

УДК 553.981

**А.В. Плюснин**

**A.V. Plyusnin**

Пермский государственный национальный исследовательский университет  
Perm State National Research University

**О.Е. Кочнева**

**O.E. Kochneva**

Пермский национальный исследовательский политехнический университет  
Perm National Research Polytechnic University

## **ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПРОИСХОЖДЕНИЕ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **KEY FEATURES OF GEOLOGICAL STRUCTURE AND ORIGIN OF NATURAL GAS URENGOY FIELD**

Проанализированы особенности геологического строения Уренгойского месторождения. Рассмотрено происхождение газовых залежей Уренгойского месторождения. Дано краткое описание и характеристика основных продуктивных комплексов.

**Ключевые слова:** Западная Сибирь, Уренгойское месторождение, сеноман, газ, конденсат.

The features of the geological structure of the Urengoy field. Considered the origin of the gas deposits in the Urengoy field. A brief description and characteristics of the main productive complexes.

**Keywords:** Western Siberia, Urengoy field, Cenomanian, gas, condensate.

Уренгойское газоконденсатное месторождение – это крупнейшее месторождение в России. Его общие геологические запасы оцениваются в 16 трлн м<sup>3</sup> природного газа и 1,2 млрд т газового конденсата. Месторождение находится в северной части Западно-Сибирской низменности. Административно располагается в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, в 56 км к северо-западу от пос. Уренгой.

Геологический разрез Уренгойского месторождения является типичным для Западно-Сибирской равнины и представлен терригенными отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, которые несогласно залегают на породах палеозойского складчатого фундамента.

Пермско-триасовая система представлена терригенно-осадочным комплексом пород с включениями эффузивов. В нижней части триасовой системы залегает эффузивная толща, в верхней – песчано-алевритно-глинистые породы. Общая толщина составляет 1 км, в прогибах достигает 6 км. Юрская система представлена песчано-алевролитно-глинистыми отложениями преимущественно континентального происхождения. Толщина достигает 1500 м. Меловая система представлена песчано-глинистыми отложениями толщиной до 1900 м. Палеогеновая система представлена переслаиванием глин, алевролитов и песков. Толщина системы достигает 830 м. Четвертичные отложения залегают несогласно на размытой поверхности палеогена и представлены торфом, супесями, суглинками, глинами и песками толщиной до 140 м.

В соответствии с тектонической картой мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы, рассматриваемый Уренгойский район приурочен к Надым-Тазовской синеклизе. Центрально-Уренгойский вал входит в состав Нижнепурского мегавала, граничащего с крупным Западно-Уренгойским прогибом и Западно-Ярояхинской котловиной. В пределах территории наиболее крупными замкнутыми положительными структурами III–IV порядка являются Южно-Уренгойское, Центрально-Уренгойское, Северо-Уренгойское локальное поднятие, Табьяхинское, Самбургское, Восточно-Уренгойское поднятия, Северо-Есетинская, Евояхинская приподнятые зоны, на северо-западе – Ен-Яхинское куполовидное поднятие (рис. 1).

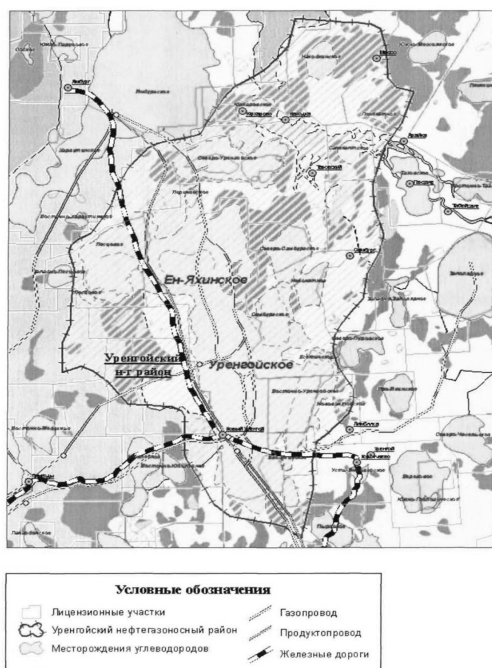


Рис. 1. Обзорная карта Уренгойского нефтегазоносного района

По кровле пласта БУ<sub>8</sub> Уренгойский вал имеет меридиональное простирание и по замыкающей изогипсе –2700 м имеет длину 95 км и ширину 15–21 км. Амплитуда вала 160 м. В пределах вала выделяются наиболее приподнятые северный и южный купола, а также более пологая центральная приподнятая зона с двумя вершинами. Северный купол по изогипсе –2600 м имеет размеры 25 × 9 км, амплитуду 58 м. Центральная зона оконтуривается изогипсой –2610 м, имеет размеры 29 × 5,5...10,5 км и амплитуду 29 м. Южный купол по изогипсе –2640 м имеет размеры 22,5 × 9,5 км, амплитуду 71 м. Углы падения западного крыла вала более крутые по сравнению с восточным крылом (рис. 2).

По кровле сеномана вал представляет собой меридионально вытянутую структуру и по оконтуривающей изогипсе –1200 м имеет размеры 120 × 31 км и амплитуду 240 м. Северный купол и центральная приподнятая зона объединяются в единую структуру, а южный купол выделяется самостоятельно. Падение западного крыла по сравнению с восточным более крутое.

Структура Уренгойского вала в меловых отложениях носит унаследованный характер. Наблюдается совпадение структурных планов нижнемеловых отложений с сеноманским. Присутствует широкое проявление дизъюнктивной тектоники – от образования высокоамплитудных взбросово-сбросовых подвижек до формирования трещинных зон, не вызывающих значительного смещения пластов [1, 2].

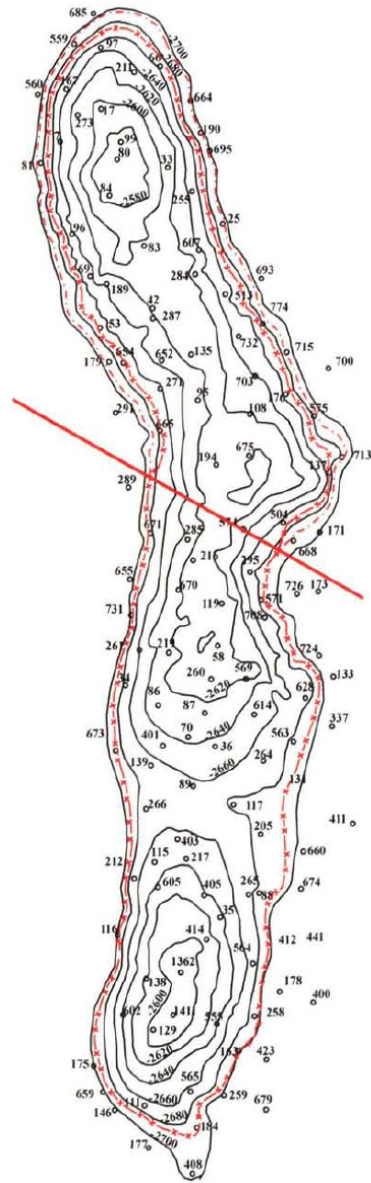


Рис. 2. Структурная карта по кровле пласта БУ<sub>8</sub> Уренгойского месторождения:

--- внешний контур нефтеносности; — x — x — внешний контур газоносности; — — — —2600 — изогипсы кровли продуктивного пласта, м; — — — — линия тектонического разлома; ○178 — номер скважины

Уренгойское месторождение входит в состав Уренгойского нефтегазодносного района Надым-Пурской нефтегазодносной области. В разрезе выделяются четыре этажа нефтегазодносности (снизу вверх): юрский, ачимовский, неокомский, сеноманский [3, 4]. Результаты обобщения по продуктивным пластам приведены в табл. 1.

Таблица 1

## Характеристика продуктивных пластов

Система, отдел	Свита	Подсвита	Продуктивные пласты	Характеристика залежей
Нижний мел	Покурская	Сеноманская часть	ПК <sub>1-6</sub>	Газовые, пластово-массивные, высокодебитные
		Альбская часть	ПК <sub>7-16</sub>	
	Тангаловская	Средняя	БУ <sub>1-7</sub>	Газоконденсатные, пластово-массивные, сводовые, высокодебитные
		Нижняя	БУ <sub>8-9</sub>	Газоконденсатные с нефтяными оторочками, пластовые, сводовые, высокодебитные
	Сортымская	Верхняя	БУ <sub>10-13</sub>	Газоконденсатные с нефтяными оторочками, пластовые, сводовые, высокодебитные
		Средняя	БУ <sub>14-16</sub>	Газоконденсатные, пластовые, сводовые, среднедебитные
		Нижняя (ачимовские отложения)	Ач <sub>1-5</sub>	Газоконденсатно-нефтяные, литологические, среднедебитные
Нижняя-средняя юра	Тюменская	Верхняя	Ю <sub>2-4</sub>	Газоконденсатно-нефтяные, пластовые литологически экранированные, средне-высокодебитные
		Средняя	Ю <sub>5-7</sub>	
	Котухтинская	Верхняя	Ю <sub>10-12</sub>	
		Нижняя	Ю <sub>13-17</sub>	

Нижний юрский этаж нефтегазодносности включает песчаные пласты Ю<sub>2-17</sub>. Покрышкой служат уплотненные глины. Ачимовский этаж нефтегазодносности включает пласты Ач<sub>1-5</sub>. Залегают на глубинах 3500–4000 м. Неокомский этаж включает пласты БУ<sub>1-16</sub>, АУ<sub>6-11</sub> и находится на глубинах 1700–3100 м. Эффективная толщина неокомского этажа составляет около 160 м.

Верхний сеноманский этаж находится на глубине 1030–1260 м. Региональной выдержанной покрышкой над песчаными отложениями покурской свиты являются глины верхнего отдела меловой системы (кузнецовская, березовская, ганькинская свиты). Общая толщина верхнего отдела 370–630 м.

Самой продуктивной на месторождении является залежь пласта ПК<sub>1</sub>, представленная песчаниками с линзовидными прослоями алевролитов и глин. Ее мощность 230 м. Эффективная мощность составляет 60–70 %. Открытая пористость песчаников 25–30 %, проницаемость 950–1750 мД. Покрышкой залежи являются глины верхнего мела толщиной до 630 м. Дебиты газа в скважинах 1,4–7,9 млн м<sup>3</sup>/сут. Газоводяной контакт определен на абсолют-

ной отметке –1193 м. Высота залежи 213 м [4]. Залежь газовая, пластово-массивная, высокодебитная, с коллекторами порового типа.

Основные залежи газа, приуроченные к сеноманским отложениям, залегают непосредственно под региональной верхнемеловой (туронской) – палеогеновой покрывшей. Газоконденсатные залежи присутствуют также в ачимовской толще и отложениях юрского комплекса [1].

Территория севера Западной Сибири в период от валанжина до сеномана испытывала преимущественно континентальный режим осадконакопления, тогда существовали благоприятные условия для захоронения растительных остатков – исходного материала для массы угольного вещества, содержащегося в породах комплекса. В указанный период отмечались отдельные эпохи максимального угленакопления (баррем – апт-сеноман), что привело к концентрированным формам скопления в виде пластов угля. Число угольных пластов 10–30, а их суммарная толщина – десятки метров [2]. Повышенная концентрация угольного вещества стала важнейшим генетическим признаком, по которому континентальная толща покурской серии апт-сеноманского возраста отнесена к типичной угленосной формации.

Степень катагенеза углей по отражательной способности витринита в соответствующих палеотемпературных интервалах  $R^A$  (%) различных горизонтов неокм-сеноманского комплекса колеблется от 5,5 до 7,5, что соответствует стадиям преобразования углей от бурой до длиннопламенной (рис. 3).

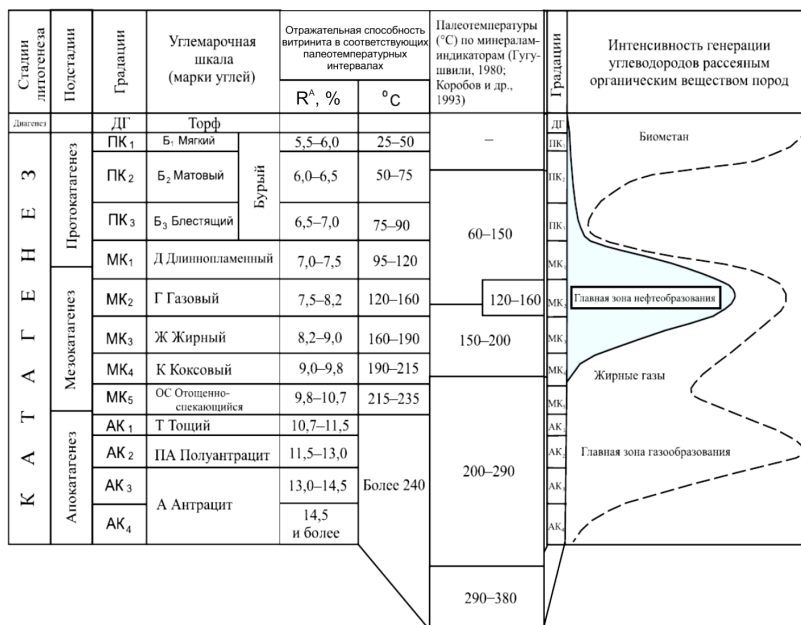


Рис. 3. Принципиальная схема сопоставления шкал катагенеза и углефикации органического вещества (Н.Б. Вассоевич, 1990) и вертикальной зональности нафтидогенеза (Н.Б. Вассоевич, 1986)

Можно выделить два фазово-генетических типа газоконденсатных скоплений. Первичные – без нефтяных оторочек, характеризуются низким содержанием конденсата, находятся ниже главной зоны нефтеобразования (ГЗН), образуются непосредственно из органического вещества в зоне наиболее жесткого катагенетического преобразования пород. Вторичные приурочены к газонефтяным системам, отличаются высоким содержанием конденсата, расположены выше ГЗН и формируются при растворении легких фракций нефтей в сжатых газах.

Основные характеристики залежей приведены в табл. 2. Характерно увеличивается содержание УВ с глубиной. Для нижней части мелового комплекса (неоком) характерны газоконденсатные залежи с нефтяными оторочками и наибольший предположительный выход УВ, которые образовались из сапропелевого типа органического вещества [2, 4].

Таблица 2

## Характеристика газоконденсатных залежей

Зоны нефтегазообразования	Тип керогена	Содержание конденсата, г/м <sup>3</sup>	Предположительный выход углеводородов (10 <sup>12</sup> т)		
			Метан	Битумы	Итого
Сеноман	Сапропелевый	0,03–3	0,097	0,307	0,404
Апт	Гумусовый	0,65–80	0,230	0,049	0,279
Неоком	Гумусовый	100–350	0,273	0,063	0,336
	Сапропелевый		0,385	1,406	1,791
Ачимовский	Гумусовый	До 680			
Юрский	Сапропелево-гумусовый	До 800			

Углеводородные газы образуются в процессе изменения органического вещества (ОВ) от буроугольной до антрацитовой стадии, поэтому газоконденсатные системы, тесно связанные с газовыми, могут быть встречены в широком диапазоне глубин. Это позволяет полагать, что первичные газоконденсатные системы на севере Западной Сибири могут быть встречены в широком стратиграфическом диапазоне, от сеномана до юры.

Суммарное содержание угольного вещества в толще мелового комплекса оценивается в 15,5–10<sup>12</sup> т, из которых 6,9–10<sup>12</sup> т – в отложениях покурской серии (апт – альб – сеноман) имеют буроугольную стадию катагенеза и 8,6 –10<sup>12</sup> т – в отложениях готерив-баррема – начальную длиннопламенную стадию. Угольное вещество на буроугольной стадии катагенеза генерирует гомологи метана.

В больших концентрациях они отмечены на длиннопламенной, газовой и жирной стадиях катагенеза. Кроме гомологов метана из угольного вещества образуются жидкие углеводороды [5].

Коэффициент аккумуляции для газа в месторождениях Западной Сибири составляет 0,15, что свидетельствует о высоком газовом потенциале, играющем определяющую роль при формировании газоконденсатных залежей.

Следовательно, первичные конденсаты, не связанные с нефтью, могли образоваться в отложениях мелового комплекса на стадиях мезокаатагенеза (МК<sub>1</sub> – МК<sub>3</sub>), из ОБ гумусового типа.

Таким образом, в северных районах Западной Сибири, на Уренгойском месторождении в частности, в верхней части мелового комплекса развиты первичные нефтеносные газоконденсаты, образовавшиеся на буроугольной стадии катагенеза ОБ гумусового типа и связанные с крупной зоной газонакопления, приуроченной к области развития угленосной формации.

Выделяемая переходная зона преимущественного развития газоконденсатнонефтяных залежей характеризуется закономерным соотношением нефтяных и газоконденсатных залежей.

Рассмотренная вертикальная и региональная зональность распределения фазового состояния УВ позволяет прогнозировать фазовое состояние, количественную и качественную характеристику скоплений УВ в юрском нефтегазоносном комплексе на севере Западной Сибири [6].

### Список литературы

1. Особенности разведки и разработки газовых месторождений Западной Сибири / О.Ф. Андреев [и др]. – М.: Недра, 1984. – 212 с.
2. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович [и др]. – М.: Недра, 1975. – 679 с.
3. Мещеряков К.А. К проблеме образования триасовых отложений Западной Сибири // Геология в развивающемся мире: сб. науч. тр. / Перм. гос. ун-т. – Пермь, 2009. – С. 41–45.
4. Геология нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / А.А. Нежданов [и др]. – М.: Изд-во академии горных наук, 2000. – 247 с.
5. Коробов А.Д. Минералогические и палеогеотермические критерии нефтегазоносности рифтогенных осадочных бассейнов // Известия Саратовского университета. Сер.: Науки о Земле. – 2009. – Т. 9, вып. 2. – С. 28–35.
6. Немченко Н.Н. Раздельный прогноз углеводородных систем Западной Сибири: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – М., 1991. – 28 с.

Получено 20.02.2015

**Плюснин Алексей Владимирович** – студент, Пермский государственный национальный исследовательский университет, гр. ГЛГ-10, e-mail: geolog0112@mail.ru.

**Кочнева Ольга Евгеньевна** – кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ПНИПУ, ГНФ, международный преподаватель инженерного вуза ING-PAED IGIP, e-mail: kochnevae@mail.ru.