



НОВЫЙ ВЕРХНЕЮРСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (СИСТЕМНО-ЛИТМОЛОГИЧЕСКИЙ АСПЕКТ)

Ю. Н. Карогодин*, С. В. Климов**, М. Ф. Храмов*

С позиций системно-литмологического подхода обосновано выделение нового, ранее не опознанного самостоятельного яновстанского регионального нефтегазоносного комплекса в верхнеюрско-берриасском разрезе Западной Сибири.

Ключевые слова: яновстанский стратон, нефтегазоносный комплекс, верхнеюрско-берриасский, Западная Сибирь, клиноформы, базальные слои.

A NEW UPPER-JURASSIC OIL-AND-GAS BEARING COMPLEX OF WEST SIBERIA (SYSTEM-LITHMOLOGICAL ASPECT)

Yu. N. Karogodin, S. V. Klimov, M. F. Khramov

The identification of a new previously not distinguished independent regional oil-and-gas bearing Yanovstan complex in the Upper-Jurassic-Berriasian section of West Siberia is justified in the context of the system-lithmological approach.

Key words: Yanovstan straton, oil-and-gas bearing complex, Upper-Jurassic-Berriasian, West Siberia, clinofolds, basal layers.

В Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне принято выделять три нефтегазоносных этажа (НГЭ) (снизу вверх): палеозойский (или домезозойский), юрский и меловой. Выявление нефтегазоносных комплексов (НГК) в составе этажей происходит по-разному, поскольку не существует ни общепринятого определения термина, ни разработанных принципов и единых правил данной процедуры. Даже в специально посвященной данному вопросу коллективной монографии «Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна» [7] вообще нет определения нефтегазоносного комплекса, указано лишь, что под *региональными нефтегазоносными комплексами* (РНГК) понимаются формации «стратиграфических интервалов» их распространения [7, с. 63]. В составе юрского НГЭ авторы данной монографии выделяют всего два РНГК: нижне-среднеюрский и верхнеюрский.

Есть и другое, более широко принятое, расчленение разреза юрского этажа (снизу вверх): *шеркалинский* (нижнеюрский), *тюменский* (среднеюрский), *васюганский* или, точнее, *васюганско-абалакский* (келловей-оксфордский) и *баженовский* (волжско-нижнеберриасский) НГК. В отложениях юрского этажа находится лишь немногим менее половины прогнозных ресурсов углеводородов (УВ), поэтому весьма важна точная оценка не только ресурсов, но и запасов по **каждому** из **обоснованно выделенных** РНГК.

В рамках развиваемой системно-литмографической парадигмы Ю. Н. Карогодин предлагает следующие определения:

• **региональный нефтегазоносный комплекс** – это породно-слоевое тело-система, сопряженное с региональным литмостратон;

* ИГНГ СО РАН (Новосибирск),

** ООО «Газпромнефть НТЦ» (Тюмень)

• **региональный литмостратон** – это породно-слоевое тело регионального седиментационного цикла (региональный циклит).

В связи со значительной разведанностью отложений мелового этажа все больше и больше внимания уделяется юрским толщам. При этом поисково-разведочные работы активно проводятся в новых, еще недостаточно изученных районах Западной Сибири, в частности в Тазо-Хетском структурно-фациальном районе на северо-востоке бассейна. По принятому нефтегеологическому районированию это в основном юго-восточная часть Пуровского района Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) (рис. 1).

Нефтегазоносным комплексам, как правило, присваиваются названия свит с указанием их ярусной принадлежности. Этот принцип выдержан и для разреза юры, за исключением баженовского комплекса. Он, в отличие от других НГК, не может считаться только одним комплексом, поскольку его возрастной диапазон, по новым данным, оказался намного больше, чем предполагалось ранее. Возраст баженовской свиты (а соответственно, и одноименного горизонта) оказался волжско-готеривским, а не волжско-нижнеберриасским [2, 6, 9], поэтому НГК с названием «баженовский» неправомерно считать верхнеюрским. Из приведенного перечня НГК выпали достаточно распространенная георгиевская и менее широко развитая яновстанская свиты юры. Причина вполне понятна. В основных НГО (Среднеобской, Васюганской, Фроловской) георгиевская свита представлена глинами мощностью от первых метров до 50–80 м. В ряде районов в ее основании выделяется барабинская пачка песчаников (до 10 м) со слабыми фильтрационно-емкостными свойствами и практическим отсутствием залежей УВ.



Рис. 1. Схема нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с указанием положения района исследования

1 – область исследования; 2 – административные границы; 3 – НГО (1 – Южно-Карская, 2 – Гыданская, 3 – Ямальская, 4 – Надым-Пурская, 5 – Пур-Тазовская, 6 – Красноленинская, 7 – Фроловская, 8 – Среднеобская, 9 – Каймысовская, 10 – Васюганская, 11 – Пайдугинская, 12 – Приуральская, 13 – Предъенисейская, 14 – Елогуй-Туруханская, 15 – Восточно-Уральская)

Яновстанская свита, венчающая в северо-восточных районах разрез юры, занимает существенно меньшую площадь, чем васюганская и георгиевская. Данный район бассейна интересен во многих отношениях, в том числе и тем, что здесь в разрезах яновстанской свиты зарождается нефтематеринская (как считают многие геологи) баженовская свита аномально битуминозных глин. Это сравнительно маломощная пачка (от первых до 20 м) битуминозных аргиллитов. Они отличаются в разрезах черным, буровато-черным цветом, а также высокими значениями гамма-каротажа и кажущегося сопротивления на каротажных диаграммах (рис. 2). Их принято называть *баженитами*. Возраст этих образований, вероятнее всего, волжский (титонский) [3]. К ним приурочен и опорный сейсмический отражающий горизонт-репер «Б», который принято считать изохронным в пределах всего бассейна и по нему построена одна из основных его структурных карт.

В верхнеюрском разрезе района выделяются (снизу вверх) *точинская*, *сиговская* и *яновстанская* свиты [9]. Судя по описаниям керна и характе-

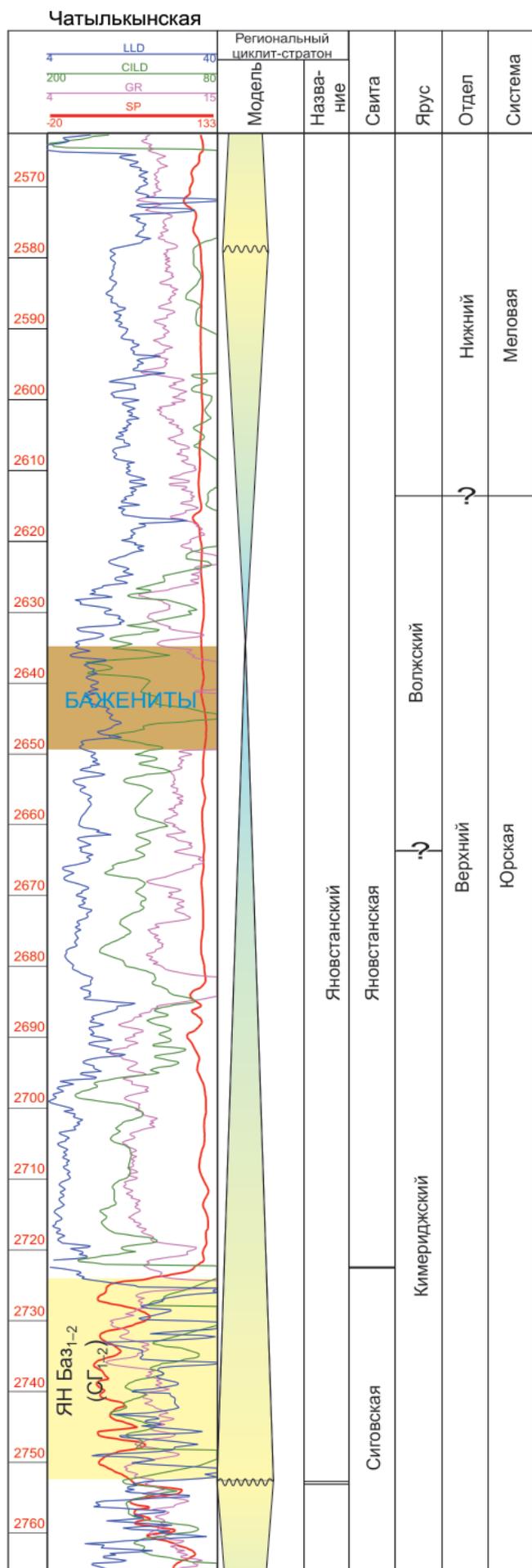
ру электрокаротажных диаграмм, в западной части вполне обоснованно можно выделять не точинскую (как возрастной аналог значительного объема нижневасюганской подсвиты), а васюганскую свиту. Это немаловажно для понимания оценки перспектив ее нефтегазоносности. Васюганская свита, как известно, является основным нефтеносным комплексом юго-восточных районов Западной Сибири (Томская область и прилегающие территории) и важным комплексом в пределах Широтного Приобья Среднеобской НГО.

В разрезе Чатылькынской и Воргенской площадей рассматриваемого района в последнее время открыты промышленные залежи нефти в песчаных пластах верхней юры, индексируемые как сиговские (СГ₁₋₂) [9]. Однако системно-литмологическое расчленение верхнеюрских отложений позволило определить иное пространственно-временное положение в разрезе этих и других продуктивных пластов. Поэтому предложена новая их номенклатура и индексация.

Новизна заключается в том, что определена их явная фациально-парагенетическая связь не с сиговской свитой, как принято считать [6, 9], а с яновстанской. И это означает, что выявлен (точнее, опознан) новый, ранее неизвестный *яновстанский нефтегазоносный «горизонт»*, а следовательно, и новый *нефтегазоносный комплекс*. Он сопряжен с одноименной свитой и литмостратоном (стратонем-циклитом, стратонем-системой). Данная свита принимается большинством геологов (если не всеми) как верхнеюрская преимущественно *глинистая* толща «с редкими прослоями битуминозных разностей, с подчиненным количеством пластов песчаников и алевролитов» [9]. Начинается она также с толщи глин, отчетливо выделяющихся по каротажу во многих разрезах [6]. Мощность ее изменяется в широком диапазоне – от 30–50 до 700 м. Практически все геологи более или менее однозначно выделяют по каротажу ее нижнюю границу, связанную с подошвой толщи глин, в том числе и в изучаемом районе. С позиций системно-литмологического анализа нижняя часть глин (от ее подошвы до подошвы баженитов) является трансгрессивным элементом яновстанского регионального циклита.

В наиболее полных разрезах Чатылькынской, Северо-Воргенской, Воргенской и некоторых других площадей под этими глинами выделяется до трех песчаных пластов (рис. 3). По официально принятой версии [6, 9], как уже отмечалось, это пласты сиговской свиты (СГ₁₋₂), но на самом деле это, бесспорно, **базальные, ингрессивные элементы** яновстанского регионального циклита, подобные базальным барабинской и пахомовской пачкам георгиевской и васюганской свит соответственно.

Судя по имеющимся данным, наиболее значителен по мощности и площадному распространению нижний ингрессивный пласт (более 30 м).



Мощность пластов уменьшается снизу вверх, что является одним из важных признаков их ингрессивного характера. По нашей версии, пласты выполняют наиболее погруженную часть палео-прогиба, простиравшегося с севера на юг, и выклиниваются как на крутом восточном его борту, так и на более пологом западном. Западнее Чатылькынского месторождения выклинивается нижний пласт, а вышележащие – еще раньше, восточнее (см. рис. 3). Характер пространственно-временного положения пластов, так же как и отмеченная вертикальная направленность изменения мощностей, свидетельствует об их трансгрессивной направленности.

Вероятно, их формирование связано с проникновением ингрессивных вод последней верхнеюрской волжской (титонской) трансгрессии из Усть-Енисейского района на юг через сравнительно узкий пролив («шлюз») в восточной (приенисейской) части Малохетской гряды. Она играла роль «дамбы» Западно-Сибирского бассейна, и не только в юрское, но и в меловое время. Второй подобный «шлюз» выявлен нами на западе, в приуральской части «дамбы». Эти проливы играли весьма важную роль в формировании палеогеографии всего бассейна начиная с раннеюрского времени (шеркалинская свита), а следовательно, и его нефтегазоносности. В определенном отношении аналогичными современными проливами-шлюзами являются Гибралтарский (из Атлантики в Средиземное море) и Босфорский (из Средиземного моря в Черное). Подобная «дамба», как известно, не так давно (в геологическом времени) соединяла Чукотку с Аляской, отделяя Тихий океан от Северного Ледовитого.

В связи с впервые выявленной принадлежностью рассматриваемых нефтеносных пластов к яновстанской свите и положением их в качестве базальных слоев одноименного регионального циклита (и литмостратона) предлагаются следующая их номенклатура и индексация (снизу вверх): ЯН Баз₁, ЯН Баз₂, ЯН Баз₃. Аббревиатура состоит из названия стратона-циклита (ЯН – яновстанский) и положения в нем пластов (Баз – базальные, аналогично ачимовским – Ач), а нумерация обозначает последовательность их накопления (1, 2, 3). В случае деления (расщепления) одного из них следует добавлять цифровые (или буквенные) порядковые обозначения (снизу вверх) над номером пласта (Баз_{1,2,3}). Также целесообразно показать и ранее принятые номенклатуру и индексацию (в скобках) (см. рис. 2, 3), например, ЯН Баз₃ (Ю₁⁰ или СГ₁₋₂).

Базальные пласты весьма перспективны и с позиции органической концепции генезиса нефти, поскольку непосредственно контактируют

Рис. 2. Электрокаротажный образ яновстанского регионального циклита Западной Сибири (границы ярусов и свит приведены по [9])

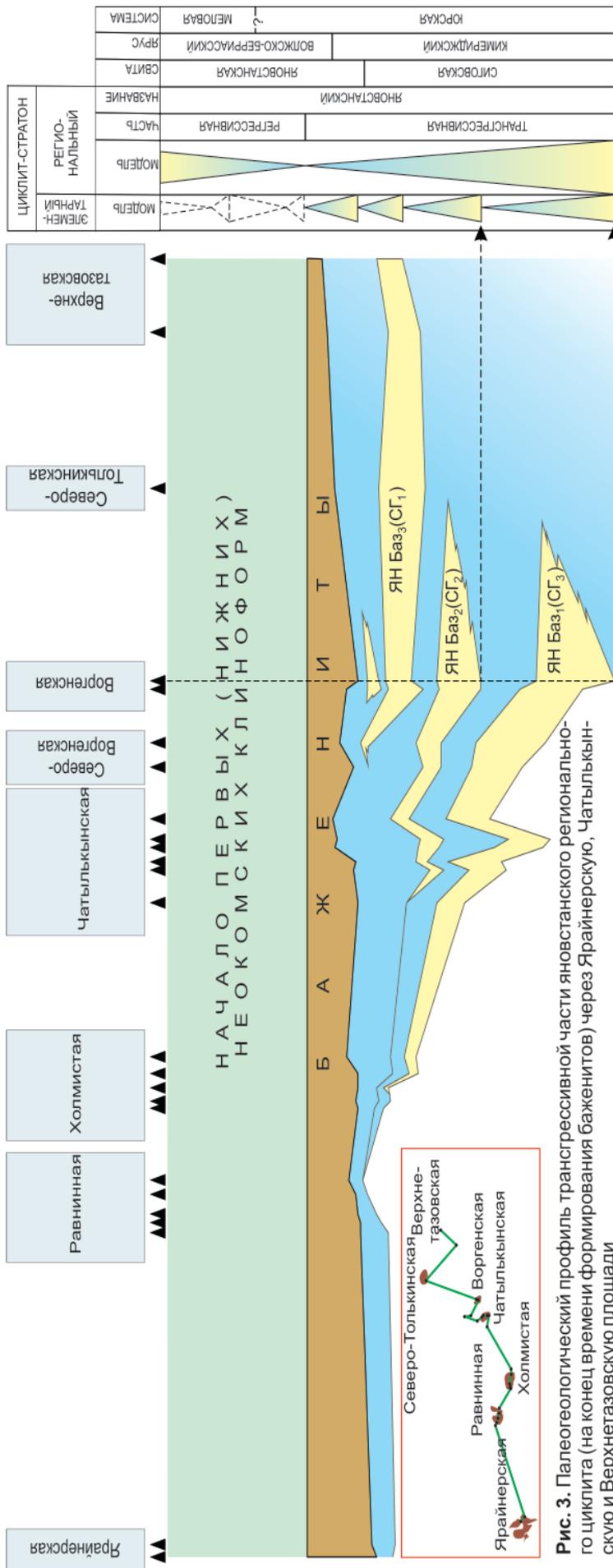


Рис. 3. Палеогеологический профиль трансгрессивной части яновстанского регионального цикла (на конец времени формирования баженов) через Ярайнерскую, Чатылькинскую и Верхнетазовскую площади

с морскими глинами яновстанской свиты, которые западнее рассматриваемого района замещаются аномально битуминозными глинами баженовской свиты. А ее, как уже отмечалось, многие геологи считают нефтематеринской. Перспективны эти отложения главным образом в северо-восточных районах Западной Сибири, т. е. близко к основному региональному (восточносибирскому) источнику сноса терригенного материала. Ближайшие задачи изучения данного продуктивного базального «горизонта» – геолого-геофизические исследования и поисково-параметрическое бурение с целью его картирования как в целом, так и каждого пласта в отдельности.

Яновстанский региональный цикл отличается от нижележащих георгиевско-сиговского и васюганского резко увеличенной по сравнению с ними мощностью регрессивной половины. Это обусловлено тем, что с нее (выше баженов) начинается регрессивная половина крупного юрско-мелового цикла (неоцикла). Данному региональному циклу (как и другим, более высокого ранга) присуща «лавинная» седиментация во второй (регрессивной) половине формирования в отличие от более спокойной в первой (трансгрессивной). Вызывающие у геологов удивление значительные мощности яновстанской свиты (до 700 м), на наш взгляд, обусловлены именно ее ярко выраженным клиноформным строением в начале неокомской «лавинной» седиментации [8]. Не исключено также, что рассматриваемый региональный цикл состоит из двух зональных, как, например, пимский (последний в неокоме) и некоторые другие. А. А. Нежданов [9] допускает возможность выделения в его составе даже трех зональных циклов. А другие исследователи считают каждый песчаный пласт ($Ю_1^1, Ю_1^2, Ю_1^3, Ю_1^4$) верхневасюганской под-свиты песчаным телом регрессивных частей зональных циклов [12] регионального клиноцикла. Клиноформным строением яновстанского литмостратона может объясняться увеличенная мощность свиты в каких-то разрезах на «шельфе» (в ундаформе) и особенно на его склоне (в клиноформной части). Как известно, мощность отложений некоторых региональных клиноформ (клиноциклов) неокома достигает сотен метров [6]. Еще раз подчеркнем немаловажный вывод: *неокомские клиноформы начинаются с регрессивной половины (выше баженов) яновстанского стратона (клиностратона, клиноцикла)* [3, 4].

В Широтном Приобье Среднеобской нефтегазоносной области основными неф-



теносными отложениями в верхнеюрском разрезе, как известно, являются именно регрессивные пласты «горизонта» Ю₁ васюганского регионального циклита. Есть все основания полагать, что песчаные пласты и линзы яновстанского циклита также будут продуктивны. Ими могут оказаться либо фондаформные (яновстанские ачимовские образования), либо ундаформные («шельфовые» пласты самой нижней, первой, неоконской клиноформы) [5].

Индексация песчаных потенциально продуктивных пластов этой регрессивной части комплекса должна быть иной, чем базальных. Вероятно, по аналогии с пластами верхневасюганской подсвиты горизонта Ю₁ следует оставить для них предлагавшиеся ранее индексы и нумерацию ЯН₁¹–ЯН₁⁶ [9]. Данные пласты тоже представляют поисковый интерес (с позиции органической концепции генезиса нефти), поскольку вся эта песчано-глинистая регрессивная толща на западе в центральных районах бассейна замещается битуминозными аргллитами баженовской свиты. Но возраст их не юрский, как принято считать [9], а берриасский [1]. Следовательно, возраст яновстанского НГК волжско(титонско)-нижнеберриасский.

Со временем в составе «надбаженитов», безусловно, будут выявлены первые, наиболее «древние» песчано-алевролитовые ачимовские слои с залежами углеводородов. Не исключено также, что один из видов аномальных разрезов баженовской свиты связан с баженовской ачимовской («бачимовской»). А аномальное увеличение мощности баженовской свиты могло произойти не только и не столько за счет внедрения в нее песчаных слоев, как считают многие геологи, а вследствие формирования их, подобно ачимовским, но с ограничением в подошве и кровле битуминозными глинами.

Отложения яновстанского регионального циклита вполне обоснованно можно считать новым самостоятельным перспективным нефтегазоносным комплексом. Это объем одноименной свиты и ее базальных слоев, неправомочно относимых к верхней части подстилающей сиговской свиты. При этом следует учитывать наличие в нем *трех* различных по генезису типов резервуаров (снизу вверх): *базальные слои, ачимовские линзы (двух типов) и «шельфовые» косослоистые образования ундаформы*. Подходы к оценке перспектив их нефтегазоносности и поиску залежей должны быть дифференцированы, индивидуальны, должны учитывать прогнозируемые типы резервуара и ловушки, структурное положение в клиноциклите (клиностратоне). Новый НГК, безусловно, представляет поисковый интерес с целью наращивания запасов и добычи нефти в Западной Сибири. Это подтверждается дебитами до нескольких сотен кубометров в сутки на Чатылькыном месторождении.

Таким образом, в верхнеюрском (точнее, верхнеюрско-нижнеберриасском) разрезе Западной Сибири вполне обоснованно следует выделять как минимум еще один новый (ранее неопознанный) НГК – яновстанский.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Алифиров, А. С.** Новые находки волжских и берриасских аммонитов из яновстанской свиты севера Западной Сибири [Текст] / А. С. Алифиров, А. Е. Игольников // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии: Матер. Всерос. совещ. – Ярославль: ЯГПУ, 2007. – С. 7–9.

2. **Брадучан, Ю. В.** Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность) [Текст] / Ю. В. Брадучан, Ф. Г. Гурари, В. А. Захаров. – Новосибирск: Наука, 1986. – 217 с.

3. **Карогодин, Ю. Н.** Граница мела и юры в разрезах Западной Сибири с позиции системно-литологического подхода [Текст] / Ю. Н. Карогодин // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2008. – С. 98–100.

4. **Карогодин, Ю. Н.** Где начало неоконских клиноформ Западной Сибири? [Текст] / Ю. Н. Карогодин, С. В. Климов // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии: Матер. IV Всерос. совещ. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2008. – С. 100–102.

5. **Региональная** литостратиграфическая схема мезозоя и кайнозоя Западной Сибири и основные закономерности размещения неантиклинальных ловушек углеводородов [Текст] / А. А. Нежданов, В. В. Огибенин, М. И. Куренко [и др.] // Литологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. – Новосибирск: Наука, 1990. – С. 80–108.

6. **Решение** 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с., прил.

7. **Рудкевич, М. Я.** Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна [Текст] / М. Я. Рудкевич, Л. С. Озеранская, Н. С. Чистякова. – М.: Недра, 1988. – 303 с.

8. **Тен, Т. Г.** Литолого-фациальные и палеотектонические предпосылки формирования залежей углеводородов в верхнеюрских отложениях Казанского и Пудинского нефтегазоносных районов: Автореф. дис. ... к. г.-м. н. [Текст] / Т. Г. Тен. – Новосибирск, 2003. – С. 7.

9. **Стратиграфия** нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система [Текст] / Б. Н. Шурыгин, Б. Л. Никитенко, В. П. Девятков [и др.]. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. – 480 с.