

корская-27 (45 м³/сут.). Хотя скважина находится в одной из зон аккумуляции баженовских нефтей, но по прогнозной нефтенасыщенности эта зона не занимает одно из первых мест. Возможно, что основной причиной нефтенасыщенности НГК, вскрытого скв. Тункорская-27, является то обстоятельство, что эта скважина приурочена к разлому, осложняющему строение фундамента и низов орточехла. Здесь фунда-

мент представлен преимущественно осадочными породами триасовой системы, по нашим данным нормально уплотненными [8], что указывает на их возможный генерационный и миграционный потенциал.

Авторы благодарны д.г.-м.н. А.Н. Фомину (ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск) за предоставление данных по отражательной способности витринита скважин Верхнеламинского вала.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Волков В.А., Пятков В.И., Сидоров А.Н., Одношевная И.И., Гончарова В.Н., Хорошев А.Г. Предварительные результаты работ построения структурной карты по отражающему горизонту А (поверхности доюрского основания) // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск: Издат-НаукаСервис, 2003. – С. 73–81.
2. Исаев В.И. Палеотемпературное моделирование осадочного разреза и нефтегазообразование // Тихоокеанская геология. – 2004. – Т. 23. – № 5. – С. 101–115.
3. Исаев В.И., Лобова Г.А., Попов С.А., Хашитова А.Б. Термическая история и очаги генерации нефти баженовской свиты центральной части Югорского свода // Известия Томского политехнического университета. – 2008. – Т. 313. – № 1. – С. 38–43.
4. Исаев В.И., Лобова Г.А., Мочалкина Л.Н., Попов С.А., Литвинова О.Г. Факторы термической истории и нефтегенерации баженовской свиты Верхнеламинского вала (Югорский свод) // Вестник Югорского государственного университета. – 2008. – № 1. – С. 34–42.
5. Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. Кероген: методы изучения, геохимическая интерпретация – Новосибирск: ГЕО, 2005. – 254 с.
6. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Ред. Э.А. Ахпателов, В.А. Волков, В.Н. Гончарова и др. – Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 2004. – 148 с.
7. Красавчиков В.О. Компьютерное моделирование направлений возможной миграции углеводородных флюидов и зон их потенциальной аккумуляции // Геология и геофизика. – 2000. – Т. 41. – № 3. – С. 356–370.
8. Исаев В.И., Лобова Г.А. Корреляция плотностной структуры доюрских отложений и зон нефтегазоаккумуляции вдоль регионального сейсмопрофиля XIII (центральная часть Западно-Сибирской плиты) // Геофизический журнал. – 2008. – Т. 30. – № 1. – С. 3–27.

Поступила 02.12.2008 г.

УДК 550.831

ГЕОПЛОТНОСТНАЯ МОДЕЛЬ И ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОАККУМУЛЯЦИИ ДОПЛИТНОГО КОМПЛЕКСА ЮГОРСКОГО СВОДА (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Г.А. Лобова*, В.И. Исаев

*Югорский государственный университет

E-mail: g_lobova@ugrasu.ru

Томский политехнический университет

E-mail: isaev_sah@mail.ru

Проведена нефтегеологическая интерпретация геоплотностной модели доюрских отложений Югорского свода – новой структуры I порядка центральной части Западно-Сибирской плиты. Выполнен прогноз новых зон нефтегазоаккумуляции в доюрском разрезе на траверсе: Северо-Камынская седловина – Туманный вал – восточная часть Верхнеламинского вала – Елизаровский прогиб – восточная часть Рогожниковского вала; в юрских и меловых отложениях на сочленении Верхнеламинского и Туманного вала; в неокомском комплексе в западной части Верхнеламинского вала.

Ключевые слова:

Геоплотностная модель, нефтегеологическая интерпретация, зоны нефтегазоаккумуляции, доплитный комплекс, юрские и меловые отложения, Югорский свод, Западная Сибирь.

Введение

Югорский свод, как новая структура I порядка, выделен при комплексной интерпретации материалов гравии-, магнито-, сейсморазведки в 2003 г [1]. Этот свод, осложняющий Фроловскую мегав-

падину (рис. 1), по своим размерам сопоставим с Сургутским, Красноленинским и Нижневартовским сводами – гигантскими зонами нефтегазоаккумуляции центральной части Западно-Сибирской плиты.

Свод расположен в центральной части интенсивно эксплуатируемой Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции, для которой резервуары нижних этажей чехла и доюрского комплекса — это основные резервы восполнения ресурсной базы углеводородов (УВ).

Сведения о разуплотнениях и уплотнениях фундамента являются важным прогнозно-поисковым признаком зон нефтегазонакопления как в нижних этажах осадочного чехла, так и в самом фундаменте. Результаты теоретических исследований и имита-

ционного моделирования показывают, что охарактеризованные зоны могут быть закартированы на глубинах до 5...10 км методикой геоплотностного моделирования в гравитационном поле [3].

Цель нашей работы — прогноз нефтегазоносности доплитного комплекса Югорского свода. Прогноз выполнен проведением нефтегеологической интерпретации результатов геоплотностного моделирования [4] регионального сейсмопрофиля XIII, пересекающего все структуры I порядка центральной части Западно-Сибирской плиты.

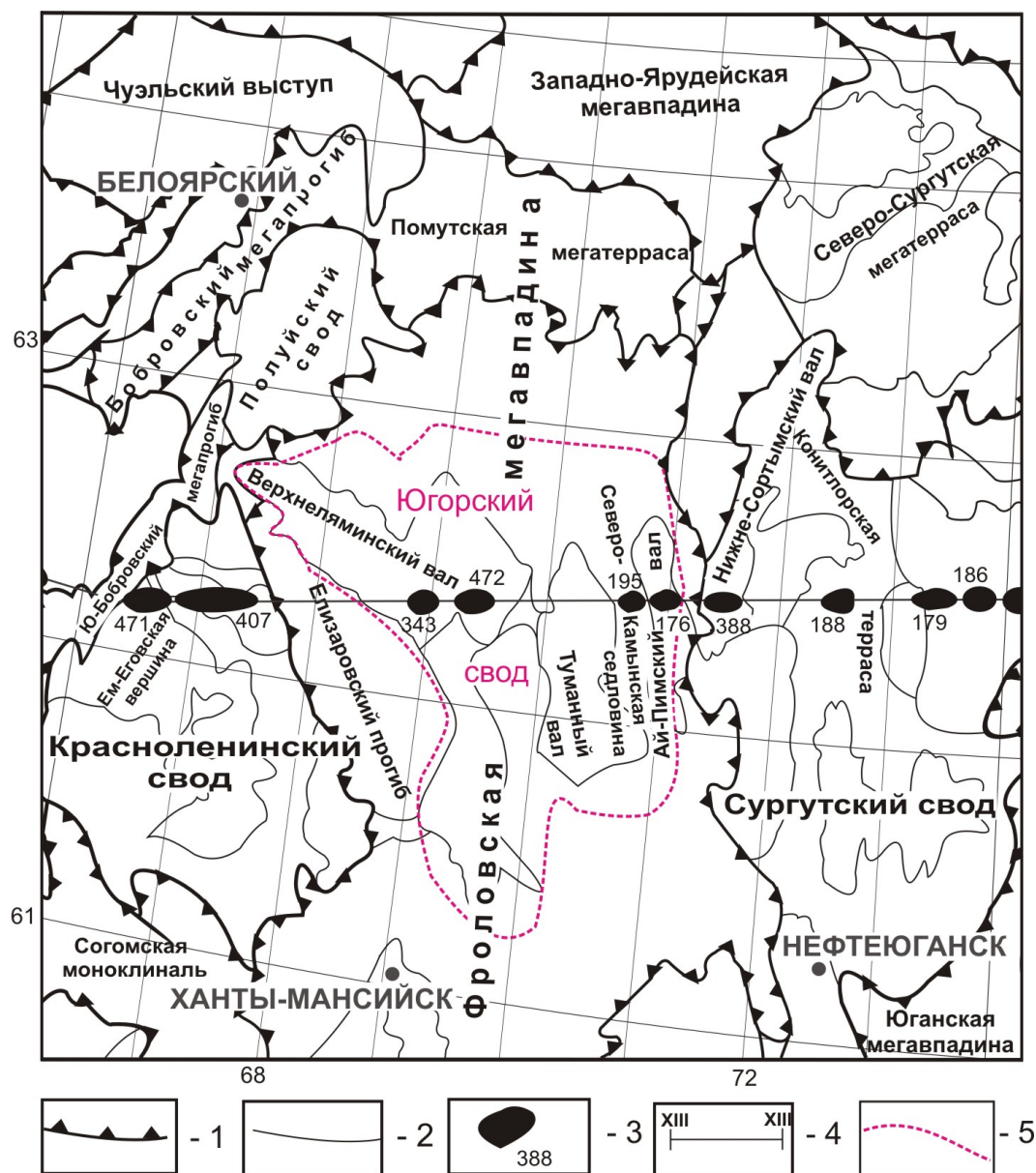


Рис. 1. Обзорная схема территории исследований (на основе тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты [2]): 1) границы тектонических элементов I порядка; 2) границы внутреннего районирования тектонических элементов I порядка; 3) месторождение УВ и его номер; 4) линия моделируемого геотраверса; 5) Югорский свод [1]. Месторождения: 471 — Поснокорское, 407 — Рогожниковское, 343 — Апрельское, 472 — Итьяхское, 195 — Северо-Камынское, 176 — Ай-Пимское, 388 — Нижнее-Сортымское, 188 — Конитлорское, 179 — Тевлинско-Руссинское, 186 — Когалымское

Тектоника, стратиграфия и литология нефтегазоносных комплексов

Югорский свод отнесен [2] к Фроловскому геоблоку. Фроловский геоблок является крупнейшей шовной зоной. На западе через Елизаровский прогиб, блок граничит с Красноленинским сводом Зауральского геоблока. Центральную приподнятую часть Фроловской мегавпадины составляет Югорский свод, который выделяется по поверхности доюрского основания относительно изогипсы –3350 м и превышает 150 м, увеличиваясь на локальных поднятиях до 400 м. Свод, не имея четких границ, осложнен структурами II порядка: Верхнеляминским, Туманным и Ай-Пимским валами, Северо-Камынской седловиной.

В строении доюрского фундамента на территории Югорского свода существенную роль играют карбонатные отложения девона, возможно обладающие генерационным углеводородным потенциалом. Перекрывающие их эффузивные разности основных и кислых вулканитов триасового возраста могут достигать, предположительно, 2-х км мощности. Наличие *дезинтегрированных пород фундамента* в зонах контакта с базальными отложениями юры создает перспективы для новых открытий залежей УВ в этом районе [5].

Мезо-кайнозойский платформенный чехол, начинающийся ниже-среднеюрскими отложениями, формировался под воздействием движений структурных зон фундамента [6]. На структурной карте по отражающему горизонту «Б» (кровля юрских отложений) Югорский свод приблизительно сохраняет размеры и очертания, но утрачивает часть амплитуды.

В основании осадочного чехла с перерывом на породах доюрского возраста залегают нижеюрские отложения (шеркалинская свита, $J_1 p-r$), сформировавшиеся в прибрежно-континентальных условиях. Выделяются две подсвиты: нижняя, сложенная внизу кварцевыми гравелитами и грубозернистыми песчаниками (пласт Ю₁₁₋₁₂), перекрытыми глинистой тогурской пачкой, и верхняя с кварцево-гравелитовой пачкой (пласт Ю₁₀), выше по разрезу переходящей в аргиллитоподобные битуминозные глины радомской пачки. Отложения прослеживаются, в основном, в прогибах. Мощность их колеблется от 0 до 150 м. *Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс (НГК)* объединяет продуктивные пласты Ю₁₀₋₁₂ шеркалинской свиты. Характерной особенностью строения нижеюрского НГК является закономерное выклинивание нижележащих горизонтов нижней юры и сокращение толщин к приподнятым частям палеорельефа [2].

Средняя юра (без большей части келловей) выделена как тюменская свита ($J_2 a-b-bt$), которая подразделяется на нижнюю, среднюю, верхнюю подсвиты, и представлена континентальными фациями. *Среднеюрский НГК* объединяет пласты Ю₂₋₉ тюменской свиты. Особенностью строения сред-

неюрского разреза является закономерное выклинивание нижележащих горизонтов и сокращение толщин к сводовым частям палеоподнятий. Максимально распространены верхние горизонты тюменской свиты – пласты Ю₂₋₃.

В верхнеюрском разрезе келловей-титонского возраста выделяются следующие свиты: абалакская ($J_3 o-km$), переходящая в восточном направлении в васюганскую, и тутлеймская (аналог баженовский, $J_3 tt-K_1 b$). Отложения васюганского горизонта согласно залегают на породах средней юры. Верхняя часть васюганской свиты обычно содержит пласты песчаников Ю₁₋₄. *Верхнеюрский (васюганский) НГК* объединяет разнофациальные толщи келловей-кимериджского возраста. Региональной покрывкой, являющейся частью НГК и обеспечивающей изолированность комплекса сверху, служат существенно глинистые отложения волжско-берриасского возраста.

В *нижнемеловом НГК* выделяется группа региональных циклитов – геологических тел, сформированных за длительный трансгрессивно-регрессивный цикл осадконакопления. В разрезе неокома выделяют песчано-алевритистые пласты и пачки. Резервуарами для УВ являются отложения ачимовской свиты (пласты группы Ач), клиноформы неокома (пласты группы БС и АС). Покрывкой для каждого клиноформного резервуара является пачка глиен трансгрессивной части вышеележащего циклита.

В пределах Югорского свода к структурам IV порядка, осложняющим Верхнеляминский вал, приурочены нефтяные месторождения Апрельское с залежью в среднеюрском НГК (пласт Ю₂) и Итьяхское с залежами в верхнеюрском (пласт Ю₁) и среднеюрском (пласты Ю₂₋₉) НГК. Залежи литологические, по запасам эти месторождения относятся к категории мелких. Северо-Камынское месторождение нефти с залежами в среднеюрском НГК (пласт Ю₂) и меловом НГК, где развиты неокомский клиноформный (пласты БС₁, БС₆, БС₁₈, БС₂₀₋₂₂) и неокомский покровный (пласты АС₁₁₋₁₂) комплексы, тектонически приурочено к Северо-Камынской седловине. Здесь развиты коллектора IV-V класса, месторождение по запасам мелкое. К Ай-Пимскому мегавалу приурочено крупное месторождение нефти с залежами в среднеюрском (пласт Ю₃), верхнеюрском (пласт Ю₀), ачимовском (пласт Ач) и в меловом неокомском покровном (пласты АС₁₂³⁻¹, АС₁₁) НГК.

Плотностная модель геотраверса

В результате геоплотностного моделирования [4] был построен разрез, гравитационный эффект которого оптимально соответствует наблюдаемому полю (рис. 2). Разуплотнения и уплотнения в разрезе выделены по отношению к априорным значениям плотности. Априорные значения плотностей блоков принимались в соответствии с литологией

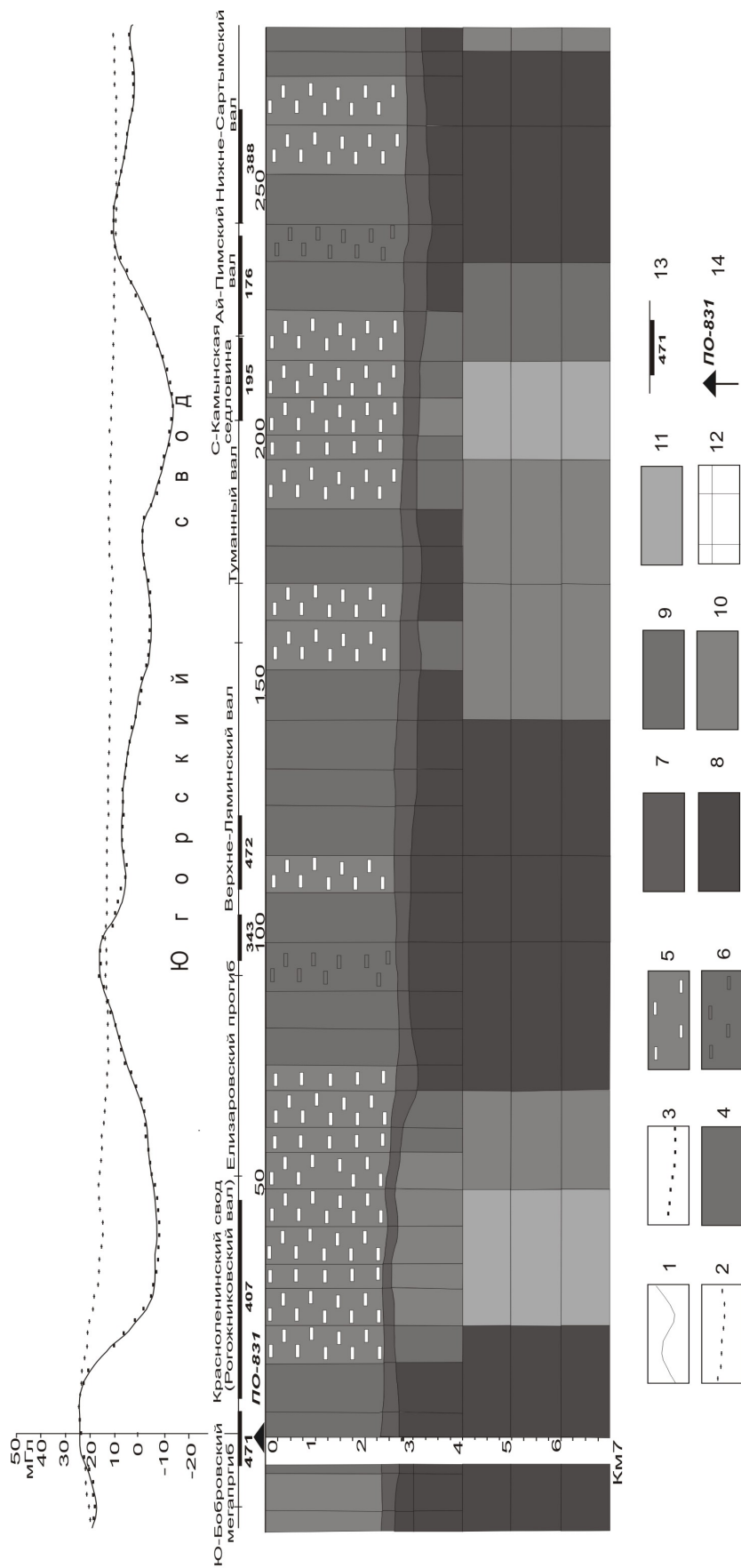


Рис. 2. Геоплотностная модель вдоль регионального сейсмопрофиля XIII (Югорский свод): графики силы тяжести – 1) наблюдаемого поля, 2) априорного разреза, 3) расчетного разреза; 4) постюрские отложения; разуплотнения (5) и уплотнения (6) послеюрских отложений, до 0,05 г/см³; 7) юрские отложения; разуплотнения доюрских отложений (9–11) до 0,05; 0,05...0,10 и 0,10...0,15 г/см³, соответственно; 12) блокировка разреза при моделировании; 13) месторождение УВ и его номер на обзорной схеме; 14) «реперная» скважина

доюрских отложений в «реперной» скважине 831 Поснокортской (ПО-831): кварцевые порфириды, сланцы вулканитов – 2,60 г/см³ до глубины 4 км; 2,75 г/см³ – на глубинах 4...7 км.

На траверсе профиля разуплотнения кровли доюрских отложений (мощности 0,5...1,0 км) представлены, вероятно, палеозойскими слабометаморфизованными терригенными и карбонатными осадками или кислыми и/или трещиноватыми магматическими породами на следующих участках: Ай-Пимский вал (крайняя западная часть), Северо-Камынская седловина, Туманный вал (восточная часть), Верхнеляминский мегавал (крайняя восточная часть), Елизаровский прогиб (западная часть), Рогожниковский вал (центральная и восточная часть). Наиболее интенсивные разуплотнения в кровле доюрских отложений (до 0,10 г/см³) фиксируются узким «окном» на западе Северо-Камынской седловины, а также широкой зоной – на востоке Елизаровского прогиба – Рогожниковском вале.

Характерную структуру (до глубины 6...7 км), выполненную, в основном, породами с плотностями слабометаморфизованных осадков или кислых

магматических пород, имеют следующие 2-е зоны разуплотнения доюрского комплекса: западная часть Ай-Пимского вала, Северо-Камынская седловина, Туманный вал и восточная часть Верхнеляминского вала; западная часть Елизаровского прогиба и северо-восточная часть Красноленинского свода. Наиболее интенсивными разуплотнениями (до 0,15 г/см³) характеризуются Северо-Камынская седловина и Рогожниковский вал.

Послеюрские отложения разуплотнены на следующих участках: Рогожниковский вал – западная часть Елизаровского прогиба; локально – в центральной части Верхнеляминского вала; на сочлениии Верхнеляминского и Туманного валов; восточный склон Туманного вала – Северо-Камынская седловина – западный склон Ай-Пимского вала.

Корреляция геоплотностной структуры и зон нефтегазонакопления

При нефтегеологической интерпретации плотностной модели вдоль геотраверса преследовалось решение следующих задач: 1) провести сопостави-

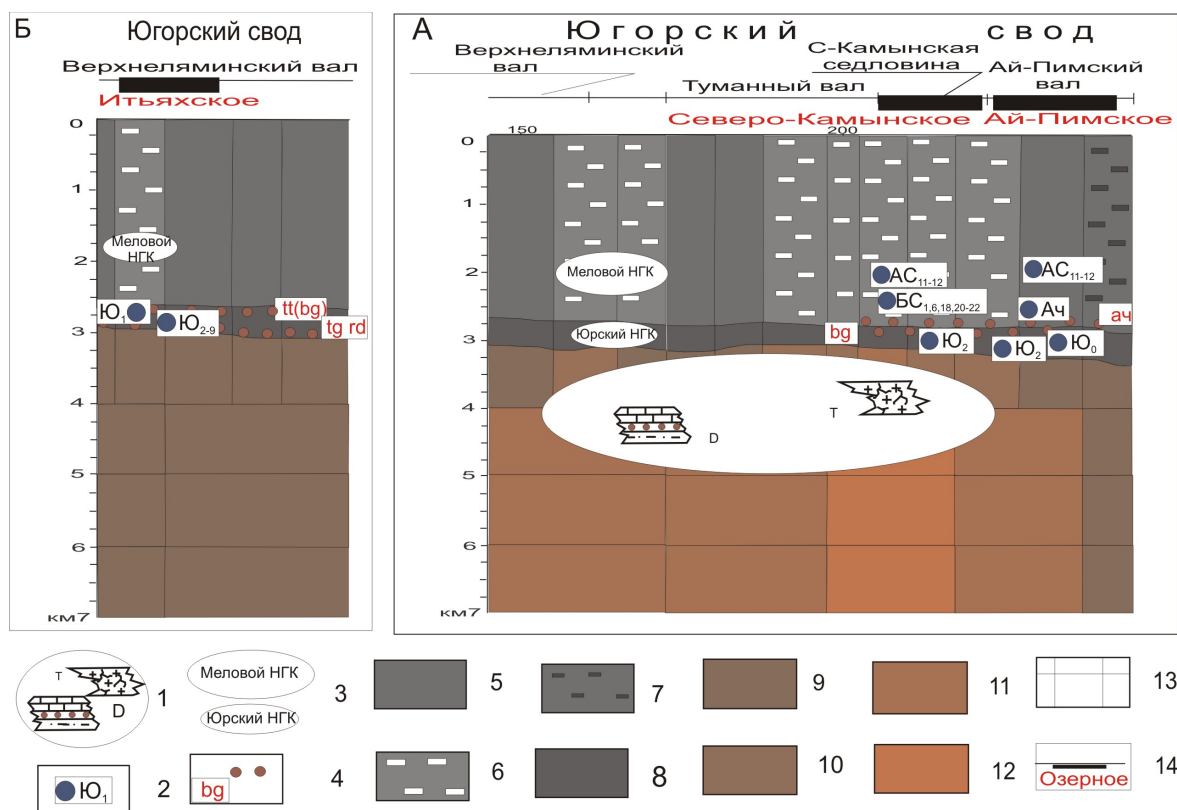


Рис. 3. Схемы нефтегеологической интерпретации геоплотностной модели на участках (А) Ай-Пимский вал – Туманный вал – восточная часть Верхнеляминского вала и (Б) Верхнеляминский вал (западная часть): 1) прогнозируемые зоны нефтегазонакопления в доюрском комплексе и их литолого-петрографическая интерпретация с качественной оценкой генерационного потенциала; 2) нефтяные месторождения; 3) прогнозируемые нефтегазоносные комплексы плитного чехла; 4) материнские отложения; 5) послеюрские отложения; разуплотнения (6) и уплотнения (7) послеюрских отложений, до 0,05 г/см³; 8) юрские отложения; 9) доюрские отложения; разуплотнения доюрских отложений (10–12) до 0,05; 0,05...0,10 и 0,10...0,15 г/см³, соответственно; 13) блокировка разреза при моделировании; 14) месторождение УВ и его название

Заключение

1. Сопоставление тектоники, месторождений, нефтегазоносных комплексов с установленной плотностной структурой фундамента и плитного комплекса Югорского свода по траверсу Ай-Пимский вал – Северо-Камынская котловина – Туманный вал – Верхнеляминский вал – Елизаровский прогиб – Рогожниковский вал показало согласованность плотностной структуры с положением известных зон нефтегазонакопления, крупных месторождений и с их вероятным генезисом.

2. Выполнен прогноз новых зон нефтегазонакопления: в доюрских разрезах Северо-Камынской седловины, Туманного вала, восточной части Верхнеляминского вала и на западном склоне Елизаровского прогиба; в юрских и меловых отложениях в зоне сочленения Туманного и Верхнеляминского валов; в меловых отложениях на западном склоне Верхнеляминского вала и Елизаровского прогиба.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Волков В.А., Пятков В.И., Сидоров А.Н., Одношневая И.И., Гончарова В.Н., Хорошев А.Г. Предварительные результаты работ построения структурной карты по отражающему горизонту А (поверхности доюрского основания) // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2003. – С. 73–81.
2. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Ред. Э.А. Ахпателов, В.А. Волков, В.Н. Гончарова и др. – Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 2004. – 148 с.
3. Исаев В.И. Прогноз материнских толщ и зон нефтегазонакопления по результатам геоплотностного и палеотемпературного моделирования // Геофизический журнал. – 2002. – Т. 24. – № 2. – С. 60–70.
4. Исаев В.И. Плотностная модель доюрских отложений вдоль регионального сейсмопрофиля XIII (центральная часть Западно-Сибирской плиты) // Углеводородный 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.
5. Медведев Н.Я., Кос И.М., Ларичев А.И., Смирнов Л.Б., Бостриков О.И., Фомичев А.С. Прогноз нефтегазоносности в зонах дезинтеграции доюрского фундамента на Сургутском своде и прилегающих территориях // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. I. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2007. – С. 189–196.
6. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 143 с.
7. Исаев В.И. Прогноз зон нефтегазонакопления на траверсе Красноленинского свода – Ляпинский мегапрогиб (по результатам геоплотностного моделирования) // Известия Томского политехнического университета. – 2008. – Т. 312. – № 1. – С. 27–34.
8. Вахрушева В.Н., Захарова Л.М., Оксенойд Е. Е., Одношневая И.И. Перспективы нефтегазоносности триасовых отложений Северо-Рогожниковского месторождения // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. II. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2006. – С. 55–58.

Поступила 09.12.2008 г.