



## ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПЛАСТАХ МАЛЫШЕВСКОЙ СВИТЫ НА ТЕРРИТОРИИ КАРСКО-ЯМАЛЬСКОГО РЕГИОНА

В. А. Казаненков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. А. А. Трофимука, Новосибирск, Россия

Дана характеристика нефтепроизводящих пород, рассмотрены строение флюидоупора и этапы формирования антиклинальных структур в пределах Карско-Ямальского региона, ограниченного с юга Мессояхской наклонной грядой. Исследования выполнены на основе комплексного обобщения опубликованных геологических и геохимических материалов. Показано, что нефтегазогенерирующими свойствами обладали все свиты нижней и средней юры, которые содержат в разных пропорциях кероген аквагенного, террагенного и смешанного типов. Существенная реализация генерационного потенциала за счет высокой катагенетической преобразованности ОВ в породах средней и особенно нижней юры обусловила формирование в коллекторах малышевской свиты главным образом скоплений конденсатного газа. Рассмотрена стадийность формирования глинистого флюидоупора в процессе литогенеза, которая определялась особенностью последовательного трансгрессивно-регрессивного заполнения осадками относительно глубоководного морского бассейна в позднем берриасе – раннем апте. Отдельно проанализирована история формирования антиклинальных структур в кровле юрского структурного яруса. В результате установлено, что залежи УВ сформировались в пределах структур, главные этапы развития которых совпали с юрским периодом и раннемеловой эпохой. На основе сопоставления информации о времени уплотнения глинистых толщ позднебатско-келловейского возраста до состояния флюидоупора и времен реализации основных фаз генерации УВ нефтегазопроизводящими породами определено время начала заполнения ловушек углеводородами. Сделан вывод, что асинхронность литификации глинистых отложений флюидоупора предопределила разновременность формирования залежей УВ в малышевской свите в геологическом прошлом.

**Ключевые слова:** Западная Сибирь, нижнесреднеюрские отложения, нефтегазопроизводящие породы, батский резервуар, флюидоупор, ловушка, залежи углеводородов.

## HISTORY OF HYDROCARBON ACCUMULATIONS IN BEDS OF THE MALYSHEVKA FORMATION ON THE TERRITORY OF KARA-YAMAL REGION

V. A. Kazanenkov

A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia

The paper describes the characteristics of source beds, considers the structure of fluid seals and formation stages of anticline structures within Kara-Yamal region, bounded from the south by the Messoyakha inclined ridge. Investigations were carried out on the basis of comprehensive generalization of published geological and geochemical materials. It is shown that all formations of the Lower and Middle Jurassic containing aquagene, terragene and mixed types of kerogen in various proportions, possessed oil and gas generating properties. The significant implementation of generation potential due to the high OM catagenetic transformation in rocks of the Middle and especially Lower Jurassic caused the formation of mainly condensate gas accumulations in reservoirs of the Malyshevka Formation. The stages of formation of clay fluid seal in the process of lithogenesis are considered, it was determined by the feature of subsequent transgressive-regressive sediment filling relative to the deep-sea basin in the Late Berriasian – Early Aptian. The history of the anticline structure formation in the roof of the Jurassic structural stage is analyzed separately. According to the results of this analysis, it was found that hydrocarbon accumulations matured within the structures whose main stages of development coincided with the Jurassic period and Early Cretaceous epoch. The beginning time of filling traps with hydrocarbons was defined on the basis of information comparison about the time of compaction of clay strata of the Late Bathonian – Kellovian to the state of fluid seal and time of implementation of the HC main generation phases by oil-and-gas generating rocks. It is concluded that the lithification asynchrony of the fluid seal clay deposits predetermined the time diversity of the HC accumulation generation in the Malyshevka Formation in geological past.

**Keywords:** West Siberia, Lower-Middle Jurassic deposits, oil-and-gas generating rocks, Bathonian reservoir, fluid seal, trap, hydrocarbon accumulations.

DOI 10.20403/2078-0575-2023-4a-43-52

История формирования залежей определяет последовательным развитием нефтегазовой системы, составными элементами которой являются нефтегазопроизводящие породы, проницаемый комплекс и флюидоупор резервуара, ловушки.

Согласно теории осадочно-миграционного нафтидогенеза, при прохождении в какое-то геологическое время нефтегазопроизводящими породами зон интенсивного нефте- и газообразования начинается масштабная миграция УВ через осадочные



отложения чехла. Очевидно, что отсутствие надежного флюидоупора на путях этой миграции приведет к рассеиванию УВ. Однако наличие экранирующей толщи не является достаточным условием для формирования залежи. Для этого необходима ловушка, главное свойство которой – способность улавливать и удерживать УВ. Если во время внутрирезервуарной (латеральной) миграции УВ ловушки еще не существовало, то это, естественно, также приведет к рассеиванию УВ. Поэтому важно знать, как в геологическом прошлом развивалась нефтегазовая система каждого продуктивного комплекса (в Западно-Сибирской НГП к ним относятся нижнеюрский, среднеюрский, верхнеюрский, нижнемеловой и др.) или на более детальном уровне отдельного резервуара в его составе.

Совместный анализ информации о погружении нефтегазопроизводящих пород и катагенетическом преобразовании в них ОВ, времени литификации глинистых толщ до состояния флюидоупора и образования ловушек позволяет реконструировать процесс формирования залежей нефти/газа во времени. Результаты таких исследований могут использоваться при обосновании объектов для постановки поисково-оценочного бурения.

В настоящей статье рассмотрена история формирования залежей отдельно для регионально нефтегазоносного батского резервуара, продуктивные отложения которого в Карско-Ямальском регионе представлены группой пластов Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>4</sub> малышевской свиты. Характеристика их геологического строения и коллекторских свойств дана ранее в работе [2], и потому коллектор как составной элемент нефтегазовой системы изучаемого объекта нами не рассматривается.

Основой для выполнения исследований послужили результаты комплексного обобщения материалов публикаций по органической геохимии нижне- и среднеюрских пород, строению глинистой толщи (флюидоупор), истории тектонического развития и реконструкциям историко-геологических процессов образования УВ в различных очагах генерации изучаемой территории.

### **Нефтегазопроизводящие породы нижней и средней юры**

В настоящее время подавляющим 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 Карско-Ямальского региона к преимущественно глинистым по составу свитам относятся левинская, китербютская, лайдинская и леонтьевская. Формирование их осадков происходило во время трансгрессий морского бассейна [1, 9]. Однако по результатам анализа опубликованной литературы, в которой приведена информация о геохимии ОВ нижнесреднеюрского комплекса пород в пределах

арктических районов Западной Сибири [1, 3, 9, 13], можно констатировать, что в Карско-Ямальском регионе нефтегазогенерационным потенциалом обладали также зимняя, шараповская, надояхская, вымская и малышевская свиты, формировавшиеся в регрессивные этапы развития морского бассейна [1, 9].

Таким образом, основываясь на материалах геохимических исследований кернового материала, можно сделать заключение, что на рассматриваемой территории нефте- и газопроизводящими служили все породы нижней и средней юры, которые в разных концентрациях содержат ОВ аквагенного, террагенного и смешанного типов. Надо отметить, что сверху вниз по разрезу современное среднее содержание  $C_{орг}$  в породах закономерно уменьшается. Это обусловлено более интенсивной катагенетической преобразованностью ОВ с увеличением глубины.

По материалам работы [15] на большей части внутренних районов изучаемой территории катагенез ОВ в подошве юрского комплекса соответствует градации АК<sub>3</sub>. Из этого следует, что в низах юрского разреза нефтегенерационный потенциал пород исчерпан полностью, а остаточный газогенерационный потенциал оценивается как невысокий. В кровле среднеюрского комплекса (малышевская свита) на большей части внутренних районов территории породы преобразованы до градаций МК<sub>1</sub><sup>2</sup>–МК<sub>3</sub><sup>1</sup>, что соответствует концу главной зоны нефтеобразования (ГЗН) и началу глубинной зоны интенсивного газообразования (ГЗГ). В Южно-Карской мегавпадине, где кровля малышевской свиты залегает на глубинах около 4500–4600 м, уровень зрелости ОВ в верхней части разреза средней юры по результатам математического моделирования прогнозируется до градации АК<sub>2</sub> [15].

### **История реализации нефтегазогенерационного потенциала органическим веществом нижней и средней юры**

На территории Карско-Ямальского региона выделяются два крупных очага генерации УВ: в южной части Карского моря в пределах Южно-Карской мегавпадины и в южной части Гыданского полуострова, где на тектонических схемах выделена надпорядковая отрицательная структура – Антипаютинская синеклиза. Ее южная граница проходит вдоль северного склона Мессояхской наклонной гряды.

Прежде чем перейти к рассмотрению истории погружения нефтегазопроизводящих толщ необходимо сделать два замечания.

1. В работе [3] отмечено, что раннекатагенные газы, генерированные нижне- и среднеюрскими нефтегазопроизводящими толщами на этапе протокатагенеза, в залежах отсутствуют, что связано с их рассеиванием во время вторичной миграции из-за отсутствия надежного флюидоупора. По этой причине информация об истории генерации биогенного метана в верхней зоне интенсивного газообразования не учитывалась.



2. Объединение зимней, левинской, шараповской, китербютской, надояхской свит в качестве единой толщи нефтегазопроизводящих пород нижней юры и лайдинской, вымской, леонтьевской, малышевской свит в качестве единой толщи нефтегазопроизводящих пород средней юры связано с тем, что в опубликованных работах по бассейновому моделированию в разрезах нижней и средней юры в качестве нефтегазопроизводящих толщ рассматриваются не все свиты, а только некоторые из них, что, по-видимому, обусловлено неодинаковой охарактеризованностью в различных научных организациях этих интервалов геохимическими исследованиями как по разрезу, так и по площади. С учетом этого замечания далее рассмотрена история погружения нижнесреднеюрских отложений в главные зоны нефте- и газообразования. Основным источником информации послужили результаты реконструкций историко-геологических процессов образования УВ [3, 11].

Наиболее длительной историей развития характеризуется очаг генерации УВ, который находится к западу от п-ова Ямал в пределах Южно-Карской мегавпадины.

В главную зону нефтеобразования породы нижней юры в наиболее глубокой части этого очага начали погружаться 165–160 млн лет назад, в конце батского – келловейского веках, когда накапливались глинистые илы нижней части абалакской свиты. Выход нижнеюрских пород из ГЗН начался в конце готерива – начале баррема 130–129 млн лет назад. Завершился этот процесс в самом начале аптского века примерно 120 млн лет назад. Фаза позднекатегенного образования газа в ОВ пород нижней юры протекала в апте 120–113 млн лет назад.

Нефтегазопроизводящие породы средней юры в ГЗН начали погружаться в конце готерива 130 млн лет назад. Выход осадочных пород среднеюрского комплекса из ГЗН начался в Южно-Карской мегавпадине 100 млн лет назад на рубеже альбского и сеноманского веков и закончился 97–95 млн лет назад в середине сеноманского. Фазу позднекатегенного газообразования отложения среднеюрского комплекса в наиболее погруженной части Южно-Карской мегавпадины прошли в период от 100 до 60 млн лет назад, в позднем мелу и раннем палеоцене.

В предновоземельской части Южно-Карского очага термодинамические условия ГЗН в нижнеюрских нефтегазопроизводящих породах продолжались с раннего апта (120–119 млн лет назад) до конца палеоцена (55–56 млн лет назад), т. е. на протяжении примерно 65 млн лет. Этап позднекатегенного газообразования в ОВ нижней юры начался в палеогене и продолжается в настоящее время.

Нефтегазопроизводящие породы средней юры в ГЗН начали погружаться в начале сеноманского века (около 100 млн лет назад), и этот процесс не закончился.

Этап образования конденсатного и сухого метанового газа в породах средней юры на рассматриваемой части территории Южно-Карского очага не имел места.

Как уже было отмечено, второй крупный очаг генерации УВ в Карско-Ямальском регионе находится в пределах Антипаютинской синеклизы. Однако следует заметить, что в раннесреднеюрское время этот очаг располагался в активно погружавшейся крупной палеовпадине, объединявшей территории современных Антипаютинской и северной части Большехетской синеклиз. Об активном погружении здесь осадочного чехла свидетельствует толщина нижнесреднеюрских отложений, которая в центральной части составляет около 2700 м. В поздней юре – раннем апте произошло разделение палеовпадины на две части – северную и южную, что было обусловлено активным формированием Мессояхской наклонной гряды. Северной части в современном структурном плане соответствует Антипаютинская синеклиза, а южной – Большехетская.

Такое разделение единой в геологическом прошлом крупной впадины привело к тому, что в публикациях по бассейновому моделированию указанные синеклизы рассматриваются в качестве самостоятельных крупных очагов генерации УВ. Однако из результатов этих исследований следует, что в ранне- и среднеюрскую эпохи палеовпадина представляла собой единый очаг. Это хорошо видно на приведенных в работе [11] схематических картах масштабов генерации УВ органическим веществом левинской, китербютской, лайдинской и малышевской свит.

В наиболее погруженных участках Антипаютинской синеклизы породы нижней юры начали входить в ГЗН 155–150 млн лет назад (в конце оксфордского века – первой половине кимериджского). Завершился этот процесс на бортах синеклизы в альбском веке 110–100 млн лет назад. Выход нижнеюрских нефтегазопроизводящих пород из ГЗН начался в позднем барреме – начале апта (125–120 млн лет назад) и продолжался до середины палеоцена (60 млн лет назад). Наиболее интенсивно процессы нефтеобразования в ОВ пород левинской свиты протекали от 130 до 110 млн лет тому назад, китербютской – от 110 до 75 млн лет назад.

В глубинную зону интенсивного газообразования породы нижней юры в наиболее глубоких впадинах синеклизы начали погружаться примерно 110–100 млн лет назад, а выход завершился во второй половине палеоцена – начале эоцена (60–50 млн лет назад).

Нефтегазопроизводящие породы средней юры в ГЗН начали погружаться в Антипаютинской синеклизе в конце готеривского века – первой половине барремского (130–125 млн лет назад), выход из нее начался в конце кампанского века (75 млн лет назад).

В зону позднекатегенного газообразования породы средней юры в наиболее погруженной ча-

сти синеклизы вошли от 100 до 60 млн лет назад, в позднем мелу и раннем палеоцене. На значительной части территории синеклизы породы из этой зоны не вышли.

### Строение флюидоупора батского резервуара

Как известно, главными характеристиками глинистых флюидоупоров, которые определяют их экранирующие свойства, являются минералогический и литологический состав пород, их пористость и толщина.

На большей части Карско-Ямального региона флюидоупором для залежей УВ в пластах Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>4</sub> служит глинистая толща абалакской свиты (верхи бата – нижний титон). В южной части п-ова Ямал он представлен глинами нижней части нурминской свиты, которая в полном объеме является стратиграфическим аналогом абалакской свиты. В приноземельской части Карского моря, где открыты месторождения Победа и Маршала Г. К. Жукова, залежи в батском резервуаре экранируются глинами даниловской свиты (верхи бата – нижний берриас). В восточной части Карского моря, на большей части п-ова Гыданский и в западной части Енисей-Хатангского прогиба флюидоупор представлен гольчихинской свитой (верхи бата – нижний берриас), а на юго-востоке Карско-Ямального региона – точинской свитой (верхи бата – низы верхнего келловея).

Для флюидоупоров с разным стратиграфическим объемом (из-за диахронности верхней границы) общим элементом в разрезе является глинистая толща нижней части позднебатско-келловейского возраста, осадки которой накапливались в морском бассейне с глубинами до 200–400 м [9]. Эта толща сложена аргиллитами темно-серыми, от тонкоотмученных до в разной степени алевритовых, с карбонатными конкрециями и стяжениями пирита. Глинистые минералы представлены гидрослюдой и смешанослойными образованиями. В виде примесей присутствуют каолинит и хлорит. В нурминской и даниловской свитах в шлифах отмечен монтмориллонит. Пористость пород редко превышает 6–7 %, лишь в отдельных алевритистых прослоях достигает 9–9,8 % [6, 12].

Общая толщина флюидоупора в Карско-Ямальском регионе изменяется от 20–30 до 500 м; минимальная на территории развития точинской свиты, максимальная на территории совместного распространения абалакской и баженовской свит (до 120–130 м) в Ямальской НГО и гольчихинской свиты (до 400–500 м) в Гыданской. В границах распространения нурминской свиты толщина флюидоупора составляет до 45 м, даниловской 40–80 м.

На большей части региона толщина флюидоупора составляет 80–150 м, что в совокупности с минералогическим составом и уровнем литифицированности глин позволяет говорить о надежности его экранирующих свойств. Однако от центра бассейна к его периферии экранирующие свойства флюи-

доупора постепенно ухудшаются из-за опесчанивания его разреза, что подтверждается строением верхнеюрского разреза в скважине, пробуренной на о. Свердруп, в которой отложения верхней юры, согласно работе [10], представлены толщей песчаников и алевролитов.

Необходимо учитывать, что приведенная качественная характеристика регионального флюидоупора батского резервуара не является полной. В ней не учитывалось влияние дизъюнктивных нарушений, которые могли привести к ухудшению изолированности отдельных залежей после их формирования и, как следствие, перетоку части УВ в залегающие выше резервуары.

### Время литификации глинистой толщи верхнебатско-келловейского возраста до состояния флюидоупора

В работе [3] на примере кузнецовской свиты, экранирующей залежи газа в сеноманских отложениях, за начало времени литификации глинистой толщи до состояния флюидоупора принят момент, когда пористость в глинах уменьшилась до 30 %. Естественно, это условный рубеж, поскольку идеальных глинистых флюидоупоров в природе не бывает. По материалам [14], в мезозойском разрезе Западно-Сибирского осадочного бассейна такое уменьшение пористости происходит на глубинах 750–1100 м. В настоящей работе при оценке времени литификации «келловейской» части флюидоупора было принято, что это условие выполняется на глубинах 900–1000 м.

В Карско-Ямальском регионе залежи УВ в батском резервуаре выявлены на глубинах от 1800 м на западе Енисей-Хатангской НГО до 3500–3600 м и на севере Гыданской и Ямальской НГО [5]. Из этого следует, что время литификации глинистых толщ, экранирующих залежи УВ в батском резервуаре, в разных районах исследуемой территории будет различаться. Понятно, что более ранним временем уплотнения глинистые толщи будут характеризоваться во внутренних районах, а более поздним – в районах, приближенных к обрамлению бассейна, где происходит общее уменьшение толщин всех литостратиграфических подразделений осадочного чехла. Причем во внутренних районах время литификации глинистых толщ до состояния флюидоупора также будет различным. Это обусловлено последовательным боковым заполнением осадками относительно глубоководного морского бассейна в позднем берриасе – раннем апте, в результате которого к началу аптского века сформировалась косослоистая толща клиноформного комплекса нижнего мела.

Рассмотрим историю литификации глин верхнебатско-келловейской части разреза флюидоупора, непосредственно перекрывающей проницаемые отложения пласта Ю<sub>2</sub>. Используется геохронологическая шкала по состоянию на 2022 г., которая опубликована на сайте ВСЕГЕИ.



В юго-западной части Енисей-Хатангской НГО за пределами Усть-Портовского мегавыступа, в границах которого, как известно, на ряде локальных поднятий отложения верхнеюрского комплекса полностью или частично размыты, глины точинской свиты уплотнились в конце валанжинского века 133 млн лет назад. В приосевой части Енисей-Хатангского регионального прогиба, где толщина верхнеюрского комплекса пород составляет около 550 м, глины точинской свиты и нижней части гольчихинской литифицировались в раннем валанжине примерно 139–138 млн лет назад. В пределах Южно-Таймырской мегамоноклинали глинистая толща нижней части гольчихинской свиты до состояния флюидоупора уплотнилась в конце готеривского века примерно 130 млн лет назад.

В Гыданской НГО нижняя часть гольчихинской свиты литифицировалась от середины раннего готерива по ранний апт. Первыми уплотнились глины в юго-восточной части области после формирования пимской глинистой пачки, перекрывающей группу пластов БГ<sub>29–31</sub> – в самом начале готеривского века примерно 132–131 млн лет назад. В районе Гыданского месторождения глины нижней части гольчихинской свиты до состояния флюидоупора уплотнились в конце раннего готерива, в районе Салмановского – в раннем барреме 129 млн лет назад. Наиболее поздно глинистая толща нижней части гольчихинской свиты литифицировалась в районе Геофизического месторождения – в раннем апте 121 млн лет назад. Примерно в это же время (121–120 млн лет назад) уплотнились до состояния флюидоупора глинистые толщи абалакской и нижней части нурминской свит в Ямальской НГО. Время литификации глин нижней части даниловской свиты из-за отсутствия фактических материалов по скважинам оценивается временным интервалом от 100 до 90 млн лет назад, что соответствует сеноманскому и туронскому векам. Эта оценка сделана на основе опубликованных в работе [4] карт толщин берриас-нижнеаптских и аптальб-сеноманских отложений.

Асинхронность литификации позднебатско-келловейских глинистых отложений в Гыданской и Ямальской НГО в течение примерно 11 млн лет обусловлена, как уже отмечалось, особенностью последовательного трансгрессивно-регрессивного заполнения осадками раннемелового относительно глубоководного морского бассейна, в результате которого сформировалась серия клиноформ разного возраста. В работе [2] приведены палеоразрезы, из которых видно примерно двукратное сокращение толщин клиноформного комплекса с юго-востока Гыданской НГО по направлению на северо-северо-запад Ямальской НГО.

### История формирования антиклинальных структур

В работе [5] указано, что большинство залежей в пластах батского резервуара контролируется

структурным фактором. Поэтому информация о времени формирования антиклинальных структур – потенциальных ловушек, в пределах которых при наличии коллектора, надежной покрышки и других благоприятных условий могли сформироваться скопления УВ – является важной. Еще в 1970-х гг. Ф. Г. Гурари, К. И. Микуленко, В. С. Старосельцевым, М. Я. Рудкевичем, Ф. К. Салмановым и др. было доказано, что между временем образования ловушки, интенсивностью ее роста и заполнением УВ существует тесная связь.

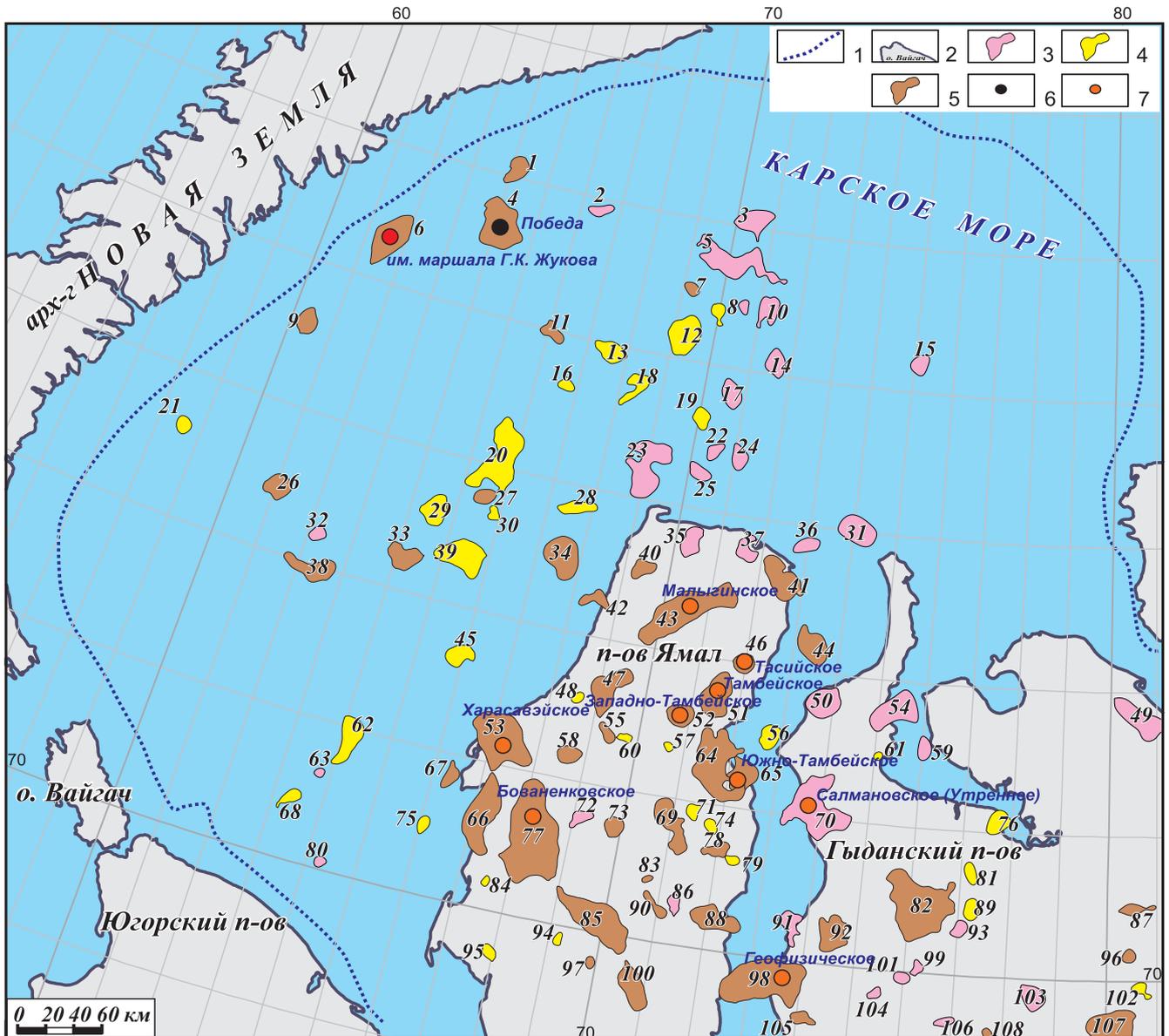
В настоящее время восстановление истории тектонического развития чаще всего выполняется на основе карт толщин сейсмогеологических комплексов, которые на сейсмических профилях ограничены отражающими горизонтами и хорошо прослеживаются на большие расстояния.

Надо отметить, что, исходя из результатов анализа опубликованной литературы, история формирования структурных ловушек в кровле проницаемого комплекса батского резервуара на территории арктических районов Западной Сибири в региональном плане целенаправленно не изучалась, но история тектонического развития кровли юрского структурного яруса изучена хорошо.

Значительное сходство современных структурных планов малышевской свиты и кровли юры позволило сделать предположение об одинаковом влиянии тектонических процессов в мезозойскую и кайнозойскую эры на изменение рельефа кровли как юры, так и среднеюрского продуктивного комплекса. С учетом этого далее приведены результаты анализа материалов публикаций по указанному вопросу.

В Карско-Ямальском регионе по результатам палеотектонического анализа установлено, что в пределах Гыданского п-ова все крупные положительные структуры сформировались над эрозионно-тектоническим выступами фундамента. Утреннее, Гыданское поднятия и Геофизический вал к началу мелового периода по подошве терригенного комплекса триаса имели амплитуды 250, 125 и 700 м соответственно. В берриасе – раннем апте тенденцию к относительному росту продолжали испытывать Гыданское поднятие и Геофизический вал, тогда как Утреннее поднятие не развивалось. В последующие этапы структуры формировались унаследованно, причем темпы их относительного роста существенно снизились, что предопределило уменьшение амплитуд вверх по разрезу [4].

Ряд структур (Штормовое, Восточно-Зеленомысское, Моховое, Южно-Гыданское, Новолунное куполовидные поднятия) были полностью сформированы к туронскому веку и после сеноманского века не испытывали тенденции к росту [4] (см. рисунок). Всего в пределах полуострова в кровле юры выделяется 19 антиклинальных структур III–IV порядка, на большинстве из которых отложения средней юры в настоящее время глубоким бурением не изучены.



Антиклинальные ловушки крайнего севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (по [4] с дополнениями)

1 – граница распространения юрско-меловых отложений; 2 – береговая линия; поднятия III–IV порядка: 3 – выделяющиеся только в рельефе баженовской свиты, 4 – выделяющиеся только в рельефе кровли сеномана, 5 – выделяющиеся во всех стратиграфических уровнях; залежи в пластах малышевской свиты: 6 – нефтяные, 7 – конденсатного газа. Поднятия: 1 – Власьевское, 2 – Нансена, 3 – Рогозинское, 4 – Университетское, 5 – Копьевский вал, 6 – Викуловское, 7 – Западно-Щитовое, 8 – Щитовое, 9 – Татариновское, 10 – Северо-Таймырское, 11 – Матусевича, 12 – Кропоткинское, 13 – Западно-Кропоткинское, 14 – Таймырское, 15 – Вилькицкого, 16 – Южно-Кропоткинское, 17 – Центрально-Карское, 18 – Рождественского, 19 – Белое, 20 – Русановское, 21 – Есиповское, 22 – Ярнатуяхинское, 23 – Северо-Скуратовское, 24 – Шубертовское, 25 – Полярное, 26 – Мининское, 27 – Южно-Русановское-1, 28 – Скуратовское, 29 – Северо-Ленинградское, 30 – Южно-Русановское-2, 31 – Неупокоевское, 32 – Северо-Обручевское, 33 – Западно-Маточкинское, 34 – Нярмейское, 35 – Сидьянгуеваяхинское, 36 – Халянгинское, 37 – Дровяное, 38 – Обручевское, 39 – Ленинградское, 40 – Западно-Малыгинское, 41 – Преображенское, 42 – Тарминское, 43 – Малыгинское, 44 – Южно-Преображенское, 45 – Шмидта, 46 – Тасийское, 47 – Пясейдайское, 48 – Северо-Харасавейское, 49 – Моховое, 50 – Штормовое, 51 – Северо-Тамбейское, 52 – Западно-Тамбейское, 53 – Харасавейское, 54 – Восточно-Зеленомысовское, 55 – Западно-Хариусное, 56 – Хортыхьяское, 57 – Малотамбейское, 58 – Восточно-Харасавейское, 59 – Ерниковое, 60 – Пухуцьяжское, 61 – Южно-Явайское, 62 – Амдерминское, 63 – Южно-Шараповское, 64 – Сабеттаяжское, 65 – Южно-Тамбейское, 66 – Крузенштернское, 67 – Западно-Харасавейское, 68 – Северо-Байдарицкое, 69 – Западно-Сеяхинское, 70 – Утреннее, 71 – Томбойтосское, 72 – Хондеяжское, 73 – Верхнетитуейское, 74 – Хусьяжское, 75 – Западно-Крузенштернское, 76 – Ханебчетойское, 77 – Бованенковское, 78 – Северо-Сеяхинское, 79 – Сэръяжское, 80 – Гольцовое, 81 – Малогыданское, 82 – Гыданское, 83 – Верхнесавэйжское, 84 – Остромысовское, 85 – Нейтинское, 86 – Ниливойжское, 87 – Надохояжское, 88 – Сеяхинское, 89 – Вэнттойское, 90 – Восточно-Нейтинское, 91 – Новолунное, 92 – Быстрицкинское, 93 – Ампусьяжское, 94 – Нерутояжское, 95 – Байдарицкое, 96 – Салпадаяжское, 97 – Ясавейтское, 98 – Центрально-Геофизическое, 99 – Восточно-Юнгияжское, 100 – Арктическое, 101 – Юнгияжское, 102 – Ладукетское, 103 – Южно-Гыданское, 104 – Ханавейское, 105 – Трехбугорное, 106 – Нероседаяхское, 107 – Пагодское, 108 – Тынгэвапаетаяжское



На п-ове Ямал наиболее крупная положительная структура (Нурминский мегавал) расположена над приподнятым блоком фундамента. Мегавал унаследованно развивался на протяжении всего мезозоя и кайнозоя. К аптскому веку в рельефе баженовской свиты мегавал и осложняющие его поднятия были сформированы и имели очертания, близкие к современным. В начале апта его амплитуда в палеорельефе кровли юры уже составляла около 200 м [4].

В апт-альб-сеномане на фоне регионального погружения всей северной части Ямало-Карской региональной депрессии относительно структур обрамления локальные структуры, осложняющие Нурминский мегавал, продолжали испытывать тенденцию к относительному росту. Наиболее интенсивно в это время развивалось Арктическое поднятие. Существенный вклад в формирование Нурминского мегавала и осложняющих его Бованенковского, Крузенштернского, Арктического и других поднятий внес постсеноманский этап развития, главным образом кайнозойский. В современном рельефе кровли юрского структурного яруса амплитуда Нурминского мегавала достигает 595 м, т. е. после сеноманского века она увеличилась более чем в 3,5 раза [4].

На севере и северо-востоке полуострова, где в пластах батского резервуара открыт ряд крупных залежей конденсатного газа, развивались структуры, которые образовались над выступами фундамента и испытывали тенденцию к росту на протяжении всего мезозоя и кайнозоя. Большинство из них, в частности группа Тамбейских структур, Малыгинский вал, Преображенское, Южно-Преображенское и другие поднятия, наиболее интенсивно формировались в ранней юре, берриас – готериве и на постсеноманском этапе развития. При этом существенное влияние на контрастность этих объектов также оказали постсеноманские тектонические движения [4].

В южной части Карского моря в рельефе кровли юры выделяются 32 поднятия III–IV порядка (см. рисунок). На основе результатов палеотектонического анализа было установлено, что формирование структур происходило по трем сценариям.

По аналогии с Бованенковским поднятием в южной части Карского моря тенденцию к росту в мезозойскую и кайнозойскую эры испытывали Университетское, Викуловское, Нярмейское и ряд других поднятий, которые расположены над эрозионными выступами фундамента. Эти структуры отражены как в туронском палеорельефе кровли юры, так и в современных рельефах кровли юры, неокома и сеномана [4]. На Университетской и Викуловской структурах в настоящее время в батском резервуаре выявлены залежи нефти и конденсатного газа соответственно (см. рисунок).

Поднятия, выделяемые в рельефе кровли юры и нижнего мела и отсутствующие в структурном плане кровли сеномана, развивались также в южной части Карского моря (Рогозинское, Северо-Тай-

мырское, Таймырское, Центрально-Карское куполовидные поднятия и Копьевский вал). Их амплитуды существенно уменьшаются вверх по разрезу. Большинство из них четко фиксируется в структурном плане кровли юры и не отражаются в рельефе кровли апт-альб-сеноманского комплекса [4].

Ряд структур (Ленинградская, Северо-Ленинградская, Русановская и др.) также не отражены на карте изопахит берриас-сеноманских отложений над выступами фундамента. В туронском веке в палеорельефе кровли юры и неокома этих структур не существовало, их формирование связано исключительно с постсеноманскими тектоническими процессами [4], когда нефтегазогенерационный потенциал ОВ нижнесреднеюрских пород был в уже значительной степени реализован.

### История формирования залежей углеводородов

Изложенные материалы послужили основой для комплексного анализа, целью которого было восстановление истории формирования залежей УВ в пластах малышевской свиты.

Рассмотрим соотношение во времени фаз генерации УВ в нефтегазопроизводящих толщах нижней и средней юры, времени образования антиклинальных структур в кровле резервуара и времени литификации глинистых толщ, перекрывающих продуктивный пласт Ю<sub>2</sub> до состояния флюидоупоров.

Уже было показано, что в *Ямальской НГО* большая часть поднятий, выраженных в структурных планах юры, сформировалась в мезозое и кайнозое, при этом близкие к современным очертания они имели уже в начале аптского века (около 121–120 млн лет назад). В это же время до состояния флюидоупора уплотнились глинистые толщи абалакской и нижней части нурминской свит.

Было выполнено сопоставление времени генерации УВ в ГЗН и ГЗГ органическим веществом нижнеюрских пород и времени формирования антиклинальных структур. Оно показало, что в районе влияния наиболее погруженной части Южно-Карского очага генерации условия для первого этапа образования залежей в батском резервуаре были благоприятными, поскольку флюидоупор уже стал достаточно надежным.

Фаза среднекатагенного преобразования ОВ в породах средней юры началась на 10 млн лет раньше, чем уплотнилась глинистая толща флюидоупора. Из этого следует, что часть УВ рассеялась, однако значительное их количество, образовавшееся в течение 25–23 млн лет после достижения глинами экранирующих свойств, могло аккумулироваться в ловушках.

В глубинной зоне интенсивного газообразования ОВ нефтегазопроизводящих пород средней юры находилось с начала сеноманского века до середины палеоценовой эпохи (около 40 млн лет). Углеводородные газы, образовавшиеся в этой зоне, могли аккумулироваться в ловушки.

Таким образом, на территории Ямальской НГО формирование залежей УВ в батском резервуаре на Малыгинском, Тамбейском, Южно-Тамбейском, Харасавейском, Бованенковском месторождениях могло начаться в начале аптского века и закончилось в раннем палеогене.

В Предновоземельской НГО условия для формирования залежей в пластах малышевской свиты наступили после литификации глин нижней части даниловской свиты, что, как уже отмечалось, произошло в сеноманском и туронском веках. К этому времени уже существовали Университетское и Викуловское поднятия, с которыми в настоящее время связаны залежи в батском резервуаре на месторождениях Победа и Маршала Г. К. Жукова (см. рисунок).

Уже было показано, что в предновоземельской части Южно-Карского очага нефтегазопроизводящие породы нижней юры начали погружаться в ГЗН с раннего апта. Следовательно, УВ, сгенерированные ОВ пород нижней юры на протяжении 20 млн лет (аптский и альбский века), не имея на пути миграции флюидоупора, не могли аккумулироваться в пределах поднятий. Таким образом, залежи УВ в батском резервуаре на указанных месторождениях начали формироваться с сеноманского века и этот процесс продолжается в настоящее время.

Рассмотрим историю формирования залежей в батском резервуаре в Гыданской НГО. Основным источником УВ для них был Антипаютинский очаг генерации. Из данных Государственного баланса запасов следует, что здесь в пластах Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>4</sub> открыты только три залежи конденсатного газа: две на Салмановском месторождении и одна на Геофизическом. Прямые признаки газоносности пластов малышевской свиты установлены в керне параметрической Гыданской скв. 130 [8], опробование которых не проводилось.

Как было отмечено, в Гыданской НГО основной этап развития Гыданского, Геофизического и Салмановского антиклинальных поднятий совпал с юрским периодом. Окончательное формирование структур закончилось к туронскому веку. Из этого следует, что структурные условия для накопления УВ в ловушках были созданы в раннем мелу. Литификация глин нижней части гольчихинской свиты, способных удерживать УВ в ловушках, в районах Гыданского месторождения произошла в конце раннего готерива, Салмановского – в раннем барреме, Геофизического – в раннем апте. Учитывая, что наиболее интенсивно процессы образования УВ органическим веществом нижнеюрских пород в среднекатагенный этап протекали от 130 до 75 млн лет назад (с конца готеривского века до середины кампанского), а среднеюрских пород от 110–100 до 60 млн лет назад (со второй половины альбского века до середины палеоцена), можно сделать вывод о начале заполнения ловушек в батском резервуаре на указанных месторождениях после литификации глин флюидоупора.

Следует отметить, что в изложенной истории формирования залежей батского резервуара не учитывалось время вторичной миграции нефти и газа от нефтегазопроизводящих пород до ловушек. Это требует, как отмечали С. Г. Неручев и др. [7], проведения специальных расчетов, которые настоящим исследованием не предусматривались. Очевидно, что учет этого времени приведет к некоторому «омоложению» залежей.

## Выводы

На территории Карско-Ямальского региона все свиты нижней и средней юры являлись нефтегазопроизводящими. По результатам геохимических исследований установлено, что породы в большем количестве содержат ОВ террагенного и смешанного типов. Вместе с тем в зимней, китербютской, надояхской, вымской и малышевской свитах в отдельных прослоях установлены повышенные концентрации ОВ аквагенного типа, которое генерировало главным образом жидкие УВ, в количественном выражении уступавшие в общей массе газообразным.

ОВ нефтегазопроизводящих толщ на протяжении мезозойской и кайнозойской эр претерпело значительные катагенетические преобразования, особенно в наиболее погруженных участках очагов генерации. В настоящее время оно характеризуется невысоким остаточным генерационным потенциалом.

Таким образом, состав ОВ, а также полное исчерпание им нефтегенерационного потенциала в ГЗН и значительное исчерпание газогенерационного в ГЗГ предопределило формирование во внутренних районах Карско-Ямальского региона в батском резервуаре скоплений преимущественно газоконденсата.

В Карско-Ямальском регионе залежи УВ в пластах Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>4</sub> экранируются глинистыми толщами абалакской, нурминской, гольчихинской, точинской свит и нижнеданиловской подсвиты разного стратиграфического объема. Общим элементом в разрезе флюидоупора является глинистая толща нижней части позднебатско-келловейского возраста. Время ее литификации на большей части территории определялось особенностью последовательного трансгрессивно-регрессивного заполнения осадками относительно глубоководного морского бассейна в позднем берриасе – раннем апте, в результате которого сформировалась косослоистая толща клиноформного комплекса нижнего мела.

Ранее всего до состояния флюидоупора уплотнились глины точинской свиты. Это произошло в юго-западной части Енисей-Хатангской НГО в конце валанжинского века. В Гыданской НГО глинистая толща нижней части гольчихинской свиты литифицировалась от середины раннего готерива по ранний апт. В раннем апте также уплотнились глинистые толщи абалакской свиты и нижней части нурминской свиты в Ямальской НГО. Время литификации глин нижней части даниловской свиты



в предновоземельской части Карско-Ямального региона, согласно выполненной оценке, соответствует сеноманскому и туронскому векам.

В рассматриваемом регионе развитие структурных ловушек в батском резервуаре проходило с позднюрской эпохи по кайнозойскую эру включительно. Все они формировались над эрозионными выступами фундамента. В Гыданской НГО основной этап развития наиболее крупных антиклинальных поднятий совпал с юрским периодом. В Ямальской НГО большая часть поднятий, выраженных в структурных планах юры, уже к аптскому веку имели очертания, близкие к современным.

В Предновоземельской НГО часть структур развивалась в мезозойскую и кайнозойскую эры по аналогии со структурами Ямальской НГО. Структуры другой группы выделяются в рельефе кровли юры и нижнего мела и отсутствуют в структурном плане кровли сеномана. Однако ряд поднятий формировался с туронского века, что предопределяет их низкую перспективность на выявление залежей УВ в батском резервуаре, поскольку к указанному времени нефтегазогенерационный потенциал материнских свит был уже в значительной степени реализован. Этот факт может служить одним из критериев нефтегазоносности локальных поднятий, выраженных в рельефе кровли среднеюрского продуктивного комплекса в арктических районах Западно-Сибирского НГБ.

Информация о времени уплотнения глинистых толщ позднебатско-келловейского возраста до состояния флюидоупора и времен реализации основных фаз генерации УВ стала основой для восстановления истории формирования залежей в пластах Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>4</sub> малышевской свиты. Следует подчеркнуть, что именно появлением экранирующей толщи контролировался процесс начала заполнения ловушек УВ.

Установленная асинхронность литификации позднебатско-келловейских глинистых отложений флюидоупора определила заполнение УВ ловушек в батском резервуаре в разное время.

В Гыданской НГО в районе одноименного месторождения, где получены прямые признаки газонасыщения пород малышевской свиты, формирование скоплений УВ могло начаться в конце раннего готерива, на Салмановском – в раннем барреме, а на Геофизическом – в раннем апте.

В Ямальской НГО формирование залежей УВ в батском резервуаре на Малыгинском, Тамбейском, Южно-Тамбейском, Харасавейском, Бованенковском месторождениях могло начаться в начале аптского века, когда флюидоупор уже был достаточно надежным.

Более поздней историей формирования характеризуются залежи, выявленные сравнительно недавно в пластах малышевской свиты в Предновоземельской НГО. Это обусловлено временем литификации глин нижней части даниловской свиты в сеноманском и туронском веках. Таким образом,

залежи УВ в батском резервуаре на месторождениях Победа и Маршала Г. К. Жукова начали формироваться с сеноманского века и этот процесс продолжается в настоящее время.

*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.*

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Геологическое** строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции / Ф. Г. Гурари, В. П. Девятов, В. И. Демин и др. – Новосибирск: Наука, 2005. – 156 с.

2. **Геологическое** строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них ресурсов углеводородов / В. А. Казаненков, С. В. Ершов, С. В. Рыжкова и др. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 27–50.

3. **Историко-геологическое** моделирование процессов нафтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) / А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, Н. А. Малышев и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 1179–1226.

4. **История** тектонического развития арктических территорий и акваторий Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / В. А. Конторович, Д. В. Аюнова, И. А. Губин и др. // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3–4. – С. 423–444.

5. **Казаненков В. А.** Закономерности размещения залежей углеводородов в пластах малышевского горизонта (средняя юра, Западная Сибирь) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2022. – № 11с. – С. 56–63.

6. **Новиков Д. А., Борисов Е. В.** Прогноз нефтегазоносности юрских резервуаров зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62, № 2. – С. 216–237.

7. **Оценка** потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции / С. Г. Неручев, Т. К. Баженова, С. В. Смирнов и др. – СПб.: Недра, 2006. – 364 с.

8. **Павленко Т. В.** Перспективы юрского продуктивного комплекса Гыданской нефтегазоносной области по данным лабораторных исследований Гыданской скважины 130 // Вестн. Перм. ун-та. – 2018. – Т. 17, № 2. – С. 177–186.

9. **Палеогеография** Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторо-



вич, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 972–1012.

10. **Параметрические** скважины на островах Баренцева и Карского морей / И. С. Грамберг, И. В. Школа, Е. Г. Бро и др. // Советская геология. – 1985. – № 1. – С. 95–98.

11. **Сафронов П. И., Дешин А. А.** История генерации углеводородов в юрских нефтегазопроизводящих толщах Большехетской мегасинеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15, № 2. – URL: [http://www.ngtp.ru/rub/2020/11\\_2020.html](http://www.ngtp.ru/rub/2020/11_2020.html).

12. **Скоробогатов В. А., Строганов Л. В., Копеев В. Д.** Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.

13. **Современные** представления о геохимии органического вещества и нафтидов мезозойских отложений арктических районов Западной Сибири / Е. А. Фурсенко, А. И. Бурухина, Н. С. Ким и др. // Геохимия. – 2021. – Т. 66, № 12. – С. 1077–1105.

14. **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.

15. **Фомин А. Н.** Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

## REFERENCES

1. Gurari F.G., Devyatov V.P., Demin V.I., et al. *Geologicheskoye stroeniye i neftegazonosnost nizhney – sredney yury Zapadno-Sibirskoy provintsii* [Geological structure and petroleum potential of the Lower-Middle Jurassic West Siberian province]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2005. 156 p. (In Russ.).

2. Kazanenkov V.A., Ershov S.V., Ryzhkova S.V., et al. [Geological structure and oil and gas potential of Jurassic and Cretaceous regional reservoirs in Cara-Yamal region and prognosis of hydrocarbon distribution]. *Geologiya nefti i gaza – Russian Oil and Gas Geology*, 2014, no. 1, pp. 27–50. (In Russ.).

3. Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Malyshchev N.A., et al. Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the Mesozoic – Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea (basin modeling). *Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 747–779.

4. Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Gubin I.A., et al. Tectonic evolution of the Arctic onshore and offshore regions of the West Siberian petroleum province. *Russian Geology and Geophysics*, 2017, vol. 58, no. 3–4, pp. 343–361.

5. Kazanenkov V.A. [Regularities of the location of hydrocarbon accumulations in beds of the Malyshev

Horizon (Middle Jurassic, Western Siberia)]. *Geologiya i mineralno-syryevyye resursy Sibiri*, 2022, no. 11s, pp. 56–63. (In Russ.).

6. Novikov D.A., Borisov E.V. Prediction of oil and gas occurrence in the Jurassic reservoirs of the zone of junction of the Yenisei-Khatanga and West Siberian basins. *Russian Geology and Geophysics*, 2021, vol. 62, no. 2, pp. 173–193.

7. Neruchev S.G., Bazhenova T.K., Smirnov S.V., et al. *Otsenka potentsialnykh resursov uglevodorodov na osnove modelirovaniya protsessov ikh generatsii, migratsii i akkumulyatsii* [Evaluation of potential hydrocarbon resources on the basis of modeling of hydrocarbon generation, migration and accumulation]. Saint Petersburg, Nedra Publ., 2006. 364 p. (In Russ.).

8. Pavlenko T.V. [Potential of the Jurassic producing formation of the Gydan oil and gas region according to the laboratory studies of the Gydan well 130]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya – Bulletin of Perm University. Geology*, 2018, vol. 17, no. 2, pp. 177–186. (In Russ.).

9. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., et al. Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 747–779.

10. Gramberg I.S., Shkola I.V., Bro E.G., et al. [Parametric wells on the islands of the Barents and Kara seas]. *Sovetskaya geologiya*, 1985, no. 1, pp. 95–98. (In Russ.).

11. Safronov P.I., Deshin A.A. [Jurassic source rocks hydrocarbon generation history in the Bolshe Kheta megasyncline]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2020, vol. 15, no. 2. URL: [http://www.ngtp.ru/rub/2020/11\\_2020.html](http://www.ngtp.ru/rub/2020/11_2020.html).

12. Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. *Geologicheskoye stroeniye i gazoneftenosnost Yamala* [Geological structure and gas and oil content in Yamal]. Moscow, Nedra-Biznesstsentr Publ., 2003. 352 p. (In Russ.).

13. Fursenko E.A., Burukhina A.I., Kim N.S., et al. Current understanding of the geochemistry of organic matter of naphthydes in Mesozoic rocks of Arctic Western Siberia. *Geochemistry International*, 2021, vol. 66, no. 12, pp. 1113–1141.

14. Ushatinskiy I.N., Rylkov A.V. [Mineralogy and geochemistry of Triassic-Jurassic deposits in the north of West Siberia]. *Izvestiya vuzov. Neft i gaz – Oil and Gas Studies*, 1999, no. 4, pp. 13–19. (In Russ.).

15. Fomin A.N. *Katagenез organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyna* [Catagenesis of organic matter and petroleum potential of Mesozoic and Paleozoic deposits of the West Siberian megabasin]. Novosibirsk, IPGG SB RAS Publ., 2011. 331 p. (In Russ.).

© В. А. Казаненков, 2023