



УДК 550.834(571.16)

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПАСИВНО-АКТИВНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ МОГТ (ПАС МОГТ) ДЛЯ РЕГИОНАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СТЕПАНОВСКОГО КУПОЛОВИДНОГО ПОДНЯТИЯ ВОСТОЧНО-ПАЙДУГИНСКОЙ ВПАДИНЫ

Л. А. Максимов, **Г. В. Ведерников**

ООО «НМТ-Сейс», Новосибирск, Россия,

Приведены результаты применения инновационной технологии ПАС МОГТ на материалах сейсморазведочных работ по региональным профилям МОГТ общей протяженностью 2171 пог. км в юго-восточной части Томской области. Технология базируется на анализе пространственно-временных интервалов сейсмограмм МОГТ до первых вступлений наведенных волн, что обеспечивает получение дополнительных характеристик эмиссионных волн. В результате получены спектры и графики интенсивности геодинамических шумов в сопоставлении с временными разрезами и схемой пространственного расположения сейсмических профилей. По всем профилям выделены участки аномальных значений шумов, которые дают возможность прогнозировать наличие залежей УВ в их пределах. Полученные результаты позволяют достаточно высоко оценивать перспективны нефтеносности изучаемой территории. В Томской области их следует связывать в основном со специфическими ловушками неантиклинального типа, расположенными вблизи шовных зон, – долгоживущих тектонических нарушений, являющихся возможными каналами миграции глубинных УВ. Полученные материалы свидетельствуют о повышении перспектив нефтегазоносности в южном направлении, что имеет важное значение для стратегии освоения этого района. Первоочередным объектом развешивания здесь поисково-разведочных работ представляется территория Степановского куполовидного поднятия.

Ключевые слова: геодинамические шумы, пассивно-активная сейсморазведка (ПАС МОГТ), ловушки УВ, каналы миграции, технологии прямого прогнозирования залежей УВ, микросейсмь.

APPLICATION OF THE TECHNOLOGY OF PASSIVE–ACTIVE CDP SURVEY (CDP PAS) FOR REGIONAL EVALUATION OF PETROLEUM POTENTIAL OF THE STEPANOVSKOYE DOME-SHAPED UPLIFT OF THE EAST PAIDUGINA DEPRESSION

L. A. Maksimov, **G. V. Vedernikov**

NMT-Seis, Novosibirsk, Russia

The results of application of the innovative CDP PAS technology on the materials of seismic operations along regional CDP profiles with a total length of 2171 linear km clarifying the southeastern part of the Tomsk region are given. This technology is based on the analysis of spatial-temporal intervals of CDP seismograms up to the first arrivals of induced waves, which provides additional characteristics of emission waves. The working results are presented by spectra and graphs of activity of geodynamic noises in comparison with time sections and the scheme of the spatial position of these data. Areas of anomalous noise values that allow researchers to predict the presence of hydrocarbon accumulations within their boundaries have been identified for all profiles. The results obtained make it possible to assess the oil bearing capacity of this territory rather highly. In Tomsk region, these prospects should be associated mainly with specific non-anticline traps located near suture zones- long-lived tectonic faults that are possible channels for the migration of deep hydrocarbons. The data obtained indicate an increase in petroleum potential in the southern direction, that is important for the development strategy of this district. The territory of the Stepanovskoye dome mesoelevation appears to be the primary target for the buildup of prospecting and exploration here.

Keywords: geodynamic noises, passive-active seismic CDP survey, HC traps, migration channels, technologies of direct forecasting of HC accumulations, microseisms.

DOI 10.20403/2078-0575-2021-2-46-55

Юго-восток Томской области – часть правобережья р. Обь в пределах ее притоков (Кеть, Тым, Вах) – можно считать наиболее изученной окраиной Западно-Сибирской плиты (ЗСП). Начиная с 1960-х гг. здесь выполнены аэромагнитные съемки м-бов 1:200 000, 1:100 000 и 1:50 000, гравиметрические съемки и сейсморазведка в модификациях МОВ и МОГТ (с 1974 г.) как в маршрутном, так и в площадном вариантах. Одновременно проводи-

лось параметрическое и поисково-оценочное бурение: пробурено около 70 скважин, в большинстве которых наблюдались признаки нефтегазоносности в виде пленок нефти в пластовых водах, почти повсеместного наличия в кернах битумов, окисленной нефти и т. д.

Это вселяло оптимизм. Потому, несмотря на очередные неудачи и доказанную промьтость меловой части разреза пресными водами, перспекти-



Изученность глубоким бурением доюрских комплексов в южной части Предъенисейской субпровинции (Предъенисейская НГО)

Скважина	Альтитуда, м	Кровля РЗ, м	Забой, м	Год окончания бурения
<i>Восточная часть Томской области</i>				
Ярская 1	112,7	2528	3112	1972
Ярская 2	117,2	2768	3175	1972
Ажарминская 450	134	2941	3111	1972
Мартовская 430	130,3	2885	2937	1972
Мартовская 431	134	He вскрыта	2900	1972
Еланская 1	144,1	3015	3187	1973
Западная 1	130,2	2980	3190	1973
Корбыльская 1	124	2845	2915	1974
Няргинская 1	111,3	2667	3017	1975
Вездеходная 1	144,7	3103	3211	1975
Вездеходная 2	143,4	3160	3204	1975
Вездеходная 3	141,1	3085	3938	1976
Вездеходная 4	141	3106	5005	1996
Восток-1	125	2767	5010	2006
Восток-3	138,1	3393	5002	2006
<i>Красноярский край (левобережье р. Енисей)</i>				
Касская-1	113	1665	2505	1956
Елогуйская Р-1	70	1467	1884	1957
Кыксинская 1Р	48	1164	1246	1958
Кыксинская 2Р	50	1142	1168	1958
Кыксинская 3Р	48	1126	1812	1958
Кыксинская 4Р	75	1233	1506	1958
Ванжильская 1	150,7	1945	3100	1977
Ванжильская 2	143,4	2255	2365	1977
Тыйская 1	120	697	1286	1992
Лемок 1	92	1210	4200	2000
Аверинская 150	122	770	4772	2001
Восток 4	167	2262	5105	2008

вы региона большинством исследователей не отрицались [6, 8, 9]. Работы продолжались с использованием все более совершенных методик и технологий и развитием новых геологических гипотез: о бесспорной перспективности ниже-среднеюрских комплексов, о перспективности осадочных протерозойских комплексов, достаточно широко здесь развитых и т. д. Исходя из гипотезы о перспективности ниже-среднеюрских комплексов и явных признаков нефтеносности в пробуренных скважинах на многих площадях пробурено по две скважины, на Вездеходной площади – четыре (см. таблицу), а в соответствии с аналогичными прогнозами относительно протерозойских отложений пробурено 12 (!) параметрических скважин с увеличенной глубиной забоя (до 4,5–5 км). Но все эти усилия, бесспорно способствуя накоплению объема знаний о регионе, не смогли обеспечить открытия промышленно

значимых месторождений, поскольку базировались на традиционном опыте разведочных работ на ЗСП с ориентацией на подготовку и разведку объектов преимущественно антиклинального типа.

В 2008–2010-х гг. на площади Восточно-Пайдугинской впадины и ее обрамлений были проведены работы по пересмотру полученных материалов ГРП с использованием инновационных технологий, ориентированных на прямое прогнозирование залежей УВ [7].

Основу технологий составили развивавшиеся в ТО СНИИГГиМС идеи об интенсивном развитии процессов вторичного преобразования литологического состава пород на участках залежей УВ и возможности их картирования по амплитудным характеристикам отраженных волн на временных разрезах МОГТ (программные комплексы АИК и ЭНЕРГОСЕЙС, разработанные Г. И. Тищенко), а также развиваемые в ООО «НМТ-Сейс» идеи об отображении непосредственно залежей УВ в характеристиках эмиссионных волн и возможности их изучения по сейсмограммам сейсморазведочных работ (технология ПАС МОГТ, программный комплекс «SAM») [1, 5, 7].

В результате работ показано, что перспективные объекты, выделяемые по этим технологиям, связаны преимущественно с неантиклинальными ловушками, контролируются тектоническими нарушениями и достаточно широко распространены. Это позволяет предполагать возможные перспективы нефтегазоносности региона и необходимость нестандартного подхода к его изучению [2–4].

По результатам работ было рекомендовано их продолжение с наращиванием площади исследований к югу в сторону Тегульдетской впадины, поскольку работы на Пайдугинской площади показали, что наиболее интенсивные аномалии наблюдаются на юге изученной территории (на южных окончаниях профилей В-14, В-15 и на профиле В-20). Настоящая работа является продолжением начатых ранее исследований [3].

Рассмотрим результаты анализа шумов по технологии SAM, которую можно считать экспресс-методом прямого прогнозирования залежей УВ.

По этой технологии были обработаны материалы по шести профилям общей протяженностью около 800 пог. км: субширотный профиль В-13 (0716130), субмеридиональные 20 (11800820) и 10 (11800810), а также непротяженные связующие профили 30 (11800830), 40 (11800840) и 50 (11800850). Схема расположения сейсмических профилей и спектров геодинамических шумов по анализируемым профилям представлена на фрагменте тектонической карты юрского структурного яруса [10] (рис. 1).

Полученные результаты сводятся к следующему.

Профиль В-13 протяженностью 288 пог. км расположен параллельно профилю В-20 и может использоваться для увязки данных по южным окончаниям профилей В-17, В-14, В-15 и В-19, отработанных

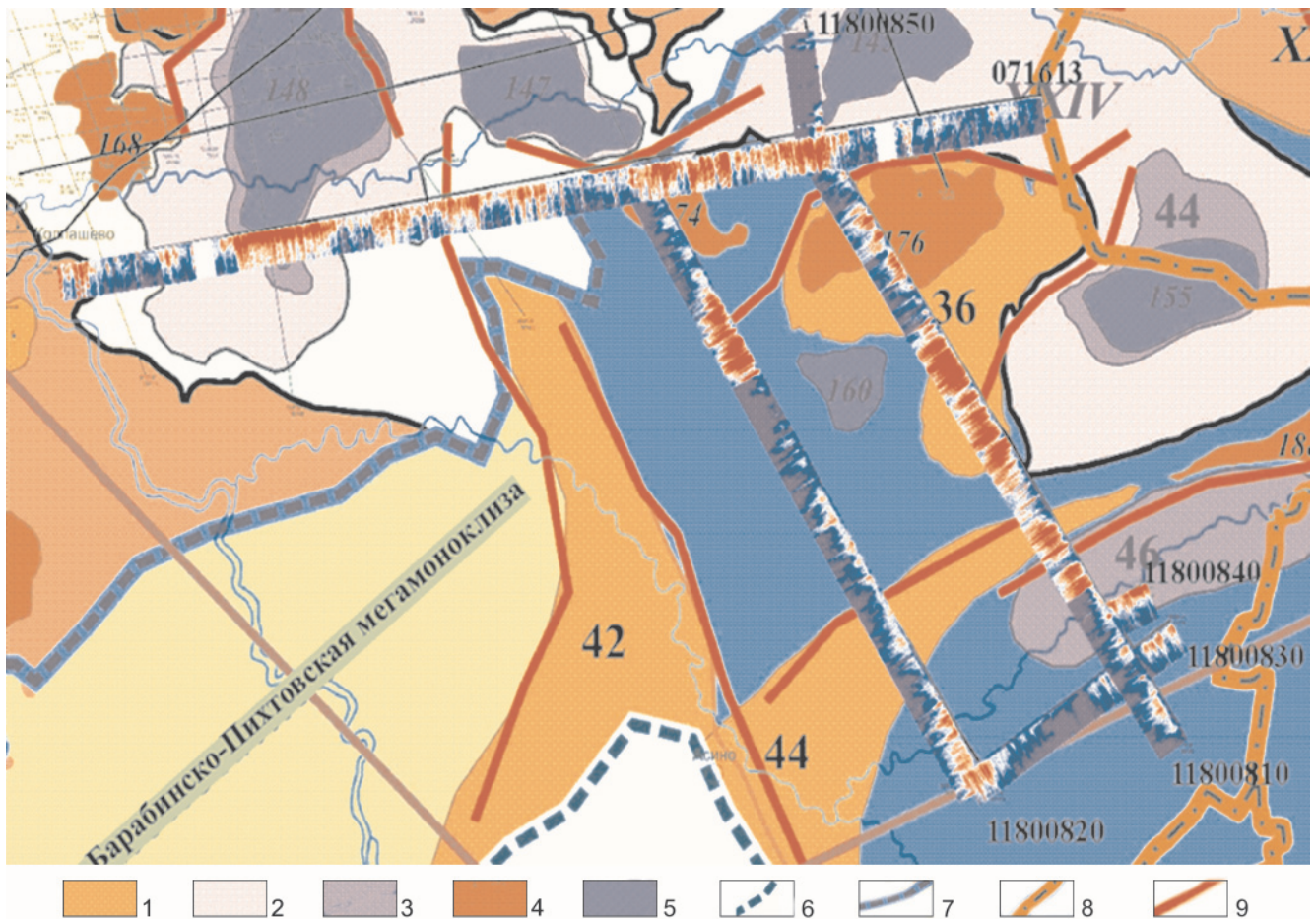


Рис. 1. Схема расположения спектров микросейсм по анализируемым профилям на фрагменте тектонической карты юрского структурного яруса

Тектонические элементы: 1 – положительные структуры II порядка (36 – Степановское КМП, 42 – Белоярский мезовыступ, 44 – Зимовский мезовыступ); отрицательные структуры: 2 – I порядка (XXIV – Киселевский структурный мегазалив), 3 – II порядка (44 – Южно-Киселевская мезовпадина, 46 – Тегульдетский мезопргиб); 4 – промежуточные мега-, мезо-, моноклинали; 5 – куполовидные поднятия (168 – Минасовское, 174 – Западно-Чачанское, 176 – Чачанское) и впадины (146 – Тогуликская, 147 – Восточно-Варгатская, 148 – Южно-Варгатская, 154 – Киселевская); границы: 6 – осадочного бассейна, 7 – внутренних областей и внешнего пояса, 8 – надпорядковых структур, 9 – разрывных нарушений

ных ранее [8]. В целом профиль отличается повышенным уровнем геодинамических шумов (рис. 2), что свидетельствует о перспективах нефтеносности района южного борта Южно-Варгатской впадины и северо-западного склона Степановского куполовидного поднятия, которые он пересекает. На профиле выделяется ряд аномалий шумов, наиболее протяженные и интенсивные – аномалии 3, 4 и 5.

Аномалия 3 (протяженность около 30 пог. км, ПК 52000–82000) наиболее интенсивная и однородная. Она, так же как и аномалия 14.9 (аномалия № 9, выделенная в результате предыдущих работ на профиле В-14 [3]), приурочена к южному борту Южно-Варгатской впадины и вполне может представлять собой единую достаточно обширную перспективную зону.

На временном разрезе здесь наблюдаются зона выклинивания песчаных комплексов верхней юры и локальное нарастание мощности нижнеюрских отложений, что свидетельствует об инверсионном режиме осадконакопления в юрский период.

По характеру временного разреза и интенсивности геодинамических шумов эта аномалия может рассматриваться как наиболее интересное место для заложения очередной оценочной скв. 1 (ПК 250000).

Аномалия 4 (более 50 пог. км, ПК 93000–146000) подтверждает обоснованность выделения интенсивной аномалии на южном окончании профиля В-14.

Аномалия 5 (около 60 пог. км, ПК 166000–230000) свидетельствует о высоких перспективах зоны восточного склона Западно-Чачанского и северо-западного склона Степановского куполовидных поднятий (КП). Вполне возможно, что эта аномалия объединится с той, что выделена на профиле В-15, и это существенно расширит перспективность изучаемого участка. По характеру наблюдаемых спектров здесь можно ожидать открытия в пределах аномалии 3 нефтегазовой залежи, а в пределах аномалий 4 и 5 – преимущественно газовых.

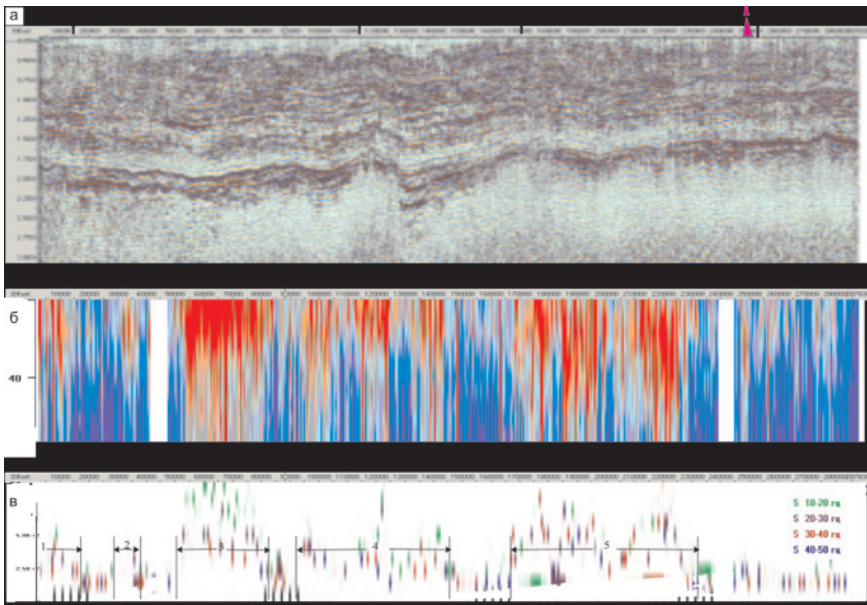


Рис. 2. Сопоставление временного разреза по профилю В-13 (а) и характеристик микросейсм: спектры (б), графики интенсивности (в)

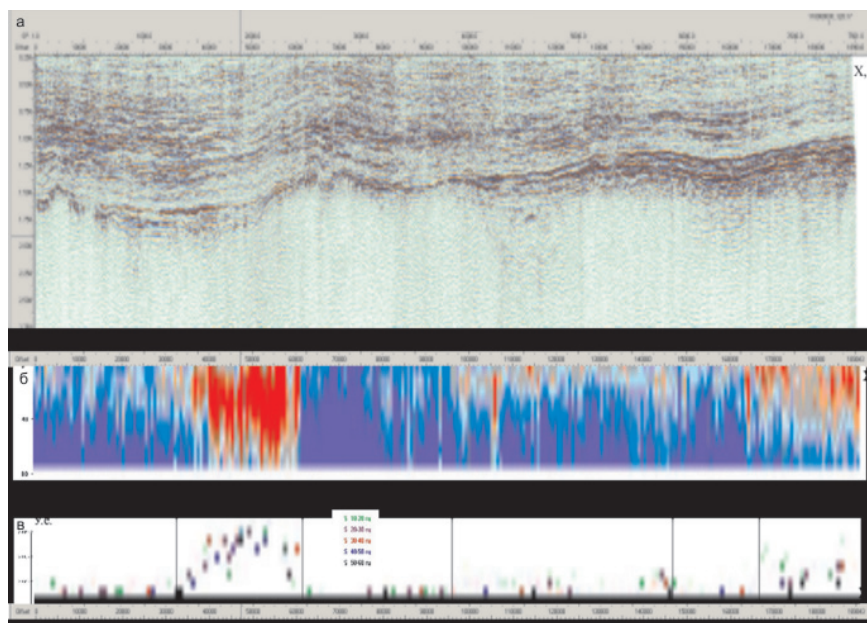


Рис. 3. Сопоставление временного разреза по профилю 11800820 (а) и характеристик микросейсм: спектры (б) и графики интенсивности (в)

Профиль 20 (11800820) протяженностью 189 км является продолжением профиля В-15 на юг и освещает строение и характеристики шумов в пределах западного склона Степановского куполовидного поднятия (КП) в первой половине профиля и Зимовского мегавыступа – во второй (рис. 3). На временном разрезе здесь выделяется ряд антиклинальных перегибов и разделяющих их впадин. На рис. 4 приведены динамические преобразования временного разреза по профилю 20, на которых более наглядно, чем на стандартном временном разрезе, видно, что границы аномалий контролируются долгоживущими тектоническими нарушениями. В целом разрез нижнемеловых отложений характеризуется повышенной тектонической активностью.

В спектрах шумов выделяются три аномалии.

Аномалия 1 (27 км, ПК 35000–62000) наиболее интенсивная. Она приурочена к северному склону доминирующего здесь антиклинального перегиба, являющегося, вероятно, западным отрогом Степа-

новского КМП. По характеру спектра здесь можно прогнозировать наличие высокопродуктивной нефтегазовой залежи.

Обращает на себя внимание резкий переход аномального поля шумов на северном склоне к фоновому уровню на юге непосредственно в сводовой части антиклинального перегиба. По временному разрезу видно, что здесь проходит граница между участками с существенно разным тектоническим режимом. На северном склоне, даже при наличии мелкоскладчатых проявлений и сквозных тектонических нарушений, можно предполагать более спокойное строение и благоприятные для сохранности залежей УВ условия, а вот на южном склоне все эти процессы проявились более интенсивно: амплитуда складчатости, частота и выраженность разломов приводят к вероятности того, что шансов для сохранности залежи здесь практически нет.

Аномалия 2 более протяженная (48 км, ПК 100000–0148000), но менее интенсивная по ампли-

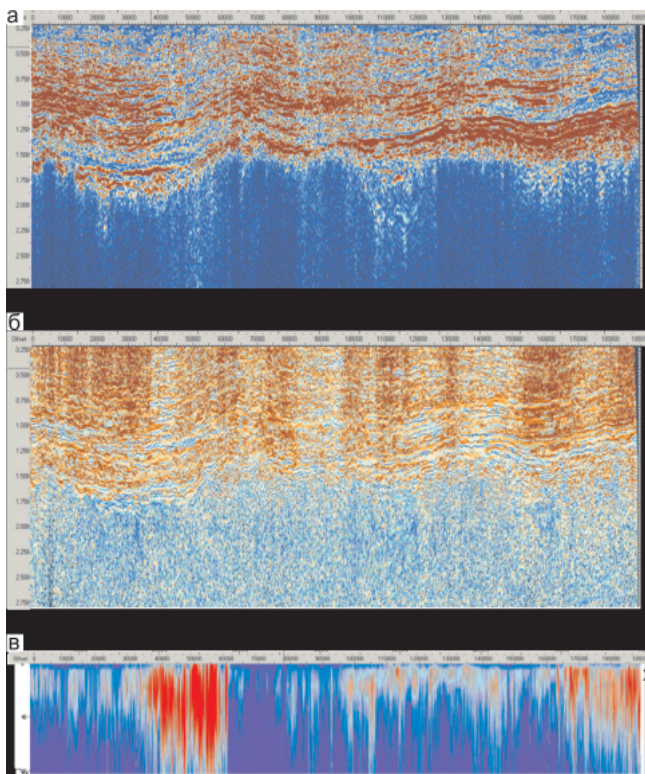


Рис. 4. Сопоставление разреза мгновенных амплитуд (а) по профилю 11800820 с разрезом частот (а) и спектрами геодинамических шумов (а)

туде. Она приурочена к комбинированной ловушке и по характеру спектра позволяет прогнозировать здесь наличие преимущественно нефтяной низкопродуктивной залежи.

Аномалия 3 отмечается начиная с ПК 167000 до конца профиля, т. е. ее протяженность в пределах изученной части составляет 22 км. По характеру наблюдаемого спектра можно прогнозировать здесь наличие преимущественно газоконденсатной залежи. Аномалия хорошо подтверждается материалами по связующему профилю 30 (11800830), где она имеет точно такой же облик и прослеживается на протяжении более 10 км к северо-востоку (см. рис. 1).

Профиль 30 (11800830) имеет протяженность 74,5 км, и на нем, кроме вышеупомянутой аномалии 1, отмечаются еще две: аномалия 2 небольших размеров (около 9 км) и небольшой интенсивности и аномалия 3 на конце профиля с прослеженной в его пределах протяженностью около 12 км (рис. 5). Характер спектров обеих аномалий говорит о том, что они соответствуют преимущественно газовым залежам.

Совместное рассмотрение профилей 20 и 30 показывает, что наблюдаемая на их пересечении аномалия расположена в зоне крупного антиклинального перегиба, не околонтуренного с юга и запада, т. е. размеры и, соответственно, прогнозный потенциал этой аномалии могут существенно увеличиться.

Профиль 10 (11800810) протяженностью 190 км проходит параллельно профилю 20 в 52–54 км к вос-

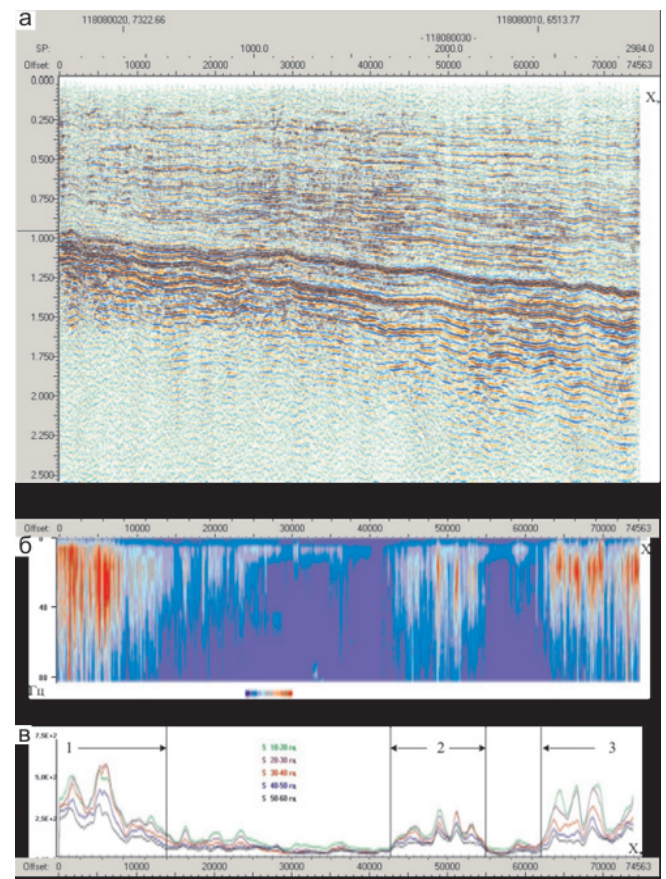


Рис. 5. Сопоставление временного разреза (а) по профилю 11800830 с характеристиками микросейсм: б – спектры; в – графики интенсивности; 1, 2, 3 – выделенные аномалии)

току, пересекая протяженную (около 120 км) приподнятую часть Степановского КМП (Чачанское КП в северной части профиля) (рис. 6, 7). Здесь наблюдается очень интересная картина геодинамических шумов этой части площади: она выделяется преимущественно красным цветом, показывая аномально высокий их уровень. Эта часть поднятия в юрских горизонтах имеет также своеобразные структурные характеристики: четкие границы, фиксируемые относительно резкими погружениями всех комплексов чехла (ПК 10000–15000, 135000–140000), спокойное (платообразное) залегание пород на своде с небольшой волнистостью и прогибанием в центральной его части, которое отделяет Чачанское КП от южного мыса Степановского КП.

Почти все это «плато» характеризуется повышенным уровнем геодинамических шумов.

Аномалия 1 (29 км, ПК 16000–45000) отмечается в северной части структуры, в пределах Чачанского КП; *аномалия 2* (50 км, ПК 55000–105000) – в центральной его части; *аномалия 3* (24 км, ПК 116000–140000) – в южной.

По характеру наблюдаемых спектров здесь можно прогнозировать наличие газоконденсатно-нефтяной залежи.

Аномалии 2 и 3 фактически сливаются в одну протяженную (около 75 км), т. е. здесь можно пред-

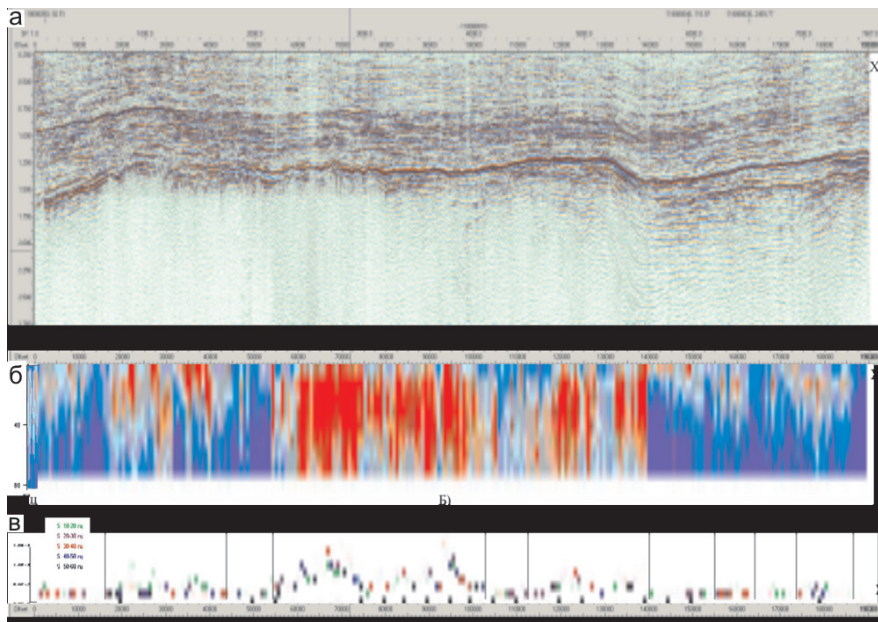


Рис. 6. Сопоставление временного разреза по профилю 1180010 (а) и характеристик микросейсм: б – спектры; в – графики интенсивности

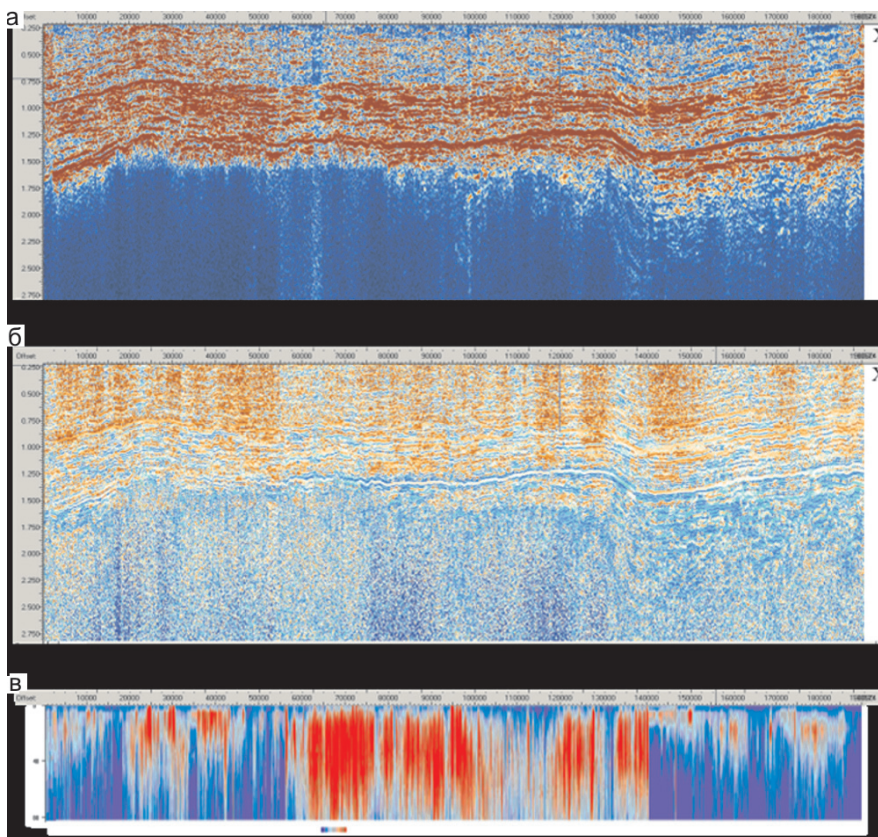


Рис. 7. Сопоставление разреза мгновенных амплитуд (а) по профилю 1180010 с разрезом частот (б) и спектрами геодинамических шумов (в)

полагать наличие перспективного объекта площадью несколько тыс. км² и открытие достаточно крупного месторождения.

В этом отношении весьма интересно наличие протяженной аномалии явно нефтяного ряда на параллельном профиле 20 (см. рис. 4). Если наблюдаемые на этих двух профилях антиклинальные перегибы принадлежат к одной структуре, то вполне возможно, что профиль 20 пересекает залежь в зоне ее нефтяной оторочки.

В южной части профиль 10 проходит вблизи от Чулымской опорной скв. 1, для увязки с которой специально был отработан короткий **профиль 40**

(11800840) протяженностью 14 км (рис. 8). Во второй его половине на ПК 6500–14000 отмечается небольшая по размерам (7,5 км) малоинтенсивная аномалия. Значимость ее в том, что она имеет все признаки палеозойского (малоичского) типа с четко выраженным резонансом на очень низких частотах. Геологический разрез в этой самой южной части изучаемой площади претерпевает заметные изменения за счет увеличения толщины (полноты) юрской части и явно слабодислоцированного осадочного облика доюрских (палеозойских) отложений, что видно на южных окончаниях профилей 10 и 20 и на профиле 30. Это свидетельствует о том, что разрез

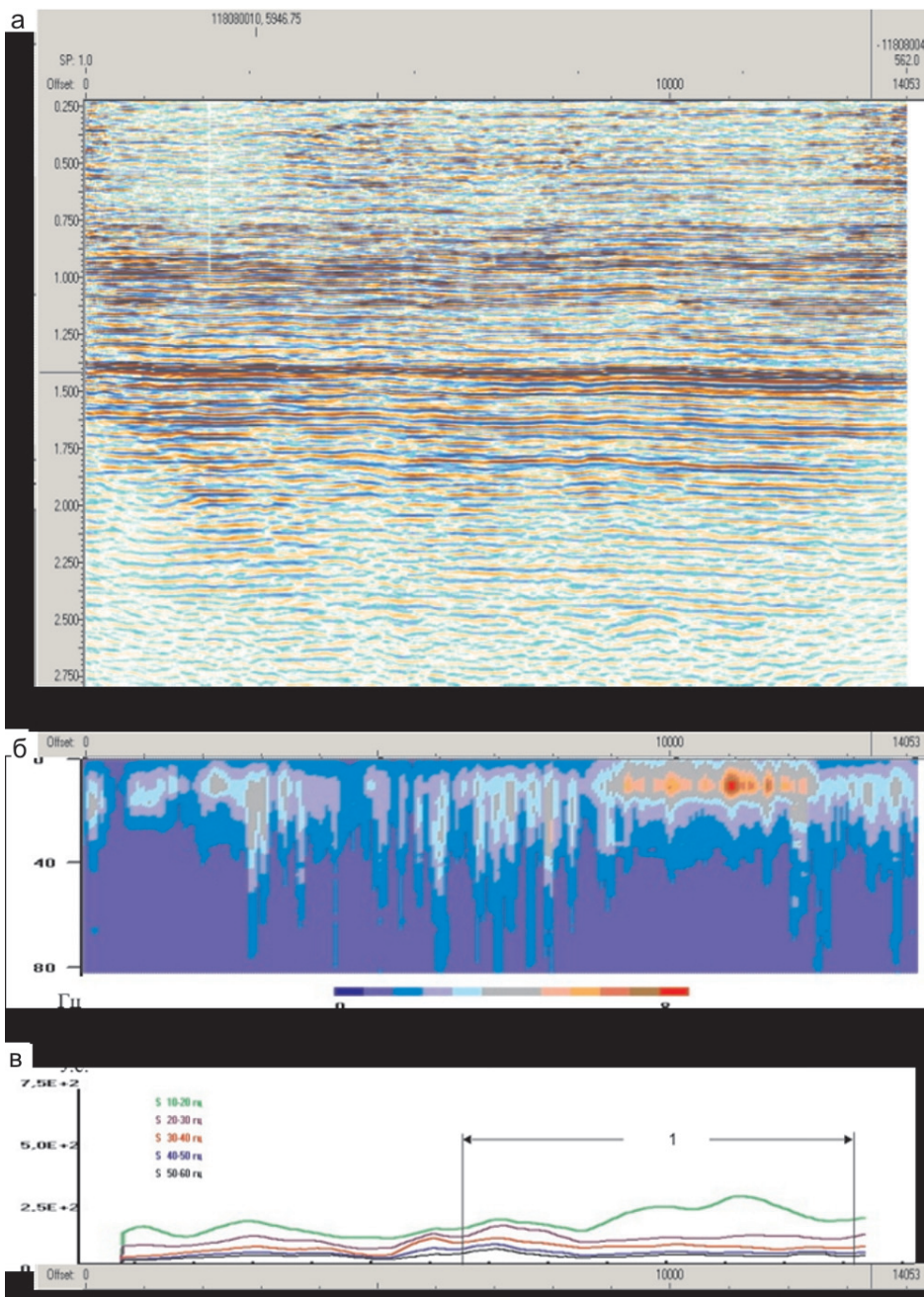


Рис. 8. Сопоставление временного разреза (а) по профилю 11800840 с характеристиками микросейсм: б – спектры, в – графики интенсивности (1 – выделенная аномалия)

доюрского интервала здесь также может быть потенциальным поисковым объектом, а материалы по Чулымской скв. 1 необходимо еще раз критически рассмотреть с этих позиций.

Профиль 50 (11800850) на северном продолжении профиля 10, имеет протяженность 36 км, показывает наличие незначительной по размерам (10 км, ПК 21000–31000) и интенсивности аномалии, которая, возможно, обусловлена небольшой залежью УВ, связанной с ловушкой явно неструктурного типа (рис. 9).

Все полученные результаты вынесены на схему тектонического районирования, что дает наглядное представление об их площадном распределении (см. рис. 1). Эти результаты подтверждают сделанные в предыдущих работах [3, 11] выводы о высоких перспективах нефтегазоносности юго-восточной окраины Западно-Сибирской НГП, об особом текто-

ническом режиме данной территории и необходимости учета особенностей геологического строения при планировании и проведении ГРП.

Перспективы нефтегазоносности определяются размерами выявленных аномалий и их принадлежностью к крупным антиклинальным структурам. Так, перспективы по профилю В-13 по количеству наблюдаемых аномалий и их интенсивности выглядят более предпочтительными, чем по субпараллельному профилю В-20, которые ранее считались наиболее высокими. Принадлежность выявленных протяженных и интенсивных аномалий по профилю 11800810 в сводовой части Степановского КМП позволяют считать именно этот район первоочередным для возобновления и интенсификации ГРП в регионе.

Особый тектонический режим обусловлен принадлежностью данной территории к зоне сочленения Западно-Сибирской плиты, Сибирской платфор-

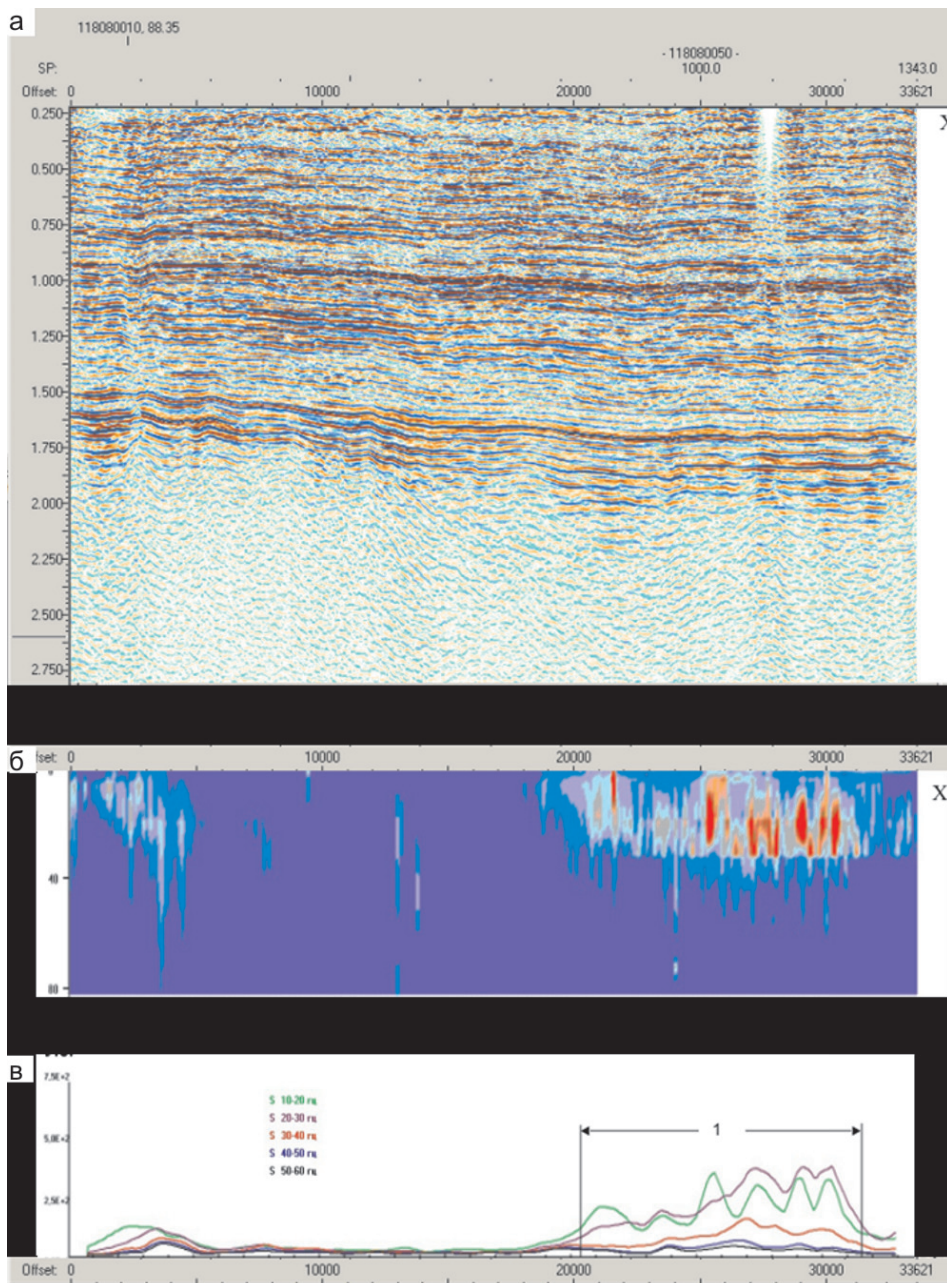


Рис. 9. Сопоставление временного разреза (а) по профилю 11800850 с характеристиками микросейсм: б – спектры; в – графики интенсивности (1 – выделенная аномалия)

мы и Алтае-Саянской складчатой системы [9]. В процессе постоянного динамического взаимодействия этих надпорядковых (планетарных) тектонических элементов возникали и возникают всевозможные структурно-тектонические коллизии. Например, колоссальные горизонтальные напряжения возникают при «напоре» геосинклинальных комплексов ЗСП в сторону Сибирской платформы. Естественно, они циклически сменяются обратными «откатами» в периоды снятия напряжений (затухания тектонической активности). Такие эффекты в постседиментационное время проявляются в формировании мелкоскладчатых и гребневидных структур в чехле в периоды сжатия и в большом количестве сквозных (т. е. молодых и долгоживущих) тектонических нарушений, которые формируются в периоды «отката».

Подобное фактически мелкоблоковое строение чехла определяет специфические условия формирования и сохранности залежей.

На этапе формирования залежи тектоническим процессам придается ведущее значение, как в теории осадочно-миграционной природы (ОМП) залежей УВ, так и в гипотезах о глубинно-миграционных источниках (ГМИ) первичных УВ. В этом отношении в геологическом развитии района работ имеется набор всех тектонических условий, требуемых указанными теориями.

Более сложными являются вопросы размещения и сохранности залежей. На этапе формирования залежей необходимо наличие ловушки (т. е. совокупность коллектора и вмещилища для залежи) и покрывки (ограничивающей миграцию залежи), а также канал гидродинамической связи ловушки с источником УВ (нефтематеринскими толщами в ОМП или глубинными комплексами в ГМИ). В процессе плективных дислокаций, формирующих крупные структуры осадочных комплексов, мелкоблоковые элементы разреза попадают в разные



зоны формирующихся структур, объединяясь в разные ансамбли по признаку действующих напряжений. В зоне сжатия мелкие блоки консолидируются в единый блок с общей гидродинамической системой, а в зоне растяжения (уменьшения давления) существующие тектонические нарушения открыты для флюидной миграции и могут играть роль как разрушителя залежи, так и подпитки существующих залежей и формирования новых в ловушках, расположенных рядом с каналом миграции [11].

В связи с многообразием процессов в реальных (геологических) времени и пространстве системное представление пока не сформировалось, поэтому, рассматривая отдельные локальные факты и ситуации, приходится по возможности сводить их к простейшим и очевидным. В нашем случае очевидным можно считать следующее:

– необходимо искать ловушку УВ, расположенную вблизи канала миграции, т. е. должно быть благоприятное сочетание следующих факторов: консолидированный массив пород, коллектор, покрывка и канал миграции;

– такие месторождения могут иметь высокий этаж нефтеносности – от НГГЗК (нефтегазоносного горизонта зоны контакта палеозоя и мезозоя) до верхнего мела.

Учет особенностей геологического строения необходим на всех этапах ГРП в связи с характером тектонического развития территории.

На этапе подготовки месторождений к освоению необходимо детальное изучение блокового строения залежей с построением не только структурных карт и карт коллекторских свойств, но и моделей геодинамических шумов (в обязательном порядке).

На эксплуатационном этапе необходимо использовать полученные блоковые модели для определения очередности ввода блоков в разработку, для организации систем поддержания пластового давления и т. д.

На основании полученных результатов можно сделать следующие выводы и рекомендации.

1. Изученный район юго-востока Томской области характеризуется высокими перспективами нефтегазоносности.

2. Главным объектом форсированного развертывания ГРП представляется территория Степановского КМП на наиболее перспективном (по нашим данным) участке на ПК 70000 профиля 11800810 (см. рис. 6).

Работа над данной статьей была начата в 2017 г. совместно с Г. В. Ведерниковым. Однако в связи с его болезнью и кончиной все работы были прекращены. В 2020 г. мною был подготовлен и представлен к публикации окончательный вариант рукописи, в котором сохранены основные положения первоначального варианта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Ведерников Г. В.** Прогноз залежей углеводородов по характеристикам микросейсм: избранные

статьи. – Новосибирск: Свиныин и сыновья, 2012. – 202 с.

2. **Ведерников Г. В., Тищенко Г. И., Чернышова Т. И.** Главные особенности геологического строения Востока Томской области, способные повлиять на формирование и размещение скоплений углеводородов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2010. – № 3. – С. 44–50.

3. **Ведерников Г. В., Тищенко Г. И., Чернышова Т. И.** Модели геодинамических шумов в задачах региональной оценки нефтеносности // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – № 3. – С. 31–38.

4. **Даненберг Е. Е., Белозеров В. Б., Брилина Н. А.** Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.

5. **Жарков А. В., Максимов Л. А., Яшков Г. Н.** Способ сейсмической разведки для прямого поиска залежей углеводородов: Патент RU 2 682 135 С1. 2018. – Точка доступа: <https://findpatent.ru/patent/268/2682135.html>.

6. **Конторович В. А.** Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2002. – 253 с.

7. **Методы** прямого прогнозирования залежей углеводородов: тез. докл. науч.-практ. конф. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2009. – 224 с.

8. **Ростовцев В. Н., Резник С. Н.** Юрский комплекс Чулым-Тымского междуречья – перспективный объект для поисков нефти и газа в правобережье Оби Томской области. – Томск: ТГУ, 2004. – 164 с.

9. **Сурков В. С., Жеро О. Г.** Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 143 с.

10. **Тектоническая карта** юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, масштаб: 1:5 500 000 / Министерство природных ресурсов, Министерство энергетики РФ, СО РАН; ред. С. Ю. Беляев, А. Э. Конторович, В. А. Конторович. – Новосибирск, 2001.

11. **Трофимов В. А.** Нефтеподводящие каналы и современная подпитка нефтяных месторождений: гипотезы и факты // Георесурсы. – 2009. – № 1. – С. 46–48.

REFERENCES

1. Vedernikov G.V. *Prognoz zalezhey uglevodorodov po kharakteristikam microseism: izbrannyye statyi* [Forecast of hydrocarbon accumulations based on microseism characteristics: selected articles]. Novosibirsk, Svinin i synovya Publ., 2012. 202 p. (In Russ.).

2. Vedernikov G.V., Tishchenko G.I., Chernyshova T.I. [Main features of geological structure of the eastern Tomsk region, which can influence on formation and distribution of hydrocarbon accumulations]. *Geologiya i mineralno-syryevyye resursy Sibiri – Geo-*



logy and Mineral Resources of Siberia, 2010, no. 3, pp. 44–50. (In Russ.).

3. Vedernikov G.V., Tishchenko G.I., Chernyshova T.I. [Geodynamical noise models in tasks of regional oil-content estimation]. *Geologiya i mineralno-syryevyye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2011, no. 3, pp. 31–38. (In Russ.).

4. Danenberg E.E., Belozarov V.B., Brylina N.A. *Geologicheskoye stroeniye i neftegazonost verkhneyursko-nizhnemelovykh otlozheniy yugo-vostoka Zapadno-Sibirskoy plity* [Geological structure and petroleum potential of Upper Jurassic – Lower Cretaceous deposits of the south-east of the West Siberian Plate (Tomsk Region)]. Tomsk, TPU Publ. 291 p. (In Russ.).

5. Zharkov A.V., Maksimov L.A., Yashkov G.N. *Sposob seismicheskoy razvedki dlya pryamogo poiska zalezhey uglevodorodov. Patent RU 2 682 135 C1* [Seismic exploration method for direct search for hydrocarbon accumulations. Patent RU 2 682 135 C1]. Available at: <https://find-patent.ru/patent/268/2682135.html>. (In Russ.).

6. Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost mezozoysko-kainozoyskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil and gas potential of Mesozoic-Cenozoic deposits of southeastern regions of Western Siberia]. Novosibirsk, SB RAS Publ., 2002. 253 p. (In Russ.).

7. *Metody pryamogo prognozirovaniya zalezhey uglevodorodov. Tezisy konferentsii* [Methods of direct forecasting of hydrocarbon accumulations. Theses of conference]. Novosibirsk, SNIIGiMS Publ., 2009. 224 p. (In Russ.).

8. Rostovtsev V.N., Reznik S.N. *Yurskiy kompleks porod Chulyim-Tymskogo mezhdurechya – perspektivnyy obyekt dlya poiskov nefiti i gaza v pravoberezhyye Obi Tomskoy oblasti* [Jurassic rock unit of the Chulyim-Tym interfluvium as a promising target for search for oil and gas in the Ob interfluvium of Tomsk region]. Tomsk, TSU Publ., 2004. 164 p. (In Russ.).

9. Surkov V.S., Zhero O.G. *Fundament i razvitiye platformennogo chekhla Zapadno-Sibirskoy plity* [Basement and development of the West Siberian Plate sedimentary cover]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 143 p. (In Russ.).

10. Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., eds. *Tektonicheskaya karta yurskogo struktural'nogo yarusa Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii* [Tectonic map of the Jurassic structural stage of the West Siberian petroleum Province, scale 1:5500000]. Novosibirsk, 2001. (In Russ.).

11. Trofimov V.A. [Refilling channels and modern refilling of oilfields: hypothesis and facts]. *Georesursy – Georesources*, 2009, no. 1, pp. 46–48. (In Russ.).

© Л. А. Максимов, Г. В. Ведерников, 2021