

Раздел 1

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА

УДК 552.578.2.061.33

С.Н. Кривощек

Пермский государственный технический университет

ЗОНАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛОВУШЕК, СВЯЗАННЫХ С КАНАЛАМИ ВТОРИЧНОЙ МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ (ДЛЯ ТЕРРИТОРИИ ПЕРМСКОГО КРАЯ)

Исследуются особенности образования залежей нефти на юго-восточных зарифовых территориях Пермского края, а также составлены вероятностно-статистические модели нефтегазоносности визейского комплекса. По данным моделям были построены схемы распределения вероятностей и определены вероятности нефтеносности для фонда перспективных структур.

В последнее десятилетие наибольшее число открытых месторождений нефти в Пермском крае приурочено к восточной части Башкирского свода – район Енапаевской, Жуковской и Забродовской площадей. Однако при движении на восток и юго-восток число открываемых залежей в визейском терригенном комплексе сокращается. Рядом исследователей это объясняется поступлением УВ из зоны генерации – депрессионной части ККСП – в терригенные пласты зарифовой зоны по каналам вторичной миграции (КВМ). Данные каналы являются частью дельтовой речной системы визейского времени, выделенной В.И. Пахомовым и И.В. Пахомовым [1]. Коллективом ученых под руководством С.И. Ваксмана [2] была разработана методика выделения данных КВМ по результатам проведенных сейсморазведочных и буровых работ. Также ими были закартированы КВМ по трем пластам: Тл, Бб и Мл и составлена схема совмещенного палеорусла.

В настоящее время территория юга и юго-востока Пермского края по степени освещенности геологического строения относится к хорошо изученным как геофизическими методами, так и глубоким бурением. Разрез изучаемой территории представлен вендскими, девонскими, каменноугольными, пермскими и четвертичными отложениями. В разрезе прослеживаются все отражающие горизонты, характерные для Волго-Уральской провинции. В отношении накопления углеводородов разрез территории является благоприятным, так как в нем просле-

живается чередование проницаемых пород и пород флюидоупоров. Из 7 основных региональных нефтеносных комплексов, выделяемых в палеозойском осадочном чехле Пермского Прикамья, на изучаемой территории промышленно нефтеносны следующие комплексы: девонский терригенный, верхнедевонско-турнейский карбонатный, ниже-средневизейский терригенный, верхневизейско-башкирский карбонатный, верейский терригенно-карбонатный. Потенциально нефтеносным может быть вендский терригенный комплекс (Жуковская площадь). Таким образом, изучаемая территория обладает хорошим потенциалом для поисков залежей нефти, но в то же время сложное геологическое строение и небольшие размеры структур служат препятствием открытия новых месторождений, что определяет необходимость особого подхода создания модели площади, служащей основой при проектировании геолого-разведочных работ.

С целью определения перспектив нефтегазоносности нами были построены геолого-статистические модели нефтеносности визейского терригенного комплекса с учетом генетических особенностей формирования залежей, выделены информативные критерии прогноза, а также определены перспективные участки для поиска залежей УВ.

На формирование залежей в пределах изучаемой территории оказывает влияние множество показателей. Для составления модели нефтеносности изучено 99 бывших в бурении структур, из которых 58 имеют промышленную нефтеносность в визейском терригенном комплексе, а 41 не имеют. Для каждой структуры были определены следующие параметры:

- расстояния от центра структуры до ближайшей границы выделенных палеорусел (Тл, Бб, Мл, совмещенное);

- абсолютные отметки кровли и мощности тульских, бобриковских и малиновских отложений;

- параметры, отвечающие за влияние Камско-Кинельской системы прогибов: расстояние от центра структуры до середины осевой части ККСП, угол между длинной осью структуры и средней линией осевой части ККСП;

- параметры, отвечающие за влияние линейно-мобильных зон (ЛМЗ): расстояние до границы ближайшей ЛМЗ, угол между длинной осью структуры и ближайшей границей ЛМЗ;

- параметр, учитывающий влияние геохимических аномалий, выявленных структурными скважинами в нижнепермских отложениях [3] – расстояние от центра структуры до ближайшей аномалии;

- параметр, учитывающий влияние неотектонических движений – коэффициент неотектонической активности (данный коэффициент обоснован в работе [4]).

Все характеристики были проанализированы с помощью *t*-критерия Стьюдента, показатели со значимым критерием Стьюдента были отобраны

для дальнейшего исследования. При помощи последовательного дискриминантного анализа и пошагового регрессионного анализа было построено уравнение вероятности нефтеносности комплекса, а также раздельно тульских, бобриковских и малиновских отложений:

$$P_{\text{компл}} = 0,1214 - 0,0799L_{\text{гр.совм}} + 0,0061L_{\text{ГХА}} + 0,0579K_{\text{н.а}} + 0,0144L_{\text{ЛМЗ}},$$

$$R = 0,81, F_p > F_T;$$

$$P_{\text{Тл}} = 0,2546 - 0,0158L_{\text{гр.Тл}} + 0,0343K_{\text{н.а}} + 0,0006L_{\text{ГХА}}, R = 0,85, F_p > F_T;$$

$$P_{\text{Бб}} = 0,3109 - 0,0118L_{\text{гр.Бб}} + 0,0252K_{\text{н.а}} + 0,0028L_{\text{ГХА}}, R = 0,91, F_p > F_T;$$

$$P_{\text{Мл}} = 0,204 - 0,0519L_{\text{гр.Мл}} + 0,0429K_{\text{н.а}}, R = 0,79, F_p > F_T,$$

где P – вероятность нефтеносности, д.ед.; $L_{\text{гр.совм}}$, $L_{\text{гр.Тл}}$, $L_{\text{гр.Бб}}$, $L_{\text{гр.Мл}}$ – расстояние от центра структуры до ближайшей границы соответственно совмещенного, тульского, бобриковского и малиновского палеорусла, км; $L_{\text{ГХА}}$ – расстояние от центра структуры до ближайшей геохимической аномалии, км; $K_{\text{н.а}}$ – коэффициент неотектонической активности, усл. ед.; $L_{\text{ЛМЗ}}$ – расстояние от центра структуры до ближайшей границы ЛМЗ, км.

Для всех уравнений среднее значение вероятности для нефтяных структур больше 0,5, для пустых – меньше 0,5.

По полученным уравнениям были построены схемы распределения вероятности по изучаемой территории. Как видно на рисунке, который представляет пример схемы распределения вероятности нефтеносности всего визейского комплекса, наибольшей вероятностью (близко к 1) характеризуется северная часть Таныпского атолла, и при движении на юго-восток вероятность снижается. Также определяющую роль в данной модели играет граница палеорусла, при удалении от которой наблюдается снижение вероятности.

Для фонда перспективных структур, входящих в пределы площади исследования, были определены вероятности нефтеносности по всем построенным моделям. Наибольшей вероятностью по комплексу характеризуются Междуреченская, Южно-Аспинская и Богомолловская структуры. Все они расположены вблизи Таныпского атолла.

Для конкретно зарифовых территорий наибольшими перспективами согласно построенным моделям обладают Перспективная, Теплоложская, Теплинская, Надежная структуры. Для зарифовой зоны на наиболее перспективных участках, определенных по построенным моделям, в местах недостаточной изученности сейсморазведкой рекомендуется проведение дополнительных сейсморазведочных работ (см. рисунок). В целом вся территория юго-восточнее Жуковского лицензионного участка практически не изучена сейсморазведкой. По этой причине выделенные КВМ имеют фрагментарное расположение, что повлияло на оценку большей части данной территории как малоперспективной согласно полученным моделям.

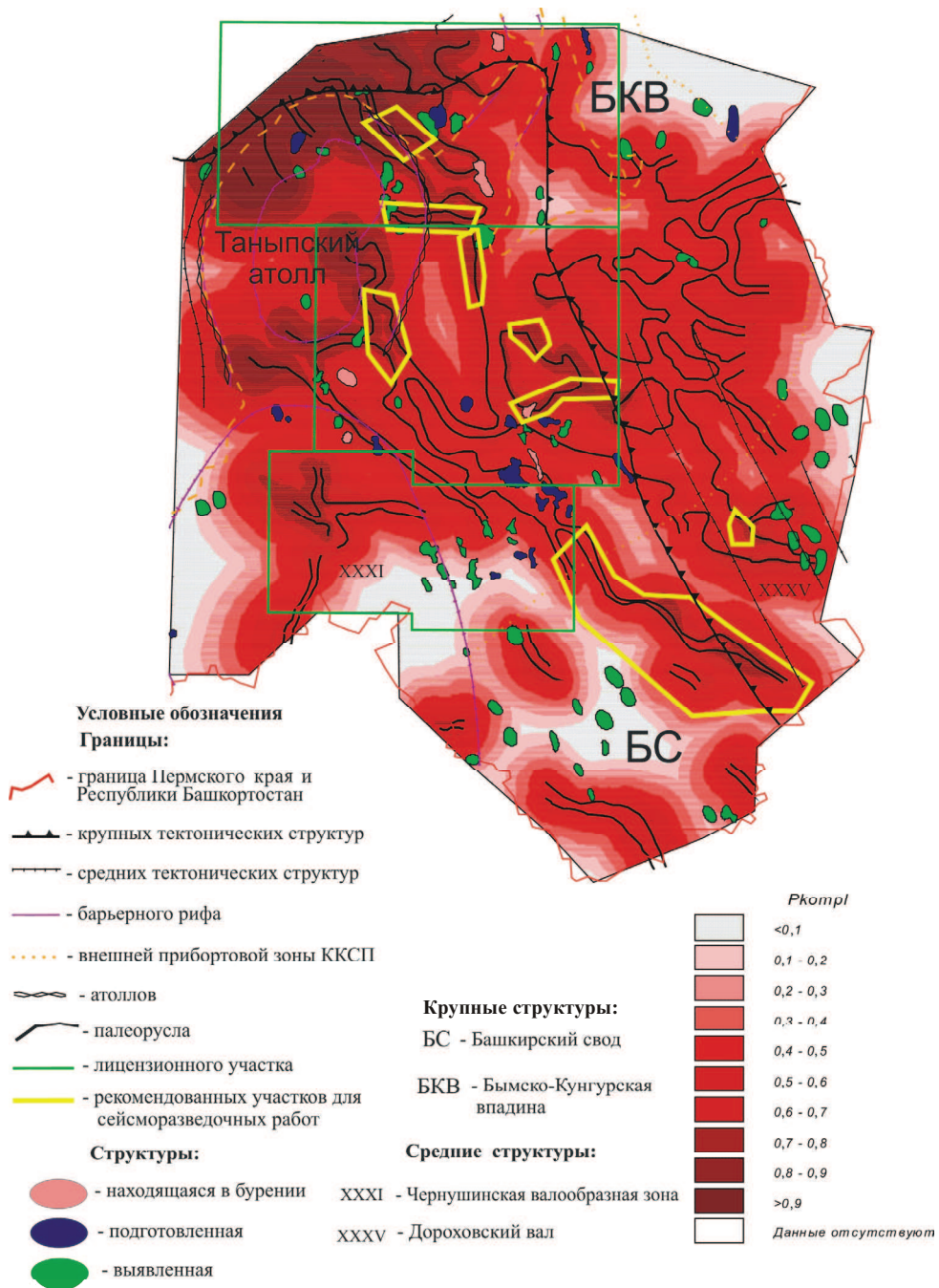


Рис. Схема распределения P_{kompI}

Дополнительные сейсморазведочные и буровые работы на этой части территории позволят произвести довыделение КВМ и уточнить перспективы данного района.

В целом необходимо отметить, что исследования каналов вторичной миграции и разработка методики поисков связанных с ними залежей должны продолжаться, поскольку это позволит более обоснованно подходить к выбору площадей и локальных объектов для постановки сейсморазведочных и буровых работ на территории Пермского края.

Список литературы

1. Пахомов В.И., Пахомов И.В. Визейская угленосная формация западного склона Среднего Урала и Приуралья. – М.: Недра, 1980. – 152 с.
2. Ваксман С.И., Благиных Л.Л. Оценка роли каналов вторичной миграции углеводородов в визейской терригенной толще юго-востока Пермской области (платформенная часть). – Пермь, 2004. – 32 с.
3. Галкин В.И., Жуков Ю.А., Шишкин М.А. Применение вероятностных моделей для локального прогноза нефтегазоносности. – Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 1992. – 160 с.
4. Составление карты неотектонической активности Пермской области масштаба 1:500 000: Отчет Геоэкологической партии по результатам научно-исследовательских работ по госконтракту №6 в 1999–2001 гг. / Отв. исп. Копылов И.С.; ФГУП «Геокарта-Пермь». – Пермь, 2004. – 138 с.

Получено 27.04.2010