

**МОДЕЛИРОВАНИЕ МИГРАЦИИ, АККУМУЛЯЦИИ И ФОРМИРОВАНИЯ
СКОПЛЕНИЙ УВ В ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ
РЯЗАНО-САРАТОВСКОГО ПРОГИБА**

© 2014 г. Е. В. Воробьёва, Н. П. Кузнецова

ФГУП "Нижне-Волжский НИИ геологии и геофизики"

Рязано-Саратовский прогиб в современной системе нефтегазогеологического районирования относится к Нижне-Волжской нефтегазоносной области (НВ НГО) Волго-Уральской провинции.

Для Нижне-Волжской НГО характерна продуктивность всех региональных нефтегазоносных комплексов (НГК) провинции. Наибольшая эффективность поисковых работ на нефть и газ в ее пределах была достигнута в 50-60-е годы прошлого столетия в связи с открытиями и разведкой месторождений в терригенных коллекторах средне-верхнедевонского и визейского комплексов (Соколовское, Елшано-Курдюмское, Жирновское, Бахметьевское, Коробковское и др.). Во второй половине 80 – первой половине 90-х годов подъем эффективности поисков был связан с новым для тех лет направлением работ – месторождениями в верхнедевонско-турнейском преимущественно карбонатном НГК. В эти годы открыты Памятно-Сасовское и Белокаменное месторождения, реализована доразведка Ириновского месторождения, открыты другие менее значительные по величине запасов скопления в карбонатном девоне. Для современного периода геологоразведочных работ (ГРП) на территории НВ НГО характерно падение добычи углеводородного сырья и ее невосполнение приростом разведанных запасов. За 2001-2010 годы добыто 49 млн т нефти. Дефицит добычи по отношению к приросту запасов категорий АВС₁ за счет ГРП и переоценки составил за эти годы около 15 млн т. При этом дефицит добычи по отношению к приросту запасов за счет ГРП превысил 32 млн т.

Для Рязано-Саратовского прогиба характерна невысокая средняя эффективность ГРП. За весь период существования отрасли ее величина примерно вдвое ниже по сравнению с соседними районами Волго-Уральской антеклизы (например, с Жигулёвским сводом или Бузулукской впадиной).

Как показывают результаты поисковых работ, подобная ситуация отчасти обусловлена особенностями распределения начального углеводородного потенциала, существенно более высокого на юго-востоке Волго-Уральской антеклизы. С другой стороны, предпосылки к относительно пониженной эффективности ГРП на территории Рязано-Саратовского прогиба заложены в особенностях его геологического строения. Многократные тектонические перестройки привели к формированию сложных и многообразных структурных соотношений в различных тектонических зонах прогиба, обусловив тем самым сложную геологическую обстановку для проведения поисковых работ. В результате в старом нефтегазодобывающем регионе, каковым является Рязано-Саратовский прогиб, сохраняются высокие поисковые и инвестиционные риски, а целый ряд тектонических зон, несмотря на известную степень разбуренности и плотность сейсмических исследований, нельзя отнести к районам с высокой степенью изученности. Для повышения эффективности поиска скоплений углеводородов (УВ) в таких условиях недостаточно постоянного совершенствования геофизических технологий. Наряду с этим необходимо всестороннее изучение геологических закономерностей формирования месторождений УВ и накопленной за много-

ГЕОЛОГИЯ

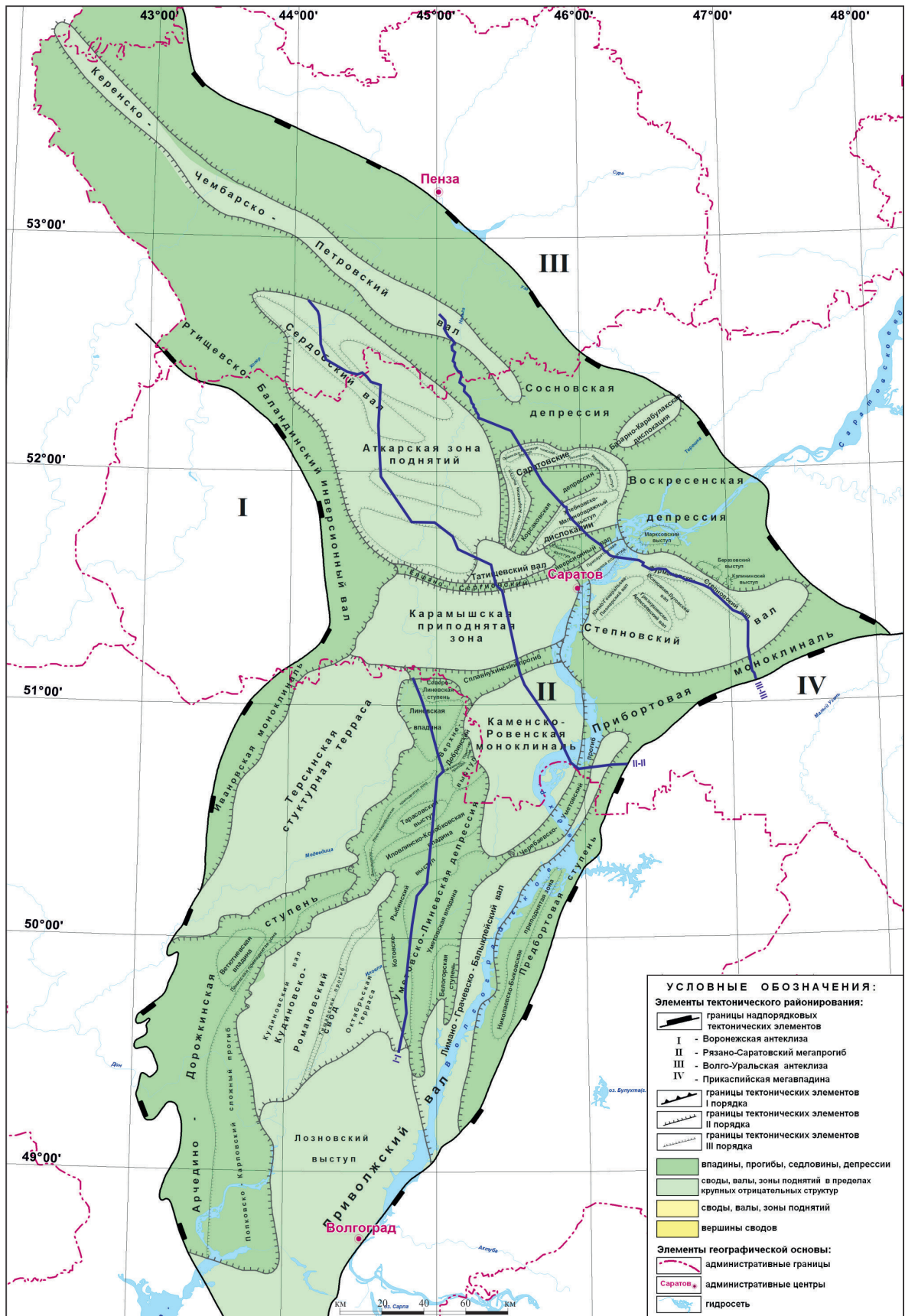


Рис. 1. Обзорная схема расположения профилей 2D моделирования на территории Рязано-Саратовского прогиба

ГЕОЛОГИЯ

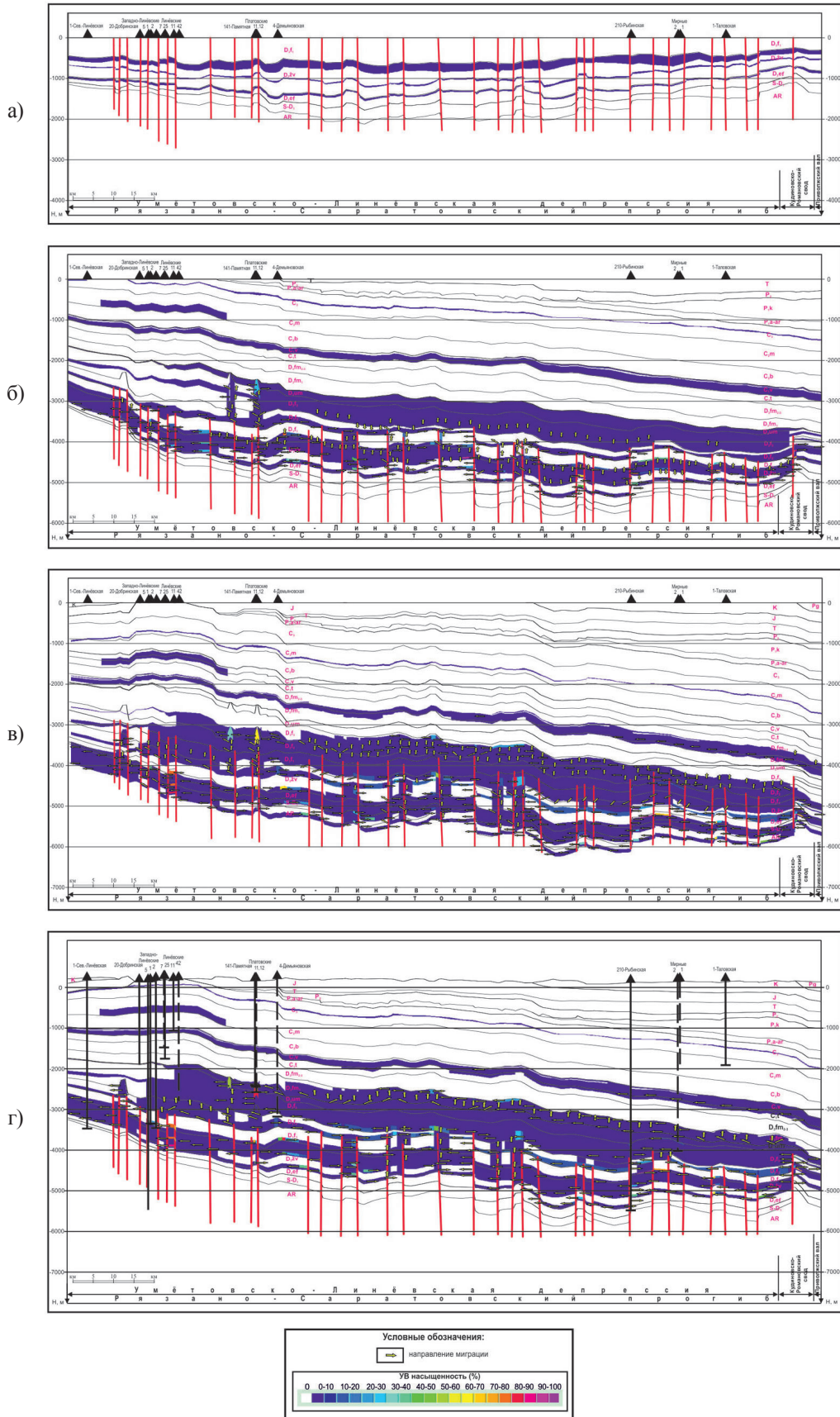


Рис. 2. 2D модель миграции и аккумуляции УВ по профилю I-I

а) на предсаргаевское время, б) на предюрское время, в) на предакчагыльское время, г) современная модель

ГЕОЛОГИЯ

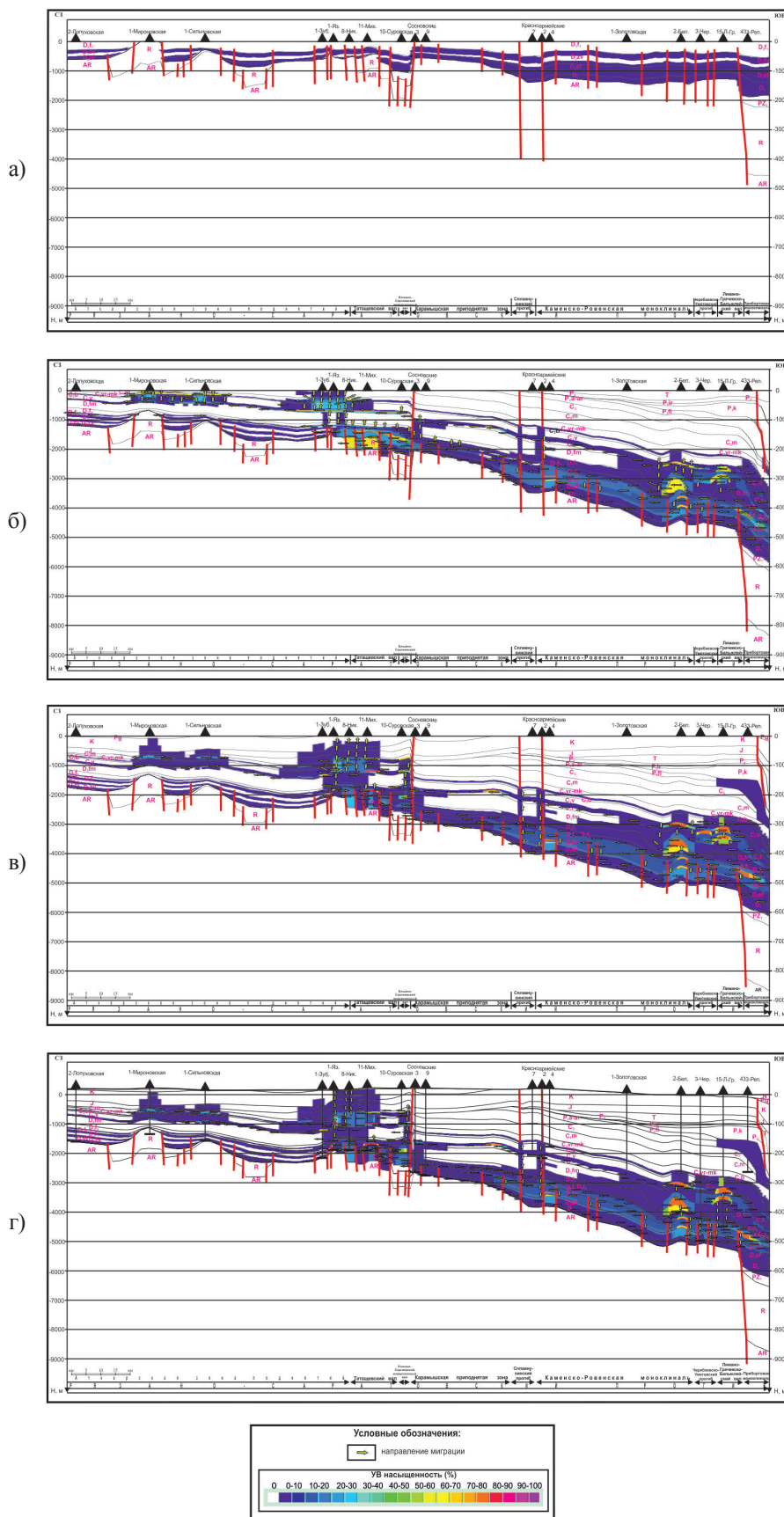


Рис. 3. 2D модель миграции и аккумуляции УВ по профилю II-II

а) на предсаргаевское время, б) на предъюрское время, в) на предакчагыльское время, г) современная модель

ГЕОЛОГИЯ

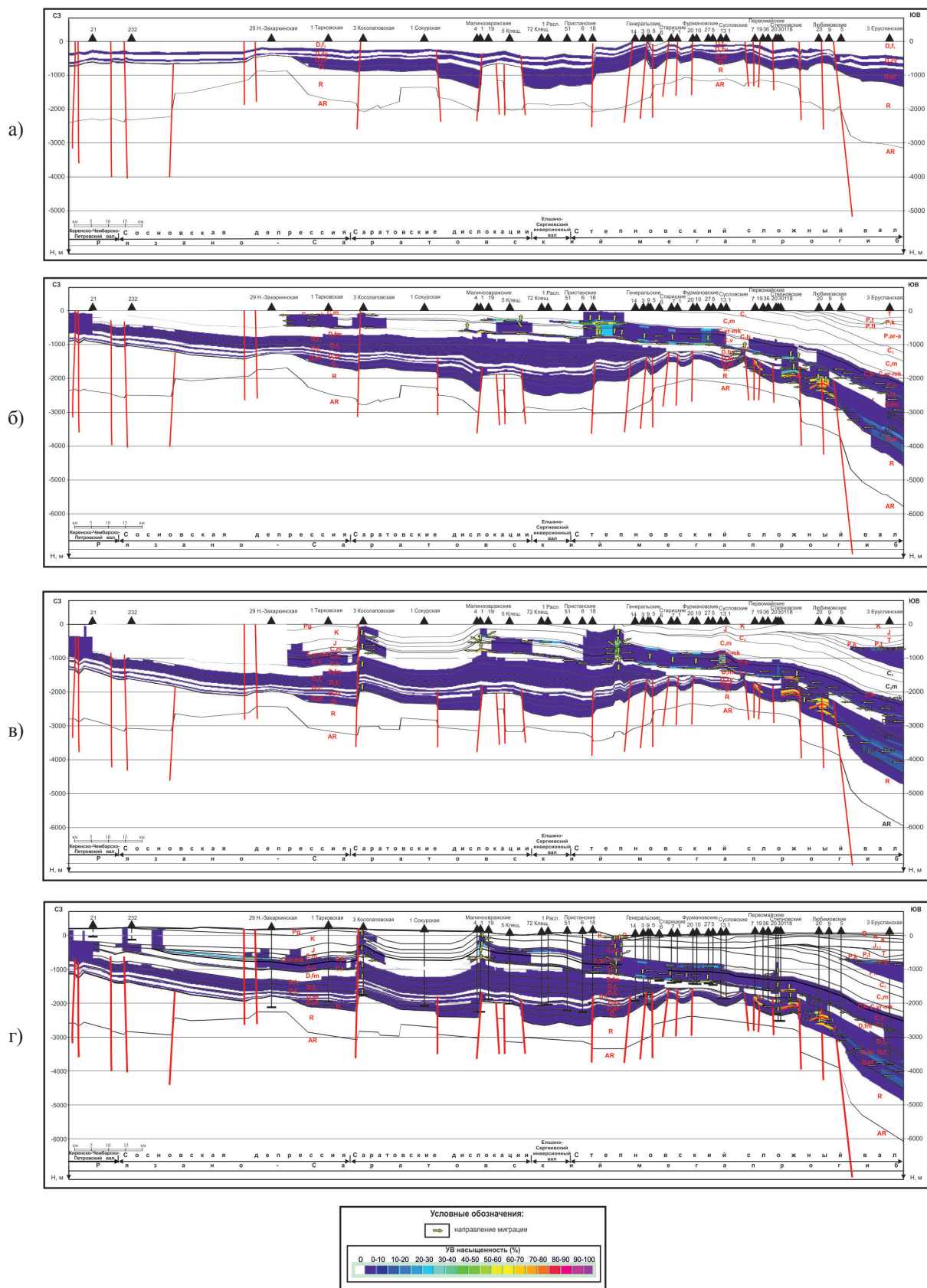


Рис. 4. 2D модель миграции и аккумуляции УВ по профилю III-III

а) на предсаргаевское время, б) на предъюрское время, в) на предакчагыльское время, г) современная модель

летний период ГРП геологической и геофизической информации.

В связи с высокой степенью разведанности ресурсной базы УВ сырья Рязано-Саратовского прогиба все более актуальной становится необходимость достоверной оценки перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов осадочного чехла. В первую очередь наиболее древнего эмско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса в районах с наиболее выраженной инверсионной тектоникой и принципиальным несоответствием структурных планов разновозрастных горизонтов осадочного чехла.

Одним из методов, позволяющих снизить поисковые и инвестиционные риски путем оценки степени перспективности и ранжирования выявленных и подготовленных объектов, в последние годы стало бассейновое моделирование. Среди ключевых задач бассейнового моделирования важной является определение принципов и путей миграции УВ и картирование зон их аккумуляции.

На территории Рязано-Саратовского прогиба проведено бассейновое моделирование (в том числе моделирование миграции и аккумуляции УВ) по нескольким региональным профилям. На рисунке 1 показана обзорная схема расположения наиболее информативных профилей в части миграции и аккумуляции, на рисунках 2-4 – результаты моделирования.

Для корректного моделирования необходимо понимание параметров среды и условий миграции. За последние несколько десятилетий опубликовано большое число работ различных исследователей (А. С. Зингер, В. В. Котровский, Е. В. Постнова, В. Я. Воробьев и др.), в которых детально изучены вопросы термических, барических и флюиодинамических условий недр Рязано-Саратовского прогиба. Термобарический и флюиодинамический режимы Рязано-Саратовского прогиба связаны с существованием флюиодальных систем с нормальными, повышен-

ными и аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). В пределах прогиба АВПД в отложениях терригенного девона установлены на площадях: Антиповской, Антиповско-Балыклейской, Белогорской, Восточно-Умётовской, Семёновской, Тамбовской, Западно-Степной, Западно-Ровенской и некоторых других. Максимальные превышения пластового давления в породах карбонатного девона установлены в Антиповско-Щербаковской зоне и Умётовско-Линёвской депрессии. Межпластовым перетокам и вертикальной миграции УВ по зонам трещиноватости и разрывным нарушениям способствуют не только тектонические факторы и силы гравитации, но и стремление системы к равновесию. Развитие аномально высоких пластовых давлений в нижней части разреза и их отсутствие в верхней части, с одной стороны, свидетельствуют о вертикальной неоднородности поля проницаемости и наличии миграционных барьеров. С другой – подобная разница потенциалов способствует восходящей миграции и межпластовым перетокам УВ по зонам трещиноватости и разрывных нарушений. Наибольшая интенсивность вертикальной миграции характерна для периодов повышения тектонической активности, например в предъюрское и предакчагыльское время.

Наибольший интерес с точки зрения формирования залежей углеводородов представляет региональный профиль I-I. Модель миграции и аккумуляции УВ по этому профилю показана на рисунке 2. Профиль в меридиональном направлении пересекает Умётовско-Линёвскую систему впадин и проходит через Памятно-Сасовское, Линёвское и Западно-Линёвское месторождения (рис. 1, 2).

По результатам моделирования реализации материнского потенциала очевидно, что нефтематеринский потенциал терригенного девона Умётовско-Линёвской системы впадин был в значительной степени реализован уже к концу кунгура. В настоящее время мате-

ринские породы терригенного девона этой системы впадин являются преимущественно источником газообразных УВ, формирующихся в зоне поздней генерации газа.

Высокая катагенетическая преобразованность нефтепроизводящих пород девона Умётовско-Линёвской системы впадин и Прибортовой моноклинали привела к формированию скоплений особо легкой нефти, газа и конденсата. Наиболее крупные месторождения Прибортовой ступени (Лимано-Грачёвское, Гурьяновское) продуктивны в бобриковских и турнейских отложениях.

На Памятно-Сасовском месторождении продуктивны евлановско-ливенские отложения семилукско-ливенской рифогенной постройки. Характерен длительный период заполнения ловушки в мезо-кайнозойское время. Материнскими породами Умётовско-Линёвской впадины, за счет которых произошло формирование большинства месторождений в евлановско-ливенских отложениях, являются средне-верхнефранские и Умётовско-Линёвские. При этом не исключена доминантная роль доманикоидных средне-верхнефранских отложений. Эйфельско-живетские отложения являются источником газообразных УВ, поступающих в залежи за счет вертикальных перетоков газа по зонам разрывных нарушений и вертикальной трещиноватости. Катагенетическая преобразованность нефтепроизводящих пород девона Умётовско-Линёвской системы впадин и преобладание II типа ОВ привели к формированию в евлановско-ливенских отложениях залежей легких нефтей.

Направление профиля I-I не является показателем для иллюстрации формирования Линёвского и Западно-Линёвского месторождений в бобриковских и мелекеских отложениях. При направлении профиля с севера на юг из моделирования полностью исключается влияние регионального наклона в сторону Прикаспийской впадины, которое, несомненно, весьма велико для нижне-средне-

каменноугольных коллекторов. Единственное заключение, которое правомерно по профилю I-I для этой части разреза, – это то, что собственного потенциала визейских и верейско-мелекеских материнских отложений недостаточно для формирования скоплений УВ в этих отложениях. Получить модели формирования залежей в этих отложениях по данному профилю можно только путем заданной оценки зон вертикальной проводимости (трещиноватости). Формирование таких залежей могло начаться в период преадакчагыльской тектонической активизации и продолжаться в современное время благодаря новейшим тектоническим движениям.

К западу и северу от Умётовско-Линёвской системы впадин отложения терригенного девона находятся в главной зоне генерации нефти. Эти факторы в совокупности с миграционными процессами формируют соответствующую зональность нефте- и газонакопления эмско-нижнефранского НГК. Полученные аналитические данные (в том числе данные пиролитических исследований) показывают, что зрелость отложений эмско-нижнефранского НГК возрастает с севера на юг и юго-восток от градаций ПК–МК₁ в северных районах Рязано-Саратовского прогиба до МК₄–МК₅ в Умётовско-Линёвской депрессии и Прикаспийской мегавпадине.

В северо-западной части Рязано-Саратовского прогиба на территории Пензенской области и соседних землях Саратовской области породы терригенного девона характеризуются низким уровнем зрелости (ПК) и низкой степенью реализации материнского потенциала ($TR < 0,1$), что создает неблагоприятные условия для формирования залежей УВ за счет их собственного материнского потенциала. Эти результаты моделирования подтверждаются аналитическими определениями. Пиролитические исследования в скв.1 Северо-Секретаркинской в афонинских аргиллитах с высоким содержанием $C_{орг}$ (1,42%

на породу) пик S_2 составляет 5,4 мг УВ/г, при этом величина пика S_1 составляет 0,14 мг УВ/г породы. Это говорит о том, что отложения практически не реализовали свой материнский потенциал.

Бобриковский коллектор на протяжении всего времени формирования скоплений УВ является наиболее эффективным для дальней латеральной миграции. Модель миграции и аккумуляции в бобриковских отложениях иллюстрирует принцип дифференциального улавливания при латеральной миграции в соответствии с региональным наклоном к Прикаспийской мегавпадине: газовые и газоконденсатные залежи (Лимано-Грачёвского, Белокаменного и Суровского месторождений) вверх по региональному наклону сменяются газонефтяными (Языковского и Михалковского месторождения) и нефтяными (Зубовское месторождение) (рис. 3).

Для начала формирования скоплений УВ в пределах Степновского сложного вала и Пугачёвского свода основное значение имеет предъюрская эпоха тектонической активности и последующий мезо-кайнозойский этап развития (рис. 4). Механизм формирования скоплений в целом аналогичен описанному выше.

В отложениях терригенного девона Степновского сложного вала за счет миграции из зон генерации в пределах Прибортовой моноклинали и сопредельных земель Прикаспийской впадины первоначально формировались нефтяные залежи. В последующее мезо-кайнозойское время по мере роста катагенетической зрелости материнских пород терригенного девона в залежи стал поступать жирный, а затем и сухой газ поздней генерации. Таким образом, формирование нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений, несомненно, носит вторичный характер. Рисунок 4, отражающий модель миграции и аккумуляции по профилю III-III, иллюстрирует еще одну интересную особенность нефтегазонакопления в терри-

генном девоне Степновского вала и Саратовских дислокаций. По направлению профиля в терригенном девоне заполнены ловушки Любимовского, Степновского, Первомайского и Восточно-Суловского месторождений. Заполнение ловушек происходит за счет миграции в соответствии с региональным наклоном к Прикаспийской мегавпадине. Ловушки северного склона Степновского вала, обращенные к Елшано-Сергиевскому валу и Саратовским дислокациям, – обводнены (рис. 4). Для их заполнения необходимо наличие зоны генерации в терригенном девоне Корсаковской депрессии Саратовских дислокаций. Однако такая зона генерации отсутствует. В результате ловушки в терригенном девоне на Малиноовражном (Саратовские дислокации), Генеральском, Старицком и Фурмановском (Степновский вал) месторождениях обводнены. Несоответствие структурных планов девона и карбона, устойчивый региональный наклон по каменноугольным отложениям в сторону Прикаспийской мегавпадины, наличие эффективных коллекторов в бобриковских отложениях и, вероятно, в верхней части турне (по поверхности предвизейского несогласия) обеспечивают возможность формирования скоплений УВ в этих отложениях за счет дальней латеральной миграции. Таким образом, происходит формирование скоплений УВ в нижнекаменноугольных отложениях на месторождениях Степновского вала и Саратовских дислокаций. Подобная модель подтверждается отражением принципа дифференциального улавливания в бобриковских залежах. Залежи в среднекаменноугольных отложениях формируются, главным образом, за счет вертикальных перетоков из нижележащих отложений.

Результаты моделирования по региональным профилям свидетельствуют о невозможности формирования скоплений УВ за счет собственного потенциала материнских пород северных районов Рязано-Саратовского прогиба.

1. Постнова Е. В. Формирование и эволюция геотермического режима Прикаспийской мегавпадины // Недр Поволжья и Прикаспия. – 2004. – Вып. 40. – С. 3-12
2. Аномально высокие пластовые давления и возможности их прогноза на территории северо-западной бортовой зоны Прикаспийской впадины /Е. В. Постнова, Г. В. Козлов, Л. В. Ячменёва, Е. Г. Скорнякова // Недр Поволжья и Прикаспия. – 1995. – Вып. 9 – С. 10-17.
3. Воробьев В. Я., Воробьева Е. В. Информативность геотерморазведки при прогнозировании нефтегазоносности платформенных структур // Недр Поволжья и Прикаспия. – 2006. – Вып. 48. – С. 45-55.
4. Галушкин Ю. И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. – Москва: Научный мир, 2007.

УДК 550.84+551.248.2 (470.44)

ВЛИЯНИЕ НЕОТЕКТОНИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТИ НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ПАРАМЕТРОВ В ПРИПОВЕРХНОСТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

© 2014 Е. К. Толмачёва

Саратовский госуниверситет

Теоретические основы проведения поверхностных газовых съемок были заложены в 30-х годах прошлого века В. А. Соколовым на основании высказанного им положения о вертикальной миграции углеводородных газов и сопутствующих компонентов от залежей к дневной поверхности и аномального их распределения в осадочной толще вплоть до поверхностных образований над залежью. В дальнейшем методика прямых поисков залежей совершенствовалась, и в 60-х годах XX века появилась модификация этого метода – газовая съемка по верхнему опорному горизонту, разработанная Д. С. Коробовым [1], которая заключается в изучении газообразных и парообразных углеводородов в опорной толще, залегающей относительно неглубоко от поверхности, но ниже зоны свободного газообмена с атмосферой. Использование данной методики позволило существенно повысить эффективность прогнозирования поисков скоплений нефти и газа.

Многолетние исследования показали, что практически над всеми месторождениями нефти и газа, особенно крупными, существуют аномальные поля концентраций различных геохимических показателей, как углеводородных, так и неуглеводородных, являющихся продуктами взаимодействия углеводородов с вмещающими породами. Как известно, миграционный углеводородный поток, пронизывая перекрывающую залежь толщу, создает в ней специфическую геохимическую обстановку, приводящую к изменению вещественного состава пород за счет перераспределения микроэлементов, формирования своеобразного минералогического облика, которое, в свою очередь, ведет к изменению физических характеристик разреза: плотности, электрических, тепловых, магнитных и др. свойств пород. Иными словами, выявлена пространственная связь аномалий геофизических, геохимических и биогеохимических полей в осадочной толще над месторождениями углеводородов,