

**СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ОТЛОЖЕНИЙ НГГЗК (НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ГОРИЗОНТ
ЗОНЫ КОНТАКТА ПАЛЕОЗОЯ И МЕЗОЗОЯ) В ПРЕДЕЛАХ
ОСТАНИНСКОГО И СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Канакова Ксения Игоревна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел. (913)950-52-35, e-mail: KanakovaKI@ipgg.sbras.ru

Канаков Михаил Сергеевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (913)919-92-45, e-mail: KanakovMS@ipgg.sbras.ru

Несмотря на усилившийся в последнее время интерес исследователей к доюрским отложениям Западной Сибири, данный комплекс пород по-прежнему остается относительно малоизученным. В работе рассмотрены месторождения, находящиеся в непосредственной близости друг от друга, но имеющие принципиально разное геологическое строение и критерии нефтегазоносности пород, слагающих кровлю доюрского комплекса.

Ключевые слова: Западная Сибирь, палеозой, сейсморазведка, моделирование волновых полей, тектоника, карбонатные коллекторы, нефтегазоносность.

**SEISMIC AND GEOLOGICAL CRITERIA OF PETROLEUM POTENTIAL
OF PRE-JURASSIC DEPOSITS OF THE OSTANIN
AND THE NORTH-OSTANIN FIELDS (TOMSK REGION)**

Kseniya I. Kanakova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptuyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Junior Researcher, phone: (913)950-52-35, e-mail: KanakovaKI@ipgg.sbras.ru

Mikhail S. Kanakov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptuyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Researcher, phone: (913)919-92-45, e-mail: KanakovMS@ipgg.sbras.ru

Despite the recent increased interest of researchers in the pre-Jurassic deposits of Western Siberia, this complex of rocks still remains relatively unexplored. In this paper, we consider fields that are in close proximity to each other, but have fundamentally different geological structure and criteria for the oil and gas content of rocks that form the top of the pre-Jurassic complex.

Key words: Western Siberia, Paleozoic, seismic prospecting, wave field modeling, tectonics, carbonate reservoirs, petroleum potential.

Введение

В строении Западно-Сибирской плиты традиционно выделяют мезозойско-кайнозойский осадочный чехол и гетерогенное доюрское основание, которое слагают отложения позднепротерозойско-палеозойского возраста. На настоящий момент предложен ряд геодинамических моделей домезозойских отложений Западной Сибири [1, 2, 3]. Все они сходятся во мнении о том, что Западно-Сибирская плита образовалась в результате сочленения блоков Сибирской платформы, Европы, Казахстанского супертеррейна и более мелких террейнов во время образования суперконтинента Пангея в карбоне-перми. Однако положение границ блоков вызывает дискуссии.

В отложениях доюрского комплекса Западной Сибири открыто более 50 месторождений нефти и газа. Большая их часть приурочена к отложениям нефтегазоносного горизонта зоны контакта палеозоя и мезозоя (НГГЗК), включающего отложения верхней части палеозойского комплекса, а также развитых по ним кор выветривания [4]. В данной работе рассматриваются Останинское и Северо-Останинское месторождения (Томская область), которые несмотря на близкое расположение имеют значительные различия в геологическом строении и критериях нефтегазоносности.

Отложения, слагающие кровлю палеозоя в районе исследований датированы девонем-карбоном и в литологическом отношении представлены карбонатными и терригенно-карбонатными породами (известняки органогенные, доломиты замещения, известняки глинистые, известняки кремнистые, кремнистые аржиллиты). Также в ряде скважин вскрыты ультраосновные породы небольшой мощности. Породная ассоциация соответствует, вероятно, отложениям морского осадочного бассейна, ассоциировавшего с островной дугой при закрытии палеоазиатского океана.

В регионе исследований сильно сокращена мощность юрских отложений, породы тюменской свиты залегают непосредственно на доюрских образованиях [5], это означает, что вплоть до байоса изучаемая территория находилась выше базиса эрозии и являлась областью денудации, то есть представляла собой складчатое сооружение, подверженное экзогенным процессам. В этот период приповерхностная часть пород претерпевала метасоматические преобразования, формировались коры выветривания.

Особенности геологического строения отложений НГГЗК

Анализ описаний керна и интерпретация данных сейсморазведки позволили сделать выводы о том, что породы, слагающие кровлю доюрского комплекса в пределах Останинского и Северо-Останинского месторождений, имеют принципиально разный состав и критерии прогноза распространения коллекторов.

В раннем девоне на территории исследований формировалась карбонатная платформа. Об этом свидетельствуют известняки и доломиты биоморфные, вскрытые на Северо-Останинской площади. К данным отложениям приурочена

залежь нефти, вскрытая скважинами 3, 5, 7. Коллектор трещинно-кавернозно-порового типа. Согласно описанию керна, степень доломитизации пород уменьшается от скв. 3 к скв. 5, а в скв. 14 отложения представлены другим типом пород – глинистыми известняками, которые, вероятно, формировались в более глубоководных условиях. Северо-Останинская залежь приурочена к относительно погруженной зоне, не являющейся зоной дробления, доломиты выходят непосредственно на эрозионную поверхность, а в скв. 2, 8, 9, 12 известняки перекрыты мощными отложениями брекчий.

Отложения среднего девона на территории исследований представлены глинистыми известняками, вскрытыми в западной части района, формировавшимися в более глубоководных условиях, чем раннедевонские доломитизированные известняки.

В позднем девоне-карбоне отложения исследуемой территории накапливались в относительно глубоководных условиях. Они представлены кремнеаргиллитами, силицитами и окремненными известняками, которые слагают кровлю палеозоя в пределах Останинской площади. По кремнесодержащим отложениям развита кора выветривания, представляющая собой глинисто-кремнистые щербнистые массы. Глинисто-кремнистая кора вместе с подстилающими отложениями на данной территории формирует единые резервуары. Залежи углеводородов, вскрытые в пределах таких отложений, имеют блоковое строение, приурочены к контрастным выступам и интенсивно дислоцированы.

Таким образом, карбонатные и терригенно-карбонатные породы девона и карбона, вскрытые на территории исследования условно можно разделить на силикатсодержащие и не содержащие в составе оксид кремния.

В основании осадочного чехла практически на всей территории исследования залегает угольный пласт $У_{10}$.

Сейсмогеологическая характеристика отложений НГГЗК

Породы различные по литологическому составу обладают разными физическими свойствами, что в свою очередь должно отражаться на динамических характеристиках сейсмических временных разрезов МОГТ. К кровле доюрского комплекса приурочен сейсмический отражающий горизонт Φ_2 .

Чтобы оценить данные параметры было проведено математическое моделирование поля отраженной волны, формирующейся на границе угольного пласта $У_{10}$ и подстилающих отложений.

Для моделирования была построена слоистая модель среды, включающая 3 слоя (рис. 1, А). Верхнему слою (№1) заданы следующие параметры: плотность – 1.4 г/см^3 , скорость продольных волн - 2.5 м/с . Средний слой ассоциируется с отложениями коры выветривания. Как показал анализ материалов ГИС и описаний керна, мощности коры выветривания изменяются от 0 до 60 м, кроме того скорости прохождения продольных волн в отложениях горизонта M_1 не одинаковы и варьируют от $3,9$ до $5,5 \text{ м/с}$. Данные параметры и были заданы слою №2 модели.

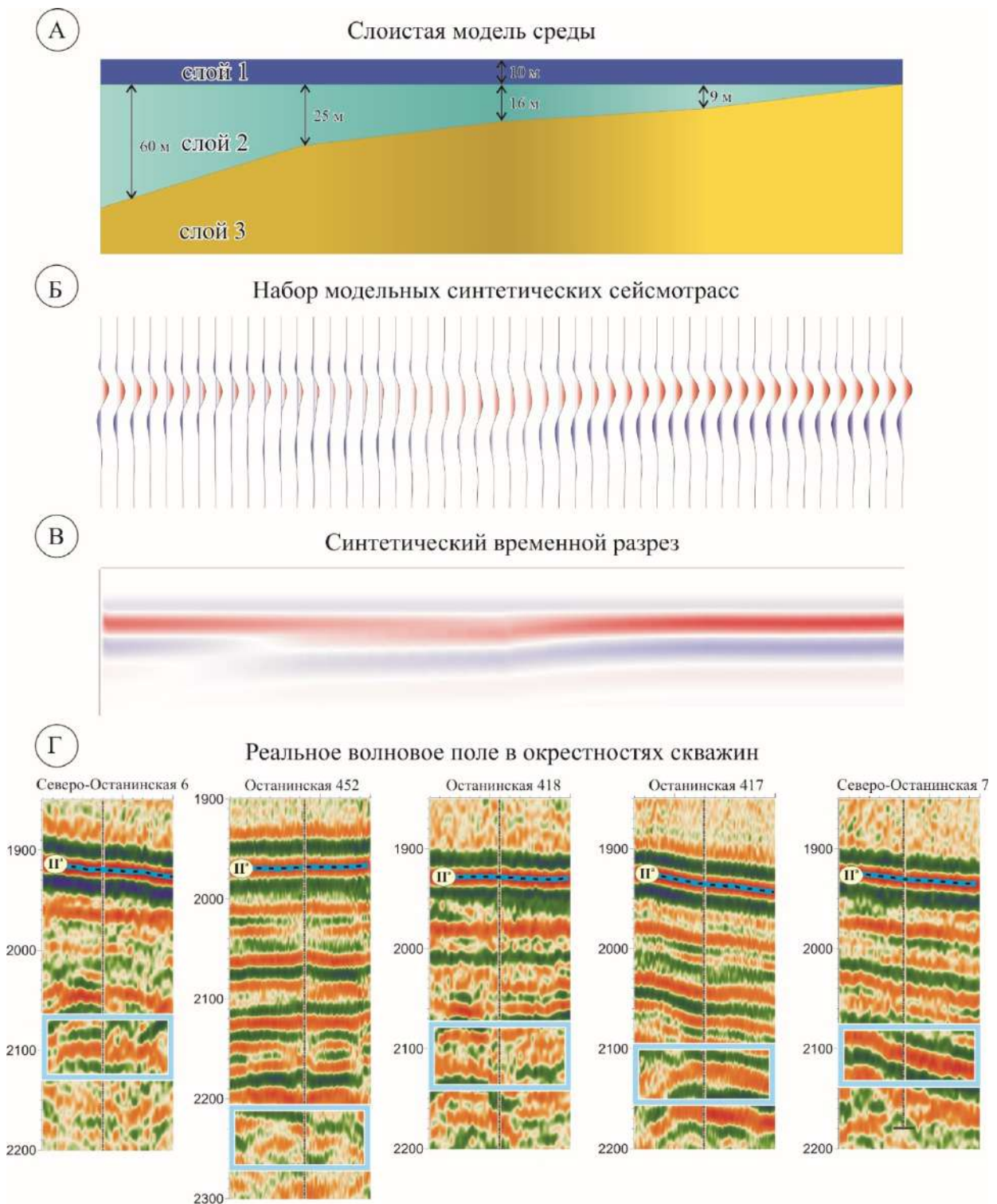


Рис. 1. Результаты математического моделирования волнового поля отложений НГГЗК (А, Б, В) и реальное волновое поле в окрестностях скважин (Г)

Отложения коренного палеозоя в районе исследований не контрастируют между собой. Для всех литотипов (доломиты замещения, кремнеаргиллиты, известняки) значения плотностей и скоростей пробега продольных волн являются

близкими по значению. Для третьего слоя модели заданы следующие значения: плотность: $2,3 \text{ г/см}^3$ скорость варьирует от 6 до 6,5 м/с. Таким образом, наиболее значимой переменной величиной в данной модели является мощность коры выветривания.

На рис. 1, Б наблюдается следующая картина: при мощности коры менее 10 метров и полном ее отсутствии в разрезе волновое поле характеризуется высокими амплитудами как положительной, так и отрицательной фаз. При мощности коры от 10 до 30 м амплитуды отраженной волны резко падают и появляется дополнительная низкоамплитудная неявно выраженная фаза. В области, где мощность коры выветривания превышает 30 м значения амплитуд достаточно высокие, но ниже, чем в зоне отсутствия коры.

Для проверки модели на реальных данных была построена корреляционная схема по скважинам изучаемого района (рис. 1, В). Скважины Северо-Останинская 6, Останинские 452, 418, 417 пробурены в зоне, где угольный пласт U_{10} залегает на коре выветривания, развитой по кремнистым известнякам. Мощность коры в скв 6 – 60 м, скв 452 – 25 м, скв 418 – 16 м, скв 17 – 9 м. Скважина Северо-Останинская 7 расположена в зоне развития доломитов замещения, которые перекрыты непосредственно пластом U_{10} . Параметры реального волнового поля в точках скважин соответствуют модельным (рис. 1, Г).

Таким образом, мощность коры выветривания в значительной степени влияет на волновую картину в пределах отложений НГГЗК. На карте распределения амплитудных характеристик волны Φ_2 в пределах изучаемого района высоким значениям амплитуд соответствуют зоны отсутствия коры выветривания или зоны развития коры мощностью до 10 м. Это является положительным фактором для нефтегазоносности толщи доломитов замещения и отрицательным для зоны развития силикатсодержащих пород. При этом доломиты замещения и известняки, перекрытые маломощной корой выветривания, не отличаются по амплитудным характеристикам, что продемонстрировано на рис. 1, Б, В, Г (скв. 417 и 7).

Как уже было отмечено, пустотное пространство кремнийсодержащих пород палеозоя и развитой по ним коры выветривания обеспечено наличием трещиноватости и каверн выщелачивания кремнистых частиц. Соответственно, важной задачей является картирование зон повышенной трещиноватости. Сотрудниками ИНГГ СО РАН проведен ряд теоретических и экспериментальных исследований по моделированию влияния трещиноватости сплошной среды на спектральные характеристики отраженного сигнала. В данных работах показано, что спектр волны, отраженной от трещиноватой области, при упругопластическом поведении среды резко теряет часть частот и существенно отличается от спектра волны в сплошной среде, а также разработан метод анализа временных разрезов, в рамках которого осуществляется фильтрация временного разреза в скользящем окне с подбором коэффициентов преобразования и весов [6].

В рамках настоящих исследований были проанализированы спектральные характеристики в точках продуктивных и непродуктивных скважин (рис. 2, Б). Волновой пакет Π^a , формирующийся на баженовской свите – самом надежном

геолого-геофизическом репере в Западной Сибири, характеризуется выдержанными по площади динамическими параметрами, частотные спектры в разных точках схожи. Спектры волнового пакета Φ_2 в скважинах Останинская 450 и Останинская 423 имеют существенные различия. В точке скважины 450, в которой получен приток нефти из трещиноватого коллектора, спектр характеризуется малым количеством колебаний с частотой 20-25 Hz по сравнению с окрестностью скважины 423, в которой притока пластовых флюидов не получено.

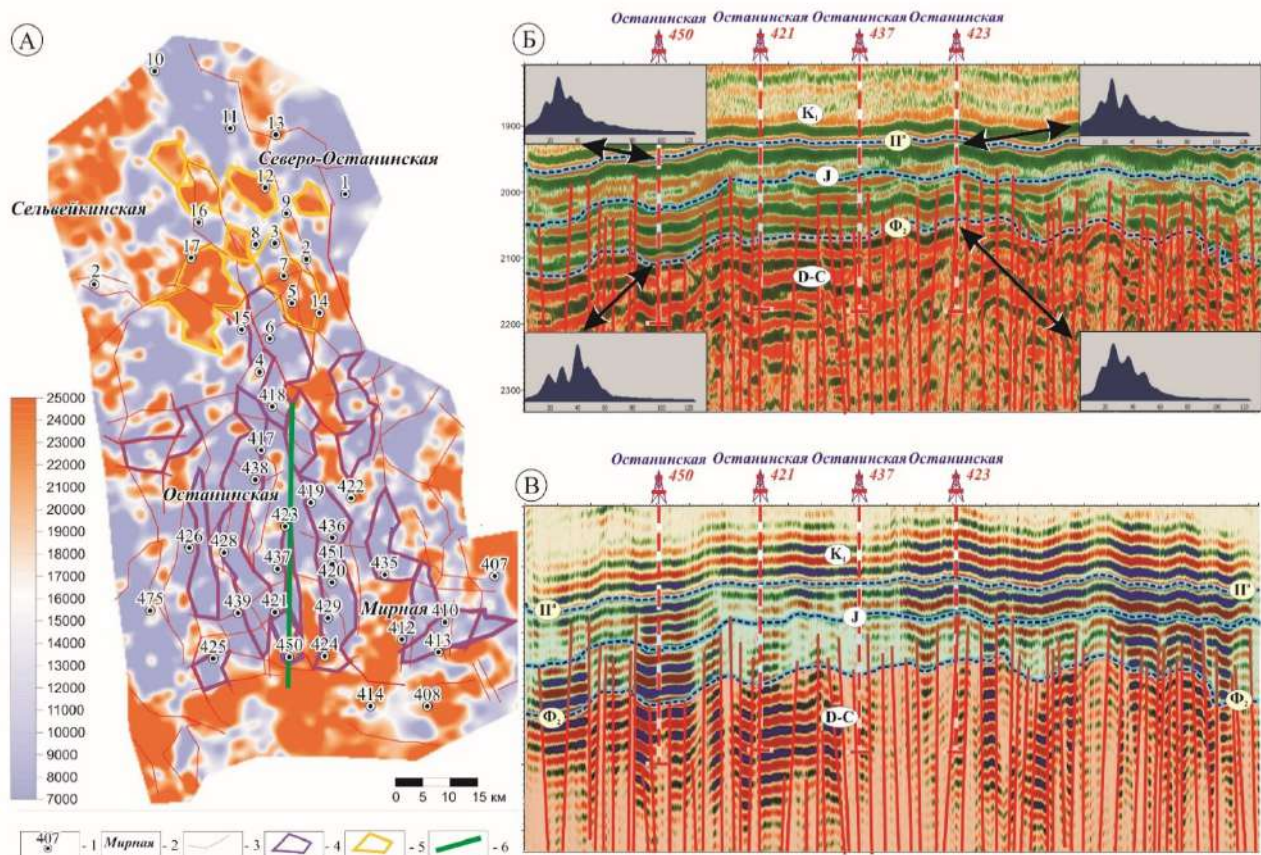


Рис. 2. А – карта распределения амплитуд отраженных волны в диапазоне ± 30 мс от горизонта Φ_2 после спецобработки, Б, В – фрагмент временного разреза МОГТ по профилю №940309 до процедуры спецобработки и после неё:

1 – скважины, 2 – названия площадей, 3 – разрывные нарушения, 4 – блоки, перспективные для формирования коллекторов в отложениях кремнистых известняков, кремнеаргиллитов и развитых по ним кор выветривания, 5 – блоки, перспективные для формирования коллекторов в отложениях доломитизированных известняков

Приведенный спектральный анализ позволяет использовать описанный выше метод специальной обработки сейсмических разрезов для выявления зон повышенной трещиноватости. На рис. 2 приведен фрагмент временного разреза по профилю №940309 до процедуры спецобработки (рис. 2, Б) и после нее (рис. 2, В). Решить проблему выявления зон повышенной трещиноватости пу-

тем анализа амплитудных характеристик разрезов МОГТ не представляется возможным ввиду близких значений параметра, тогда как применение частотного фильтра дает гораздо более кондиционную картину. После спецобработки всех временных разрезов была построена карта распределения амплитудных характеристик волны Φ_2 (рис. 2, А), на которой в пределах Останинской площади выделяются зоны пониженных амплитуд, ограниченные разрывными нарушениями, а на Северо-Останинской - блоки повышенного значения параметра. Данные объекты предлагается рассматривать, как перспективные в отношении нефтегазоносности.

Заключение

Останинское и Северо-Останинское месторождения, находясь в непосредственной близости друг от друга, характеризуются принципиально разным геологическим строением.

1) На Северо-Останинской площади продуктивна толща доломитов замещения девонского возраста, которые, вероятно, формировались в относительно мелководных условиях. Коллектор трещинно-кавернозно-поровый. Генезис пустотного пространства связан с метасоматической доломитизацией. Скважины, вскрывшие залежь, расположены на склоне поднятия. Продуктивные отложения выходят на эрозионную поверхность, перекрываются контрастным по акустическим характеристикам угольным пластом и на временных разрезах характеризуются высокими значениями амплитуд отраженных волн.

2) На Останинской площади перспективы нефтегазоносности связаны с силицитами, кремнеаргиллитами, кремнистыми известняками, формировавшимися в относительно глубоководных условиях, и развитой по ним корой выветривания. Кора составляет с подстилающими породами единые резервуары. Пустотное пространство образовано за счёт выщелачивания кремнистых скелетных частиц, а также за счет трещиноватости. Наибольшие мощности коры выветривания приурочены к контрастным эрозионно-тектоническим выступам доюрского комплекса, которые характеризуются пониженными значениями амплитуды волнового пакета Φ_2 , и наиболее четко выделяются на амплитудных картах и разрезах после применения частотного фильтра.

Мощность коры выветривания является главным фактором, влияющим на амплитудные характеристики волнового пакета Φ_2 , а наличие трещиноватости влияет на изменение его частотного спектра.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Томской области, проект 19-45-700009 р_а.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гаврилов В. П. Мобилистские идеи в геологии нефти и газа // Геология нефти и газа. – 2007. – № 2. – С. 41–47.

2. Мочалкина Л. Н. О нефтегазоносности западной сибери с позиций мобилизма // Вестник Югорского государственного университета. - 2009. - Вып. 3 (14). - С. 70–73.
3. Проблемы тектоники и тектонической эволюции Арктики / Верниковский В. А., Добрецов Н. Л., Метелкин Д. В., Матушкин Н. Ю., Кулаков И. Ю. // Геология и геофизика. – 2013. – т. 54. – № 8. – С. 1083–1107.
4. Геология нефти и газа Западной Сибири / Под ред. А. Э. Конторовича, И. И. Нестерова, Ф. К. Салманова и др. – М. : Недра, 1975. – 680 с.
5. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. / Под ред. Е. А. Елкина, В. И. Краснова: Изд-во СО РАН, филиал "ГЕО", Новосибирск, 2001. - 165 с.
6. Использование спектральных характеристик сейсмической записи для прогноза зон улучшенных коллекторов / Гик Л. Д., Конторович В. А., Канаков М. С., Лапковский В. В., Лунев Б. В., Немирович-Данченко М. М. // Технологии сейсморазведки. – 2013. – № 3. – С. 16–20.

© К. И. Канакова, М. С. Канаков, 2019