

Углеводородные системы и комбинированные ловушки ниже-среднеюрских отложений северных регионов Западной Сибири

Пуланова С.А.

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

pulanova@mail.ru

Аннотация

Рассмотрены особенности нефтегазоносных комплексов (НГК) ниже-среднеюрских отложений Надым-Тазовского региона севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) и приуроченность скоплений к ловушкам неантиклинального строения. Дана литолого-геохимическая характеристика отложений, оценена степень катагенетического преобразования органического вещества (ОВ), проведены типизация скоплений по химическим типам и подтипам на основании углеводородного состава (УВ) и прогнозирование фазового состояния залежей УВ. Залежи дифференцированы по величинам геологических запасов. Показана перспективность ниже-среднеюрских отложений.

Материалы и методы

Материалы: аналитическая база данных свойств нефтей и конденсатов ниже-среднеюрских отложений Надым-Тазовской нефтегазоносной области, стадийности катагенетических преобразований ОВ пород, а также величин геологических запасов. Методы: сопоставление литофациальных обстановок осадконакопления отложений нефтегазоносного комплекса, картографические построения, графическое изображение

зависимостей геохимических параметров и крупности углеводородных скоплений.

Ключевые слова

ниже-среднеюрские отложения, ловушки неантиклинального типа, прогноз фазового состояния, нефти, конденсаты, масштабность скоплений

Финансирование. 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.

Для цитирования

Пуланова С.А. Углеводородные системы и комбинированные ловушки ниже-среднеюрских отложений северных регионов Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 3. С. 22–27. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-22-27

Поступила в редакцию: 05.05.2021

GEOLOGY

UDC: 553.98(571.1) | Original Paper

Hydrocarbon systems and combined traps of the lower-middle jurassic deposits of the northern regions of Western Siberia

Pulanova S.A.

Institute of oil and gas problems of the russian academy of sciences, Moscow, Russia

pulanova@mail.ru

Abstract

The features of oil and gas complexes (OGC) of the lower-middle jurassic deposits of the Nadym-Taz region in the north of the West Siberian oil and gas basin (OGB) and the confinement of accumulations to traps of non-anticlinal structure are considered. The lithological and geochemical characteristics of the deposits are given, the degree of catagenetic transformation of organic matter (OM) is estimated, the accumulations are typified by chemical types and subtypes based on the hydrocarbon composition (HC) and the phase state of HC deposits is predicted. The deposits are differentiated by the amount of geological reserves. The prospects of the lower-middle jurassic deposits are shown.

Materials and methods

Materials: Materials: an analytical database of the properties of oils and condensates of the lower-middle jurassic deposits of the Nadym-Taz oil and gas region, the stages of catagenetic transformations of OM of rocks, as well as the values of geological reserves.

Methods: comparison of lithofacies environments of sedimentation of deposits of an oil and gas complex, cartographic construction, graphical

representation of the dependences of geochemical parameters and the size of hydrocarbon accumulations.

Keywords

lower-middle jurassic deposits, traps of non-anticlinal type, forecast of the phase state, oil, condensates, scale of accumulations

For citation

Pulanova S.A. Hydrocarbon systems and combined traps of the lower-middle jurassic deposits of the northern regions of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2021, issue 3, P. 22–27. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-22-27

Received: 05.05.2021

Западно-Сибирский НГБ является главным районом промышленной добычи и разведки нефтяных и газовых месторождений в России. Основные перспективы связаны с северной территорией бассейна, где открыты уникальные месторождения по запасам УВ-сырья. Однако проблема поддержания добычи нефти и газа на высоком уровне в районах Западной Сибири обостряется с каждым годом, поэтому всесторонний анализ минерально-сырьевой базы нефтегазоносных комплексов, оценка перспектив нефтегазоносности северных территорий Западной Сибири, прогноз зон распространения УВ-скоплений различного фазового состояния, типизация скоплений УВ по величине начальных запасов являются актуальными, своевременными и имеют большое практическое значение.

Несмотря на многочисленные и глубокие исследования многие проблемы остаются не решенными и/или их решение требует дополнительных исследований. Это связано со сложностью геологической истории региона; широким стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности; большими глубинами залегания; сильной дифференциацией УВ-состава и фазового типа флюидов; большой литологической изменчивостью коллекторов. В значительной мере это относится к юрским отложениям, степень изученности которых на данной территории явно недостаточна не только для количественного, но даже и качественного прогноза газонефтеносности геологических объектов и предсказания новых открытий особенно в отдаленных районах севера Западной Сибири. Кроме того, ловушки антиклинального типа относительно простого строения практически опоискованы — необходим поиск и методические разработки по прогнозу сложно построенных неантиклинальных, часто комбинированных, ловушек [1, 2].

Юрские отложения северной части Западной Сибири характеризуются благоприятными условиями для нефтегазоаккумуляции: ритмичным режимом развития, который способствует вертикальной миграции флюидов; распространением зон трещиноватости, связанных с разломами, необходимых для формирования пород-коллекторов; флюидоупорами — глинистыми толщами; выигрышными геохимическими позициями: относительно высоким содержанием $C_{орг}$ и битумоидов, умеренной и достаточной катагенетической прогретостью недр, высоким реализованным генерационным потенциалом [3].

Литофациальные особенности комплекса

Нижне-среднеюрский НГК в северных районах Западно-Сибирского НГБ представлен двумя фациальными типами — двумя песчано-алеврито-глинистыми формациями [4, 5]:

- прибрежно-морской и континентальной, ритмично-горизонтально-слоистой;
- прибрежно-континентальной линзовидно-слоистой.

Отличия формаций проявляются в более морском характере первой и континентальности второй. Обе формации сероцветные и темноцветные, субугленосные. 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. Они содержат ОВ гумусового и сапропелево-гумусового типа. По данным [6], содержание $C_{орг}$ в отложениях леонтьевского горизонта тюменской свиты средней

Табл. 1. Классы и подклассы нефтей
Tab. 1. Classes and subclasses of oils

Классы			Подклассы		
Индекс	Показатель d_{20}^4 , г/см ³	Характеристика	Индекс	Показатели S (сера), П (парафины), %	Характеристика
ОТ	>0,92	Очень тяжелая	S_2	$0,5 < S < 1,0$	Среднесернистая
Т	0,89–0,92	Тяжелая	S_1	$S < 0,5$	Малосернистая
Ср	0,85–0,88	Средняя	P_3	$P > 10$	Высокопарафинистая
			P_2	$5 < P < 10$	Парафинистая
			P_1	$P < 5$	Малопарафинистая
Л	<0,84	Легкая	P_3	$P > 10$	Высокопарафинистая
			P_2	$5 < P < 10$	Парафинистая
			P_1	$P < 5$	Малопарафинистая

Табл. 2. Классы и подклассы конденсатов
Tab. 2. Classes and subclasses of condensates

Классы			Подклассы		
Индекс	Показатель d_{20}^4 , г/см ³	Характеристика	Индекс	Показатель П, % (парафины)	Характеристика
Т	>0,82	Тяжелый	—	—	—
Ср	0,79–0,82	Средний	P_2	$P 5–10$	Парафинистый
			P_1	$P < 5$	Малопарафинистый
Л	0,71–0,78	Легкий	—	—	—
ОЛ	<0,70	Очень легкий	—	—	—

юры (наиболее широко развитых в исследуемом регионе) в области шельфа центральной части Ямало-Гыданской области достигает максимальных величин до 3 %, уменьшаясь к югу и юго-западу до 1 %. Они содержат ОВ гумусового и сапропелево-гумусового типа. По данным [6], содержание $C_{орг}$ в отложениях леонтьевского горизонта тюменской свиты средней юры (наиболее широко развитых в исследуемом регионе) в области шельфа центральной части Ямало-Гыданской области достигает максимальных величин до 3 %, уменьшаясь к югу и юго-западу до 1 %. В пределах Ямало-Гыданской области преобладало глубоководное шельфовое море. Здесь накапливались глинистые и глинисто-алевритовые осадки с содержанием аквагенных (сапропелевых) компонентов в интервале 50–75 %. Остальная часть ОВ представлена гумусовой террагенной составляющей в основном высших растений. Юго-западное обрамление Ямало-Гыданской области характеризуется в это время осадками мелководного шельфа с меньшим содержанием аквагенных компонентов до 25–50 %.

Фазовая зональность типов залежей и общая характеристика нефтей и конденсатов ниже-среднеюрских отложений

Прогноз фазовых состояний и физико-химических свойств УВ-систем для ниже-среднеюрского НГК детализирует и корректирует существующие ранее представления [7]. Проведена типизация УВ-флюидов исследуемых НГК по физико-химическим свойствам, общему УВ-составу и УВ-составу бензиновых фракций с выделением геохимических типов и подтипов согласно геохимической классификации [5] и химической классификации Ал. А. Петрова (1984). В ниже-среднеюрских отложениях присутствуют геохимические типы УВ-флюидов средней, высокой и очень высокой преобразованности (IIIг и IIг). Нефти

характеризуются средней (Ср) и легкой (Л) плотностью, малосернистые (S_1), малосмолистые, малопарафинистые (P_1), парафинистые (P_2) и высокопарафинистые (P_3) со средним и высоким содержанием светлых фракций (н.к. — 300 °С). Конденсаты этих типов легкие (Л) и средние (Ср), малопарафинистые (P_1) и парафинистые (P_2). По УВ-составу это флюиды парафинового и нафтенно-парафинового оснований. Характеристики классов и подклассов нефтей по [5] (табл. 1 и 2).

В нефтях и конденсатах типа IIг содержание суммарной алкановой фракции $n-C_4-n-C_{36}$ колеблется в широких пределах — 9–35 %, а изопреноидов состава $C_{13}-C_{20}$ — в пределах 0,7–3,5 %. Отношение П/Ф составляет 1,2–9,5/2,0–3,5*. K_i изменяется в пределах 0,19–0,90/0,20–0,60*. Во флюидах типа IIIг суммарное содержание широкой алкановой фракции $n-C_4-n-C_{36}$ варьирует в пределах 14–30 %, а изопреноидов $C_{13}-C_{20}$ в интервале 0,7–1,8 %. В распределении n -алканов на хроматограммах наблюдаются два максимума в областях $n-C_5-n-C_{10}$ и $n-C_{23}-n-C_{25}$. Среди изопреноидов доминируют $i-C_{14}$ и $i-C_{19}$ (П). Отношение П/Ф составляет 1,3–9,8/4,0–9,8*. K_i колеблется в пределах 0,09–0,47/0,21–0,30*.

*Примечание: в числителе — данные по нефтям, в знаменателе — конденсатам.

Установлено, что вниз по разрезу мезозойских отложений с увеличением глубины залегания УВ-скоплений и степени преобразованности в их групповом составе происходят эволюционные изменения, меняется и тип залежи. Так, в отложениях альб-сеноманского НГК обнаружены слабопреобразованные нафтенные (циклановые) нефти. По химической классификации Ал. А. Петрова (1984) — это тип Б-1. Газы альб-сеномана сухие, низкоконденсатные (до 10 см³/м³), низкоазотные и низкоуглекислые. Залежи УВ приурочены к низкотемпературной зоне катагенеза на глубинах 1 000–1 600 м. В аптском

комплексе на глубинах 1 600–1 800 м преобладают конденсаты типа IIg. Ниже, до глубины 3 200 м, распространены конденсаты и нефти из оторочек НГК-залежей, относящиеся к типу IIg. На глубинах 3 200–3 600 м при доминирующей роли нефтей и конденсатов типа IIg появляется тип IIIg (А-1), который становится преобладающим на глубинах 3 700–4 200 м в нижне-среднеюрском комплексе. Конденсаты типа IIIg отличаются своеобразным

составом. Для них характерна повышенная цикличность за счет присутствия аренов и шестичленных цикланов и высокое содержание алканов. Это приводит к утяжелению конденсатов III гСрP₂ и сближению их физико-химического облика с нефтями IIIg ЛП₂.

На схематической карте (рис. 1) 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 [7, 8]. На территории распространения УВ-скопления нижне-среднеюрского НГК выделяются три зоны фазового состояния УВ: Н, ГКН и ГК.

Нефтяная зона занимает почти всю Надым-Тазовскую область. Граница нефтяной зоны проходит севернее Лензитского месторождения, по Уренгойскому мегавалу и далее севернее Берегового и Кынского месторождений. Внутри нефтяной зоны присутствуют три подзоны. Наиболее погруженная часть Надым-Тазовской области, где выделяется первая подзона, представлена флюидами геохимического типа IIIg ЛП₂S₁ на Уренгойском месторождении и типа IIIg ЛП₃S₁ на Береговом. Эту подзону окаймляют нефти типа IIg⁶ ЛП₁₋₂S₁. В юго-западной части области и небольшой полосой на юге ее развиты нефти типа IIg⁶ СрP₁S₁.

Переходная зона, где распространены преимущественно ГКН и реже ГК-скопления, протягивается широкой полосой по Южно-Ямальной 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. В центральных наиболее погруженных частях зоны присутствуют конденсаты типа IIIg СрP₂ (месторождение Тазовское). По периферийным частям зоны распространены конденсаты типа IIg Л-СрP₁₋₂. Нефтяная оторочка представлена нефтями типа IIg СрP₂S₁. Граница между ГКН и ГК зонами проходит по Ямалу севернее Бованенковского месторождения, через Ямбургское к Тазовскому и охватывает северную часть Пур-Тазовской области.

Газоконденсатная зона располагается в Ямало-Гыданской и Усть-Енисейской нефтегазоносных областях, занимая северо-восточную часть Ямального полуострова, Средне-Мессояхский свод и протягивается к Усть-Портковскому мегавалу. В данной зоне в основном присутствуют ГК-залежи с небольшими величинами конденсатного фактора 70–156 г/м³. Доминирующим типом конденсата здесь являются типы IIIg, причем в западной части зоны можно прогнозировать тип IIIg ЛП₂, а в восточной части зоны — IIIg ЛСр.

В настоящее время нефтяными и газовыми компаниями в нижне-среднеюрских отложениях планируется широкая разведка перспективных площадей в основном на конденсат и газ в Ямало-Гыданской и Усть-Енисейской областях. Здесь можно прогнозировать наличие ГК-залежей метанового основания геохимического типа IIIg ЛП и типа IIIg Л-СрP в Енисейской области. Установленная фазовая зональность распределения типов УВ-скоплений в Западной Сибири имеет генетическую основу и предопределяется фациальным типом исходного ОВ и степенью его катагенетического преобразования. Отложения нижне-среднеюрского возраста, содержащие в основном ОВ гумусовой природы (угленосные и субугленосные континентальные формации), классифицируются как газопродуцирующие, что и привело к сосредоточению в этих отложениях крупных газовых и газоконденсатных залежей.

Катагенетическая преобразованность ОВ пород комплекса

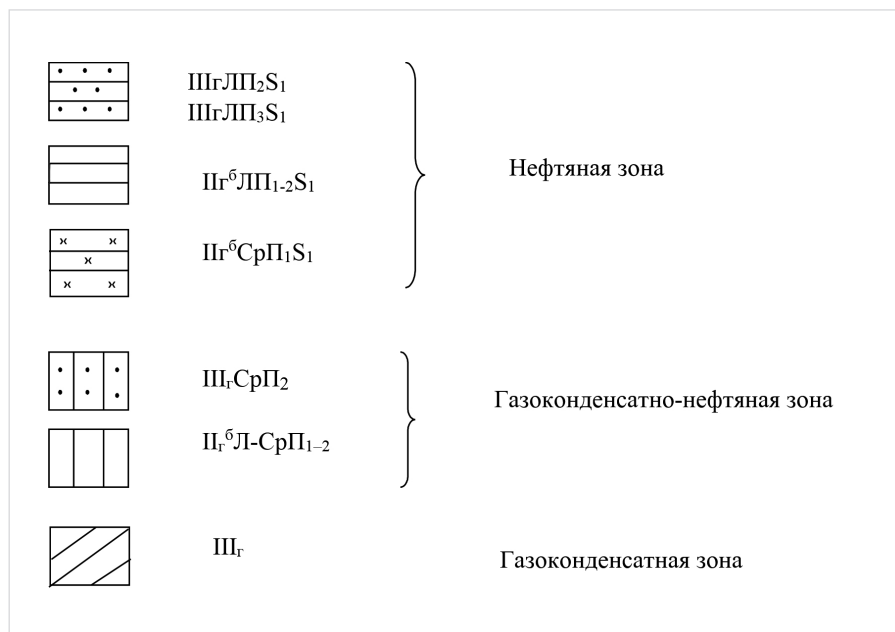
Анализ материала, касающегося стадии преобразования ОВ региона,



Рис. 1. Схематическая карта прогноза фазовых состояний и физико-химических свойств углеводородных систем в нижне-среднеюрских отложениях севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

Fig. 1. Schematic map of the prediction of phase states and physicochemical properties of hydrocarbon systems in the lower-middle jurassic of the north of the West Siberian oil and gas basin

Зоны различного фазового состояния УВ-систем и типов флюидов:



свидетельствует о существенном разнообразии точек зрения исследователей и о различной рисовке на картах зон катагенетического преобразования ОВ. При оценке катагенеза ОВ ниже-среднеюрского возраста нами за основу интерпретации взята карта [8] (как наиболее представительная, основанная на большом фактическом материале), данные [3, 6, 7, 9 и др.].

Степень катагенетической преобразованности ОВ базальных горизонтов юры значительно меняется по территории — возрастает от бортов Западно-Сибирского НГБ к центральным его частям и представлена всей шкалой катагенеза — от градаций ПК₃ до АК_{1,3}. Наименее преобразованное ОВ (ПК₃) наблюдается на западном периферическом внешнем борту бассейна. Зона слабого мезокатагенеза ОВ ($R_0 = 0,5-0,85\%$) примыкает тонкой полосой с востока к этой области. Наибольшие площади северной части Западно-Сибирского НГБ представлены тремя градациями катагенеза: стадиями МК₂, МК₃ и АК₁, то есть умеренным, сильным мезокатагенезом и апокатагенезом.

Трем зонам стадийности катагенетического преобразования ОВ в базальных горизонтах юры отвечают соответствующие по фазовому состоянию типы УВ-скоплений. Зоне умеренного катагенеза — нефтяные залежи, в зоне сильного мезокатагенеза преобладают ГКН залежи. Зона апокатагенеза — область газоконденсатных залежей с низким конденсатным фактором. Выделенные зоны, вероятнее всего, продолжают в южные акватории Карского моря.

Оценка масштабности скоплений месторождений комплекса

Сопоставление стадийности катагенетического преобразования ОВ юрских отложений с величиной начальных запасов УВ не выявило между ними прямой зависимости. Как отмечалось многими геохимиками и подтвердилось проведенным исследованием, степень катагенеза ОВ определяет тип УВ-флюида — с увеличением градаций катагенеза тип залежи меняется от нефтяной к газоконденсатно-нефтяной и газоконденсатной. На рисунках 2–4 показаны графики распределения запасов УВ в ниже-среднеюрском НГБ Западно-Сибирского НГБ.

Анализ масштабности месторождений комплекса по величине геологических запасов УВ показал следующее. В выборке распределения залежей по величине запасов УВ ниже-среднеюрских отложений (38 месторождений) преобладают залежи с мелкими запасами. Так, около 74 % месторождений имеют запасы менее 5 000 тыс. тонн. Это в основном нефтяные месторождения (28). В группу средних, крупных и уникальных запасов попадают 5 месторождений. К крупным и уникальным относятся соответственно Бованенковское (ГКН) и Новопортовское (ГКН), а к средним — Малоямальское (ГКН), Уренгойское (Н) и Малыгинское (ГК). По фазовому состоянию, как видно из этого перечисления, это в основном ГКН-скопления. В ниже-среднеюрских отложениях крупные и уникальные скопления — исключительно ГКН и ГК по фазовому состоянию. Кривая распределения запасов УВ-месторождений имеет левую асимметрию, то есть область высокой частоты встречаемости запасов с величинами от 100 до 1 000 тыс. тонн смещена от модального интервала (1 000–10 000) влево в область более низких запасов. При анализе запасов по всему юрскому комплексу отмечается

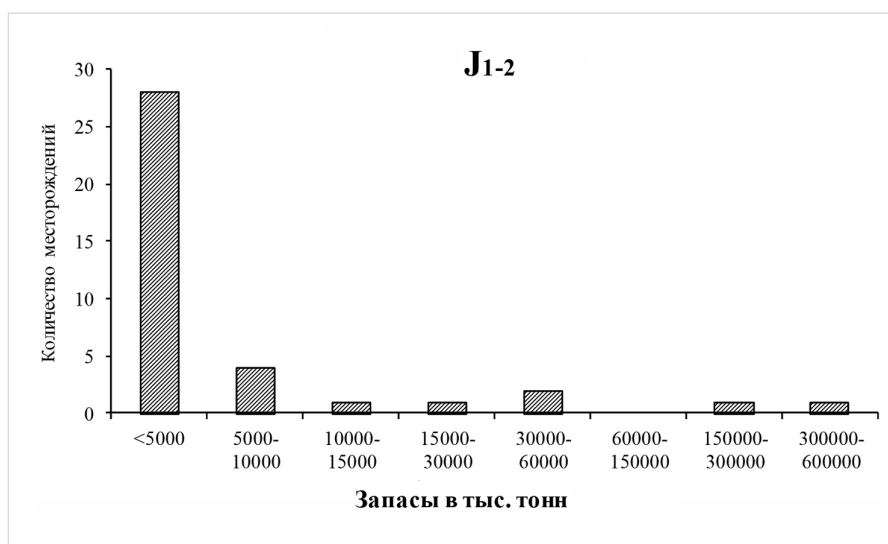


Рис. 2. Частотный график распределения запасов УВ в ниже-среднеюрских отложениях
Fig. 2. Frequency plot of the distribution of HC reserves in the lower-middle jurassic sediments

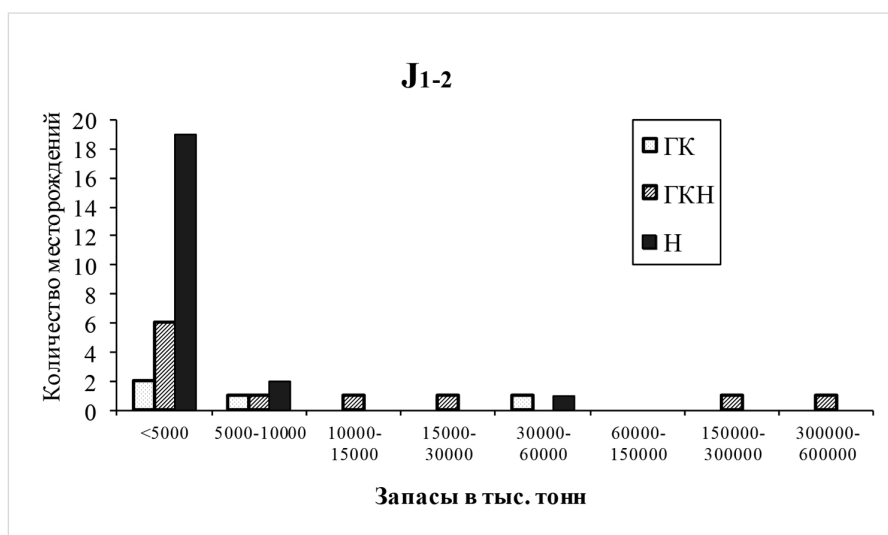


Рис. 3. Частотный график распределения запасов УВ в ниже-среднеюрских отложениях с учетом фазового состояния залежей
Fig. 3. Frequency plot of the distribution of HC reserves in the lower-middle jurassic sediments, taking into account the phase state of the deposits

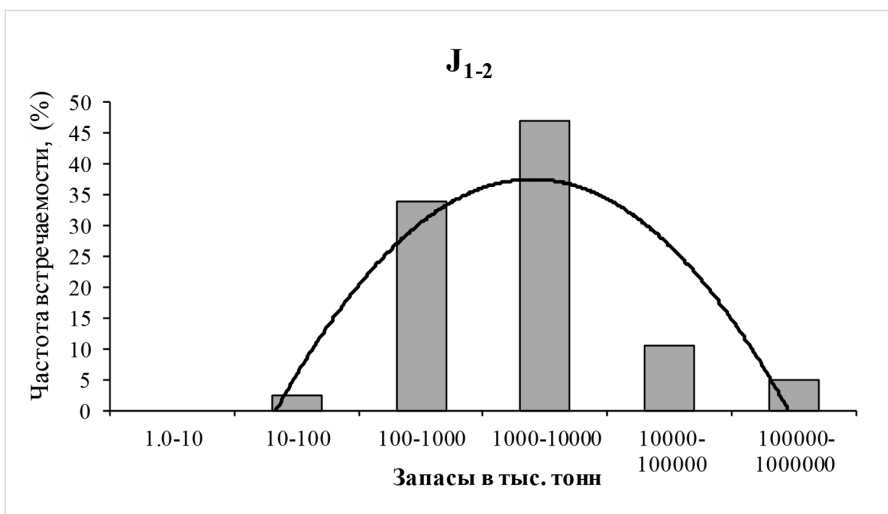


Рис. 4. Частотный график (в логарифмическом масштабе) распределения запасов УВ в ниже-среднеюрских отложениях
Fig. 4. Frequency plot (logarithmic scale) of the distribution HC reserves in the lower-middle jurassic sediments

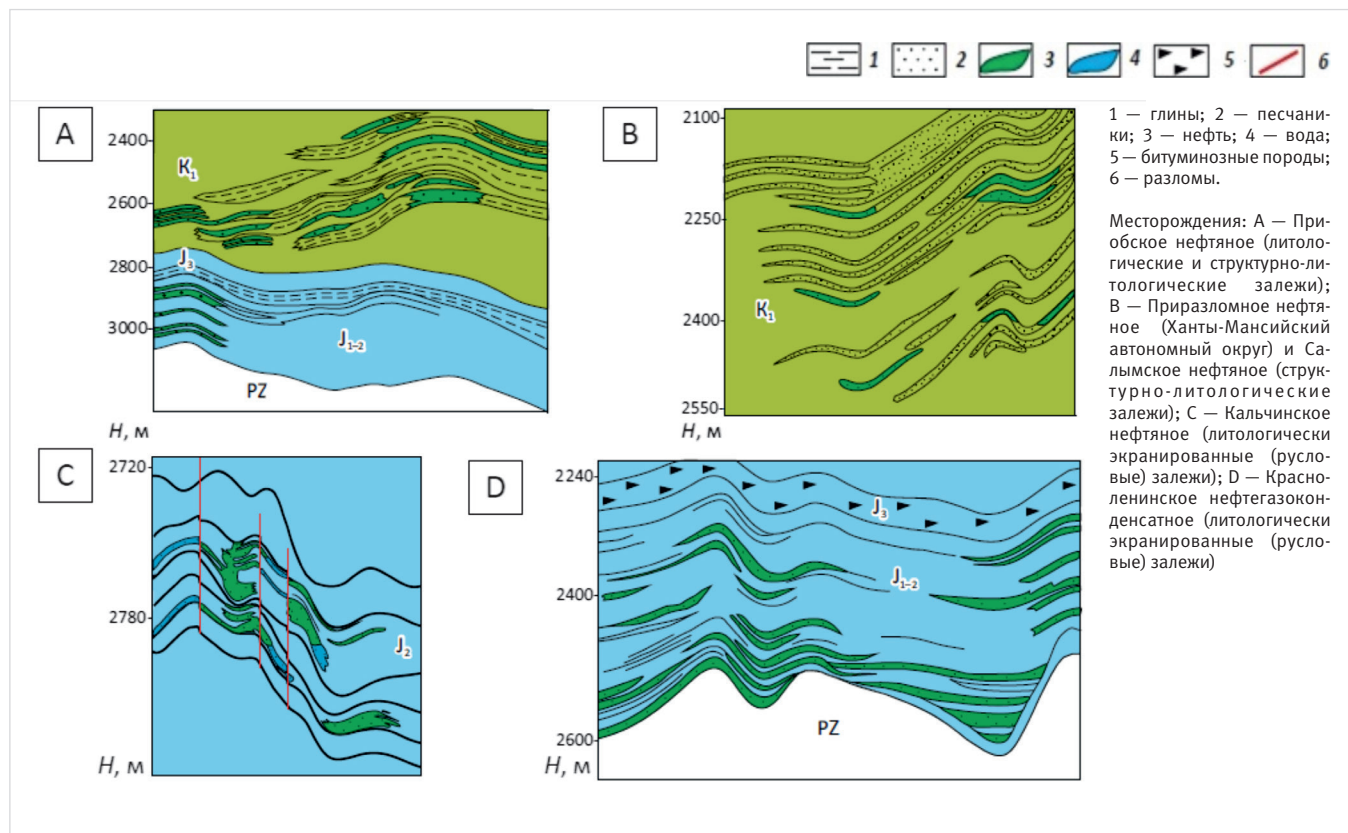


Рис. 5. Примеры залежей в ловушках Западно-Сибирского НГБ
Fig. 5. Examples of deposits in the traps of the West Siberian oil and gas basin

отсутствие преимущества в величинах геологических запасов на многопластовых месторождениях: например, если месторождение Новопортовское имеет уникальные запасы УВ в отложениях J_{1-2} , то в отложениях J_3 — отсутствует залежь; аналогичная картина наблюдается и по Бованенковскому месторождению; с другой стороны — крупные запасы УВ в отложениях J_3 вниз по разрезу в отложениях J_{1-2} на месторождении Новогоднее сменяются мелкими, а на месторождении Харампурском вообще отсутствует залежь; лишь на Уренгойском многопластовом месторождении наблюдаются близкие категории запасов УВ в верхнем и нижне-среднеюрском НГК — средние.

Таким образом, статистическая обработка распределения запасов УВ [10] по площади и разрезу юрских отложений севера Западной Сибири показала, что количество залежей с мелкими запасами существенно выше, чем со средними, крупными и уникальными; намечается дифференциация залежей и по фазовому составу — нефтяные скопления по запасам в основном мелкие и средние, а ГКН и ГК — крупные и уникальные. Преобладание месторождений с мелкими запасами, выявленное нами, не противоречит известному распределению Парето. Эта закономерность была выведена исследователями, исходя из огромного опыта уже состоявшихся открытий, и описывает распределение месторождений по размеру запасов УВ, по классам крупности, используя количественную оценку начальных суммарных запасов. Суть этого закона: чем меньше по запасам класс, тем больше он включает месторождений и обладает меньшими ресурсами. И при этом каждый последующий по убыванию класс запасов УВ содержит залежей в три раза больше, чем предыдущий.

Однако этот закон, как нам представляется, проявляется только при рассмотрении распределения месторождений по величине запасов однородной выборки, например, запасов УВ отдельно взятого НГК; при добавлении в выборку величин запасов по меловым залежам, причем не по всем, а только ограниченным наличием залежей в юре, действие закона нарушается в связи с тем, что выборка оказалась разнородной. Интересные выводы использования закона Парето были приведены нами в [11].

Об особенностях неструктурных ловушек в нижне-среднеюрском НГК

По экспертным оценкам, как отмечается в работе [12], в настоящее время в основных крупных НГБ России доля запасов нефти и газа в сложнопостроенных залежах в общем объеме запасов составляет 35–75 %, причем доля прироста промышленных запасов УВ, связанных с неструктурными ловушками, в общем объеме прироста стабильно составляет 12–35 %, а в перспективе ожидается, что она увеличится в среднем до 70 %. Для Западной Сибири уже сейчас 70 % ресурсов и 35 % запасов УВ приурочено к неструктурным залежам [12].

При конкретизации строения залежей в юрских НГК отмечается, что типичны ловушки, связанные с русловыми дельтовыми и прибрежными аккумулятивными песчаными телами, а также тектонически экранированные (рис. 5 [12, 13]). При этом неструктурные, преимущественно литологические, ловушки формировались, главным образом, в континентальных и прибрежно-континентальных обстановках. В континентальных условиях неструктурные ловушки образовывались по модели седиментации спрямленных, меандрирующих, фуркирующих

рек и временных потоков, а в прибрежно-морских — по седиментационным моделям дельт с влиянием различных процессов: речных, приливно-отливных и волновых [13].

Итоги

Характер распространения по площади и разрезу залежей УВ различного фазового состояния нижне-среднеюрского НГК Западно-Сибирского НГБ отвечает эволюционному развитию толщ, то есть стадийности их катагенетического преобразования и исходному ОВ. В нижне-среднеюрских отложениях крупные и уникальные скопления — исключительно ГКН и ГК по фазовому состоянию. Наличие нефтегазопроизводящих свит, которые в силу имевших место катагенетических условий («нефтяное и газовое окно») генерировали большие количества битумоидов и газов, а также комбинированных ловушек и низкопроницаемых экранов-покрышек, способствующих скоплению образовавшихся УВ и их сохранности, существенно повышает возможность обнаружения в этих отложениях дополнительных залежей УВ.

Выводы

Геохимическая типизация углеводородных флюидов месторождений нижне-среднеюрского НГК северных регионов Западно-Сибирского НГБ по физико-химическим свойствам, составу УВ-фракций, фазовому состоянию, масштабности скоплений способствует более детальной оценке перспектив нефтегазоносности территории и качества сырья, а также совершенствованию методов раздельного прогноза, то есть установлению типа флюидов, что важно при выработке методики разработки и эксплуатации залежей УВ.

Литература

1. Шустер В.Л. Методический подход к выявлению и поискам залежей нефти и газа в сложнопостроенных неантиклинальных ловушках // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. № 3. С. 26–31.
2. Пуланова С.А. О некоторых классификационных особенностях неантиклинальных ловушек и актуальности их выявления // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 12. С. 4–9.
3. Пуланова С.А., Шустер В.Л. Новые данные о геолого-геохимических особенностях нефтегазоносности домеловых отложений севера Западной Сибири // Георесурсы. 2018. Т. 20. № 2. С. 67–80.
4. Немченко Н.Н. Избранные труды, посвященные проблемам геологии нефти и газа. М.: ВНИИОЭНГ, 2000. 456 с.
5. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф. и др. Нефтегазовые комплексы Западно-Сибирского бассейна. М.: Недра, 1988. 303 с.
6. 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. 19 с.
7. Пуланова С.А., Виноградова Т.Л. Прогноз фазового состояния углеводородных скоплений в мезозойских отложениях севера Западной Сибири. // Геохимия. 2006. № 9. С. 983–995.
8. Фомин А.Н., Конторович А.Э., Красавчиков В.О. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений северных районов Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. 2001. Т. 42. № 11–12. С. 1875–1888.
9. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири // Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности. СПб.: ВНИГРИ, 2008. С. 68–77.
10. Пуланова С.А., Виноградова Т.Л. Особенности распределения геологических ресурсов по газонефтеносным комплексам северных регионов Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2008. № 3. С. 20–30.
11. Пуланова С.А. Углеводородные скопления ачимовских отложений северных регионов Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 3. С. 10–13.
12. Варламов А.И., Шиманский В.В., Танинская Н.В., Петрова Ю.Э., Раевская Е.Г. Состояние проблемы поисков и перспектив выявления неструктурных ловушек углеводородов в основных нефтегазоносных провинциях России // Геология нефти и газа. 2019. № 3. С. 9–22.
13. Шиманский В.В., Танинская Н.В., Раевская Е.Г. Выявление структурно-литологических ловушек в юрских и нижнемеловых отложениях Западной Сибири на основе палеогеографических реконструкций // Геология нефти и газа. 2019. № 3. С. 39–46.

ENGLISH

Results

The nature of distribution over the area and section of hydrocarbon deposits of various phase states of the lower-middle jurassic oil and gas complex of the West Siberian oil and gas basin corresponds to the evolutionary development of strata, i.e. the staging of their catagenetic transformation and the initial OM. In the Lower-Middle Jurassic sediments, large and unique accumulations are exclusively GCO and GC by phase state. The presence of oil and gas producing formations, which, due to the existing catagenetic conditions ("oil and gas window"), generated large amounts of bitumoids and gases, as well as combined traps and low-permeability screens-covers, contributed to the accumulation of formed hydrocarbons and their safety, which significantly increases the possibility of detection in these deposits are additional hydrocarbon deposits.

References

1. Shuster V.L. Methodical approach to identifying and searching for oil and gas deposits in complex non-anticlinal traps. Actual problems of oil and gas, 2020, issue 3, P. 26–31. (In Russ).
2. Punanova S.A. About some classification features of non-anticlinal traps and the relevance of their identification. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2020, issue 12, P. 4–9. (In Russ).
3. Punanova S.A., Shuster V.L. New data on geological-geochemical peculiarities of oil and gas potential of the pre-cretaceous deposits in the north of the Western Siberia. Georesursy, 2018, issue 20, P. 67–80. (In Russ).
4. Nemchenko N.N. Selected works devoted to the problems of oil and gas geology. M.: VNIIOENG, 2000, 456 p. (In Russ).
5. Rudkevich M.Ya., Ozeranskaya L.S., Chistyakova N.F. et al. Oil and gas complexes of the West Siberian basin. Moscow: Nedra, 1988, 303 p. (In Russ).
6. Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S.

- Geochemical aspects of studying the lower middle jurassic deposits of the West Siberian plate in connection with the assessment of their HC potential. Neftgazovaya Geologiya. Theory and practice. 2011, issue 6, 19 p. (In Russ).
7. Punanova S.A., Vinogradova T.L. Prediction of the phase state of hydrocarbon accumulations in the mesozoic deposits of Northwestern Siberia. Geochemistry. 2006, vol. 44, issue 9, P. 983–995. (In Russ).
8. Fomin A.N., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O. Catagenesis of organic matter and petroleum potential of the Jurassic, Triassic, and Paleozoic deposits in the northern areas of the West Siberian megabasin. Geology and Geophysics. 2001, issue 42, P. 1875–1888. (In Russ).
9. Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. Catagenesis of organic matter of Mesozoic and Paleozoic sediments of Western Siberia. Lithological and geochemical foundations of oil and gas potential

Conclusions

Geochemical typification of hydrocarbon fluids in the fields of the lower-middle jurassic oil and gas complex in the northern regions of the West Siberian oil and gas basin by physical and chemical properties, composition of hydrocarbon fractions, phase state, scale of accumulations contributes to a more detailed assessment of the prospects for oil and gas content of the territory and the quality of raw materials, as well as to improve the methods of separate forecasting, i.e. e. establishing the type of fluids, which is important in developing a methodology for the development and operation of hydrocarbon deposits.

forecast. SPb.: VNIGRI, 2008, P. 68–77. (In Russ).

10. Punanova S.A., Vinogradova T.L. Peculiarities of geological reserves distribution through gas-and-oil bearing complexes of Northern regions of West Siberia. Geology of Oil and Gas, 2008, issue 3, P. 20–30. (In Russ).
11. Punanova S.A. Hydrocarbon accumulations of Achimov sediments northern regions of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2020, issue 3, P. 10–13. (In Russ).
12. Varlamov A.I., Shimansky V.V., Taninskaya N.V., Petrova Yu.E., Raevskaya E.G. Search and prospects of discovery of non-structural hydrocarbon traps in major petroleum provinces of Russia. Geology of oil and gas. 2019, issue 3, P. 9–22. (In Russ).
13. Shimansky V.V., Taninskaya N.V., Raevskaya E.G. Identification of combination traps in jurassic and lower cretaceous series of Western Siberia based on paleogeography reconstructions. Geology of Oil and Gas, 2019, issue 3, P. 39–46. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Пуланова Светлана Александровна, д. г.-м. н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
Для контактов: punanova@mail.ru

Punanova Svetlana Aleksandrovna, sc. d., chief researcher, Institute of oil and gas problems, Russian academy of sciences, Moscow, Russia
Corresponding author: punanova@mail.ru