного интервала в 90%. Характеризуется вероятными значениями в центре графика, маловероятными, но возможными значениями вне 90%-го интервала, распределение симметрично. Данный тип распределения является наиболее «универсальным» при применении статистического моделирования в геологии.

Объем пород залежи GRV определяется площадью залежи и ее высотой. Согласно исследованиям [Маргулис и др., 2011; Коган, Ржевский, Шелестов, 1977], которые подтверждаются построенной генерационной моделью ОА «Дальморнефтегеофизика», высота залежей составляет 35-60% от высоты структуры. Относительно значений коэффициентов заполнения ловушек (0,35-0,6) рассчитано верхнее граничное значение объема залежей. Данный параметр обладает крайне высокой степенью неопределенности, заданной, по большей мере, построением модели, в которой использовалось множество параметров со своей степенью определенности и неопределенности.

Коэффициент песчанистости NTG описывает долю коллектора в общем объеме породы, являясь крайне неопределенным параметром за счет множества геологических причин, вследствие которых его значение может варьировать в широких пределах [Георгиевский, Грановский, Бочкарев, 2016]. Для более точного определения статистического характера распределения данного параметра используются атрибутивные анализы и данные сейсморазведки высокой плотности. Однако при их отсутствии, как в рассматриваемом случае, наиболее уместно применение равномерного распределения.

Коэффициенты пористости K_n и газонасыщенности K_g моделировались с использованием нормального распределения. Для этих параметров данный тип распределения наиболее приемлем в силу их зависимостей от «естественных» факторов и законов. Подробным обоснованием применения нормального закона распределения для данных подсчетных параметров посвящено большое количество исследований [Седиментологические

основы..., 1977; Nimmo, 2004].

Коэффициенты песчанистости NTG (0,2-0,3), открытой пористости K_p (0,18-0,22) пород-коллекторов, газонасыщенности K_g (0,45-0,5) приняты по аналогии по данным месторождений Западно-Камчатской НГО [Грецкая и др., 2019; Грецкая, Петровская, Савицкий, 2018].

Задать тип распределения для термического β и барического μ коэффициентов невозможно. Данные параметры остались детерминистическими и соответствуют расчетам исполнителя. Поправочные коэффициенты задаются отдельно для каждой структуры (табл. 1).

Таблица 1

Принятые поправочные коэффициенты

Структура	Поправка на температуру	Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта
№1	0,861	0,960
№2	0,880	0,896
№3	0,815	0,935
№4	0,825	0,896
№5	0,903	0,935
№6	0,785	0,860
№7	0,835	0,935

При этом пластовое давление принималось равным гидростатическому на уровне глубины залегания залежи, пластовая температура – согласно геотермической модели данного осадочного бассейна. В результате получены граничные значения и характеристики распределения (табл. 2).

Результаты

При проводимом статистическом моделировании в качестве оптимистического прогноза (P10) принят сценарий практически максимально возможного заполнения ловушек, а также близкие к максимальным коэффициенты песчанистости, пористости и газонасыщенности. В качестве пессимистического прогноза (P90) описывался сценарий низкого заполнения залежи углеводородами и низких коэффициентах песчанистости, пористости и газонасыщенности.

В результате 10 тысяч испытаний полученные значения представлены в табл. 3.

Таким образом, наиболее перспективным объектом для проведения дальнейших геологоразведочных работ является структура №4. В целом по выделенным залежам наблюдаются довольно «скромные» результаты.

Таблица 2

Подсчетные параметры и характеристика типа их распределения

Обозначение	Расшифровка	Тип распределения	Описание граничных значений
Объем пород залежи	GRV	Равномерное	Верхний предел объема рассчитывался при коэффициенте заполнения ловушки 0,6. Нижний предел равен 0.
Коэффициент песчаности	NTG	Равномерное	Граничные значения - 0,2-0,3 - коэффициенты песчаности для мелководно-морских и шельфовых обстановок – по аналогии по данным месторождений Западно-Камчатской НГО
Коэффициент пористости	K_n	Нормальное	Граничные значения - 0,18-0,22 - по аналогии с Западно-Камчатской НГО
Коэффициент газонасыщенности	K_c	Нормальное	Граничные значения - 0,45-0,50 - по аналогии с Западно-Камчатской и Северо-Сахалинской НГО
Термический коэффициент	β	-	Принимается отдельно для каждой структуры. Соответствует расчетам исполнителя.
Барический коэффициент	μ	-	Принимается отдельно для каждой структуры. Соответствует расчетам исполнителя.

Таблица 3

Результаты оценки локализованных ресурсов методом Монте-Карло

Структура	Размер, км х км	Амплитуда, м	Мощность комплекса, м	P(90), млрд. м ³	P(50), млрд. м ³	P(10), млрд. м ³
№1	23x11	875	745	8,55	41,66	78,02
№2	20x10,5	850	800	8,17	40,82	76,45
№3	30x6	620	790	8,23	41,20	77,02
№4	34.5x5,5	1260	490	9,47	55,68	106,31
№5	39.5x10,5	390	2225	7,91	38,84	72,32
№6	25.5x11,5	230	820	6,97	43,75	80,07
№7	21x9,5	625	770	10,05	50,86	93,40

Вывод

Полученные данные по оценкам указывают на более оптимистичные результаты детерминистического подхода исполнителя относительно результатов, полученных при вероятностной оценке (рис. 2). Это может быть вызвано выбором характера распределения значений для каждого из подсчетных параметров, а также выбором нижнего граничного значения для объема пород залежи, который подразумевает пессимистичный сценарий, при котором заполнения углеводородами ловушек не происходило.

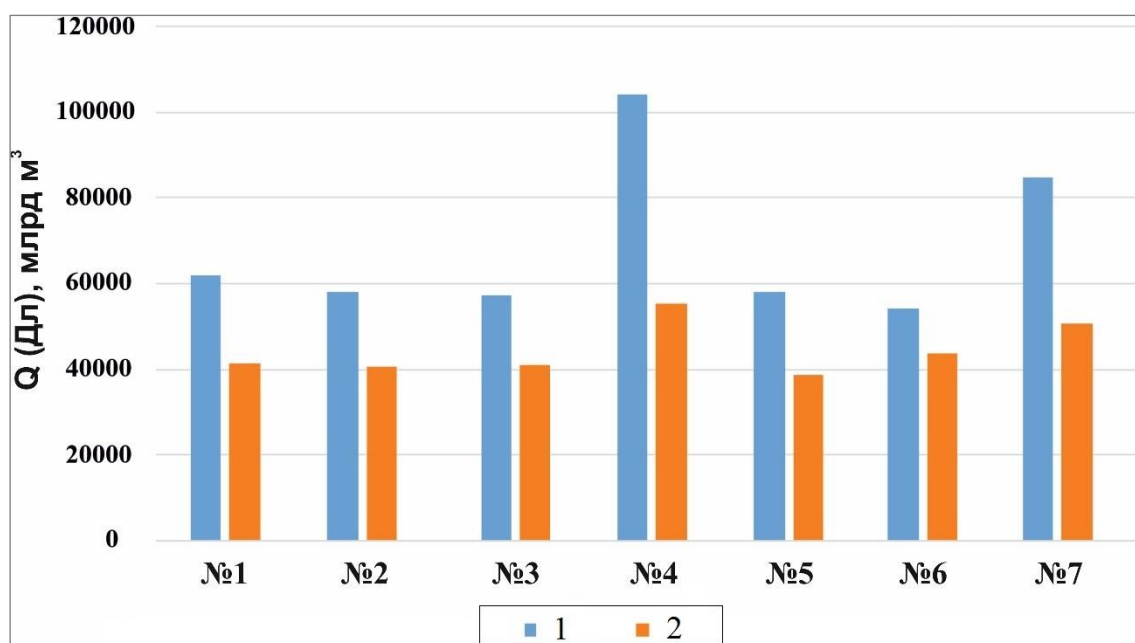


Рис. 2. Диаграмма сравнения результатов оценки локализованных ресурсов при вероятностном и детерминистическом подходах

1 - оценка АО «Дальморнефтегеофизика»; 2 - настоящая оценка методом Монте-Карло, $P(50)$; №1-№7 - структуры.

Значения, полученные исполнителем при детерминистическом подходе к оценке ресурсов, находятся в пределах выполненной вероятностной оценки, отражая прогноз на уровне $P(10)$ - $P(30)$, поэтому можно говорить об успешном опыте применения вероятностного подхода к оценке локализованных ресурсов. Полученные результаты позволят скорректировать стратегию проведения дальнейших геологоразведочных работ и оценить риски убытков и неудовлетворительных результатов.

Литература

Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ: Утверждено Приказом Министерства природных ресурсов РФ от 07.02.2001 г. № 126

Георгиевский Б.В., Грановский А.М., Бочкарев В.А. Неопределенности выбора подсчетных параметров и их влияние при оценке ресурсов углеводородов вероятностным методом // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2016. - №12. - С. 18-34.

Грецкая Е.В., Петровская Н.А., Савицкий А.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Хатырского и Алеутского бассейна. Берингово море // Санкт-Петербург - 2018. Инновации в геонауках - время открытий: материалы 8-ой Международной конференции и выставки EAGE (г. Санкт-Петербург, 9-12 апреля 2018 г.). - 2018. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201800199>

Грецкая Е.В., Савицкий А.В., Петровская Н.А., Рыбак-Франко Ю.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Российского сектора Берингова моря и Тихого океана // Новые идеи в геологии нефти и газа-2019. - М.: МГУ им. М.В. Ломоносова, 2019. - С. 133-137.

Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1985. - 223 с.

Емельянова Н.М., Порожун В.И. Методика вероятностной оценки ресурсов нефти и газа участков недр на поисково-оценочном этапе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2020. - Т.15. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/2020/5_2020.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/5_2020

Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов: Утверждена Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 г. № 477.

Коган А.Л., Ржевский Н.Н., Шелестов Ф.А. Континентальный склон в районе Карагинского и Олюторского заливов Берингова моря // Проблемы геофизических исследований полярных областей Земли: сб. научных трудов НИИГЛ. - Л., 1977. - С. 207-210.

Маргулис Л.С., Агапитов Д.Д., Маргулис Е.А., Пылина Л.М., Гладенков А.Ю., Жидкова Л.С., Дмитриева Т.В., Федорова В.А., Фрегатова Н.А. Первые данные о кайнозойском разрезе Чукотского шельфа Берингова моря // Стратиграфия. Геологическая корреляция. - 2011. - Т. 24. - № 2. - С. 103-114.

Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа: практикум / О.М. Прищепа, Т.В. Родина, Ю.В. Нефедов. - СПб.: «Реноме», 2019. - 100 с.

Прищепа О.М. Комплексный способ количественной оценки ресурсов нефти и газа в зонах нефтегазонакопления // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2011. - Т. 6. - № 4. - http://www.ngtp.ru/rub/6/44_2011.pdf.

Роуз Питер Р. Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами. - Библиотека нефтяного инжиниринга / Под ред. Н.А. Малышева. - М.-Ижевск: Издательство «ИКИ», 2011. - 304 с.

Савицкий А.В., Грецкая Е.В., Рыбак-Франко Ю.В., Соловьев А.В. Перспективы геологоразведочных работ в глубоководных осадочных бассейнах Берингова моря и Тихого океана // Геология нефти и газа. - 2016. - №5. - С. 58-66.

Седиментологические основы литологии / С.И. Романовский. - Л.: Недра, 1977. - 408 с.

Супруненко О.И., Медведева Т.Ю., Строганова Е.Д. О локализованных ресурсах нефти и газа категории Дл // Бурение и нефть. - 2018. - №10. - С. 20-23.

Nimmo J.R. Porosity and Pore Size Distribution // Encyclopedia of Soils in the Environment: – London: Elsevier. - 2004. - Vol. 3. - Pp. 295-303.

Komarov A.Yu.

Saint-Petersburg Mining University; Federal State Budgetary Institution "Academician I.S. Gramberg All-Russian Scientific Research Institute for Geology and Mineral Resources of the Ocean" (FSBI "VNIIOkeangeologia"), St. Petersburg, Russia, kom85288@gmail.com

Prischepa O.M.

Saint-Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia, omp2007_61@mail.ru

Ivanchenko A.V.

Federal State Budgetary Institution "Academician I.S. Gramberg All-Russian Scientific Research Institute for Geology and Mineral Resources of the Ocean" (FSBI "VNIIOkeangeologia"), St. Petersburg, Russia, ivanchenko171@yandex.ru

EXPERIENCE IN APPLYING A PROBABILISTIC APPROACH TO THE ESTIMATION OF LOCALIZED PETROLEUM RESOURCES OF POORLY STUDIED SEDIMENTARY BASINS

Application of the probabilistic method to the estimation of localized petroleum resources of the Prikamchatka-Pacific sedimentary basin of the East Kamchatka promising petroleum area is demonstrated. The advantages of this approach are shown and recommendations for its application are given. The estimation of localized petroleum resources by the Monte Carlo method is carried out, the results obtained are compared with the results of deterministic estimation.

Keywords: localized petroleum resources, Monte Carlo method, poorly studied sedimentary basin, East Kamchatka promising petroleum area.

References

Emelyanova N.M., Poroskun V.I. *Metodika veroyatnostnoy otsenki resursov nefti i gaza uchastkov nedr na poiskovo-otsenochnom etape* [Method of probabilistic oil and gas resource assessment for the subsurface areas at the exploration appraisal phase]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2020, vol. 15, no. 1, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2020/5_2020.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/5_2020

Georgievskiy B.V., Granovskiy A.M., Bochkarev V.A. *Neopredelennosti vybora podschetnykh parametrov i ikh vliyanie pri otsenke resursov uglevodorodov veroyatnostnym metodom* [Uncertainties of selection of counting parameters and their impact when estimating hydrocarbon resources by probabilistic method]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2016, no. 12, pp. 18-34.

Gretskaya E.V., Petrovskaya N.A., Savitskiy A.V. *Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti Khatyrskogo i Aleutskogo basseyna. Beringovo more* [Geological structure and prospects of oil and gas bearing capacity of Khatyr and Aleutian basins. Bering Sea]. Sankt-Peterburg - 2018. Innovatsii v geonaukakh - vremya otkrytiy: materialy 8-oy Mezhdunarodnoy konferentsii i vystavki EAGE (St. Petersburg, 9-12 Apr 2018). 2018. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201800199>

Gretskaya E.V., Savitskiy A.V., Petrovskaya N.A., Rybak-Franko Yu.V. *Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti Rossiyskogo sektora Beringova morya i Tikhogo okeana* [Geological structure and prospects of oil and gas content in the Russian sector of the Bering Sea and the Pacific Ocean]. *Novye idei v geologii nefti i gaza-2019*. Moscow: MGU im. M.V. Lomonosova, 2019, pp. 133-137.

Gutman I.S. *Metody podscheta zapasov nefti i gaza* [Methods for calculating oil and gas reserves]. *Uchebnik dlya vuzov*. Moscow: Nedra, 1985, 223 p.

Klassifikatsiya zapasov i resursov nefti i goryuchikh gazov [Classification of reserves and resources of oil and combustible gases]. *Utverzhdena Prikazom Ministerstva prirodnnykh resursov i ekologii Rossiyskoy Federatsii*, 01.11.2013, no. 477.

Kogan A.L., Rzhhevskiy N.N., Shelestov F.A. *Kontinental'nyy sklon v rayone Karaginskogo i Olyutorskogo zalivov Beringova morya* [Continental slope in the area of Karaginsky and Olyutor bays

of the Bering Sea]. Problemy geofizicheskikh issledovaniy polyarnykh oblastey Zemli: sbornik nauchnykh trudov NIIGL. Leningrad, 1977, pp. 207-210.

Margulis L.S., Agapitov D.D., Margulis E.A., Pylina L.M., Gladenkov A.Yu., Zhidkova L.S., Dmitrieva T.V., Fedorova V.A., Fregatova N.A. *Pervye dannye o kaynozoyskom razreze Chukotskogo shel'fa Beringova morya* [The first data on the Cenozoic section of the Chukchi shelf of the Bering Sea]. Stratigrafiya. Geologicheskaya korrelyatsiya, 2011, vol. 24, no. 2, pp. 103-114.

Nimmo J.R. Porosity and Pore Size Distribution. Encyclopedia of Soils in the Environment. London: Elsevier, 2004, vol. 3, pp. 295-303.

Podschet zapasov i otsenka resursov nefti i gaza [Calculation of reserves and evaluation of oil and gas resources]. O.M. Prischepa, T.V. Rodina, Yu.V. Nefedov. St. Petersburg: Renome, 2019, 100 p.

Prischepa O.M. *Kompleksnyy sposob kolichestvennoy otsenki resursov nefti i gaza v zonakh neftegazonakopleniya* [Integrated method of oil and gas quantitative evaluation in petroleum accumulation zones]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2011, vol. 6, no. 4, available at: - http://www.ngtp.ru/rub/6/44_2011.pdf.

Rouz Piter R. *Analiz riskov i upravlenie neftegazopoiskovymi proektami* [Risk analysis and management of oil and gas exploration projects]. Biblioteka neftyanogo inzhiniringa / Editor N.A. Malysheva. Moscow.-Izhevsk: Izdatel'stvo «IKI», 2011, 304 p.

Savitskiy A.V., Gretskeya E.V., Rybak-Franko Yu.V., Solov'ev A.V. *Perspektivy geologorazvedochnykh rabot v glubokovodnykh osadochnykh basseynakh Beringova morya i Tikhogo okeana* [Prospects for exploration in deep sedimentary basins of the Bering Sea and Pacific Ocean]. Geologiya nefti i gaza, 2016, no. 5, pp. 58-66.

Sedimentologicheskie osnovy litologii [Sedimentological bases of lithology]. S.I. Romanovskiy. Leningrad: Nedra, 1977, 408 p.

Suprunenko O.I., Medvedeva T.Yu., Stroganova E.D. *O lokalizovannykh resursakh nefti i gaza kategorii DI* [On localized resources of oil and gas of category DI]. Burenie i neft', 2018, no. 10, pp. 20-23.

Vremennoe polozhenie ob etapakh i stadiyakh geologorazvedochnykh rabot na neft' i gaz [Provisional regulations on the stages and phases of oil and gas exploration]. Utverzhdeno Prikazom Ministerstva prirodnnykh resursov RF. 07.02.2001, no. 126.

© Комаров А.Ю., Прищепа О.М., Иванченко А.В., 2022

