№ 11с ◆ 2022

УДК 553.98:551.762.2(571.1)

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПЛАСТАХ МАЛЫШЕВСКОГО ГОРИЗОНТА (СРЕДНЯЯ ЮРА, ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

В. А. Казаненков

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

Рассмотрены региональные закономерности размещения залежей углеводородов в верхней части среднеюрского нефтегазоносного комплекса на всей территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. На основе новейших результатов региональных исследований установлен структурный и фациальный контроль распространения залежей, их распределение по типам ловушек, приуроченность к определенным интервалам разреза батского резервуара в различных районах провинции, изменение в них фазового состояния углеводородов и термобарических условий, а также физико-химических свойств флюидов. Выявленные особенности размещения залежей углеводородов позволяют выполнять обоснованный прогноз новых скоплений углеводородов в продуктивных горизонтах $Ю_4$, $Ю_3$ и $Ю_2$ в пределах перспективных зон нефте- и газонакопления. При восполнении ресурсной базы это имеет большое значение для рационального выбора комплекса геолого-геофизических методов поиска и разведки новых залежей.

Ключевые слова: *Западная Сибирь, средняя юра, малышевская свита, тюменская свита, батский резервуар, пласты $Ю_2$–$Ю_4$, залежи углеводородов.*

REGULARITIES OF THE LOCATION OF HYDROCARBON ACCUMULATIONS IN BEDS OF THE MALYSHEV HORIZON (MIDDLE JURASSIC, WESTERN SIBERIA)

V. A. Kazanenkov

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

The paper considers regional regularities of the hydrocarbon accumulations location in the upper part of the Middle Jurassic petroleum play throughout the territory of the West Siberian Petroleum Province. The structural and facies control for distribution of accumulations, their allocation by types of traps, confinedness to certain intervals of the Bathonian reservoir section in various regions of the province, changes in the phase state of hydrocarbons and pressure-and-temperature conditions, as well as physico-chemical properties of fluids have been established on the basis of the latest results of regional studies. The revealed features of the hydrocarbon accumulations location make it possible to fulfill a reasonable forecast of new accumulations of hydrocarbons in the productive horizons of J_4, J_3 and J_2 within promising zones of oil and gas accumulation. When replacing the resource base, it is of great importance for the rational choice of a complex of geological and geophysical methods for prospecting and exploration of new accumulations.

Keywords: *Western Siberia, Middle Jurassic, Malyshev Formation, Tyumen Formation, Bathonian reservoir, J_2–J_4 beds, hydrocarbon accumulation.*

DOI 10.20403/2078-0575-2022-11c-56-63

Анализу закономерностей размещения залежей нефти и газа в юрско-меловом осадочном чехле на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) или ее крупных регионов посвящено большое количество публикаций В. Н. Бородкина, В. С. Бочкарева, А. М. Брехунцова, Ф. Г. Гурари, С. В. Ершова, А. Е. Еханина, Ю. Н. Карогодина, А. Э. Конторовича, А. Р. Курчикова, В. Д. Наливкина, А. А. Нежданова, И. И. Нестерова, Л. В. Ровнина, Н. Н. Ростовцева, М. Я. Рудкевича, Ф. К. Салманова, В. А. Скоробогатова, В. С. Старосельцева, Л. В. Строганова, В. С. Суркова, А. А. Трофимука, В. И. Шпильмана.

В работах рассмотрены природа и особенности латеральной и вертикальной локализации залежей углеводородов (УВ) в мезозойских нефтегазоносных комплексах Западно-Сибирской НГП, изменение в них фазового состояния углеводородов и термобарических условий, физико-химические и геохимические свойства флюидов, приуроченность наиболее крупных скоплений УВ в различных районах бассейна к определенным стратиграфическим уровням, влияние тектонических и литолого-фациальных факторов на размещение залежей.

За последние 20 лет у недропользователей резко увеличился интерес к регионально нефтегазоносному батскому резервуару. Это произошло в связи с ухудшением структуры остаточных запасов крупных залежей в отложениях нижнего мела и верхней юры вследствие их длительной эксплуатации в давно разрабатываемых районах. Актуальность изучения этого объекта подтверждается выявлением в пластах $Ю_2$–$Ю_4$ большого количества новых залежей, причем как в границах старых месторождений, так и на новых площадях. Надо отметить, что большинство открываемых залежей нефти по запасам относятся к категориям мелких или очень мелких. Это обусловлено небольшими объемами ловушек, которые вводились в поисковое бурение.

О повышении внимания к рассматриваемому объекту также свидетельствует рост добычи нефти, который наблюдается с начала XXI века в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) и в Тюменской области (без округов). В ХМАО добыча нефти из залежей батского резервуара увеличилась более чем в 11 раз (с 2,6 млн т в 2000 г. до 29,7 млн т в 2020 г.); в Тюменской области из залежей в пластах $Ю_2$–$Ю_4$ добыча нефти в 2008 г. составила 8 тыс. т, а в 2020 г. – 6,1 млн т. При этом в последнее время в Тюменской области ежегодные объемы добычи нефти из залежей в отложениях средней юры превышают объемы суммарной добычи из залежей в породах верхней юры и нижнего мела.

На территории Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) батский резервуар также является одним из важных объектов для наращивания ресурсной базы УВ. С начала текущего века залежи нефти в округе открыты на 19 месторождениях, а конденсатного газа – на 20. Все запасы нефти и бóльшая часть запасов конденсатного газа (76 %) находятся в залежах на территории распространения верхнетюменской подсвиты. На полуостровах Ямал и Гыданский в новых залежах, выявленных в пластах малышевской свиты, прирост запасов газоконденсата составил 24 % от общей суммы.

В северных районах провинции залежи в пластах $Ю_2$–$Ю_4$ в настоящее время введены в разработку на ограниченном количестве месторождений, что обусловлено приоритетным освоением запасов УВ в меловых комплексах пород.

Все изложенное свидетельствует о высокой перспективности батского резервуара. В связи с этим представляется актуальным отдельно рассмотреть закономерности размещения залежей углеводородов в пластах $Ю_2$–$Ю_4$ на основе новейших данных.

Фактический материал и методы исследования

В исследованиях использовался комплексный анализ серии современных карт и схем, характеристика которых приведена в работах [5, 6, 8–11, 13, 16, 18]. Они включают структурную карту по кровле малышевского горизонта с объединенными контурами залежей в пластах $Ю_2$–$Ю_4$; схему строения и распространения флюидоупора батского резервуара; схемы изменения физико-химических параметров жидких углеводородов (плотность, содержание серы, смол и асфальтенов, парафинов); карты изменения термобарических условий в продуктивных пластах; палеогеографические карты, отображающие развитие зон распространения коллекторов в континентальных, прибрежно-континентальных, прибрежно-морских и мелководно-морских фациях.

Закономерности размещения залежей углеводородов в пластах $Ю_2$–$Ю_4$

В настоящее время по результатам поисковых и разведочных работ в Западно-Сибирской НГП в пластах $Ю_2$–$Ю_4$ батского резервуара выявлено около 800 залежей углеводородов на 358 месторождениях. Согласно карте нефтегазогеологического районирования, они расположены в 13 из 18 НГО. Территория с доказанной промышленной нефтегазоносностью батского резервуара простирается от месторождений Победа и им. маршала Жукова в Предновоземельской НГО на севере до Прирахтовского месторождения в Каймысовской НГО на юге, от Иусского месторождения в Приуральской НГО на западе до Термокарстового месторождения в Пур-Тазовской НГО и Зимнего и Хабейского месторождений в Енисей-Хатангской НГО на востоке. Фактически в пределах Западно-Сибирской НГП нет больше ни одного резервуара с такой обширной площадью нефтегазоносности, которая составляет около 1,6 млн км^2. В значительной степени это обусловлено распространением регионального флюидоупора, стратиграфический объем которого в разных районах провинции изменяется от верхов верхнего бата по готерив – баррем включительно.

Строение флюидоупора, контролирующего залежи. На большей части Западно-Сибирской НГП, включая центральную часть акватории южной части Карского моря, региональным флюидоупором для залежей углеводородов в пластах $Ю_2$–$Ю_4$ служит глинистая толща абалакской свиты (верхи бата – нижний титон). В южной части п-ова Ямал покрышка представлена глинами нижней части нурминской свиты, которая является стратиграфическим аналогом абалакской свиты.

В центральных районах и на юго-востоке провинции залежи экранируются глинами нижневасюганской подсвиты (верхи бата – низы нижнего оксфорда). На юго-западе в Шаимском НГР, а также в приновоземельской части Карского моря, где открыты месторождения Победа и им. маршала Жукова, флюидоупором для залежей батского резервуара служат глины даниловской свиты (верхи бата – нижний берриас). На северо-востоке, в Тазовско-Енисейском междуречье, флюидоупор представлен точинской свитой (верхи бата – низы верхнего келловея), а на большей части Гыданского п-ова, в Енисей-Хатангском прогибе и в восточной части Карского моря – гольчихинской свитой (верхи бата – нижний берриас).

На юго-востоке провинции в зоне регионального опесчанивания нижневасюганского флюидоупора покрышками для единичных залежей УВ, выявленных в Васюганской и Пайдугинской НГО, служат зонально и локально развитые глинистые и углисто-глинистые пачки нижней части наунакской свиты. Согласно палеогеографическим реконструкциям, на этой территории, относящейся к Сильгинскому фациальному району (ФР), отложения верхнего бата – келловея накапливались в прибрежно-континентальных условиях. Восточнее, на территории Ажарминского ФР залежи углеводородов в пластах

батского резервуара не обнаружены. Одна из причин этого – отсутствие надежного флюидоупора, что обусловлено накоплением осадков наунакской свиты преимущественно в континентальных обстановках озерно-аллювиальной равнины [14].

Для флюидоупора с разным стратиграфическим объемом (из-за диахронности верхней границы) общим элементом в его разрезе является глинистая толща нижней части позднебатско-келловейского возраста, осадконакопление которой происходило в морском бассейне [14]. По существу, эта толща служит основным экраном для залежей в пластах $Ю_2$. Суммарная площадь его распространения составляет более 2 млн км^2 [19]. Толщина изменяется от 15–20 до 930–950 м. Минимальными толщинами флюидоупор характеризуется в зонах развития васюганской и точинской свит, а максимальными – на территории совместного распространения абалакской, тутлеймской, фроловской свит в западной части провинции и гольчихинской свиты в северо-восточной.

Из совместного анализа пространственного размещения залежей УВ в батском резервуаре и строения флюидоупора установлено, что наибольшее их количество и наиболее крупные по запасам скопления УВ открыты на территориях распространения абалакской свиты и западной части васюганской свиты, где нижневасюганская подсвита имеет бóльшую толщину (50–60 м) по сравнению с восточной частью (10–15 м). Крупные скопления УВ также сформировались на территории нурминской свиты (Бованенковское, Новопортовское месторождения).

Типы залежей. От общего количества месторождений с залежами в пластах $Ю_2$–$Ю_4$ нефтяные выявлены на 302 (84,4 %), газоконденсатные на 36 (10,0 %), нефтегазоконденсатные на 12 (3,3 %), газовые на 5 (1,4 %) и газонефтяные на 3 (<1 %).

Большое значение имеет анализ доминирующих типов ловушек, к которым приурочены залежи в батском резервуаре. Специально этот вопрос в публикациях не рассматривался.

Для выяснения закономерностей приуроченности залежей нефти и газа в пластах $Ю_2$–$Ю_4$ к тому или иному типу ловушек были собраны и систематизированы материалы с описанием месторождений. В составленном каталоге учтены данные по залежам 276 месторождений, что составляет 77 % от их общего количества. В работе использовалась классификация, представленная в монографии [15].

В результате анализа собранных данных установлено, что в батском резервуаре наиболее распространены пластовые, сводовые залежи, бóльшая часть которых литологически, тектонически или литологически и тектонически экранирована. Согласно составленной выборке этот тип залежей выявлен на 145 месторождениях (52 %).

Примером служат залежи нефти Тайлаковского, Галяновского, Ловинского, Шушминского и других месторождений. Залежи конденсатного газа, сформировавшиеся в сводовых частях локальных поднятий и ограниченные литологическими и тектоническими экранами, выявлены на Геофизическом, Северо-Губкинском, Тамбейском и других месторождениях.

Более простым строением характеризуются залежи, которые относятся к пластовым, сводовым – 89 месторождений (32 %). Как правило, такие залежи сформировались в контуре небольшой по площади малоамплитудной антиклинальной ловушки, вследствие чего они обычно отличаются незначительными запасами. Примером пластовых, сводовых служат залежи нефти Встречного, Бинштоковского, Верхнехарловского, Пальниковского, Западно-Медвежьего месторождений, залежи газа – Восточно-Тугровского и Супринского, конденсатного газа – Малыгинского, Харасавейского, Ютырмальского.

Меньшее количество залежей установлено в структурно-литологических и литологических ловушках: на 44 (16 %) месторождениях. К структурно-литологическим относятся залежи нефти на Ай-Курусском, Вачимском, Конитлорском, Тепловском, Хохряковском, Рогожниковском, Лензитском месторождениях; конденсатного газа, сформировавшиеся в структурно-литологических ловушках, открыты на Останинском, Западно-Юрхаровском, Песцовом.

К литологическому типу относятся залежи нефти Красноленинского (Каменная и Ем-Еговская площади), Нижнесортымского, Ларкинского, Равенского, Тевлино-Русскинского, Северо-Юрьевского месторождений.

На юго-западе (в Шаимском НГР) и на юге (в Демьянском НГР) провинции, где до конца малышевского времени существовали выступы фундамента, служившие локальными источниками обломочного материала, залежи приурочены к пластовым ловушкам литолого-стратиграфического типа с характерным выклиниванием коллекторов делювиально-пролювиального генезиса вверх по восстанию пластов (Трехозерное, Мортымья-Тетеревское, Тальниковое, Усть-Тегусское и другие месторождения). Для них характерны сложные контуры прилегания к выступам фундамента. В изученной выборке их доля невелика – 12 месторождений (4 %).

Наименее распространены в батском резервуаре массивные залежи, локализованные в мощном песчаном пласте или в группе песчаных гидродинамически связанных пластов. По имеющимся материалам с такими ловушками связаны залежи на девяти месторождениях (3 %). Массивный тип залежей выявлен на Северо-Казымском (газ), Северо-Няртольском (нефть), Малоямальском (конденсатный газ) месторождениях.

Из приведенных данных следует, что поисково-разведочные работы на нефть и газ с целью выявления залежей углеводородов в батском резервуаре на всей территории Западно-Сибирской провинции проводились и продолжают прово-

диться в основном на локальных поднятиях. Это обусловлено хорошо отработанной в Западной Сибири методикой и технологией сейсморазведки картирования ловушек в пределах антиклинальных структур.

Структурный контроль распространения залежей. По результатам анализа структурной карты по кровле резервуара в региональном плане отмечается несколько закономерностей размещения залежей углеводородов в пластах $Ю_2$–$Ю_4$ (см. рисунок).

Глубина залегания залежей закономерно увеличивается от бортовых частей бассейна к его центральным районам. Кроме этого, закономерное увеличение глубин отмечается в соответствии с региональным уклоном кровли батского резервуара с юга на север, в направлении синеклиз Ямало-Карской региональной депрессии, причем перепад глубин залегания выявленных залежей составляет 2830 м (от –1428 до –4200 м).

Во внутренних районах Западно-Сибирской геосинеклизы выделяются две группы антиклинальных структур I и II порядка, резко различающихся размерами залежей и, соответственно, количеством запасов в них.

К первой группе относятся структуры с крупными скоплениями нефти и конденсатного газа, которые приурочены к их сводам и склонам. В южных и центральных районах провинции к ним относятся Шаимский мегавыступ, Красноленинский свод, Сургутский свод, Верхнедемьянский мегавал. Во многих работах указано, что для этих структур, имеющих в основании эрозионно-тектонические выступы фундамента, характерна тенденция устойчивого роста на протяжении всего юрского периода и берриаса – раннего апта с некоторым затуханием восходящих движений в апте – туроне [1, 3, 4, 18].

В северных районах, расположенных к югу от Мессояхской наклонной гряды, крупные скопления углеводородов в пластах $Ю_2$–$Ю_4$ сформировались в пределах положительных структур II порядка (Уренгойское, Песцовое, Ямбургское, Ярудейское и другие месторождения). При этом надо отметить, что согласно результатам палеотектонических реконструкций [2, 17] эти структуры в юрский период и берриас-аптский века практически не формировались. Их активный рост проходил после туронского века.

На п-ове Ямал крупные залежи УВ на Новопортовском, Бованенковском, Малыгинском, Тамбейском месторождениях также расположены в контурах поднятий II порядка. Особенностью этих поднятий (в отличие от структур Надым-Пурского междуречья) является их приуроченность к эрозионно-тектоническим выступам доюрского основания и длительная история тектонического развития, которая продолжалась на протяжении всего мезозоя и кайнозоя [6].

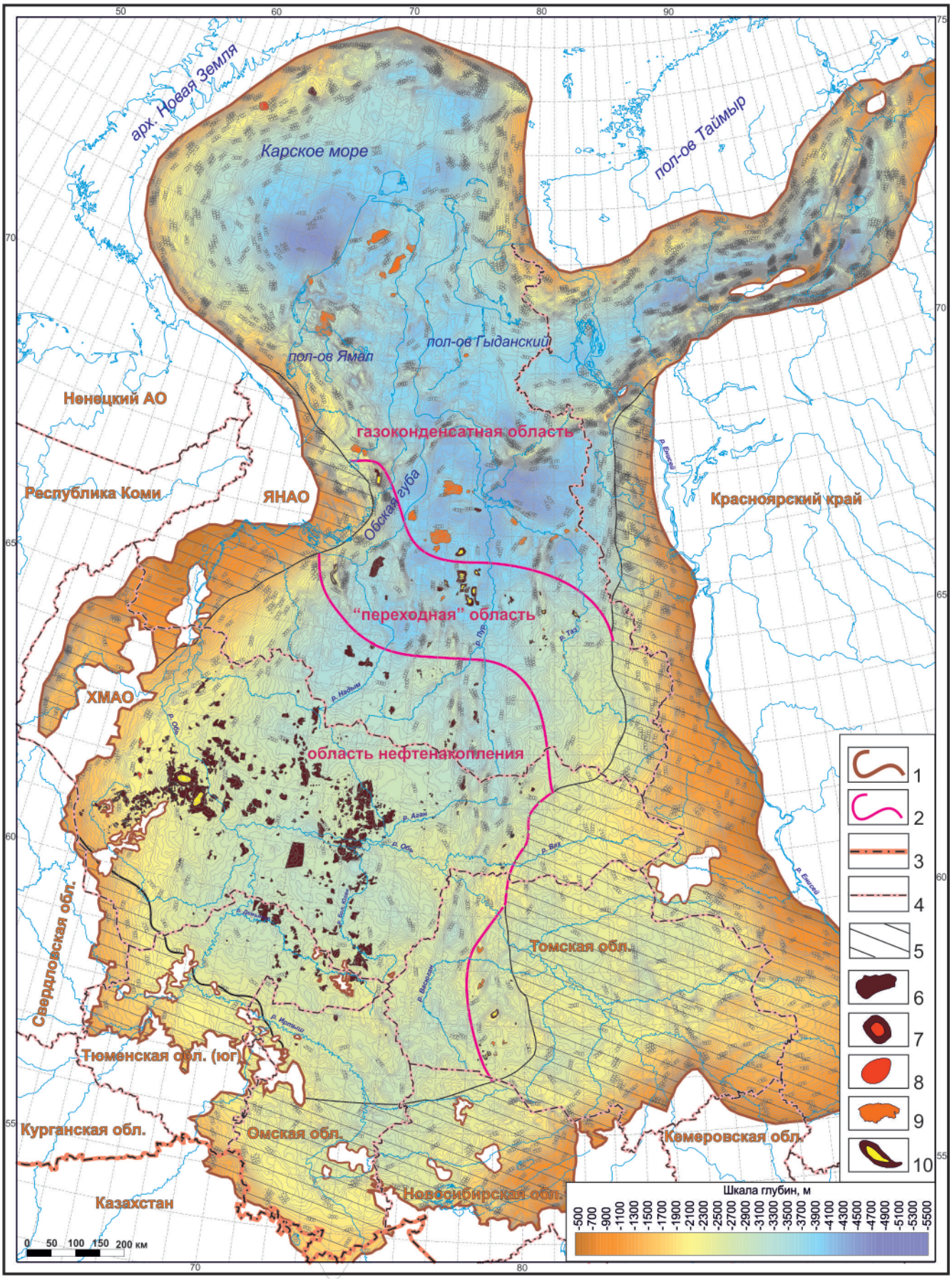
В границах положительных структур I порядка высоты залежей достигают 150–200 м, например на Красноленинском и Сургутском сводах. В северной части провинции в пределах положительных структур II порядка высоты крупных залежей газоконденсата достигают 300 м и более (Ямбургское, Бованенковское, Русское, Уренгойское месторождения).

Вторая группа объединяет положительные структуры I и II порядков, в границах которых в настоящее время выявлены единичные, преимущественно мелкие по запасам залежи УВ: Нижневартовский, Александровский, Северный своды и линейно вытянутые в меридиональном направлении Варьеганский, Вынгапуровский, Етыпуровский, Часельский мегавалы. Примечательно расположение всех этих структур вдоль бортов Колтогорско-Уренгойского мегажелоба. Основной этап формирования перечисленных мегавалов связан с коньякским, сантонским, кампанским, маастрихтским веками позднемеловой эпохи и кайнозойской эрой. Это было обусловлено активизацией тектонических процессов, приведших к существенному расширению Колтогорско-Уренгойского регионального мегажелоба. В коньяк-кайнозойский этап также завершилось развитие Северного, Нижневартовского и Александровского сводов [12, 17].

Большинство мелких и средних по запасам залежей в батском резервуаре расположено в пределах крупных отрицательных структур – Мансийской и Большехетской синеклиз, Надымской мегавпадины, где они приурочены к поднятиям IV и III порядка. При этом наибольшим количеством скоплений УВ в настоящее время резко выделяется Мансийская синеклиза. В меньшем количестве мелкие и средние по запасам залежи нефти и газа сформировались на локальных поднятиях, которые осложняют моноклинальные склоны Внешнего пояса.

Особенности локализации залежей в разрезе батского резервуара. В Западно-Сибирской НГП промышленная нефтегазоносность продуктивных горизонтов батского резервуара непостоянна. Большинство залежей углеводородов открыто в его верхней части.

В центральной части Западно-Сибирской провинции (Сургутский, Приобский, Ноябрьский и южная часть Ярудейского НГР) в батском резервуаре залежи нефти содержатся преимущественно в пластах горизонта $Ю_2$. В западных, юго-западных и южных районах провинции этаж нефтеносности резервуара увеличивается до трех продуктивных горизонтов – $Ю_2$, $Ю_3$ и $Ю_4$ (Красноленинская НГО, западная и южная части Фроловской НГО, северо-восточная часть Каймысовской НГО и Шаимский НГР в Приуральской НГО). Увеличение этажа нефтегазоносности также наблюдается на положительных структурах, расположенных вдоль западного борта Колтогорско-Уренгойского мегажелоба. К востоку от него нефтегазоносность батского резервуара связана, как правило, с пластами горизонта $Ю_2$.



Структурная карта по кровле малышевского горизонта Западно-Сибирской плиты и Енисей-Хатангского прогиба

Границы: 1 – распространения проницаемого комплекса батского резервуара, 2 – «переходной» зоны с различным фазовым состоянием залежей УВ, 3 – государственная, 4 – административные; 5 – бесперспективные территории; залежи в пластах $Ю_2$–$Ю_4$: 6 – нефтяные, 7 – газонефтяные, 8 – газовые, 9 – газоконденсатные, 10 – нефтегазоконденсатные

В северной части Ямало-Карского региона, где проницаемый комплекс батского резервуара представлен малышевской свитой, в пластах продуктивных горизонтов $Ю_2$, $Ю_3$ и $Ю_4$ большее количество залежей выявлено в Ямальской НГО. В Гыданской НГО открыты всего три залежи в пласте $Ю_2$ – на Салмановском, Геофизическом и Северо-Парусовом месторождениях.

Термобарические условия размещения залежей. Залежи углеводородов в батском резервуаре открыты в широком диапазоне пластовых температур и давлений. Современные температуры в залежах изменяются от 45–49 °С в пределах структур Внешнего пояса до 110–120 °С в зонах геотемпературных аномалий в южной части бассейна (Красноленинская, Салымская) и до 120–140 °С (и выше) в наиболее крупных депрессиях его северной части (Надымская, Большехетская, Антипаютинская) [10].

По результатам совместного анализа карты современных температур и серии карт физико-химических свойств нефтей отмечается повышение их качества с увеличением пластовой температуры. Так, в пределах низкотемпературной зоны, которая охватывает Сургутский свод, Юганскую мегавпадину и Верхнедемьянский мегавал, залежи в пластах $Ю_2$–$Ю_4$ содержат наиболее тяжелые, сернистые, смолистые и высокосмолистые нефти с низким газосодержанием (<50 м^3/т). С увеличением пластовой температуры качество нефти повышается. Например, на Красноленинском месторождении при пластовых температурах 105–120 °С нефти характеризуются повышенной газонасыщенностью (150–200 м^3/т), низкой плотностью (≈0,813 г/см^3), средним содержанием парафинов, низким содержанием серы и смолистых веществ [11].

В северном направлении от Широтного Приобья на фоне увеличения средних значений пластовых температур до 100–110 °С отчетливо проявляется зональность в размещении залежей углеводородов с различным фазовым состоянием: от нефтяных на юге до газоконденсатных на севере. При этом плотность нефтей и конденсатов не превышает 0,830 г/см^3. Содержание серы изменяется от следовых количеств до 0,5 %, смол и асфальтенов – до 5 %. По содержанию твердых парафинов нефти и конденсаты относятся к парафинистым (2,6–5,5 %) и высокопарафинистым (≥6 %). В большинстве нефтяных залежей значение газового фактора изменяется от 200 до 500 м^3/т [11].

Одна из специфических особенностей нефтегазовой системы батского резервуара в северных и арктических районах провинции – наличие обширной области аномально высоких пластовых давлений (АВПД) с $К_{ан}$ до 2,22 [5]. На карте современных температур пород в кровле малышевского горизонта граница этой области близка к изотерме +100 °С. В центральных, западных и южных районах провинции залежи в пластах $Ю_2$–$Ю_4$ характеризуются значениями пластовых давлений, близкими или равными гидростатическим. В пределах области, характеризующейся жесткими термобарическими условиями, большее количество открытых залежей содержит конденсатный газ. В меньшем количестве в этой области выявлены нефтегазоконденсатные залежи.

Закономерности изменения фазового состояния УВ в залежах. Отдельно для батского резервуара отмечается смена фазового состояния углеводородов в залежах по направлению от южных нефтегазоносных областей (НГО) к северным. Выделяются три зоны.

Первая зона нефтенакопления охватывает территории Каймысовской и Среднеобской НГО, южные НГР Надым-Пурской НГО, северные – Васюганской, Фроловской, Красноленинской и Приуральской. В этой зоне открыты нефтяные залежи, в единичных случаях с газовыми шапками, за исключением западных приграничных районов двух последних НГО, где наряду с нефтяными выявлены мелкие залежи газа (Северо-Казымское, Сотэ-Юганское, Восточно-Тугровское и Супринское месторождения). Следует отметить, что в настоящее время аналогичная зона намечается в Предновоземельской НГО (Карское море). Об этом свидетельствует открытие нефтяной залежи на месторождении Победа и газовой залежи на месторождении им. Жукова, которые приурочены к поднятиям Внешнего пояса.

Вторая зона («переходная») характеризуется смешанным фазовым состоянием углеводородов в залежах. Здесь выявлены нефтяные, газонефтяные, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи. С юга и севера она ограничена параллелями 64°40′ и 66°30′ с. ш. соответственно. Согласно нефтегазогеологическому районированию в данную зону входят северная часть Губкинского НГР, южные части Надымского и Уренгойского НГР, а восточнее – вся центральная часть Пур-Тазовской НГО. Аналог второй зоны выделяется и на юго-востоке Западной Сибири, в южных районах Васюганской НГО.

В третьей зоне (газонакопления) все залежи в пластах $Ю_2$–$Ю_4$ содержат конденсатный газ. Зона включает северные части Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО, а также Ямальскую и Гыданскую НГО.

Фациальный контроль нефтегазоносности батского резервуара. Согласно результатам палеогеографических реконструкций отчетливо отмечается фациальный контроль нефтегазоносности батского резервуара.

В Широтном Приобье залежи нефти в группе пластов $Ю_2$, в том числе с крупными запасами на Сургутском своде, сформировались в отложениях прибрежно-континентального и прибрежно-морского комплексов. В плане нефтеносности отложения дельтового и аллювиального комплексов имеют второстепенное значение. Данный вывод сделан на основе комплексного анализа результатов детальных литолого-седиментологических исследований керна, палеогеографических реконструкций, петро-

физических свойств пород [16], испытаний скважин в интервале батского резервуара и структурного плана кровли малышевского горизонта.

В районе Верхнедемьянского мегавала и прилегающих территорий большая часть запасов содержится в залежах горизонтов $Ю_4$ и $Ю_3$ и нижней части горизонта $Ю_2$, песчаные отложения которых накапливались в обстановках аллювиального комплекса (русловые и связанные с ними фации). Подчиненное значение в этом районе имеют нефтенасыщенные коллекторы дельтового и прибрежно-морского комплексов в верхней части горизонта $Ю_2$ [7, 13].

По результатам региональных палеогеографических реконструкций [8] предполагается, что в северных районах залежи УВ содержатся в песчано-алевритовых отложениях, сформировавшихся в полифациальных условиях от континентальных до мелководно-морских. В отложениях аллювиального комплекса песчаные тела имеют вытянутую, в разной степени извилистую, «шнурковую» форму. Отложения коллекторов, сформировавшиеся в дельтовом комплексе, распространены в виде линз достаточно сложной формы в плане. Сочетание коллекторов аллювиального и дельтового комплексов характерно для горизонта $Ю_3$. Песчаные отложения прибрежно-континентального и прибрежно-морского комплексов образуют покровные тела, распространение которых в плане контролировалось палеорельефом. Коллекторы, представленные этими отложениями, являются основными резервуарами нефти и газа в горизонте $Ю_2$.

Выводы

Выявленные закономерности размещения залежей углеводородов позволяют в пределах перспективных площадей выполнять обоснованный прогноз фазового состояния, физико-химических свойств жидких УВ, термобарических условий и размеров новых скоплений в продуктивных горизонтах $Ю_4$, $Ю_3$ и $Ю_2$, приуроченных к определенному фациальному типу коллекторов. Это имеет большое практическое значение и применение для восполнения ресурсной базы, а также рационального выбора комплекса геолого-геофизических методов поиска и разведки залежей. В развитие дальнейших исследований представляется важным и необходимым выполнить обобщение результатов палеотектонических реконструкций в комплексе с результатами бассейнового моделирования, характеризующих нефтегазовую систему нижнесреднеюрских отложений для всей Западно-Сибирской НГП. Главная цель этих исследований – восстановление истории формирования залежей углеводородов в батском резервуаре.

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. **Бочкарев В. С.** Краткая характеристика геологического строения северной части Западно-Сибирской равнины // Горные ведомости. – 2005. – № 7. – С. 4–19.

2. **Бочкарев В. С., Федоров Ю. Н.** Главные этапы формирования сводов и мегавалов чехла Западно-Сибирской молодой платформы // Геология и геофизика. – 1983. – № 7. – С. 136–140.

3. **Брехунцов А. М., Монастырев Б. В., Нестеров И. И. (мл.)** Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2011. – № 8. – С. 1001–1012.

4. **Волков В. А., Гончарова В. Н.** Об истории тектонического развития центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Матер. XV науч.-практ. конф. «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». Т. 1. – Ханты-Мансийск, 2012. – С. 213–224.

5. **Загоровский Ю. А.** Связь флюидодинамических процессов с нефтегазоносностью глубоких горизонтов на севере Западной Сибири // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2016. – № 6. – С. 48–51.

6. **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.

7. **Казаненков В. А.** Аллювиальные палеосистемы малышевского горизонта южных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна – определяющий фактор распространения коллекторов с залежами нефти «шнуркового» типа // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2019. – № 4. – С. 59–66.

8. **Казаненков В. А.** Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в позднем байосе – бате // Геология и геофизика. – 2021 – Т. 62, № 8. – С. 1172–1187.

9. **Казаненков В. А.** Сырьевая база углеводородов и региональные особенности распространения залежей в тюменской свите и ее аналогов в Западной Сибири // Бурение и нефть. – 2016. – № 3. – С. 3–11.

10. **Геотермические** условия и нефтегазоносность тюменской и малышевской свит Западно-Сибирского бассейна / В. А. Казаненков, А. Р. Курчиков, А. Г. Плавник, М. Н. Шапорина // Геология и геофизика. – 2019. – Т. 60, № 2. – С. 209–216.

11. **Казаненков В. А., Фурсенко Е. А., Шапорина М. Н.** Закономерности изменения физико-химических свойств нефтей и конденсатов из залежей тюменской и малышевской свит Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геоло-

гия. Теория и практика. – 2018. – Т. 13, № 2. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/1/12_2018.pdf.

12. **Конторович В. А.** Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, № 4. – С. 461–474.

13. **Палеогеографический** контроль нефтеносности малышевского горизонта группы Тайлаковских месторождений (Западная Сибирь) / В. А. Казаненков, П. А. Ян, Л. Г. Вакуленко, А. Ю. Попов // Геология нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 115–126.

14. **Палеогеография** Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 972–1012.

15. **Северное** Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома (системно-литмологический подход) / Ю. Н. Карогодин, В. А. Казаненков, С. А. Рыльков, С. В. Ершов // Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000. – 200 с.

16. **Седиментогенез** коллекторов среднего-верхнего бата и их нефтеносность в Широтном Приобье / А. Э. Конторович, Л. Г. Вакуленко, В. А. Казаненков и др. // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51, № 2. – С. 187–200.

17. **Сейсмостратиграфия**, история формирования и газоносность структур Надым-Пурского междуречья (Западная Сибирь) / В. А. Конторович, Д. В. Аюнова, И. А. Губин и др. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 8. – С. 1583–1595.

18. **Тектоническое** строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В. А. Конторович, С. Ю. Беляев, А. Э. Конторович и др. // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11–12. – С. 1832–1845.

19. **Фациально-стратиграфическое** районирование келловей-кимериджских отложений Западно-Сибирского осадочного бассейна / С. В. Рыжкова, Л. Г. Вакуленко, В. А. Казаненков и др. // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61, № 3. – С. 409–421.

© В. А. Казаненков, 2022