

Особенности размещения залежей углеводородов в пластах батского регионального резервуара (Западная Сибирь)

В. А. Казаненков

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

Аннотация. В работе рассмотрены особенности нефтегазоносности отдельного резервуара в кровле среднеюрского нефтегазоносного комплекса, позволившие выявить региональные закономерности размещения залежей углеводородов в пластах Ю₂–Ю₄ в пределах всей территории Западно-Сибирской НГП. На основе новейших результатов региональных исследований установлен структурный и фациальный контроль распространения залежей, распределение их по типам ловушек, приуроченность к определенным интервалам разреза 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 в пределах перспективных площадей выполнять обоснованный прогноз новых скоплений в продуктивных горизонтах Ю₄, Ю₃ и Ю₂. Это имеет большое практическое значение/применение для восполнения ресурсной базы, а также рационального выбора комплекса геолого-геофизических методов поиска и разведки, а в дальнейшем создания оптимальной схемы разработки залежей.

Ключевые слова: Западная Сибирь, батский резервуар, пласты Ю₂₋₄, залежи углеводородов

Aspects of the hydrocarbon accumulations distribution in the Bathonian regional reservoir (Western Siberia)

V. A. Kazanenkov

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

Abstract. The paper considers the different aspects of the oil and gas presence in a specific reservoir in the top of the Middle Jurassic sequence of the West Siberian sedimentary cover. They allow to identify regional patterns of hydrocarbon accumulations distribution in the Yu₂–Yu₄ horizons of Bathonian reservoir within the entire territory of the West Siberian basin. Based on the latest results of the regional studies, the structural and facies control, trap type control have been established. Confinement to the certain parts of the reservoir section in various regions of the petroleum province have been described. Additionally changes in the hydrocarbons phase, pressure-and-temperature conditions, the physical and chemical properties of fluids have been identified. The revealed features of the oil-and-gas accumulations distribution make it possible to carry out a reasonable forecast of new findings in the Yu₄, Yu₃ and Yu₂ productive horizons within the promising areas. This is of great practical importance and application for the reserve replacement, as well as the effective selection of the future exploration strategy and further on the creation of the optimal development plan.

Keywords: Western Siberia, Bathonian reservoir, Yu₂₋₄ horizons, Hydrocarbon accumulations

Введение

Выявлению закономерностей размещения залежей нефти и газа в юрско-меловом осадочном чехле на территории Западной Сибири, или крупных его регионов, посвящено большое количество публикаций, к которым относятся работы В.Н. Бородкина, В.С. Бочкарева, А.М. Брехунцова, Ф.Г. Гурари, С.В. Ершова, Ю.Н. Каро-година, 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. Суркова, А.А. Трофимука, В.И. Шпильмана. В работах рассмотрены: особенности латеральной и вертикальной локализации залежей углеводородов в мезозойских нефтегазоносных комплексах Западно-Сибирской НГП, изменение в них фазового состояния УВ и термобарических условий, физико-химические и геохимические свойства флюидов, приуроченность наиболее крупных скоплений углеводородов в различных районах провинции к определенным стратиграфическим уровням, влияние тектонических и литолого-фациальных факторов на размещение залежей.

За последние 20 лет у недропользователей резко увеличился интерес к среднеюрскому комплексу, промышленная нефтегазоносность которого доказана на самой большой по площади территории Западно-Сибирской НГП. Этот интерес подтверждается открытиями в пластах Ю₂-Ю₄ большого количества новых залежей, причем как в границах старых месторождений, так и на новых площадях. Надо отметить, что большинство новых залежей по запасам относятся к категориям «мелкие» или «очень мелкие».

О повышении внимания к рассматриваемому объекту также свидетельствует существенный рост объемов добычи нефти, что наблюдается в ХМАО и в Тюменской области (без округов). Добыча нефти из залежей батского резервуара в ХМАО с начала XXI века 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 Ю₂-Ю₄ за указанный период накопленная добыча нефти составила 69 % от общего объема, тогда как из пластов верхней юры и нижнего мела – 31 %. По данным Тюменского филиала ФБУ «ТФГИ по Уральскому федеральному округу» в 2015-2020 гг. средний показатель объема добычи нефти в год составлял 11,9 млн т.

С начала текущего века на территории ЯНАО все залежи нефти и залежи с большей частью запасов конденсатного газа (76 %) выявлены в верхнетюменской подсвите к югу от Мессояхской наклонной гряды. На полуостровах Ямал и Гыданский в новых залежах группы пластов Ю₂-Ю₄ малышевской свиты за это же время прирост запасов газоконденсата составил 24 % от общей суммы.

Все выше изложенное свидетельствует о высокой перспективности батского резервуара. В связи с этим представляется актуальным отдельно рассмотреть закономерности размещения залежей углеводородов в пластах Ю₂-Ю₄ на основе новейших данных.

Методы и материалы

В исследованиях использовался комплексный анализ серии карт и схем, характеристика которых приведена в работах [1–9]. Они включают структурную карту по кровле малышевского горизонта с объединенными контурами залежей

в пластах Ю₂–Ю₄, схему строения и распространения флюидоупора батского резервуара, схемы изменения физико-химических параметров (плотность, содержание серы, смол и асфальтенов, парафинов) жидких углеводородов, карты изменения термобарических условий в продуктивных пластах, палеогеографические карты, отображающие развитие зон распространения коллекторов в континентальных, прибрежно-континентальных, прибрежно-морских и мелководно-морских фациях.

Результаты

В настоящее время площадь территории с доказаной промышленной нефтегазоносностью пластов Ю₂–Ю₄ батского резервуара составляет порядка 1,6 млн км² [4]. В значительной степени это обусловлено распространением региональной покрывки, стратиграфический объем которой в разных районах провинции изменяется от верхов верхнего бата по готерив-баррем включительно. Общим элементом в разрезах флюидоупора является глинистая толща нижней части васюганского горизонта поздний бат – келловейского возраста, площадь развития которой составляет более 2 млн км² [9].

Из совместного анализа пространственного размещения залежей нефти и газа в батском резервуаре и строения флюидоупора установлено, что наибольшее их количество и наиболее крупные по запасам скопления УВ выявлены 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 развития нурминской свиты (Бованенковское, Новопортовское месторождения).

По результатам анализа структурной карты по кровле резервуара в региональном плане отмечается несколько закономерностей размещения залежей углеводородов в пластах Ю₂–Ю₄.

Глубина залегания залежей закономерно увеличивается от бортовых частей бассейна к его центральным районам. Кроме этого, закономерное увеличение глубин наблюдается согласно региональному уклону 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 выделяется 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. В северных районах крупные скопления конденсатного газа сформировались в пределах положительных структур II порядка Надым-Пурского междуречья (Уренгойское, Песцовое, Ямбургское и др. месторождения). На полуострове Ямал крупные за-

лежи газоконденсата также приурочены к группе поднятий II порядка (Бованенковское, Малыгинское, Тамбейское месторождения).

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

Вторая группа объединяет положительные структуры I и II порядка, в границах которых в настоящее время выявлены единичные, преимущественно мелкие по запасам залежи углеводородов. Примечательным является факт расположения всех этих структур вдоль бортов Колтогорско-Уренгойского мегажелоба. К этим структурам относятся Нижневартовский, Александровский, Северный своды и линейно вытянутые в меридиональном направлении Варьеганский, Вынгапуровский, Етыпуровский, Часельский мегавалы.

Из общего количества бóльшая часть мелких и средних по запасам залежей расположена в пределах крупных отрицательных структур – Мансийской и Большехетской синеклиз, Надымской мегавпадины, где они приурочены к поднятиям IV и III порядка. При этом наибольшим количеством месторождений в настоящее время резко выделяется Мансийская синеклиза. В меньшем количестве мелкие и средние по запасам залежи нефти и газа выявлены на локальных поднятиях, которые осложняют моноклинальные склоны Внешнего пояса.

На территории Западно-Сибирской НГП промышленная нефтегазоносность продуктивных горизонтов Ю₂–Ю₄ батского резервуара не является постоянной. 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 Ю₂. В западных, юго-западных и южных районах провинции этаж нефтеносности резервуара увеличивается до трех продуктивных горизонтов Ю₂, Ю₃ и Ю₄ (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. На антиклинальных структурах, расположенных вдоль восточного борта мегажелоба нефтегазоносность батского резервуара связана, как правило, с пластами горизонта Ю₂.

К северу от Мессояхской гряды, где проницаемый комплекс батского резервуара представлен малышевской свитой, залежи УВ выявлены в Ямальской НГО в продуктивных горизонтах Ю₂ – Ю₄, в Гыданской НГО только в Ю₂.

Залежи углеводородов в батском резервуаре находятся 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: Надымской, Большехетской, Антипаютинской [5].

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 Верхнедьяковский мегавал, залежи в пластах Ю₂-Ю₄ содержат наиболее тяжелые, сернистые, смолистые и высокосмолистые нефти с низким газосодержанием (<50 м³/т). С увеличением пластовой температуры качество нефти повышается. Например, на Красноленинском месторождении при пластовых температурах +105 – +120 °С нефти характеризуются повышенной газонасыщенностью – 150-200 м³/т, низкой плотностью (~0,813 г/см³), средним содержанием парафинов, низким содержанием серы и смолистых веществ [6].

В северном направлении от Широкого 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/см³. Содержание серы изменяется от «следов» 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 м³/т [6].

Одной из характерных особенностей нефтегазовой системы батского резервуара в северных и арктических районах провинции является наличие обширной области аномальных высоких пластовых давлений (АВПД) с $K_{ан}$ до 2,22 [1]. 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 Ю₂-Ю₄ 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.

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

Первая – зона нефтенакпления охватывает территории Каймысовской НГО, Среднеобской НГО, южные НГР Надым-Пурской НГО, северные НГР Васюганской НГО, Фроловской НГО, Красноленинской НГО и Приуральской НГО. В этой зоне открыты нефтяные залежи, в единичных случаях с газовыми шапками. Исключением являются западные приграничные районы последних двух из перечисленных 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 Маршала Г.К. Жукова приуроченных к поднятиям Внешнего пояса.

Вторая зона («переходная») – характеризуется смешанным фазовым состоянием углеводородов в залежах. В этой зоне выявлены нефтяные, газонефтяные, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи. С юга и севера зона ограничена параллелями $64^{\circ}40''$ и $66^{\circ}30''$ с.ш. соответственно. Согласно нефтегазогеологическому районированию в данную зону входят территории северной части 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 Ю₂–Ю₄ содержат конденсатный газ. Зона включает северные части Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО, а также Ямальскую и Гыданскую НГО. По аналогии с большой вероятностью газоконденсатное насыщение пластов предполагается в Южно-Карской и внутренних районах Предновоземельской и Свердрупской НГО.

Согласно результатам детальных палеогеографических реконструкций, отмечается фациальный контроль нефтегазоносности батского резервуара.

На территории Широкого Приобья залежи нефти в группе пластов Ю₂, в том числе с крупными запасами на Сургутском своде, сформировались в отложениях прибрежно-континентального и прибрежно-морского комплексов. Отложения дельтового и аллювиального комплексов в плане нефтеносности имеют второстепенное значение. Данный вывод сделан на основе комплексного анализа результатов детальных литолого-седиментологических исследований керна, палеогеографических реконструкций, петрофизических свойств пород [8] и испытаний скважин в интервале верхнетюменской подсветы.

В районе Верхнедемьянского мегавала и прилегающих территорий большая часть запасов содержится в залежах продуктивных горизонтов Ю₄, Ю₃ и нижней части горизонта Ю₂, 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 Ю₂ [2, 7].

По результатам региональных палеогеографических реконструкций [3] предполагается, что в северных районах залежи УВ содержатся в песчано-алевритовых отложениях, сформировавшихся в полифациальных условиях от континентальных (пласты продуктивного горизонта Ю₄) до прибрежно-морских (пласты продуктивного горизонта Ю₂).

Заключение

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 Ю₄, Ю₃ и Ю₂, приуроченных к определенному фациальному типу коллекторов. Это имеет большое практическое значение/применение для восполнения ресурсной базы, а также рационального выбора комплекса геолого-геофизических методов поиска и разведки залежей. В развитие дальнейших исследований этого объекта

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. Главной целью этих исследований является восстановление истории формирования залежей углеводородов в батском резервуаре.

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. Загоровский Ю.А. Связь флюидодинамических процессов с нефтегазоносностью глубоких горизонтов на севере Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 6. – С. 48-51.
2. 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.
3. Казаненков В.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в позднем байосе – бате // Геология и геофизика. – 2021 – Т. 62. – № 8. – С. 1172-1187.
4. 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.
5. Казаненков В.А., Курчиков А.Р., Плавник А.Г., Шапорина М.Н. Геотермические условия и нефтегазоносность тюменской и малышевской свит Западно-Сибирского бассейна // Геология и геофизика. – 2019а. – Т. 60. – № 2. – С. 209-216.
6. 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 [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 2. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/1/12_2018.pdf (дата обращения: 16.04.2022).
7. Казаненков В.А., Ян П.А., Вакуленко Л.Г., Попов А.Ю. Палеогеографический контроль нефтеносности малышевского горизонта группы Тайлаковских месторождений (Западная Сибирь) // Геология нефти и газа. – 2019б. – № 3. – С. 115–126.
8. Конторович А.Э., Вакуленко Л.Г., Казаненков В.А., Скворцов М.Б., Ян П.А., Быков В.В., Попов А.Ю., Саенко Л.С., Седиментогенез коллекторов среднего-верхнего бата и их нефтеносность в Широком Приобье // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 2. – С. 187-200.
9. Рыжкова С.В., Вакуленко Л.Г., Казаненков В.А., Борисов Е.В., Калинина Л.М., Конторович А.Э., Конторович В.А., Нехаев А.Ю., Пономарева Е.В., Фомин М.А., Ян П.А. Фациально-стратиграфическое районирование келловей-кимериджских отложений Западно-Сибирского осадочного бассейна // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61. – №3. – С 409–421.

© В. А. Казаненков, 2022