

В. А. Казаненков^{1}*

Нефтегазовая система батского регионального резервуара центральных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

¹ 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 обобщения опубликованных и первичных геологических материалов дана характеристика строения коллекторов, флюидоупора и нефтепроизводящих пород, как составных элементов нефтегазовой системы батского резервуара (продуктивные горизонты Ю₂-Ю₄). Показано, что фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов батского резервуара находятся в причинно-следственной связи от условий накопления осадков. Флюидоупор батского резервуара, представленный абалакской свитой на западе исследуемой территории и нижневасюганской подсвитой на востоке, различается качеством. Наилучшими экранирующими свойствами обладает абалакская свита. Большая часть структурных ловушек сформировалась к концу аптского века, что совпало по времени с литификацией абалакской и нижневасюганской глинистых толщ до состояния флюидоупора. Завершился процесс образования ловушек в кайнозойскую эру. В качестве потенциально нефтепроизводящих рассмотрены породы китербютского, лайдинского, леонтьевского и баженовского горизонтов, которые в разных пропорциях содержат террагенное и аквагенное РОВ. Согласно глубинной зональности катагенеза весь юрский разрез в настоящее время находится в ГЗН. Полученные результаты могут быть полезны при восстановлении истории генерации, миграции, аккумуляции нефти.

Ключевые слова: Западная Сибирь, батский резервуар, пласты Ю₂₋₄, нефтегазовая система

V. A. Kazanenkov^{1}*

Petroleum system of the Bathonian regional reservoir of the central parts of the West Siberian oil and gas province

¹ Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS,
Novosibirsk, Russian Federation
* e-mail: KazanenkovVA@ipgg.sbras.ru

Abstract. In the article Bathonian petroleum system, which includes regional productive horizons Yu₂-Yu₄, was characterized based on the integration of published and raw geological materials. It is shown that the porosity and permeability properties of the Bathonian reservoir rocks are in a causal relationship with the depositional environment. The seal for the Bathonian reservoir, represented by the Abalak Formation in the west of the study area and the Lower Vasyugan Subformation in the east, varies in quality across the investigated territory. The Abalak Formation has the best sealing capacity. Most of the structural traps were formed by the end of the Aptian age, which coincided in time with the lithification of the Abalak and Lower Vasyugan shales to the state of a seal. The process of trap formation was completed in the Cenozoic era. The rocks of the Kiterbyutsky, Laidinsky, Leontievsky, and Bazhenovskiy stratigraphic horizons, which contain terrigenous and aquatic organic matter in different concentrations, are considered as potential oil-and-gas producing source rocks. According

to the maturity profile, the entire Jurassic section is currently located in the main zone of petroleum generation. The obtained results can be useful in restoring of the history of generation, migration, and accumulation of oil-and-gas.

Keywords: Western Siberia, Bathonian reservoir, Yu₂₋₄ horizons, Petroleum system

Введение

В последние 20 лет у недропользователей, осуществляющих свою деятельность в центральных районах Западно-Сибирской НГП, резко увеличился интерес к среднеюрскому комплексу и, в частности, к батскому региональному резервуару. Этот интерес подтверждается открытиями в пластах Ю₂-Ю₄ большого количества новых залежей УВ, причем как в границах старых месторождений, так и на новых площадях.

Анализ опубликованной литературы показал, что геологическими службами многих нефтегазовых компаний и научными коллективами при обосновании перспектив локальных объектов и при выделении нефтегазоперспективных зон часто используются результаты бассейнового моделирования. Это моделирование позволяет анализировать формирование нефтегазовой системы и оценивать влияние изменчивости различных геологических параметров на процессы генерации углеводородов, образования залежей нефти/газа и их сохранности. В связи с этим представляется актуальным рассмотреть структуру нефтегазовой системы батского регионального резервуара. Главными геологическими параметрами (элементами) отдельной нефтегазовой системы являются: коллектор, флюидоупор, ловушка и нефтегазопроизводящие породы.

Методы и материалы

Исследования базировались на результатах анализа опубликованной литературы по палеогеографическим реконструкциям на время формирования отложений проницаемого комплекса резервуара, строению флюидоупора, перекрывающего пласты горизонта Ю₂, истории тектонического развития центральных районов Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозойскую и кайнозойскую эры и характеристике РОВ в юрском комплексе пород.

Основой при характеристике ФЕС пород-коллекторов послужили результаты аналитических определений пористости и проницаемости. Оценка времени литификации глинистой толщи до состояния флюидоупора основывалась на зависимостях изменения пористости глин с глубиной, опубликованных в работах Г.Э. Прозоровича [1] и И.Н. Ушатинского и А.В. Рылькова [2].

Результаты

Строение коллектора. В соответствии с результатами палеогеографических реконструкций на исследуемой территории нижняя часть проницаемого комплекса (горизонт Ю₄) сложена невыдержанными по толщине песчано-алевритовыми и алеврито-песчаными породами, с текстурными особенностями и другими признаками, характерными для отложений, которые сформировались в аллювиальных и озерных обстановках [3]. Вблизи выступов фундамента, слу-

живших локальными источниками обломочного материала, песчано-алевритовые отложения, нередко с гравелитом в основании, накапливались на их склонах.

Особенность строения средней части проницаемого комплекса резервуара (пласты группы Ю₃) состоит в более тонкозернистом составе проницаемых пород, что обусловлено частичным нивелированием рельефа источников сноса и, как следствие, сокращением объема поступления во внутреннюю часть бассейна крупно- и среднезернистого песчаного материала [3]. Для этой части комплекса характерна вертикальная и латеральная изменчивость содержания песчано-алевритового материала, что стало причиной ограниченного распространения пластов-коллекторов. В разрезах отмечается повышенное содержание алеврито-глинистых и глинистых прослоев с обильными включениями растительного детрита и часто с пропластками или маломощными пластами углей.

Верхняя часть проницаемого комплекса батского резервуара (группа пластов Ю₂) имеет наиболее сложное строение. Коллекторы представляют собой цепочку связанных или изолированных линз проницаемых пород, окружённых малопроницаемыми или непроницаемыми породами. Это обусловлено, как отмечалось в работе [4], формированием отложений в различных обстановках осадко-накопления на трансгрессивном этапе развития осадочного бассейна.

В основании верхней части коллекторы сложены песчаниками и алевролитами фаций меандровых кос, русловых отмелей, прирусловых валов и прибрежной части озера. Выше по разрезу проницаемые породы представлены дельтовыми песчаными телами (дельтовые рукава, отложения песчано-алевритовых отмелей внутридельтовых заливов), береговыми валами прибрежной равнины и береговыми барьерными барами лагунного побережья. В кровле проницаемого комплекса коллекторы сложены прибрежно-морскими отложениями подводных валов [4].

В многочисленной литературе неоднократно обращалось внимание на низкие фильтрационно-емкостные свойства нефтенасыщенных пород даже в пределах отдельной залежи. Следствием этому является факт преваляирования в батском резервуаре залежей с низкими продуктивными характеристиками (без применения методов интенсификации притоков).

Целенаправленные исследования по изучению зависимости фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов от обстановок формирования продуктивных отложений батского резервуара в Широком Приобье показали, что с наиболее высокой вероятностью относительно высокопористые и проницаемые коллекторы развиты на участках распространения подводных валов и отмелей прибрежно-морского комплекса, дельтовых рукавов дельтового комплекса и меандровых кос аллювиального комплекса. В отложениях подводных валов пористость варьирует от 16 до 20 %, проницаемость изменяется от 11 до 69×10^{-15} м². Отложения меандровых кос характеризуются пористостью 13-20 %, проницаемостью – $1-46 \times 10^{-15}$ м². Пористость песчаников, сформировавшихся в дельтовых рукавах изменяется от 13,6 до 18,3 %, проницаемость варьирует от 1 до 75×10^{-15} м².

Меньшей вероятностью обнаружения эффективных коллекторов характеризуются отложения русловых отмелей аллювиального комплекса, барьерных баров, прибрежной части лагуны, береговых валов и пляжных гребней прибрежно-континентального комплекса. Пористость песчаников, сформировавшихся в указанных обстановках изменяется от 13,2 до 18,4 %, проницаемость варьирует в диапазоне $1 - 16 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, среднее – $3,6 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Самые низкие вероятности обнаружения эффективных коллекторов характерны для отложений пойменных и заболачивающихся пойменных равнин в аллювиальном комплексе, маршей в дельтовом комплексе, подводных ложбин прибрежно-морского комплекса.

Строение флюидоупора. Как известно, главными характеристиками глинистых флюидоупоров, определяющими их экранирующие свойства, являются минералогический и литологический состав пород, их пористость и толщина.

На западе центральных районов Западно-Сибирской НГП флюидоупором для залежей нефти в пластах Ю₂– Ю₄ служит глинистая толща абалакской свиты (40-60 м), а на востоке нижневасюганской подсвиты (15 – 25 м). Зона перехода между нижневасюганской подсвитой и абалакской свитой прослеживается вдоль западного склона Сургутского свода.

Нижняя часть абалакской свиты сложена темно-серыми, слюдистыми неслоистыми аргиллитами с включениями известковистых желваков. Верхняя часть представлена темно-серыми аргиллитами, тонкоотмученными, со слабо выраженной плитчатостью. В составе глинистого вещества пород свиты доминирует гидрослюда (60-75 %), иногда с небольшой примесью смешанослойного иллит-сметтита. В меньших количествах присутствует хлорит и каолинит (по 10-20 %) [5].

Нижневасюганская подсвита сложена темно-серыми, черными, иногда с буроватым оттенком аргиллитами. В ее разрезе отмечаются редкие тонкие прослои алевролитов и примесь зерен алевритовой размерности в матрице пород, что должно снижать экранирующие свойства флюидоупора. В составе глинистых минералов подсвиты преобладают каолинит и гидрослюда (30-50 %) с незначительной примесью смешанослойных минералов. Хлорит обычно имеет второстепенное значение (15-35 %). При этом практически во всех изученных разрезах отмечено характерное уменьшение содержания каолинита снизу вверх [6].

Время литификации глинистых толщ нижневасюганской подсвиты и абалакской свиты до состояния флюидоупора различается, что обусловлено особенностью заполнения осадками относительно глубоководного морского бассейна в позднем берриасе – раннем апте, в результате которого сформировалась толща клиноформного комплекса нижнего мела. Так глины нижневасюганской подсвиты уплотнились до состояния флюидоупора (уменьшение пористости глин до 30 %) в конце барремского – начале аптского веков, 122-120 млн лет тому назад (на рубеже формирования сангопайской и алымской свит). Флюидоупор абалакской свиты мог удерживать углеводороды с середины аптского века, примерно 117 млн лет тому назад во время формирования нижневикуловской подсвиты.

В настоящее время пористость пород «келловейской» части регионального флюидоупора батского резервуара, как правило, не превышает 10 %.

История формирования антиклинальных структур. Территория исследования расположена в пределах Обской региональной ступени, где все антиклинальные структуры имеют в основании эрозионно-тектонические выступы фундамента. К наиболее крупным из этих структур относятся: Красноленинский Сургутский, Нижневартовский, Каймысовский своды, Салымское куполовидное поднятие и Верхнедемьянский мегавал. Во многих работах для них отмечен устойчивый рост на протяжении всего юрского периода и берриасса – раннего апта с некоторым затуханием восходящих движений в апт-туронский века [7, 8]. Положительные структуры III, IV порядков – куполовидные, локальные поднятия и валы, выраженные в современном рельефе кровли юрских отложений на исследуемой территории, также сформировались над блоками фундамента. Их наиболее активный рост происходил на ранних этапах формирования отложений нижнего мела, главным образом, в берриасский и валанжинский века [7, 8].

Процессы, происходившие в апт-туронский этап развития, практически не оказали влияния на изменение структурного плана кровли юрских отложений в центральной части Обской региональной ступени. На этом этапе развития не было активных вертикальных тектонических движений [8].

В коньяк–кайнозойский этап юрские палеоструктуры продолжали унаследовательно развиваться. Устойчивое прогибание западной части Западно-Сибирской геосинеклизы (в районе Мансийской синеклизы) и одновременно активное воздымание юго-восточных районов обусловило образование в пределах Обской ступени регионального наклона структурной поверхности кровли юры в северо-западном направлении [9]. Коньяк–кайнозойский этап также отразился на структурных поверхностях юрских комплексов в пределах Сургутского и Красноленинского сводов. В работе [7] сделан вывод о наиболее интенсивном росте Сургутского свода в постсеноманское время.

Нефтегазопроизводящие породы. Как хорошо известно, главными параметрами нефтегазопроизводящих пород являются количественное содержание РОВ, его генотип и степень термической преобразованности (катагенез). В настоящее время большинством исследователей признается, что наиболее высокие концентрации РОВ присущи глинистым отложениям, накапливавшимся в субаквальных обстановках. На исследуемой территории в разрезе нижней и средней юры к глинистым горизонтам относятся: китербютский, лайдинский и леонтьевский. Их формирование происходило во время трансгрессий морского бассейна. Это дает основание рассматривать их в качестве потенциально нефтегазопроизводящих. В районах Сургутского свода, Юганской мегавпадины и Верхнедемьянского мегавала возможным источником нефти в залежах батского резервуара было аквагенное ОВ баженовской свиты, на что указывает факт высоких концентраций серы в нефтях [10]. На рассматриваемой территории в ниже залегающих породах тюменской и шеркалинской свит повышенного содержания сернистых соединений не установлено. Однако находки морской фауны в верхнетюменской подсвите [3] на территории Широкого Приобья указывают на нали-

чие прослоев с аквагенным ОВ, потенциал нефтеобразования которого в настоящее время практически не изучен.

В Широком Приобье толщина китербютского горизонта изменяется от 10 до 40 м, содержание $C_{орг}$ в породах варьирует от 0,1 до 16 %, наиболее часто 2-5 %. При этом в западной части этой территории содержание $C_{орг}$ в породах выше, чем в восточной (средние содержания 4,28 и 2,25 % соответственно). В составе ОВ определен как террагенный тип, так и типично аквагенный [11, 12].

Лайдинский горизонт на востоке исследуемой территории представлен «перевальной», а на западе «радомской» пачками. Перевальная пачка толщиной от 20 до 60 м сложена темно-серыми аргиллитами с подчиненными прослоями алевролитов и песчаников. Согласно работе [11] содержание $C_{орг}$ в породах пачки изменяется от 0,3 до 8,9 %, среднее значение – 1,7 %. ОВ относится к террагенному типу с незначительной примесью аквагенного. Радомская пачка толщиной 20- 25 м сложена черными углеродистыми аргиллитами и алевролитами (часто их переслаиванием) с углефицированными растительными остатками и редкими остатками двустворок. Породы радомской пачки содержат $C_{орг}$ в концентрациях 1,0-4,5 % [13]. Органическое вещество представлено преимущественно остатками высшей наземной растительности [13, 14].

Леонтьевский горизонт, представлен мелкозернистыми глинистыми алевролитами, аргиллитами с прослоями песчаников, крупнозернистых алевролитов и углистых пород. Часто в разрезе отмечаются маломощные пласты углей. Толщина отложений варьирует от 70 до 120 м. На западе территории среднее содержание $C_{орг}$ в породах составляет 3,3 %. На востоке породы характеризуются более низким средним содержанием $C_{орг}$ – 1,8 %. ОВ представлено преимущественно террагенным типом с небольшой примесью аквагенного материала, характерного для озерных и морских осадков [11].

Баженовский горизонт сложен углеродисто-кремнисто-глинистыми отложениями толщиной от 15-20 м на поднятиях до 40-45 м во впадинах. Максимальными толщинами характеризуются западные районы Мансийской синеклизы. Современные концентрации $C_{орг}$ в породах баженовской свиты изменяются от 8 до 12 %, в тутлеймской свите – от 6 до 8 %. По генетическому типу преобладает аквагенное ОВ [15].

Катагенез ОВ юрских пород изменяется от начала стадии $МК_1^1$ в баженовском горизонте на наиболее приподнятых участках Сургутского свода до $МК_1^2$ - $МК_2$ в китербютском горизонте [14]. Наибольшей преобразованностью ОВ характеризуется в Салымском и Красноленинском районах, где установлен повышенный тепловой поток из фундамента, который обусловил возникновение хорошо известных геотемпературных аномалий.

Заключение

Площадное распространение пород-коллекторов горизонтов Ю₄, Ю₃ и Ю₂ и их ФЕС контролируются (в зависимости от положения в разрезе батского резервуара) условиями формирования песчано-алевритовых осадков в континентальных, переходных и морских обстановках осадконакопления.

В центральных районах Западно-Сибирской НГП флюидоупор батского резервуара представлен абалакской свитой и нижневасюганской подсвитой. Согласно толщине отложений (40-60 м), свойственной экранам высокого качества, минеральному составу и степени уплотненности глинистого вещества наилучшими экранирующими свойствами обладает абалакская свита, которая способна надежно экранировать залежи как нефти, так и газа. Нижневасюганская подсвита также характеризуется хорошими экранирующими свойствами, на что указывает преимущественно однородный тонкодисперсный состав глинистого материала. Однако небольшие толщины подсвиты, а также преобладание среди глинистых минералов ненабухающего каолинита, что способствует при литификации проявлению микротрещиноватости, снижают экранирующие свойства флюидоупора и делают его диффузионно слабопроницаемым для газа.

На территории центральных районов Западно-Сибирской геосинеклизы большая часть положительных структур сформировалась к концу аптского века. После некоторого затухания восходящих движений в апт–туронский века юрские палеоструктуры продолжили унаследовательно развиваться в коньяк–маастрихтский века и кайнозойскую эру, что привело к заключительному формированию структурных ловушек. Именно с такими ловушками, часто осложненными литологическими и тектоническими экранами, связаны залежи в пластах Ю₂-Ю₄.

В качестве потенциально нефтегенерирующих толщ, рассмотрены глинистые горизонты нижней и средней юры, к которым относятся китербютский, лайдинский и леонтьевский. Согласно немногочисленным опубликованным материалам ОВ представлено преимущественно террагенным типом с небольшой примесью аквагенного материала, характерного для озерных и морских осадков. На Сургутском своде, в Юганской мегавпадине и на смежных территориях источником нефти в залежах пласта Ю₂ вероятно являлось ОВ баженовского горизонта, которое по генетическому типу относится к аквагенному. Катагенетическая преобразованность ОВ юрских пород соответствует главной зоне нефтеобразования.

В развитие дальнейших исследований представляется важным и необходимым выполнить на современном уровне геохимические исследования с целью установления связи «исходное ОВ → нефть в залежах батского резервуара».

Результаты выполненных исследований могут быть использованы при восстановлении истории генерации, миграции, аккумуляции нефти и оценке начальных суммарных ресурсов в ниже- и среднеюрском нефтегазоносных комплексах в центральных районах Западно-Сибирской НГП и на смежных территориях.

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. Прозорович, Г.Э. Покрышки залежей нефти и газа / Г.Э. Прозорович // Труды ЗапСибНИГНИ. – М.: Недра. 1972. - Вып. 49. – 120 с.
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. Казаненков В.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в позднем байосе – бате // Геология и геофизика. – 2021 – Т. 62. – № 8. – С. 1172-1187.
4. Конторович А.Э., Вакуленко Л.Г., Казаненков В.А. и др. Седиментогенез коллекторов среднего-верхнего бата и их нефтеносность в Широком Приобье // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 2. – С. 187-200.
5. 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.
6. Ян П.А., Вакуленко Л.Г., Костырева Е.А. и др. Литология и геохимия когалымской пачки нижневасюганского подгоризонта (верхний бат—низы нижнего оксфорда) Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. - № 3-4. – С. 484-494.
7. Волков В.А., Гончарова В.Н. Об истории тектонического развития центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Материалы XV науч.-практ. конф. «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». – Ханты-Мансийск, 2012. – Т. 1. – С. 213-224.
8. Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 4. –С. 461-474.
9. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11-12. – С. 1832- 1845.
10. Казаненков В.А., Фурсенко Е.А., Шапорина М.Н. Закономерности изменения физико-химических свойств нефтей и конденсатов из залежей тюменской и мальшевской свит Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 2. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/1/12_2018.pdf.
11. Видик С.В. Нефтегенерационный потенциал и перспективы нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений центральной части Западно-Сибирской плиты: диссер. канд. геол.-мин. наук: 25.00.12. – Новосибирск, 2009. – 231 с.
12. Вакуленко Л.Г., Ян П.А., Костырева Е.А. Китербютский горизонт (нижний тоар) в центральной и юго-восточной частях Западно-Сибирского бассейна: седиментология и геохимия // Всероссийское литологическое совещание. Сб. науч. докл. 25-29 сентября 2012 г. – Санкт-Петербург: СПбГУ, 2012. – Т. 2. – С. 131-133.
13. Конторович А.Э., Андрусевич В.Е., Афанасьев С.А. и др. Геология и условия формирования гигантской Талинской зоны газонефтенакопления в континентальных отложениях нижней юры (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 1995. – Т. 36. – № 6. – С. 5-28.
14. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.
15. Конторович А.Э., Пономарева Е.В., Бурштейн Л.М. и др. Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 3. – С. 357-371.

© В. А. Казаненков, 2023