



Юрские нефтегазоносные комплексы Западной Сибири: перспективы и комбинированные ловушки

Пунанова С.А.

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва; punanova@mail.ru

Рассмотрены геолого-геохимические закономерности пространственного размещения углеводородных (УВ) скоплений различного фазового состояния, вопросы прогнозирования наиболее перспективных зон аккумуляции и масштабы запасов отдельных залежей, а также возможность поисков ловушек комбинированного строения в юрских нефтегазоносных комплексах (НГК) северных регионов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Обращено особое внимание на структурные особенности региона, фациально-генетический тип рассеянного органического вещества (ОВ), уровень его термической зрелости, градацию катагенеза нефтегазопроизводящих толщ и нефтегенерационный потенциал, а также физико-химические свойства и УВ состав систем. Такой многофакторный подход к изучению проблемы позволяет проследить процесс эволюции ОВ с момента его захоронения до стадии формирования промышленных скоплений УВ. Материал проиллюстрирован картами-схемами.

Нижне-среднеюрский НГК в северных районах Западно-Сибирского НГБ представлен двумя песчано-алеврито-глинистыми формациями: прибрежно-морской и континентальной, ритмично-горизонтально-слоистой; прибрежно-континентальной линзовидно-слоистой. Отличия формаций проявляются в более морском характере первой и в явных признаках континентальности второй. Обе формации сероцветные и темноцветные, субугленосные и содержат ОВ гумусового и сапропелево-гумусового типов. Количество $S_{орг}$ в глинистых и аргиллитовых разностях изменяется от 2 до 3%. Если толщины первой формации варьируют от 0,5 км на юго-западе до 2,5 км на северо-востоке, то толщины отложений второй формации, распространенной в юго-западной и южной частях региона, колеблются от 0,5 до 1 км. По леонтьевскому горизонту тюменской свиты сред-

ней юры, наиболее широко развитому в исследуемом регионе (охватывает более 80% территории бассейна), на основе аналитических данных (Бостриков и др., 2011) нами построены схематические модели зон распространения содержаний $S_{орг}$, ванадия, ванадилпорфиринов, масштабов генерации и аккумуляции УВ, которые использованы при выборе перспективных структур в поисковое бурение на основе математической программы «Выбор» (Шустер, Пунанова, 2019).

Прогноз фазовых состояний и физико-химических свойств УВ систем для юрских НГК детализирует и корректирует существующие ранее представления. На соответствующих картах показаны зоны распространения и прогноза нефтяных (Н), газоконденсатнонефтяных (переходная зона) (ГКН) и газоконденсатных (ГК) скоплений. При оконтуривании зон учитывались данные о фациальном типе ОВ и его катагенетической преобразованности. На территории распространения УВ скоплений ниже-среднеюрского НГК выделяются три зоны фазового состояния УВ: Н, ГКН и ГК. *Нефтяная зона* занимает почти всю Надым-Тазовскую область. Её граница проходит севернее Лензинского месторождения, по Уренгойскому мегавалу и далее севернее Берегового и Кынского месторождений. *Переходная зона*, где распространены преимущественно ГКН и реже ГК скопления, протягивается широкой полосой по Южно-Ямальской НГО и северной части Надым-Тазовской НГО. Как правило, ее УВ скопления представлены ГК залежами с нефтяными оторочками. Величины конденсатных факторов колеблются в диапазоне 135–241 г/м³ в западной части зоны и возрастают до 274–537 г/м³ на востоке. В нефтяной оторочке газовый фактор варьирует от 15 до 355 м³/т. *Газоконденсатная зона* располагается в Ямало-Гыданской и Усть-Енисейской нефтегазоносных областях, занимая северо-восточную часть Ямальского

полуострова, Средне-Мессояхский свод и протягивается к Усть-Портовскому мегавалу. В данной зоне в основном присутствуют ГК залежи с небольшими величинами конденсатного фактора 70–156 г/м³.

Установленная фазовая зональность УВ скоплений в Западной Сибири имеет генетическую основу и предопределяется фаціальным типом исходного ОВ и степенью его катагенетического преобразования. Отложения ниже–среднеюрского возраста, содержащиеся в основном ОВ гумусовой природы (угленосные и субугленосные континентальные формации), классифицируются как газопроизводящие, что и привело к сосредоточению в этих отложениях крупных газовых и газоконденсатных залежей. Тип ОВ в отложениях верхнеюрского возраста характеризуется как смешанный, сапропелево-гумусовый, являющийся источником преимущественно нефтяных скоплений. Необходимо отметить, что фаціальный облик верхнеюрских отложений в центральной и, тем более, в северной частях Назым-Тазовской НГО становится более континентальным, а ОВ гумусовым, что сказывается на фазовом типе залежей. Здесь появляются переходные по фазовому состоянию ГКН и НГК скопления.

В ниже–среднеюрских отложениях (Конторович и др., 2008 и др.) катагенез ОВ возрастает от бортов Западно-Сибирского НГБ к центральным его частям от бурой стадии метаморфизма до жирной (МК_{1–3}), что соответствует палеотемпературам от 75° С до 175° С. Самая высокая стадия метаморфизма обнаружена в пределах Северного свода на Губкинской площади. Это зона максимального катагенетического преобразования ОВ (МК₃), которая протягивается как на юго-запад (к Краснотенинскому валу и Салымскому поднятию), так и на северо-восток, в пределы Енисей-Хатангской синеклизы. В верхнеюрско-валанжинских отложениях степень катагенетической преобразованности ОВ существенно меняется по площади региона. Так же, как и в нижележащих отложениях, по направлению к центру Западно-Сибирской плиты буроугольная стадия преобразования ОВ сменяется сначала длиннопламенной, затем газовой и предположительно жирной, т.е. градации катагенеза варьируют от МК₁ до МК₃. По направлению вверх по разрезу от юры к мелу, стадии преобразованности ОВ несколько снижаются, и зона высоких палеотемператур имеет ограниченное распространение. Поэтому обнаружение УВ систем различного фазового состояния в НГК юры, особенно в пределах Северного свода, объясняется различной катагенетиче-

ской преобразованностью исходного ОВ (Виноградова, Пунанова, 2006; Скоробогатов и др., 2017).

Исследования зависимости нефтяного потенциала мезозойских отложений от стадий катагенеза ОВ пород по витриниту показали, что максимальными нефтяным (РР) и водородными потенциалами (ИН) обладают отложения баженовской и васюганской свит, находящиеся в главной зоне нефтеобразования. Это объясняется как преимущественно гумусово-сапропелевым аквагенным типом исходного ОВ, так и невысокими стадиями его катагенеза – МК_{1–3}. Фаціальное замещение морских отложений континентально-морскими, наблюдаемая в северном и северо-восточном направлениях, объясняет присутствие в этих отложениях переходных по фазовому состоянию флюидов. Меньшие значения РР и ИН характерны для отложений тюменской свиты, находящиеся на завершающей стадии нефтеобразования. Исходно низкий генерационный нефтяной потенциал растительно-гумусового ОВ пород не позволяет предполагать открытие в данной свите промышленно значимых нефтяных скоплений. Здесь обнаружены крупные НГК и ГК скопления (Liu et al., 2016; Шустер, Пунанова, 2016).

Основываясь на существенных различиях интенсивности процессов палеопрогрева осадочных толщ всей территории Западно-Сибирского НГБ с глубиной в зависимости от возраста консолидации фундамента (Конторович и др., 2008; Фомин, 2011), нами прогнозируются глубины процессов генерации УВ в соответствии с величинами отражательной способности витринита (R_v) и палеотемпературами (Табл. 1). Наиболее высокие генерационные показатели нефтегазопроизводящих толщ и большие глубины обнаружения нефтяных скоплений можно ожидать в областях с добайкальским фундаментом (до 4200 м). Основными нефтегенерационными толщами будут юрские.

Общим моментом для характеристики изучаемых НГК является наличие в каждом достаточно мощных нефтегазоматеринских свит, которые в результате катагенетических условий («нефтяное и газовое окно») стали нефтегазопроизводящими, способными генерировать большие количества битумоидов и газов. Наличие ловушек и низкопроницаемых экранов-покрышек способствовали скоплению образовавшихся УВ и их сохранности. Наблюдаемый характер распространения по площади и разрезу скоплений УВ различного фазового состояния отвечает эволюционному развитию толщ и их исходного ОВ, т.е. стадийности их катагенетического преоб-

Таблица 1
Предполагаемые глубины протекания процессов нефтегазообразования

Цикл консолидации фундамента	Основные области распространения	Температурный градиент	Вероятные нижние границы генерации УВ, м	
			Н	легкой Н и ГК
Добайкальский	Приенисейская, часть Мансийской синеклизы, Сургутский и Нижневартовский св.	низкий	4200	5200
Герцинский, каледонский	Центральная и юго-восточная части Западной Сибири	средний	3650	4400
Триасовые рифты, гранитоидные массивы и флюидопроводящие разломы в фундаменте	Шаимский, Красноленинский и другие своды	интенсивный	3200	4050

разования: от глубинных чисто газовых залежей через переходные и нефтяные к скоплениям протокатагенетических газов и нефтяных конденсатов и нефтей ранней генерации. Установленные и прогнозируемые границы зон распространения УВ скоплений различного фазового состояния в изученных НГК севера Западной Сибири отвечают градиентам катагенетического преобразования исходного ОВ и его фациально-генетическому составу.

Довольно низкая эффективность поискового бурения в глубокозалегающих нефтегазоносных комплексах обусловлена слабым знанием закономерностей формирования комбинированных ловушек и отсутствием их однозначного сейсмического «образа». В развитие этих представлений нами проведены исследования по созданию подобных «образов» и прогнозу поисков неструктурных ловушек по сейсмическим данным на севере Западной Сибири с учетом геохимических и тектонических факторов (Шустер и др., 2011).

Таким образом, по величине геологических запасов, статистическим закономерностям распределения ресурсов, их пространственному размещению и фазовому состоянию скоплений каждый исследованный НГК мезозойских отложений северных регионов Западной Сибири является самостоятельным, а масштабность скоплений контролируется факторами, присущими индивидуально каждому комплексу. Именно тектонические, литолого-фациальные и катагенетические особенности процессов нефтегазогенерации контролируют как фазовое состояние залежей, так и дифференцированность скоплений по величине геологических ресурсов.

Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Развитие научно-

методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», АААА-А19-119022890063-9.

Литература

- Бостриков О.И., Ларичев А.И., Фомичев А.С. Геохимические аспекты изучения нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011. Т. 6. № 3. http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf.
- Виноградова Т.Л., Пуанова С.А. Угледородные скопления юрских отложений севера Западной Сибири и их геологические ресурсы // Доклады АН. 2006. Т. 410. № 2. С. 220–224.
- Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири // О.Н. Прищепа, Ю.Н. Григоренко, Т.К. Баженова (ред.) Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности. СПб: ВНИГРИ, 2008. С. 68–77.
- Скоробогатов В.А., Давыдова Е.С., Кананыхина О.Г. Нефтеносность Западно-Сибирской мегапровинции // Вести газовой науки. 2017. № 3 (31). С. 13–28.
- Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности осадочных отложений триаса Западно-Сибирского мегабассейна // Горные ведомости. 2011. № 9. С. 11–15.
- Шустер В.Л., Пуанова С.А. Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири // Георесурсы. 2016. Т. 18. № 4. С. 337–341.
- Шустер В.Л., Пуанова С.А. Выбор первоочередных объектов в глубокозалегающих отложениях Ямальского полуострова на основе многокритериальной оценки геолого-геохимических данных // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 1(68). С. 18–21.
- Шустер В.Л., Пуанова С.А., Курышева Н.К. Новый подход к оценке нефтегазоносности обра-

зований фундамента // Современное состояние наук о Земле. Мат. междунар. конф., посв. памяти Виктора Ефимовича Хайна, г. Москва, 1–4 февраля 2011 г. М.: Изд-во Геологический факультет МГУ, 2011. С. 2116–2118.

Liu Zh., Moldowan J.M., Nemchenko-Rovenskaya A., Peters K.E. Oil families and mixed oil of the North–Central West Siberian basin, Russia // AAPG Bulletin. 2016. V. 100(3). P. 319–343.

Jurassic oil and gas complexes of Western Siberia: prospects and combined traps

Punanova S.A.

Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow; punanova@mail.ru

The geological and geochemical regularities in the spatial distribution of hydrocarbon deposits of various phase state, the forecasting of the most promising accumulation zones and reserves of hydrocarbon deposits, as well as the possibility of searching for combine traps in the Jurassic oil and gas complexes of the northern regions of Western Siberia are considered. It is shown that tectonic, lithofacies, and catagenetic features of oil and gas generation processes control both the phase state of deposits and the differentiation of clusters in terms of geological resources.