

ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗАЛЕЖАХ ОТЛОЖЕНИЙ БАТА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Валерий Александрович Казаненков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник, зав. лабораторией геологии нефти и газа Западной Сибири; тел. (383)363-91-92; e-mail: KazanenkovVA@ipgg.sbras.ru

В работе на основе имеющегося на настоящее время объема данных по нефтегазоносности отложений бата на территории Западной Сибири выделено четыре области локализации залежей в пластах Ю₂–Ю₄ с различным фазовым состоянием углеводородов: 1 – нефтенакопления; 2 – «переходная» (с двух- и трехкомпонентным углеводородным насыщением коллекторов); 3 – с газоконденсатным насыщением; 4 – с нефтяными и газовыми залежами, расположенными на мегамоноклизах по периферии осадочного бассейна.

Ключевые слова: Западная Сибирь, тюменская свита, малышевская свита, батский резервуар, фазовое состояние углеводородов, пласты Ю₂₋₄.

PHASE STATE OF HYDROCARBON ACCUMULATIONS IN THE BATHONIAN DEPOSITS OF THE WEST SIBERIAN PETROLEUM PROVINCE

Valery A. Kazanenkov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Akademik Koptuyug Prospect, Ph. D., docent, Leading Researcher, Head of Laboratory of Petroleum Geology of West Siberia, tel. (383)363-91-92, e-mail: KazanenkovVA@ipgg.sbras.ru

Based on the analyses of the available data on oil and gas bearing capacity of Bathonian reservoirs in the territory of Western Siberia, the paper focuses on localization of the four areas of hydrocarbon occurrences in J₂–J₄ horizons, with each hydrocarbon accumulation having its own phase state identified as: 1 – oil accumulation phase, 2 – «transition phase» with two- or three-component hydrocarbon saturation of reservoirs; 3 – gas-condensate saturation; 4 – oil and gas plays within the megamonoclines along the periphery of the sedimentary basin.

Key words: Western Siberia, Tyumen Formation, Malyshevka Formation, Bathonian reservoir, phase state of hydrocarbon, J₂₋₄ horizons.

Для Западной Сибири характеристика закономерностей изменения фазового состояния углеводородов в залежах, их физико-химических свойств, а также распределения различных геохимических параметров в разрезах и по площадям распространения региональных нефтегазоносных комплексов юры и мела давалась неоднократно в многочисленных публикациях, начиная с середины 60-х годов прошлого века [1–4, 7–10 и др.].

В последнее время в связи с возросшим интересом к перспективам нефтегазоносности средней юры представляется немаловажным выполнить анализ региональных закономерностей локализации залежей с различным фазовым состоянием углеводородных флюидов в достаточно узком стратиграфическом ин-

тервале, которому соответствуют продуктивные пласты Ю₂–Ю₄ батского возраста. Актуальность такой работы обусловлена ориентированным прогнозом вероятностного углеводородного насыщения новых залежей на слабо изученных глубоким бурением территориях.

Следует отметить, что для объекта исследований из-за малой выборки данных по залежам, выявленных в пластах бата в предшествующие годы, региональные особенности распространения углеводородных флюидов с различными свойствами, как правило, рассматривались для нижне- среднеюрского нефтегазоносного комплекса в целом. Важно отметить, что за последние 30 лет объем информации по нефтегазоносности группы пластов Ю₂–Ю₄ малышевской свиты и верхнетюменской подсвиты существенно увеличился вследствие открытия новых залежей нефти на более чем 225 месторождениях и газоконденсата на 25 месторождениях.

По состоянию на начало 2016 года на территории Западной Сибири в пластах бата открыто порядка 750 залежей углеводородов на 319 месторождениях [6]. Таким образом, накопленный к настоящему времени фактический материал позволяет с высокой степенью детальности выделить территории нефте- и газонакопления, а также со смешанным углеводородным насыщением коллекторов в залежах.

Отчетливо выделяются четыре области.

В центральных, южных и юго-западных частях провинции расположена обширная область нефтенакопления. Она охватывает территории Приуральской, Красноленинской, Фроловской, Каймысовской, Среднеобской, северные районы Васюганской (Бахилковский и Александровский НГР) и южные районы Надым-Пурской (Варьеганский и Вэнгапурский НГР) нефтегазоносных областей. В этой области в пластах Ю₂–Ю₄ открыты только нефтяные залежи, в единичных случаях с газовыми шапками (Красноленинское, Тальниковое, Вынгапуровское, Южно-Венихъяртское и другие месторождения). На востоке область ограничена бесперспективной территорией, в западной части которой покрывающая морскими глинами нижневасюганской подсвиты, утрачивает свои экранирующие свойства и замещается толщей переслаивающихся песчаников, алевролитов и аргиллитов низов наунакской свиты, сформировавшихся в обстановках переходного седиментогенеза.

В пределах области наиболее крупные запасы нефти сконцентрированы в северо-восточной части Верхнедемьянского мегавала (Тайлаковское, Усть-Тегусское, Травяное, Гавриковское, Западно-Эпасское и другие месторождения), на Красноленинском своде (Красноленинское, Восточно-Каменное, Галяновское и другие месторождения) и в восточной части Сургутского свода (Омбинское, Восточно-Сургутское, Федоровское, Тевлинско-Русскинское и другие месторождения).

Вторая область («переходная») с северо-востока и юго-востока двумя секторами опоясывает область нефтенакопления и характеризуется наличием залежей с различным фазовым состоянием углеводородов. В пределах этой области в пластах Ю₂–Ю₄ сформировались преимущественно нефтегазоконденсат-

ные и в небольшом количестве газоконденсатные, нефтяные и газонефтяные залежи.

Южная граница области с северо-запада на юго-восток проведена южнее Ярудейского месторождения, после этого в Надым-Пурском междуречье в субширотном направлении проходит между Северо-Комсомольским и Янгяхатойским месторождениями примерно до меридиана 79⁰ в.д. Далее она меняет направление на южное и восточнее Верхнеколикъеганского месторождения прерывается на границе бесперспективных территорий. Прекращаясь в восточных районах ХМАО, на границе области нефтенакпления с бесперспективными землями, она продолжается в Томской области с севера на юг к западу от Северо-Васюганского, Мыльджинского и северо-восточного блока Нижнетабаганского месторождений. Восточнее этой части переходной области, как и к востоку от области нефтенакпления, из-за ухудшения качества покрышки получили развитие бесперспективные территории.

Северная граница выделенной переходной области западнее Обской губы проведена между Малоямальским и Новопортовским месторождениями, а к востоку от нее – южнее Ямбургского, Западно- и Южно-Песцового месторождений. Затем она с севера огибает Уренгойское месторождение и в юго-восточном направлении протягивается севернее Южно-Русского, Черничного и Термокарстового месторождений, заканчиваясь на границе бесперспективных территорий.

Согласно нефтегазогеологическому районированию, в данную область (с запада на восток) входят территории южной части Южно-Ямальского НГР Ямальской НГО, северной части Ярудейского НГР Фроловской НГО, северной части Губкинского НГР, южные части Надымского и Уренгойского НГР Надым-Пурской НГО, а восточнее – центральная и южная части Пур-Тазовской НГО. На юго-востоке (в Томской обл.) эта область охватывает южные районы Васюганской НГО, где также имеют место преимущественно газоконденсатные (Северо-Васюганское, Мыльджинское, Герасимовское, Казанское и другие месторождения) и нефтегазоконденсатные залежи (Лугинецкое, Нижнетабаганское месторождения) с подчиненным количеством нефтяных (Южно-Мыльджинское, Сатпаевское месторождения).

К северу от переходной области расположена третья область – газонакопления, в которой все залежи в пластах Ю₂–Ю₄ содержат газоконденсат. Исключением является залежь особо легкой нефти на Оликуминском месторождении. Область охватывает северные части Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО, Ямальскую НГО, а также практически не изученные глубоким бурением по юрским горизонтам, но перспективные в плане открытий новых залежей Гыданскую, Южно-Карскую и Енисей-Хатангскую НГО. В пределах области к настоящему времени наиболее крупные по запасам газоконденсата залежи выявлены на Песцовом, Ямбургском, Бованенковском, Северо-Тамбейском и Малыгинском месторождениях.

По периферии батского бассейна выделяется четвертая область, которая на западе, севере и северо-востоке как бы опоясывает все вышеперечисленные об-

ласти. К настоящему времени в ее пределах выявлены мелкие залежи «сухого» газа на западе, в приграничной зоне Красноленинской и Приуральской НГО (Северо-Казымское, Сотэ-Юганское, Супринское месторождения), а также на северо-востоке, в Енисей-Хатангской НГО, на северном и южном бортах одноименного регионального прогиба (Хабейское и Зимнее месторождения соответственно). Кроме этого, в приновоземельской части этой области сравнительно недавно нефтяной компанией «НК-Роснефть» при партнерском сотрудничестве с ExxonMobil было открыто многозалежное месторождение Победа, в том числе с залежью особо легкой нефти в пластах бата.

Анализ материалов наиболее значимых физико-химических свойств нефтей (плотность, содержание серы, смол, асфальтенов, парафинов) позволил выявить закономерности их изменения в пределах выделенных областей.

В области нефтенакпления отчетливо отмечается концентрическая зональность размещения залежей с изменяющимися физико-химическими характеристиками нефтей по направлению от центра к окраинам.

Центральную часть области занимает обширная зона, которая прослеживается в меридиональном направлении от северных районов Верхнедемьянского мегавала (Усть-Тегусское, Кирилкинское, Протазановское, Тайлаковское, Гавриковское и др. месторождения) через восточные районы Юганской мегавпадины (Мултановское, Угутское, Восточно-Юганское и др. месторождения), Сургутский свод (Федоровское, Русскинское, Вачимское, Алехинское и др. месторождения) к центральным районам Южно-Надымской мегамоноклизы (Лукъявинское, Юкъяунское, Ватлорское и др. месторождения).

В контуре этой зоны залежи в пластах Ю₂–Ю₄ содержат тяжелые – 0,871–0,895 г/см³, сернистые – 0,55–1,8 % (до высокосернистых – 1,82–2,16 %, Солкинское, Савуйское, Сайгатинское месторождения), смолистые – 5,28–14,62 (до высокосмолистых – 15,32–21,6 %), парафинистые – 1,7–5,53 % нефти.

С юга, запада, севера и востока выше выделенная зона окружена зоной с залежами нефтей средней плотности – 0,852–0,870 г/см³. Содержание в них серы варьирует от 0,075 до 1,96 %, смолисто-асфальтеновых веществ – от 5,1 до 15 %, парафина – от 1,3 до 4,5 %. При этом наименее сернистые нефти получены на Салымском, Тайтымском, Северо-Мытаяхинском месторождениях.

С запада, севера и востока зона средних по плотности нефтей охвачена зоной, где сформировались залежи легких нефтей – 0,831–0,850 г/см³. Эти нефти характеризуются низким (0,03–0,5 %) и средним (0,51–1,72 %) содержанием серы, преимущественно средним содержанием парафинов (1,7–5,93 %), а также низким (2,44–4,92 %) и средним (5,06–6,58 %) содержанием смол и асфальтенов.

В западной части области нефтенакпления расположена локальная зона, в пределах которой залежи в отложениях бата содержат легкие нефти плотностью 0,801–0,830 г/см³. Территориально она расположена в пределах Красноленинского свода и северной части Шаимского мегавала. Содержание серы в нефтях изменяется от 0,05 до 0,82 %, парафинов – от 2,5 до 10,5 %, смолисто-асфальтеновых веществ – от 2,5 до 12,15 %.

В северной, северо-восточной и восточной частях области нефтенакпления, вдоль границы с «переходной» областью, в виде полосы выделяется зона с залежами, содержащими легкую нефть, плотность которой варьирует в диапазоне 0,744–0,830 г/см³. Количество серы в нефтях не превышает 1 % (0,02–0,73 %), смол и асфальтенов – 5 % (0,67–4,8 %). Содержание парафина изменяется в широком диапазоне: от 0,68 до 20,48 %. При этом подмечено, что наиболее парафинистые нефти содержат залежи, которые расположены в центральной части этой зоны: Вынгапуровское, Новогоднее, Еты-Пуровское, Западно-Варьеганское, Северо-Хохряковское месторождения.

По физико-химическим свойствам нефти в залежах пластов Ю₂–Ю₄ «переходной» области по плотности характеризуются как особо легкие – от 0,770 (Южно-Хадырьяхинское месторождение) до 0,822 г/см³ (Кынское месторождение), малосмолистые – от 0,34 % (Западно-Медвежье месторождение) до 2,4 % (Верхнечасельское месторождение). Во всех нефтях этой области содержатся незначительные концентрации серы – от 0,01 % (Уренгойское месторождение) до 0,23 % (Западно-Медвежье месторождение). По содержанию твердых парафинов нефти относятся к парафинистым – 2,56–5,42 % и высокопарафинистым – 6,32–21,62 %. Максимальное количество парафина установлено в нефтях залежи пласта Ю₄ Берегового месторождения, а в залежи залегающего выше пласта Ю₂ этого же месторождения содержание парафина в нефти равно 9,15 %.

В области газонакопления для залежей в пластах Ю₂–Ю₄ характерны особо легкие и легкие (0,732–0,807 г/см³), малосернистые (0,01–0,22 %), малосмолистые (1,07–2,68 %) нефти и конденсаты. Содержание твердых парафинов в них варьирует от 2,98 до 8,79 %.

Таким образом, в различных областях батского бассейна такие качественные показатели жидких углеводородов, как плотность, содержание в них серы, парафинов, смол и асфальтенов, меняются довольно значительно. Совместный анализ закономерностей пространственного изменения фазового состояния углеводородов в залежах отложений бата, их физико-химических свойств и распределения современных температур пород в кровле малышевского горизонта [5] показал, что в зонах пониженных температур Широкого Приобья, юго-востока ХМАО и востока Тюменской области залежи в пластах Ю₂–Ю₄ содержат тяжелые, сернистые и высокосернистые, смолистые (до высокосмолистых), малопарафинистые нефти. По мере повышения температур (особенно четко это прослеживается в северном направлении) качественные характеристики нефтей повышаются, что выражено в уменьшении плотности, снижении количества серы, смолисто-асфальтеновых веществ и увеличении содержания парафинов.

Выводы

На основе систематизации и анализа значительного по объему фактического материала, накопившегося по результатам изучения нефтегазоносности пластов Ю₂–Ю₄ батского резервуара за более чем 55-летний период, детализировано размещение областей с различным фазовым состоянием углеводородов в за-

лежах узкого стратиграфического интервала средней юры, который соответствует малышевскому горизонту.

Отдельно для батского резервуара, имеющего самую большую площадь нефтегазоносности на территории Западной Сибири, так же, как и для региональных нефтегазоносных комплексов юры и мела, отчетливо выражен региональный тренд смены фазового состояния углеводородов в залежах по направлению от южных (нефтеносных районов) к северным (с залежами газоконденсата). Кроме этого, в пределах мегамоноклиз Внешнего пояса выделяется линейно вытянутая область, в пределах которой на западе и северо-востоке Западной Сибири выявлены залежи «сухого» газа, а по результатам глубокого бурения в приновоземельской части Карского моря – и нефти.

Для нефтей из залежей пластов Ю₂–Ю₄ на территории Западной Сибири в плане отчетливо фиксируется уменьшение плотности, снижение содержания серы, смол и асфальтенов и увеличение содержания парафинов по мере повышения пластовых температур.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Борисова Л. С., Фомин А. Н., Фурсенко Е. А. Фазовое состояние углеводородных флюидов Западной Сибири // ГЕО-Сибирь-2007. III Междунар. науч. конгр. : сб. материалов в 6 т. (Новосибирск, 25–27 апреля 2007 г.). – Новосибирск : СГГА, 2007. Т. 5. – С. 188–193.
2. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др. – М. : Недра, 1975. – 679 с.
3. Гурари Ф. Г., Конторович А. Э., Фотиади Э. Э. Основные закономерности формирования и размещения залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. – 1967. – № 1. – С. 3–12.
4. Закономерности изменения физико-химических свойств флюидных систем юрско-меловых отложений Западной Сибири с учетом их фазовой зональности и палеотектонических критериев / В. Н. Бородкин, А. Р. Курчиков, А. С. Недосекин, А. В. Лукашов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 6. – С. 14–31.
5. Казаненков В. А. Геотермическая характеристика батских отложений Западно-Сибирского осадочного бассейна // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016. XII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 18–22 апреля 2016 г.). – Новосибирск : СГУГиТ, 2016. Т. 1. – С. 52–57.
6. 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.
7. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна / М. Я. Рудкевич, Л. С. Озеранская, Н. Ф. Чистякова, В. А. Корнев, Е. М. Максимов – М. : Недра, 1988. – 303 с.
8. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / А. Э. Конторович, Н. М. Бабина, Л. И. Богородская и др. – Л. : Недра, 1967. – 223 с.
9. Скоробогатов В. А., Строганов Л. В., Копеев В. Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 352 с.
10. Физико-химическая характеристика флюидов юрских отложений, их фазовая зональность севера Западной Сибири / А. Р. Курчиков, В. Н. Бородкин, Ю. Л. Попов, В. И. Кислухин // Нефть и газ. – 2012. – № 2 (92). – С. 14–22.

© В. А. Казаненков, 2017