

*V. A. Kazanenkov**

История формирования залежей углеводородов в пластах группы Ю₂–Ю₄ на севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
* e-mail: KazanenkovVA@ipgg.sbras.ru

Аннотация. В работе на основе систематизации и обобщения значительного по объему первичного фактического материала и опубликованных работ охарактеризованы элементы нефтегазовой системы батского резервуара (наиболее перспективного объекта юры) и восстановлена история формирования залежей в группе пластов Ю₂–Ю₄ на крупных поднятиях в северных районах Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей. По результатам исследований установлено, что на рассматриваемой территории начальный этап заполнения ловушек углеводородами определяется временем погружения нефтепроизводящих пород юры в главную зону нефтеобразования. Современный облик залежи приобрели после завершения перестройки структурного плана кровли верхнетюменской подсвиты на неотектоническом этапе развития Западно-Сибирской геосинеклизы. Используемый в исследованиях подход повышает степень достоверности оценки перспективных объектов и может послужить основой для оптимизации схем размещения поисково-оценочных скважин.

Ключевые слова: Западная Сибирь, Надым-Тазовское междуречье, батский резервуар, нефтегазовая система

*V. A. Kazanenkov**

Evaluation of the petroleum accumulations in Yu₂–Yu₄ layers in the north part of the West Siberian oil and gas province

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation
* e-mail: KazanenkovVA@ipgg.sbras.ru

Abstract. Petroleum system elements of the Bathonian reservoir (the most promising Jurassic object) were characterized based on systematization and integration of a huge geological and geophysical dataset and published articles. The history of the petroleum accumulations formation in Yu₂–Yu₄ layers on large uplifts in the northern parts of the Nadym-Pur and Pur-Taz petroleum regions was restored. According to the research results, it was found that in the area of investigation, the initial stage of traps filling with hydrocarbons is determined by the time of the Jurassic source rocks burial into the main oil window. The present configuration of the accumulations was achieved after the final rearrangement of the Tyumen formation top structural surface at the neotectonic stage of the development of the West Siberian geosyncline. The approach used in the study increases the level of reliability of the potential prospects assessment and can serve as a basis for optimizing the exploration wells placement schemes.

Keywords: West Siberia, Nadym-Taz interfluvium, Bathonian reservoir, oil and gas system

Введение

Одним из важных аспектов при оценке перспектив нефтегазоносности какой-либо территории осадочного бассейна является восстановление истории формирования залежей УВ. Согласно теории осадочно-миграционного нафтидогенеза при прохождении в какое-то геологическое время нефтегазопроизводящими породами зон интенсивного нефте- и газообразования начинается миграция УВ. Очевидно, что отсутствие надежного флюидоупора на путях этой миграции приведет к рассеиванию УВ. Однако его наличие не является достаточным условием для формирования залежи. Для этого необходима ловушка. Если во время внутрирезервуарной миграции УВ ловушки еще не существовало, то это также приведет к рассеиванию УВ. Поэтому важно знать, как в геологическом прошлом развивалась нефтегазовая система отдельного резервуара.

В северной части Западно-Сибирской НГП одним из наиболее перспективных объектов в юрском разрезе является батский резервуар с регионально нефтегазоносной группой продуктивных горизонтов Ю₂–Ю₄ (проницаемый комплекс), перекрытых глинистыми образованиями верхов бата–келловея (флюидоупор). Под продуктивным горизонтом Ю₄, Ю₃, Ю₂ (далее по тексту горизонт) понимается совокупность проницаемых пластов в его составе, которые разделены относительно непроницаемыми пачками глин.

Настоящая работа посвящена выявлению особенностей развития нефтегазовой системы батского резервуара и реконструкции истории формирования в нем залежей УВ на территории северных районов Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО (Надым-Енисейское междуречье).

Методы и материалы

Исследования основывались на систематизации и обобщении первичного фактического материала и опубликованных работ по органической геохимии нижне- и среднеюрских пород, строению глинистой толщи флюидоупора, истории тектонического развития и реконструкциям историко-геологических процессов образования УВ в очагах генерации рассматриваемой территории.

Характеристика проницаемого комплекса резервуара (верхнетюменская подсвета) базировалась на комплексном анализе материалов ГИС и описаний керна из скважин Ямбургской, Нижнехадьтинской, Восточно-Медвежьей, Нерутинской, Уренгойской, Нижнепурской, Ярояхинской, Заполярной, Хальмерпаютинской, Туколандо-Вадинской и других площадей. В результате этих исследований выполнены палеогеографические реконструкции и выявлены региональные особенности распространения коллекторов, которые обусловлены различными обстановками осадконакопления, существовавшими на рассматриваемой территории во время формирования верхнетюменской подсветы.

Результаты

Строение коллекторов. В начале поздне-тюменского времени территория современного Надым-Енисейского междуречья представляла собой равнину со сглаженным рельефом, образовавшуюся в результате регрессии моря леонтьев-

ского времени. На большей части этой территории была развита аллювиально-озерно-болотная равнина, занимавшая пониженные участки палеорельефа. На западе и востоке – располагались озерно-аллювиальные равнины. В северном направлении они сменялись дельтовыми и прибрежными равнинами, к северу от которых находился морской бассейн [1].

Во время накопления осадков горизонта Ю₃ на большей части территории также существовал преимущественно континентальный режим. Однако на этом этапе осадконакопления в пределы аллювиально-озерно-болотной равнины неоднократно с севера проникало море, которое кратковременно заливало пониженные участки палеорельефа. Свидетельством этому являются находки различных групп морской биоты, закономерно распределенные по всему разрезу горизонта Ю₃ [1].

Горизонт Ю₂ формировался в условиях постепенной трансгрессии моря, которая по смене обстановок осадконакопления в позднемамышевское время отчетливо фиксируется в разрезах верхней части верхнетюменской подсветы в центральных районах осадочного бассейна. Нижняя часть разреза повсеместно представлена континентальными отложениями. По мере трансгрессии морского бассейна на юг эти отложения сменялись дельтовыми и прибрежно-континентальными, которые в дальнейшем перекрывались прибрежно-морскими. На заключительном этапе формирования горизонта Ю₂ накопление осадков происходило в мелководно-морских условиях [1].

Из выше изложенного следует, что в отложениях аллювиального комплекса (время формирования горизонта Ю₄) песчаные тела имеют вытянутую, в разной степени извилистую форму. Тела коллекторов, образовавшихся в дельтовом комплексе, распространены в виде линз, имеющих в плане достаточно сложную форму. Такие тела в сочетании с телами руслового генезиса характерны для горизонта Ю₃. Песчаные образования прибрежно-континентального и прибрежно-морского комплексов образуют тела, распространение которых в плане контролировалось палеорельефом, а также количеством обломочного материала и направлениями его поступления с суши. Коллектора, представленные этими отложениями, являются основными резервуарами нефти и газа в горизонте Ю₂.

В настоящее время пористость коллекторов в выявленных залежах батского резервуара на рассматриваемой территории изменяется от 13 до 17 %, что свидетельствует о сохранении пустотного пространства гранулярных коллекторов на глубинах ниже -3500 м. В работе [2] утверждается, что на севере Западной Сибири коллекторский потенциал глубоководных отложений юрского комплекса сохраняется глубже минус 5000 м. При этом отмечается, что ФЕС углеводородонасыщенных пород заметно выше, чем водонасыщенных. Причиной сохранения эффективных коллекторов является прекращение постседиментационных преобразований в порах пород со времени начала аккумуляции в них УВ, которые препятствуют новому минералообразованию. Вторым фактором, способствующим сохранению коллекторских свойств на больших глубинах, является развитие АВПД [3].

Строение флюидоупора. К главным качественным показателям глинистых флюидоупоров, определяющим их экранирующие свойства, относятся толщина, минералогический и литологический состав пород и их пористость [4].

В Надым-Пурском междуречье флюидоупором для залежей углеводородов в пластах Ю₂–Ю₃ служит глинистая толща абалакской свиты (верхи батского яруса–низы волжского). В западных районах Пур-Тазовского междуречья залежи экранируются глинами нижневасюганской подсвиты (верхи батского яруса–низы нижнего оксфорда), а на востоке – точинской свитой (верхи батского яруса – низы верхнего келловея). Таким образом для флюидоупора с разным стратиграфическим объемом (из-за диахронности верхней границы) общим элементом в разрезе является глинистая толща его нижней части поздний бат–келловейского возраста, накопление осадков которой происходило в морском бассейне [5]. Эта толща служит основной покрывкой для залежей в пластах Ю₂. Ее общая толщина изменяется от 25–30 м до 100–120 м. Минимальными толщинами характеризуются нижневасюганская подсвита и точинская свита, а максимальными – абалакская совместно с баженовской.

Абалакская, точинская свиты и нижневасюганская подсвита сложены тонкоотмученными аргиллитами. В двух последних встречаются прослой темно-серых алевролитов, что снижает их качество. В составе глинистого вещества пород доминирует гидрослюда (50–75 %). В подчиненном количестве определены смешанослойные образования, хлорит и каолинит. Общая пористость аргиллитов не превышает 10 % [6, 2].

В работе [7], за начало времени литификации глинистой толщи до состояния флюидоупора принят момент, когда пористость в глинах уменьшилась до 30 %. По материалам [2] в Западно-Сибирском осадочном бассейне такое уменьшение пористости происходит на глубинах 750–1100 м. В настоящей работе принято, что это условие выполняется на глубинах 900–1000 м. Исходя из этого, определено время литификации глин нижней части флюидоупора.

Первыми уплотнились глины точинской свиты в восточной части Большехетского НГР в раннем валанжине (~ 139–138 млн лет назад). Самая ранняя литификация флюидоупора на этой территории обусловлена относительно высокой скоростью накопления сиговской (~100 м) и яновстанской свит (200–300 м), выше которых сформировались первые клиноформы нижнего мела. В западной части Большехетского и в Тазовском НГР глины точинской свиты уплотнились в середине валанжинского века (~ 136–135 млн лет назад).

Глины нижневасюганской подсвиты в Уренгойском районе уплотнились до состояния флюидоупора в начале позднего валанжина (~ 134–133 млн лет назад) после накопления чеускинской пачки, перекрывающей пласт БУ₁₂.

Глинистая толща абалакской свиты уплотнилась в начале готеривского века (~ 132 млн лет назад) после накопления уренгойской пачки (шоколадных глин), перекрывающей пласт БН₉.

Асинхронность литификации глинистых толщ до состояния флюидоупора обусловлена боковым заполнением осадками морского бассейна в позднем бер-

риасе–раннем апте, в результате которого сформировалась косослоистый клиноформный комплекс нижнего мела.

Нефтегазопроизводящие породы (НГПП). В настоящее время большинством исследователей признается, что наиболее высокие концентрации рассеянного ОВ характерны для глинистых отложений, накапливавшихся в субаквальных морских и озерных обстановках. В разрезе нижней и средней юры к преимущественно глинистым по составу относятся левинский, китербютский, лайдинский и леонтьевский горизонты. Они в разных концентрациях содержат РОВ аквагенного, террагенного и смешанного типов. При этом необходимо отметить факт повышенного содержания РОВ аквагенного типа в отдельных прослоях вымского и малышевского горизонтов в Пур-Тазовском междуречье [8].

В наиболее погруженной части Большехетской мегасинеклизы уровень зрелости органического вещества изменяется от АК₃ в основании юрского разреза, что указывает на существенную реализацию генерационного потенциала нижнеюрскими оложениями, до градаций МК₂²–МК₃¹ в кровле среднеюрского комплекса – конец главной зоны нефтеобразования и начало глубинной зоны интенсивного газообразования (по шкале А.Э. Конторовича и А.А. Трофимука).

Ловушки. По результатам палеотектонических реконструкций основной этап формирования антиклинальных структур различных порядков на территории Надым-Енисейского междуречья связан с коньякск–маастрихтскими веками мелового периода и кайнозойской эрой. Это было обусловлено активизацией тектонических процессов, приведших к существенному расширению Колтогорско-Уренгойского регионального мегажелоба, вдоль которого были сформированы вытянутые в северном направлении положительные структуры – Уренгойский и Часельский мегавал, Вынгапуровский, Етыпуровский, Харампурский валы [9, 10]. В коньяк–кайнозойский этап также завершилось развитие Юбилейного, Ямсовейского поднятий и Северного свода, которые расположены вдоль западного борта Колтогорско-Уренгойского мегажелоба [9]. При этом надо отметить, что на месте современных Уренгойского мегавала, Тазовского, Заполярного, Юбилейного, Ямсовейского, Песцового поднятий к концу юрского периода уже существовали небольшие по площади малоамплитудные структуры, которые на раннемеловом этапе развития испытывали слабый рост [10–12].

В западной части Надым-Енисейского междуречья на протяжении юры, раннего мела и сеномана процессы структурообразования протекали слабо. К туронскому веку в структурном плане кровли баженовской свиты были сформированы только малоамплитудные, изометричной формы купола на Южно-Медвежьей, Пангодинской, Верхненадымской и Харвутинской площадях. Формирование этих структур началось после туронского века. В турон–маастрихтский века в качестве единого замкнутого тектонического элемента развивался Медвежий мегавал, в составе которого выделяется серия локальных поднятий. Однако наиболее интенсивно формирование Медвежьего мегавала, Восточно-Медвежьего, Пангодинского и других поднятий происходило в кайнозое [13].

В северо-западной части рассматриваемой территории по результатам палеотектонических реконструкций было установлено непрерывное развитие Ям-

бургского поднятия на протяжении мезозойской и кайнозойской эр [14]. При этом авторами отмечен устойчивый прирост его амплитуды с юрского этапа по турон–кайнозойский включительно.

История формирования залежей углеводородов определяется временем катагенетических преобразований ОВ нефтегазопроизводящих пород, временем формирования ловушек нефти/газа и литификации глинистых отложений до состояния флюидоупора. В Надым-Енисейском междуречье в качестве очага нефтегазообразования рассматривается Большехетская синеклиза, в наиболее погруженных впадинах которой подошва юрских отложений в настоящее время находится на глубинах ниже 7,5 км.

В ГЗН породы нижней юры начали погружаться на севере синеклизы около 160–155 млн лет назад (оксфордский век). В ее северо-западной части это произошло 135–130 млн лет назад (с середины валанжинского по конец готеривского веков). Завершился процесс в альбском веке на бортах синеклизы 110–100 млн лет назад. Выход нижнеюрских НГПП из ГЗН начался в позднем барреме – начале апта (125–120 млн лет назад) и продолжался до середины палеоцена (60 млн лет назад). В ГЗГ породы нижней юры начали погружаться примерно 110–100 млн лет назад (альбский век). Выход пород нижней юры из этой зоны завершился во второй половине палеоцена–начале эоцена, 60–50 млн лет назад [15].

НГПП среднеюрского комплекса в ГЗН начали погружаться в конце валанжинского–готеривском веках 135–130 млн лет. Выход пород из этой зоны начался в середине сантонского века 85 млн лет назад. В ГЗГ отложения средней юры в наиболее погруженной северной части синеклизы вошли от 100 до 60 млн лет назад (поздний мел–ранний палеоцен). На значительной части территории синеклизы они из этой зоны не вышли [15].

На севере Пур-Тазовской и Надым-Пурской НГО залежи конденсатного газа в пластах верхнетюменской подсвиты выявлены на Тазовском, Заполярном, Русском, Ямбургском и Песцовом месторождениях. В период реализации главной фазы нефтеобразования ОВ пород нижней юры, которая наиболее интенсивно продолжалась с начала аптского до середины кампанского веков, палеоловушка, как указывалось выше, уже существовали, но их площади и амплитуды были значительно меньше современных.

Примерно на 13–14 млн лет раньше начала интенсивной генерации нефти до состояния флюидоупора уплотнились глины точинской свиты в Тазовском НГР. Следовательно, в контурах палеоструктур Тазовского, Заполярного и Русского месторождений с начала аптского века в пластах верхнетюменской подсвиты могли начать аккумулироваться сначала жидкие, а затем газообразные УВ. Формирование залежей завершилось с окончанием развития поднятий.

Несколько позднее начали формироваться залежи в северной части Надымского НГР, где НГПП нижней юры находились в ГЗН с середины валанжинского по альбский век. Максимальная скорость генерации жидких углеводородов ОВ этих отложений была достигнута в конце аптского – начале альбского веков [15].

Выше отмечалось, что на этой территории глинистая толща абалакской свиты уплотнилась до состояния флюидоупора в начале готеривского века. Небольшие купола, выраженные в рельефе кровли тюменской свиты, существовали с юрского периода в районе Ямбургского и Песцового поднятий. Таким образом, можно предположить, что первичные скопления УВ в палеоловушках батского резервуара на Ямбургском и Песцовом месторождениях могли образовываться с альбского века. Завершился период формирования залежей в кайнозойскую эру после окончательного этапа структурообразования ловушек.

В южной части синеклизы история погружения НГПП нижней и средней юры и этапов преобразования ОВ изучена на примере разреза скв. Тюменская СГ6 [7], которая пробурена в осевой части Нижнепурского мегапрогиба.

Фаза раннекатагенного образования метана нефтегазопроизводящими породами нижней юры в районе скв. Тюменская СГ6 была реализована в келловее – барреме, а средней юры в готериве – начале альба.

В органическом веществе нижнеюрских отложений главная фаза нефтеобразования (этап II – среднекатагенный) началась около 128,2 млн лет назад в барреме и закончилась около 49,5 млн лет назад в раннем эоцене. Фаза интенсивного позднекатагенного образования газа (этап III) в нижнеюрских НГПП длится с начала датского века палеоценовой эпохи (65 млн лет назад). Из этой зоны на настоящий момент геологической истории отложения нижней юры не вышли.

Породы средней юры в ГЗН (этап II) начали погружаться около 96 млн лет назад (середина сеноманского века). Они и в настоящее время находятся в этой зоне. Фаза интенсивного позднекатагенного образования газа (этап III) в отложениях средней юры места не имела [7].

Южная часть Большехетского очага, вероятнее всего, служила одним из источников УВ в залежах батского резервуара Уренгойского месторождения.

Выше было отмечено, что к концу юрского периода на месте современного Уренгойского мегавала существовали небольшие по площади малоамплитудные структуры. В берриас–сеноманский века эти поднятия испытывали тенденцию к слабому росту. Наиболее интенсивно формирование Уренгойского мегавала началось после туронского века.

Сопоставление истории формирования Уренгойского поднятия, времени литификации глин нижневасюганской подсвиты и времен реализации основных фаз генерации УВ органическим веществом НГПП нижней и средней юры показывает, что только небольшой объем углеводородного газа раннего этапа генерации из нижнеюрских пород мог аккумулироваться в палеоловушках Уренгойской площади. В последующем сообразно росту поднятий в палеоловушках могли аккумулироваться газообразные УВ раннекатагенной фазы генерации из среднеюрских пород, а затем жидких УВ, образовавшихся из ОВ ниже- и среднеюрского комплексов при погружении их в ГЗН.

Наиболее активно формирование залежей в пластах Ю₂–Ю₄ Уренгойского месторождения началось после туронского века, когда образовалась линейно вытянутая структура, объединившая отдельные локальные поднятия. В кайнозойскую эру на фоне существенного усиления относительного роста Уренгойского

мегавала в первичные скопления нефти поступали газообразные УВ позднекатагенной фазы генерации из нижнеюрских пород. Это привело к частичному разрушению нефтяных залежей и образованию нефтегазоконденсатных скоплений.

Заключение

В Пур-Тазовской НГО на Тазовском, Заполярном, Русском месторождениях УВ, образовавшиеся в НГПП нижней юры, начали аккумулироваться с начала аптского века. В северной части Надым-Пурской НГО первичные скопления углеводородов в палеоловушках на Ямбургском и Песцовом месторождениях могли образовываться с конца аптского века. Завершилось формирование залежей в кайнозойскую эру, что было связано с окончанием развития поднятий.

Процесс накопления УВ в пластах батского резервуара на перечисленных месторождениях контролировался в первую очередь временем начала реализации главной фазы нефтеобразования ОВ пород нижней юры.

На Уренгойском месторождении наиболее активно формирование нефтяных залежей в пластах батского резервуара началось в конце мелового–начале палеогенового периодов, когда образовалась линейно вытянутая структура, объединившая отдельные локальные поднятия. В неогеновом периоде поступление в нефтяные залежи большого объема углеводородного газа позднекатагенной фазы преобразования ОВ нижнеюрских толщ привело к их разрушению и образованию нефтегазоконденсатных скоплений.

Результаты, полученные в процессе выполненных исследований, могут служить базой для разработки планов геологоразведочных работ, нацеленных на изучение перспективных участков с ресурсами УВ в отложениях средней юры.

Благодарности

Работа выполнена в рамках научной темы FWZZ-2022-0007 «Цифровая модель Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, седиментогенез и литостратиграфия, закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений, детализированная количественная оценка ресурсов углеводородов в традиционных и нетрадиционных скоплениях как основа прогноза развития нефтегазового комплекса» Государственной программы ФНИ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Казаненков В. А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в позднем байосе-бате // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62, – № 8. – С. 1172-1187.
2. Ушатинский И. Н., Рыльков А. В. Минералогия и геохимия триас-юрских отложений на севере Западной Сибири // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1999. – № 4. – С. 13–19.
3. Серебряков В. А., Серебрякова Л. К. Прогнозирование пористости терригенных пород, залегающих в условиях аномально высоких пластовых давлений (АВПД) // II Всесоюзная конференция «Коллекторы нефти и газа на больших глубинах»: Материалы конференции. – Москва, 1978. – С. 175-176.
4. Прозорович Г. Э. Покрышки залежей нефти и газа / Г.Э. Прозорович // Труды ЗапСибНИГНИ. – М.: Недра, 1972. – Вып. 49. – 120 с.

5. Рыжкова С. В., Вакуленко, Л.Г., Казаненков В. А. и др. Фациально-стратиграфическое районирование келловей-кимериджских отложений Западно-Сибирского осадочного бассейна // Геология и геофизика. – 2020 – Т. 61. – № 3. – С. 409-421.
6. Ян П. А., Вакуленко Л. Г., Бурлева О. В. и др. Литология келловей-оксфордских отложений в различных фациальных районах Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11-12. – С. 1897-1907.
7. Конторович А. Э., Бурштейн Л. М., Малышев Н. А. и др. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) // Геология и геофизика. – 2013(а). – Т. 54, – № 8. – С. 1179-1226.
8. Ким Н. С., Родченко А.П. Органическая геохимия и нефтегенерационный потенциал юрских и меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1236 – 1252.
9. Конторович В. А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, № 4. – С. 461-474.
10. Конторович В. А., Аюнова Д. В., Губин И. А. и др. Сейсмостратиграфия, история формирования и газонасность структур Надым-Пурского междуречья (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 8. – С. 1583-1595.
11. Первухина Н. В., Шемин Г. Г., Москвин В. И. История формирования антиклинальных ловушек и залежей нефти и газа в юрских отложениях севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3–4. – С. 472-483.
12. Воробьев С.В., Горбунов П. А., Максименко О. В. Тектоническая дислоцированность мезозойско-кайнозойских отложений как один из основных нефтегазоконтролирующих признаков в северной части Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа. – 2020. – № 1. – С. 57-68.
13. Конторович В. А., Конторович Д. В., Сурикова Е.С. История формирования крупных антиклинальных структур — ловушек для уникальных газовых залежей на севере Западной Сибири (на примере Медвежьего месторождения) // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 862 – 873.
14. Сурикова Е. С., Калинина Л. М. Структурная характеристика и анализ истории тектонического развития северных районов Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое (по результатам интерпретации региональных сейсмических профилей 27 и 32) // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 101–108.
15. Сафронов П. И., Дешин А. А. История генерации углеводородов в юрских нефтегазопроизводящих толщах Большехехетской мегасинеклизы [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15, № 2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2020/11_2020.html, свободный.

© В. А. Казаненков, 2024