

О НЕОБХОДИМОСТИ СОПОСТАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЗАЛЕЖЕЙ ПО ДАННЫМ ТРЕХМЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ТЛ₂-Б НОЖОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ

А.Б. Дерюшев

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПНефть» в г. Перми,
Пермь, Россия

Использованы возможности современного программного обеспечения IRAP RMS компании ROXAR: инструменты стратиграфического, литологического и петрофизического моделирования, позволившие получить трехмерные параметры литологии, нефтенасыщенного объема залежей, K_n , K_{in} , карты эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин, а также результаты гидродинамического моделирования. Для оценки корректности построения трехмерных моделей необходимо сравнение геологических и гидродинамических характеристик залежей. Задача была решена с применением элементов математической статистики – пошагового дискриминантного анализа, для проведения которого в качестве переменных были использованы результаты трехмерного моделирования, представленные в виде геологических и гидродинамических характеристик изучаемого объекта. По результатам анализа рассчитаны параметры вероятностей отнесения наблюдений к основному объекту разработки – залежи в районе скв. 1, для геологических ($P_{г.н}$) и гидродинамических ($P_{гд.н}$) характеристик залежей, а также комплексный параметр вероятности P_k , кроме того, строились карты вероятностей и трехмерные диаграммы рассеяния, на основании которых были выделены две основные зоны: 1) зона с наблюдениями, относящимися к залежи Ножовского поднятия, в районе скв. 1; 2) зона с наблюдениями, не относящимися к залежи Ножовского поднятия.

Ключевые слова: месторождение, продуктивный пласт, поднятие, сейсморазведка, трехмерная геологическая модель, литологическое моделирование, коллектор, покрывка, залежь, петрофизическое моделирование, подсчет запасов нефти, трехмерная гидродинамическая модель, коэффициент корреляции, дискриминантный анализ, карта вероятности.

ON THE NEED TO COMPARE GEOLOGICAL AND HYDRODYNAMIC CHARACTERISTICS OF A DEPOSIT USING 3D MODELLING AS EXEMPLIFIED BY THE TL₂-B PAY BED OF THE NOZHOVSKOIE OIL FIELD

A.B. Deriushev

Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” “PermNIPIneft” in Perm,
Perm, Russian Federation

Capabilities of the modern software toolkit IRAP RMS by ROXAR are exploited: tools of a stratigraphic, lithologic and petrophysical modelling, allowing three-dimensional parameters of lithology, the oil-saturated volume K_n , K_{in} , maps of effective and effective-oil-saturated layers, as well as the results of a hydrodynamic modelling. To evaluate correctness of the three-dimensional models built a comparison of geological and hydrodynamic characteristics of the deposits is required. The problem was solved by the elements of mathematical statistics, i.e. a step-by-step discriminatory analysis for which variables were selected on the basis of the 3D modelling results presented in the form of geological and hydrodynamic characteristics of the object explored. The analysis generated probabilistic parameters for identifying observations as belonging to the main development site – the deposit near the well 1, for geological ($P_{г.н}$) and hydrodynamic ($P_{гд.н}$) deposit parameters, coupled with the integrated probabilistic parameter P_k . Additionally, probability maps and scattering graphs were produced which made it possible to identify two main areas: 1) one with the observations belonging to the Nozhovskoye upheaval deposit, near the well 1; 2) another with the observations not belonging to the Nozhovskoye upheaval deposit.

Keywords: deposit, pay bed, upheaval, seismic survey, 3D geological model, lithologic modelling, reservoir, cap rock, field, petrophysical modelling, estimating of crude oil, 3D hydrodynamic model, correlation coefficient, discriminatory analysis, probability map.

Введение

Построение трехмерных цифровых геологических моделей в настоящее время уже стало естественной составляющей в рамках подсчета запасов углеводородного сырья, а также технологических процессов обоснования бурения скважин. В значительной степени это связано с усложнением строения разрабатываемых месторождений и новыми технологиями добычи, например бурением горизонтальных скважин. Между тем это не единственные задачи современного геологического моделирования. Дело в том, что проекты разработки месторождений не составляются без гидродинамического моделирования. Гидродинамическая модель показывает, как будут перемещаться флюиды (нефть, газ, вода) в процессе отбора продукции, т.е. при разработке месторождения и при различных воздействиях на пласт. И первоосновой такой модели, бесспорно, является геологическая модель. Она, по сути, фиксирует в пространстве область со всеми ее неоднородностями, где происходят эти процессы [1].

Таким образом, для оценки качества и корректности построения трехмерных моделей необходимо сравнение геологических и гидродинамических характеристик залежей: в какой степени они соответствуют друг другу в пределах, например, залежи или продуктивного пласта. Данная задача была решена с применением элементов математической статистики – пошагового дискриминантного анализа, ход работы и результаты которого описаны в настоящей статье.

Общая геологическая характеристика Ножовского месторождения

Геологический разрез Ножовского месторождения изучен от четвертичной системы до вендского комплекса протерозоя по результатам глубокого поисково-разведочного бурения и является типичным для Верхнекамской впадины.

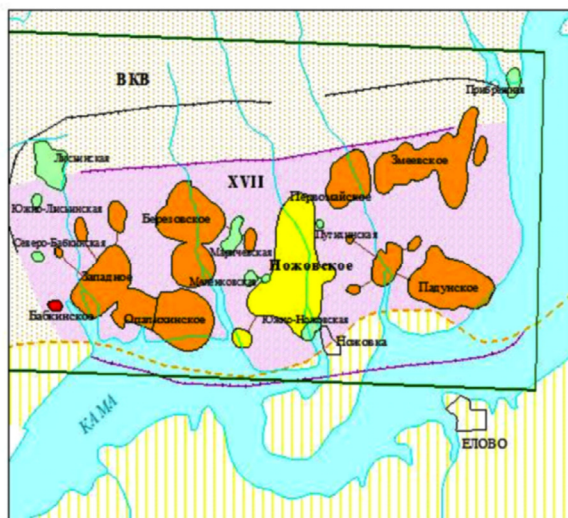
Сведения о глубине залегания и интервалах изменения толщин стратиграфических подразделений получены в результате бурения 19 поисковых и разведочных скважин. Выделение стратиграфических границ проведено по данным ГИС с учетом результатов лабораторных анализов керна, материалов литологических и палеонтологических исследований и сопоставления разрезов скважин Ножовского месторождения.

В тектоническом отношении месторождение Ножовское входит в состав южной части Верхнекамской впадины и приурочено к Ножовскому выступу, расположенному на сочленении Шалымского и Сарамревского прогибов Камско-Кинельской системы впадин (ККСВ) (рис. 1). По результатам проведенной в 2010 г. комплексной интерпретации данных сейсморазведки методом 3D и вновь пробуренных скважин в пределах Ножовского месторождения были уточнены структурные планы ОГ Iⁿ – кровля карбонатных отложений башкирского горизонта, ОГ II^k – кровля терригенных отложений тульского горизонта и ОГ IIⁿ – кровля карбонатных отложений турнейского яруса. Также по результатам сейсморазведки методом 3D в пределах продуктивного пласта Тл₂-б было выделено четыре поднятия: Восточно-Опалихинское, Ножовское (район скв. 1), Восточно-Ножовское и Ножовское (район скв. 4).

В основу изучения строения Ножовского месторождения положены результаты геологической и структурно-геологической съемки, интерпретация данных электро-, магнито-, гравитразведки и результаты аэрокосмических исследований.

К настоящему времени промышленная нефтеносность установлена в турнейских (пласт Т), бобриковских (пласт Бб₁), тульских (пласт Тл₂-б), башкирских (пласт Бш) и верейских (пласт В₃В₄) отложениях.

Подсчет запасов УВ сырья проводился в 2011 г., в его основу положены



Условные обозначения

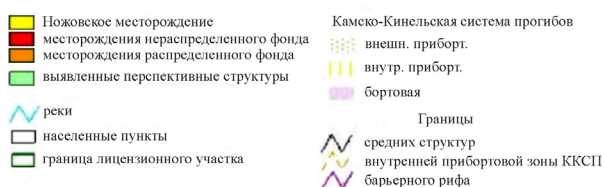


Рис. 1. Выкопировка из карты фонда выявленных и перспективных структур Пермского края

подсчетные планы по кровлям продуктивных пластов и карты эффективных нефтенасыщенных толщин, построенные по данным бурения скважин с учетом результатов сейсморазведки, выполненной методом 3D. Внешние и внутренние контуры нефтеносности проводились на структурных картах по кровле и подошве коллекторов продуктивных пластов исходя из принятых при подсчете запасов положений ВНК.

Результаты бурения новых скважин и переинтерпретация 3D-сейсморазведки в комплексе с трехмерным геологическим моделированием привели к уточнению структуры Ножовского месторождения и геологического строения продуктивных пластов.

Далее рассмотрим этап построения трехмерной геологической модели про-

дуктивного пласта Тл₂-б Ножовского месторождения нефти.

Трехмерное геологическое моделирование изучаемого района работ

Построение трехмерной геологической модели Ножовского месторождения осуществлялось в интегрированном программном комплексе IRAP RMS. Исходными данными для построения геологической модели послужили результаты интерпретации 3D-сейсморазведки, геофизических исследований скважин, результаты исследований керна, данные инклинометрии, альтитуды и координаты устьев скважин, граничные и критические значения параметров пористости и нефтенасыщенности, данные испытаний скважин, результаты замеров по скважи-

нам состава, объема и процентного соотношения добываемой продукции, данные подсчета запасов.

Создание структурных поверхностей терригенного продуктивного пласта Т₂-б велось с применением метода стратиграфического моделирования, когда в первую очередь отстраиваются опорные поверхности по отражающим горизонтам П^к (кровля терригенной части тульского горизонта) и П^р (кровля турнейского яруса), а затем моделируются остальные структурные поверхности методом использования изохоры как толщины. Проанализировав условия осадконакопления, построение структурных поверхностей пласта Т₂-б осуществляли снизу вверх между отражающими горизонтами П^р и П^к [2, 3]. Также на этапе структурных построений для каждой залежи пласта Т₂-б были созданы поверхности водонефтяного контакта (ВНК).

Для проведения геологического моделирования в пределах зоны продуктивного пласта его внутренний объем разбивается на элементарные объемы – ячейки. Совокупность ячеек представляет собой 3D-сетку, которая по вертикали разбивалась на равное количество слоев. Вертикальные размеры ячеек определены через отношение мощности пласта к количеству слоев [4]. Полученные размеры ячеек по вертикали кратны толщинам большей части проницаемых прослоев и в достаточной мере характеризуют неоднородность продуктивного пласта Т₂-б. Таким образом, созданная объемная сетка послужила основой для осреднения скважинных данных на ячейки сетки и дальнейшего литолого-петрофизического моделирования.

Осреднение скважинных данных включает в себя два этапа: первый – определение ячеек сетки, через которые прошли скважины, и второй – определение скважинных данных для каждой такой ячейки путем осреднения [1]. В результате каждой ячейке, через которую прошла скважина, присваивается одно и только

одно значение соответствующего параметра. Скважинные данные в формате IRAP RMS содержат кривую стратиграфии, дискретную кривую насыщения, кривые параметров пористости, нефтенасыщенности, проницаемости, кривые непрерывной и дискретной литологии [5].

Далее следует этап литологического моделирования, целью которого является получение представления о пространственном распределении пород. В данном случае это разделение пород на коллектор – неколлектор. В качестве основной информации при литологическом моделировании были приняты результаты интерпретации ГИС. Для литологического моделирования на Ножовском месторождении использован метод детерминистской технологии с применением трехмерной стратиграфической интерполяции (т.е. следуя слоям сетки), которая на основании ограниченного числа ячеек с определенными значениями параметра позволила получить его значения для всех остальных ячеек трехмерной сетки [6, 7]. В итоге полученный дискретный параметр литологии характеризует пространственное расположение коллекторов (рис. 2).

Для петрофизического моделирования на Ножовском месторождении был использован метод детерминистического взвешивания. На этапе моделирования пористости и проницаемости интерполяция значений параметров выполнялась только в объеме пород, определенных на этапе литологического моделирования как коллектор [8, 9]. В качестве исходной информации при моделировании этих параметров были использованы результаты интерпретации данных ГИС и результаты исследования кернового материала. Объем нефтенасыщенных пород для всех залежей Ножовского месторождения рассчитан суммированием объемов ячеек модели, расположенных гипсометрически выше ВНК. Для моделирования характера насыщения пластов флюидами также использовались результаты исследе-

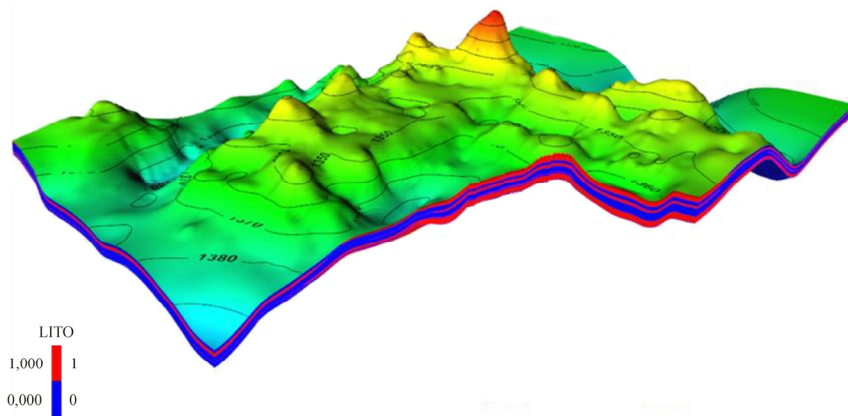


Рис. 2. Трехмерный параметр литологии продуктивного пласта Тл₂-б: ■ – коллектор; ■ – неколлектор

дований керна и интерпретации ГИС. При интерполяции нефтенасыщенности был использован стратиграфический метод (по слоям вдоль сетки) детерминистского взвешивания [10].

На заключительном этапе моделирования был проведен подсчет геологических запасов нефти по всем поднятиям (Восточно-Опалихинское, Ножовское – район скв. 1, Восточно-Ножовское и Ножовское – район скв. 4) продуктивного пласта Тл₂-б на основе созданной трехмерной геологической модели объемным методом [1].

Пошаговый дискриминантный анализ

По результатам трехмерного геологического моделирования по каждой залежи продуктивного пласта Тл₂-б были получены следующие параметры, описывающие основные геологические характеристики залежей: $A.O.$ – параметр абсолютной глубины, м; Top_1rgon – параметр глубины залегания кровли первого пропластка продуктивного пласта Тл₂-б, м; Bot_rgon – параметр глубины залегания подошвы проницаемой части продуктивного пласта Тл₂-б, м; Deg – угол наклона, град; $H_{общ}$ – общая толщина продуктивного пласта Тл₂-б, м; $H_{эф}$ – эффективная толщина продуктивного пласта Тл₂-б, м; K_n – коэффициент пористости, %; R_p – удельное сопротивление про-

пластков, Ом·м; $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости, мД; $V_{н.н}$ – нефтенасыщенный объем залежей, тыс. м³; $H_{эф.н.н}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина, м; K_n – коэффициент нефтенасыщенности, %; $Q_{геол}$ – геологические запасы нефти, тыс. т; $K_{песч}$ – коэффициент песчаности, д. ед.; $K_{расч}$ – коэффициент расчлененности, д. ед.

Также по результатам трехмерного геолого-гидродинамического моделирования в пределах рассматриваемого продуктивного пласта были получены следующие трехмерные параметры, описывающие основные гидродинамические характеристики залежей: $P_{пл}$ – пластовое давление, атм; $P_{заб}$ – забойное давление, атм; $K_{прод}$ – коэффициент продуктивности, %; $K_{гидроп}$ – коэффициент гидропроводности, %; $K_{пров}$ – коэффициент проницаемости [11].

Для уточнения выделенных по результатам сейсморазведки методом 3D поднятий применены элементы математической статистики – дискриминантный анализ, который имеет целью построение оптимальных поверхностей (дискриминантных функций) Z в пространстве признаков, разделяющей все пространство на области, соответствующие объектам разных классов. Эти поверхности (функции) служат границами между областями и обеспечивают оптимальное разделение

объектов, относящихся к разным классам. Правило классификации в этом случае заключается в определении по величине дискриминантной функции принадлежности объекта к той или иной из выделенных областей. Принадлежность к соответствующей области означает принадлежность соответствующему классу [12]. Количество дискриминантных функций определяется как $K-1$ или $P-1$, где K – число групп, а P – число переменных. Как правило, для определения количества необходимых дискриминантных функций выбирают наименьшее из этих чисел. Таким образом, в рассматриваемом анализе дискриминантных функций должно быть три.

Математически дискриминантные функции можно описать следующим уравнением:

$$Z_{ik} = a + b_1 y_{i1} + b_2 y_{i2} + \dots + b_p y_{ip},$$

где a – константа; b – стандартизованный коэффициент (со средним 0 и выборочной дисперсией 1), позволяет оценить вклад каждой переменной в данную дискриминантную функцию [13].

В качестве переменных для данного анализа были использованы представленные выше геологические и гидродинамические характеристики каждой залежи продуктивного пласта Тл₂-б, значения (наблюдения) которых были получены путем нанесения равномерной сетки точек с шагом в 100 м (рис. 3).

Полученные в каждой точке значения параметров геологических и гидродинамических характеристик залежей были сгруппированы в четыре класса (в пределах внешнего контура нефтеносности залежей): 1-й класс – Восточно-Опалихинское поднятие, 2-й класс – Ножовское поднятие (район скв. 1), 3-й класс – Восточно-Ножовское поднятие и 4-й класс – Ножовское поднятие (район скв. 4).

Таким образом, были получены группирующая переменная (залежи продуктивного пласта Тл₂-б – четыре класса) и независимые переменные (параметры

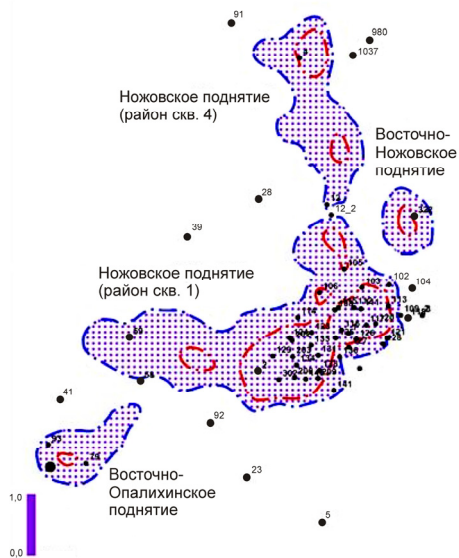


Рис. 3. Объект исследования – продуктивный пласт Тл₂-б Ножовского месторождения нефти: - - - - - внешний контур ВНК; - - - - - внутренний контур ВНК

геологических и гидродинамических характеристик залежей), которые будут использованы для дискриминации. Для того чтобы проследить, что происходит на каждом шаге дискриминантного анализа, был выполнен пошаговый анализ с включением, позволяющий вводить переменные в модель постепенно, одну за другой, каждый раз выбирая переменную, вносящую наибольший вклад в дискриминацию. Данный анализ будет производиться до тех пор, пока не произойдет одно из представленных ниже событий:

1. Все переменные введены или отброшены.
2. Достигнуто максимальное число шагов.

3. Нет других переменных вне модели, имеющих большее значение статистики F , чем заданное значение F -включить, равное 1, и когда в модели нет других переменных, имеющих меньшее значение F , чем значение F -исключить, равное 0. При пошаговом анализе с включением отбираются переменные для включения, дающие наиболее значащий

единственный (дополнительный) вклад в дискриминацию между совокупностями, т.е. выбираются переменные с наибольшим значением F (большим, чем соответствующее значение F -включить, равное 1). При выполнении шагов с исключением отбираются для исключения наименее значимые переменные, т.е. переменные с наименьшим значением F (меньшим, чем соответствующее значение F -исключить, равное 0).

4. Какая-либо переменная на следующем шаге имеет значение толерантности меньше, чем значение толерантности, равное 0,01. На каждом шаге для каждой переменной вычисляется множественная корреляция (R^2) со всеми другими переменными, которые были включены в модель. Таким образом, значение толерантности переменной вычисляется как $1 - R^2$, поэтому значение толерантности является мерой избыточности переменной. Также необходимо отметить, что когда одна или более включенных переменных становятся слишком избыточными, то матрица дисперсий/ковариаций для переменных, включенных в модель, может оказаться необратимой и дискриминантный анализ не сможет быть выполнен. Следовательно, граничное значение толерантности было задано 0,01, ведь если переменная, включенная в модель, сократима с другими переменными более чем на 99 %, то ее практический вклад в улучшение качества дискриминации весьма незначителен. Более важно то, что если задать значительно меньшее значение толерантности, то ошибки округления могут привести к неустойчивым результатам [13].

При настройках статистического алгоритма пошагового анализа были исключены следующие параметры, значение толерантности которых меньше заданного минимального значения, равного 0,01: геологические – А.О. (параметр абсолютной глубины), Bot_pron (параметр глубины залегания подошвы проницаемой части продуктивного пла-

ста Тл₂-б) и $V_{н.н}$ (нефтенасыщенный объем залежей), тогда как среди гидродинамических параметров исключенных не было.

Результаты проведенного пошагового дискриминантного анализа представлены в таблице.

По результатам проведенного дискриминантного анализа были получены следующие критерии значимости, которые описаны ниже.

Критерий Уилкса лямбда является стандартной статистикой, используемой для обозначения статистической значимости мощности дискриминации в текущей модели. Ее значение меняется от 1 (нет никакой дискриминации) до 0 (полная дискриминация). Статистика лямбда Уилкса для общего разделения вычисляется как отношение детерминанта матрицы внутригрупповых дисперсий/ковариаций к детерминанту общей ковариационной матрицы [12]:

$$\lambda_{\text{Уилкса}} = \frac{\det(W)}{\det(T)},$$

где $\det(W)$ – детерминант матрицы внутригрупповых дисперсий/ковариаций; $\det(T)$ – детерминант общей ковариационной матрицы.

Частная лямбда Уилкса – это статистика Уилкса лямбда для одиночного вклада соответствующей переменной в дискриминацию между совокупностями. Это значение можно рассматривать как аналог частного коэффициента корреляции. Поскольку лямбда со значением 0 обозначает полную дискриминацию, следовательно, чем ниже ее значение, тем больше одиночный вклад соответствующей переменной в степень дискриминации. Частная лямбда вычисляется как мультипликативное приращение в лямбде, которое является результатом добавления соответствующей переменной. Иначе говоря, частная лямбда есть отношение лямбды Уилкса после добавления соответствующей переменной к лямбде Уилкса до добавления этой переменной.

Результаты пошагового дискриминантного анализа по поднятиям продуктивного пласта Тл₂-б Ножовского месторождения

Переменные	Критерии значимости				
	Шаг	Лямбда Уилкса	Частная лямбда Уилкса	F-значение	p-уровень
<i>Геологические параметры</i>					
$K_{ит}$, %	1	0,076760	0,951276	23,6296	0,000000
$H_{эф}$, м	2	0,073722	0,990482	4,4333	0,004143
R_p , Ом·м	3	0,096853	0,753923	150,5768	0,000000
$K_{расч}$, д.ед.	4	0,160000	0,456375	549,5313	0,000000
Тор_1грон, м	5	0,121712	0,599944	307,6278	0,000000
$H_{эф.н.н}$, м	6	0,078511	0,930068	34,6878	0,000000
$K_{пр}$, мД	7	0,076504	0,954456	22,0135	0,000000
Дег, град	8	0,077174	0,946180	26,2413	0,000000
$K_{ит}$, %	9	0,078805	0,926595	36,5467	0,000000
$Q_{геол}$, тыс.т	10	0,077148	0,946492	26,0808	0,000000
$H_{общ}$, м	11	0,073776	0,989748	4,7787	0,002563
$K_{песч}$, д.ед.	12	0,073539	0,992946	3,2773	0,020338
<i>Гидродинамические параметры</i>					
$P_{заб}$, атм	1	0,595417	0,796599	340,4495	0,000000
$K_{пров}$, %	2	0,970330	0,970330	40,7696	0,000000
$K_{прод}$, %	3	0,553827	0,856420	223,5351	0,000000
$P_{пл}$, атм	4	0,490048	0,967882	44,2443	0,000000
$K_{гидроп}$, %	5	0,483405	0,981181	25,5726	0,000000

Статистика Уилкса лямбда может быть преобразована к стандартному F-значению [12]:

$$F = \left(\frac{(n - q - p)}{(q - 1)} \right) \left(\frac{(1 - \lambda_{\text{част}})}{\lambda_{\text{част}}} \right),$$

где n – количество наблюдений; q – количество групп; p – количество переменных; $\lambda_{\text{част}}$ – частная лямбда Уилкса.

Таким образом, по результатам пошагового дискриминантного анализа, результаты которого представлены в таблице, можно сделать вывод, что среди геологических параметров наибольший вклад в общую дискриминацию вносят переменные $K_{расч}$, Тор_1грон и R_p , а среди гидродинамических параметров – $P_{заб}$ и $K_{прод}$, тогда как остальные переменные геологических и гидродинамических параметров вносят меньший вклад в общую дискриминацию.

Также были получены апостериорные вероятности для каждого класса. Данные значения показывают вероятность того, что наблюдение принадлежит к определенному классу. В результате были построены карты вероятностей отнесения рассматриваемых в анализе наблюдений к классу 2 – Ножовское поднятие (район скв. 1), поскольку данное поднятие является единственным объектом разработки визейских терригенных отложений (продуктивный пласт Тл₂-б) Ножовского месторождения нефти (рис. 4).

Для сравнения полученных карт вероятностей геологических и гидродинамических характеристик залежей продуктивного пласта Тл₂-б были построены трехмерные диаграммы рассеяния, где по оси X откладывались вероятности гидродинамических характеристик залежей – $P_{гд.п}$, по оси Y – вероятности геологических характеристик залежей – $P_{г.п}$, а по

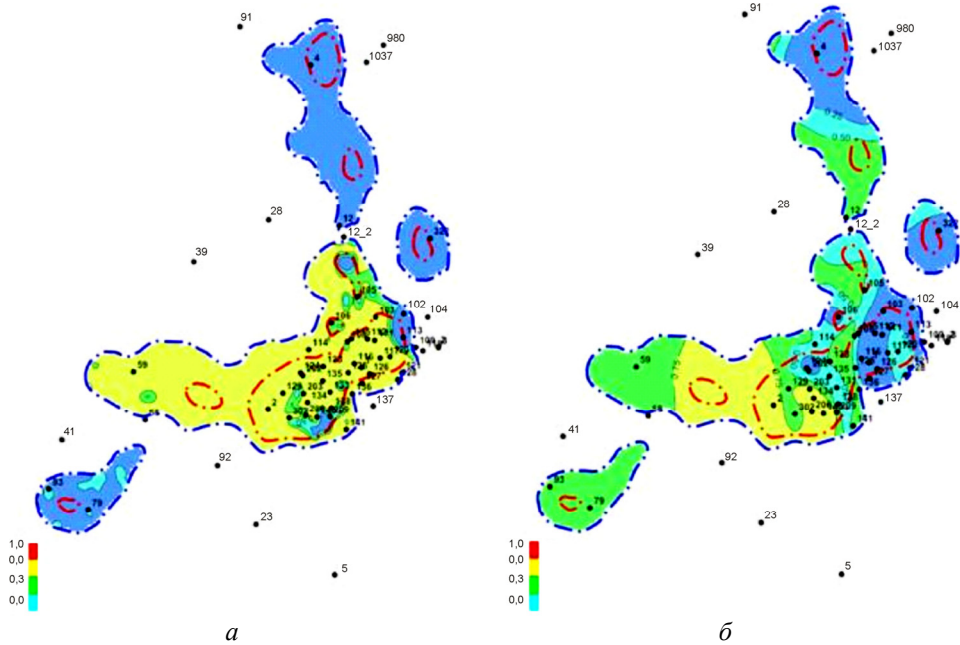


Рис. 4. Карты вероятностей отнесения наблюдений к Ножовскому поднятию (район скв. 1):
 а – геологические характеристики ($P_{г.п.}$); б – гидродинамические характеристики ($P_{гд.п.}$)

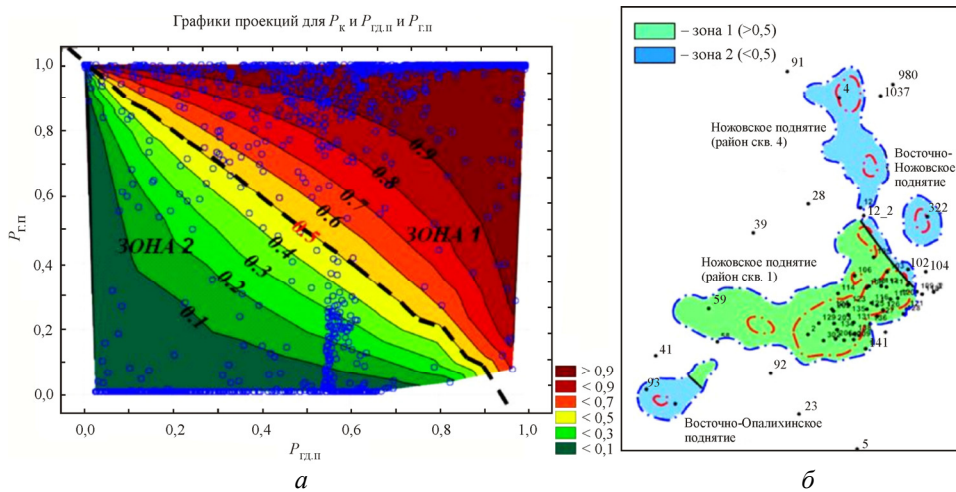


Рис. 5. Трехмерная диаграмма рассеяния ($P_{гд.п.} - P_{г.п.} - P_k$) (а) и карта принадлежности наблюдений к Ножовскому поднятию (район скв. 1) (б)

оси Z – комплексный параметр вероятности P_k (рис. 5). Данный параметр был рассчитан по следующей формуле [14]:

$$P_k = \frac{P_{г.п.} \cdot P_{гд.п.}}{P_{г.п.} \cdot P_{гд.п.} + (1 - P_{г.п.}) \cdot (1 - P_{гд.п.})},$$

где $P_{г.п.}$ – вероятность геологических характеристик залежей пласта Тл₂-б; $P_{гд.п.}$ – вероятность гидродинамических характеристик залежей пласта Тл₂-б.

В результате сравнения представленных на рис. 4 карт были выделены две

зоны: 1-я – со значениями $P_k > 0,5$ (зона с наблюдениями, относящимися к залежи Ножовского поднятия, в районе скв. 1) и зона 2 – со значениями $P_k < 0,5$ (зона с наблюдениями, не относящимися к залежи Ножовского поднятия, в районе скв. 1) [15]. Необходимо отметить, что в пределах Ножовского поднятия, в районе скв. 1, выделяется область (район скв. 102), которая не относится к рассматриваемой залежи, так как в пределах данной области значение $P_k < 0,5$ (зона 2). Тогда как северо-восточная часть залежи Восточно-Опалихинского поднятия принадлежит к зоне 1 со значениями $P_k > 0,5$, т.е. к изучаемой залежи Ножовского поднятия в районе скв. 1.

Заключение

Таким образом, после этапа построения трехмерных геолого-гидродинамических моделей был получен ряд параметров, которые описывают геологические характеристики залежей про-

дуктивного пласта Тл₂-б, а также ряд параметров, описывающих гидродинамические характеристики залежей Ножовского месторождения. Далее путем проведения пошагового дискриминантного анализа были рассчитаны параметры вероятностей отнесения наблюдений к основному объекту разработки – залежи в районе скв. 1 – как для геологических ($P_{г.п.}$), так и для гидродинамических ($P_{гд.п.}$) характеристик залежей, а также комплексный параметр вероятности P_k .

По представленным в настоящей работе результатам дискриминантного анализа построены карты вероятностей и трехмерные диаграммы рассеяния, на основании которых были выделены две основных зоны: 1 – со значениями $P_k > 0,5$ (зона с наблюдениями, относящимися к залежи Ножовского поднятия, в районе скв. 1) и 2 – со значениями $P_k < 0,5$ (зона с наблюдениями, не относящимися к залежи Ножовского поднятия, в районе скв. 1).

Список литературы

1. Закревский К.Е. Геологическое 3D-моделирование. – М., 2009. – 376 с.
2. Гаврилов С.С., Славкин В.С., Френкель С.М. Использование данных сейсморазведки при трехмерном геологическом моделировании // Геология нефти и газа. – 2006. – № 5. – С. 44–51.
3. Dubrule O. Geostatistics for seismic data integration in earth model. – Tulsa, 2003. – 273 p.
4. Руководство пользователя программного продукта IRAP RMS. – М., 2010. – 2966 с.
5. Serra O. Advanced interpretation of wireline logs. – Houston: Schlumberger, 1986. – 295 p.
6. Зюзев Е.С., Глебов А.С. Методические особенности построения дискретной и непрерывной литологической модели // Геомодель – 2008: материалы X науч.-практ. конф. – Геленджик, 2008. – 67 с.
7. Дерюшев А.Б., Потехин Д.В. Применение стохастического алгоритма при моделировании терригенных отложений девона // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2011. – № 1. – С. 25–31.
8. Дерюшев А.Б., Потехин Д.В. Применение многовариантного моделирования для распределения K_n с целью оценки достоверности построения трехмерных литолого-фациальных моделей на примере нижнетиманских отложений Кирилловского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 5. – С. 32–39.
9. Силайчева В.А. Прогнозирование значения проницаемости по совокупности данных гидродинамических и геолого-геофизических исследований (на примере Батырбайского месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 3. – С. 26–30.
10. Дерюшев А.Б., Потехин Д.В. Опыт трехмерного моделирования терригенного девона на примере нижнетиманских отложений Кирилловского месторождения нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 4. – С. 25–30.
11. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics. AAPG. – Tulsa, 1994. – 231 p.
12. Матерон Ж. Основы прикладной геостатистики. – М., 1968. – 408 с.
13. Кривошеков С.Н., Галкин В.И., Козлова И.А. Определение перспективных участков геолого-разведочных работ на нефть вероятностно-статистическими методами на примере территории Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 4. – С. 7–15.
14. Соснин Н.Е. Разработка статистических моделей для прогноза нефтегазоносности (на примере терригенных девонских отложений Северо-Татарского свода) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 5. – С. 16–25.
15. Selley R.C. Ancient sedimentary environments. – London, 1978. – 287 p.

References

1. Zakrevskii K.E. Geologicheskoe 3D-modelirovanie [3D modelling for geologic purposes]. Moscow: Maska, 2009. 376 p.
2. Gavrilov S.S., Slavkin V.S., Frenkel' S.M. Ispol'zovanie dannykh seismorazvedki pri trekhmernom geologicheskom modelirovanii [Applying data of seismic survey in 3D geologic modelling]. *Geologiya nefi i gaza*, 2006, no. 5, pp. 44–51.
3. Dubrule O. Geostatistics for seismic data integration in earth model. Tulsa, 2003. 273 p.
4. Rukovodstvo pol'zovatelja programmnogo produkta IRAP RMS [IRAP RMS user guide]. Moscow, 2010. 2966 p.
5. Serra O. Advanced interpretation of wireline logs. Houston: Schlumberger, 1986. 295 p.

6. Ziuzev E.S., Glebov A.S. Metodicheskie osobennosti postroeniia diskretnoi i nepreryvnoi litologicheskoi modeli [Methodic specifics of building discrete and continuous lithology model]. *Materialy X nauchno-prakticheskoi konferentsii "Geomodel' – 2008"*. Gelendzhik, 2008. 67 p.

7. Deriushev A.B., Potekhin D.V. Primenenie stokhasticheskogo algoritma pri modelirovanii terrigenykh otlozhenii devona [Application of stochastic algorithm in modelling the terrigenous Devonian deposits]. *Bulletin of PNRPU. Geology, Oil & Gas Engineering & Mining*, 2011, no. 1, pp. 25–31.

8. Deriushev A.B., Potekhin D.V. Primenenie mnogovariantnogo modelirovaniia dlia raspredeleniia K_p s tsel'iu otsenki dostovernosti postroeniia trekhmernykh litologo-fatsial'nykh modelei na primere nizhnetimanskikh otlozhenii Kirillovskogo mestorozhdeniia [Application of multivariate simulation for K_p distribution to assess validity of 3D lithofacies models by the example of the Lower Timanian deposits in the Kirillovskoye oil field]. *Bulletin of PNRPU. Geology, Oil & Gas Engineering & Mining*, 2012, no. 5, pp. 32–39.

9. Silaicheva V.A. Prognozirovaniie znachenii pronitsaemosti po sovokupnosti dannykh gidrodinamicheskikh i geologo-geofizicheskikh issledovaniia (na primere Batorybaiskogo mestorozhdeniia) [Forecast of permeability using comprehensive data of hydrodynamic and geological-geophysical studies (the case of Batorybaiskoye deposit)]. *Bulletin of PNRPU. Geology, Oil & Gas Engineering & Mining*, 2012, no. 3, pp. 26–30.

10. Deriushev A.B., Potekhin D.V. Opyt trekhmernogo modelirovaniia terrigenno devona na primere nizhnetimanskikh otlozhenii Kirillovskogo mestorozhdeniia nefiti [3D simulation of the terrigenous Devonian by the example of the Lower Timanian deposits in the Kirillovskoye oil field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2012, no. 4, pp. 25–30.

11. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics. AAPG. Tulsa, 1994. 231 p.

12. Materon Zh. Osnovy prikladnoi geostatistiki [Basic principles of applied geostatistics]. Moscow, 1968. 408 p.

13. Krivoshechekov S.N., Galkin V.I., Kozlova I.A. Opredeleniie perspektivnykh uchastkov geologo-razvedochnykh rabot na nefi' veroiatnostno-statisticheskimi metodami na primere territorii Permskogo kraia [Locating prospective sites for geological oil survey by probabilistic-statistical methods]. *Bulletin of PNRPU. Geology, Oil & Gas Engineering & Mining*, 2012, no. 4, pp. 7–15.

14. Sosnin N.E. Razrabotka statisticheskikh modelei dlia prognoza neftegazonosnosti (na primere terrigenykh devonskikh otlozhenii Severo-Tatarskogo svoda) [Statistic model development for oil-and-gas content forecast (exemplified by the terrigenous Devonian deposits of the North-Tatar anticline)]. *Bulletin of PNRPU. Geology, Oil & Gas Engineering & Mining*, 2012, no. 5, pp. 16–25.

15. Selley R.C. Ancient sedimentary environments. London., 1978. 287 p.

Об авторе

Дерюшев Александр Борисович (Пермь, Россия) – инженер 1-й категории отдела геологического моделирования филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПНефть» в г. Пермь (614066, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29; e-mail: ABDeryushev@mail.ru).

About the authors

Aleksandr B. Deryushev (Perm, Russian Federation) – 1st Class Engineer, Department of Geologic Modelling, Branch of LLC “LUKOIL-Engineering”, “PermNIPNefit” in Perm (614066, Perm, Sovetskoi Armii st., 29; e-mail: ABDeryushev@mail.ru).

Получено 11.09.2014

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Дерюшев А.Б. О необходимости сопоставления геологических и гидродинамических характеристик залежей по данным трехмерного моделирования на примере продуктивного пласта Тл₂-б Ножовского месторождения нефти // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 13. – С. 15–25. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.2

Please cite this article in English as:

Deryushev A.B. On the need to compare geological and hydrodynamic characteristics of a deposit using 3D modelling as exemplified by the Tl₂-b pay bed of the Nozhovskoye oil field. *Bulletin of PNRPU. Geology, Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no. 13, pp. 15–25. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.2