

УДК 550.831

ПРОГНОЗ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ НА ТРАВЕРСЕ КРАСНОЛЕНИНСКИЙ СВОД – ЛЯПИНСКИЙ МЕГАПРОГИБ (ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГЕОПЛОТНОСТНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ)

В.И. Исаев

Томский политехнический университет
E-mail: isaev_sah@mail.ru

Приведена нефтегеологическая интерпретация геоплотностной модели доюрских отложений на траверсе Красноленинский свод – Ляпинский мегапрогиб. Выполнен прогноз новых зон нефтегазонакопления: в доюрском разрезе северо-восточной части Красноленинского свода; в доюрском разрезе центральной и восточной части Висимского мегавала; в юрских отложениях западного склона Ляпинского мегапрогиба; в неокомском комплексе Южно-Бобровского мегапрогиба.

Введение

Зоны разуплотнения доплитного комплекса отождествляются с продуктивными слабометаморфизованными терригенными и карбонатными образованиями [1]. Зоны разуплотнения фундамента могут быть обусловлены интрузивными телами кислого состава, подвергнутыми термоосадочным процессам. В этом случае углеводороды (УВ) проникают в разреженное пространство интрузива из перекрывающих и примыкающих к нему осадочных пород [2]. Зоны разуплотнения «основания» осадочного чехла рассматриваются и в качестве гидродинамических систем миграции глубинных теплоносителей, стимулирующих генерацию УВ в осадочном чехле [3]. И, наконец, зоны разуплотнения фундамента отождествляются с промежуточными резервуарами или подводящими каналами УВ эндогенного генезиса [4].

Зоны уплотнения фундамента отождествляем с эффузивами и интрузиями основного и ультраосновного состава. Магматические тела создают в осадочном чехле аномальные температурные эффекты, которые оказывают дополнительное влияние на нефтегазообразование и нефтегазонакопление [5].

Таким образом, сведения о разуплотнениях и уплотнениях фундамента становятся важным прогнозно-поисковым признаком зон нефтегазонакопления как в нижних этажах осадочного чехла, так и в самом фундаменте. Результаты теоретических исследований [6] и имитационного моделирования [7] показывают, что охарактеризованные зоны могут быть закартированы на глубинах до 5...10 км методикой геоплотностного моделирования в гравитационном поле [8].

В настоящей статье приведены результаты геоплотностного моделирования и последующая нефтегеологическая интерпретация для траверса в центральной части Западной Сибири. Район исследований принадлежит интенсивно эксплуатируемой Западно-Сибирской нефтегазонасыщенной провинции, для которой резервуары нижних этажей чехла и доплитного комплекса – это основные резервы восполнения ресурсной базы УВ.

Тектоника, стратиграфия и литология нефтегазонасыщенных комплексов

Моделируемый геотраверс следует вдоль западной части регионального сейсмопрофиля XIII (рис. 1), пересекающего Западно-Сибирскую плиту с востока на запад на широте 62°. Общая протяженность геотраверса составляет 350 км.

Геотраверс включает следующие тектонические структуры [9 и др.]: Красноленинский свод; Южно-Бобровский мегапрогиб; Сергинское куполовидное поднятие; Шеркалинский мегапрогиб; Березовскую моноклиаль; Висимский мегавал; Ляпинский мегапрогиб. В зону прохождения геотраверса попадают месторождения Рогожниковское, Постнокортское, Песчаное, Западно-Вандмторское, Аржановское, Овальное нефтяные, Южно-Сотэюганское и Озерное газовые (рис. 2).

В центральной части Березовской моноклинали доюрские отложения – гнейсы, гранито-гнейсы, кристаллические и метаморфические сланцы (PR), анатектические интрузии гранитов (PZ₃), серпентиниты, ультраосновные породы и габброиды. С запада примыкают терригенные слабометаморфизован-

ные отложения (PZ₂₋₃), с востока – терригенные отложения (С) и органогенные известняки (D). Среди осадочных пород встречаются интрузии диоритов и гранитоидов. В Шеркалинском и Бобровском мегапрогибах развиты терригенно-карбонатные отложения, гнейсы и кристаллические сланцы, интрузии кислого, среднего и основного состава (PZ₂₋₃). На Красноленинском своде и в Елизаровском прогибе – преимущественно сланцы и гнейсы с включениями кварцевых диоритов (PR).

Нижнеюрские отложения шеркалинской свиты подразделяются на две подсвиты – нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита разделена на две пачки. Первая пачка соответствует пласту Ю₁₁, в наиболее полных разрезах – Ю₁₁₋₁₂. Над пластом Ю₁₁ располагается тогурская пачка, сложенная аргиллитами. Верхняя подсвита также представлена двумя пачками: нижней и верхней. Нижняя соответствует пласту Ю₁₀, верхняя (радомская) пачка представлена глинами уплотнения. Нижнеюрские отложения развиты не повсеместно, прослеживаются, в основном, в прогибах.

Средняя юра выделена как тюменская свита. Свита подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита (аален) представлена переслаиванием песчаников, гравелитов, алевролитов и углистым аргиллитом. У выступов фундамента появляются конгломераты. В составе подсвиты выделяются пласты Ю₇, Ю₈, Ю₉, характеризующиеся значительной фациальной изменчивостью и литологической неоднородностью. В направлении повышенных участков палеорельефа породы подсвиты выклиниваются.

Средняя подсвита, возраст которой определен как байосский, представлена неравномерным чередованием аргиллитов, иногда углистых, с песчаниками, алевролитами, карбонатными разностями пород и прослоями углей. Здесь выделяются пласты Ю₅ и Ю₆. Верхняя подсвита представлена полимиктовыми песчаниками, чередующимися с алевролитами и аргиллитами, с прослоями углей, известняков и гравелитов. В составе подсвиты выделяются пласты Ю₂, Ю₃, Ю₄. Они характеризуются резкой фациальной изменчивостью и литологической неоднородностью, возраст – батский.

В разрезе *верхней юры* на западе преобладает даниловский тип разреза, сложенный преимущественно глинистыми образованиями, накапливающимися в условиях нормального морского бассейна. Нижняя подсвита содержит на крыльях крупных поднятий прослой песчаников группы «П» (вогулкинская толща). К востоку – верхнеюрские отложения красноленинского типа представлены существенно глинистыми образованиями: битуминозными глинами тутлеймской (баженовской) свиты и небитуминозными глинами с включениями глауконитовых пород абалакской свиты.

В *нижнемеловых отложениях* выделяется группа региональных циклов. Цикличное боковое заполнение палеобассейна (в период трансгрессии нака-

пливались глины, в период регрессии – песчано-алевритовый материал) привело к образованию клиноформных резервуаров. В разрезе неокома выделяют песчано-алевритистые пласты и пачки.

Плотностная модель геотраверса

При построении плотностной модели вдоль геотраверса преследовалось решение следующих задач: 1) провести плотностное картирование кровли доюрских отложений; 2) изучить плотностную структуру доюрских отложений до глубины 7 км; 3) провести сопоставительный анализ плотностной структуры доюрских отложений и известных зон нефтегазонакопления; 4) дать прогноз зон нефтегазонакопления.

В результате геоплотностного моделирования был построен разрез, гравитационный эффект которого оптимально соответствует наблюдаемому полю (рис. 3).

Прогнозное плотностное картирование кровли доюрских отложений выполнено с дискретностью 5...10 км. Освещена плотностная структура доюрских отложений до глубины 7 км, с шагом дискретизации по глубине 0,7...1,0 км. Прогнозное плотностное картирование доюрских отложений на глубинах 4...7 км выполнено с дискретностью по латерали 15...30 км.

Разуплотнения и уплотнения в разрезе выделены по отношению к априорным значениям плотности.

Априорные значения плотностей блоков принимались в соответствии с литологией доюрских отложений в «реперных» скважинах: кварцевые диориты (ПО-831), метаморфические сланцы (ОЗ-338) – 2,60 г/см³ до глубины 4 км, 2,75 г/см³ – на глубинах 4...7 км.

На траверсе профиля разуплотнения кровли доюрских отложений выявлены на участках Рогожниковского вала, центральной и восточной части Висимского мегавала. Характерную структуру имеют две крупные обособленные зоны разуплотнения доюрского комплекса до глубины 7 км: северо-восточная часть Красноленинского свода, центральная и восточная части Висимского мегавала.

Зоны разуплотнения меловых отложений приурочены к центральной и восточной части Висимского мегавала, зоне сочленения Сергинского куполовидного поднятия и Южно-Бобровского мегапрогиба, Рогожниковскому валу.

Восточная часть Березовской моноклинали, Шеркалинский мегапрогиб и западная часть Сергинского куполовидного поднятия на глубине более 4 км представлена крупными, вероятно, магматическими образованиями основного состава. Плотные магматические образования фиксируются непосредственно под юрскими отложениями в области сочленения Висимского мегавала и Ляпинского мегапрогиба. Здесь на глубине 4 км и более выявлено аномальное по плотности тело вероятно габбро-пироксенитового состава.

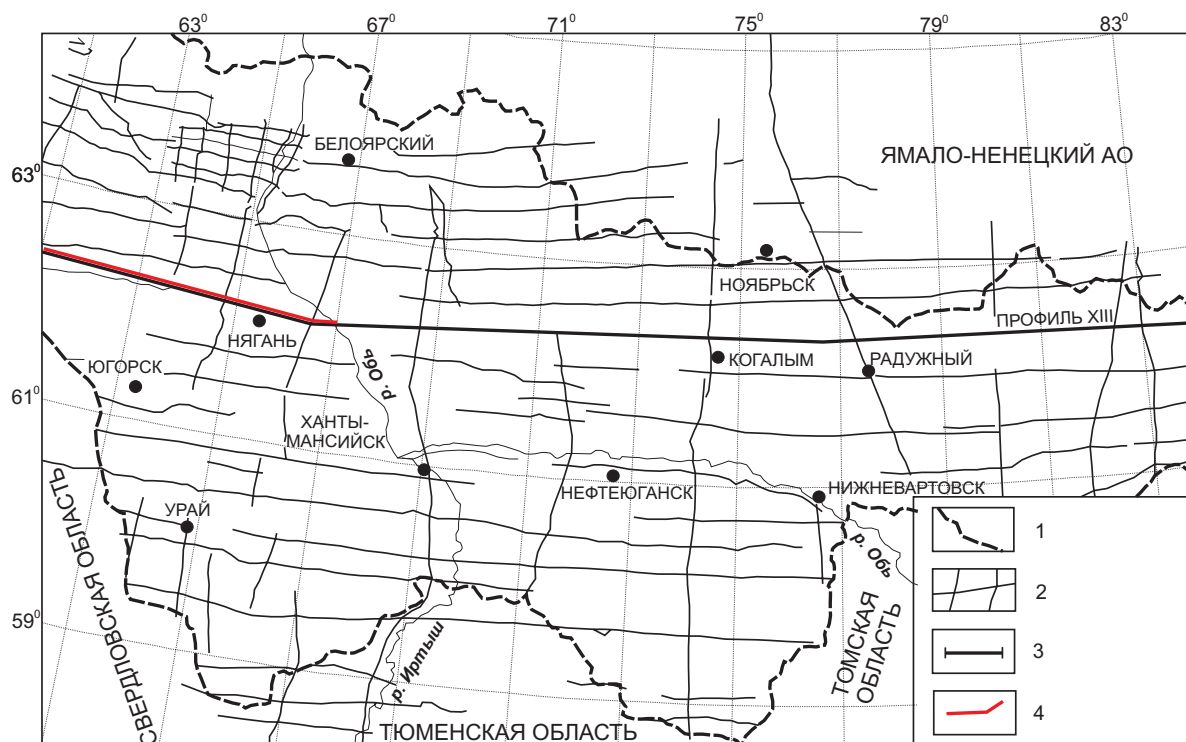


Рис. 1. Схема расположения регионального сейсмoproфиля XIII: 1) административная граница Ханты-Мансийского автономного округа; 2) сеть региональных сейсмических исследований, выполненных в 1970–2002 гг.; 3) линия регионального сейсмoproфиля XIII; 4) линия моделируемого геотранверса

Юрские отложения уплотнены в восточной части Ляпинского мегапрогиба.

Уплотнения послейюрских отложений отмечаются: Ляпинский мегапрогиб – западная часть Висимского мегавала, локально – в западной части Березовской моноклинали и восточном склоне Сергинского куполовидного поднятия, крупной зоной – восточная часть Березовской моноклинали, Шеркалинский мегапрогиб, Сергинское куполовидное поднятие.

Корреляция геоплотностной структуры и зон нефтегазонакопления

Над зоной разуплотнения всего доюрского комплекса северо-восточной части Красноленинского свода находится Рогожниковское нефтяное месторождение с залежами почти во всех нефтегазоносных комплексах (НГК) юры и неокома (рис. 4, А).

Основным источником нефти этих залежей являются материнские породы баженовской свиты (bg) – J_3t-K_1b-br . По глубине положения баженовская свита вошла в «нефтяное окно». Разуплотненная структура послейюрских отложений способствовала миграции нефти в ловушки викуловской свиты ($ВК_1$) – K_1a . Непосредственное примыкание к материнским отложениям пластов абалакской свиты (пласт $Ю_0$) – J_3o-kt и верхней подсвиты тюменской свиты (пласт $Ю_2$) – J_2bt способствовало

миграции нефти в ловушки этих пластов. Отсутствие нижнеюрских отложений позволило нефти мигрировать в ловушки зоны контакта осадочного чехла и фундамента (Tr). Масштабная зона разуплотнения доюрского комплекса на участке Рогожниковского вала представляет нам сосредоточением резервуаров и генерирующих толщ (подводящих каналов?) в слабометаморфизованных палеозойских терригенно-карбонатных породах (D–C) или в трещиновато-кавернозных магматических породах. Здесь резерв расширения ресурсной базы Красноленинского нефтегазоносного района с нефтяными, газоконденсатными и газовыми залежами в доюрском разрезе на глубинах 2,5...4,5 км.

Источником нефти в ловушках Поснокортского месторождения (верхняя часть шеркалинской свиты (пласт $Ю_{10}$) – J_1t), являются материнские нижнеюрские отложения тогурской и радомской пачек (Sh), выклинивающиеся на западном склоне Красноленинского свода (рис. 4, Б). Отсутствие разуплотнения в структуре послейюрских отложений не способствует миграции нефти в неокомский комплекс и формированию в нем залежей.

Западнее участок Южно-Бобровского мегапрогиба интересен тем, что наличие здесь разуплотнения послейюрских отложений указывает на возможность формирования залежей нефти в неокомском комплексе (рис. 4, Б).

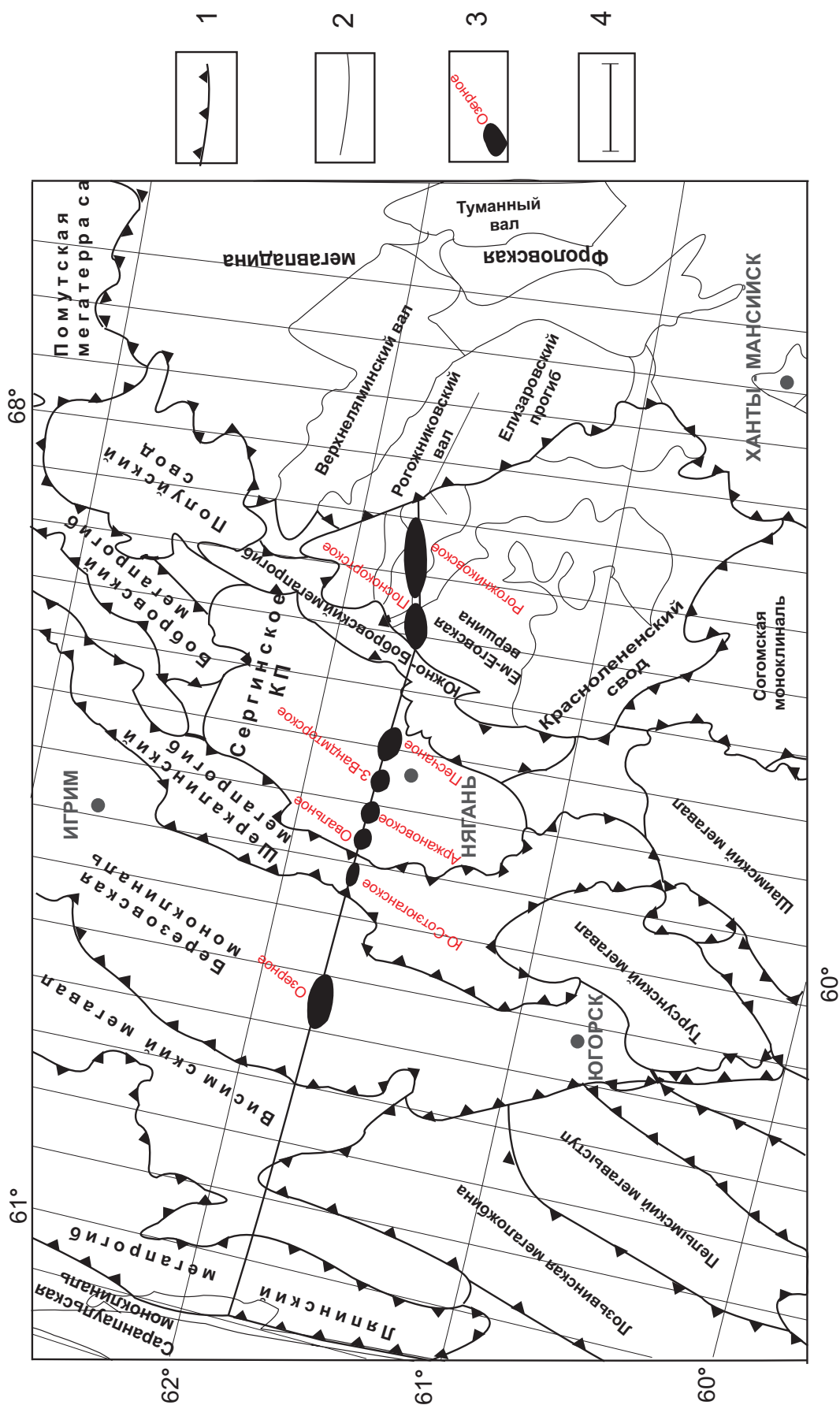


Рис. 2. Схематический фрагмент [9]: 1) границы тектонических элементов (порядка); 2) границы внутреннего районирования тектонических элементов (порядка); 3) месторождение УВ и его название; 4) линия моделируемого геотраверса

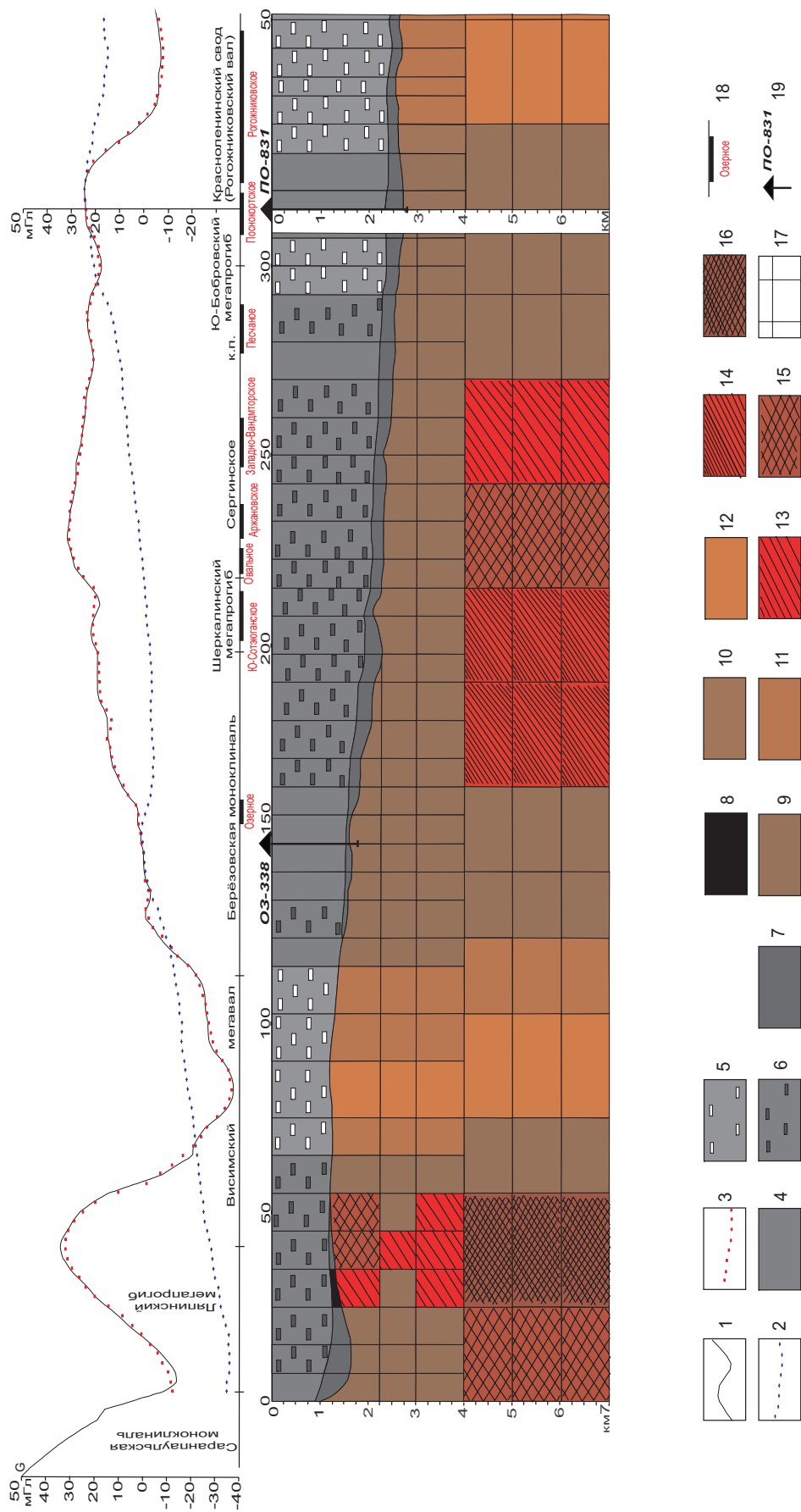


Рис. 3. Геоплотностная модель вдоль траверса Красноленинский свод – Лятинский мегапрогиб: графики силы тяжести – 1) наблюдаемого поля, 2) априорного разреза, 3) расчетного разреза; 4) послееюрские отложения; разуплотнения (5) и уплотнения (6) послееюрских отложений, до $0,05 \text{ г/см}^3$; юрские отложения (7) и их уплотнение (8) до $0,05 \text{ г/см}^3$; 9) доюрские отложения; разуплотнения доюрских отложений (10-12) до $0,05$, на $0,05...0,10$ и $0,10...0,15 \text{ г/см}^3$, соответственно; уплотнения доюрских отложений (13-16) до $0,05$, на $0,05...0,10$ и $0,10...0,15$, до $0,30 \text{ г/см}^3$, соответственно; 17) блокировка разреза при моделировании; 18) местоорождение УВ и его название; 19) «реперная» скважина

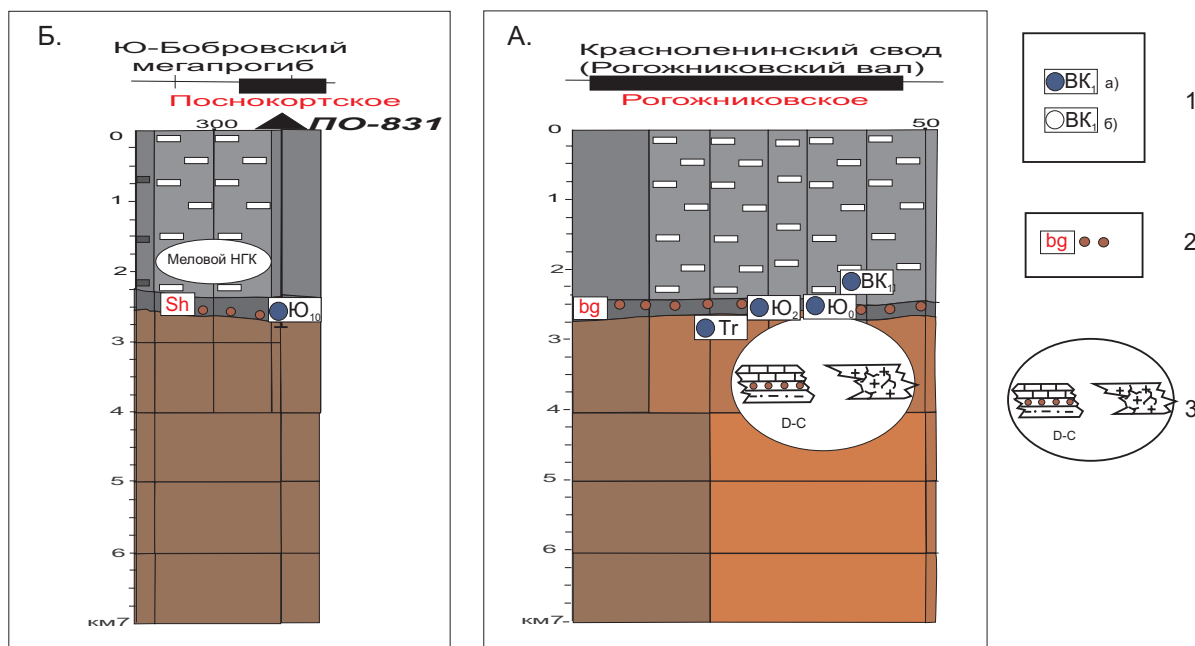


Рис. 4. Схемы нефтегеологической интерпретации геоплотностной модели на участках Краснolenинского свода (А) и Южно-Бобровского мегапрогиба (Б): 1) нефтеносные (а) и газоносные (б) комплексы; 2) материнские отложения; 3) прогнозируемые зоны нефтегазоаккумуляции и их литолого-петрографическая интерпретация с качественной оценкой генерационного потенциала. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 3

Источником нефти в ловушках Песчаного месторождения (верхняя подсвита тюменской свиты, пласт Ю₂₋₃) являются потенциально материнские тогурская и радомская пачки (рис. 5, А).

Все месторождения Сергинского нефтегазоносного района мелкие и приурочены к юрским отложениям (рис. 5, Б). Материнские юрские свиты и

пачки по своему гипсометрическому уровню в пределах западной части Сергинского куполовидного поднятия и Шеркалинского мегапрогиба едва ли достигают «нефтяного окна». Тем не менее, месторождения Овальное, Аржановское и Западно-Вандмторское – нефтяные. Здесь дополнительным источником тепла, аномально усиливающим гео-

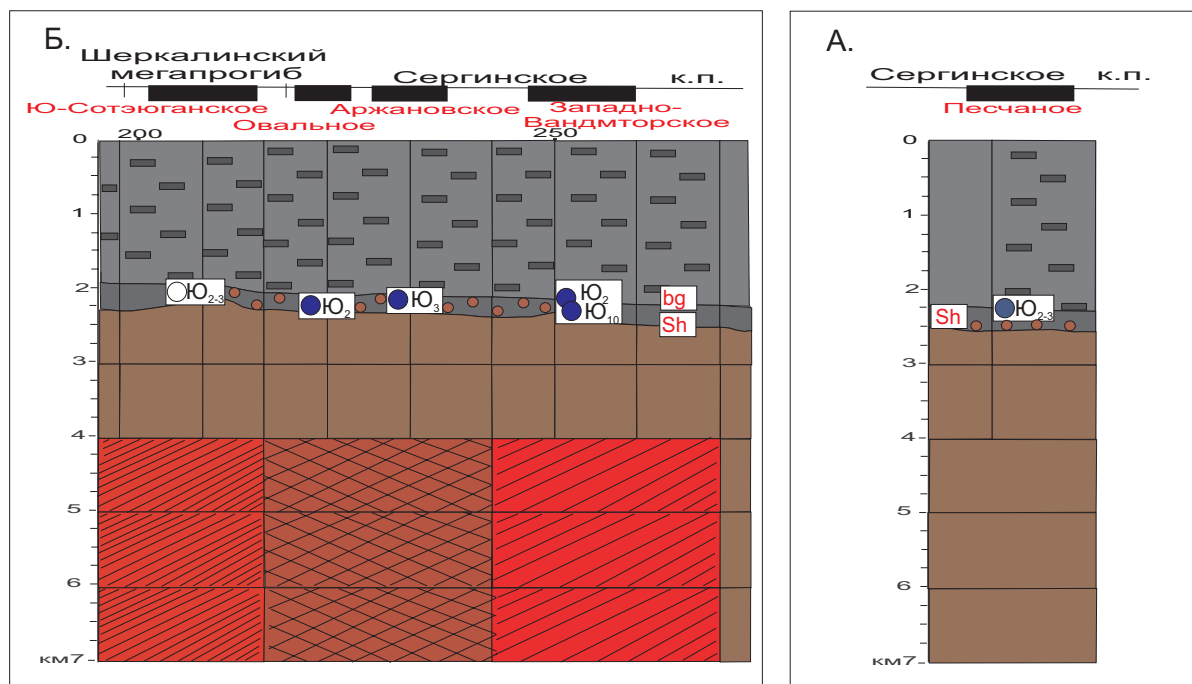


Рис. 5. Схемы нефтегеологической интерпретации геоплотностной модели на участках месторождения Песчаное (А) и Сергинское куполовидное поднятие – Шеркалинский мегапрогиб (Б). Условные обозначения здесь и далее те же, что на рис. 4

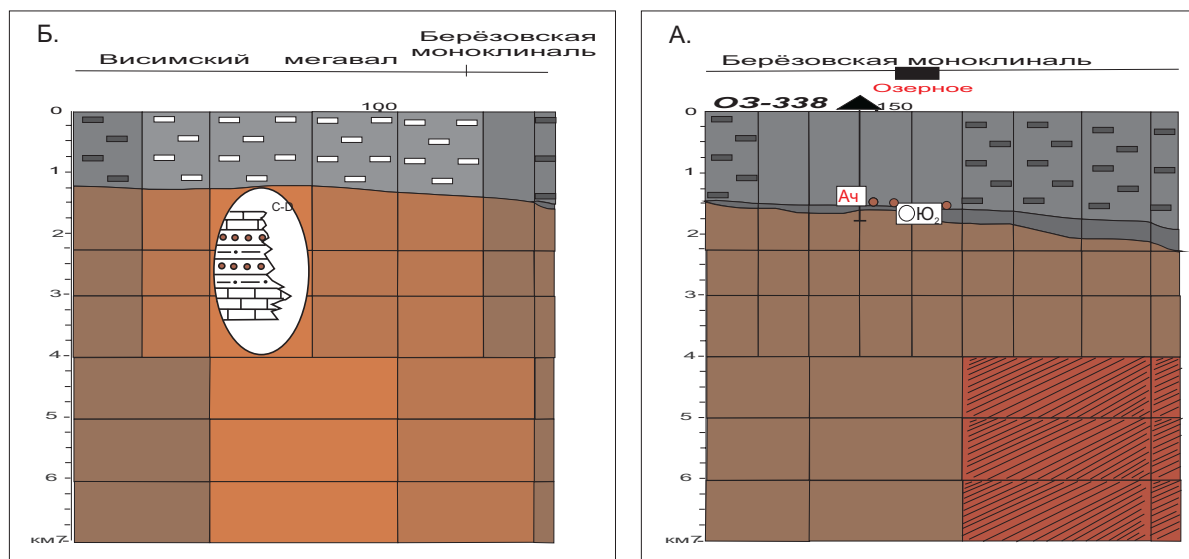


Рис. 6. Схемы нефтегеологической интерпретации геоплотностной модели на участках месторождения Озёрное (А) и Берёзовская моноκлиналъ – Висимский мегавал (Б)

термический режим нефтегазообразования, явилась зона интенсивного уплотнения в западной части Сергинского куполовидного поднятия, интерпретируемая как магматическое образование. Южно-Сотьюганское месторождение – газовое, т. к. приурочено к более высокому гипсометрическому уровню.

Сокращение общей мощности осадочного чехла, присутствие структур уплотнения в меловых отложениях практически на всем протяжении траверса в Берёзовской моноκлинали, Шеркалинском мегаспрогибе и Сергинском куполовидном поднятии снижает перспективы неоконского комплекса в пределах этих структур (рис. 5, Б; рис. 6, А).

Источником газа в ловушках Озёрного месторождения (вогулкинская толща, пласт Ю₂–Ю₃о-км) предположительно являются глинистые морские отложения неокома – Ач (рис. 6, А).

Гипсометрический уровень нефтегазообразования соответствует зоне раннекатагенетического газа – метана. Отсутствие разуплотнения в меловом комплексе не способствует образованию в нем собственных резервуаров, флюид мигрирует в прилегающую вогулкинскую толщу.

Центральная и западная часть Висимского мегавала представлена «сквозной» зоной разуплотнения (рис. 6, Б). Здесь месторождения еще не выявлены. Вероятным источником нефти и газа здесь могут быть углеродистые породы каменноугольных и девонских отложений. Юрские отложения отсутствуют. Послеюрская толща, в силу сравнительно небольшой мощности, вряд ли может быть генератором УВ. Если зона контакта представляет собой эрозионный экран, то сосредоточение продуктивных резервуаров – это доюрские отложения. Здесь резерв расширения ресурсной базы Восточно-Уральского нефтегазоносного района с газовыми, нефтяными (?), газоконденсатными залежами в доюрском разрезе на глубинах до 4 км.

В Ляпинском мегаспрогибе перспективы обнаружения залежей УВ следует связывать с юрскими отложениями западного борта (рис. 7).

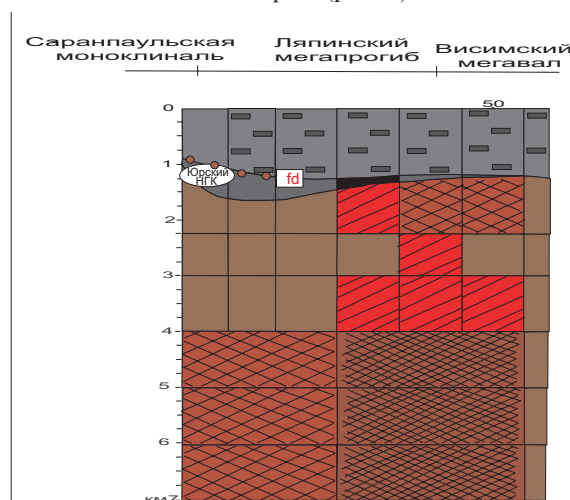


Рис. 7. Схема нефтегеологической интерпретации геоплотностной модели на участке Висимский мегавал – Ляпинский мегаспрогиб

Источником нефти могут быть глинистые отложения федоровской свиты (fd) – J₃–K₁ при очень ошутимом влиянии прилегающих магматических образований. Аномальное температурное влияние этих образований на формирование залежей нефти и газа может быть не только конструктивным, но и деструктивным, особенно на восточном борту Ляпинского мегаспрогиба.

Заключение

Выполненное сопоставление тектоники, месторождений, нефтегазоносных комплексов с установленной плотностной структурой фундамента и плитного комплекса по траверсу Красноленинский

свод – Ляпинский прогиб показало согласованность плотностной структуры с положением известных зон нефтегазонакопления и крупных месторождений, их вероятным генезисом.

Выполнен прогноз новых зон нефтегазонакопления: в доюрских разрезах северо-восточной части Красноленинского свода; центральной и восточной части Висимского меговала; в юрских отложениях западного склона Ляпинского мегапрогиба; в неокомском комплексе Южно-Бобровского мегапрогиба.

Промышленные перспективы доплитного комплекса Красноленинского свода находят практические подтверждения в результатах бурения и испы-

тания скважин на Рогожниковском лицензионном участке [10].

Выполненный прогноз новых зон нефтегазонакопления по траверсу Красноленинский свод – Ляпинский мегапрогиб является довольно грубой оценкой по одному направлению (профилю) и больше служит демонстрацией методического подхода, схемы геоплотностного моделирования и последующей нефтегеологической интерпретации. Достоверность и детальность прогноза могут быть существенно повышены построением трехмерной (или по сети профилей) геоплотностной модели [11] и проведением количественных расчетов геотемпературного режима [12].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Воронов В.Н., Коркунов В.К., Ивашкеева Д.А. Новые перспективные нефтегазопромысловые объекты Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1999. – № 5. – С. 7–14.
2. Аршев Е.Г., Гавура В.Е., Немченко Т.Н., Немченко-Ровенская А.С., Руденко Б.А. Нефть в гранитах фундамента (на примере месторождения Белый Тигр, Вьетнам) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 12. – С. 4–13.
3. Потрясов А.А., Скачек К.Г., Гарифуллин И.И. Влияние динамической активности доюрского основания на особенности нефтеносности осадочного чехла северо-восточного склона Сургутского свода // Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ / Под ред. Р.Х. Муслимова и А.И. Ларочкиной. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2006. – С. 212–217.
4. Кобелев В.П. Дегазация Земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезисы в системе горючих ископаемых // Геофизический журнал. – 2006. – Т. 28. – № 6. – С. 150–160.
5. Конторович А.Э., Хоменко А.В. Теоретические основы прогноза нефтегазонакопления осадочных бассейнов с интенсивным проявлением траппового магматизма // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1764–1773.
6. Алексидзе М.А. Приближенные методы решения прямых и обратных задач гравиметрии. – М.: Наука, 1987. – 336 с.
7. 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 ун-та, 2006. – С. 106–108.
8. Исаев В.И. Прогноз материнских толщ и зон нефтегазонакопления по результатам геоплотностного и палеотемпературного моделирования // Геофизический журнал. – 2002. – Т. 24. – № 2. – С. 60–70.
9. Атлас «Геология и нефтегазонакопление Ханты-Мансийского автономного округа» / Ред. Э.А. Ахпателов, В.А. Волков, В.Н. Гончарова и др. – Екатеринбург: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2004. – 148 с.
10. Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности // II научно-практ. конф. ООО «КогалымНИПИнефть»: Сб. докл. – Уфа: Изд-во ООО «Монография», 2007. – 445 с.
11. Старостенко В.И., Легостаева О.В. Прямая задача гравиметрии для неоднородной произвольно усеченной вертикальной прямоугольной призмы // Физика Земли. – 1998. – № 12. – С. 31–44.
12. Исаев В.И. Палеотемпературное моделирование осадочного разреза и нефтегазообразование // Тихоокеанская геология. – 2004. – Т. 23. – № 5. – С. 101–115.

Поступила 24.12.2007 г.