

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/2_2023

УДК 553.98.048.001.57:330.131.7

Потапов Д.В., Ефремова Е.И.Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия,
Daniil.Potapov@pnn.lukoil.com, Ekaterina.Efremova@pnn.lukoil.com

АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ НА ЭТАПЕ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВОЕНИЯ АКТИВА

Значительная часть крупных месторождений углеводородов с простым геологическим строением на территории Российской Федерации открыта еще в XX веке. Для наращивания ресурсной базы недропользователи вынуждены проводить геологоразведочные работы на некрупных объектах со сложным геологическим строением. Такие работы сопряжены с повышенными геологическими рисками, которые препятствуют достижению желаемого экономического эффекта. С целью оценки геологических рисков авторы используют один из современных и эффективных инструментов – трехмерное многовариантное геологическое моделирование. Такой нетривиальный инструмент позволяет проанализировать геологические неопределенности, выявить критичные риски и своевременно принять или скорректировать уже принятое инвестиционное решение. С помощью многовариантного геологического моделирования выполнена вероятностная оценка начальных геологических запасов и показаны наиболее значимые неопределенности, влияющие на величину запасов. Авторская модель послужила инструментом для прогнозирования геологического строения залежи.

Ключевые слова: геологический риск, геологическая неопределенность, вероятностная оценка начальных геологических запасов, многовариантная геологическая модель.

Введение

Современное развитие нефтегазовой отрасли характеризуется значительным уменьшением высокоэффективных месторождений, с простым геологическим строением, расположенных в благоприятных природно-климатических условиях. В связи с этим возникает необходимость восполнения минерально-сырьевой базы и вовлечения в разработку месторождений, характеризующимися наиболее сложным геологическим строением, что требует наиболее качественного и глубокого анализа проработки геологической основы и существующих неопределённостей, оценки рисков для дальнейшего проектирования [Пороскун, Стернин, Шепелев, 1999; Галкин, Иванов, 2002; Болдырев, Буренина, Захарова, 2016; Сенцов и др., 2019].

Весь процесс анализа геологических неопределенностей и выявления геологических рисков при прогнозировании технологических показателей рассмотрен на одном из нефтяных месторождений, расположенном на территории Ненецкого автономного округа. На объекте исследования запланированы существенные капитальные инвестиции, связанные с бурением эксплуатационного фонда на глубины более 3,5 км, возведением системы подготовки и транспортировки сырья, обустройства и инфраструктуры, а также строительством дорог.

Неподтверждение величины начальных геологических запасов (НГЗ), геологического строения залежи и проектных уровней добычи может привести к фатальным ошибкам при проектировании системы разработки, системы подготовки и транспортировки сырья и, как следствие, к отрицательной экономике всего проекта.

Результаты построения одной единственной реализации геологической модели в условиях высокой степени неопределенности исходных данных во многом зависят от субъективного видения автора и требований заказчика. Такой подход влечет за собой риски неподтверждения величины НГЗ объекта и его геологического строения.

Авторами проведен анализ по состоянию изученности месторождения, полноты геологических данных, выявлены основные геологические неопределенности, неучет которых приводит к недостоверной оценке запасов и недостижению проектных значений нефтенасыщенных толщин на изучаемом объекте вместе с добывными возможностями пласта.

С целью минимизации геологических рисков построена многовариантная геологическая модель объекта исследования, позволяющая учесть наиболее критичные неопределенности и оценить их влияние на величину НГЗ и геологическое строение, спрогнозировать риски по неподтверждению геологического строения при бурении эксплуатационного фонда.

Анализ изученности месторождения

В тектоническом отношении месторождение приурочено к центральной части Лайского вала Денисовского прогиба, представляющего собой структуру первого порядка в составе Печоро-Колвинского авлакогена.

Месторождение характеризуется сложным геологическим строением, что обусловлено наличием тектонических нарушений, литологических замещений коллекторов плотными породами, невыдержанностью по латерали эффективных толщин и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

Объектом исследования является продуктивный карбонатный пласт евлано-ливенского возраста. Учитывая сложное геологическое строение территории и дефицит геолого-геофизических данных, представление о концептуальном строении продуктивного пласта менялось неоднократно.

Впервые подсчет запасов углеводородов по залежи в верхнефранских отложениях верхнего девона выполнен в начале 90-хх гг. Залежь нефти в соответствии с принятым геологическим строением приурочена **к карбонатным рифогенным отложениям сирачойского возраста (пласт D3src).**

При переинтерпретации сейсморазведочных работ 2D в 2003 г. предложена новая концептуальная модель месторождения. Согласно новой модели, считавшаяся единой, **залежь**

нефти сирачойского возраста разделилась на две залежи с различными уровнями ВНК - сирачойскую и евлановско-ливенскую, что обусловлено различным возрастом пород и генетическими особенностями.

По результатам сейсморазведочных работ МОГТ-3D (2017-2018 гг.) и бурения одной разведочной скважины, принят следующий вариант концептуального строения: продуктивный пласт *приурочен к евлано-ливенским отложениям верхнего девона D3f3(ev-lv) и является структурой облекания сирачойских рифов.*

Выявление геологических неопределенностей

Анализ исходной геолого-геофизической информации показал, что объект исследования характеризуется высокой степенью неопределенности. Весь список неопределенностей можно разделить на следующие группы.

Неопределённости структурных построений связаны с отсутствием концептуальной сейсмогеологической модели, дефицитом скважинной информации, значительными глубинами и ограничением вертикальной разрешающей способности сейсморазведки.

В 2017-2018 гг. на территории проведено несколько сейсморазведочных работ МОГТ 3D, но при объединении различных съемок возникли расхождения в понимании концептуального строения изучаемой площади. Причиной расхождения послужило применение различных методик и параметров разными исполнителями при обработке и интерпретации полевых сейсмических данных отдельных съёмки, а также отсутствие единого сейсмического куба.

Неопределённость положения межфлюидного контакта связана с отсутствием скважинной информации в водонефтяной части залежи. На месторождении принят условный подсчетный уровень (УПУ) по подошве нижнего нефтенасыщенного коллектора, при этом водонасыщенная часть пласта не вскрыта.

Неопределенности литолого-фациальной, петрофизической моделей и модели насыщения обусловлены дефицитом данных исследования керна и низким качеством данных ГИС по ряду скважин. Всего на месторождении пробурены четыре скважины, одна из них вскрывает плотную часть продуктивного пласта, таким образом залежь изучена только тремя скважинами. Качественные данные ГИС получены только по результатам исследований в одной скважине, пробуренной в 2018 г. Основная часть керна отобрана также из одной скважины, из двух других скважин, вскрывающих нефтяную залежь, керн отобран в незначительном количестве и только из плотных интервалов разреза.

В литолого-фациальную модель также вносит неопределенность погрешность при выделении границ замещения пород-коллекторов непроницаемыми породами по данным атрибутивного анализа. Вместе с тем низкая достоверность литолого-фациальной модели

связана с отсутствием информации о распределении коллекторов в межскважинном пространстве в виде прогнозных карт, полученных по результатам динамической обработки 3D сейсморазведки.

Все вышеперечисленное подводит к выводу, что продуктивный пласт недостаточно изучен для проектирования системы разработки, и тем более для проектирования обустройства и систем подготовки, и транспортировки сырья. Для комплексной оценки геологических неопределенностей выполнено построение трехмерной многовариантной геологической модели.

Построение трехмерной многовариантной геологической модели

Создание трехмерных геологических моделей в условиях фрагментарности и дефицита геолого-геофизической информации и ее низкого качества приводит к субъективизму и неточности построений. Авторами проанализирована существующая трехмерная геологическая модель, и на ее основе создана многовариантная геологическая модель.

Геологическое моделирование осуществлялось с использованием программного комплекса RMS Roxar. Для построения структурного каркаса использовались поверхности отражающих горизонтов Шев+lv (D3ev-lv), отождествляемых с кровлей продуктивной карбонатной части евлано-ливенских отложений, и Шsrc (D3src), приуроченного к кровле сирачойских отложений органогенного генезиса. На этапе структурно-тектонического моделирования получена модель разломов, включающая в себя семь наклонных тектонических нарушений.

Структурно-тектонический каркас послужил основой для создания трехмерной сетки. Размер сетки по латерали - 50×50 м, исходя из размеров структуры и плотности бурения. По вертикали выбран пропорциональный тип сетки с равным числом слоев, средний размер ячейки по вертикали составил 0,4 м.

Построение литологической модели осуществлялось детерминированным подходом. Распределение коллекторов выполнялось только в пределах проницаемой части пласта по результатам атрибутного анализа сейсморазведки 3D [Подосенов и др., 2021].

Нефтенасыщенный объем получен стандартным путем как сумма геометрических объемов всех ячеек, определенных как коллектор и расположенных гипсометрически выше уровня ВНК.

Моделирование коэффициентов пористости и нефтенасыщенности выполнялось стохастическим способом с использованием модуля RMS petrophysical modeling. Запасы подсчитаны объемным методом.

При изучении геологической среды всегда присутствуют дефицит геолого-

геофизической информации, особенно на начальных стадиях изучения объекта. Поэтому при построении геологической модели имеется множество решений с индивидуальным геологическим строением в межскважинном пространстве, обусловленным применяемыми к моделированию подходами и субъективным видением автора [Яневиц, Лапковский, Лебедев, 2022].

Для снижения субъективизма и анализа степени неопределенности геолого-геофизических данных в рамках выбранной геологической концепции эффективным инструментом является многовариантное геологическое моделирование. Для построения многовариантной модели использовался модуль RMS Uncertainty.

Построение многовариантной модели осуществлялось на том же наборе исходной геолого-геофизической информации, что и базовая модель. Важной задачей при построении многовариантной модели является подбор оптимального набора неопределенностей, наиболее влияющих на геологическое строение и величину НГЗ. Чем больше неопределенностей и варьируемых параметров учтено в многовариантной модели, тем большее количество реализаций необходимо получить для оценки влияния каждого варьируемого параметра на величину НГЗ.

В ряде научно-исследовательских работ на тему многовариантного геологического моделирования выявлено, что наибольшее влияния на НГЗ оказывают следующие факторы:

- неопределенность структурно-тектонического каркаса;
- неопределенность положения флюидного контакта;
- неопределенность литолого-фациальной модели;
- неопределенность петрофизической модели;
- неопределенность модели насыщения.

Неопределенность структурно-тектонического каркаса обусловлена разрешающей способностью сейсморазведки. Прогнозная точность для отражающих горизонтов Шev+lv и Шsgc составила 21 и 24 м, соответственно, данные значения учтены при варьировании положения структурных поверхностей в межскважинном пространстве (рис. 1).

Задача оценки структурной неопределенности сложна и не является окончательно решенной. Одним из эффективных способов оценки структурной неопределенности является стохастическое моделирование [Авербух и др., 2003]. В процессе создания многовариантной геологической модели построено 580 реализаций структурных поверхностей путем прибавления карт невязок, полученных стохастическим моделированием, к исходной структурной поверхности, построенной по данным сейсморазведки 3D.

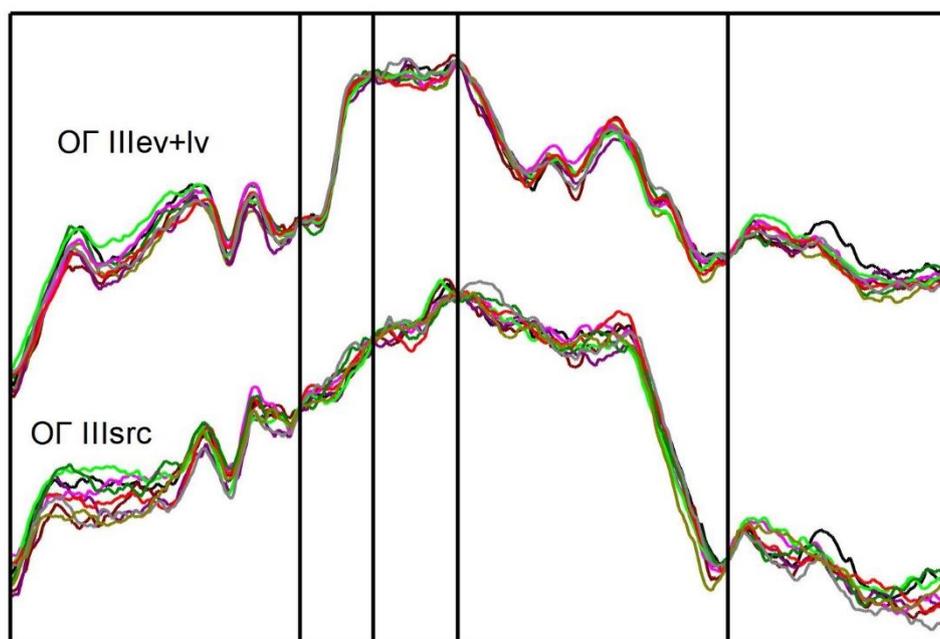


Рис. 1. Набор структурных поверхностей отражающих горизонтов Ш_{lev+lv} и Ш_{src}, полученных при многовариантном моделировании

Разрешающая способность сейсморазведки по латерали гораздо выше, чем по вертикали. В данной работе положение разломов не варьировалось, так как из семи лишь один разлом находится в залежи, и он обладает незначительной амплитудой.

Для каждой реализации многовариантной модели получен индивидуальный набор структурных поверхностей, а также построена индивидуальная трехмерная сетка с усреднением на нее скважинных данных.

Неопределенность положения флюидного контакта обусловлена условным характером контакта. В базовой модели, выполненной в рамках оперативного подсчета запасов, УПУ принят на отметке минус 3807,5 м, по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка. В многовариантной модели для варьирования контакта задействованы три варианта: минус 3807,5 м – по последнему нефтенасыщенному пропластку, минус 3840,0 м – по последней замкнутой изолинии структуры и промежуточное значение контакта – минус 3224,0 м. Стоит отметить, что положение контакта влияет на величину запасов только в юго-западной части залежи, так как остальная часть залежи ограничивается литологическим экраном (рис. 2).

Проницаемая часть пласта изучена всего тремя скважинами, что дает слабое представление как о статистических показателях литологической модели, так и о пространственном положении пород-коллекторов.

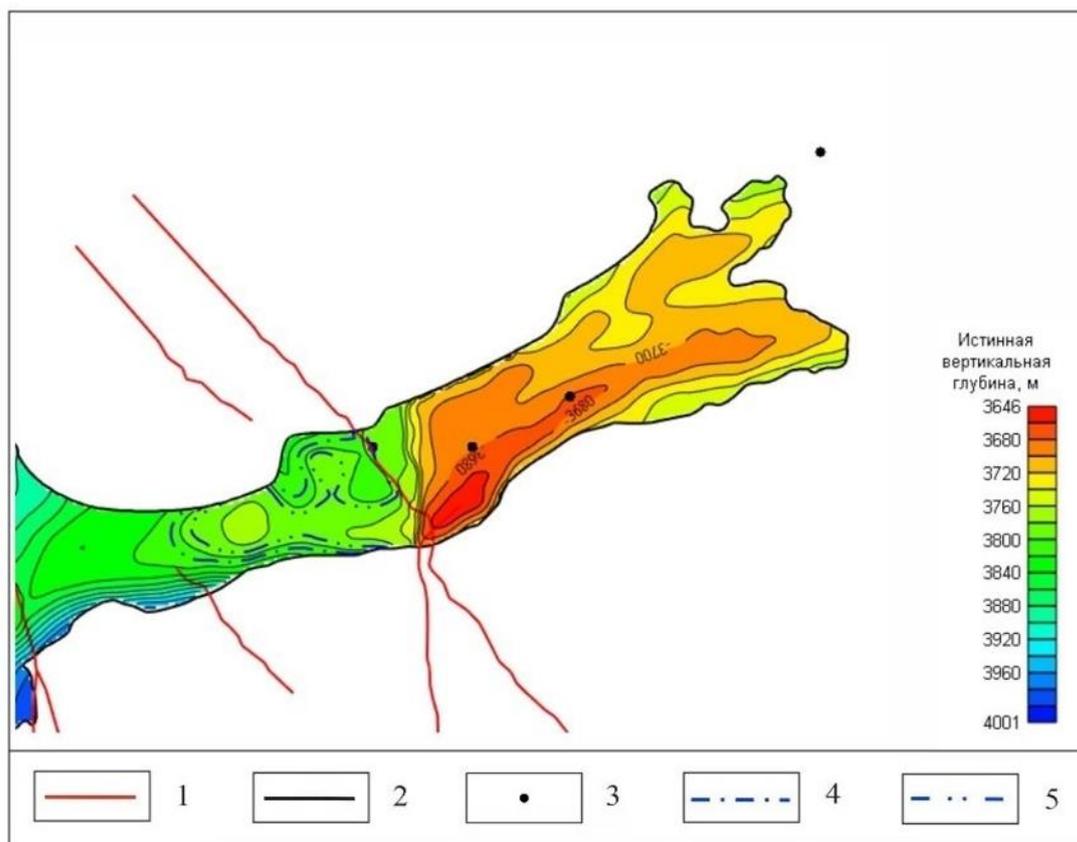


Рис. 2. Карта структурной поверхности кровли проницаемой части пласта (базовая модель)
1 - линия разлома; 2 - линия замещения коллектора; 3 - пробуренная скважина; 4 - внешний контур нефтеносности; 5 - внутренний контур нефтеносности.

Набор реализаций литолого-фациальных моделей получен при помощи стохастического моделирования модулем RMS Indicators. В качестве варьируемых параметров выбраны латеральные и вертикальный ранги вариограмм. Как тренды при литолого-фациальном моделировании использовалась комбинация 2D тренда – карты песчаности, полученной по скважинным данным, и 1D тренда – кривой со значением доли коллектора по каждому слою сетки.

Моделирование литологии выполнялось только в пределах проницаемой части пласта, границы которой получены по результатам атрибутивного анализа. Неопределенность используемых границ связана с погрешностью при интерпретации сейсмических данных. Кроме базового варианта границ зоны замещения построены два дополнительных варианта - с расширением границ проницаемой части на 50 м и - с сужением границ на 50 м.

Неопределенности петрофизической модели, как правило, вносят не столь существенное влияние на величину НГЗ. Причиной их возникновения является дефицит свежинной информации и данных исследования керна.

Получение множества реализаций кубов пористости КР в данной работе происходило за счет стохастического моделирования с использованием модуля RMS Petrophysical Modeling.

Аналогично литолого-фациальному моделированию варьировались латеральные и вертикальные ранги.

Модель насыщения, как правило, вносит наименьший вклад на величину НГЗ относительно перечисленных неопределенностей. В данной работе кубы нефтенасыщенности KN получены стохастическим моделированием с постоянными настройками.

Итогом многовариантного моделирования стал ансамбль, состоящий из 580 реализаций. Количество реализаций подбиралось таким образом, чтобы распределение НГЗ стремилось к нормальному (рис. 3).

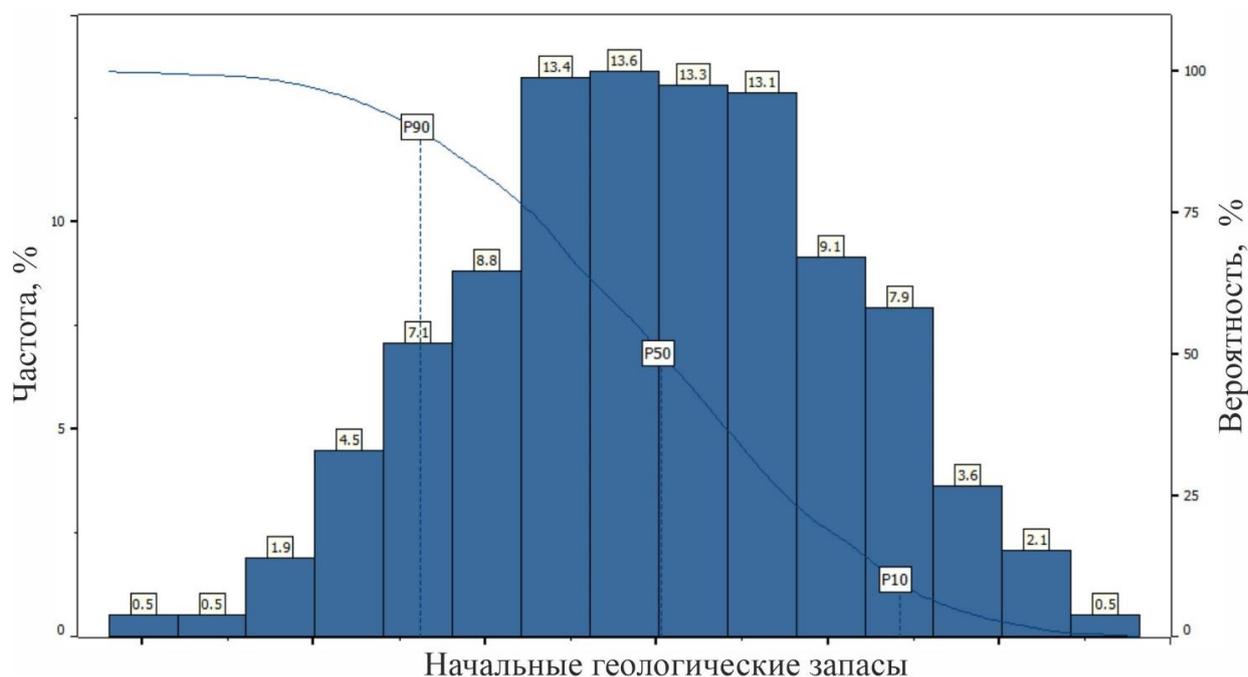


Рис. 3. Гистограмма распределения начальных геологических запасов по результатам многовариантного моделирования и интегральная функция распределения запасов

По результату вероятностного подсчета выделены три варианта по перцентилям 10, 50 и 90. Запасы в варианте P90 составили 54% от НГЗ базового варианта, в варианте P50 - 63%, а в варианте P10 - 72%. Как видно, значения НГЗ даже в самом оптимистичном варианте существенно ниже, чем в базовом. Можно сделать вывод, что выявлен риск существенного завышения величины НГЗ при традиционном подсчете.

По результатам построения многовариантного моделирования получен торнадо-плот (рис. 4), анализ которого показал, что наибольшее влияние на величину НГЗ оказала неопределенность границы замещения коллекторов плотными породами, неопределенность распределения коллекторов в межскважинном пространстве и неопределенность положения УПУ. В меньшей степени оказывают влияние неопределенности петрофизической модели и структурного каркаса.

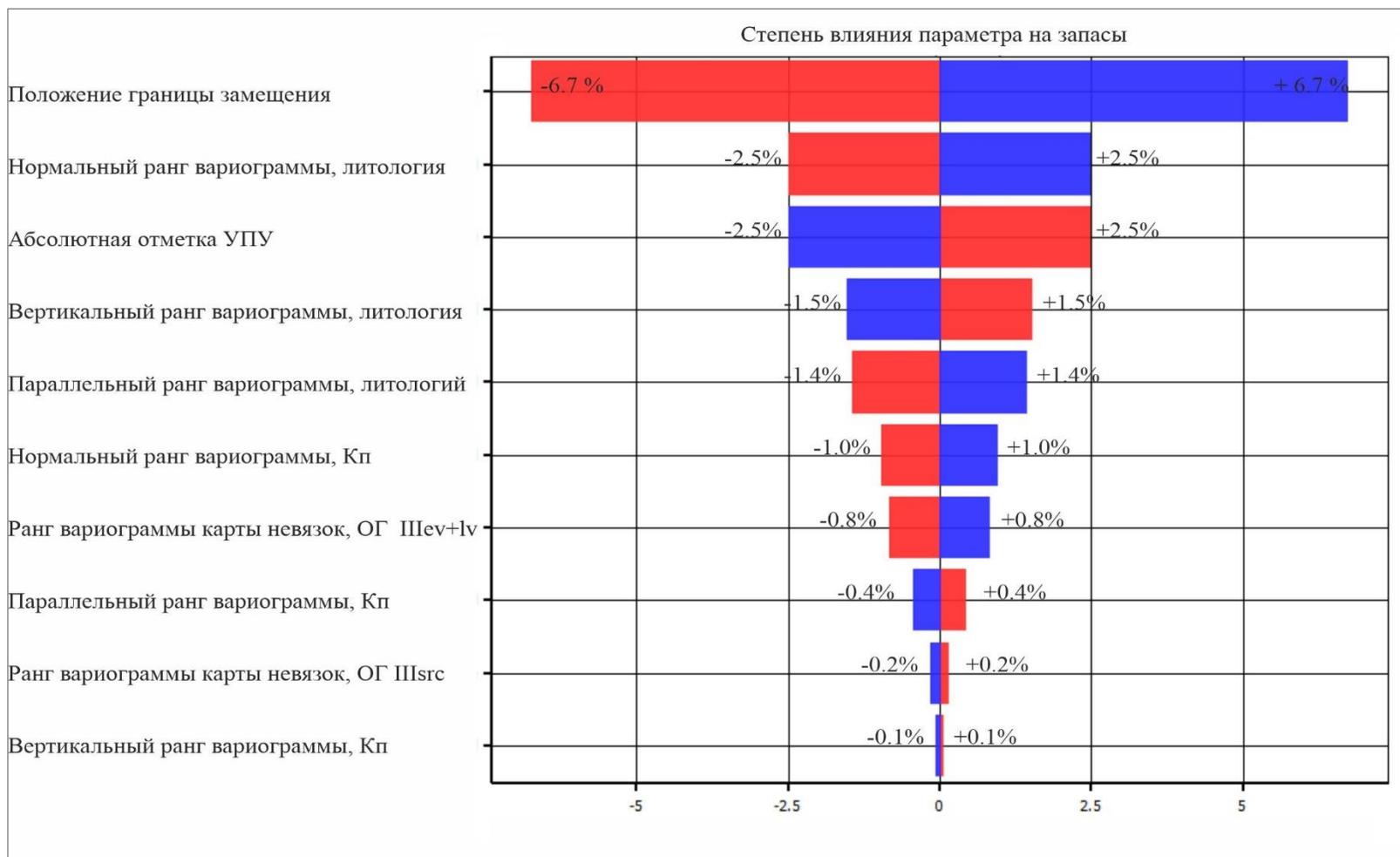


Рис. 4. Торнадо-плот чувствительности начальных геологических запасов нефти от переменных при многовариантном моделировании

Кроме вероятностной оценки запасов, важной задачей является минимизация рисков при бурении проектного фонда скважин.

Авторы считают, что использование отдельной реализации для прогнозирования эффективных нефтенасыщенных толщин некорректно, так как в случае стохастического моделирования литологии возможно «зашумление» итоговых карт эффективных нефтенасыщенных толщин. При этом при использовании карт нефтенасыщенных толщин по всем реализациям вероятность проявления экстремумов снижается за счет количества определений.

В данной работе во всех реализациях многовариантной модели построены карты эффективных нефтенасыщенных толщин, которые использовались для вероятностного прогноза значений эффективных нефтенасыщенных толщин в проектных скважинах. Расчеты выполнены по 9-ти проектным скважинам (рис. 5).

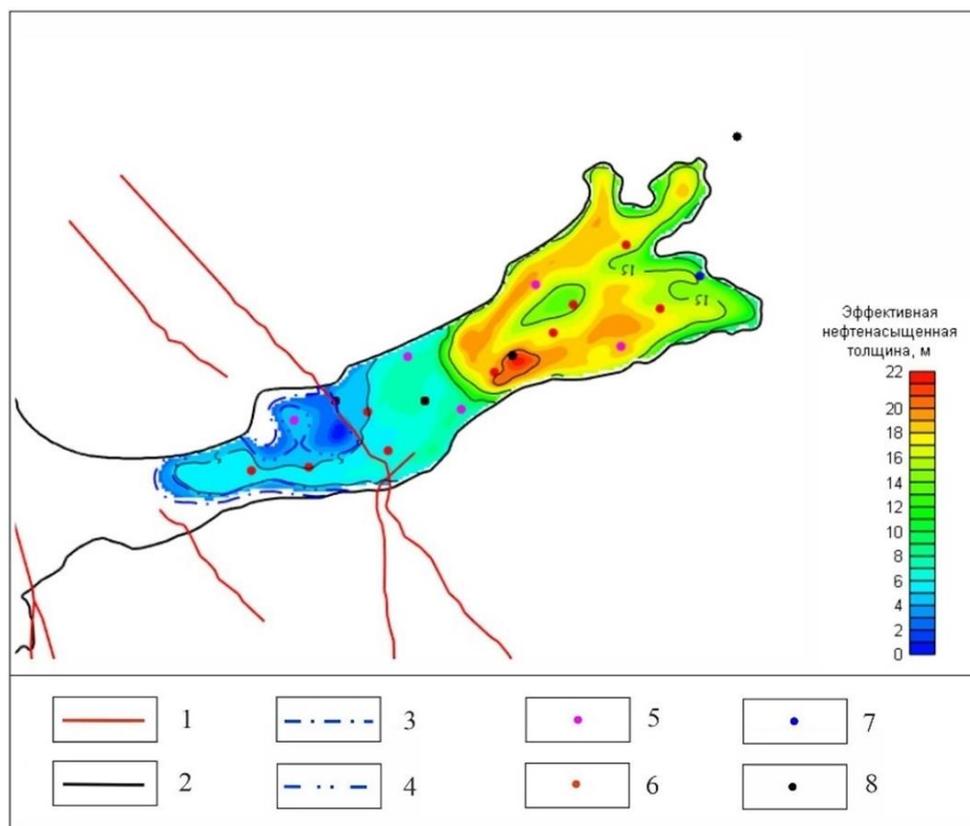


Рис. 5. Карта расположения проектных скважин

1 - линия разлома; 2 - линия замещения коллектора; 3 - внешний контур нефтеносности; 4 - внутренний контур нефтеносности; 5 - проектная нагнетательная скважина; 6 - проектная добывающая скважина; 7 - проектная разведочная скважина; 8 - пробуренная скважина.

По каждой скважине получена выборка из 580 значений прогнозных нефтенасыщенных толщин, причем распределение толщин по всем скважинам стремится к нормальному. Для

каждой скважины выделены значения прогнозных эффективных нефтенасыщенных толщин по вариантам P10, P50, P90 (табл. 1).

Таблица 1

Сравнение проектных значений эффективных нефтенасыщенных толщин с прогнозными значениями по результатам расчета многовариантной модели

Порядковый номер проектной скважины	Эффективная н/н толщина общая, м			
	проект	P90	P50	P10
1	16,0	9,6	11,9	14,1
2	17,0	10,8	13,8	16,6
3	6,0	0,9	1,4	2,1
4	6,0	2,9	4,2	6,0
5	5,5	0,5	1,0	1,7
6	5,5	0,5	1,1	2,0
7	15,0	6,9	8,7	10,7
8	16,0	7,6	9,7	12,1
9	15,5	6,6	8,8	11,0
10	15,0	6,7	8,9	11,1

В целом по большинству скважин даже в оптимистичном варианте P10 значения прогнозных эффективных нефтенасыщенных толщин меньше, чем проектные, принятые по единственной реализации геологической модели.

Многовариантная геологическая модель позволяет не только оценить диапазон изменения подсчетных параметров и запасов в целом по залежи, но также и визуализировать изменчивость того или иного параметра в пространстве. В данной работе построены карты средних значений эффективных нефтенасыщенных толщин и среднеквадратичного отклонения по результатам расчета всех 580 реализаций (рис. 6-7).

Анализ карт средних значений эффективных нефтенасыщенных толщин и среднеквадратичных отклонений толщин показал, что несмотря на низкие значения среднеквадратичного отклонения наименее перспективной для эксплуатационного бурения является западная часть залежи из-за низких значений толщин. Повышенные риски в западной части залежи также связаны с тектоническим нарушением, разделяющим залежь на две части.

Также риски для бурения существуют в краевых частях залежи вблизи литологического экрана, что характеризуется повышенными значениями среднеквадратичного отклонения (см. рис. 7).

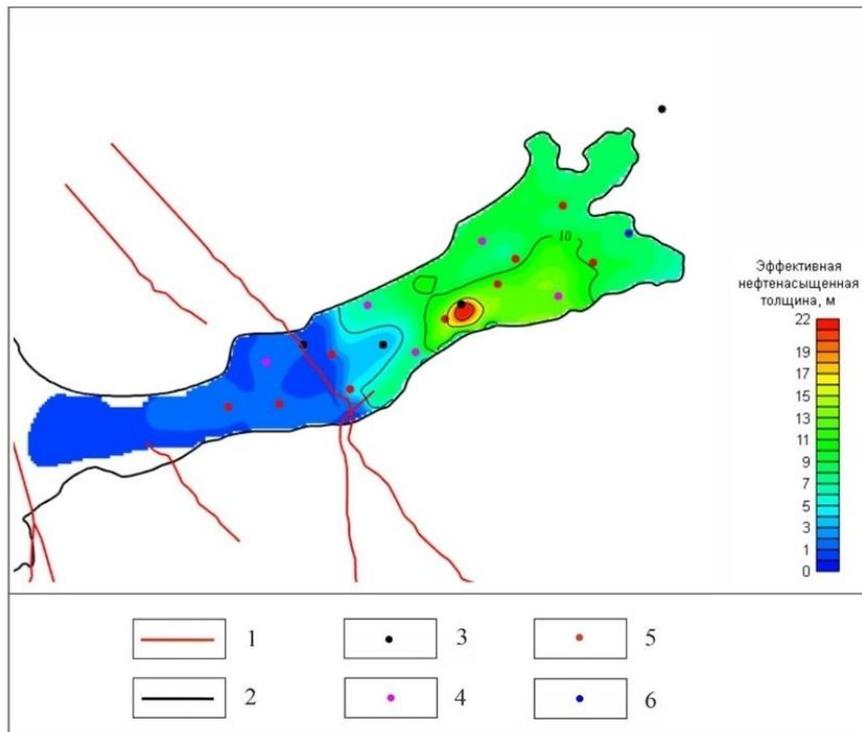


Рис. 6. Карта средних значений эффективных нефтенасыщенных толщин по результатам расчета 580 реализаций

1 - линия разлома; 2 - линия замещения коллектора; 3 - пробуренная скважина; 4 - проектная нагнетательная скважина; 5 - проектная добывающая скважина; 6 - проектная разведочная скважина.

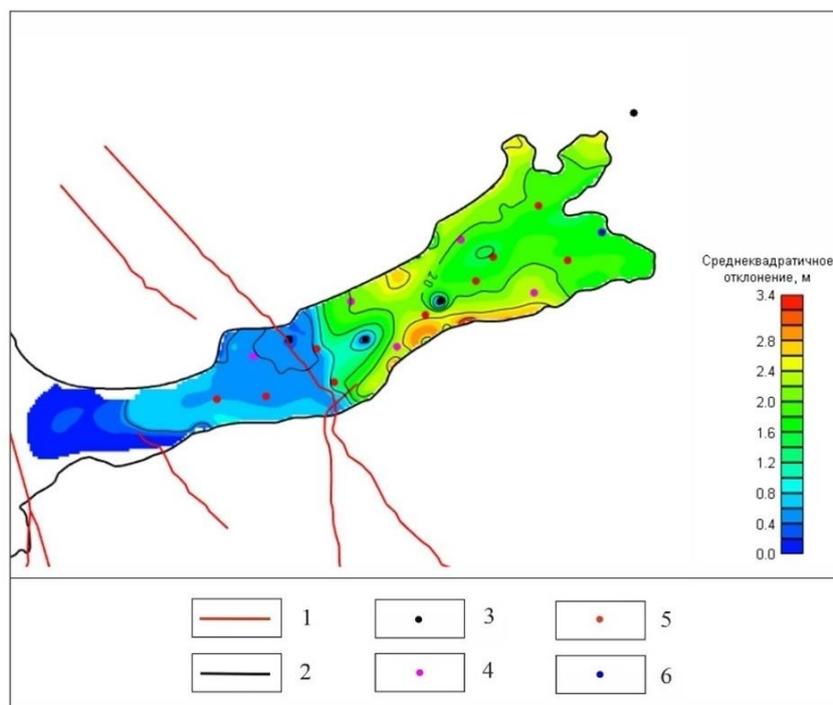


Рис. 7. Карта среднеквадратичного отклонения эффективных нефтенасыщенных толщин по результатам расчета 580 реализаций

1 - линия разлома; 2 - линия замещения коллектора; 3 - пробуренная скважина; 4 - проектная нагнетательная скважина; 5 - проектная добывающая скважина; 6 - проектная разведочная скважина.

Остальная часть залежи обладает значениями среднеквадратичного отклонения в пределах 1,2-2,4 м, при этом на карте средних значений эффективных нефтенасыщенных толщин видно, что не все проектные скважины находятся в наиболее благоприятных для бурения зонах.

При оптимизации положения проектных скважин авторами рекомендуется использование карт среднеквадратичных отклонений и средних значений эффективных нефтенасыщенных толщин. Наиболее благоприятные для бурения зоны характеризуются низкими значениями среднеквадратичного отклонения при высоких значениях эффективных нефтенасыщенных толщин.

Расчет технологических показателей разработки

Заключительным этапом является прогнозирование технико-экономических показателей разработки на основе результатов вероятностной оценки запасов.

Комплекс технологических показателей рентабельности разработки месторождения определяется основными критериями - дебит жидкости, обводненность, накопленная добыча.

Расчет стартового дебита возможно осуществлять как в гидродинамической модели (3D ГДМ), так и с применением аналитических формул. Исследуемое месторождение разрабатывается незначительный период и лишь одной скважиной. Как известно, чем короче период разработки объекта, тем меньше данных учитывается на этапе адаптации гидродинамической модели на историю разработки. Почти полное отсутствие истории разработки наряду с неопределенностью геологической модели делают построение ГДМ нецелесообразным. Поэтому в данной работе в качестве инструмента прогнозирования начальных дебитов жидкости в проектных скважинах использовалась формула Дюпюи.

В основу расчета входных дебитов, с учетом вероятностной оценки запасов, заложена эффективная нефтенасыщенная толщина, которая определялась на основе статистических данных по пессимистичному (P90), ожидаемому (P50) и оптимистичному (P10) прогнозам. Остальные параметры приняты как постоянные. Особое внимание к вероятностному распределению нефтенасыщенных толщин обусловлено тем, что данный параметр закладывается при расчете прогнозных дебитов.

Сравнительный анализ проектных дебитов, заложенных в ПТД и полученных авторами, показал, что расчетные дебиты легли в 50% коридор отклонений. В западной части залежи отклонения по дебитам выросли до 75%.

В целом суммарное отклонение прогнозных дебитов по варианту P90 составило 57%, по варианту P50 - 70%, а по варианту P10 - 84%. Таким образом, многовариантная геологическая модель позволила выявить риск не только неподтверждения НГЗ, но и недостижения

проектных уровней добычи нефти. Данный риск может реализоваться в процессе проектирования в неверном выборе характеристик системы подготовки и транспортировки сырья.

Заключение

На начальных стадиях освоения нефтегазовых активов всегда присутствует дефицит скважинной информации, что влечет за собой высокую степень неопределенности геологического строения резервуара. Сложное геологическое строение объекта исследования также вносит существенный вклад в неопределенность геологической модели.

Авторами построена многовариантная модель месторождения в ПК RMS Roxar, состоящая из 580 реализаций. Технология многовариантного моделирования позволила выполнить вероятностный подсчет запасов, спрогнозировать геологическое строение резервуара, а также анализ чувствительности с выявлением наиболее значимых неопределенностей, что наиболее важно в условиях низкой изученности и сложного геологического строения месторождения.

Вероятностный подсчет запасов на основе многовариантной модели позволил оценить достоверность запасов углеводородного сырья на месторождении. Авторами выявлены риски неподтверждения НГЗ и проектных уровней добычи, что может повлечь за собой ряд ошибок в процессе проектирования системы разработки объекта, а также системы подготовки и транспортировки сырья.

В отличие от вероятностного 2D моделирования методом Монте-Карло, трёхмерная многовариантная модель позволяет не только выполнять вероятностную оценку запасов, а также прогнозировать геологическое строение резервуара и визуализировать каждую конкретную реализацию. Для вероятностного прогноза эффективных нефтенасыщенных толщин карт в проектных скважинах авторы воспользовались набором из 580 карт. Также в качестве дополнительных инструментов для пространственного анализа геологических неопределенностей использованы карты средних значений толщин и среднеквадратичного отклонения параметра по всем реализациям модели.

В целом в работе при помощи технологии многовариантного геологического моделирования удалось выявить значительные риски, и своевременная организация мероприятий по управлению данными рисков позволит существенно повысить ценность проекта.

Литература

Авербух А.Г., Билибин С.И., Болотник Д.Н., Величкина Н.Ф., Гутман И.С., Денисов Т.Ф., Дьяконова Т.Ф., Закревский К.Е., Серкова М.Х., Старобинец А.Е., Черницкий А.В.

Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Часть 1. Геологические модели. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. - 164 с.

Болдырев Е.С., Буренина И.В., Захарова И.М. Учет рисков при оценке инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли // Интернет-журнал «Науковедение». - 2016. - Т. 8. - №1.

Галкин С.В., Иванов А.А. Вероятностно-статистическая методика учета рисков поисковых работ при оценках альтернативных инвестиционных проектов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 2002. - №4. - С.29-34.

Подосенов А.Е., Ладейщиков С.В., Азанова Н.О., Соловьева М.А. Прогноз геологического строения на основе многовариантной модели Ростовицкого месторождения // Нефтепромысловое дело. - 2021. - № 11(635). - С. 5-13.

Пороскун В.И., Стернин М.Ю., Шепелев Г.И. Вероятностная оценка запасов на начальных стадиях изучения залежей нефти и газа // Геология нефти и газа. - 1999. - № 5-6. - С. 59-63.

Сенцов А.Ю., Крамар О.В., Овчинникова Е.И., Арефьев С.В. От оценки геологической неопределенности к стратегии разбуривания участка (опыт применения подхода при планировании бурения на пласты АВ1-2 Нивагальского месторождения) // Геология, геофизика, разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2019. - № 10. - С.50-58.

Яневиц Е.А., Лапковский В.В., Лебедев М.В. Стохастическое моделирование структурных неопределенностей как основа вероятностной оценки ресурсов углеводородов // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири: материалы XXV научно-практической конференции (г. Ханты-Мансийск, 23-26 ноября 2021 г.). - Ханты-Мансийск: Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа - Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», 2022. - С. 154-164.

Potapov D.V., Efremova E.I.

Branch of LUKOIL-Engineering LLC PermNIPIneft, Perm, Russia,
Daniil.Potapov@pnn.lukoil.com, Ekaterina.Efremova@pnn.lukoil.com

ANALYSIS OF GEOLOGICAL RISKS AT THE STAGE OF RESERVES ASSESSMENT IN ORDER TO INCREASE THE ASSET DEVELOPMENT EFFICIENCY

A significant part of large hydrocarbon accumulations with easily accessible reserves on the territory of the Russian Federation were discovered back in the 20th century. In order to increase the resource achievement, subsoil users have to carry out exploration activity on small objects with complex geological structure. Such activity is associated with increased geological risks, which prevent from achieving the desired economic effect. In order to account for geological risks, the authors use one of the modern and effective tools - three-dimensional multivariate geological modeling. Such a tool allows to analyze geological uncertainties, identify critical risks and timely make or adjust already made investment decision. In this paper, using multivariate geological modeling, a probabilistic assessment of initial geological reserves was performed and the most significant uncertainties affecting the value of reserves were identified. Subsequently, the author's model served as a tool for predicting the geological structure of the accumulation.

Keywords: *geological risk, geological uncertainty, probabilistic assessment of initial geological reserves, multivariate geological model.*

References

Averbukh A.G., Bilibin S.I., Bolotnik D.N., Velichkina N.F., Gutman I.S., Denisov T.F., D'yakonova T.F., Zakrevskiy K.E., Serkova M.Kh., Starobinets A. E., Chernitskiy A.V. *Metodicheskie ukazaniya po sozdaniyu postoyanno deystvuyushchikh geologo-tekhnologicheskikh modeley neftyanykh i gazonefityanykh mestorozhdeniy. Chast' 1. Geologicheskie modeli* [Guidelines for the creation of permanent geological and technological models of oil and gas-oil fields. Part 1. Geological models]. Moscow: OAO «VNIIOENG», 2003, 164 p.

Boldyrev E.S., Burenina I.V., Zakharova I.M. *Uchet riskov pri otsenke investitsionnykh proektov v neftegazovoy otrasli* [Accounting for risks in the evaluation of investment projects in the oil and gas industry]. Internet-zhurnal «Naukovedenie», 2016, vol. 8, no. 1.

Galkin S.V., Ivanov A.A. *Veroyatnostno-statisticheskaya metodika ucheta riskov poiskovykh rabot pri otsenkakh al'ternativnykh investitsionnykh proektov* [A probabilistic-statistical method for taking into account the risks of exploration work in the evaluation of alternative investment projects]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy*, 2002, no. 4, pp. 29-34.

Podosenov A.E., Ladeyshchikov S.V., Azanova N.O., Solov'eva M.A. *Prognoz geologicheskogo stroeniya na osnove mnogovariantnoy modeli Rostovitskogo mestorozhdeniya* [Prediction of the geological structure based on the multivariate model of the Rostovit field]. *Neftepromyslovoe delo*, 2021, no. 11(635), pp. 5-13.

Poroskun V.I. Sternin M.Yu., Shepelev G.I. *Veroyatnostnaya otsenka zapasov na nachal'nykh stadiyakh izucheniya zalezhey nefi i gaza* [Probabilistic estimation of reserves in the early stages of exploring oil and gas accumulations]. *Geologiya nefi i gaza*, 1999, no. 5-6, pp. 59-63.

Sentsov A.Yu. Kramar O.V., Ovchinnikova E.I., Arefev S.V. *Ot otsenki geologicheskoy neopredelennosti k strategii razburivaniya uchastka (opyt primeneniya podkhoda pri planirovanii bureniya na plasty AVI-2 Nivagal'skogo mestorozhdeniya)* [From the assessment of geological uncertainty to the strategy of drilling out the site (experience in applying the approach when planning drilling for the AB1-2 levels of the Nivagal field)]. *Geologiya, geofizika, razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2019, no. 10. pp. 50-58.

Yanevits E.A., Lapkovskiy V.V., Lebedev M.V. *Stokhasticheskoe modelirovanie strukturnykh neopredelennostey kak osnova veroyatnostnoy otsenki resursov uglevodorodov* [Stochastic modeling of structural uncertainties as a basis for probabilistic estimation of hydrocarbon resources]. *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Zapadnoy Sibiri: materialy XXV nauchno-prakticheskoy*

konferentsii (Khanty-Mansiysk, 23-26 Nov 2021). Khanty-Mansiysk: Avtonomnoe uchrezhdenie Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga - Yugry «Nauchno-analiticheskiy tsentr ratsional'nogo nedropol'zovaniya im. V.I. Shpil'mana», 2022, pp. 154-164.

© Потапов Д.В., Ефремова Е.И., 2023

