

РАЗРАБОТКА ВЕРОЯТНОСТНЫХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ ТЕРРИТОРИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ТПП «КОГАЛЫМНЕФТЕГАЗ»)

А.Н. Шайхутдинов

ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», г. Когалым, Россия

На территории ТПП «Когалымнефтегаз» накоплен огромный фактический материал, на основе которого можно разработать методику прогноза нефтегазоносности с помощью построения вероятностно-статистических моделей по геологическим характеристикам зон. Особенностью данной методики является то, что в качестве рассматриваемых величин будут использованы те, которые всегда имеются в распоряжении производителей, при этом использоваться они будут комплексно, что является залогом высокой надежности построенных вероятностно-статистических моделей прогноза нефтегазоносности.

Данная методика прогноза нефтегазоносности может быть реализована в условиях определенной изученности территории, т.е. когда для анализа имеется некоторое количество зон, одни из которых содержат углеводороды, другие их в исследуемых отложениях не содержат. Все эти зоны могут быть охарактеризованы одними и теми же показателями, и эти показатели можно определить до постановки на них дальнейших исследований. Это позволяет строить вероятностно-статистические модели, которые практически можно будет использовать при оценке нефтегазоносности неразбуренных участков. С помощью данной методики можно планировать очередность исследований в пределах зон. Выделение наиболее перспективных зон в отношении нефтегазоносности предлагается производить с помощью построения геолого-математических моделей прогноза. Важно, что при построении моделей будут использоваться не сами показатели, которые имеют различные размерности, а вероятности, вычисленные по ним. Для этого будут построены уравнения регрессии, по которым будут вычислены вероятности. По значениям вероятностей с использованием пошаговых линейного дискриминантного и многомерного регрессионного анализа будет разработан комплексный вероятностный критерий. Данный критерий в дальнейшем будет использован для построения многомерной модели уже непосредственно по самим зонам, на основании которой возможно определить первоочередные зоны, рекомендуемые для дальнейших исследований.

Ключевые слова: углеводороды, нефтегазоносность, прогноз, уравнения регрессии, корреляционные связи, коэффициент корреляции, информативность показателей, линейный дискриминантный анализ, многомерный регрессионный анализ.

PROBABILISTIC MODELS CONSTRUCTION FOR PREDICTION OF OIL AND GAS POTENTIAL OF UPPER JURASSIC DEPOSITS (EXEMPLIFIED BY THE BU KOGALYMNEFTEGAZ ACTIVITY AREA)

A.N. Shaikhutdinov

LLC "LUKOIL – West Siberia", Kogalym, Russian Federation

BU Kogalymneftegaz offers strong factual evidence allowing developing a methodology to predict oil and gas potential BY constructing probabilistic and statistical models based on geological zones description. A special feature of this method is that only variables permanently available to producers are considered, in addition, they will be used integrally, providing high reliability of obtained probabilistic and statistical prediction models of oil and gas potential.

This method of oil and gas potential prediction can be performed with certain zone maturity, i.e. when a number of zones is used for analyses, some of which contain hydrocarbons in the sediment and some are hydrocarbon-free. All of these zones can be characterized by the same parameters, and these parameters can be determined before applying them for further research. This helps to build probabilistic and statistical models that can be practically used in assessing oil and gas potential of the undrilled areas. Such method allows planning the sequence of research within the areas. It is suggested that identification of the most promising oil and gas bearing zones should be made by constructing geological and mathematical prediction models. It is important that in constructing the models the probabilities calculated on the basis of parameters, but not the different dimensional parameters themselves will be used. To obtain the necessary probabilities regression equation will be constructed. Probability values used in incremental linear discriminant and multivariate regression analysis will permit to develop a complex probabilistic criterion. This criterion will be used in future to build a multidimensional model directly for the zones, on the basis of which it is possible to identify priority areas recommended for further research.

Keywords: hydrocarbons, oil and gas potential, prediction, regression equations, correlation relationships, correlation factor, parameter informativeness, linear discriminant analysis, multivariate regression analysis.

Введение

В условиях нарастающей освоенности территории ТПП «Когалымнефтегаз» всё большее экономическое значение приобретает создание более совершенных моделей и методов поиска нефтяных месторождений, учитывающих характеристики изучаемых участков. Эффективность этих моделей и методов во многом зависит от использования тех характеристик зон, которые контролируют их нефтегазоносность.

В старых нефтедобывающих регионах накоплен огромный фактический материал по характеристикам зон и расположенных в их пределах локальных структур. Комплексное использование геолого-геофизической информации в связи с разработкой методики прогноза нефтегазоносности зон позволит наиболее оптимально выбирать площади для дальнейших исследований. Решение таких задач возможно только путем построения комплексных вероятностно-статистических моделей прогноза нефтегазоносности зон, учитывающих особенности их геологического строения и нефтегазоносности. Для этого необходимо изучить влияние характеристик структур на нефтегазоносность. Методические вопросы построения статистических моделей прогноза нефтегазоносности приведены в работе [1]. Примеры использования вероятностно-статистических оценок для прогноза различных явлений при поисках, разведке и разработке месторождений нефти и газа достаточно подробно описаны в работах [2–10]. Различные математические аппараты и возможности их использования для решения разных прогнозных задач приведены в работах [2–15]. По используемым в статье различным показателям, характеризующим особенности геологического строения и нефтегазоносности зон, были вычислены средние значения, среднеквадра-

тичные отклонения для нефтяных и «пустых» зон и с помощью критерия t выполнена оценка степени их влияния на нефтегазоносность. Будем считать, что чем больше по критерию t разделяются средние значения, тем более сильно они контролируют нефтегазоносность зон. По рассматриваемым показателям на первом этапе зонального прогноза были построены индивидуальные вероятностные модели. Пусть имеется выборка верхнеюрских зональных объектов, которая описана с помощью ряда характеристик. Относительно этих зон известно, что одни из них принадлежат к 1-му классу (нефтяные зоны), другие – ко 2-му классу («пустые» зоны). Построением моделей решается задача отнесения объектов к одному из классов по совокупности (набору) показателей, характеризующих эти зоны. На первом этапе построения индивидуальной вероятностной модели для 1-го и 2-го классов строятся гистограммы по показателям, например толщина васюганской свиты $T_{\text{вас}}$, м, объем мигрирующих углеводородов, тыс. т/км². Другие показатели также имеют различные размерности, поэтому для приведения используемых показателей в единую систему был использован вероятностный подход. Использование данного подхода для решения аналогичных задач приведено в работах [1, 4, 5, 7–10]. Для всех показателей определяются оптимальные величины интервалов варьирования. Затем в каждом интервале определяются вероятности принадлежности к 1-му классу. Далее интервальные вероятности принадлежности к 1-му классу сопоставляются со средними интервальными значениями показателя. По этим данным высчитывается парный коэффициент корреляции r и строится уравнение регрессии. При построении моделей выполняется их корректировка из условия, что среднее значение для 1-го класса должно быть больше 0,5, а для 2-го – меньше 0,5.

**Построение моделей
формирования нефтегазоносности
верхнеюрских отложений
по геохимическим данным**

При построении модели формирования нефтеносных зон рассматриваются характеристики нефтей Ю₁ северных частей Сургутского и Нижневартовского сводов и Ярсомовского прогиба и критерии миграции углеводородов.

Изучение плотностей нефтей горизонта Ю₁ по разрезу показало, что плотность нефти изменяется с глубиной H по следующей зависимости:

$$\rho_4^{20} = 214,76 - 0,219H + 7,498 \cdot 10^{-5}H^2 - 8,539 \cdot 10^{-9}H^3.$$

Анализ данной зависимости показывает, что от глубин 2760 м до глубин 2860 м наблюдается снижение плотности с 0,89 до 0,85 г/см³, далее, при увеличении глубин, плотности нефти остаются практически постоянными. Таким образом, на более высоких гипсометрических отметках находятся более тяжелые нефти, чем в пониженных частях пласта Ю₁.

Изменение свойств нефтей с глубиной наиболее контрастно прослеживается по содержанию парафинов – П, значение r между П и H равно 0,60; $t_p > t_r$. Соотношение между П и H наилучшим образом описывается полиномом третьей степени: $P = 7294,34 - 7,379H + 0,002H^2 - 2,797 \cdot 10^{-3} H^3$ при $R = 0,77$. Анализ данной связи показывает, что в интервале глубин от 2770 до 2920 м наблюдается снижение парафина от 3,2 до 1,7 %, затем, при повышении глубин, значения П не изменяются. Кроме этого, H коррелирует с выходом фракции н.к. (начало кипения) – 200 °С ($r = -0,75$) с содержанием S ($r = 0,28$), смол ($r = 0,41$), асфальтенов ($r = 0,41$), выходом фракции н.к. – 125 °С ($r = 0,45$). Выполненный анализ распределения ρ по площади показал, что прослеживается слабая тенденция увеличения плотности нефтей с юга на

север. Средняя плотность нефтей изменяется в диапазоне от 0,851 до 0,865 г/см³. Наиболее легкие нефти ($\rho = 0,854$ г/см³) обнаружены на Нижневартовском своде, наиболее тяжелые – на Сургутском своде ($\rho = 0,865$ г/см³). Максимальное среднее содержание серы приурочено к нефтям Ярсомовского прогиба, содержание парафинов максимально на Сургутском своде, минимально – на Нижневартовском своде.

Среднее значение фракции (н.к. – 125 °С и н.к. – 200 °С) выше на территориях Сургутского свода и Ярсомовского прогиба, чем на территории Нижневартовского свода. Среднее содержание смол и асфальтенов для тектонических элементов отличается незначительно.

С целью получения комплексного различия по свойствам нефтей по Сургутскому и Нижневартовскому сводам и Ярсомовскому прогибу они были подвергнуты более детальному статистическому анализу с помощью пошагового линейного дискриминантного анализа (ЛДА). Использование данного метода для решения аналогичных задач описано в работах [2, 4, 9]. Были получены следующие дискриминантные функции:

$$F_1 = -4,037П + 5,6994S - 46,1065\rho + 0,2349СМ + 42,6939,$$

$$F_2 = -0,4578П - 2,4205S + 19,292\rho + 0,4622СМ - 0,4578.$$

Для первой функции $R = 0,902$; $\chi^2 = 26,37$; $p = 0,000\ 908$;

Для второй функции $R = 0,357$; $\chi^2 = 1,98$; $p = 0,575\ 465$.

Доля верного распознавания нефтей по принадлежности к своим тектоническим элементам по их физико-химическим свойствам для Сургутского свода составила 100 %, для Нижневартовского – 82,2 % и для Ярсомовского прогиба – 56,1 %, т.е. однозначно распознаются только нефти Сургутского свода. Нефти Ярсомовского прогиба и Нижневартовского свода по своим

свойствам разделяются хуже. Выполнен корреляционный анализ свойств нефтей Сургутского свода и совместно Ярсомовского прогиба и Нижневартовского свода. Было установлено, что значения r между некоторыми изучаемыми показателями отличаются для Сургутского свода и совместно для территорий Нижневартовского свода и Ярсомовского прогиба.

Выполненный анализ свойств нефтей, особенно уменьшение плотностей нефтей в гипсометрически пониженных участках, вероятно, свидетельствует о том, что в результате миграции УВ по пласту из нефтегазосборной территории в ловушки происходит перераспределение нефтей по плотностям. Легкие нефти, как более мигрантоспособные, заполнили первые встреченные на своем пути ловушки, поэтому нефти большей плотности накапливались в наиболее гипсометрически повышенных ловушках. Данное обстоятельство будет использовано при разработке критериев нефтеносности, связанных с гипсометрией пластов.

Кроме того, состав нефтей несет в себе информацию о типе органического вещества. Нефти на Нижневартовском своде в сравнении с нефтями Сургутского свода менее парафинистые, малосернистые, с более низким содержанием бензинов. Это полностью соответствует условиям накопления васюганской свиты, которая формировалась на Нижневартовском своде в районах, наиболее приближенных к источникам сноса. Следовательно, гумусового материала здесь поступало больше, чем на Сургутском своде.

В целом состав нефтей доказывает, что основным источником углеводородов, сформировавших залежи на северных склонах Сургутского и Нижневартовского сводов, было органическое вещество аквагенного типа.

Отметим, что по своим физико-химическим характеристикам нефти пласта Ю₁ близки к нефтям ниже- и выше-

лежащих отложений, о чем свидетельствуют результаты сопоставления нефтей юрских и нижнемеловых отложений Южно-Кониловского, Тевлинско-Рускинского, Северо-Кочевского, Когалымского, Равенского, Ватъеганского месторождений, выявленных на территории деятельности «Когалымнефтегаза». Всё это свидетельствует о том, что источником УВ являются в основном баженовские породы.

Многомерная модель формирования плотностей нефти для Сургутского свода имеет следующий вид:

$$\rho_4^{20} = 0,959 - 0,002\ 332\Phi - 200 - 0,002\ 657\Phi - 125$$

при $R = 0,95$; $F_p/F_t = 6,33$; $p < 0,0280$.

Для территорий Ярсомовского прогиба и Нижневартовского свода имеем следующее уравнение регрессии:

$$\rho_4^{20} = 0,867 - 0,000\ 93\Phi - 200 + 0,001\ 43СМ$$

при $R = 0,73$; $F_p/F_t = 2,75$; $p < 0,02146$.

Анализ данных уравнений показывает, что формирование модельной плотности нефтей пласта Ю₁ за счет различных компонентов нефти происходило по различным схемам для Сургутского свода и территории Ярсомовского прогиба и Нижневартовского свода, и, вероятно, это связано с особенностями процессов нефтегазообразования на данных территориях.

Таким образом, изучение физико-химических параметров нефтей горизонта Ю₁ показало, что они характеризуются как низкой, так и высокой плотностью и составляют класс сернистых, смолистых, малопарафинистых нефтей, отвечающих нефтям главной зоны нефтеобразования. Согласно классификации нефтей, разработанной А.Э. Конторовичем и О.Ф. Стасовой, они являются нефтями типа С (Конторович, Стасова, 1978; Стасова и др., 1998) и отвечают, главным образом, нефтяным системам.

Считается, что формирование залежей в ловушках происходит в результате латеральной миграции УВ в проницаемой части горизонта Ю₁ под относительно непроницаемой покрывкой – отложениями баженовской свиты, являющейся основным источником жидких УВ для горизонта Ю₁. О.И. Востриковым установлено, что генерационный потенциал баженовской свиты значительно меняется по латерали. В соответствии с ним варьируются от 0,25 до 3,5 млн т/км² и плотности жидких УВ, эмигрировавших из пород баженовской свиты.

Согласно «хроматографической» модели эмиграции битумоидов, обосновывающей отжатие битумоидов из центра глинистого пласта в равной мере как к кровле, так и к подошве, следует, что в песчаные пласты горизонта Ю₁ нефтяные УВ поступали из нижней половины баженовской свиты, а также что источником некоторой доли ресурсов, локализованных в песчаных пластах васюганской свиты, были отложения нижневасюганской подсвиты и тюменской свиты, однако по расчетам О.И. Вострикова и А.С. Фомичева она была незначительна. Количество УВ, эмигрировавших из пород баженовской свиты, пропорционально массе содержащегося в них органического вещества (ОВ), доле сапропелевых компонентов в составе ОВ и степени его катагенетической превращенности. Величина этих показателей и, соответственно, интенсивность эмиграции жидких УВ имеет минимальные значения на по-

ложительных структурах второго порядка и монотонно увеличивается по мере погружения, достигая максимальных значений в наиболее глубоких частях. Полученные особенности эмиграции УВ в зависимости от тектонических условий и свойств коллекторов будут использованы при разработке критериев нефтегазоносности.

Автором для вероятностных оценок был использован объем мигрирующих УВ $V_{\text{мигр}}$, тыс. т/км². Уравнения регрессии для вычисления вероятностей принадлежности к нефтяным зонам по значениям $V_{\text{мигр}}$ приведены в табл. 1.

По вышеприведенной формуле вычислены значения $P_{\text{мигр}}^C$ для 215 скважин Сургутского свода и построена карта изовероятностей. Анализ данной карты показывает, что наиболее вероятный процесс массопереноса УВ происходил с территорий, сочлененных с Ярсомовским прогибом, на запад и северо-запад. Для Нижневартовского свода вычислены значения $P_{\text{мигр}}^H$ для 151 скважины и построена карта изовероятностей. Анализ данной карты показывает, что наиболее вероятностное направление региональной миграции углеводородов – с северо-востока на юго-запад. Для Ярсомовского прогиба вычислены значения $P_{\text{мигр}}^Я$ для 100 скважин и построена карта изовероятностей. Анализ данной карты показывает, что наблюдается особенность в распределении $P_{\text{мигр}}$ по площади, заклю-

Таблица 1

Статистические модели для определения вероятностей по $V_{\text{мигр}}$

| Тектонические элементы | Уравнение регрессии | Средние значения | | $\frac{t}{p}$ |
|------------------------|--|------------------|-------------|----------------------------|
| | | Нефтяные зоны | Пустые зоны | |
| Сургутский свод | $P_{\text{мигр}}^C = 0,372 + 0,00009V_{\text{мигр}}$ | 0,505±0,053 | 0,495±0,047 | $\frac{1,506}{0,133\ 127}$ |
| Нижневартовский свод | $P_{\text{мигр}}^H = 0,610 - 0,0001V_{\text{мигр}}$ | 0,510±0,041 | 0,489±0,057 | $\frac{2,545}{0,011\ 922}$ |
| Ярсомовский прогиб | $P_{\text{мигр}}^Я = 0,780 - 0,0003V_{\text{мигр}}$ | 0,533±0,139 | 0,481±0,142 | $\frac{1,799}{0,075\ 101}$ |

чающаяся в том, что на юго-западе и, особенно, на северо-востоке значения вероятностей пониженные и закономерно увеличиваются к центральной части Ярсомовского прогиба, где наблюдается максимальное количество залежей нефти в пласте Ю₁. Здесь можно предположить направления латеральной миграции УВ из более погруженных южных и северных частей в центральную часть.

Средние значения для нефтяных зон во всех случаях больше 0,5, для пустых зон – меньше 0,5.

Значения $P_{\text{мигр}}^C$, $P_{\text{мигр}}^H$, $P_{\text{мигр}}^Я$ использованы для разработки комплексной модели прогноза нефтегазоносности верхнеюрских отложений.

Построение моделей по характеристикам васюганского нефтегазоносного комплекса

Выполнена оценка связи нефтегазоносности верхнеюрских отложений с различными характеристиками васюганского нефтегазоносного комплекса. Васюганская свита изучена автором работы по данным более 450 скважин, более 180 из которых содержат залежи нефти в изучаемых отложениях и более 280 не содержат углеводородов. Изученный характер распределения скважин по площади показал, что они располагаются достаточно равномерно. Именно данное обстоятельство позволяет со статистических позиций определять влияние характеристик данной свиты на зональную нефтеносность верхнеюрских отложений. Васюганская свита делится на нижнюю подсвиту, представленную преимущественно аргиллитами со средней мощностью 35,6±7,6 м. Верхняя подсвита представлена переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов, средняя толщина составляет 33,1±12,1 м. Верхняя и нижняя границы васюганской свиты квазиизохронны, к ним, возможно, приурочены перерывы в осадконакопле-

нии. В целом васюганская свита является единым седиментационным комплексом. Толщины васюганской свиты $T_{\text{вас}}$ и верхневасюганской подсвиты $T_{\text{в.вас}}$ хорошо коррелируют между собой. Уравнение регрессии, описывающее этот контроль, имеет следующий вид:

$$T_{\text{вас}} = 48,913 + T_{\text{в.вас}}$$

при $r = 0,77$; $t_p > t_r$.

Отметим, что корреляционной связи между мощностями нижневасюганской подсвиты ($T_{\text{н.вас}}$) и васюганской свиты $T_{\text{вас}}$ не наблюдается ($r = -0,01$).

Таким образом, чем больше песчаных тел содержит верхневасюганская подсвита и чем они мощнее, тем больше толщина васюганской свиты в целом. Для построения геолого-математических моделей прогноза были использованы толщины, м: $T_{\text{вас}}$; $T_{\text{н.вас}}$; $T_{\text{в.вас}}$; песчано-алевролитовой части пластов васюганской свиты $T_{\text{п-ал}}$; песчаников пласта ЮВ₁₋₁, при $\alpha_{\text{пс}} > 0,25 - T_{\text{ЮВ0,25}}$, м; песчаников пласта ЮВ₁₋₁ при $\alpha_{\text{пс}} > 0,6$ м – $T_{\text{ЮВ0,6}}$; песчаников пласта ЮВ₁₋₁ при $\alpha_{\text{пс}} > 0,8 - T_{\text{ЮВ0,8}}$; песчаников продуктивного пласта ЮЯ₁₋₁ при $\alpha_{\text{пс}} > 0,6 - T_{\text{ЮЯ0,6}}$; песчаников продуктивного пласта ЮЯ₁₋₁ при $\alpha_{\text{пс}} > 0,8 - T_{\text{ЮЯ0,8}}$; песчаников васюганской свиты при $\alpha_{\text{пс}} > 0,6 - T_{\text{песч0,6}}$. Использование величины $\alpha_{\text{пс}}$ основано на корреляции, которую В.С. Муромцев установил между электрометрическими характеристиками разреза ($\alpha_{\text{пс}}$) и литологическими свойствами пород. Это позволило автору сделать вывод о том, что песчаники с $\alpha_{\text{пс}} > 0,6$ являются коллекторами, что использовано при разработке уравнений регрессии определения вероятности нефтегазоносности верхнеюрских отложений $P_{\text{зНГК}}$ в зависимости от толщин выделяемых видов пластов по $\alpha_{\text{пс}}$.

Также использовался коэффициент песчанности васюганской свиты $K_{\text{песч}}$, отн. ед. Согласно принятой модели формирования нефтеносности верхнеюрских

Зависимости вероятности нефтегазоносности юрских отложений для Ярсомовского прогиба

| Характеристики васюганского НГК | Уравнение регрессии | Нефтяные зоны | Пустые зоны | $\frac{t}{p}$ |
|---------------------------------|--|---------------|-------------|----------------------------|
| $T_{вас}, М$ | $P_{T_{вас}} = 1,374 - 0,0119T_{вас}$ | 0,507±0,053 | 0,488±0,053 | $\frac{1,471}{0,144\ 124}$ |
| $T_{н.вас}, М$ | $P_{T_{н.вас}} = 0,381 + 0,00407T_{н.вас}$ | 0,503±0,028 | 0,488±0,053 | $\frac{1,116}{0,266\ 326}$ |
| $T_{в.вас}, М$ | $P_{T_{в.вас}} = 0,362 + 0,00321T_{в.вас}$ | 0,500±0,022 | 0,498±0,022 | $\frac{0,202}{0,840\ 423}$ |
| $T_{песч}, М$ | $P_{T_{песч}} = 0,091 + 0,0185T_{песч}$ | 0,507±0,076 | 0,484±0,095 | $\frac{1,210}{0,229\ 025}$ |
| $T_{песч0,6}, М$ | $P_{T_{песч0,6}} = 0,669 - 0,017T_{песч0,6}$ | 0,510±0,081 | 0,491±0,074 | $\frac{1,183}{0,239\ 123}$ |
| $K_{песч},$ отн. ед. | $P_{K_{песч}} = 0,222 + 0,93571K_{песч}$ | 0,510±0,049 | 0,489±0,059 | $\frac{0,665}{0,239\ 538}$ |
| $T_{п-ал}, М$ | $P_{T_{п-ал}} = -0,441 + 0,067T_{п-ал}$ | 0,500±0,097 | 0,490±0,146 | $\frac{0,360}{0,719\ 026}$ |
| $T_{ЮВ0,25}, М$ | $P_{T_{ЮВ0,25}} = 0,465 + 0,038T_{ЮВ0,25} - 0,003T_{ЮВ0,25}^2$ | 0,515±0,075 | 0,488±0,080 | $\frac{1,648}{0,102\ 159}$ |
| $T_{ЮВ0,6}, М$ | $P_{T_{ЮВ0,6}} = 0,520 + 0,043T_{ЮВ0,6} - 0,014T_{ЮВ0,6}^2$ | 0,504±0,076 | 0,499±0,066 | $\frac{0,327}{0,744\ 142}$ |
| $T_{ЮЯ0,25}, М$ | $P_{T_{ЮЯ0,25}} = 0,026 + 0,066T_{ЮЯ0,25} - 0,002T_{ЮЯ0,25}^2$ | 0,527±0,058 | 0,477±0,098 | $\frac{2,872}{0,005\ 153}$ |
| $T_{ЮЯ0,6}, М$ | $P_{T_{ЮЯ0,6}} = 0,484 + 0,013T_{ЮЯ0,6} - 0,001T_{ЮЯ0,6}^2$ | 0,500±0,042 | 0,496±0,053 | $\frac{0,353}{0,724\ 127}$ |

отложений построим индивидуальные зависимости вероятностей по вышеприведенным показателям раздельно для Сургутского, Нижневартовского сводов и Ярсомовского прогиба. Уравнения регрессии зависимости P_{T_i} от T_i для Ярсомовского прогиба приведены в табл. 2

Анализ средних значений вероятностей показывает, что показатели обладают различной информативностью в отношении нефтегазоносности. Аналогичные уравнения регрессии построены для Сургутского и Нижневартовского сводов. По значениям вероятностей были построены карты изовероятностей. Анализ этих карт показал, что они обладают различной информативностью. Например, по $P_{T_{н.вас}}$ $P_{K_{песч}}$ $P_{T_{ЮВ0,25}}$ $P_{T_{ЮЯ0,25}}$ $T_{песч0,6}$ наблюдается определенный контроль нефтегазоносности верхнеюрских отложений. По остальным вероятностям отображение нефтегазоносности значительно слабее. Анализ полученных дан-

ных показал, что ни по одной из используемых характеристик нельзя надежно прогнозировать нефтегазоносность изучаемых отложений. Значения вероятностей, вычисленные по этим моделям, были использованы для построения комплексных вероятностных моделей с помощью метода ЛДА. Для Сургутского свода ЛДФ имеет следующий вид:

$$Z_{зНГК}^C = -11,3234P_{T_{вас}} - 5,2973P_{K_{песч}} + 8,268$$

при $R = 0,242$; $\chi^2 = 12,799$; $p = 0,011\ 2463$.

Среднее значение $\bar{Z}_{зНГК}^C$ для нефтяных зон равно $-0,322$; для пустых $-0,191$.

Для Нижневартовского свода

$$Z_{зНГК}^H = -10,896P_{T_{вас}} + 14,531P_{T_{н.вас}} + 29,282P_{T_{в.вас}} + 0,653P_{T_{песч}} - 0,514P_{K_{песч}} - 2,250P_{T_{п-ал}} - 0,011P_{T_{ЮВ0,25}} + 300,935P_{T_{ЮВ0,6}} - 5,857P_{T_{ЮЯ0,25}} + 9,981P_{T_{ЮЯ0,6}} - 5,069P_{T_{песч0,6}} - 163,809$$

при $R = 0,641$; $\chi^2 = 75,566$; $p = 0,000\ 000$.

Среднее значение $\bar{Z}_{\text{знгк}}^{\text{H}}$ для нефтяных зон равно $-0,942$; для пустых $-0,732$.

Для Ярсомовского прогиба ЛДФ имеет вид

$$Z_{\text{знгк}}^{\text{Я}} = -12,5951P_{\text{Твас}} + 16,7692P_{\text{Кпесч}} + 6,1618P_{\text{ТЮВ0,25}} - 4,7037P_{\text{ТЮВ0,6}} + 9,0529P_{\text{ТЮЯ0,25}} + 8,305P_{\text{Тпесч0,6}} - 11,4325$$

при $R = 0,465$; $\chi^2 = 23,247$; $p = 0,00000$.

Среднее значение $\bar{Z}_{\text{знгк}}^{\text{H}}$ для нефтяных зон равно $1,201$; для пустых зон $-0,732$.

Анализ ЛДФ показывает, что во всех вариантах используется только один общий показатель – величина $P_{\text{Кпесч}}$. Для Сургутского свода функция состоит из двух показателей, для Нижневартовского – из 11, для Ярсомовского прогиба – из 6. Все это указывает на то, что зональная нефтегазоносность верхнеюрских отложений избирательно распределяется по территории исследований и может быть оценена только по определенному сочетанию различных критериев. По $Z_{\text{знгк}}^{\text{C}}$, $Z_{\text{знгк}}^{\text{H}}$, $Z_{\text{знгк}}^{\text{Я}}$ вычислялись значения комплексных вероятностей нефтегазоносности верхнеюрских отложений $P_{\text{знгк}}$.

Для Сургутского свода соотношение между $P_{\text{знгк}}^{\text{C}}$ и $Z_{\text{знгк}}^{\text{C}}$ имеет следующий вид:

$$P_{\text{знгк}}^{\text{C}} = 0,486 - 0,119 Z_{\text{знгк}}^{\text{C}} + 0,007 (Z_{\text{знгк}}^{\text{C}})^2 + 0,002 (Z_{\text{знгк}}^{\text{C}})^3.$$

Для Нижневартовского свода

$$P_{\text{знгк}}^{\text{H}} = 0,402 - 0,381 Z_{\text{знгк}}^{\text{H}} + 0,037 (Z_{\text{знгк}}^{\text{H}})^2 - 0,05 (Z_{\text{знгк}}^{\text{H}})^3 - 0,003 (Z_{\text{знгк}}^{\text{H}})^4 - 0,003 (Z_{\text{знгк}}^{\text{H}})^5.$$

Для Ярсомовского прогиба

$$P_{\text{знгк}}^{\text{Я}} = 0,362 + 0,230 Z_{\text{знгк}}^{\text{Я}} +$$

$$+ 0,023 (Z_{\text{знгк}}^{\text{Я}})^2 - 0,01 (Z_{\text{знгк}}^{\text{Я}})^4.$$

Средние значения $P_{\text{знгк}}^{\text{C}}$, $P_{\text{знгк}}^{\text{H}}$, $P_{\text{знгк}}^{\text{Я}}$ для нефтяных и пустых зон приведены в табл. 3.

Т а б л и ц а 3

Средние значения вероятностей $P_{\text{знгк}}^{\text{C}}$,

$P_{\text{знгк}}^{\text{H}}$, $P_{\text{знгк}}^{\text{Я}}$

| Вероятности | Средние значения | | $\frac{t}{p}$ |
|------------------------------|------------------|-------------|-----------------------------|
| | Нефтяные зоны | Пустые зоны | |
| $P_{\text{знгк}}^{\text{C}}$ | 0,529±0,124 | 0,471±0,109 | $\frac{3,607}{0,000\ 361}$ |
| $P_{\text{знгк}}^{\text{H}}$ | 0,696±0,228 | 0,248±0,252 | $\frac{11,263}{0,000\ 000}$ |
| $P_{\text{знгк}}^{\text{Я}}$ | 0,640±0,135 | 0,290±0,149 | $\frac{11,827}{0,000\ 000}$ |

По вышеприведенным формулам были вычислены значения $P_{\text{знгк}}^{\text{C}}$ (215 скважин), $P_{\text{знгк}}^{\text{H}}$ (151 скважина), $P_{\text{знгк}}^{\text{Я}}$ (100 скважин) и построены прогнозные карты, анализ которых показал, что комплексные вероятности достаточно хорошо отображают зональную нефтеносность верхнеюрских отложений.

Построение моделей по гипсометрическим отметкам пласта

При построении одномерных и многомерных моделей выполнен анализ абсолютных отметок кровель, м: доюрского комплекса – $H_{\text{Ф}}$; пласта Ю₄ – $H_{\text{Ю4}}$; пласта Ю₃ – $H_{\text{Ю3}}$; пласта Ю₂ – $H_{\text{Ю2}}$; пласта Ю₂⁰ – $H_{\text{Ю2}}^0$; пласта Ю₁ – $H_{\text{Ю1}}$; а также георгиевской $H_{\text{Г}}$, баженовской $H_{\text{бaj}}$, урьевской $H_{\text{ур}}$, комсомольской $H_{\text{комс}}$, самбурской $H_{\text{самб}}$, савуйской $H_{\text{сав}}$, чеускинской $H_{\text{чеус}}$ свитам и глинистой пачке $H_{\text{гл}}$. Выполненный анализ показал, что нефтяные зоны расположены гипсометрически выше пустых зон. Это является под-

тверждением правомочности обоснованной ранее гипотезы о формировании нефтеносности верхнеюрских отложений. Как и в предыдущем случае, по значениям H были построены индивидуальные одномерные модели для определения вероятности нефтеносности верхнеюрских отложений – P_H .

Затем по этим моделям были вычислены значения вероятностей и построены ЛДФ для Сургутского, Нижневартовского сводов, а также для Ярсомовского прогиба.

Для Сургутского свода ЛДФ имеет следующий вид:

$$Z_{3H}^C = -46,171 P_{H_{Ю_2}}^0 - 36,789 P_{H_{Ю_1}} - 25,454 P_{H_{Чеус}} + 32,373 P_{H_T} - 291,097$$

при $R = 0,350$; $\chi^2 = 27,67$; $p = 0,000\ 042$.

Среднее значение \bar{Z}_{3H}^C для нефтяных зон равно $-0,461$; для пустых – $0,301$.

Для Нижневартовского свода получена следующая функция:

$$Z_{3H}^H = -10,5134 P_{H_{Ф}} - 3,5257 P_{H_{Ю_2}}^0 + 40,4987 P_{H_{Ю_1}} + 7,340$$

при $R = 0,730$; $\chi^2 = 67,66$; $p = 0,000\ 00$.

Среднее значение \bar{Z}_{3H}^H для нефтяных зон равно $0,680$; для пустых – $0,301$.

Для Ярсомовского прогиба получена следующая ЛДФ:

$$Z_{3H}^Я = -5,6969 P_{H_{Ф}} + 4,3174 P_{H_{Ю_4}} - 2,5310 P_{H_{Ю_3}} + 2,5069 P_{H_{Ю_2}} - 11,2989 P_{H_{Ю_2}}^0 + 4,3256 P_{H_{Ю_1}} + 1,6889 P_{H_{Баж}} + 6,6766 P_{H_{Комс}} - 29,9219 P_{H_{Самб}} + 156,6417 P_{H_{Сав}} - 8,8240 P_{H_{Чеус}} - 17,6703 P_{H_{Гл}} - 23,1911 P_{H_{Кощ}} - 48,001$$

при $R = 0,560$; $\chi^2 = 35,08$; $p = 0,001\ 433$.

Среднее значение $\bar{Z}_{3H}^Я$ для нефтяных зон равно $0,786$; для пустых зон – $0,502$.

Отметим, что во всех ЛДФ присутствуют $P_{H_{Ю_2}}^0$ и $P_{H_{Ю_1}}$ – показатели, которые контролируют наличие антиклинальной структуры.

По данным моделям вычислены значения Z_{3H} и соотношения для определения вероятностей по Сургутскому, Нижневартовскому сводам и Ярсомовскому прогибу.

Для Сургутского свода соотношение имеет следующий вид:

$$P_{3H}^C = 0,471 - 0,17 Z_{3H}^C + 0,014 (Z_{3H}^C)^2 + 0,005 (Z_{3H}^C)^3 - 0,001 (Z_{3H}^C)^4$$

Для Нижневартовского свода

$$P_{3H}^H = 0,416 + 0,278 Z_{3H}^H + 0,026 (Z_{3H}^H)^2 - 0,016 (Z_{3H}^H)^3 - 0,003 (Z_{3H}^H)^4$$

Для Ярсомовского прогиба

$$P_{3H}^Я = 0,352 + 0,29 Z_{3H}^Я + 0,037 (Z_{3H}^Я)^2 - 0,024 (Z_{3H}^Я)^3 - 0,002 (Z_{3H}^Я)^4 + 0,001 (Z_{3H}^Я)^5$$

Средние значения P_{3H}^C , P_{3H}^H , $P_{3H}^Я$ для нефтяных и пустых зон приведены в табл. 4.

Т а б л и ц а 4

Средние значения вероятностей

| Вероятности | Средние значения | | $\frac{t}{p}$ |
|-------------|------------------|-------------|----------------------------|
| | Нефтяные зоны | Пустые зоны | |
| P_{3H}^C | 0,560±0,150 | 0,439±0,134 | $\frac{6,134}{0,000\ 000}$ |
| P_{3H}^H | 0,597±0,196 | 0,337±0,210 | $\frac{7,837}{0,000\ 000}$ |
| $P_{3H}^Я$ | 0,634±0,214 | 0,261±0,209 | $\frac{9,137}{0,000\ 000}$ |

По вышеприведенным формулам были вычислены значения P_{3H}^C , P_{3H}^H , $P_{3H}^Я$

по скважинам и построены прогнозные карты, анализ которых показал, что комплексные вероятности достаточно хорошо отображают зональную нефтеносность верхнеюрских отложений.

Построение моделей по толщинам пластов

При построении одномерных и многомерных моделей выполнен анализ толщин между кровлями пластов, м: H_{Φ} и $H_{Ю_4} - m_{\Phi-Ю_4}$; $H_{Ю_4}$ и $H_{Ю_3} - m_{Ю_4-Ю_3}$; $H_{Ю_3}$ и $H_{Ю_2} - m_{Ю_3-Ю_2}$; $H_{Ю_2}$ и $H_{Ю_2}^0 - m_{Ю_2-Ю_2}^0$; $H_{Ю_2}^0$ и $H_{Ю_1} - m_{Ю_2-Ю_1}$; $H_{Ю_1}$ и $H_{\Gamma} - m_{Ю_1-\Gamma}$; H_{Γ} и $H_{\text{бaj}} - m_{\Gamma-\text{бaj}}$; $H_{\text{бaj}}$ и $H_{\text{ур}} - m_{\text{бaj}-\text{ур}}$; $H_{\text{ур}}$ и $H_{\text{комс}} - m_{\text{ур}-\text{комс}}$; $H_{\text{бaj}}$ и $H_{\text{комс}} - m_{\text{бaj}-\text{комс}}$; $H_{\text{комс}}$ и $H_{\text{самб}} - m_{\text{комс}-\text{самб}}$; $H_{\text{самб}}$ и $H_{\text{сав}} - m_{\text{самб}-\text{сав}}$; $H_{\text{сав}}$ и $H_{\text{чеус}} - m_{\text{сав}-\text{чеус}}$; $H_{\text{чеус}}$ и $H_{\text{гл}} - m_{\text{чеус}-\text{гл}}$; $H_{\text{гл}}$ и $H_{\text{кош}} - m_{\text{гл}-\text{кош}}$. По данным характеристикам построены индивидуальные модели для определения вероятности нефтегазоносности юрских отложений P_m от m .

Далее, используя вычисленные индивидуальные вероятности, построили ЛДФ.

Для Сургутского свода ЛДФ имеет следующий вид:

$$Z_m^C = 7,25 P_{m_{Ю_4-Ю_3}} + 15,81 P_{m_{Ю_3-Ю_2}} - 6,39 P_{m_{Ю_2-Ю_2}^0} - 5,80 P_{m_{Ю_2-Ю_1}^0} + 18,46 P_{m_{Ю_1-\Gamma}} - 1558,24 P_{m_{\text{чеус}-\text{гл}}} + 764,92$$

при $R = 0,33$; $\chi^2 = 24,71$; $p = 0,000 387$.

Среднее значение \bar{Z}_m^C для нефтяных зон равно 0,435, для пустых – 0,284.

Для Нижнеартовского свода уравнение имеет следующий вид:

$$Z_m^H = 12,286 25 P_{m_{\Phi-Ю_4}} + 2,364 P_{m_{Ю_4-Ю_3}} + 2,379 P_{m_{Ю_3-Ю_2}} + 3,071 P_{m_{Ю_2-Ю_2}^0} - 131,078 P_{m_{Ю_1-\Gamma}} + 27,244 P_{m_{\Gamma-\text{бaj}}} + 51,488 P_{m_{\text{бaj}-\text{ур}}} - 49,814 P_{m_{\text{ур}-\text{комс}}} +$$

$$+ 11,571 P_{m_{\text{комс}-\text{самб}}} + 71,254 P_{m_{\text{самб}-\text{сав}}} + 3,615 P_{m_{\text{сав}-\text{чеус}}} + 34,333 P_{m_{\text{чеус}-\text{гл}}} + 7,569 P_{m_{\text{гл}-\text{кош}}} - 23,163$$

при $R = 0,61$; $\chi^2 = 65,58$; $p = 0,000000$.

Среднее значение \bar{Z}_m^H для нефтяных зон равно 0,861, для пустых – 0,669.

Для Ярсомовского прогиба получена следующая формула:

$$Z_m^Я = 18,621 P_{m_{\Phi-Ю_4}} + 0,428 P_{m_{Ю_2^0-Ю_1}} + 4,587 P_{m_{Ю_1-\Gamma}} - 44,98 P_{m_{\Gamma-\text{бaj}}} + 521,013 P_{m_{\text{бaj}-\text{комс}}} - 230,328 P_{m_{\text{комс}-\text{самб}}} - 283,713 P_{m_{\text{самб}-\text{сав}}} - 146,968 P_{m_{\text{сав}-\text{чеус}}} + 16,066 P_{m_{\text{чеус}-\text{гл}}} + 81,266$$

при $R = 0,59$; $\chi^2 = 40,19$; $p = 0,000 007$.

Среднее значение $\bar{Z}_m^Я$ для нефтяных зон равно 0,907, для пустых – 0,580.

Соотношения между Z_{3m} и вероятностью принадлежности к нефтяным зонам следующие:

для Сургутского свода

$$P_{3m}^C = 0,480 + 0,166 Z_{3m}^C + 0,008 (Z_{3m}^C)^2 - 0,04 (Z_{3m}^C)^3;$$

для Нижнеартовского свода

$$P_{3m}^H = 0,406 + 0,355 Z_{3m}^H + 0,031 (Z_{3m}^H)^2 - 0,042 (Z_{3m}^H)^3 - 0,003 (Z_{3m}^H)^4 - 0,002 (Z_{3m}^H)^5;$$

для Ярсомовского прогиба

$$P_{3m}^Я = 0,341 + 0,311 Z_{3m}^Я + 0,054 (Z_{3m}^Я)^2 - 0,021 (Z_{3m}^Я)^3 - 0,005 (Z_{3m}^Я)^4.$$

Средние значения P_{3m}^C , P_{3m}^H , $P_{3m}^Я$, $P_{3m}^Я$ для нефтяных и пустых зон приведены в табл. 5.

По вышеприведенным формулам были вычислены значения P_{3m}^C , P_{3m}^H , $P_{3m}^Я$ по скважинам и построены прогнозные

Т а б л и ц а 5

Средние значения вероятностей $P_{зт}^C$,

$$P_{зт}^H, P_{зт}^Я, P_{зт}^A$$

| Вероятности | Средние значения | | $\frac{t}{p}$ |
|-------------|------------------|-------------|----------------------------|
| | Нефтяные зоны | Пустые зоны | |
| $P_{зт}^C$ | 0,629±0,148 | 0,439±0,139 | $\frac{6,670}{0,000\ 000}$ |
| $P_{зт}^H$ | 0,656±0,186 | 0,268±0,190 | $\frac{9,944}{0,000\ 000}$ |
| $P_{зт}^Я$ | 0,622±0,194 | 0,258±0,218 | $\frac{7,748}{0,000\ 000}$ |

карты, анализ которых показал, что комплексные вероятности достаточно хорошо отображают зональную нефтеносность верхнеюрских отложений.

Построение комплексных моделей прогноза нефтегазоносности

Основные статистические характеристики вышеописанных критериев совместно по Сургутскому и Нижневартовскому сводам и Ярсомовскому прогибу приведены в табл. 6.

Отсюда видно, что по критерию t при очень высоких значениях доверительной вероятности средние значения по всем четырем показателям статистически различаются. Средние значения для нефтяных зон во всех случаях больше 0,5, для пустых зон – меньше 0,5. Распределения количества нефтяных n_n и пустых n_p

скважин в зависимости от $P_{зНГК}, P_{зН}, P_{зт}, P_{мигр}$ оценены с помощью критерия χ^2 . Во всех случаях расчетное значение $\chi_p^2 > \chi_t^2$ при $p = 0,95$. Это свидетельствует о том, что распределения n_n и n_p в зависимости от вероятностей являются статистически различными. Для комплексного использования этих вероятностей использован метод комплексных условных вероятностей. Методика определения условных комплексных вероятностей $P_{комп}$ детально изложена в работе [1]. Среднее значение $P_{комп}$ для нефтяных зон составляет $0,706 \pm 0,258$, для пустых – $0,242 \pm 0,252$. Значение критерия $t = 19,324$; $p = 0,000\ 000$.

Для анализа связей между $P_{комп}$ и $P_{зНГК}, P_{зН}, P_{зт}, P_{мигр}$ построены корреляционные поля, а для установления тесноты этих связей вычислены значения r отдельно для нефтяных и пустых зон. Пример корреляционного поля приведен на рисунке.

Из рисунка видно, что корреляционное поле между $P_{комп}$ и $P_{зНГК}$ состоит из трех подполей, в верхнем правом углу которых в основном находятся нефтяные скважины, в нижнем левом – в основном пустые скважины, а между ними располагаются как нефтяные, так и пустые скважины (смешанное подполе). Значения r между $P_{комп}$ и $P_{зНГК}$ как для нефтяных (0,43), так и для пустых зон (0,68) являются статистически значимыми.

Т а б л и ц а 6

Статистические характеристики вероятностей

| Вероятности | Средние значения | | $\frac{t}{p}$ | $\frac{\chi_p^2}{\chi_t^2}$ |
|-------------|---|--|-----------------------------|-----------------------------|
| | Нефтяные зоны | Пустые зоны | | |
| $P_{зНГК}$ | $\frac{0,612 \pm 0,185}{0,053 \dots 0,989}$ | $\frac{0,364 \pm 0,201}{0,006 \dots 0,977}$ | $\frac{13,421}{0,000000}$ | $\frac{152,353}{18,307}$ |
| $P_{зН}$ | $\frac{0,557 \pm 0,156}{0,121 \dots 0,918}$ | $\frac{0,374 \pm 0,171}{0,005 \dots 0,929}$ | $\frac{11,732}{0,000\ 000}$ | $\frac{123,145}{18,307}$ |
| $P_{зт}$ | $\frac{0,601 \pm 0,211}{0,109 \dots 0,990}$ | $\frac{0,354 \pm 0,210}{0,0002 \dots 0,929}$ | $\frac{12,377}{0,000\ 000}$ | $\frac{134692}{18,307}$ |
| $P_{мигр}$ | $\frac{0,513 \pm 0,077}{0,191 \dots 0,701}$ | $\frac{0,490 \pm 0,080}{0,152 \dots 0,701}$ | $\frac{3,055}{0,002380}$ | $\frac{26,777}{18,307}$ |

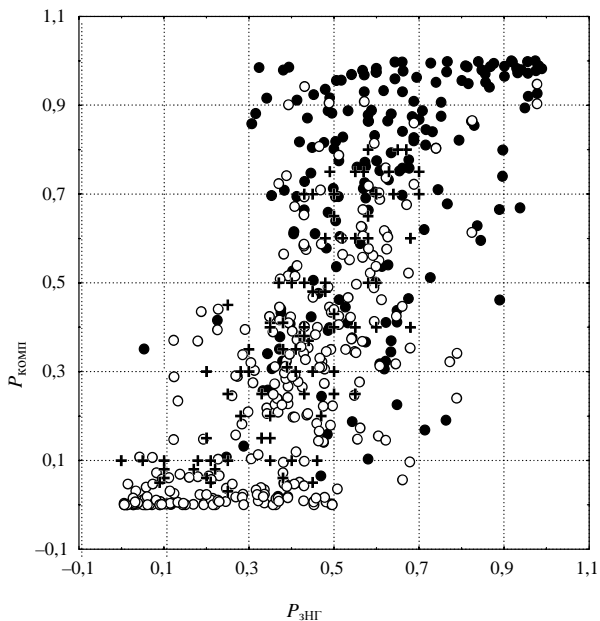


Рис. Корреляционное поле между $P_{комп}$ и $P_{зНГ}$: • – нефтяные скважины; ○ – пустые скважины; + – прогнозные ловушки

Анализ корреляционных полей между $P_{комп}$ и $P_{зН}$, $P_{зт}$ показывает, что в пределах данных полей корреляции также наблюдается дифференциация распределения нефтяных и пустых скважин. Значительно меньшая дифференциация наблюдается при сопоставлении $P_{комп}$ с $P_{мигр}$.

Вышеизложенные данные показывают, что разработанные вероятностные модели для прогноза нефтегазоносности верхнеюрских отложений надежно отображают нефтегазоносность этих отложений.

Прогнозирование перспектив нефтегазоносности васюганского НГК произведено по 88 ловушкам. По этим ловушкам по разработанным моделям определены значения $P_{зН}$, $P_{зт}$, $P_{зНГК}$, $P_{мигр}$ и вычислены величины $P_{комп}$. Анализ построенной вероятностной карты показывает, что по территории ТПП «Когалым-нефтегаз» выделяется ряд перспективных зон. На западе территории в пределах Сургутского свода выделяются пять зон,

где значения вероятностей больше 0,5, при этом четыре самые северные зоны контролируются значениями вероятностей больше 0,4 и очень хорошо подтверждаются данными бурения. В пределах этих зон располагаются прогнозные ловушки 20; 22; 90, которые являются очень перспективными в отношении нефтегазоносности верхнеюрских отложений. В пределах юга перспективной в отношении нефтегазоносности является 82-я ловушка. На севере территории располагается достаточно большая территория, где имеются высокие значения вероятностей – больше 0,5. Данная территория подтверждена бурением только в южной части.

В пределах данной зоны располагаются ловушки 15; 14; 13; 17; 29; 16, которые являются перспективными в отношении нефтегазоносности верхнеюрских отложений. На юго-востоке и востоке территории исследований располагается зона, которая объединяется изовероятностью 0,4. В пределах данной зоны на юге

располагается еще достаточно большая территория, где вероятности нефтегазоносности верхнеюрских отложений очень высоки. Здесь имеются перспективные ловушки 70; 71; 72; 74. На востоке данной зоны в пределах Нижневартовского свода также имеется участок с повышенными значениями вероятностей, в пределах которого перспективны ловушки 51; 53; 57; 58; 59; 64; 65

Заключение

В результате комплекса выполненных научных исследований были получены следующие результаты:

Обосновано, что надежного прогнозирования нефтегазоносности верхнеюрских отложений можно достигнуть только на основе комплексного вероятностно-статистического анализа показателей, характеризующих различные процессы формирования залежей углеводородов. Исследование показателей, характеризующих процессы миграции УВ, позволило обосновать в качестве критерия $P_{\text{мигр}}$.

Если, например, имеется информация по характеристикам гипсометрии пластов, то по ним можно определить влияние структурного фактора на нефтегазоносность разреза и оценить перспективы нефтегазоносности по данному фактору, далее – использовать эти данные для оценки процессов аккумуляции углеводородов.

Выполненный в работе анализ характеристик васюганского НК показал, что они достаточно хорошо в комплексе контролируют нефтегазоносность верхнеюрского разреза. Доказано, что комплексное использование данных характеристик при построении многомерной модели для определения $P_{\text{ЗНК}}$ надежно кон-

тролирует нефтегазоносность верхнеюрских отложений.

Обосновано использование для построения статистических моделей структурно-мощностных характеристик, что позволило разработать многомерные модели для определения значений $P_{\text{ЗН}}$ и $P_{\text{ЗП}}$. Данные вероятностные показатели надежно контролируют нефтегазоносность верхнеюрских отложений.

На основе критериев $P_{\text{мигр}}$, $P_{\text{ЗНК}}$, $P_{\text{ЗН}}$, $P_{\text{ЗП}}$ разработан обобщенный критерий $P_{\text{комп}}$. Среднее значение $\bar{P}_{\text{комп}}$ для нефтяных зон составляет $0,706 \pm 0,258$; для пустых зон – $0,242 \pm 0,252$. По критериям t и χ^2 данный критерий является наиболее информативным для прогноза нефтегазоносности верхнеюрских отложений.

По величине $P_{\text{комп}}$ построена карта изовероятностей по территории ТПП «Когалымнефтегаз», анализ которой показывает, что она надежно контролирует зональную нефтегазоносность верхнеюрских отложений и использована для прогнозных оценок нефтегазоносности верхнеюрских отложений по 88 ловушкам. Для 10 прогнозных ловушек значения $P_{\text{комп.ср}} > 0,75$, эти ловушки являются наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности. Для 19 ловушек $P_{\text{комп.ср}}$ находится в интервале от 0,5 до 0,75, эти ловушки являются перспективными. Для 21 ловушки $P_{\text{комп.ср}}$ варьируется от 0,25 до 0,5, эти прогнозны ловушки являются малоперспективными. Для 38 ловушек значения $P_{\text{комп.ср}} < 0,25$, эти ловушки являются низкоперспективными. Первоочередными для изучения являются прогнозны ловушки при $P_{\text{комп.ср}} > 0,75$. Остальные ловушки рекомендуется изучать после получения новых данных в пределах этих объектов.

Список литературы

1. Галкин В.И., Растегаев А.В., Галкин С.В. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности локальных структур. – Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 2001. – 277 с.
2. Геологическая информативность сейсморазведки 3D при изучении доюрского комплекса Западной Сибири (на примере площадей Когалымского региона) / И.Н. Керусов, П.Н. Страхов, Н.Р. Цыганова, А.А. Потрясов, К.Г. Скачек, А.Н. Шайхутдинов // Пути реализации нефтегазового

потенциала ХМАО: сб. докл. шестой науч.-практ. конф. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2003. – Т. II. – С. 26–32.

3. Применение фациального анализа при изучении сложнопостроенных залежей нефти пласта Ю₁ на примере Кумали-Ягунского месторождения / К.Г. Скачек, А.Н. Шайхутдинов, И.И. Гарифуллин, О.В. Скачек // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: сб. докл. шестой науч.-практ. конф. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2003. – Т. II. – С. 160–165.

4. Зональный прогноз нефтегазоносности юрских отложений в пределах территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз» / В.И. Галкин, В.В. Бродягин, А.А. Потрясов, К.Г. Скачек, А.Н. Шайхутдинов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2008. – № 8. – С. 31–35.

5. Галкин В.И., Шайхутдинов А.Н. О возможности прогноза нефтегазоносности юрских отложений вероятностно-статистическими методами (на примере территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2009. – № 6. – С. 11–14.

6. Шайхутдинов А.Н. Выделение сложнопостроенных ловушек пласта Ю-1 Южно-Ягунского месторождения по данным сейсмофациального анализа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2009. – № 8. – С. 29–37.

7. Галкин В.И., Шайхутдинов А.Н. Построение статистических моделей для прогноза дебитов нефти по верхнеюрским отложениям Когалымского региона // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 1. – С. 52–54.

8. Определение перспективных направлений поисков месторождений нефти и газа в Пермском крае с помощью вероятностно-статистических методов / В.И. Галкин, А.В. Растегаев, С.В. Галкин, В.Л. Воеводкин // Наука производству. – М., 2006. – № 1. – С. 1–5.

9. Галкин В.И., Кривошеков С.Н. Обоснование направлений поисков месторождений нефти и газа в Пермском крае // Научные исследования и инновации. – 2009. – Т. 3, № 4. – С. 3–7.

10. Путилов И.С., Галкин В.И. Применение вероятностного статистического анализа для изучения фациальной зональности турне-фаменского карбонатного комплекса Сибирского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 9. – С. 112–114.

11. Bartels C.P.A., Ketellapper R.H. Exploratory and explanatory statistical analysis data. – Boston: Martinus Nijhoff Publishing, 1979. – 284 p.

12. Davis C.J. Estimation of the probability of success in petroleum exploration // Mathematical Geology. – 1977. – Vol. 9, № 4. – P. 409–427.

13. Kaufman M.G. Statistical Issues in the Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources. – MIT-CSEPR. – 1992. – 30 p.

14. Watson G.S. Statistic on spheres. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. – 238 p.

15. Unwin D. Introductory spatial analysis. – London: Methuen and Co., Ltd., 1981. – 212 p.

References

1. Galkin V.I., Rastegaev A.V., Galkin S.V. Veroyatnostno-statisticheskaja ocenka neftegazonosnosti lokal'nyh struktur [Probabilistic and statistical assessment of oil-and-gas content in local structures]. Ekaterinburg: Ural'skoe otdelenie Rossijskoj akademii nauk, 2001. 277 p.

2. Keresov I.N., Strahov P.N., Cyganova N.R., Potrjasov A.A., Skachek K.G., Shajhutdinov A.N. Geologicheskaja informativnost' sejsmorazvedki 3D pri izuchenii dojurjskogo kompleksa Zapadnoj Sibiri (na primere ploshhadej Kogalym'skogo regiona) [Geologic informativeness of 3D seismic survey in a study of the pre-Jurassic complex of Western Siberia (exemplified by Kogalym region)]. *Sbornik dokladov shestoj nauchno-prakticheskoy konferencii "Puti realizacii neftegazovogo potenciala HMAO"*. Hanty-Mansijsk: IzdatNaukaServis, 2003, vol. II, pp. 26–32.

3. Skachek K.G., Shajhutdinov A.N., Garifullin I.I., Skachek O.V. Primenenie facial'nogo analiza pri izuchenii slozhnopostroennyh zalezhej nefiti plasta Ju₁ na primere Kumali-Jagun'skogo mestorozhdenija [Facial analysis in a study of complex oil deposits of the reservoir Yu₁ exemplified by Kumali-Yagunskoe deposit]. *Sbornik dokladov shestoj nauchno-prakticheskoy konferencii "Puti realizacii neftegazovogo potenciala HMAO"*. Hanty-Mansijsk: IzdatNaukaServis, 2003, vol. II, pp. 160–165.

4. Galkin V.I., Brodjagin V.V., Potrjasov A.A., Skachek K.G., Shajhutdinov A.N. Zonal'nyj prognoz neftegazonosnosti jurskih otlozhenij v predelah territorii dejatel'nosti TPP "Kogalymneftegaz" [Zonal forecast of oil-and-gas content of Jurassic sediments within the activities area of TPP "Kogalymneftegaz"]. *Geologija, geofizika i razrabotka nefjnyh i gazovyh mestorozhdenij*. Moscow: Vserossijskij nauchno-issledovatel'skij institut organizacii, upravlenija i jekonomiki neftegazovoj promyshlennosti, 2008, no. 8, pp. 31–35.

5. Galkin V.I., Shajhutdinov A.N. O vozmozhnosti prognoza neftegazonosnosti jurskih otlozhenij verojatnostno-statisticheskimi metodami (na primere territorii dejatel'nosti TPP "Kogalymneftegaz") [Possibilities of forecasting oil-and-gas content of Jurassic sediments by probabilistic and statistical methods exemplified by the activities area of TPP "Kogalymneftegaz"]. *Geologija, geofizika i razrabotka nefjanyh i gazovyh mestorozhdenij*. Moscow: Vserossijskij nauchno-issledovatel'skij institut organizacii, upravlenija i jekonomiki neftegazovoj promyshlennosti, 2009, no. 6, pp. 11–14.

6. Shajhutdinov A.N. Vydelenie slozhnopoastroennyh lovushek plasta Ju-1 Juzhno-Jagunskogo mestorozhdenija po dannym sejsmofacial'nogo analiza [Identification of traps of the reservoir Yu1 of Yujno-Yagunskoe deposit using seismic and facial analysis]. *Geologija, geofizika i razrabotka nefjanyh i gazovyh mestorozhdenij*. Moscow: Vserossijskij nauchno-issledovatel'skij institut organizacii, upravlenija i jekonomiki neftegazovoj promyshlennosti, 2009, no. 8, pp. 29–37.

7. Galkin V.I., Shajhutdinov A.N. Postroenie statisticheskikh modelej dlja prognoza debitov nefti po verhnjejurskim otlozhenijam Kogalym'skogo regiona [Creating statistical models to forecast oil output using data on upper Jurassic sediments of Kogalym region]. *Nefjanoe hozjajstvo*, 2010, no. 1, pp. 52–54.

8. Galkin V.I., Rastegaev A.V., Galkin S.V., Voevodkin V.L. Opredelenie perspektivnyh napravlenij poiskov mestorozhdenij nefti i gaza v Permskom krae s pomoshh'ju verojatnostno-statisticheskikh metodov [Identification of promising directions of oil and gas search in Perm kray using probabilistic and statistical methods]. *Nauka proizvodstvu*. Moscow: Virazh-centr, 2006, no. 1, pp. 1–5.

9. Galkin V.I., Krivoshekov S.N. Obosnovanie napravlenij poiskov mestorozhdenij nefti i gaza v Permskom krae [Justification for direction of oil and gas search in Perm kray]. *Nauchnye issledovanija i innovacii*. Permskij gosudarstvennyj tehničeskij universitet, 2009, vol. 3, no. 4, pp. 3–7.

10. Putilov I.S., Galkin V.I. Primenenie verojatnostnogo statisticheskogo analiza dlja izuchenija facial'noj zonal'nosti turne-famenskogo karbonatnogo kompleksa Sibir'skogo mestorozhdenija [Application of probabilistic and statistical analysis to study facial zonality of Tourne-famenskoe carbonate complex of Siberian deposit]. *Nefjanoe hozjajstvo*, 2007, no. 9, pp. 112–114.

11. Bartels C.P.A., Ketellapper R.H. Exploratory and explanatory statistical analysis data. Boston: MartinusNijhoff Publishing, 1979. 284 p.

12. Davis C.J. Estimation of the probability of success in petroleum exploration. *Mathematical Geology*, 1977, vol. 9, no. 4, p. 409–427.

13. Kaufman M.G. Statistical Issues in the Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources. Cambridge: MIT-CEEPR, 1992. 30 p.

14. Watson G.S. Statistic on spheres. New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. 238 p.

15. Unwin D. Introductory spatial analysis. London: Methuen and Co., Ltd., 1981. 212 p.

Об авторе

Шайхутдинов Айдар Нафисович (Когалым, Россия) – начальник отдела геолого-разведочных работ по Когалымскому региону ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» (628486, г. Когалым, ул. Прибалтийская, 20; e-mail: Aidar.Shayhutdinov@lucoil.com).

About the author

Aidar N. Shaikhutdinov (Kogalym, Russian Federation) – Head of Department of Exploration Work in Kogalym region, LLC "LUKOIL – West Siberia" (628486, Kogalym, Pribaltiiskaia st., 20; e-mail: Aidar.Shayhutdinov@lucoil.com).

Получено 3.04.2014

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Шайхутдинов А.Н. Разработка вероятностных моделей для прогноза нефтегазонасности верхнеюрских отложений (на примере территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз») // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 14–28.

Please cite this article in English as:

Shaikhutdinov A.N. Probabilistic models construction for prediction of oil and gas potential of upper jurassic deposits (exemplified by the bu Kogalymneftegaz activity area). *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no. 11, pp. 14–28.