

Некоторые особенности состава пород и пластовых флюидов в юрских отложениях Западной Сибири на примере Пограничного месторождения нефти

Антоновская Т.В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта; tat-atv@yandex.ru

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является одной из богатейших в мире по запасам нефти и газа. Представления об условиях залегания и геохимии пластовых флюидов в юрских отложениях нефтяных и газовых месторождений, расположенных на суше, могут быть использованы при поисках и разведке залежей нефти и газа на Арктическом шельфе.

В качестве примера рассматриваются залежи нефти в юрских отложениях Пограничного месторождения, принадлежащего Сургутскому нефтегазоносному району Среднеобской нефтегазоносной области Западно-Сибирской провинции, в административном отношении находящегося на территории Ханты-Мансийского автономного округа (Рис. 1). Нефтепродуктивными здесь являются верхнеюрские и меловые отложения, которые образуют пять нефтеносных комплексов. Два нижних приурочены к юрским образованиям: нижне-среднеюрский комплекс включает песчаные пласты ЮС₄, ЮС₃, ЮС₂;

верхнеюрский — пласты ЮС₁ и ЮС₀ (Нмец, 1984; Туров, Мухаметшин, 1995).

Условия, характер седиментации и тип осадков дна морского бассейна зависят от ряда причин, в том числе и от высоты уровня моря, влекущей за собой разные скорости и объёмы перемещения водных масс, насыщенных организмами и привнесённым обломочным материалом с суши; осадения их на дно осадочного бассейна; условий их захоронения, вплоть до преобразования в породу с ходе геологического развития региона. В средне-позднеюрское время наблюдается постепенное повышение уровня моря, достигшее максимума в конце кимериджского-волжском веках, когда сформировался основной, региональный флюидоупор, георгиевская и низы баженовской свит, для ниже лежащих залежей нефти. При общем поступательном подъёме происходило в определённые интервалы времени понижение уровня моря, в результате которого была возможность сформироваться песчаным пластам,

будущим породам-коллекторам ЮС₄–ЮС₀, один из которых — пласт ЮС₁ — в настоящий момент нефтенасыщен (Рис. 2).

Бурением на месторождении вскрыты тюменская свита среднеюрского возраста, а также васюганская, георгиевская и баженовская свиты позднеюрского возраста.

Тюменская свита, вскрытая на глубине 118,4 м, по комплексу фораминифер *Ammodiscus* sp. и споропыльцевому комплексу геттанг-бата, которые

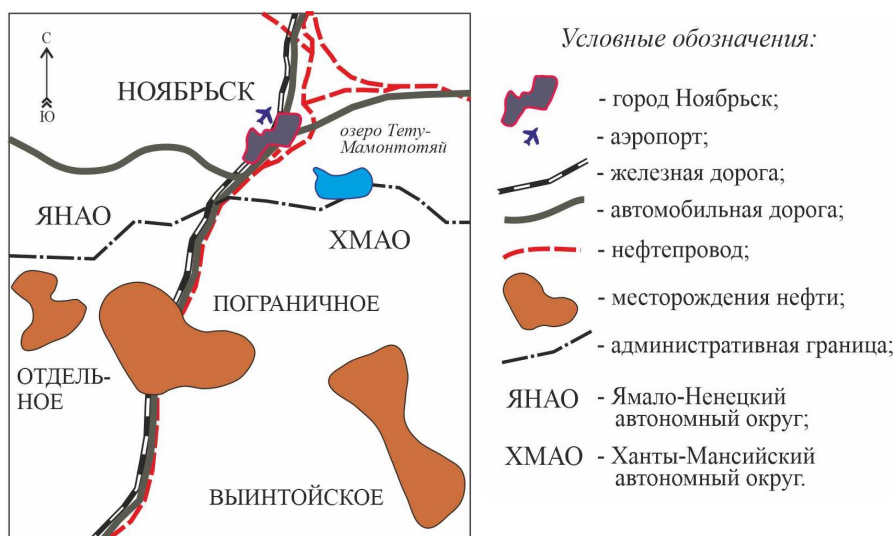
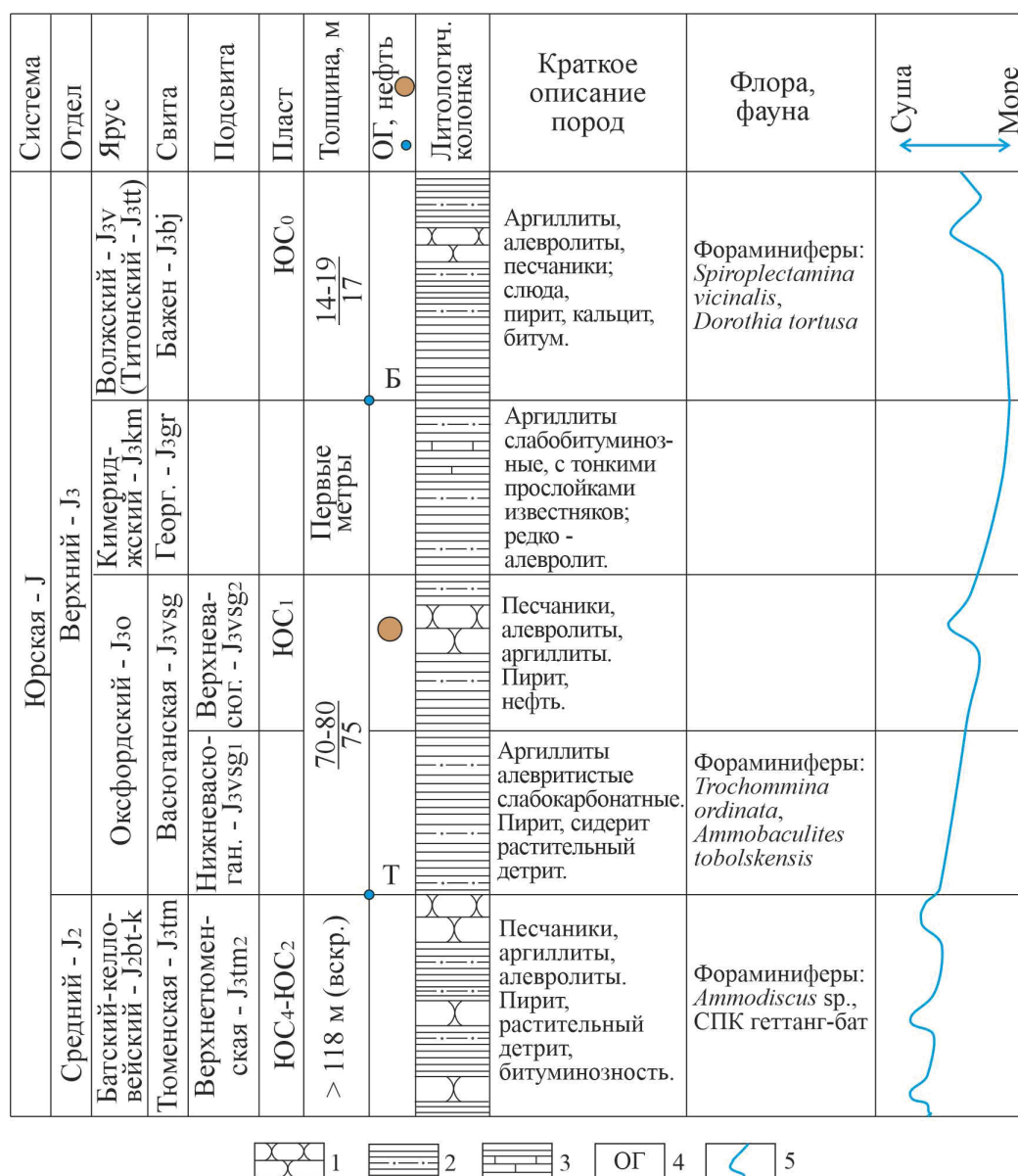


Рис. 1. Схема расположения Пограничного месторождения нефти (из Туров, Мухаметшин, 1995)



Условные обозначения: 1 - песчаники; 2 - аргиллиты и алевролиты; 3 - аргиллиты и известняки; 4 - отражающий горизонт; 5 - относительный уровень моря

Рис. 2. Литолого-стратиграфическая характеристика юрских отложений района исследований

были определены специалистами СибНИ-ИНП (Туров и др., 1995), отнесена к средней юре и является бат-келловейской по времени своего образования. По данным литологического изучения керна, интервал свиты представлен сложным чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты серые и тёмно-серые до чёрных, участками тонкослоистые и тонкоплитчатые, местами слюдистые, в разной степени опесчаненные. Алевролиты светло-серые и серые, плотные, состоят в основном из кварцевых и полевошпатовых зёрен с чешуйками слюды. Песчаники светло-серые до тёмно-серых (в зависимости от содержания глинистого материала) мелко-среднезернистые, преимущественно

кварцевые, с примесью полевых шпатов, слюдистые. В пределах свиты часто обнаруживаются прослойки и включения растительных остатков, участками переходящие в буре угли. Песчаные пласты ЮС₄, ЮС₃ и ЮС₂, которые находятся в составе тюменской свиты, в пределах исследуемого месторождения обводнены.

Васюганская свита вскрыта скважинами в полном объёме (толщина от 70 до 80 м, в среднем 75 м), принадлежит оксфордскому ярусу и по литологическим признакам подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита преимущественно глинистая, и в случае нефтеносности нижележащих песчаных пластов она могла бы служить флюидо-

упором. Подсвета сложена в основном аргиллитами с рассеянным и концентрированным органическим веществом преимущественно растительного происхождения. По наблюдениям керна и шлама, аргиллиты тёмно-серые с буроватым оттенком до черных. Рассеянный углефицированный растительный детрит постоянно присутствует в отложениях васюганской свиты, так же, как гнезда и вкрапления пирита, который местами замещается сидеритом.

К подошве нижневасюганских аргиллитов приурочен отражающий горизонт Т (ОГ Т), фиксирующий резкий переход от песчаников (кровля песчаного пласта ЮС₂) к аргиллитам по изменению их геофизических свойств.

Верхняя подсвета васюганской свиты также глинистая, однако в ней присутствует больше алевроитовых прослоев по сравнению с нижней подсветой. Верхняя подсвета включает довольно мощный песчаный пласт ЮС₁, который содержит нефтяную залежь. Песчаники этой подсветы серые и тёмно-серые, мелко-среднезернистые, кварцевые с глинисто-карбонатным цементом, присутствие которого заметно влияет на окраску пород. Алевролиты серые, крепкие, однородные, с тонкими прослоями аргиллитов. Аргиллиты тёмно-серые до чёрных, участками плитчатые, иногда смятые. По всему разрезу верхней подсветы отмечаются вкрапления и гнезда пирита.

Георгиевская свита кимериджского яруса в пределах месторождения имеет толщину, не превышающую первых метров. Однако, благодаря преимущественно глинистому составу, она играет важную роль в верхнеюрском нефтеносном комплексе, являясь покровной для нефтяных залежей нижележащего песчаного пласта ЮС₁. По данным изучения керна, георгиевская свита сложена аргиллитами почти чёрными, тонкоотмученными, реже алевроитистыми, слабобитуминозными, с тонкими прослойками известняков. К границе георгиевской и баженовской свит приурочен отражающий горизонт Б (ОГ Б), зафиксированный данными сейсморазведки по смене литологического состава пород и их геофизическим характеристикам.

Баженовская свита, нижняя часть которой входит в состав волжского (титонского) яруса, также преимущественно глинистая, но обладает уникальными особенностями как на месторождении, так и в Западной Сибири в целом, в том числе и на её продолжении – шельфе Арктики. Это высокоомная и одновременно высокорadioактивная высокобитуминозная толща, генерирующая углеводороды в определённых термобарических (катагенетических) условиях, являясь нефте-

газоматеринской породой. К баженовской свите приурочен песчаный пласт ЮС₀. По результатам изучения керна, шлама и данным ГИС, свита сложена аргиллитами и алевролитами с прослоем песчаников. Глубокими скважинами свита вскрыта в полном объёме (мощность от 14 до 19 м, в среднем – 17 м). Песчаный пласт ЮС₀ на месторождении является водонасыщенным (Курамшин и др., 2000).

Пластовые флюиды в пределах месторождения включают нефть, растворённый газ и пластовую воду, благодаря ее присутствию возможно перемещение молекул нефти и газа по пластам-коллекторам, их аккумуляция и консервация при попадании в ловушки различного типа и установлении водонефтяного контакта, ниже которого находятся те же пластовые воды, подстилающие залежь *Юрский водоносный комплекс* обладает геохимическими, термобарическими, геодинамическими особенностями, отличными от ниже- и вышележащих водоносных комплексов. Пластовые воды нефтеносного пласта ЮС₁ хлоркальциевые (данные СибНИИ НП, по В. А. Сулину). В их составе доминируют ионы хлора (19813–21713 мг/л), натрия и калия (11787–13371 мг/л). В водах полностью отсутствуют сульфаты, углекислый газ и сероводород, что является типичным для всего юрского комплекса. Минерализация изменяется от 32,1 до 38,3 г/л, причём преобладают ионы хлора – 7,5 г/л, и натрия – 4,5 г/л. Щелочноземельные элементы находятся в подчинённом количестве: кальций – 526 мг/л, магний – 15 мг/л. Ионы гидрокарбоната не превышают 500 мг/л. Микроэлементы йод, бром, аммоний, бор, фтор присутствуют в пластовых водах в объёмах 10,15, 31,38, 12,0, 12,71 и 0,75 мг/л, соответственно.

В *пластовых водах* присутствуют *растворённые газы*: метан и более тяжёлые углеводороды газового ряда, азот и другие. Метан существенно преобладает, достигая 90–97% газовой составляющей пластовых вод. Содержание этана не превышает 1–2,5%, а газы пропан и выше встречаются в количестве от 2,1 до 12,5%. Помимо углеводородов в пластовых водах растворены азот (2,7–5,3%), углекислый газ (1,7–2%), гелий (0,018–0,019%) и аргон (0,02–0,04%). Сероводород в юрских пластовых водах не обнаружен.

Залежи нефти в пределах верхнеюрского нефтеносного комплекса аккумулярованы в песчаном пласте ЮС₁, покровной служат георгиевские глинистые отложения. Повидимому, здесь могла бы образоваться единая залежь, но только в том случае, если бы пласт ЮС₁ имел широкое площадное распространение, характеризовался пологим мо-

ноклиналим залеганием или формировал антиклиналь. Однако форма и особенности распространения юрских песчаных пластов, в т.ч. пласта ЮС₁, полностью подчиняются особенностям рельефа поверхности доюрского фундамента. На месторождении выявлен ряд залежей, расположенных в пределах одного и того же пласта на различных сводах и их склонах. Пласт ЮС₁ является самостоятельным промышленно-продуктивным объектом и представляет собой сложнопостроенный резервуар, отделённый от других, выше- и нижележащих пластов ЮС плохопроницаемыми глинистыми интервалами. Флюиды в пласте находятся при температурах 83–97°С. Песчаники обладают средними коллекторскими свойствами. Благодаря особенностям залегания пласта, его близостью к кровле пород фундамента, а также глубине залегания (2500–3100 м и более), пласт имеет неоднородные показания гидродинамических параметров, фильтрационно-емкостных свойств, характера насыщения пород-коллекторов. Залежи работают на упруго-водонапорном режиме.

В пределах месторождения было опробовано 16 объектов по 12 скважинам, в четырёх из которых получены притоки нефти дебитом от 0,1 до 4,8 м³/сут. Нефть в атмосферных условиях средняя и тяжёлая (854–888 кг/м³), встречается лёгкая (838 кг/м³); кинематическая вязкость 6,87–67,43 мм²/с. В составе юрской нефти присутствуют силикагелевые смолы (3,67–11,70%), асфальтены (0,31–1,07%), парафины (2,19–2,50%), сера (0,35–0,49%). Нефти, находящиеся в пласте ЮС₁, от средних до тяжёлых, от мало- до высоковязких, малосмолистые и смолистые, малоасфальтенистые, парафинистые, мало-сернистые, согласно классификации нефтей (Инструкция..., 2013).

В нефтях присутствуют растворённые газы, углеводородные и неуглеводородные. Устьева проба растворённого газа имеет следующий состав (%): метан (67,69), этан (10,85),

пропан (12,07), бутаны (4,84), пентан и вышние (1,84), углекислый газ (0,01), азот (1,67), гелий (0,01), аргон (0,03), водород (0,26). Сероводород отсутствует, как и в пластовых водах. Анализируя растворённые газы в нефтях и пластовых водах, можно увидеть, что пластовые воды практически перенасыщены метаном. По-видимому, энергия его расширения является двигателем перемещения пластовых флюидов из областей с большими пластовыми давлениями в области с меньшими давлениями. Концентрации углекислого газа в пластовых водах на два порядка величины выше, чем в нефти; азота – почти в три раза выше; гелий и аргон относительно близки по концентрациям в пластовых водах и в нефти. Сероводород отсутствует во всех пластовых флюидах, насыщающих юрские отложения в пределах исследуемого месторождения.

Результаты измерения *пластовых температур и давлений*, а также их анализа по ряду скважин месторождения представлены в **Таблице 1**.

На основании этих данных можно прийти к выводу о том, что тектонические разломы, находящиеся под месторождением и разделяющие разновысотные блоки погребённого доюрского фундамента, ныне являются путями перемещения горячих флюидов из мантийных недр к поверхности; происходит активное разгазирование с выходом, в первую очередь, метана, судя по его аномально высоким значениям в пластовых водах и по температурным градиентам по ряду скважин. Отсутствие аномально высоких пластовых давлений в залежах позволяет говорить о том, что система «порода-флюиды» уравновешена, и происходит равномерная дегазация нефти и воды в пласте ЮС₁, то есть качество покрышки георгиевских глин позволяет консервировать только молекулы нефтяного ряда от средних и выше, пропуская более мелкие по размерам молекулы лёгких нефтей и газового ряда. Недонасыщенность нефти

Таблица 1

Результаты измерения пластовых температур и давлений в скважинах

Номер скважины	Температура пластовая, Т, °С	Глубина замера температуры (абс. отм.), м	Давление пластовое, Р, МПа	Глубина замера давления, м	$\frac{\Delta T, ^\circ\text{C}/100 \text{ м}}{\Delta P, \text{ МПа} /100 \text{ м}}$
61	97	3035 (2908)	29,78	3036 (2909)	$\frac{3,19}{0,98}$
63	83	2500 (2377)	29,42	2500 (2377)	$\frac{3,32}{1,18}$
66	86	2700 (2572)	29,42	2700 (2572)	$\frac{3,18}{1,08}$
67	91	2945 (2826)	Замер отсутствует	Отсутствует	$\frac{3,08}{\text{Отсутствует}}$

газом подтверждает вышесказанное. Низкие дебиты в скважинах объясняются отсутствием повышенных пластовых давлений относительно нормальных, и весьма разной проницаемостью пород внутри залежей (1–38 мД), хотя пористость пород-коллекторов довольно высокая (13–21%). Отражающие горизонты Т и Б являются хорошими сейсмическими маркерами, между которыми следует искать и трассировать песчаный пласт ЮС₁ или его аналог в шельфовой части Арктики, где в аналогичных интервалах глубин могут быть скопления углеводородов с приблизительно такими же, как в юрских залежах Погранич-

ного месторождения, характеристиками.

Литература

- Инструкция по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. М.: Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, 2013. 25 с.
- Курамшин Р.М., Мулявин С.Ф., Нефёдова В.П. Анализ разработки Пограничного месторождения. Отчёт фондов СибНИИНП. Тюмень, 2000.
- Нмец М.В. Технологическая схема разработки Пограничного месторождения. Отчёт фондов УкрГипроНИИнефть. Киев, 1984.
- Туров В.А., Мухаметшин З.З. Проект разработки Пограничного месторождения. Отчёт фондов СибНИИНП. Тюмень, 1995.

Some features of reservoir fluids in the Jurassic deposits of Western Siberia, exemplified by the Pogradichnoye oil field

Antonovskaya T.V.

Ukhta State Technical University, Ukhta; tat-atv@yandex.ru

The Western Siberian oil and gas province is one of the richest in the world in oil and gas reserves. Understanding of the conditions of occurrence and geochemical data of reservoir fluids in Jurassic deposits on land deposits will allow using this information in the search and exploration of oil and gas deposits on the Arctic shelf. In the present paper we discuss the oil deposits of the sandstone layer YS₁ in the Jurassic deposits of the Pogradichnoye field.