

УДК 550.9:553.98

**КРИТЕРИИ НЕФТЕНОСНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ**

© 2018 г. | М.Б. Скворцов, В.Д. Немова, И.В. Панченко, А.М. Кирсанов

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; skvortsov@vnigni.ru; varvarane@mail.ru; ivpanchenko89@gmail.com; kirsanov@vnigni.ru

**CRITERIA OF OIL BEARING CAPACITY OF THE BAZHENOV FORMATIONS**

© 2018 | M.B. Skvortsov, V.D. Nemova, I.V. Panchenko, A.M. Kirsanov

FGBU "All-Russian Research Geological Oil Institute", Moscow, Russia; skvortsov@vnigni.ru; varvarane@mail.ru; ivpanchenko89@gmail.com; kirsanov@vnigni.ru

Поступила 08.09.2017 г.

Принята к печати 11.12.2017 г.

**Ключевые слова:** баженовская свита; критерии нефтеносности; катагенез; флюидоупоры; пластовое давление; пластовая температура; групповой состав битумоидов.

В статье обсуждаются критерии нефтеносности баженовской свиты. В последние годы собран и обобщен огромный объем промысловых и керновых данных по баженовской свите, что позволило проанализировать связь мощностей изолирующих покрышек, а также термобарических условий в толще с ее нефтеносностью. Анализ мощностей изолирующих покрышек не позволяет прогнозировать нефтеносность баженовской свиты, тогда как высокие современные пластовые температуры и давление являются надежным индикатором нефтеносности данной толщи. Показано, что групповой состав битумоидов различается в сухих и продуктивных скважинах. Поэтому данный показатель может быть включен в перечень критериев нефтеносности баженовской свиты. На основании этих критериев выделены перспективные для опробования области в Ямало-Ненецком АО.

Received 08.09.2017

Accepted for publication 11.12.2017

**Key words:** the Bazhenov formation; criteria of oil bearing capacity; catagenesis; impermeable beds; formation pressure; formation temperature; bitumoid group analysis.

The paper discusses the criteria of oil bearing capacity of the Bazhenov formations. In recent years, a vast amount of production and core data was collected for the Bazhenov formation, which allowed analysing relationships of impermeable seal thickness and pressure and temperature conditions of the formation with its oil bearing capacity. Analysis of impermeable seal thicknesses does not make it possible to predict the Bazhenov oil bearing capacity, while the high present-day formation temperature and pressure are the reliable indicator of oil bearing capacity of this sequence. It is shown that bitumoid group analysis differs in dry and productive wells. Therefore, this indicator can be counted in the list of oil bearing capacity criteria for the Bazhenov formation. On the basis of these criteria, the areas prospective for testing are identified in the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug.

Формирование залежей нефти в глинисто-кремнистой толще — явление неклассическое с точки зрения традиционных представлений. Возможность формирования залежей нефти в баженовской свите впервые высказал Ф.Г. Гулари (1961), предложивший «опробовать открытым забоем всю толщу марьяновских аргиллитов, в которой возможно наличие трещиноватых зон, аккумулирующих нефть и газ», что было подтверждено бурением.

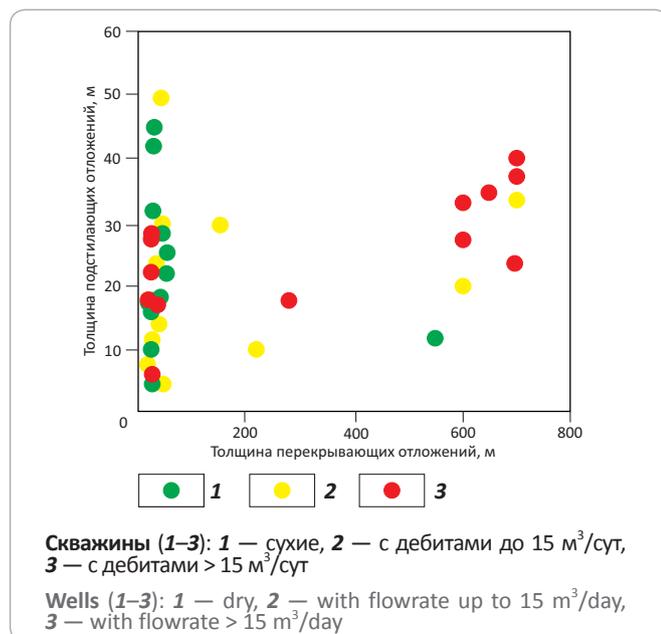
В дальнейшем критерии нефтеносности баженовской свиты анализировали многие отечественные исследователи. Они подчеркивали весьма сложное строение ловушек в баженовской свите и проблематичность выявления зон, перспективных для поиска залежей в отложениях баженовской свиты, поскольку они не подчиняются структурному фактору, а, следовательно, традиционные методы поисков и разведки для них малоэффективны.

На основании публикаций по данной проблеме можно сформулировать следующие критерии прогноза нефтеносности баженовской свиты:

- 1) значительная (не менее 15 м) толщина баженовской свиты (Ф.Г. Гулари);
- 2) высокая концентрация ОВ в породах (более 5 %) (Ф.Г. Гулари, А.Э. Конторович, В.И. Москвин, И.И. Нестеров, Г.Р. Новиков, Ф.К. Салманов, А.В. Тянь и др.);
- 3) наличие над и под баженовской свитой достаточно мощных пачек глинистых пород, изолирующих нефтепроизводящие породы и «бажениты» от песчаных резервуаров УВ (Ф.Г. Гулари, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, И.Н. Ушатинский, М.Д. Хуторский);
- 4) катагенез ОВ в породах баженовской свиты, отвечающий главной зоне нефтеобразования (конец стадий МК<sub>1</sub><sup>1</sup>, МК<sub>1</sub><sup>2</sup>, МК<sub>2</sub>) (А.Э. Конторович, Е.А. Костырева и др.);
- 5) развитие микрослоистости, приводящей в ходе преобразования ОВ из твердого состояния в жидкое

**Рис. 1.** Зависимость толщин флюидоупоров от притоков нефти в баженовской свите

**Fig. 1.** Impermeable bed thickness as a function of oil inflows in the Bazhenov Fm



к листоватости, автофлюидоразрыву слоев и формированию «баженитов» (Ф.Г. Гурари, И.Ф. Гурари, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, М.Ф. Свищев и др.);

б) высокие современные температуры пород в зонах развития нефтеносности «баженитов» (В.А. Казаненков, А.Э. Конторович и др.).

Уточним некоторые критерии нефтеносности баженовской свиты и предложим новый. Для этого рассмотрим наличие и мощность изолирующих покровов, термобарические условия в целевом пласте и групповой состав битумоидов.

По расчетам М.Ю. Зубкова [1], критическую мощность флюидоупора можно принять равной 5–6 м. Для уточнения взаимосвязей толщин глинистых перемычек — флюидоупоров — и степени изоляции паравтохтонных УВ от выше- и нижезалегающих пластов-коллекторов проанализированы промысловые данные более чем по 5000 скважин. Эти данные сопоставлялись с каротажными кривыми для определения стратиграфической приуроченности к целевым отложениям. Далее выбирались промысловые данные, полученные в интервале баженовской свиты, обладающие достоверной информацией, включающей интервал опробования, характер испытаний, дебит, термобарические условия пласта и др.

На рис. 1 представлен график связи толщин верхнего и нижнего флюидоупоров и наличия притока нефти в баженовской свите, отражающий отсутствие связи дебита нефти с толщинами верхних и нижних изолирующих подстилающих и перекрывающих баженовскую свиту глин.

Проведенный анализ показал отсутствие зависимости продуктивности баженовской свиты от толщины покровов. По всей видимости, миграция нефти в выше- и нижезалегающих пластах во многом определялась палеотектоническими процессами, которые невозможно учесть при региональном анализе. Вероятно, существуют локальные зоны активной эмиграции нефти из баженовской свиты по разломам через перекрывающие или подстилающие баженовскую свиту глинистые толщи (абалакская, георгиевская свиты, подачимовские глины). При такой разгрузке в пределах этих зон происходит снижение давлений. Эти процессы, по всей видимости, протекали многократно, по мере того как в результате генерации и первичной миграции УВ в поровом пространстве баженовской свиты вновь формировалось аномально высокое пластовое давление (АВПД). Оно росло до тех пор, пока в очередной раз не происходил прорыв экранирующих глинистых толщ. При этом формирование локальных участков с АВПД, возникновение локальных зон разгрузки свидетельствуют о низкой латеральной гидро- и пьезопроводности пород баженовской свиты.

Анализ термобарических условий целесообразно рассматривать в качестве критерия для выявления и картирования перспективных продуктивных зон баженовской свиты и ее аналогов на территории Западной Сибири. При этом необходимо учитывать, что аномальные давления являются следствием, а не причиной естественной продуктивности баженовской свиты. Такой прогноз без бурения скважин почти гарантированно локализует участки с естественной продуктивностью свиты. Значение пластовой температуры баженовской свиты в качестве критерия региональных перспектив нефтеносности баженовской свиты рассматривается практически всеми исследователями (Гурари Ф.Г., 1974, Филина С.И., 1984; Зубков М.Ю., 1999) при пороговом значении параметра 90–100 °С.

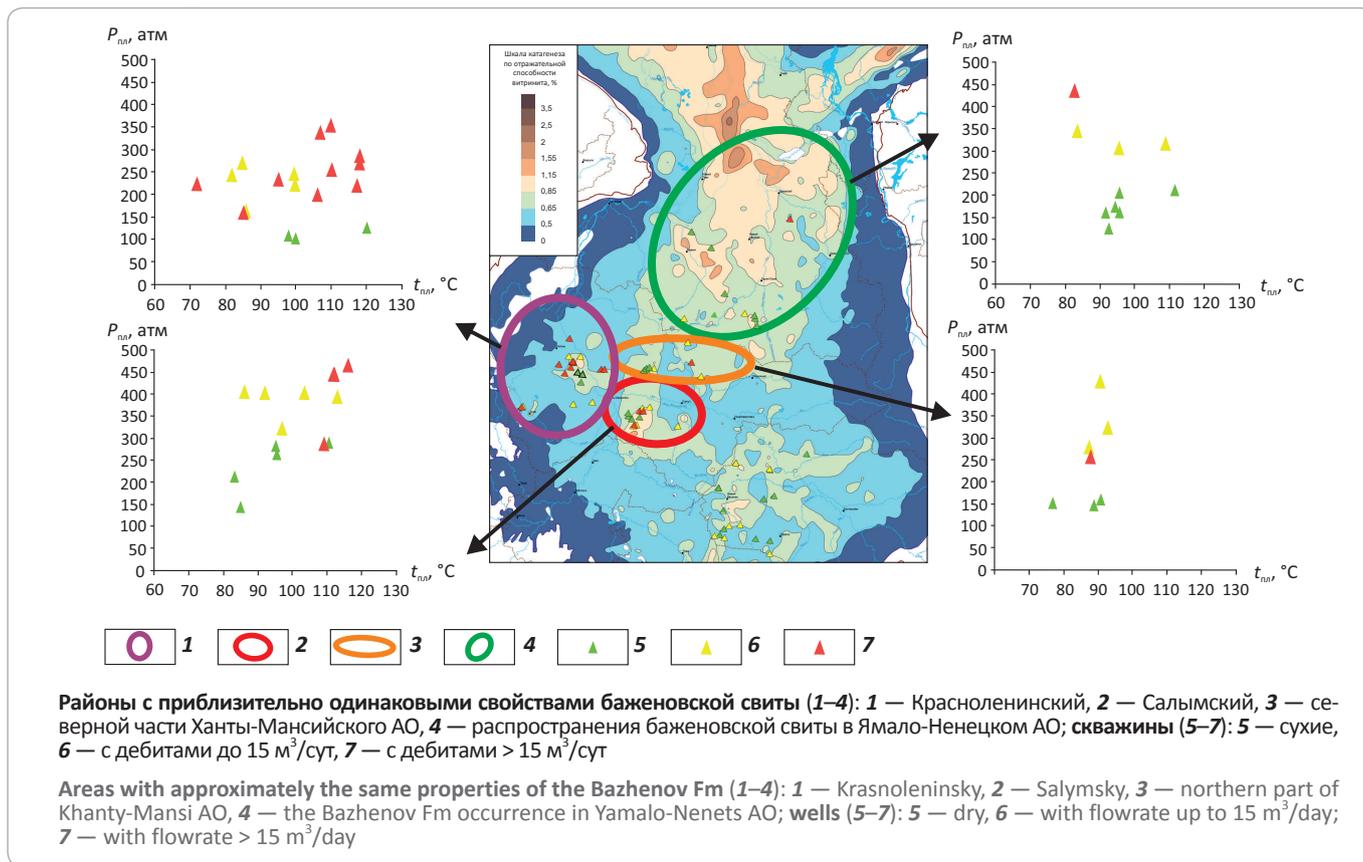
По результатам бурения и гидродинамических исследований установлено, что для продуктивных зон характерны аномально высокие температуры и давления. Однако для решения поисковой задачи необходимо обосновать граничные значения термобарических параметров, которые позволят районировать территорию исследований по степени перспективности баженовской свиты.

Промысловые данные использовались для определения граничных значений термобарических параметров, по которым можно оконтурить перспективные зоны баженовской свиты с помощью карт пластовых давлений и температур.

Анализ термобарических параметров проведен отдельно для участков с различным строением баженовской свиты и степенью катагенетической

**Рис. 2.** Типизация скважин по дебитам и распределение термобарических условий на карте катагенеза ОБ (по Конторовичу А.Э. и др., 2013)

**Fig. 2.** Wells typification by flowrates and distribution of T-P conditions on the OM catagenesis map (according to Kontorovitch A.E. et al., 2013)



зрелости ОБ. Сделан вывод о необходимости учета катагенетической зональности ОБ при определении граничных термобарических условий. Для качественного прогноза необходимо оконтурить зоны, в пределах которых геологическое строение и степень катагенеза ОБ баженовской свиты будут примерно однотипны. Это позволит провести индивидуальный прогноз продуктивности баженовской свиты в пределах выделенных областей и повысит достоверность результата. Для конкретной территории исследований перспективные зоны будут отвечать определенным термобарическим условиям — пластовому давлению и пластовой температуре, которые для других областей будут отличаться.

При анализе кондиционных результатов было выделено четыре района, в пределах которых свойства баженовской свиты приблизительно одинаковые, что дает возможность проводить сравнение и типизацию скважин по термобарическим условиям внутри каждого района индивидуально (рис. 2).

**Красноленинский район** включает одноименный свод и его обрамление, степень катагенеза ОБ баженовской свиты в районе МК<sub>1</sub> и МК<sub>1</sub><sup>2</sup>. Баженовская

свита подстилается абалакской, при этом отложения доюрского фундамента залегают вблизи целевых отложений за счет размывов и редуцированной мощности тюменской свиты.

**Салымский район** в структурном плане отличается большей погруженностью и толщиной отложений баженовской свиты, более высокой степенью катагенеза ОБ, подстилается абалакской свитой.

**Район северной части Ханты-Мансийского АО** включает Сургутский свод и его обрамление, а также группу валов северной части Фроловской мега-вадины. Баженовская свита имеет меньшую толщину, при этом развиты аномальные разрезы баженовской свиты резко увеличенной мощности. Степень катагенеза ОБ здесь ниже, чем в Салымском районе. Отложения подстилаются в основном георгиевской и васюганской свитами.

**В Ямало-Ненецком АО** отложения баженовской свиты (исключая самые северные территории, где нет данных) в структурном плане наиболее погружены, а ее толщина в основном больше, чем в Ханты-Мансийском АО. Степень катагенеза ОБ обычно выше и достигает стадии МК<sub>1</sub><sup>3</sup>. На западе она подстилается

## HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

отложениями абалакской свиты, на востоке — георгиевской и васюганской.

Приведем краткий анализ термобарических условий баженовской свиты по каждому району с обоснованием граничных значений, на основании которых можно выделить потенциально продуктивные и бесперспективные зоны на итоговых картах пластовых давлений и температур.

Для района Красноленинского свода характерен широкий разброс пластовых температур и давлений. При этом минимальное пластовое давление для продуктивных скважин составляет около 160 атм, достигая 338 атм. Для скважин с дебитами до 15 м<sup>3</sup>/сут температура варьирует в пределах 100 °С, однако это значение может быть обусловлено недостатком достоверных данных. Пластовое давление в сухих скважинах не превышает 120 атм, в то время как пластовая температура может достигать 120 °С. Таким образом, для района Красноленинского свода признаком выявления зон с промышленной продуктивностью может служить значение пластового давления более 150 атм (125 атм) вне зависимости от пластовой температуры.

В районе месторождений Салымского блока в продуктивных скважинах наблюдаются пластовые давления выше 288 атм. При этом в сухих скважинах значение пластового давления 287 атм — максимальное из наблюдаемых. Пластовая температура для сухих и продуктивных скважин варьирует приблизительно в одном диапазоне — 83–116 °С, однако в наиболее высокодебитных скважинах фиксируются повышенные температуры по сравнению с сухими и низкопродуктивными скважинами: в скважинах с дебитами более 15 м<sup>3</sup>/сут пластовая температура превышает 110 °С. Таким образом, в районе месторождений Салымского блока определяющим признаком выявления зон промышленной продуктивности является пластовое давление выше 287 атм. Пластовая температура выше 110 °С может быть критерием поиска высокодебитных зон. При этом влияние пластового давления на показатель дебита или продуктивности скважины очевидно, а для выявления зависимости продуктивности скважин от пластовой температуры необходим тщательный анализ.

Для района северной части Ханты-Мансийского АО пластовые температуры в целом более низкие по сравнению с остальными рассмотренными территориями и изменяются в пределах 75–90 °С, причем в большинстве продуктивных скважин фиксируются вариации пластовой температуры в очень узком диапазоне — 87–93 °С. Однако диапазон пластовых температур может быть шире, поскольку достоверные данные об испытаниях скважин в интервале баженовской свиты немногочисленны. Пластовые давления для продуктивных скважин изменяются от 258

до 430 атм. Для сухих скважин пластовое давление составляет менее 155 атм. Следовательно, для данного района значение пластового давления 250 атм (150 атм) может являться граничным для выявления зон промышленной продуктивности баженовской свиты.

Для большей части Ямало-Ненецкого АО качественные данные по испытаниям скважин в интервале баженовской свиты весьма скудны. Тем не менее установлено, что разброс пластовых температур для скважин, вне зависимости от показателя дебита, лежит в интервале 85–115 °С. При этом зависимости между температурой и дебитом или продуктивностью не наблюдается. Пластовые давления также варьируют в широком диапазоне (127–436 атм), однако отмечается изменение дебита скважин при росте пластового давления. Так, в сухих скважинах пластовое давление не превышает 212 атм. В продуктивных скважинах фиксируются пластовые давления от 306 атм. То есть различие пластовых давлений в сухих и продуктивных скважинах очень велико. Следовательно, для данного района значение пластового давления 306 атм (212 атм) может являться граничным для выявления зон промышленной продуктивности баженовской свиты.

В каждом рассмотренном районе отмечается закономерность изменений дебитов нефти в интервале баженовской свиты в зависимости от пластового давления, что полностью соответствует основному закону фильтрации флюидов в пласте — формуле Дюпюи (интегральная форма закона Дарси). Различия граничных значений пластовых давлений рассмотренных районов могут быть обусловлены многими причинами, а скорее их совокупностью. Например, изменяющейся проницаемостью пород баженовской свиты или структурным планом, так как депрессия ( $\Delta P$ ) зависит также от забойного давления, которое, очевидно, будет выше в пониженных участках (на большей глубине) баженовской свиты, поэтому для достижения достаточной депрессии необходимо более высокое пластовое давление.

Так, для Салымского и Сургутского районов, где баженовская свита находится в наиболее погруженной области (для Ханты-Мансийского АО), характерны наиболее высокие пластовые давления. При этом существенное погружение баженовской свиты на территории Ямало-Ненецкого АО также отражается на карте пластовых давлений — в целом они значительно выше, чем в Ханты-Мансийском АО. В Ямало-Ненецком АО отчетливо выделяются две области аномальных пластовых давлений в баженовской свите — на севере и в восточной части. Эти области могут быть перспективными объектами как на нефть, так и на газ (рис. 3).

Литологический состав баженовской свиты, а точнее, ее наиболее плотных прослоев очень изменчив за счет разнообразия вторичных процессов в толще, благодаря чему проницаемость ( $k$ ) сильно варьирует даже в пределах одного месторождения или залежи. Поэтому в зонах с низкой проницаемостью промышленные дебиты могут быть достигнуты за счет повышения депрессии, т. е. повышения пластового давления или понижения забойного.

В рассмотренных районах (за исключением Салымского блока) не наблюдается явной зависимости дебита от пластовой температуры. Наиболее высокие пластовые температуры (более 110 °С) в баженовской свите фиксируются в районе Салымского и Красноленинского месторождений. Аналогичные области есть и в северо-западной и восточной областях Ямало-Ненецкого АО (см. рис. 3).

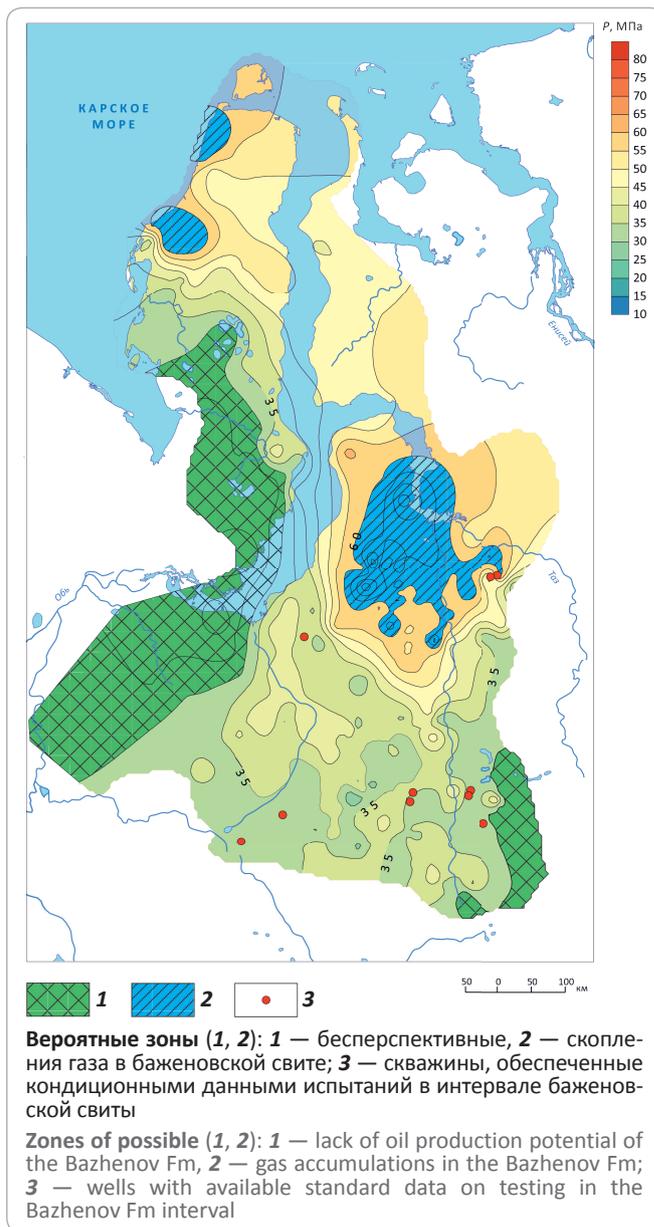
Связь промышленной продуктивности с пластовой температурой в Салымском районе может объясняться высокой степенью катагенетической зрелости ОВ, обусловившей формирование в керогене значительного объема дополнительной органической емкости, заполненной нефтью, за счет перехода твердого ОВ в жидкие УВ. Кроме того, с повышением пластовой температуры уменьшается вязкость ( $\mu$ ) нефти, за счет чего увеличивается коэффициент гидропроводности ( $kh/\mu$ ) и, следовательно, дебит скважины.

Установленные различные граничные значения термобарических параметров для разных районов развития баженовской свиты показали целесообразность и важность проведенного районирования. Это доказывает необходимость картирования баженовской свиты на основании предлагаемых методик отдельно для каждой конкретной изучаемой территории.

Необходимо также рассмотреть состав битумоидов в качестве дополнительного поискового критерия продуктивности баженовской свиты [2, 3, 4]. Лабораторные исследования керн скважин, в которых проведены кондиционные опробования, показали, что битумоиды в скважинах, вскрывших нефтяные залежи баженовской свиты, значительно богаче УВ (78–85 %) и среди них преобладают насыщенные УВ, по сравнению с битумоидами сухих скважин. Таким образом, поровое пространство пород баженовской свиты в районе продуктивных скважин заполнено сравнительно легкой малосмолистой нефтью. В скважинах, где «сухо» или получены лишь незначительные притоки, битумоиды значительно беднее УВ, при этом отмечается повышенное содержание смол и асфальтенов (рис. 4). Это свидетельствует о том, что данные скважины вскрыли остаточные залежи, из которых большая часть нефти эмигрировала в подстилающие или перекрывающие резервуары.

Рис. 3. Карта пластовых давлений баженовской свиты в Ямало-Ненецком АО

Fig. 3. Map of formation pressure in the Bazhenov formation, Yamal-Nenets AO



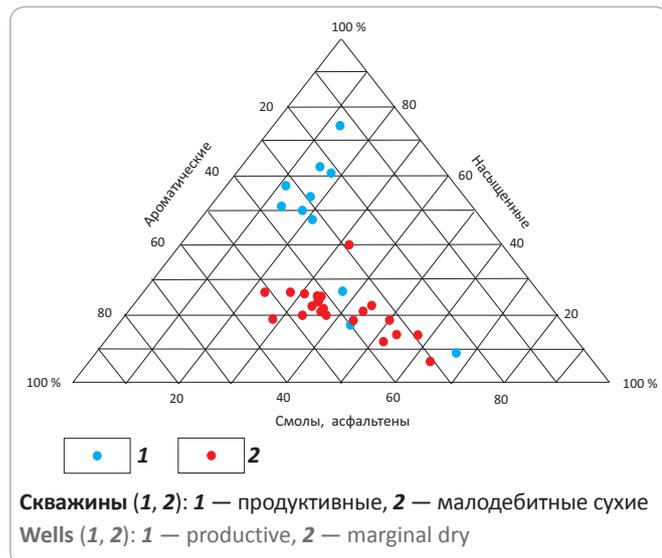
При исследовании битумоидов пород различных фракций (рис. 5) установлено, что в образцах регулярной формы (ОРФ — цилиндры) и образцах грубого дробления (ОГД) (до 0,25 мм) преобладают УВ. В то же время в тех же образцах при мелком дроблении (ОМД < 0,25 мм) битумоиды на 80 % состоят из смол и асфальтенов и представляют собой остаточные битумоиды. Сделан вывод, что при работе с образцами ОРД и ОГД исследуются открытые поры, а при ОМД — в основном закрытые.

Объем битумоидов группы ОМД не превышает 15 % объема всех экстрактов. Значит, емкость закры-

## HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

**Рис. 4.** Тригонограмма группового состава битумоидов баженовской свиты продуктивных, малодебитных и сухих скважин

**Fig. 4.** Triangular diagram of bitumoid group analysis for the Bazhenov formation in productive, marginal, and dry wells

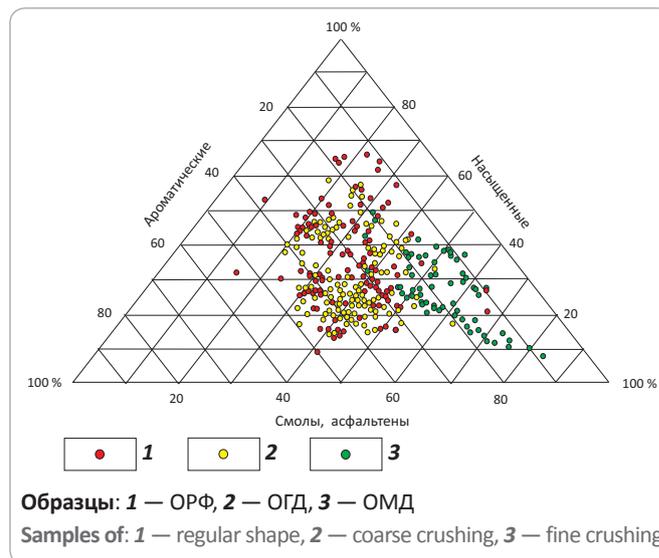


тых пор не превышает 1 %. Как было показано, при исследовании образцов ОМД изучаются именно закрытые поры. Их размер и состав насыщающих их битумоидов (смолы, асфальтены) доказывают, что они не играют роли в общем объеме ресурсов и запасов, поэтому ими можно пренебречь. Исходя из этого, можно сделать вывод, что в баженовской свите в перспективных областях можно ожидать добычу легких малосмолистых, а в малоперспективных — тяжелых смолистых «остаточных» нефтей. Этот вывод подтверждается результатами анализов многочисленных проб баженовской нефти.

В заключение отметим, что «наличие над и под баженовской свитой достаточно мощных пачек гли-

**Рис. 5.** Тригонограмма группового состава битумоидов открытых и закрытых пор из пород баженовской свиты

**Fig. 5.** Triangular diagram of group analysis for open pore bitumoids and close pore bitumoids from the Bazhenov Fm rocks



нистых пород, изолирующих нефтепроизводящие породы и баженыты от песчаных резервуаров УВ», не является в полной мере критерием прогнозирования ее перспективных зон из-за отсутствия явной связи толщин флюидоупоров и продуктивности. В то же время критерий «высокие современные температуры пород в зонах развития нефтеносности баженовской свиты» только в комплексе с пластовым давлением позволяет прогнозировать перспективные зоны. В перечень критериев потенциальной продуктивности баженовской свиты предлагается включить групповой состав битумоидов, экстрагированных из керна.

## Литература / References

1. Зубков М.Ю., Скрылев С.А., Бондаренко П.М., Бачин С.И., Кос И.М., Медведев Н.Я., Чуйко А.И. Методы оценки перспектив нефтегазоносности баженовской и абалакской свит Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: вторая научно-практическая конференция. — Ханты-Мансийск, 1999. — С. 206–222.

Zubkov M.Yu., Skrylev S.A., Bondarenko P.M., Bachin S.I., Kos I.M., Medvedev N.Ya., Chuyko A.I. Methods of assessing the petroleum potential of the West Siberian Bazhenov and Abalak formations. Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO: vtoraya nauchno-prakticheskaya konferentsiya. Khanty-Mansiysk; 1999. P. 206–222.

2. Скворцов М.Б., Дахнова М.В., Можегова С.В., Кирсанов А.М., Комков И.К., Пайзанская И.Л. Роль геохимических методов в прогнозе нефтеносности и оценке ресурсного потенциала черносланцевых толщ (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. — 2017. — Т. 58. — № 3. — С. 495–503.

Skvortsov M.B., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Kirsanov A.M., Komkov I.K., Payzanskaya I.L. Role of geochemical methods in prediction of oil-bearing capacity and assessment of potential resources in black-shale sequences (by the example of the Bazhenov Formation). *Geologiya i geofizika*. 2017;58(3):495–503.

3. Панченко И.В., Немова В.Д., Смирнова М.Е., Ильина М.В., Барабошкин Е.Ю., Ильин В.С. Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения и ГИС // Геология нефти и газа. — 2016. — № 6. — С. 22–34.

Panchenko I.V., Nemova V.D., Smirnova M.E., Il'ina M.V., Baraboshkin E.Yu., Il'in V.S. Stratification and detailed correlation of the Bazhenov horizon in the central part of Western Siberia according to litho-paleontological studies and well logging data. *Geologiya nefi i gaza*. 2016;(6):22–34.

4. Немова В.Д., Асташкин Д.А., Гаврилов С.С. Методические наработки в области комплексных литолого-петрофизических исследований керна отложений баженовской свиты // Геология нефти и газа. — 2013. — № 2. — С. 38–46.

Nemova V.D., Astashkin D.A., Gavrilov S.S. Integrated litho-petrophysical studies of core from the Bazhenov Formation: methodological exploratory works. *Geologiya nefi i gaza*. 2013;(2):38–46.