

Опыт оценки перспектив нефтегазоносности осадочного чехла юго-востока Волго-Уральской НГП и сопредельной территории на основе технологий ВЛП и GEOARRHENIUS

■ Меркулов О.И., Титаренко И.А., Сизинцев С.В., АО «НВНИИГГ», г. Саратов.

Аннотация: В статье приведена информация по опыту использования авторских технологий в области интерпретации геофизических данных (вероятностный литологический прогноз – ВЛП), а также при проведении работ по моделированию углеводородных систем (GeoArrhenius). Технология ВЛП позволяет прогнозировать зоны развития коллекторов в нефтегазоносных комплексах различных бассейнов, а также дифференцированно подойти к перспективам локальных объектов. Технология GeoArrhenius применяется для восстановления композиционных кинетических спектров на начало катагенеза с целью их использования при бассейновом моделировании, что существенно влияет на прогноз нефтегазоносности.

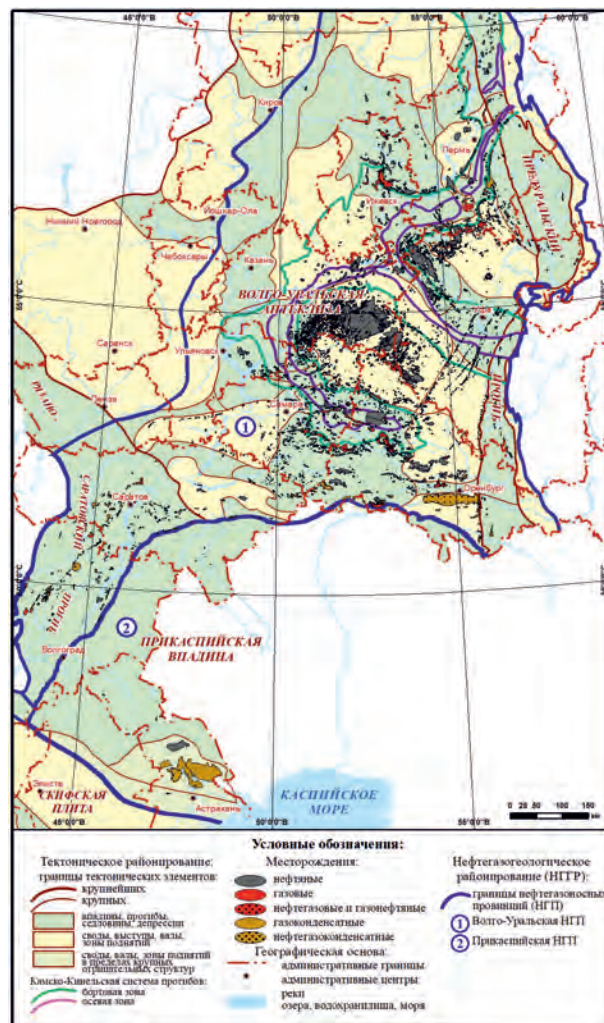
Ключевые слова: Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, Прикаспийская нефтегазоносная провинция, углеводородное сырье, интерпретация геофизических данных, технология вероятностного литологического прогноза, прогноз коллекторов, бассейновое моделирование, технология GeoArrhenius, нефтегазоматеринская толща, генерационный потенциал, перспективы нефтегазоносности.

Введение

Район работ включает различные по строению и геолого-геофизической изученности территории юго-востока Европейской части России. Во-первых, традиционные регионы добычи углеводородного сырья (УВС) – Самарская, Оренбургская, Саратовская и Волгоградская области в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП). Во-вторых, недоизученные геолого-геофизическими методами, но высокоперспективные в нефтегазовом отношении, территории Оренбургской, Саратовской, Волгоградской, Астраханской областей и Республики Калмыкия, приуроченные к Прикаспийской НГП (Рис. 1).

Прогнозные и перспективные извлекаемые ресурсы (категории D0+D) углеводородного сырья территории составляют 16,6 млрд.т.у.т. В целом по Волго-Уральской НГП наблюдается преобладание жидких углеводородов (УВ) над газообразными в структуре ресурсов категорий D0+D – 70% и 30% соответственно. В Прикаспийской части региона резко

▼ Рис. 1. Обзорно-тектоническая схема района работ.



доминируют газообразные УВ – 85%. Доказанной промышленной нефтегазонасностью на территории исследований характеризуются палеозойские и протерозойские отложения центральной и южной частей Волго-Уральской НГП, мезозойские и палеозойские отложения Прикаспийской НГП. Вместе с тем, на территории последней основные перспективы нефтегазонасности связываются с подсолевыми палеозойскими отложениями.

Комплексом-доминантом по Волго-Уральской НГП является эмско-нижефранский. В отложениях комплекса открыты такие значительные по запасам месторождения УВС, как Ромашкинское, Ново-Елховское, Бавлинское, Туймазинское и др. Второе место занимает верхнетурнейско-визейский нефтегазоносный комплекс (НГК). Далее следуют асесльско-кунгурский подкомплекс, среднефранско-турнейский и верхневизейско-башкирский НГК. Доля ресурсов остальных комплексов существенно ниже.

Среди нефтегазоносных комплексов Прикаспийской НГП максимальный объем ресурсов сосредоточен в визейско-нижебашкирском. Далее следуют глубокопогруженные подсолевые комплексы – эмско-нижефранский и среднефранско-турнейский. Четвертое место занимает каширско-нижнепермский НГК, а наименьший объем ресурсов приурочен к мелекесско-верейскому и надсолевому комплексам.

Изучаемый регион является традиционной территорией работ АО «НВНИИГГ». За последние годы в институте разработан и применяется целый ряд методических решений и разработок, позволяющих обоснованно подойти к оценке перспектив нефтегазонасности и, как следствие, снизить поисковые

риски. Среди таких разработок наиболее эффективными являются авторская технология вероятностного литологического прогноза (ВЛП) и технология GeoArrhenius, позволяющая оценить базовые характеристики нефтегазоматеринских толщ.

Методы исследования

Динамическая интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-2D/3D.

Авторская интерпретационная технология ВЛП была разработана и запатентована сотрудниками института на рубеже 90-х и 2000-х годов [10]. Технология базируется на статистическом алгоритме динамической инверсии, обеспечивающим оценку упругих характеристик изучаемой части геологического разреза по данным МОГТ. В основу алгоритма положена селекция упругих моделей анализируемого интервала разреза, генерируемых случайным образом, по степени подобия порождаемых ими синтетических сейсмотрасс соответствующему фрагменту реальной суммотрассы МОГТ. При реализации прогноза с помощью генератора случайных чисел осуществляется перебор параметров пластовой упругой модели среды в заданных пределах. Объем статистического эксперимента в каждой точке прогноза составляет 10000-100 000 000, что регулируется скоростью получения устойчивого в пределах достижимой детальности решения. Результат прогноза, получаемый в виде детальной попластовой упругой характеристики, в дальнейшем по петрофизическим зависимостям пересчитывается в пористость, мощность, эффективную толщину коллектора, проницаемость, глинистость, процентное содержание в породе различных компонентов и другие геологические параметры, представляющие практический интерес.

Технология ВЛП реализована в виде программно-модульной системы, обеспечивающей интерактивный режим выполнения и снабженной развитым пользовательским интерфейсом. Кроме модулей, реализующих сейсмическую динамическую инверсию и пересчет ее результатов в требуемые прогнозные параметры, интерпретационная технология включает модули сейсмопетрофизического тестирования и специализированной обработки данных МОГТ и ГИС (Рис. 2).

Эта технология позволила прогнозировать зоны развития коллекторов в нефтегазоносных комплексах девона, карбона и перми, а также дифференцированно подойти к перспективам локальных объектов. Первоначально ВЛП использовалась при динамической интерпретации данных региональной сейсморазведки МОГТ-2D на территории Саратовской области и сопредельных регионов. В настоящее время эта технология ориентирована преимущественно на сейсморазведку МОГТ-3D и активно

▼ Рис. 2. Схема реализации технологии ВЛП.





▲ Рис. 3. Схема реализации технологии GeoArrhenius.

используется при работах института как в пределах Российской Федерации, так и в нефтегазоносных бассейнах за ее пределами.

Определение базовых параметров нефтегазоматеринских толщ.

Технология GeoArrhenius разработана в 2019-2020 гг. В последующие годы эта технология дорабатывалась по мере выполнения АО «НВНИИГГ» работ по моделированию УВ систем в различных нефтегазоносных бассейнах мира. В настоящее время технология запатентована – выдано 2 патента [5, 6].

Технология GeoArrhenius включает в себя 6 последовательных этапов исследований, которые можно сгруппировать в 3 блока (Рис. 3) [5, 6]. Первый блок – аналитические исследования и анализ их результатов на основе стандартных приборов и программного обеспечения. На начальном этапе работ осуществляются пиролитические исследования Rock-Eval с целью определения генерационных характеристик нефтегазоматеринских пород, а также информации о катагенетической зрелости РОВ и степени реализации нефтегазового потенциала

(параметры S1, S2, TOC, Tmax и др.). Результаты этих исследований используются при выборе представительного образца нефтегазоматеринской породы и проведения дальнейших исследований.

В большинстве случаев образец породы, полученный из керна скважины, является катагенетически преобразованным. Использование катагенетически преобразованного образца для обоснования кинетического спектра в рамках моделирования УВ систем приведет к некорректной оценке компонентного состава и объема генерированных УВ нефтегазоматеринской толщей. Поэтому для обоснования кинетических спектров без технологии GeoArrhenius может использоваться лишь ограниченный набор образцов пород, характеризующихся грациями протокатагенеза. Зачастую найти такой образец в исследуемом нефтегазоносном бассейне не представляется возможным. Технология GeoArrhenius позволяет использовать в кинетических исследованиях образцы, преобразованные до градации МКЗ мезокатагенеза.

Важным этапом изучения нефтегазо-

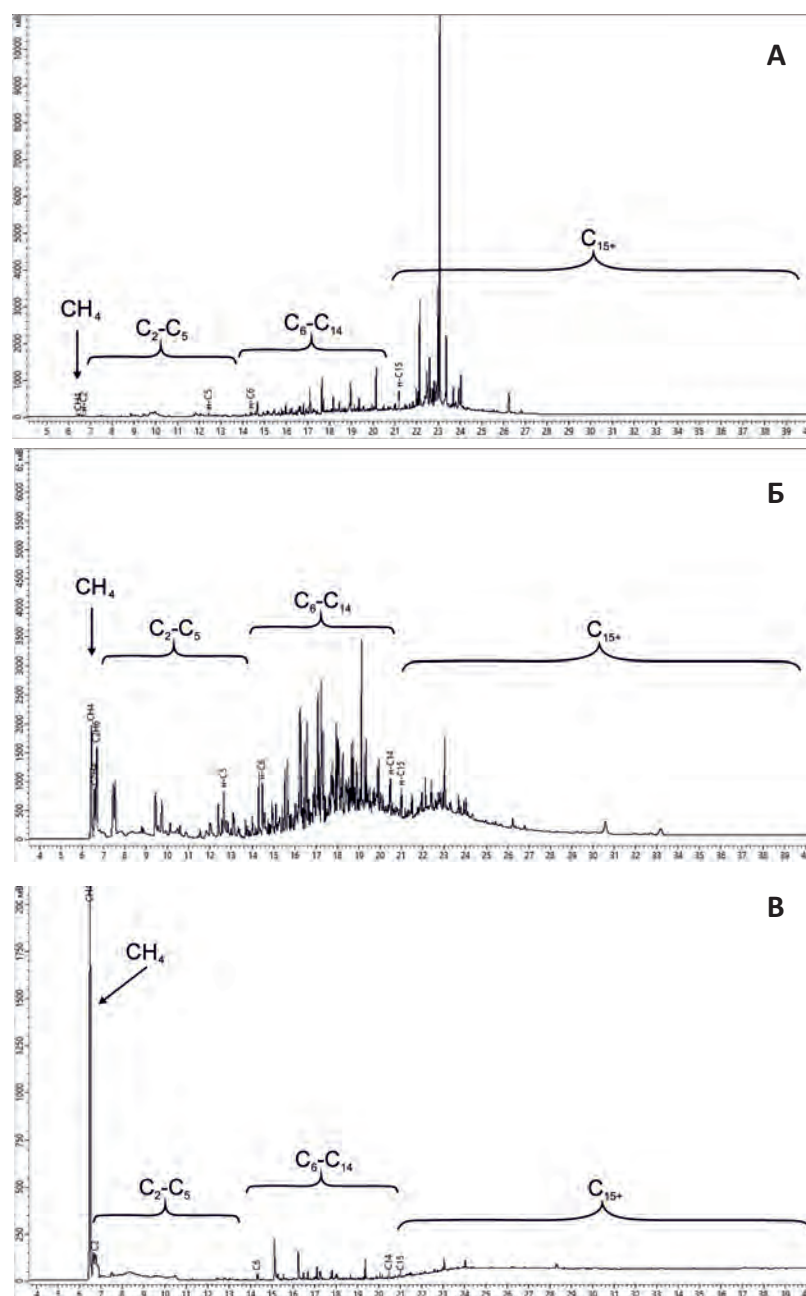
материнских свойств образца породы является оптимизация и расчёт однокомпонентных (некомпозиционных) кинетических спектров. Для этого могут быть использованы стандартные программные комплексы OptKin (Beicip-Franlab) или GEOWORKS (VINCI Technologies).

Второй блок включает лабораторно-аналитические работы по обоснованию многокомпонентных (композиционных) кинетических спектров. Хроматографические исследования проводятся на хроматографе «Кристалл 5000.2/П4». Для решения задачи по уверенной

дифференциации УВ компонентов в широком диапазоне соединений от C_1 до C_{40+} (в том числе газообразных УВ – C_{1-5}) в течение одного хроматографического цикла была проведена модернизация оборудования и оптимизирована методика исследования [4].

Отличительной способностью «Кристалл 5000.2/П4» является дифференциация газообразных УВ в диапазоне C_{1-5} . Это особенно актуально для образцов, характеризующихся преимущественно газогенерационным потенциалом (Рис. 4).

► Рис. 4. Хроматограммы продуктов пиролиза образца E-3563 из доманиковых отложений Тимано-Печорской НГП, снятые при температурах нагрева:
а) 340°C;
б) 460°C;
в) 640°C.



В случае, если полученный спектр не отражает начальные генерационные характеристики керогена, то к нему применяется процедура SpectrNeural (составная часть GeoArrhenius), основанная на нейросетевом моделировании. При обучении нейронных сетей могут быть использованы как базовые кинетические спектры из библиотек программных комплексов PetroMod или TemisFlow, так и авторские разработки. В настоящее время специалистами АО «НВНИИГГ» обоснованы более 100 авторских композиционных кинетических спектров по многочисленным нефтегазоносным бассейнам Российской Федерации и зарубежных стран, которые также используются при обучении нейронных сетей.

Результаты

Неантиклинальные ловушки Пугачевского свода и сопредельной территории.

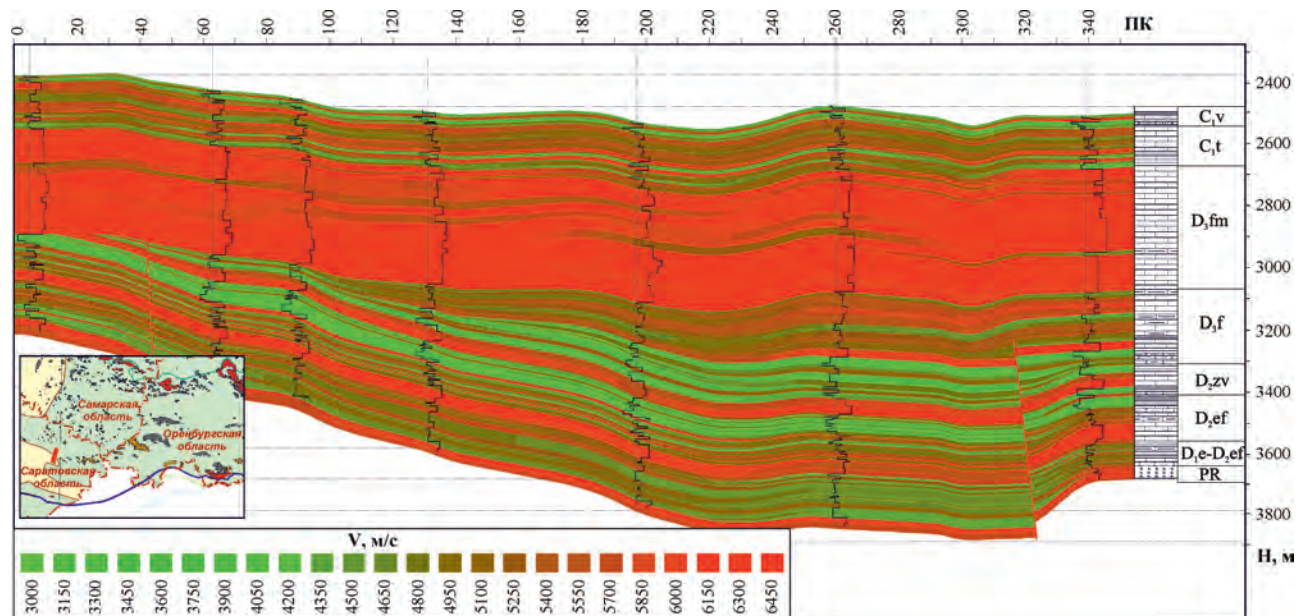
Отличительной особенностью Пугачевского свода является ярко выраженное предпозднефранское стратиграфическое несогласие. На поверхность

несогласия в сводовых частях Клинцовской и Балаковской вершин выходят породы архея-раннего протерозоя, а в периферийных частях свода под позднефранскими и фаменскими отложениями залегают раннефранские отложения, что служит благоприятным фактором развития здесь неантиклинальных ловушек различного генезиса: литологически и тектонически экранированных, облекания останцов фундамента. Применение технологии ВЛП позволило уверенно картировать неантиклинальные ловушки на уровне нижневерхнедевонского НГК с прогнозом петрофизических характеристик целевой части разреза (Рис. 5).

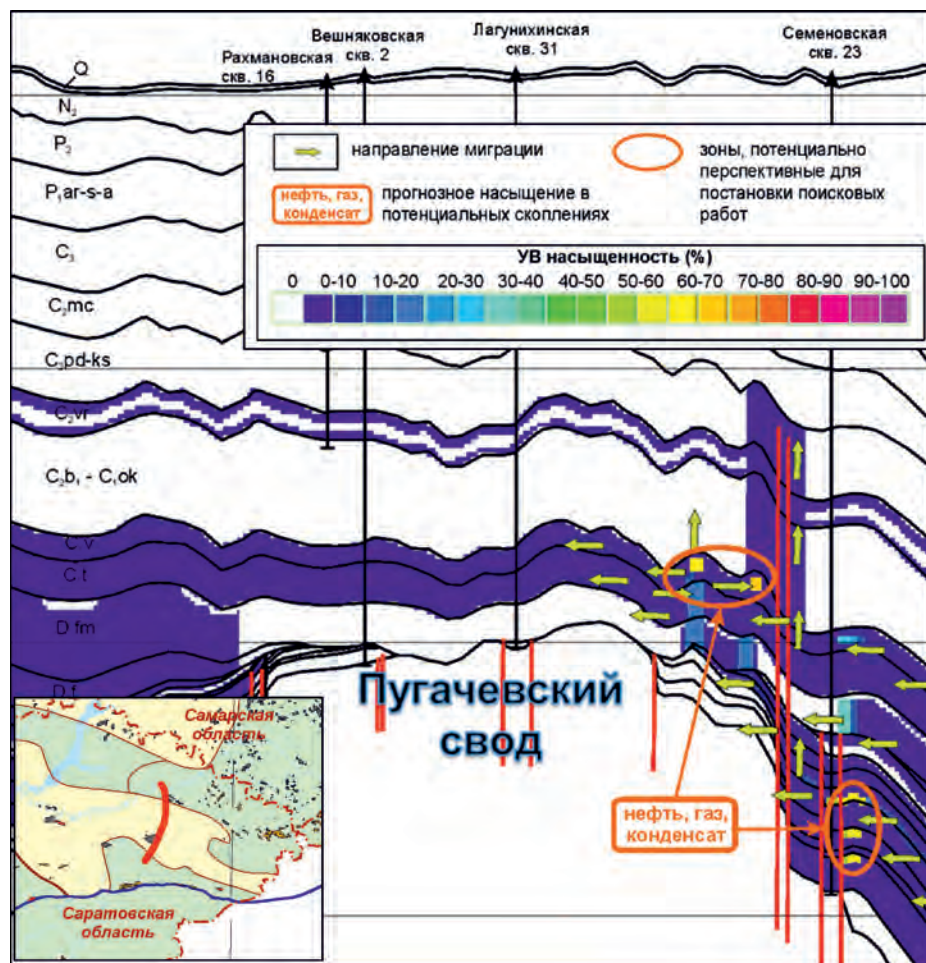
На основе углубленной интерпретации сейсморазведочных данных здесь выделен ряд объектов рифогенного генезиса на уровне отложений среднего девона (пласт IV ардатовского горизонта). Залежи нефти в аналогичных по генезису объектах были открыты на Любимовской и Тамбовской площадях Степновского сложного вала.

Результаты моделирования УВ систем 2D и 3D свидетельствуют о благоприят-

▼ Рис. 5. Прогнозный литолого-скоростной разрез по линии МОГТ-3D (технология ВЛП), секущий Клинцовскую вершину Пугачевского свода.



► Рис. 6. 2D модель миграции и формирования УВ скоплений на склонах Пугачевского свода за счет миграции из прибортовой части Прикаспийской НПП.



ных условиях формирования здесь залежей нефти и газа в отложениях эмско-нижнефранского комплекса, что обосновывается наличием нефтегазоматеринских толщ на уровне среднего и позднего девона, развитием коллекторских толщ и путей миграции по многочисленным разрывным нарушениям. Основные очаги генерации, оказавшие ключевое влияние на современную нефтегазонасность, расположены в пределах южных склонов свода и Прибортовой моноклинали (Рис. 6). В связи с различными термобарическими условиями на этой территории состав генерированных УВ включает в себя как жидкие, так и газообразные УВ. В результате на этой территории на уровне эмско-нижнефранского комплекса возможно формирование залежей со сложным фазовым составом от нефтяных, нефтегазоконденсатных до газоконденсатных. При этом

прогнозируются легкие нефти и газы с высоким содержанием конденсата.

Выполненные ранее на изучаемой территории ГРП в основном ориентировались на поиск традиционных антиклинальных ловушек или антиклинальных ловушек с элементами тектонического экранирования. Остальные типы ловушек здесь не опоскованы. Поиск залежей УВ в неантиклинальных ловушках на уровне среднего и верхнего девона может рассматриваться основным направлением работ на изучаемой территории на ближайшую и среднесрочную перспективу.

Передовые складки Уральской складчатой системы.

До настоящего времени передовые складки Урала остаются недостаточно изученными геолого-геофизическими методами. Поисковые работы традици-

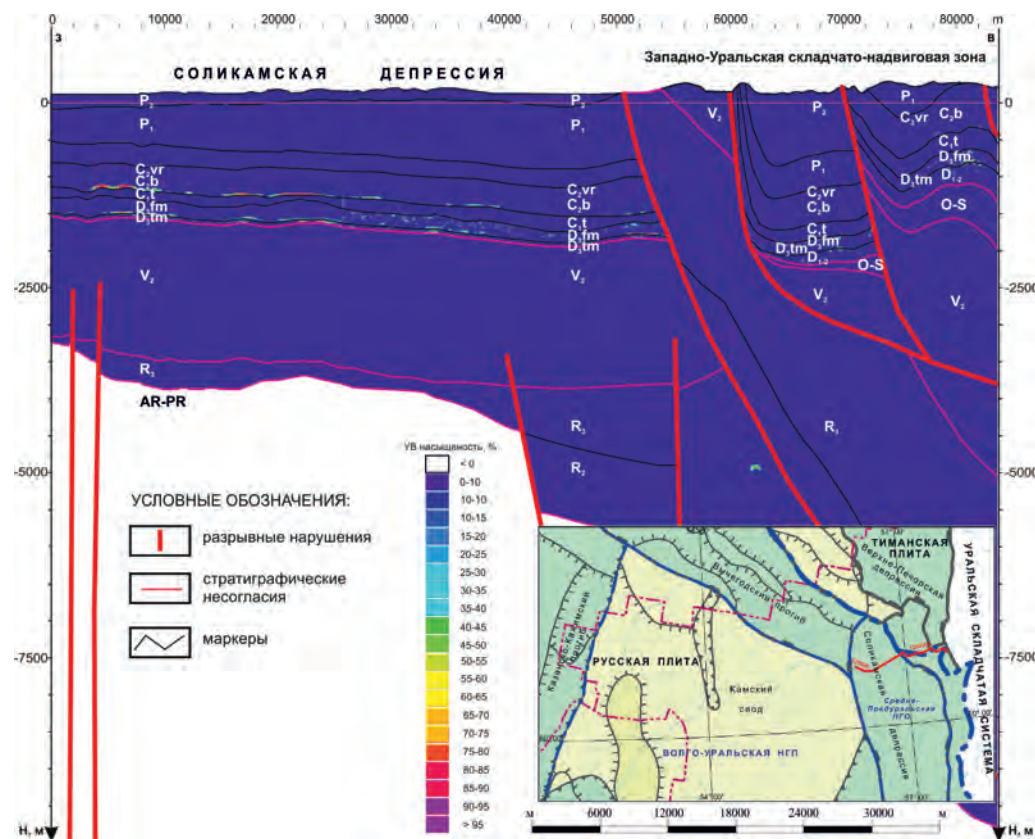


Рис. 7. Прогноз УВ насыщенности по композитному профилю на основе реализации бассейнового моделирования 2D.

онно концентрировались в пределах платформенной части Волго-Уральской провинции, что привело к открытию здесь большого количества, в том числе, крупных и гигантских месторождений УВ.

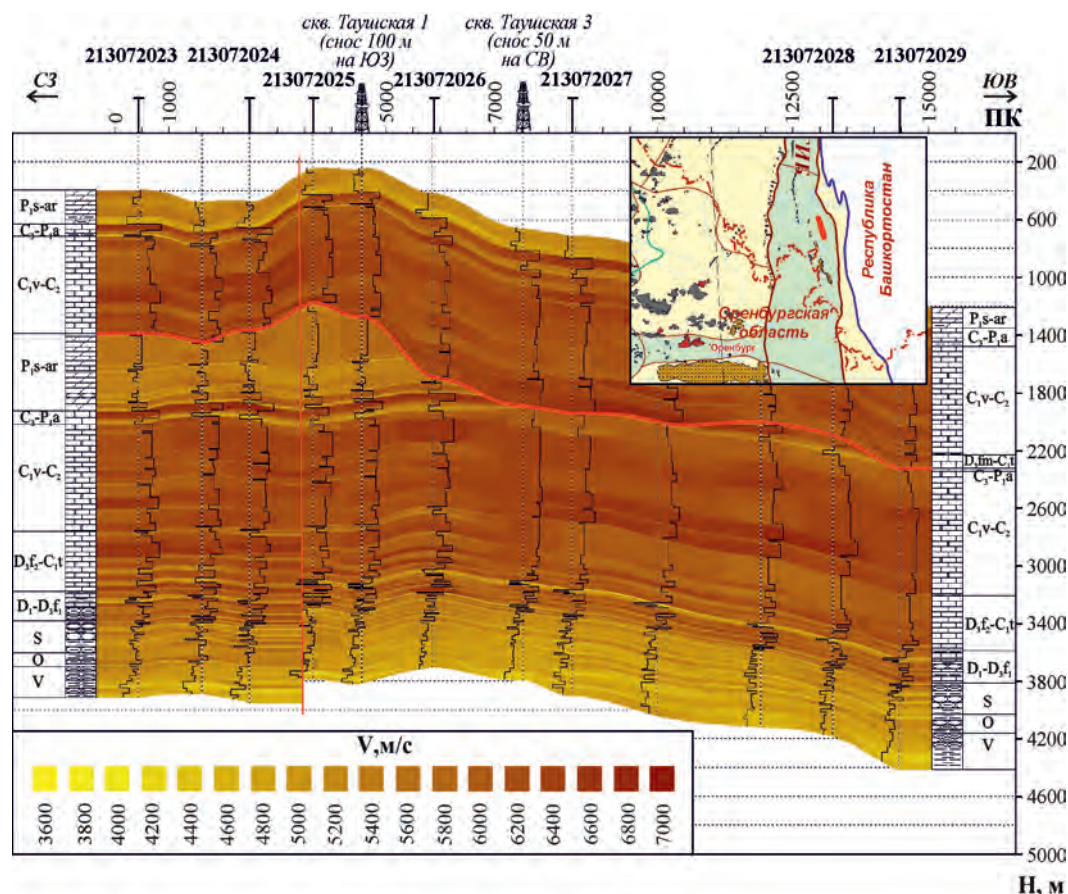
В связи с истощением ресурсного потенциала традиционных регионов нефтедобычи все более возрастает интерес к ранее пропущенным и недоизученным территориям и направлениям работ, среди которых высокоперспективными являются зоны развития надвиговых дислокаций (передовых складок) по периферии Восточно-Европейской платформы [11]. Изучение этой сложно построенной территории стало возможным в связи с развитием в последние годы высокоразрешающих геофизических методов, а также мощного аппарата геологического анализа на основе бассейнового моделирования 2D. Развитие технологий геологического моделирования позволяет по-новому подойти к изучению формирования потенциальных ловушек УВ различного типа (Рис. 7).

Зона передовых складок Урала протягивается с севера на юг на расстояние более 2000 км при ширине в первые десятки километров. Эта территория характеризуется всеми необходимыми для обоснования промышленной нефтеносности критериями: наличием ловушек, коллекторов и флюидоупоров, богатых органическим веществом нефтегазоматеринских толщ, промышленных нефтегазопроявлений и т.д. Кроме того, формирование Уральской складчатой системы в северной части региона могло оказать положительное влияние на реализацию нефтегазоматеринского потенциала верхнепалеозойскими толщами.

Неразведанные ресурсы нефти и газа, связанные с надвиговыми дислокациями Урала, могут в ближайшем будущем послужить базой для увеличения нефтегазового потенциала Волго-Уральской НГП [11].

На основе выполненных в 2019-2020 гг. сейсморазведочных работ МОГТ-2D с

► Рис. 8.
Прогнозный
литолого-
скоростной
разрез по
профилю
МОГТ-2D
(технология
ВЛП) через
восточную
часть
Уральской
складчатой
системы.



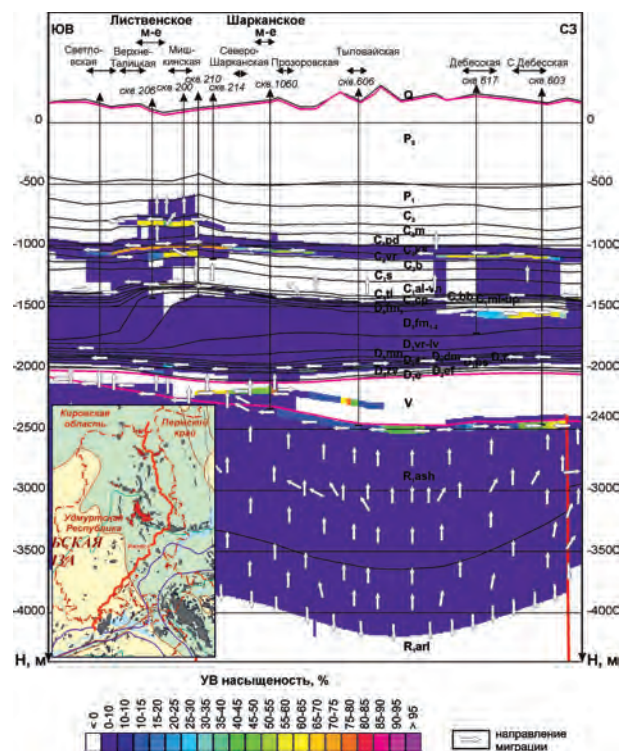
применением ВЛП технологии (Рис. 8) в южной части Республики Башкортостан (передовые складки Урала) было закартировано 29 локальных объектов. На основе моделирования УВ систем прогнозируется преимущественно нефтяной флюидалный состав залежей. Суммарные локализованные ресурсы выявленных объектов по категории D_L составляют: нефти – 99,6 млн. т геологических и 34,1 млн. т извлекаемых, растворенного газа – 0,12 млрд. m^3 геологических и 0,04 млрд. m^3 извлекаемых. Наиболее крупный по ресурсам выявленный объект оценивается в 8,5 млн т.у.т извлекаемых ресурсов категории D_L .

Отдельного изучения заслуживают потенциально перспективные в нефтегазовом отношении молассоидные толщи восточного борта Предуральского прогиба и сопредельных территорий складчатого Урала, с которыми могут связаны крупные газовые и газоконденсатные залежи [7].

Особенности формирования месторождений УВ в северной части Волго-Уральской НГП.

Одним из важных вопросов оценки перспектив нефтегазоносности девонско-каменноугольных отложений платформенной части Пермского края и Удмуртской Республики является обоснование очагов и объемов генерированных УВ. Прямое моделирование процессов формирования УВ скоплений традиционно приводило к дефициту УВ, генерированных девонскими отложениями, и не достаточным объемам генерации для формирования месторождений УВ [1, 9].

Согласно моделированию УВ систем 2D и 3D на основе технологии Geo-Arrhenius (Рис. 9) на платформенной территории северной части Волго-Уральской НГП выделяются две генерационно-аккумуляционные системы. Первая, нижняя, территориально коррелирует с областью распространения протерозойских отложений. По разрезу



▲ Рис. 9. Фрагмент модели миграции, аккумуляции и формирования потенциальных зон нефтенакпления по региональному профилю МОГТ-2D.

включает в себя отложения от нижнего рифея до среднего девона. В силу особенностей генезиса органического вещества отложений среднего девона современной катагенетической зрелости органического вещества недостаточно для запуска активных процессов генерации УВ и формирования промышленно значимых скоплений УВ. В качестве основных источников УВ в нижней генерационно-аккумуляционной системе выступают нижнерифейские терригенно-карбонатные отложения. В силу реализации нефтематеринского потенциала этими толщами в преддевонское время большая часть сформировавшихся УВ потеряна. Благодаря преддевонским эрозионным процессам первичные УВ системы попали в зону гипергенеза, что привело к потере (рассеиванию) газообразных компонентов и биodeградации нефтей. Низкая миграционная способность вендских окисленных нефтей

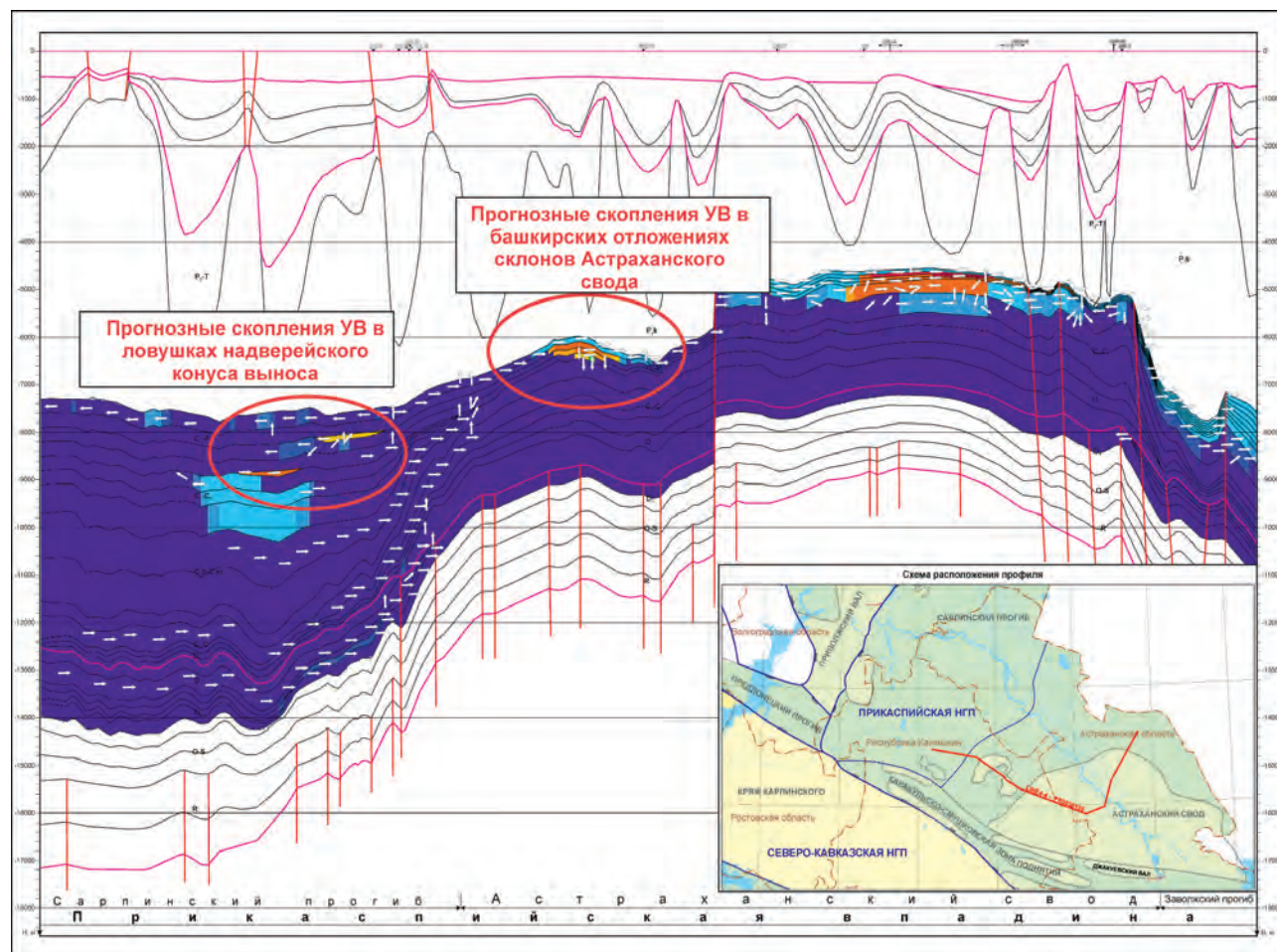
обусловила их сохранность до настоящего времени в протерозойских отложениях (Тылочайское и Шарканское месторождения), а в некоторых случаях миграцию в среднедевонские отложения (Чубойское месторождение).

Верхняя генерационно-аккумуляционная система включает в себя отложения от нижнего франа до нижней перми включительно. Основные нефтегазоматеринские толщи приурочены к среднефранским и верхнефранским отложениям. Восстановление кинетических спектров на основе технологии GeoArrhenius и их сопоставление с кинетическими спектрами катагенетически не преобразованного органического вещества южной части Тимано-Печорской НГП свидетельствует об активной генерации УВ на стадиях позднего протокатагенеза и раннего мезокатагенеза. Высокое содержание рассеянного органического вещества, достигающее в породах 10-15%, привело к генерации в промышленных масштабах достаточных для формирования крупных по запасам месторождений УВ.

Таким образом, современный промышленный нефтегазоматеринский потенциал каменноугольных и пермских отложений сформирован благодаря вертикальной миграции УВ преимущественно из отложений верхнего девона и последующей дифференциацией по миграционным свойствам и фазовому составу.

Российская часть Прикаспийской НГП.

Высокими перспективами выявления значительных по запасам залежей УВ является территория Астраханского свода и его склонов [3]. Результаты сейсморазведочных работ свидетельствуют о развитии по кровле башкирских карбонатов крупных зон поднятий



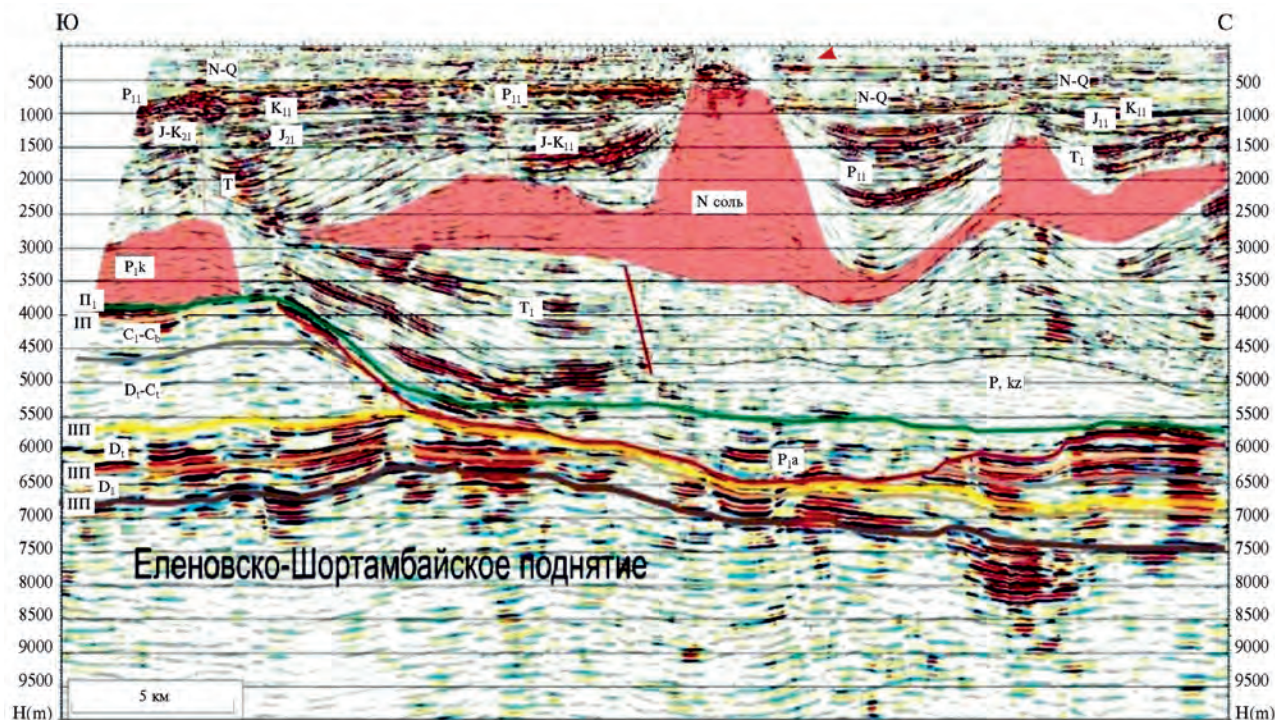
▲ Рис. 10. Модель миграции и аккумуляции УВ по фрагменту композитного профиля в юго-западной части Прикаспийской НГП.

по периферии Астраханского свода: Юстинское, Буратинское и т.д. Эта территория является перспективной на выявление газовых и газоконденсатных залежей (Рис. 10). Формирование крупных скоплений УВ здесь подтверждается выявленными крупными и гигантскими месторождениями УВ: Западно- и Центрально-Астраханским, Левобережной и Правобережной частями Астраханского газоконденсатного месторождения. Главными проблемами при освоении вновь открываемых залежей, возможно, будет достаточно высокая концентрация кислых компонентов (сероводорода и углекислого газа). Однако в северном направлении прогнозируется уменьшение их концентраций и, соответственно, улучшение качества УВ сырья.

Сейсморазведочными работами

последних лет на территории российской части Прикаспийской НГП были выявлены многочисленные и достаточно крупные объекты по кровле башкирского яруса (отражающий горизонт P_2) и подошве соленосной толщи (отражающий горизонт P_1). Первые, как правило, осложняют зоны поднятий, имеющих тектоническую природу: Озинскую, Алтатинско-Никольскую и Ерусланско-Упрямовскую.

На протяжении примерно 20 лет с даты открытия в Уральской области Казахстана месторождения Карачаганак геологоразведочные работы на подсолесные отложения в северной и северо-западной части Прикаспийской НГП были ориентированы на выявление и подготовку крупных высокоамплитудных рифогенных массивов по кровле башкир-



▲ Рис. 11. Глубинный динамический разрез по сейсмическому профилю через Еленовско-Шортамбайский вал (Ю.А. Волож и др., 2019 г.).

ских карбонатов. Эта парадигма привела к неудачам поисково-оценочных работ (скважины Черная Падина №1, Каинсайские №№1 и 2, Буранная №1 и др.).

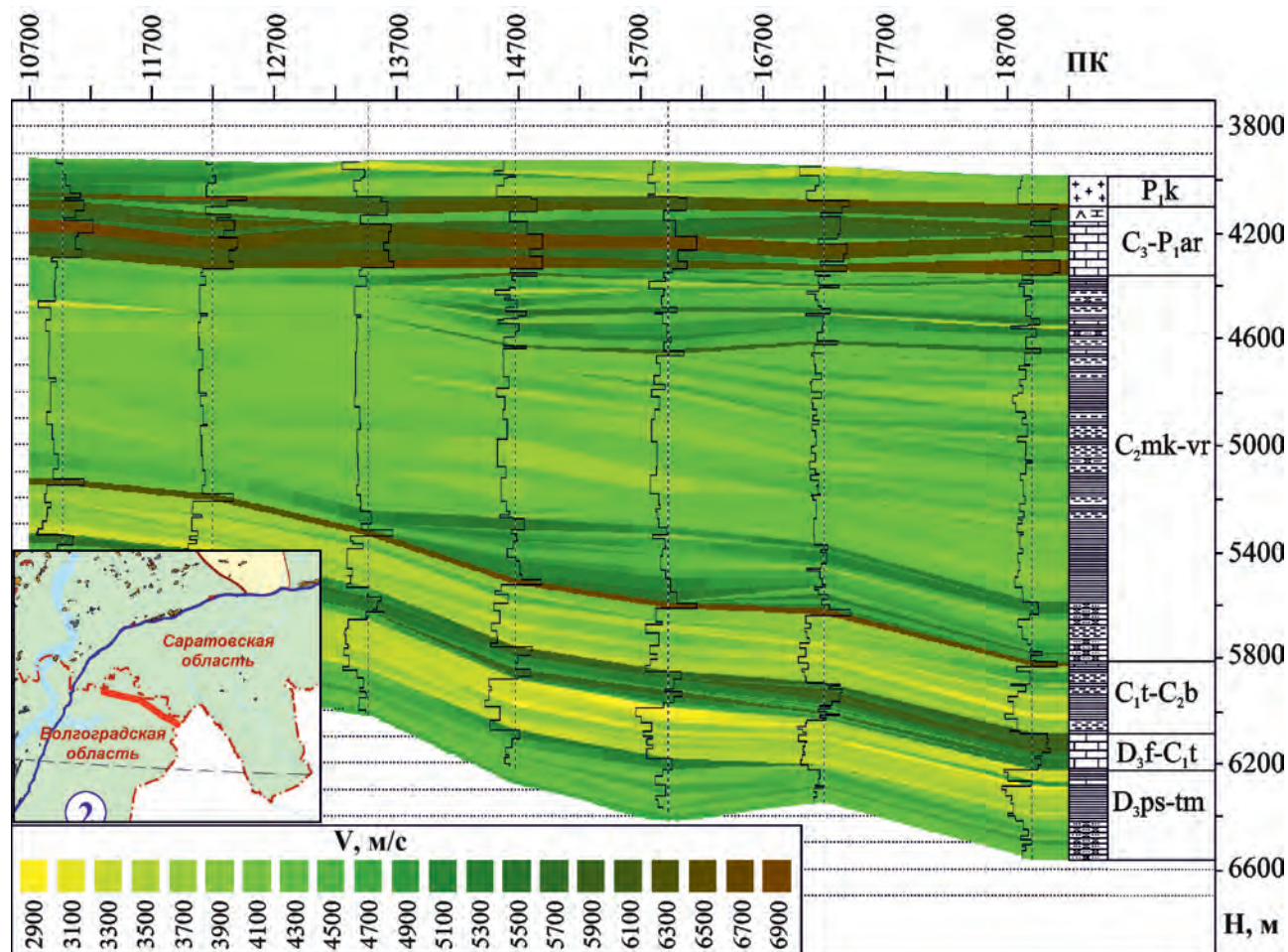
Дальнейшие зонально-региональные и поисковые работы показали, что объекты Карачаганакского типа если и получили развитие в российской части провинции, то достаточно редки, и их выявление является уникальным событием. Вероятно, основными поисковыми объектами на рассматриваемой территории являются крупные поднятия преимущественно тектонической природы, резервуаром в которых являются карбонатные визейско-башкирские отложения, а флюидопором глинисто-аргиллитовые разности мелекесско-верейской толщи или сульфатно-соленосные отложения нижней перми [8].

В надверейских отложениях российской части Прикаспийской НГП прогнозируется развитие массивных резервуаров, приуроченных к крупным объектам седиментационной природы – подвод-

ным конусам выноса центральной части Прикаспийской депрессии (Рис. 11). Наличие таких объектов предполагается в раструбе Рязано-Саратовского прогиба (северо-западная часть НГП), а также по периферии Астраханского свода в Заволжском и Сарпинском прогибах [2]. В современном структурном плане конусам выноса могут соответствовать перекрытые соленосной толщей крупные валообразные поднятия протяженностью до десятков километров и амплитудой до 1000 м.

Не исключена возможность формирования песчаных резервуаров на уровне мелекесско-верейских отложений (Рис. 12). С этой толщей может быть связано выявление крупных и гигантских газовых залежей [8]. При этом в составе газа прогнозируется отсутствие кислых компонентов.

Активное изучение геолого-геофизическими методами надсолевых отложений продолжалось до первой половины семидесятых годов. В шестидесятых был



▲ Рис. 12. Прогнозный литолого-скоростной разрез по профилю МОГТ-2D (прикаспийский сектор Волгоградской области), построенный по результатам сейсмической инверсии.

достигнут пик интенсивности прироста запасов нефти и газа по надсолевым отложениям в Прикаспийской НГП. Причиной послужило открытие трех средних по запасам месторождений Кенкияк, Прорва и Мартыши (Республика Казахстан). В дальнейшем эффективность работ начала падать.

Снижение эффективности поисково-разведочных работ и преобладание в надсолевых отложениях мелких по запасам месторождений стали причинами постепенного наращивания с конца 60-х годов объемов ГРП на подсолевые отложения. Открытие в подсолевых отложениях ближайшего обрамления Прикаспийской НГП Оренбургского месторождения послужило толчком к активизации работ по подсолевому направлению. В 70-80-х это привело к

открытию гигантских месторождений Астраханского, Тенгизского, Карачаганакского, крупных Жанажольского, Королевского, Имашевского. В результате с 80-х годов работы по изучению надсолевых отложений стали проводиться в ограниченных объемах или попутно с изучением подсолевых.

Вместе с тем, надсолевые отложения остаются перспективным направлением работ в регионе. Об этом свидетельствует открытие и разработка новых месторождений УВ (Узеньского, Юртовского), наличие значительных по запасам месторождений нефти (Верблюжье).

Поисково-оценочные работы на надсолевые отложения должны быть основаны на парадигме, принципиально отличающейся от платформенных частей Волго-Уральской или подсолевых отло-

жений Прикаспийской НГП. Каждый из нефтегазоносных районов, а зачастую и отдельные мульд, характеризуются своими особенностями формирования УВ скоплений. При прогнозе перспектив нефтегазоносности и планировании ГРП необходимо учитывать генезис УВ в надсолевых ловушках в пределах изучаемой территории.

Существуют две позиции на генезис УВ в надсолевой толще: формирование за счет собственного генерационного УВ потенциала и миграция УВ из подсолевой толщи. Каждый из районов Прикаспийской НГП характеризуется своими условиями формирования надсолевой толщи, процессами генерации, миграции, аккумуляции и переформирования УВ скоплений. Не учет этого при планировании ГРП приводит к досадным неудачам, что собственно чаще всего и происходит на протяжении последних 20 лет в российской части Прикаспийской НГП.

Выводы

1. На территории юго-востока Русской плиты существует несколько крупных зон нефтегазонакопления с перспективами обнаружения новых залежей УВ в ловушках различного генезиса, включая неантиклинальные. Положительные результаты поисково-оценочных работ здесь во многом определяются применением эффективных методик и технологий обработки и интерпретации геолого-геофизических данных. Среди таких технологий хорошо себя зарекомендовали ВЛП (вероятностный литологический прогноз) и GeoArrhenius.

2. Технология ВЛП обеспечила возможность прогнозирования зон развития коллекторов в нефтегазоносных комплексах девона, карбона и перми, а также дифференцированно подойти к перспективам локальных объектов.

3. Технология GeoArrhenius позволила на новом техническом уровне подойти к подготовке моделей формирования скоплений нефти и газа, уточнить ресурсный потенциал территорий исследования и оценить риски проведения ГРП.

Литература

1. Винниковский С.А. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области / С.А.Винниковский, Л.В.Шаронов // Пермская область и Удмуртская АССР. Том 2. – М.: Недра, 1977. – 272 с.

2. Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А., и др. Оренбургский тектонический узел: геологическое строение и нефтегазоносность. Под. Редакцией Ю.А. Воложа и В.С. Парасыны. М.: Научный мир, 2013 г., 261 с.

3. Волож Ю.А., Гогоненков Г.Н., Делия С.В. и др. Углеводородный потенциал глубоких горизонтов Астраханской зоны нефтегазонакопления: проблемы и решения. // Геотектоника. - 2019. - №3, с.3-21.

4. Гвоздков С.Н., Гонтарев В.В., Глухова Е.В., Милочкин Д.А., Чрепанов Р.А., Хабибулин Н.Э. Исследования керна нефтематеринских пород методом пиролизической газовой хроматографии. – Недра Поволжья и Прикаспия. – вып. 103. – май 2021. – С.52-54.

5. Меркулов О.И., Московский И.Г., Глухова Е.В., Гвоздков С.Н. Способ определения композиционного кинетического спектра реакций преобразования органического вещества пород. Патент РФ, № 2836163, бюл. № 8. – 2025.

6. Меркулов О.И., Московский И.Г., Глухова Е.В. Способ восстановления композиционных кинетических спектров реакций преобразования органического вещества пород на начало катагенеза с помощью искусственных нейронных

сетей. Патент РФ, № 2849899, бюл. № 31. – 2025.

7. Меркулов О.И., Сизинцев С.В., Зинченко И.А., Богачкин А.Б. Перспективные направления геологоразведочных работ на УВС на территории Волго-Уральской, Прикаспийской и Причерноморско-Северо-Кавказской НГП в рамках реализации стратегии развития МСБ РФ до 2035 г. // Недропользование XXI век. – 2019. – №3. – С.144-159.

8. Никитин Ю.И., Яцкевич С.В. Среднекаменноугольные глубоководные конуса выноса – перспективное направление геологоразведочных работ на нефть и газ в пределах северо-западной части Прикаспийской впадины. Недра Поволжья и Прикаспия, 2013 г., вып. 76, с. 3-7.

9. Проворов В.М., Неганов В.М., Шибанова А.М. Строение и нефтегазоносность верхнедевонско-турнейского палеошельфа на севере Пермского края // Материалы IV геологической конференции КамНИИКИГС. Сборник. –Пермь, КамНИИКИГС, 2008. –С. 10-17.

10. Скорнякова Е.Г., Титаренко И.А. Технология ВЛП – возможности и ограничения. // Геология нефти и газа. - №1 – 2011. –С.94-100.

11. Соборнов К.О. Возможности наращивания ресурсной базы газодобычи в складчатых поясах России // Вести газовой науки. – М., 2014. – №3, с. 56-61.