

УДК 550.8.011

**Д.А. Соин, В.А. Скоробогатов**

## **Катагенетический контроль формирования и размещения залежей углеводородов в ачимовских отложениях северных районов Западной Сибири**

**Ключевые слова:** ачимовская толща, нефтегазоносность, условия формирования, фазовый состав, катагенез, плотные коллекторы.

**Keywords:** Achimovsky stratum, oil and gas content, formation conditions, phase content, katagenesis, tight reservoirs.

Песчано-глинистая ачимовская толща (берриас-валанжин) в последнее десятилетие рассматривается как один из главных нефтегазоносных комплексов, обеспечивающих прирост запасов углеводородов (УВ) в северных районах Западной Сибири. Интенсивные геологоразведочные работы (ГРР) на ачимовскую толщу (АТ) начали проводить с конца 1970-х гг. В настоящий момент в пределах Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР) в породах АТ открыто около 250 залежей УВ различного фазового состояния на 54 месторождениях, в том числе уникальные по запасам газоконденсатные скопления Уренгойского месторождения (горизонты Ач<sub>3-4</sub>, Ач<sub>5/2-3</sub>).

В то же время породы АТ характеризуются наиболее сложным в разрезе Западной Сибири (наряду с юрскими отложениями) геологическим строением. Природные резервуары АТ обладают резкой литолого-фациальной неоднородностью и в большинстве своем средними и пониженными коллекторскими свойствами. Наилучшие коллекторы характеризуются проницаемостью 3–7 мД и пористостью до 16–18 %. Встречаются зоны повышенной карбонатности, которые являются практически непроницаемыми, особенно для нефти. Кроме того, АТ свойственны жесткие термобарические условия залегания. Все это часто негативно сказывается на результативности поисково-разведочных работ (ПРР), проводящихся целевым назначением на АТ.

По мнению большинства исследователей, в геологическом отношении АТ представляет собой фундаформную нижнюю часть неокомского клиноформного комплекса, залегающую непосредственно на верхнеюрских отложениях (баженовская свита волжского яруса). Всего в пределах северных районов ЯНАО выделяется до 35 ориентированных с юга на север клиноформ различного возраста – от берриаса в восточных частях до готерива – в западных. Область распространения АТ охватывает центральную и северную части НПТР, а также прогнозируется на п-ове Гыдан, в северо-восточных частях п-ова Ямал и прилегающих к ним акваториях Обской и Тазовской губ.

Большинство исследований последних лет, касающихся АТ, направлено на реконструкцию условий седиментации слагающих ее пород, корреляцию и индексацию выделяемых в их пределах пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Результаты исследований приведены в работах В.Н. Бородкина, А.М. Брехунцова, О.М. Мкртчяна, А.Л. Наумова, А.А. Нежданова, И.И. Нестерова, В.А. Скоробогатова, Л.Я. Трушковой, В.А. Фомичева и др., опубликовано несколько обобщающих монографий [1–4]. Однако вопросам формирования залежей УВ в объеме толщи уделяется недостаточно внимания. Отдельные аспекты онтогенеза УВ в АТ освещены в работах исследователей ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [2, 5, 6].

В связи с недостатком геохимических данных и весьма сложным распределением параметров нефтегазоносности в разрезе о формировании залежей УВ в ачимовской толще существует несколько точек зрения. С одной стороны, формирование залежей в АТ могло происходить за счет вертикальной миграции УВ из нижележащих верхне- и среднеюрских отложений, а с другой – за счет собственного генерационно-аккумуляционного потенциала.

Весьма интересными представляются данные по распределению залежей различного фазового состояния по площади и разрезу северных районов Западной Сибири. В породах АТ открыты нефтяные (Н), газоконденсатные (ГК) и нефтегазоконденсатные (НГК) скопления. Интервал глубин нефтегазоносности составляет 2300–4150 м, температур – 65–120 °С, пластовых давлений – 23–65 МПа. Отличительной особенностью является широкое распространение нефтесодержащих скоплений, которые открыты во всех районах НПТР с доказанной продуктивностью толщи. По количеству единичных залежей (по сравнению с газоконденсатными) также значительно лидируют нефтесодержащие. Анализ термобарических условий залегания УВ указывает на то, что нефтесодержащие скопления АТ распространены во всех интервалах температур и давлений, при этом глубины залегания отдельных нефтяных залежей на Уренгойском и Северо-Самбургском месторождениях достигают 4000 м. Распространение газоконденсатных скоплений за редким исключением начинается с глубины 3400 м в зонах геотемператур 95–115 °С и аномально-высоких пластовых давлений 41–64 МПа с коэффициентом аномальности 1,6–1,9. Эти зоны охватывают центральные и северные части НПТР в ареале Большого Уренгоя и Ямбургского месторождения (рис. 1).

Анализ распределения залежей УВ показывает, что преимущественная нефтеносность характерна для южных районов НПТР. Смешанным характером нефтегазоносности отличаются центральные и северные районы НПТР. Вместе с тем наличие нефтяных скоплений на глубинах 4,0 км требует объяснения их формирования.

В связи с этим актуальными являются данные о типе, составе и содержании органического вещества (ОВ) в глинистых и алевролитовых породах, слагающих АТ, а также об их катагенетической преобразованности.

По данным исследователей ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ОВ в сероцветных морских глинах АТ в НПТР имеет смешанный сапропелево-гумусовый состав, часто с преобладанием гумусовой компоненты. Содержание в глинах и алевролитах  $C_{орг}$  относительно небольшое (в среднем – около 1,0–1,5 %).

Степень катагенеза ОВ является наиболее важным параметром, влияющим на генерационный потенциал нефтегазопродуцирующих пород. В большинстве случаев она определяется по показателю отражения витринита (ПОВ) угольных включений ( $R^o$ , %). В северных районах Западной Сибири углистые включения и угли изучены подробно. В частности, это касается баррем-аптских и среднеюрских отложений. Накоплен значительный объем данных

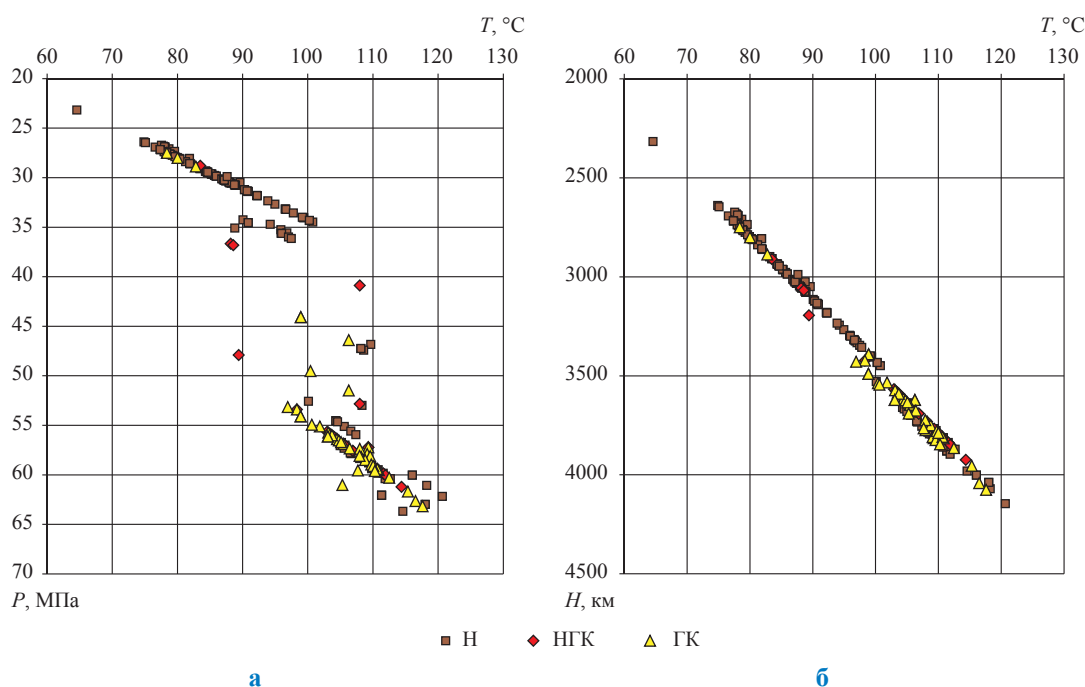


Рис. 1. Зависимость фазового состояния УВ-залежей в ачимовской толще ЯНАО от условий залегания: а – термобарических; б – глубинных

(более 500 определений ПОВ), охватывающий разрез от сеномана до низов юры включительно. Однако в неокомской части разреза угольных включений и отдельных пластов углей становится меньше, особенно в его нижних частях (в объеме берриас-валанжинских пород). Таким образом, фактических данных о катагенезе ОВ непосредственно в породах АТ крайне мало.

В связи с этим катагенетическая преобразованность АТ оценена интерполяционно от наиболее изученных выше- и нижележащих неокомских и среднеюрских отложений, по которым достаточно надежно построены региональные и областные схемы изменения уровня катагенеза. На основании использования фактического кернового материала районов НПТР и данных о предполагаемых областях распространения пород АТ в смежных Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областях (НГО) составлена прогнозная схема катагенеза на уровне «условной» кровли АТ (поверхность самого верхнего пронцаемого горизонта, имеющего скользящий возраст). Согласно расчетам, породы в кровле АТ находятся на уровнях катагенеза МК<sub>1</sub>–МК<sub>3</sub> на всей территории центральной и северной частей НПТР, Ямальской и Гыданской НГО, достигая стадии МК<sub>4</sub> в более погруженных зонах (рис. 2).

Необходимо отметить, что, несмотря на относительно небольшие мощности АТ и подстилающих ее верхнеюрских баженовских и абалакских глин (100–400 м в сумме), катагенез подстилающих среднеюрских отложений характеризуется более высокой степенью преобразованности – МК<sub>3</sub> на большей части территории (до МК<sub>4</sub> в погруженных частях). Это обусловлено гораздо большим градиентом катагенеза в юрских отложениях, чем в вышележащих меловых, о чем свидетельствует график изменения  $R^\circ$  с глубиной (рис. 3).

Существенно меньший градиент катагенеза в неокомских отложениях (по сравнению с юрскими) обуславливает относительно невысокие уровни катагенетической преобразованности. Даже на глубинах 4000 м расчетные значения  $R^\circ$  варьируются в пределах 0,70–1,05 %. Таким образом, уровень катагенеза пород АТ практически во всем объеме находится в интервале градаций МК<sub>1</sub>–МК<sub>3</sub>, что соответствует «нефтяному окну» – стадии интенсивной битумогенерации. Современное размещение нефте-содержащих залежей в АТ соответствует уровню катагенеза вмещающих толщ.

По расчетам авторов, в ареале Ямбургского и Уренгойского месторождений на площади 10 тыс. км<sup>2</sup> в породах АТ было генерировано около 25 трлн м<sup>3</sup> газа и 10 млрд т жидких УВ [6]. В силу высокой глинистости и весьма ограниченного распространения песчаных прослоев процессы эмиграции УВ из АТ были незначительны: по оценкам авторов, для газа – до 50–60 %; от генерированной массы битумоидов – до 30 %. Процессы вторичной миграции также были ограничены внутривнедренным пространством отдельных линз-горизонтов АТ без каких-либо масштабных межрезервуарных перетоков УВ по латерали (из одних горизонтов АТ – в другие).

Генерированные УВ аккумулировались в прилегающих к нефтегазоматеринским породам замкнутых литологических ловушках и образовывали залежи различного типа по фазовому состоянию, которые по мере их погружения могли трансформироваться в газоконденсатные или смешанные нефтегазоконденсатные скопления с высоким содержанием конденсата и небольшими нефтяными оторочками.

Влияние разломной тектоники, активно проявившейся в новейшее время (неоген) на нефтегазоносность АТ (в том числе на сохранность/переформирование залежей в ней) до сих пор остается недостаточно исследованным, несмотря на установленные или прогнозируемые на многих месторождениях севера Западной Сибири разноамплитудные разломы. Пока о таком влиянии в переформировании залежей в среднеюрских и вышележащих горизонтах АТ с большой долей уверенности можно говорить на Ямсовейском, Северо-Комсомольском, Западно-Таркосалинском, Харампурском и Русском месторождениях.

Некоторые исследователи указывают на наличие возможных перетоков и даже гидродинамической связи среднеюрских и ачимовских горизонтов Уренгойского месторождения [7, 8, 9]. Однако, по-видимому, если подобные перетоки и наблюдались, то они имели ограниченный характер. Об этом свидетельствуют различия в геохимическом составе юрских и ачимовских УВ, а также высокое (но существенно разное) содержание конденсата в газе (от 200–250 до 350 г/м<sup>3</sup> и более).

На наличие гидродинамической изолированности АТ может косвенно указывать распределение пластовых давлений в центральных и северных районах НПТР, характеризующееся

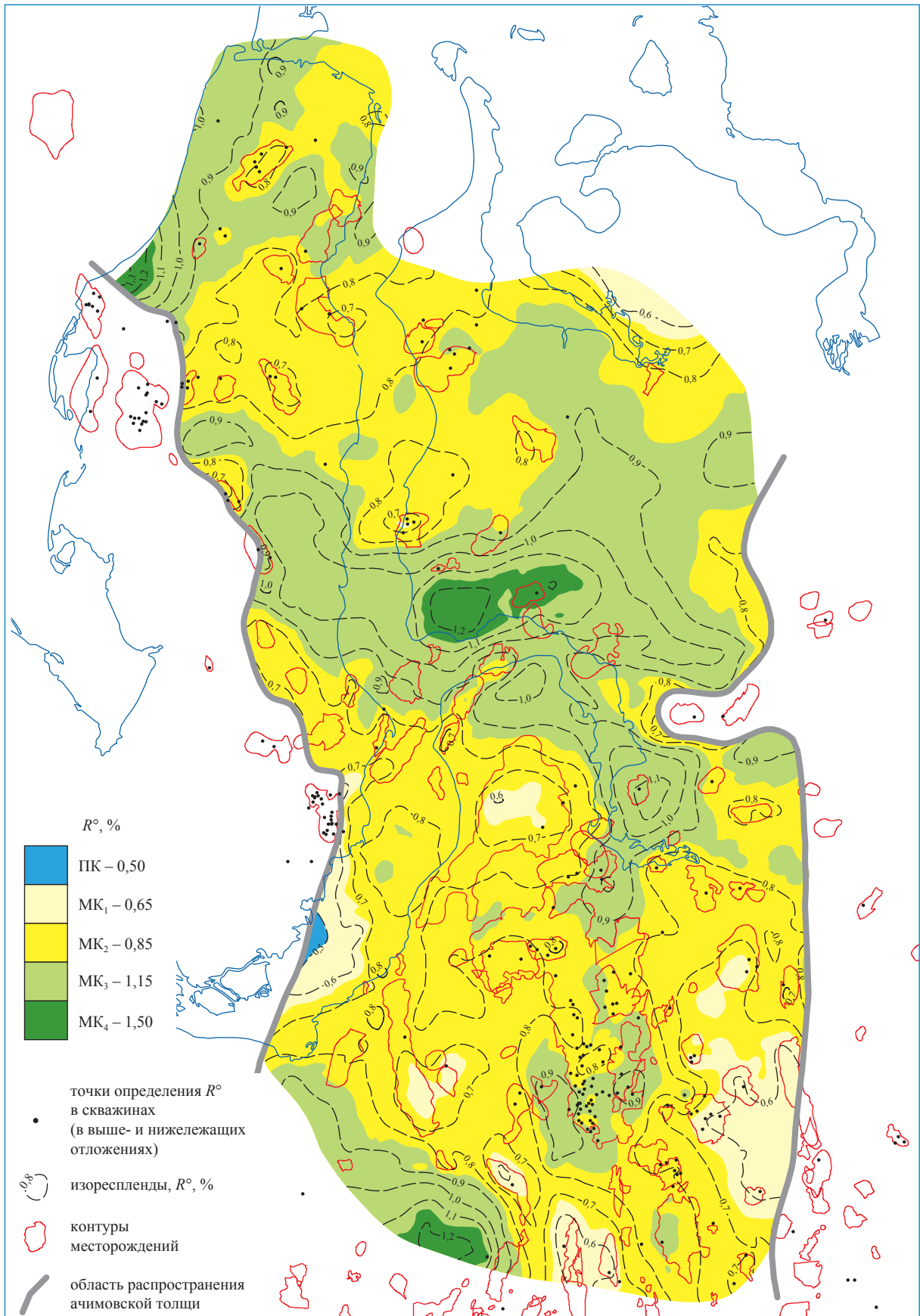
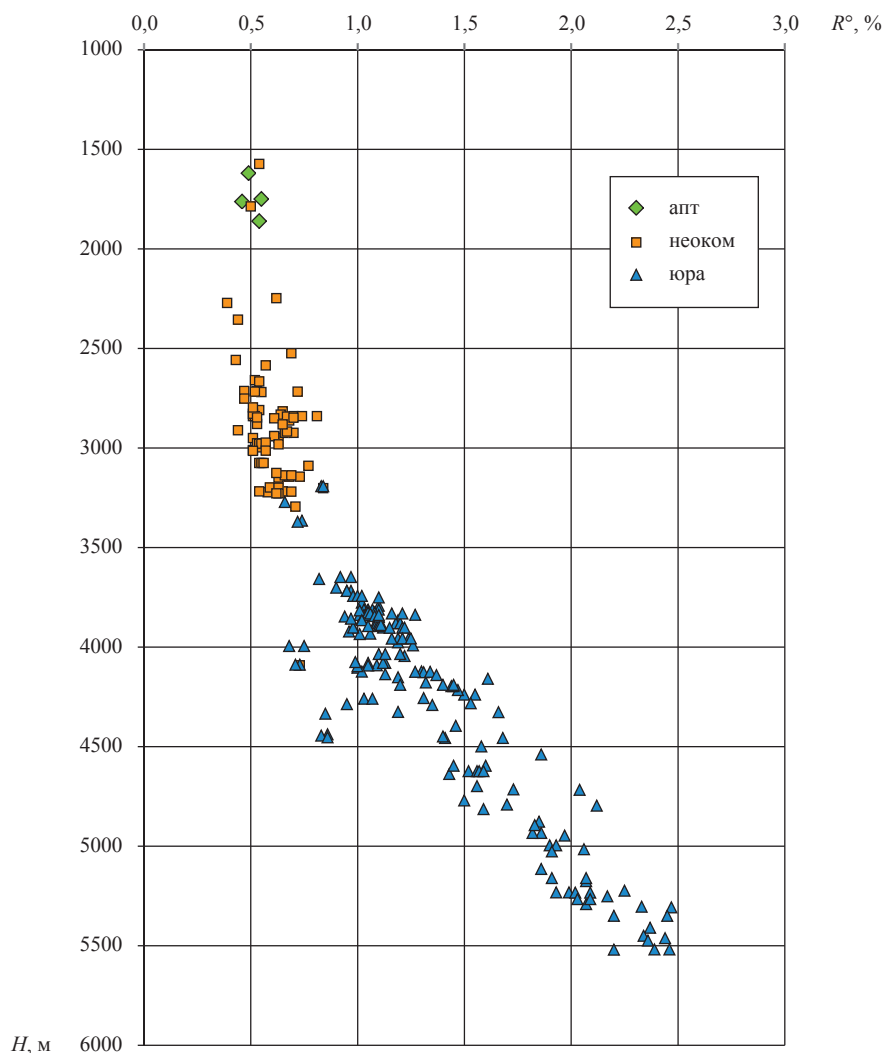


Рис. 2. Схема катагенеза ОВ в кровле ачимовской толщи (верхний песчано-алевролитовый горизонт)



**Рис. 3. Зависимость величины ПОВ угольных включений ( $R^\circ$ , %) от глубины залегания в Надым-Пурской области Западной Сибири**

резкой неоднородностью и аномальностью, в том числе в одних и тех же горизонтах по laterали. Такая гидродинамическая изолированность определяется общим неоднородным строением природных резервуаров и низкими ФЕС коллекторов.

Зоны пониженных ФЕС зачастую создают изолированные участки-блоки, которые мозаично распределены в плане и разрезе. При этом часть запасов УВ оказывается расположенной в зоне плотных «нетрадиционных» коллекторов. Для прогноза зон их распространения были рассмотрены данные по результатам испытания глубоких скважин в породах АТ северных и центральных частей НПТР.

В целом испытанные горизонты АТ характеризуются различной продуктивностью, в отдельных случаях получены высокие притоки с максимальными дебитами газа с конденсатом

до 400 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$  и жидких УВ до 170 т/сут. Однако большинство испытанных объектов характеризуются низкопродуктивными и полупромышленными значениями дебитов пластовых флюидов. Различия в продуктивности (помимо технологических) во многом находятся в зависимости от геологических причин, в первую очередь – от коллекторских свойств природных резервуаров.

Проведенные статистическая систематизация и анализ результатов испытаний в зависимости от различных геологических параметров выявили наибольшую зависимость продуктивности скважин от глубины залегания коллекторских толщ – заметное уменьшение продуктивности скважин начинается с глубин 3,8 км. Так, доля сухих и непромышленных объектов составляет 29–30 % (с дебитами менее 10 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$  для газа и менее 3 т/сут для

нефти и воды) в интервале глубин 3,4–3,8 км и увеличивается до 53 % на глубинах 3,8–4,0 км и более, а доля промышленных (с дебитами более 30 тыс. м<sup>3</sup>/сут для газа и более 10 т/сут для нефти) сокращается от 51 до 24 % соответственно (таблица, рис. 4).

По-видимому, величины дебитов скважин (помимо первичных литолого-фациальных особенностей) находятся в зависимости от глубин залегания пластов-коллекторов, что связано как с гравитационным уплотнением, так и с катагенетическими преобразованиями, которые начинают заметно сказываться на ФЕС коллекторов уже на глубинах 3,8–4,0 км и более, однако все же в меньшей степени, чем в ситуации для более погруженных ниже-среднеюрских отложений [10, 11]. Вероятно, именно процессами наложенного литоэпигенеза объясняется столь резкое увеличение доли непромышлен-

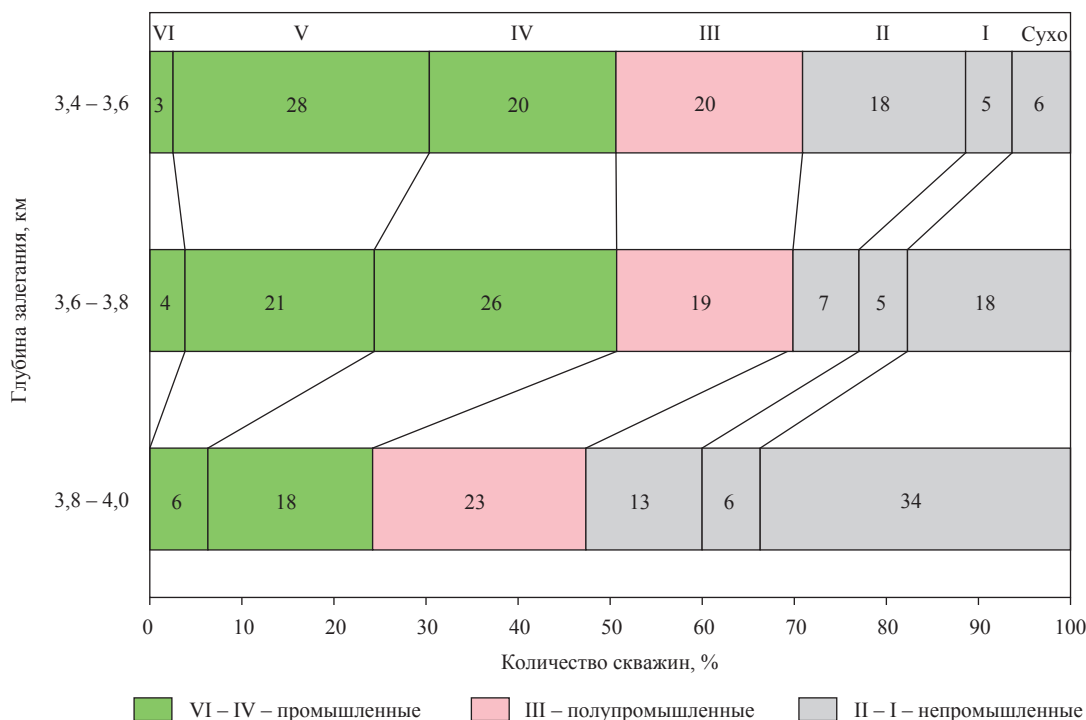
ных и полупромышленных притоков, начиная с глубин более 3,8 км. Это также подтверждается распределением открытых разведанных запасов УВ категорий А + В + С<sub>1</sub> в АТ, более 90 % которых сосредоточено на глубинах 3,4–3,8 км и менее 10 % – на больших глубинах.

Таким образом, в геологическом отношении АТ представляет собой весьма сложный нефтегазоперспективный объект. Ответ на вопрос о формировании залежей до настоящего времени неоднозначен. Требуются дальнейшие геохимические исследования, а также подробное изучение влияния на нефтегазоносность АТ тектонических разрывных нарушений в пределах различных зон и месторождений.

По мнению авторов, залежи УВ, сформировавшиеся в АТ, представляют собой результат преимущественной автоаккумуляции: современная картина размещения залежей УВ

**Категории скважин с различными дебитами**

№	Категории скважин с различными дебитами	Газ, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Нефть (вода), т/сут
VI	Высокопродуктивные	301–1000	101–300
V	Среднепродуктивные	101–300	31–100
IV	Низкопродуктивные	31–100	11–30
III	Полупромышленные	11–30	3–10
II	Непромышленные	3–10	1–3
I	Нефтегазопрооявления	Менее 3	Менее 1



**Рис. 4. Распределение скважин с различными величинами дебитов в породах АТ в зависимости от глубин ее залегания**

не противоречит расчетам; перетоки из нижележащих пород были возможны, но ограничены и, по-видимому, только газовой составляющей.

Согласно данным проведенных исследований, в предполагаемых зонах развития АТ в Ямальской и Гыданской НГО, а также на прилегающих акваториях ожидается развитие различных по фазовому состоянию УВ-залежей – как газоконденсатных с повышенным содер-

жанием конденсата, так и нефтяных, и залежей типа ГКН/НГК. Однако ухудшение качества коллекторов обусловит нахождение части сформировавшихся УВС в зонах распространения плотных «нетрадиционных» коллекторов на глубинах 3,8–4,0 км и более, что подтверждается результатами испытаний глубоких скважин и распределением разведанных запасов УВ в разрезе НПТР.

### Список литературы

1. Гурари Ф.Г. Строение и условия формирования клиноформ Западно-Сибирской плиты (история становления представлений) / Ф.Г. Гурари. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. – 141 с.
2. Ермаков В.И. Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газоносности севера Западной Сибири / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьев // Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья. – М.: Геоинформмарк, 1997. – 134 с.
3. Курчиков А.Р. Условия формирования и атлас текстур пород ачимовского клиноформного комплекса севера Западной Сибири / А.Р. Курчиков, В.Н. Бородин, А.В. Храмова; под ред. Б.Н. Шурыгина; Зап.-Сиб. фил. Ин-та нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, ОАО «СибНАЦ». – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2010. – 130 с.
4. Нежданов А.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири (на примере Самбургско-Уренгойской зоны) / А.А. Нежданов и др. – М.: АГН, 2000. – 247 с.
5. Скоробогатов В.А. Роль разломов в формировании, эволюции и разрушении скоплений газа и нефти в осадочном чехле северных и юго-восточных районов Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьев, В.А. Фомичев // Прогноз газоносности России и сопредельных стран. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 112–131.
6. Давыдова Е.С. Проблемы изучения, оценки и освоения углеводородного потенциала ачимовской толщ (берриас-валанжин) Надым-Пур-Газовского региона Западной Сибири / Е.С. Давыдова, И.Б. Извеков, Г.Р. Пятницкая и др. // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 81–90.
7. Кузьминов В.А. Картирование зон разломно-трещинного разуплотнения с целью прогноза высокодебитных участков в отложениях ачимовской толщи Уренгойского НГКМ / В.А. Кузьминов, Л.С. Салина, Р.Г. Семашев и др. // Проблемы геологии природного газа России и сопредельных стран. – 2-е изд., перераб. – М.: ВНИИГАЗ, 2007. – С. 180–187.
8. Медведев Н.Ф. Влияние тектонического фактора на формирование природных резервуаров ачимовской толщи района Большого Уренгоя / Н.Ф. Медведев, А.В. Жаворонкова, Л.В. Ягупова // Прогноз газоносности России и сопредельных стран. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 99–106.
9. Семашев Р.Г. Флюидодинамические особенности формирования и размещения скоплений УВ в ачимовской толще района Большого Уренгоя / Р.Г. Семашев, Г.М. Зайчиков // Сырьевая база газовой отрасли России и перспективы ее развития в XXI веке. – М.: ВНИИГАЗ, 2001. – С. 41–49.
10. Ермаков В.И. Термоглубинные условия газонефтеносности юрских отложений северных районов Западной Сибири / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 1988. – № 11. – С. 17–22.
11. Соин Д.А. Термобарические условия газонефтеносности северных районов Западной Сибири (суша и шельф) / Д.А. Соин, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 59–65.

## References

1. Gurari F.G. Structure and conditions of formation of clinofolds of the Western-Siberian plate (history of ideas' formation) / F.G. Gurari. – Novosibirsk: SNIIGiMS, 2003. – 141 p.
2. Ermakov V.I. Geological-geochemical and tectonic factors of the gas-bearing capacity forecast of the north of the Western Siberia / V.I. Ermakov, V.A. Skorobogatov, N.N. Solovyev // *Geology, methods of prospecting, exploration and evaluation of deposits of fuel-energy feedstock*. – M.: Geoinformmark, 1997. – 134 p.
3. Kurchikov A.P. Formation conditions and rock texture atlas of rocks of Achimovskiy clinofold complex of the north of the Western Siberia / A.R. Kurchikov, V.N. Borodkin, A.V. Khrantsova; under the editorship of B.N. Shurygina; West.-Sib. branch of the Institute of Oil and Gas Geology and Geophysics named after A.A. Trofimuk SB of the RAS, OJSC SibNATS. – Novosibirsk: Publishing house of the SB of the RAS, 2010. – 130 p.
4. Nezhdanov A.A. Geology and oil-gas bearing capacity of Achimovskiy strata of the Western Siberia (by the example of the Samburgskiy-Urengoy zone) / A.A. Nezhdanov et al. – M.: AGN, 2000. – 247 p.
5. Skorobogatov V.A. Role of faults in the generation, evolution and destruction of oil and gas accumulations in the sedimentary cover of northern and south-eastern areas of the Western Siberia / V.A. Skorobogatov, N.N. Solovyev, V.A. Fomichev // *Gas-bearing capacity forecast of Russia and bordering countries*. – M.: VNIIGAZ, 2000. – P. 112–131.
6. Davydova E.S. Problems of studying, assessment and development of hydrocarbonic potential of Achimov thickness (Berriasian – Valanginian) of Nadym-Pur-Tazovsky region of Western Siberia / E.S. Davydova, I.B. Izvekov, G.R. Pyatnitskaya et al. // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030*. – M.: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 81–90.
7. Kuzminov V.A. Mapping of fault-fracture decompression zones for the purpose of forecasting high-yield area in deposits of the Achimovskiy strata of the Urengoy OGC / V.A. Kuzminov, L.S. Salina, R.G. Semashev et al. // *Problems of natural gas geology of Russia and bordering countries*. – 2-nd edit., revis. – M.: VNIIGAZ, 2007. – P. 180–187.
8. Medvedev N.F. Impact of a tectonic factor on the formation of natural reservoirs of the Achimovskiy stratum of the Bolshoy Urengoy region / N.F. Medvedev, A.V. Zhavoronkova, L.V. Yagupova // *Forecast of gas bearing capacity of Russia and bordering countries*. – M.: VNIIGAZ, 2000. – P. 99–106.
9. Semashev R.G. Fluid dynamic peculiarities of formation and location of hydrocarbon accumulations in Achimovskiy stratus of the Bolshoy Urengoy region / R.G. Semashev, G.M. Zaychikov // *Raw materials base of the gas industry of Russia and its development prospects in XXI century*. – M.: VNIIGAZ, 2001. – P. 41–49.
10. Ermakov V.I. Thermal subsurface conditions of gas-oil bearing capacity of Jurassic sediments of northern areas of the Western Siberia / V.I. Ermakov, V.A. Skorobogatov // *Oil and gas geology*. – 1988. – № 11. – P.17–22.
11. Soin D.A. Pressure and temperature conditions of gas-and-oil occurrence of northern regions of Western Siberia (land and shelf) / D.A. Soin, V.A. Skorobogatov // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030*. – M.: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 59–65.