

Геология нефти и газа

УДК 550.831

ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ ПРЕДЪЕНИСЕЙСКОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НГП (ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГЕОПЛОТНОСТНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ВДОЛЬ РЕГИОНАЛЬНОГО СЕЙСМОПРОФИЛЯ XIII)

В.И. Исаев, Г.А. Лобова*

Томский политехнический университет

E-mail: isaev_sah@mail.ru

*Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск

E-mail: g_lobova@ugrasu.ru

Геоплотностная модель, построенная вдоль восточной части регионального сейсмопрофиля XIII, в Приенисейской части Ханты-Мансийского АО, позволила провести сопоставительный анализ плотностной структуры отложений и известных зон нефтегазонакопления. На траверсе Пякупурский мегапрогиб – Кулынгольская мегаседловина выполнен прогноз зон нефтегазонакопления в доюрском разрезе и плитном чехле, фазовое состояние и возможный источник углеводородов.

Ключевые слова:

Геоплотностная модель, зоны нефтегазонакопления, Предъенисейская часть Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Key words:

Density model, zones of oil-gas accumulation, Pred'eniseyskaya part of the Western-Siberian oil-and-gas bearing province.

Введение

По оценкам ученых и специалистов, значительные открытия в Ханты-Мансийском АО следует ожидать на малоизученных, окраинных территориях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП). В этом отношении интересна Предъенисейская часть провинции. Здесь перспективы связываются с изучением объектов в базальной части осадочного чехла и в протерозойско-палеозойском основании [1]. Основным источником генерации углеводородов (УВ) в осадочном чехле являются битуминозные аргиллиты баженовской свиты и тогурская, радомская битуминозные глинистые пачки шеркалинской свиты. При наличии в разрезе мощных осадочных толщ палеозоя, явно прошедших главную фазу нефтеобразования, их тоже можно рассматривать в качестве источника УВ.

В доюрском комплексе резервуары, скорее всего, представлены вторичными коллекторами, выражающимися в разрезе зонами разуплотнения. Полагаяем, что применение геоплотностного моделирования [2] позволяет выявить зоны разуплотнения и выполнить их нефтегеологическую интерпретацию.

Региональная характеристика геологического строения и нефтегазоносности разреза

Плотностная модель строилась вдоль восточной части регионального сейсмопрофиля XIII, в Приенисейской части ХМАО. Геотраверс пересекает ряд структурных элементов I и II порядков центральной части Западно-Сибирской плиты (рис. 1). Структуры приурочены к трем геоблокам [3]: Уренгойско-Варьеганскому, Колтогорско-Александровскому, Приенисейскому.

Рассматриваемая территория расположена в зоне сопряжения двух крупнейших структур: Сибирской платформы и Западно-Сибирской плиты. Докембрийские и палеозойские структуры Сибирской платформы по субпараллельным разломам северо-западного простирания погружаются под мезозойско-кайнозойский чехол Западно-Сибирской плиты.

Изучаемый разрез начинается с Кулынгольской мегаседловины. В осадочном чехле выделяются крупные линейные мегазоны, разделенные между собой седловинами. Структуры носят унаследованный характер и имеют высокую степень корреляции со структурно-формационными зонами фун-

кровными эффузивами или терригенными отложениями туринской серии.

В основании чехла залегают прибрежно-континентальные *нижнеюрские отложения* (котухтинская и худосеевская свиты, J₁p-t). Нижняя часть разреза сложена кварцевыми гравелитами, грубо-зернистыми песчаниками и перекрыта битуминозной глинистой тогурской пачкой. Верхняя кварцево-гравелитовая толща переходит в битуминозные глины радомской пачки. Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс (НГК) объединяет продуктивные пласты Ю₁₀₋₁₁.

Среднеюрские континентальные отложения (тюменская свита, J₂a-b-bt) подразделяются на три подсвиты. Среднеюрский НГК объединяет пласты Ю₂₋₉. Максимально распространены пласты Ю₂₋₃.

В *верхнеюрских отложениях* с запада на восток васюганский тип разреза переходит в наунакский, где георгиевская свита выделяется с условностью, а баженовская обладает пониженной битуминозностью. В восточной части, в ситово-марьяновском разрезе, наунакская свита увеличивается за счет появления песчаных пропластков (группа Ю₁).

В марьяновской свите (возрастной аналог георгиевской), присутствует серия клиноформов группы СГ. Верхнеюрский НГК объединяет разнофациальные толщи келловей-кимериджского возраста с пластами Ю_{1¹⁻⁴} и СГ₁₋₂.

В *меловых отложениях* к востоку идет сокращение мощностей и существенная глинизация. В подошве куломзинской свиты (K₁b) выделяются линзы песчано-алевритовых пород (группа Ач). В тарской, вартовской (K₁v-br) и покурской (K₁a-al-K₂c) свитах клиноформы переходят в субгоризонтально-слоистые шельфовые отложения (пласты групп БВ, АВ, ПК). Флюидоупором для этих залежей являются глинистые отложения кузнецовской свиты (K₂t). Песчаные разности ипатовской свиты (K₂sp-s) образуют пласты-коллекторы группы ИП.

В таблице приводится сводная характеристика нефтегазоносных районов (НГР).

Геоплотностная модель разреза

В результате геоплотностного моделирования был построен разрез [7], гравитационный эффект которого оптимально соответствует наблюдаемому

Таблица. Сводная характеристика нефтегазоносных районов

НГР	Тектоническая приуроченность	Месторождения УВ и их номер на разрезе	НГК	Фазовое состояние залежей	Пласты
Вартовский	Пякупурский мегапрогиб	Западно-Варьеганское, 367	Среднеюрский	Нефть	Ю ₂ ²
			Верхнеюрский	Газ, нефть	Ю ₁ ¹⁻²
			Ачимовский	Нефть	Ач ₀₋₄
			Меловой	Нефть	БВ ₁₀
Варьеганский	Варьеганский мегавал	Северо-Варьеганское, 409	Палеозой (кора выветривания)	Газ, конденсат	НГГЗК
			Нижнеюрский	Нефть, конденсат, газ	ЮВ ₁₀₋₁₁
			Среднеюрский	Нефть	Ю ₃ , Ю ₂
			Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹ , Ю ₁ ²
	Тагринский мегавал	Тагринское, 427	Меловой	Нефть	БВ ₈
			Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹
			Меловой	Нефть	БВ ₁₀₋₁₂
			Меловой	Газ, конденсат, нефть	БВ ₇ , БВ ₉
Александровский	Хохряковская мегаседловина	Северо-Хохряковское, 419	Меловой	Газ, конденсат	БВ ₃₋₄
			Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹⁻³
			Среднеюрский	Нефть	Ю ₂
Бахилловский	Бахилловский мегавал	Верхне-Коликъеганское, 345	Нижнеюрский	Нефть	ЮВ ₁₀
			Среднеюрский	Нефть	ЮВ ₂₋₉
			Верхнеюрский	Нефть	ЮВ ₁ ²⁻³
			Меловой	Газ	Ач, БВ
			Меловой	Газ с нефтяной оторочкой	АВ
			Меловой	Нефть с газовой шапкой	ПК
Сабунский перспективный	Ларьеганский мегапрогиб	-	Меловой	Газ	ИП ₁₋₂
			Нижнеюрский Среднеюрский Верхнеюрский Неоком	-	-
Каралькинский перспективный	Верхнекаралькинский мегавал; Касский мегапрогиб; Кулынольская мегаседловина	-	R-V, PZ ₁₋₂	-	-

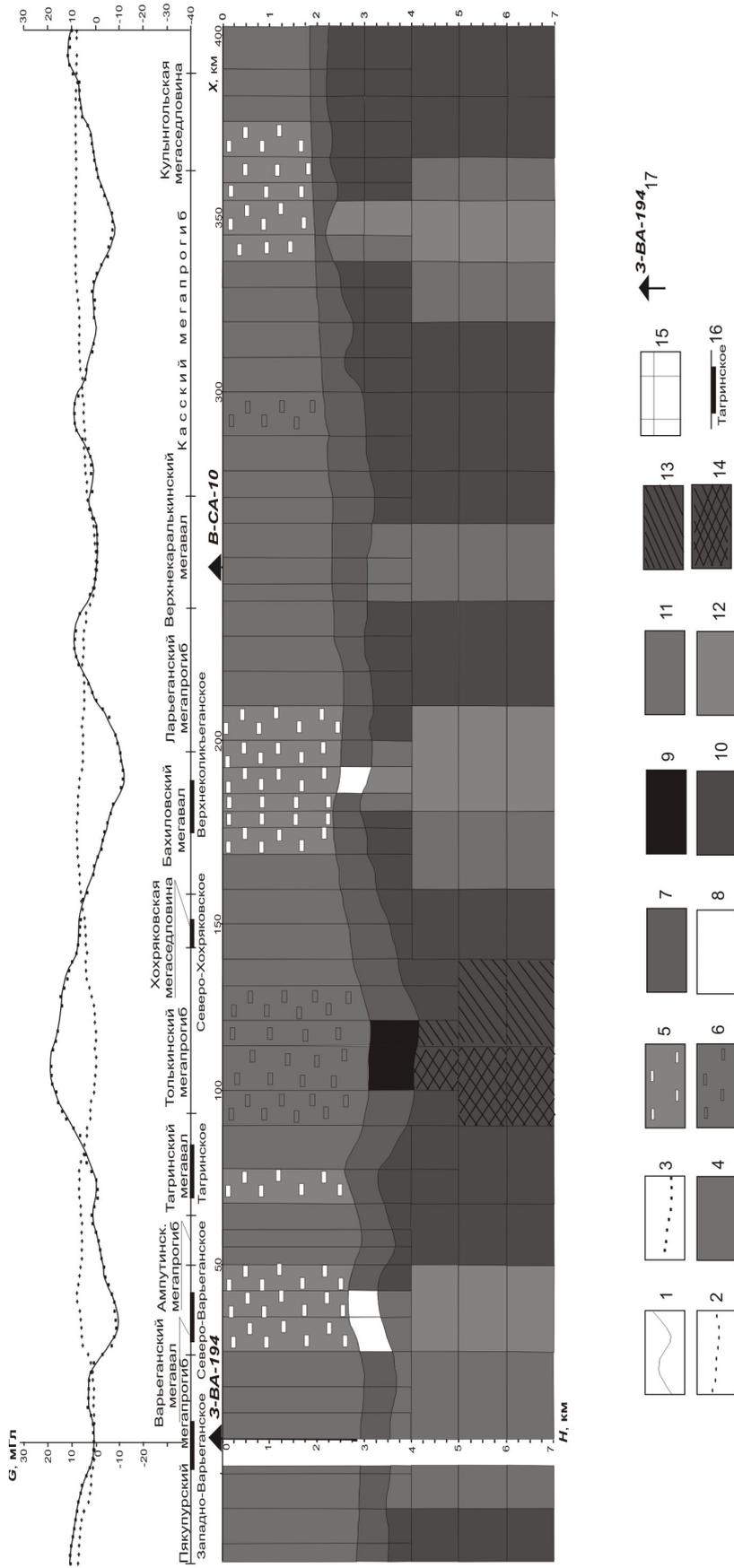


Рис. 2. Геоплотностная модель вдоль регионального сейсмопрофиля XIII (Приамурская часть ХМАО): графики аномалий силы тяжести G – 1) наблюдаемого поля; 2) априорного разреза; 3) расчетного разреза; 4) постюрские отложения; 5) уплотнения; 6) постюрские отложения (5) и уплотнения (6) постюрских отложений, до 0,05 г/см³; юрские отложения (7) и уплотнения (8) и уплотнения (9) до 0,05 г/см³; 10) доюрские отложения; 11) доюрские отложения (11, 12) до 0,05, на 0,05...0,10 г/см³, соответственно; уплотнения доюрских отложений (13, 14) до 0,05, на 0,10...0,15 г/см³, соответственно; 15) блокировка разреза при моделировании; 16) местоорождение УВ и его название; 17) «реллерная» сваяжина

полю (рис. 2). Разуплотнения и уплотнения выделены по отношению к априорным значениям плотности, принятым в соответствии с литологией отложений в «реперных» скважинах 10 Верхне-Сабунской (В-СА-10) и 194 Западно-Варьеганской (З-ВА-194). В керне доюрские отложения представлены известняками и сланцами известняков. Априорные значения их плотности задавались 2,50 г/см³ до глубины 4 км и 2,65 г/см³ на глубинах 4...7 км.

В расчетном разрезе разуплотнения кровли доюрских отложений (мощности 0,5...1,0 км) получены на участках: Касский мегапрогиб (восточная часть); Верхнекаралькинский мегавал (западная и центральная части); Бахилловский мегавал (восточная и центральная части); Варьеганский мегавал (западная и центральная части); Пякупурский мегапрогиб (центральная и восточная части). Наиболее интенсивное разуплотнение наблюдается в восточной части Касского мегапрогиба и центральной части Бахилловского вала.

Характерную структуру (до глубины 6...7 км) имеют 4 крупные обособленные зоны разуплотнения: в восточной части Касского мегапрогиба; в западной и центральной части Верхнекаралькинского мегавала; в восточной части Ларьеганского мегапрогиба и на Бахилловском мегавале; в центральной и восточных частях Пякупурского мегапрогиба и на Варьеганском мегавале. Наиболее интенсивное разуплотнение наблюдается в центральном блоке Касского мегапрогиба, в восточной части Бахилловского мегавала, на Варьеганском мегавале.

Юрские отложения разуплотнены в центральной и западной части Варьеганского мегавала и на восточном склоне Бахилловского мегавала.

Послеюрские отложения разуплотнены на участках: Варьеганский мегавал; локально – западный склон Тагринского мегавала; центральная и восточная части Бахилловского мегавала – западный борт Ларьеганского мегапрогиба; восточная часть Касского мегапрогиба – западная часть Кулынгольской мегаседловины.

Уплотнения разреза сосредоточены «сквозной» зоной в пределах Толькинского мегапрогиба.

Нефтегеологическая интерпретация геоплотностного разреза

При интерпретации плотностной модели последовало решение следующих задач: 1) провести сопоставительный анализ плотностной структуры отложений и известных зон нефтегазонакопления; 2) дать прогноз зон нефтегазонакопления. Ниже приводятся результаты интерпретации (рис. 3–5).

Над разуплотненной зоной доюрских отложений в Пякупурском мегапрогибе расположено крупное нефтегазовое Западно-Варьеганское месторождение (рис. 3). Источниками образования УВ в среднем и верхнеюрском НГК, вероятно всего, являются нижнеюрские тогурская (tg) и радомская (rd) пачки, а отложения георгиевской (gr) сви-

ты служат крышкой для этих комплексов. Генерация нефти для залежей мелового НГК происходит, вероятно, в баженовской свите (bg) и ачимовской пачке (ач), а *разуплотненные триасовые эффузивы кислого состава, органогенные известняки нижнего палеозоя могут служить резервуарами для УВ, генерируемых здесь глинистыми прослоями.*

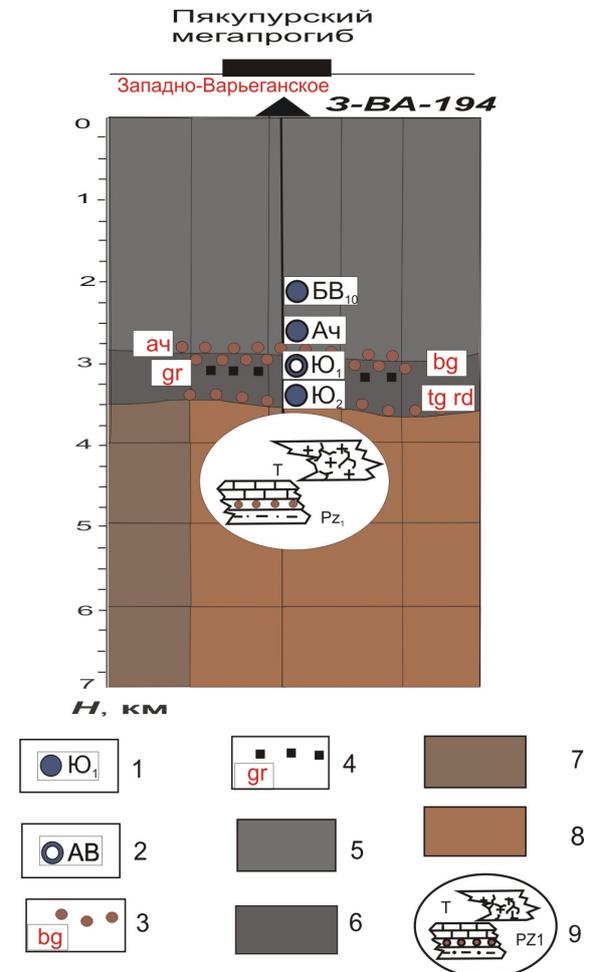


Рис. 3. Схема нефтегеологической интерпретации геоплотностной модели на участке Пякупурский мегапрогиб: залежи с указанием индекса пласта – 1) нефти; 2) газа с нефтяной оторочкой; 3) материнские отложения; 4) региональный флюидодупор; 5) послеюрские отложения; 6) юрские отложения; 7) доюрские отложения, их разуплотнения (8) до 0,05 г/см³; 9) прогнозируемые зоны нефтегазонакопления в доюрском комплексе и их литолого-петрографическая интерпретация с качественной оценкой генерационного потенциала

Крупное Северо-Варьеганское нефтегазоконденсатное месторождение, находящееся над «сквозной» зоной разуплотнения, приурочено к Варьеганскому мегавалу (рис. 4). Формирование залежей разного фазового состояния в юрских нефтегазоносных комплексах произошло, вероятно, за счет нефтематеринских тогурской и радомской пачек и баженовской свиты, а разуплотнения

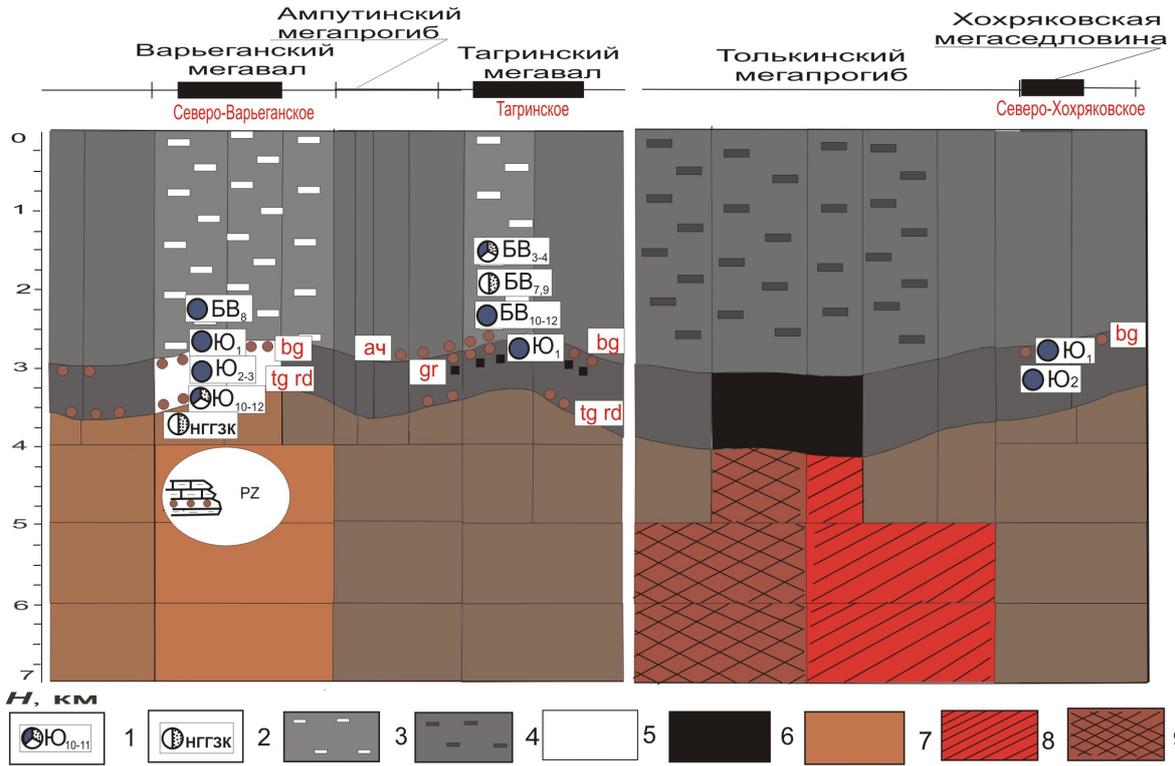


Рис. 4. Схемы нефтегеологической интерпретации геоплотностной модели на участке Варьеганский мегавал – Хохряковская мегаседловина: залежи с указанием индекса пласта – 1) газоконденсатнонефтяная; 2) газоконденсатная; разуплотнения (3) и уплотнения (4) послеюрских отложений до 0,05 г/см³; разуплотнения (5) и уплотнения (6) юрских отложений до 0,05 г/см³; разуплотнения (7) на 0,05...0,10 г/см³ и уплотнения (8, 9) до 0,05, на 0,10...0,15 г/см³ доюрских отложений, соответственно. Остальные условные обозначения здесь и далее те же, что на рис. 3

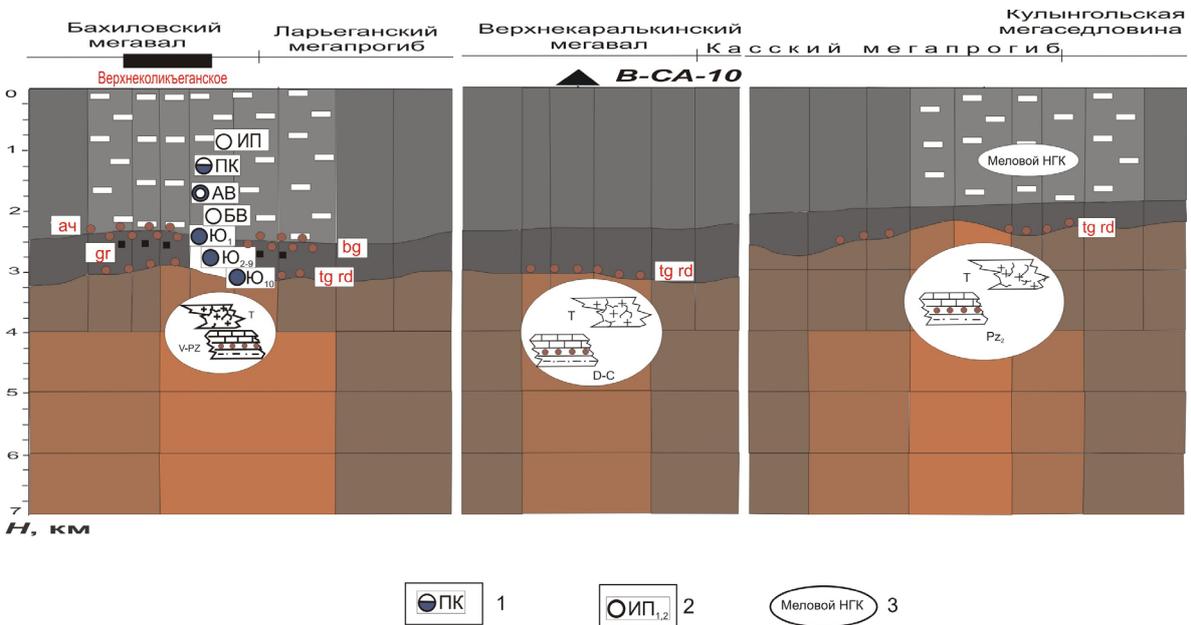


Рис. 5. Схемы нефтегеологической интерпретации геоплотностной модели на участке Бахилловский мегавал – Кулынгольская мегаседловина: залежи с указанием индекса пласта – 1) нефтяная с газовой шапкой; 2) газовая; 3) перспективные комплексы плитного чехла

в структуре юрских и меловых отложений способствуют миграции нефти и формированию в них залежей. Генерация газоконденсата для залежи в зоне дезинтегрированной коры выветривания могла происходить как в нижнеюрской материнской толще, так и в терригенно-карбонатных отложениях палеозоя, преобразование нефтематеринских пород в которых соответствует уровню зрелости органического вещества конца мезокатагенеза — началу апокатагенеза (МК₃²–АК₁) [8]. *В разуплотненных отложениях палеозоя на глубине свыше 3,5 км следует также ожидать скопления сухого и конденсатного газа.*

Тагринское нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к центральной части Тагринского мегавала (рис. 4). Для продуктивного неокомского клиноформного комплекса материнскими являются, по-видимому, баженовская свита и ачимовская пачка. Для газовых залежей в отложениях мелового комплекса материнским источником является ачимовская пачка, для нефти — перетоки в разуплотнения меловых пород баженовских нефтей. Очаги генерации нефти тогурской и радомской пачек, вероятно, «перекрыты» аргиллитами георгиевской свиты и «работают» только для пласта Ю₁¹.

Северо-Хохряковское месторождение (рис. 4) нефти с залежами в верхне- и среднеюрском НГК сформировалось в зоне дополнительного источника тепла, создаваемого крупным магматическим образованием, вероятно, базальтового состава, расположенным в Толькинском мегапрогибе. Основным источником углеводородов здесь, вероятно, является баженовская свита.

Над «сквозной» зоной разуплотнения к восточному склону Бахилковского мегавала приурочено крупное Верхнеколикъеганское месторождение с залежами УВ различного фазового состояния (рис. 5). Залежи открыты в пластах от нижнеюрского до верхнемелового НГК. Источником УВ юрских НГК являются, вероятно, материнские тогурская и радомская пачки, для мелового НГК — баженовская свита и ачимовская пачка. Возможна генерация нефти, газоконденсата и газа и доюрскими отложениями — кремнисто-глинистыми породами нижнего палеозоя-венда. *Зоны разуплотнения фундамента могут служить резервуарами, представленными трещиноватыми кремнисто-глинистыми породами, мраморизованными известняками, эффузивами кислого и среднего состава.*

Перспективной зоной, в отношении нефтегазонакопления, можно считать разуплотненные доюрские образования Верхнекаралькинского мегавала. Здесь генерация УВ может осуществляться как тогурской и радомской пачками, так и глинистыми пропластками в терригенно-карбонатных породах девона и карбона. *Зоной аккумуляции для залежей нефти и газа могут служить трещиноватые магматические породы триаса.*

На участке Касский мегапрогиб — Кулынольская мегаседловина нефтепроизводящими, вероятно, являются битуминозные радомская и тогурская пачки. Доюрские образования, возможно, представлены слабометаморфизованными терригенными и карбонатными осадками среднего палеозоя. Можно предположить, что УВ генерируются и в них. *Разуплотненные в восточной части Касского мегапрогиба кислые эффузивы триаса представляют перспективными зонами аккумуляции нефти и газа. В результате вертикальной миграции УВ из юрских и доюрских зон генерации в разуплотненные меловые отложения на участке сочленения Касского мегапрогиба и Кулынольской мегаседловины могут быть образованы залежи в меловых отложениях.*

Заключение

1. Выполненное сопоставление месторождений, распространения нефтегазоносных комплексов с плотностной структурой фундамента и плитного чехла показало их согласованность. Над разуплотненной зоной доюрских отложений в Пякупурском прогибе расположено крупное нефтегазовое Западно-Варьеганское месторождение. К «сквозной» зоне разуплотнения Варьеганского мегавала приурочено крупное Северо-Варьеганское нефтегазоконденсатное месторождение. Залежи углеводородов Тагринского нефтегазоконденсатного месторождения тяготеют к разуплотненному меловому комплексу. К «сквозной» зоне разуплотнения восточного склона Бахилковского мегавала приурочено Верхнеколикъеганское месторождение углеводородов с залежами разного фазового состояния. Формирование залежей нефти Северо-Хохряковского месторождения можно объяснить наличием дополнительного источника тепла, создаваемого крупным магматическим образованием, вероятно базальтового состава, расположенным в непосредственной близости, в Толькинском мегапрогибе.
2. В пределах Приенисейской части Ханты-Мансийского автономного округа выполнен прогноз зон нефтегазонакопления в доюрском разрезе и плитном чехле. Крупная зона нефтегазонакопления с нефтяными, газоконденсатными и газовыми залежами прогнозируется в доюрском разрезе Бахилковского мегавала. Крупная зона нефтегазонакопления с залежами сухого и конденсатного газа прогнозируется в доюрском разрезе Пякупурского мегапрогиба и Варьеганского мегавала. Зоны нефтегазонакопления с залежами неясного фазового состава прогнозируются в доюрском разрезе на сочленении Касского мегапрогиба и Кулынольской мегаседловины и на Верхнекаралькинском мегавале. Резервуары нефти прогнозируются в неокомском комплексе в зоне сочленения Касского мегапрогиба и Кулынольской мегаседловины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. — 183 с.
2. Исаев В.И. Прогноз материнских толщ и зон нефтегазонакопления по результатам геоплотностного и палеотемпературного моделирования // Геофизический журнал. — 2002. — Т. 24. — № 2. — С. 60–70.
3. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Ред. Э.А. Ахпателов, В.А. Волков, В.Н. Гончарова и др. — Екатеринбург: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2004. — 148 с.
4. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (новая серия). Лист Р-44,45. — Верхнеимбатск. Объяснительная записка / Отв. ред. В.С. Сурков, А.Е. Бабушкин. — СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 1998. — 171 с.
5. Шутько С.Ю., Кирьянова Н.И. Новые данные о приконтактной зоне платформенного чехла и палеозойских образований Северо-Варьганского и Варьганского месторождений // Геология нефти и газа. — 1989. — № 11. — С. 14–16.
6. Елисеев В.Г., Тепляков Е.А. Новые данные о геологическом строении восточной части Ханты-Мансийского округа — ЮГРЫ. Т. 1 // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО / Ред. В.И. Карасев, Э.А. Ахпателов, В.А. Волков. — Ханты-Мансийск: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2006. — С. 92–98.
7. Исаев В.И. Плотностная модель доюрских отложений вдоль регионального сейсмопрофиля XIII (центральная часть Западно-Сибирской плиты) // Угледородный потенциал фундамента молодых и древних платформ / под ред. Р.Х. Муслимова и А.И. Ларочкиной. — Казань: Изд-во Казанского гос. ун-та, 2006. — С. 106–108.
8. Фомин А.Н. Катагенетические условия нефтегазообразования Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. — 2004. — Т. 45. — № 7. — С. 833–842.

Поступила 23.03.2010 г.

УДК 552.578.2.4

ВЛИЯНИЕ КАТАГЕНЕТИЧЕСКИХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ НА КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТА Ю₁¹ ХВОЙНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.Н. Осипова, А.В. Ежова

Томский политехнический университет
E-mail: osipovaen@list.ru

Приводится состав породообразующей части и цементирующего материала в коллекторах пласта Ю₁¹ Хвойного нефтяного месторождения (Томская область). Установлена зависимость коллекторских свойств пород от вторичных преобразований, среди которых отмечаются трещинообразование, растворение, интенсивная слюдизация, пелитизация полевых шпатов и регенерация кварца.

Ключевые слова:

Нефтяное месторождение, коллектор, песчаник, кварц, полевые шпаты, цемент.

Key words:

Petroleum deposit, reservoir, sandstone, quartz, feldspar, cement.

Каждый бассейн породообразования представляет собой сложно построенную флюидно-породную систему. Это воды, погребённые в осадках, воды элизионные, т. е. выделившиеся при напряжённых термобарических условиях из кристаллических решёток различных минералов, жидкие и газообразные углеводороды, генерируемые органическими веществами (ОВ), многие газы, генерируемые тем же ОВ, а также CO₂, возникающий в результате гидролиза карбонатов. Сюда же могут поступать снизу ювенильные флюиды по разломам из фундамента. Породы постоянно претерпевают изменения своих вещественных составов, структур и текстур. Проблемы преобразования осадочных пород решались многими отечественными и зарубежными учёными, такими как А.В. Копелиович, Н.Б. Вассоевич, Н.М. Страхов, Л.В. Пустовалов, Б.А. Лебедев, У.Х. Твенхоффел и др. с начала XX столетия до сегодняшнего дня, совершенствуясь, при получении новой информации.

Каждое месторождение имеет свои особенности, каждый объект (пласт) индивидуален. Как повлияли катагенетические преобразования пород Хвойного месторождения на коллекторские свойства пласта Ю₁¹, исследовали авторы данной статьи.

Хвойное нефтяное месторождение расположено на восточном склоне Нижневартовского свода Томской области (рис. 1). Нефтенасыщенным является пласт Ю₁¹, приуроченный к верхней части васюганской свиты келловей-оксфордского возраста. Изучение пород этого пласта проводилось для оценки коллекторских свойств путём детального петрографического анализа керн в шлифах (с помощью поляризационного микроскопа) из скважин 3, 6 и 8. В задачу исследований входило определение вещественного и количественного состава породообразующей части и цементирующего материала песчаников, гранулометрического состава и укладки зёрен.