

УДК 553.98 550.34.03 (470.41)

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ОБЪЕМНЫМ И ВЕРОЯТНОСТНЫМ МЕТОДАМИ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА PETREL-2013

© 2017 г. | Е.Г. Грунис¹, Д.И. Хасанов²¹Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть», Казань, Республика Татарстан, Россия; evgenii.grunis@mail.ru;²Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Республика Татарстан, Россия; damir.khassanov@mail.ru

RESERVES CALCULATION USING THE VOLUME AND PROBABILITY METHODS WITH THE AID OF PETREL-2013 PROGRAM PACKAGE

© 2017 | E.G. Grunis¹, D.I. Khasanov²¹Tatar Geology and Prospecting Administration of PAO "TATNEFT", Kazan, the Republic of Tatarstan, Russia; evgenii.grunis@mail.ru;²Kazan Federal University, Kazan, the Republic of Tatarstan, Russia; damir.khassanov@mail.ru

Поступила 12.06.2017 г.

Принята к печати 29.09.2017 г.

Ключевые слова: битум; сверхвязкая нефть; методы интерполяции; кросс-валидация; подсчет запасов.

В статье представлены результаты объемной и многовариантной методик подсчета запасов залежи сверхвязкой нефти по одному из поднятий Республики Татарстан. Проведен анализ эффективности различных методов интерполяции в программном комплексе Petrel-2013 и методов осреднения объемной методики подсчета запасов сверхвязкой нефти. Сделан вывод, что для построения наиболее точной трехмерной модели поднятия с нерегулярной сеткой наблюдения необходимо комплексное применение методов для каждого набора данных и выбор из них наиболее подходящего после проведения кросс-валидации. При несоблюдении нормального распределения в наборе данных и нерегулярной сети наблюдения наилучшие показатели при литологическом моделировании дают методы, основанные на индикаторном кригинге. Результаты подсчета запасов на геологической модели вероятностным и объемным (детерминированным) методами различаются по следующей причине: при подсчете объемным методом все вычисляемые параметры усредняются без пространственного распределения подсчитываемого параметра, которое учитывается при многовариантном моделировании.

Received 12.06.2017

Accepted for publishing 29.09.2017

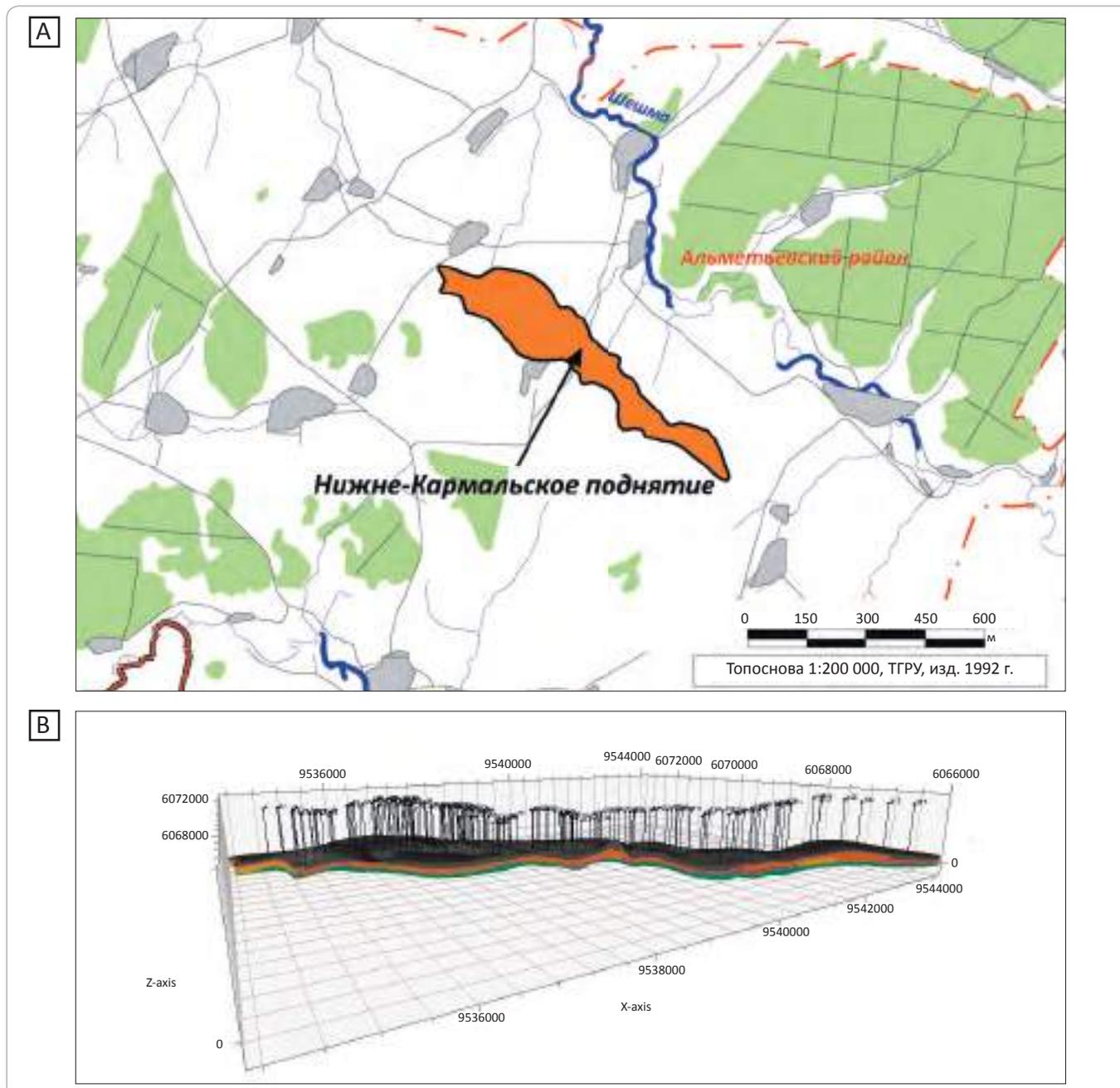
Key words: bitumen; super-viscous oil; interpolation methods; cross validation; calculation of reserves.

The article presents volumetric and multivariant methods of reserves calculation developed for calculation of super-viscous oil reserves using "Petrel-2013" program package. The effectiveness and reliability of the interpolation methods provided in "Petrel-2013" program package were investigated in studying bitumen accumulation process in the territory of the Republic of Tatarstan. The results of comparative analysis of these methods and the classical interpolation (averaging) technique used in the volumetric method of reserve calculation is presented. It was concluded that creation of the most accurate three-dimensional model of an uplift with the irregular grid of observation requires a combined use of methods for each data set and selection of the most suitable of them after performance of their cross-validation. When normal distribution in the data set is not observed (and the grid of observation is irregular) the best results of the lithology modelling are achieved by the methods based on indicative kriging. It is shown that calculations of reserves by the probability and volumetric (deterministic) methods based on a geological model produce different results because in volume method all calculated parameters are averaged without spatial distribution of the parameter being processed, while using the multivariant modeling this distribution is accounted for, which is confirmed by higher values of correlation factor obtained for the chosen methods of interpolation of multivariant calculation as compared to the volumetric averaging. Thus, the average value of a parameter estimated by the volumetric method differs from the estimates obtained by the multivariant technique (P90, P50, P10).

Подсчет запасов нефти и газа в России проводится в основном с помощью детерминированной оценки. В иностранных нефтяных компаниях (США, Иран, Ирак и т. д.) запасы УВ определяются согласно функциям распределения вероятности. В компании ПАО «Татнефть», в частности, в Татарском геологоразведочном управлении, реализована технология подсчета запасов объемным (детерминированным) методом.

Приведем анализ объемной (детерминированной) и многовариантной (вероятностной) методик подсчета запасов залежи сверхвязкой нефти, приуроченной к одному из поднятий шешминского горизонта уфимского яруса на юго-востоке Республики Татарстан. Все расчеты проведены в программном комплексе Petrel-2013 французской компании «Шлюмберже» (Schlumberger).

Рис. 1. Нижне-Кармальское поднятие. А — обзорная карта; В — трехмерная модель
 Fig. 1. Lower-Karmalskoye uplift. A — schematic map; B — 3D model



Объект исследования

Объектом исследования выбрана залежь битумов в отложениях уфимского яруса в пределах Нижне-Кармальского поднятия площадью 15 км², расположенного на юго-востоке Республики Татарстан. На данном поднятии было пробурено 163 скважины с отбором керна в продуктивном интервале. После завершения бурения был проведен стандартный комплекс ГИС (ГК, НГК, ГТКп, ИК, БК, ПС, КС, БКЗ, ДС, КНК, резистивиметрия). Обзорная карта и

трехмерная модель данного поднятия представлены на рис. 1.

Отложения уфимского яруса (P_1u) в районе исследований представлены в объеме шешминского горизонта (P_1ss), в котором выделяются две пачки: нижняя — песчано-глинистая (старокувакская P_1ss_1) и верхняя — песчаная (ашальчинская P_1ss_2). На данном поднятии эти пачки служат базовым горизонтом для залежей сверхвязкой нефти уфимского нефтегазоносного комплекса. Покрышкой битумоносных

пород уфимского яруса является нижняя пачка байтуганского горизонта (P_2bt_1) казанского яруса. Покрышка сложена глинами серыми, пепельно-серыми, известковистыми, крепкими, плотными, мергелевидными, аргиллитоподобными с прослойками алевролита, иногда песчанистыми, с оскольчатыми или раковистыми изломами, слоистыми по плоскостям наложения, с раковинами лингул, кристаллами пирита (маркирующий горизонт «лингуловая глина») [5].

Поднятие, прослеживаемое по осадочной толще, в том числе и по пермским отложениям, расположено в южной части структурной зоны II порядка, осложняющей западный склон Южно-Татарского свода. По пермским горизонтам эта террасовая структурная зона, в свою очередь, осложнена серией локальных поднятий III порядка, с которыми тесно связаны залежи УВ.

Методика и результаты исследований

Для определения мощности эффективных нефтенасыщенных толщ, коэффициентов пористости и битумонасыщения разработана методика интерпретации на основе вейвлет-преобразования данных гамма-каротажа [3] с учетом корреляции результатов лабораторных исследований керн с геофизическими каротажными диаграммами [1].

При подсчете запасов классическим объемным методом получается единственное значение подсчитанных запасов. Вычисление производится по следующей формуле [4]:

$$Q_{н. бал} = F \cdot h_{н. эф} \cdot K_{п. о} \cdot K_n \cdot B,$$

где $Q_{н. бал}$ — начальные балансовые запасы нефти, тыс. т.; F — площадь нефтеносности, тыс. м²; $h_{н. эф}$ — значение вертикальной эффективной нефтенасыщенной толщины пласта, м; $K_{п. о}$ — среднее значение коэффициента открытой пористости, доли ед.; K_n — среднее значение коэффициента нефтенасыщенности, доли ед.; B — среднее значение плотности нефти, 10⁻³ кг/м³.

Для определения каждого из параметров $h_{н. эф}$, $K_{п. о}$, K_n в программном комплексе были построены сглаживающие поверхности методом Isochore interpolation. После данного построения поверхности были обрезаны по 3-метровому контуру, так как минимальная (кондиционная) мощность нефтяных пластов при их разработке с применением тепловых методов составляет 3 м. Данное значение обосновано тем, что при меньших толщинах отмечается нерациональное использование тепла и, как следствие, повышение себестоимости нефти.

Анализ мирового опыта разработки залежей тяжелых сверхвязких нефтей свидетельствует о том, что скважинные методы применяются при нефтена-

сыщенности пород от 35 до 80 об.% (от 4 до 12 мас.%) при паротепловом воздействии на пласт, а при внутривязком горении — при нефтенасыщенности пород от 30 до 80 об.% (от 3 до 16 мас.%). Рекомендуемые значения минимального содержания тяжелых сверхвязких нефтей в породе при обоих способах скважинной разработки составляют 30–40 об.%, или 4,5–5 мас.%. Основываясь на этих результатах, значение нефтенасыщенности 30 об.% (4,5–5 мас.%) при открытой пористости коллектора более 20 % было принято за нижнюю кондиционную границу.

При подсчете запасов по объемной формуле коэффициент усадки нефти не учитывался из-за незначительной глубины залегания и малого количества растворенного газа (пластовое давление 0,4–0,5 МПа). Часть балансовых запасов нефти, которая может быть извлечена из недр, определяется с помощью коэффициента извлечения нефти по формуле

$$Q_{н. извл} = Q_{н. бал} \cdot \text{КИН},$$

где $Q_{н. бал}$ — начальные балансовые запасы нефти, тыс. т; $Q_{н. извл}$ — начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т; КИН — коэффициент извлечения нефти, доли ед.

По указанной методике были получены оценки запасов сверхвязкой нефти на Нижне-Кармальском поднятии. Абсолютные значения запасов сверхвязкой нефти условно обозначим Q_x .

При использовании вероятностных методов определяются следующие оценки запасов и ресурсов:

- минимальная (P90) — оцененное значение запасов и ресурсов подтверждается с вероятностью 0,9;
- оптимальная или базовая (P50) — оцененное значение запасов и ресурсов подтверждается с вероятностью 0,5;
- максимальная (P10) — оцененное значение запасов и ресурсов подтверждается с вероятностью 0,1.

Основой для создания множества реализаций модели являются:

- структурный каркас пласта;
- скважины с поточечной интерпретацией пористости и нефтенасыщенности.

Для всех реализаций была создана постоянная 3D-сетка, на ячейки которой были нанесены скважинные данные. Далее для каждой реализации были заданы различные ранги вариограмм по латерали для параметров пористости, нефтенасыщенности и литологии, используя граничные значения пористости и нефтенасыщенности. Значение нефтенасыщенности — 30 об.% (4,5–5 мас.%) при открытой пористости коллектора более 20 % было принято за нижнюю кондиционную границу, как и в объемном методе подсчета. Границы нефтеносности залежи были также определены по 3-метровому контуру.

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

При выборе метода интерполяции значений мощности продуктивного горизонта были использованы следующие методы:

1. Indicator Kriging (IK) — индикаторный кригинг. Это обычный кригинг, выполненный для индикаторов (в данном случае индикатором является определение типа горной породы, в частности битумонасыщенного песчаника, в результате интерпретации полевого геофизического материала), т. е. это линейный оценщик, построенный по аналогии с обычным кригингом, но не для значений анализируемой переменной, а для индикатора.

2. Sequential Indicator Simulation (SIS) — последовательное индикаторное моделирование. Алгоритм данного метода следующий:

1) локальная функция распределения плотности вероятности оценивается при помощи индикаторного кригинга;

2) производится выбор случайной последовательности через все точки оценивания;

3) в каждой точке оценивания моделируется стохастическая реализация по следующей последовательности операций:

- оценка вероятностей при помощи индикаторного кригинга в выбранной точке последовательности;
- построение локальной условной функции плотности вероятности;
- выборка случайного значения по построенной локальной функции распределения плотности вероятности (или по набору вероятностей для категорий), которое определяет смоделированное значение переменной в точке для данной реализации;
- добавление сгенерированного случайного значения к набору данных и других сгенерированных значений для использования в последующих оценках кригинга;

4) переход к следующей точке оценивания и выбранной последовательности, повторение шагов 2, 3.

Шаги 2–4 повторяются для получения нескольких равновероятных реализаций в точках оценивания.

3. Truncated Gaussian Simulation (TGS) — усеченное моделирование Гаусса. Является модификацией моделирования Гаусса для непрерывных переменных. Алгоритм усеченного моделирования отличается лишь пред- и постобработкой результатов моделирования. В TGS применяется один из двух методов моделирования для непрерывных переменных: TGS-SGS — использует последовательное моделирование Гаусса (SGS) и TGS-GRFS — случайную функцию моделирования Гаусса (GRFS).

Для исследуемых данных (мощность, пористость, нефтенасыщенность) характерно полимодальное распределение, что подтверждает гистограмма мощностей эффективных толщин (рис. 2). Для построения куба литологии был применен стохастический метод интерполяции SIS, показавший наивысший коэффициент ранговой корреляции Спирмена при проведении кросс-валидации методом «складного ножа» на данной битумной залежи (табл. 1). Для проведения кросс-валидации нерегулярная сетка разбуривания поднятия, состоящая из 163 пробуренных скважин на Нижне-Кармальском поднятии, была преобразована в сетку из 82 скважин (обучающий набор) путем их исключения в плане поднятия в шахматном порядке. Таким образом густота сетки наблюдения была равномерно уменьшена вдвое по всей площади поднятия. Скважины, не попавшие в набор данных для построения моделей, стали валидационными (проверочный набор) [2].

Для выбора методики интерполяции значений коэффициентов пористости и нефтенасыщенности продуктивного горизонта были использованы следующие методы:

1. Sequential Gaussian Simulation (SGS) — последовательное моделирование Гаусса. Метод последо-

Рис. 2. Гистограмма частотного распределения мощностей нефтенасыщенной части продуктивного горизонта по геофизическим данным Нижне-Кармальского поднятия
Fig. 2. Histogram of thicknesses frequency distribution of the oil-saturated part of productive horizon based on geophysical data of the Nizhne-Karmalskoye uplift

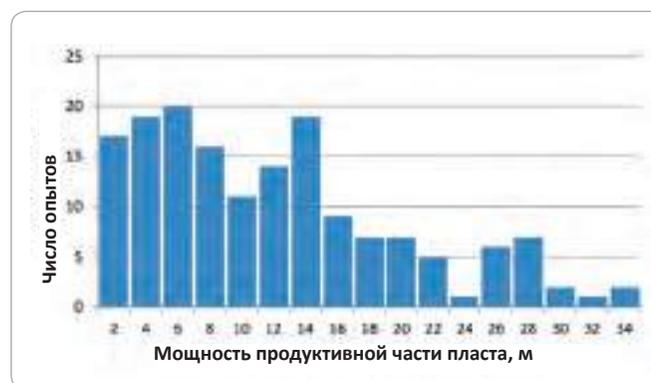


Табл. 1. Значения коэффициента ранговой корреляции Спирмена для каждого алгоритма литологической интерполяции

Table 1. The Spearman rank correlation factor values for each algorithm of lithological interpolation

Метод интерполяции	IK	SIS	TGS (SGS)	TGS (GRFS)	Объемный метод
Коэффициент корреляции	0,54245	0,6371	0,41157	0,50141	0,5221

вательного стохастического моделирования предполагает совместное нормальное распределение моделируемой случайной величины в исследуемой области. На первом этапе моделирования производится выбор случайной последовательности из всех точек оценивания. Далее оцениваются параметры локального распределения плотности вероятности (среднего и вариации) с помощью простого кригинга на основе исходных данных и уже сгенерированных значений в других точках последовательности. На третьем этапе выбирается случайное значение в соответствии с нормальным распределением и полученными параметрами с добавлением сгенерированного значения в общий набор для последующего использования при оценке простого кригинга.

2. Gaussian Random Function Simulation (GRFS) — случайная функция моделирования Гаусса. Метод работает быстрее, чем SGS, и поддерживает смещенный кригинг, а также лучше воспроизводит вариограммы. Алгоритм является параллельным и основан на совместном использовании кригинга и кондиционного моделирования.

3. Kriging (кригинг) — геостатистический метод пространственной интерполяции, основанный на линейной регрессии, обладает несмещенностью и минимальной дисперсией оценки.

4. Moving average — скользящее среднее. Находит определяемое среднее значение между входными данными и его вес в зависимости от расстояния до скважин. Алгоритм быстрый и создает значения для всех ячеек. Алгоритм не генерирует значения большие или меньшие, чем минимумы и максимумы значений входных данных.

5. Functional — создает 3D-функцию, используемую для интерполяции. Значения ячеек интерполируются во взвешенном расстоянии к входным данным. Алгоритм создает значения больше и меньше минимальных/максимальных значений входных данных. Этот метод быстрее скользящего среднего и может использовать небольшой объем входных данных.

6. Closest — ближайший. Этот алгоритм присваивает значения ближайшей входной точки для каждой ячейки в модели.

Для построения куба пористости и объемной нефтенасыщенности был применен метод интерполяции Kriging, показавший наивысший коэффициент ранговой корреляции Спирмена при проведении кросс-валидации методом «складного ножа» по представленной выше методике, в которой оценивались усредненные значения данных коэффициентов в продуктивном интервале ствола каждой валидационной скважины (табл. 2).

Параметры рангов вариограмм изменялись в пределах от 7000 м (расстояние между самыми уда-

Табл. 2. Значения коэффициента ранговой корреляции Спирмена для каждого алгоритма петрофизической интерполяции коэффициентов объемной нефтенасыщенности и пористости по геофизическим данным от их реальных значений для Нижне-Кармальского поднятия

Table 2. The Spearman rank correlation factor values for each algorithm of petrophysical interpolation of porosity and volumetrical oil saturation ratios according to well logging data from actual ratios for the Nizhne-Karmalskoye uplift

Метод интерполяции	SGS	GRFS	Kriging	Moving average	Functional	Closest	Объемный метод
Коэффициент объемной нефтенасыщенности							
Коэффициент корреляции	0,57329	0,5975	0,6865	0,59806	0,49221	0,46835	0,5345
Коэффициент пористости							
Коэффициент корреляции	0,73681	0,74891	0,8279	0,72403	0,62266	0,60728	0,7014

ленными скважинами) до 500 м, шаг составлял 500 м. Главное направление вариограммного эллипсоида — с северо-запада на юго-восток (рис. 3).

После перебора возможных значений рангов вариограмм и подсчета запасов по полученным моделям была построена гистограмма распределения значений вычисленных запасов сверхвязкой нефти по вероятностной модели Нижне-Кармальского поднятия (рис. 4). Характер распределения зависит от реализаций, с увеличением числа которых распределение будет стремиться к нормальному. Число реализаций должно выбираться исходя из мощностей компьютера и метода решения поставленных задач. В данной модели было задано 105 реализаций, так как при уменьшении шага изменения рангов вариограмм и увеличения числа моделей итоговые количественные показатели минимальной, оптимальной и максимальной оценок практически не меняются, что было выявлено при уменьшении значения рангового шага с 500 до 100 м.

Исходя из полученного распределения, были определены следующие вероятностные запасы: P90 — 1,141 Q_x тыс. т; P50 — 1,160 Q_x тыс. т; P10 — 1,217 Q_x тыс. т.

Выводы

Для построения наиболее точной 3D-модели поднятия с нерегулярной сеткой наблюдения недостаточно применения одного метода интерполяции. Необходимо комплексное использование методов для каждого набора данных и выбора из них наиболее подходящего после проведения кросс-валидации [6].

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

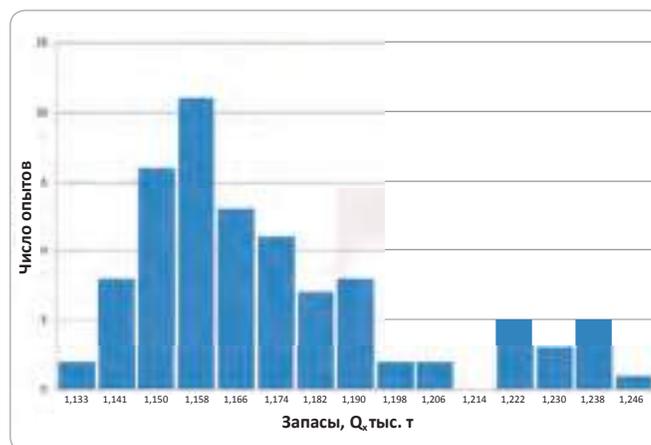
Рис. 3. Направления вариограммного эллипсоида при многовариантном моделировании на Нижне-Кармальском поднятии
Fig. 3. Directions of the variogram ellipsoid at multivariant modeling for the Lower-Karmalskoye uplift



При нерегулярной сети наблюдения и несоблюдении нормального распределения в наборе данных наилучшие показатели при литологическом моделировании дают методы, основанные на индикаторном кригинге, в частности для Нижне-Кармальского поднятия — метод последовательного индикаторного моделирования (SIS) для категориальных переменных (параметра литологии) и метод кригинга при петрофизическом моделировании для непрерывных переменных (коэффициентов пористости и нефтенасыщенности).

Результаты подсчета запасов на геологической модели вероятностным и объемным (детермини-

Рис. 4. Запасы по вероятностной модели Нижне-Кармальского поднятия
Fig. 4. Reserves according to the probability model of the Nizhne-Karmalskoye uplift



рованным) методами различаются по следующей причине: при подсчете объемным методом все вычисляемые параметры усредняются без учета пространственного распределения подсчитываемого параметра, которое учитывается при многовариантном моделировании, что подтверждается более высокой оценкой коэффициента корреляции для выбранных методов интерполяции многовариантного подсчета по сравнению с объемным усреднением (см. табл. 1, 2). Таким образом, средняя оценка параметра при объемном методе подсчета запасов отличается от оценок, полученных при многовариантной методике подсчета запасов (P90, P50, P10).

Литература / References

1. Грунис Е.Г. Применение новых подходов к интерпретации материалов ГИС при подсчете запасов сверхвязкой нефти и проектировании горизонтальных скважин // Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений: материалы Международной научно-практической конференции. – Казань : Изд-во Слово, 2017. – 320 с.
 Grunis E.G. Application of new approaches to interpretation of well logging materials for calculation of reserves of super-viscous oil and designing horizontal wells. *Horizontal drilling and reservoir fracturing to increase efficiency of oil fields development: transactions of International scientific and practical conference*. Kazan: Slovo; 2017. 320 p.
2. Демьянов В.В., Савельева Е.А. Геостатистика: теория и практика. – М. : Наука, 2010. – 328 с.
 Demianov V.V., Savelyeva E.A. *Geostatistics: theory and practice*. Moscow: Nauka; 2010. 328 p.
3. Косарев В.Е. Корреляция разрезов скважин с использованием вейвлет-образов кривых ГИС // Каротажник. – 2006. – № 1. – С. 37–48.
 Kosarev V.E. Correlation of wells sections with use of wavelet-images of well logging curves. *Karotazhnik*. 2006;(1):37–48.
4. Троепольский В.И. Пермские битумы Татарии. – Казань : Изд-во Казанского университета, 1976. – 223 с.
 Troepolskiy V.I. Permian bitumen of the Tatariya. Kazan: Kazan University; 1976. 223 p.
5. Успенский Б.В. Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан. – Казань : Изд-во ООО «ПФ Гарт», 2008. – 348 с.
 Uspenskiy B.V. *Geology of natural bitumen fields in the Republic of Tatarstan*. Kazan: ООО «PF Gart»; 2008. 348 p.
6. Хасанов Д.И., Грунис Е.Г. Особенности моделирования двух битумных залежей уфимского яруса шешминского горизонта, расположенных на территории Республики Татарстан // Георесурсы. – 2017. – № 1. – С. 27–29. doi: 10.18599/grs.19.1.5.
 Khasanov D.I., Grunis E.G. Certain aspects of two bitumen accumulations modeling in the Sheshminsk horizon of the Ufimsk stage located in the Republic of Tatarstan. *Georesursy*. 2017;(1):27–29. doi: 10.18599/grs.19.1.5.