Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина» (РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина)

На правах рукописи

Потемкин Григорий Николаевич

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ОПТИМИЗАЦИЯ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ДЕВОНСКИХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Специальность: 25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель: кандидат геолого-минералогических наук, профессор

И.С. Гутман

Оглавление

Введение
Глава 1. Особенности геологического строения южной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Самарская область)
1.1. Развитие представлений и анализ изученности девонского терригенного комплекса
1.2. Современное состояние геолого-геофизической изученности региона14
1.3. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза16
1.4. Тектоника
1.5. Нефтегазоносность
Глава 2. Региональная корреляция разрезов скважин
2.1. Задачи корреляции разрезов скважин и ее виды
2.2. Характеристика комплекса ГИС скважин изучаемого региона
2.3. Подбор оптимальных параметров автоматизированной корреляции47
2.4. Алгоритм региональной корреляции с применением средств автоматизации50
Глава 3. Региональные особенности геологического строения и нефтегазоносности девонских отложений
3.1 Результаты корреляции разрезов скважин
3.2. Анализ карт толщин
3.3. Актуализация структурной модели кристаллического фундамента и анализ структурных построений
3.4. Хронология проявления разломно-блоковой тектоники при формировании девонского терригенного комплекса
3.5. Типовые разрезы девонского терригенного комплекса
Глава 4. Оптимизация освоения нефтегазового потенциала девонского терригенного комплекса
4.1. Уточнение геологического строения локальных нефтегазоносных объектов с учетом региональных особенностей103
4.2. Направления совершенствования поисково-разведочного процесса на территории Самарского региона
Заключение
Список сокращений
Список литературы

Введение

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция уже более 75 лет является одним из основных регионов добычи углеводородов в России. Продолжающееся несколько десятилетий снижение суммарных добываемых объемов нефти и газа в пределах провинции предопределяет необходимость обеспечения прироста сырьевой базы углеводородов.

Геологоразведочные работы начала XXI века оставляют повод для оптимизма, несмотря на то, что в Поволжье открываются, как правило, мелкие месторождения. С началом активной разведки и опытной эксплуатации залежей высоковязкой нефти в пермских отложениях, а также в связи с открытием высокодебитных залежей в девонских и каменноугольных карбонатах, начали раздаваться осторожные высказывания ученых о «втором рождении» Волго-Уральской провинции.

Действительно, несмотря на высокую степень разведанности региона структурным, глубоким бурением и сейсморазведкой, многие аспекты геологического строения остаются не до конца выясненными.

Одним из геологически сложных участков на юге провинции является зона сочленения крупных тектонических сооружений: Бузулукской впадины, Южно-Татарского, Жигулевско-Пугачевского сводов и Мелекесской впадины. Эта территория в административном отношении приурочена к Самарской области – региону с высокоразвитой инфраструктурой. Область относится к старейшим нефтегазодобывающим регионам страны. Стратиграфический диапазон, в котором выявлены промышленные залежи углеводородов, весьма широк: от девонских до пермских отложений. По современным оценкам, существенный вклад (около 30%) в начальные суммарные ресурсы области вносит девонский терригенный комплекс, в то же время доля его запасов не превышает 5%.

Регион характеризуется высокой плотностью поисково-разведочного и эксплуатационного бурения, накоплен обширный фактический материал. Вместе с тем в связи со сложностью геологического строения остаются неясными многие аспекты строения, формирования и развития геологических объектов, понимание которых играет ключевую роль в дальнейшем проектировании геологоразведочных работ.

Все это предопределяет необходимость создания геологических региональных и локальных моделей нефтегазоносных объектов, обеспечивающих оптимизацию геологоразведочного процесса и повышение его информативности с применением

современных средств обработки и интерпретации геолого-геофизических данных и, в первую очередь, корреляции разрезов скважин.

Ручные ее варианты при обработке накопленных массивов данных уже не могут обеспечить качественную основу для геологического изучения. Поэтому возрастает роль автоматизированной корреляции разрезов скважин, алгоритм которой реализован в программном комплексе Autocorr.

Цель работы состоит в уточнении региональной и локальных геологических моделей и оптимизации геологоразведочного процесса на основе выявленных особенностей геологического строения девонских терригенных отложений в пределах южной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Самарская область).

В процессе исследования решались следующие задачи:

– геометризация региональных и локальных геологических объектов на основе корреляции разрезов скважин с применением программных средств автоматизации;

выявление региональных особенностей залегания пород в геологическом разрезе;

 структурно-тектоническое моделирование поверхности кристаллического фундамента и отдельных стратиграфических подразделений осадочного чехла;

– типизация геологических разрезов на основе анализа морфологических, структурных, литологических и геолого-промысловых характеристик отложений;

 изучение отдельных локальных объектов с учетом региональных особенностей строения территории на основе комплексирования данных бурения, сейсмических и промысловых исследований;

 научное обоснование дальнейшего совершенствования геологоразведочных работ с целью оптимизации освоения нефтегазового потенциала региона.

Научная новизна

1. Разработан и впервые реализован алгоритм региональной корреляции разрезов большого массива скважин в пределах нефтегазоносного региона с применением средств автоматизации. Предложен подход к обоснованию оптимального набора геофизических методов и параметров автоматической обработки при региональной корреляции.

2. На основе использования в полном объеме геолого-геофизических материалов более чем 2400 глубоких скважин и результатов современных региональных сейсморазведочных работ исследовано влияние блокового строения кристаллического фундамента на структуру эйфельско-нижнефранского осадочного комплекса.

3. Предложена новая схема типизации разрезов девонского терригенного комплекса с учетом тектонической приуроченности, стратиграфической полноты, литологической изменчивости и геологической неоднородности.

Практическая значимость

1. Проведена взаимная увязка разрезов всего фонда поисково-разведочных и эксплуатационных скважин региона и уточнено стратиграфическое расчленение девонских продуктивных отложений, составлен каталог стратиграфических отбивок по продуктивным пластам изучаемого интервала.

2. Уточнена структурно-тектоническая модель поверхности кристаллического фундамента с использованием данных бурения и результатов современной сейсморазведки. Показано, что формирование грабенообразных прогибов на отдельных участках началось с воробьевского времени и продолжалось в ардатовское, пашийское и тиманское время.

3. Разработана схема типизации разрезов девонского интервала, которая служит основой для уточнения поисково-разведочных критериев.

4. Построены карты регионального распространения основных продуктивных пластов, проведен анализ распределения коллекторских свойств, геологической неоднородности и промысловых характеристик пластов по разрезу и площади и проведена дифференциация территории по степени перспективности.

5. Результаты региональных исследований позволяют актуализировать сейсмогеологические модели локальных сложнопостроенных нефтегазоносных объектов, приуроченных к девонским грабенообразным прогибам.

Основные защищаемые положения

1. Разработанная методика многоступенчатой корреляции разрезов скважин обеспечивает высокую эффективность геолого-геофизической интерпретации при моделировании девонского (эйфельско-нижнефранского) терригенного комплекса исследуемого региона.

2. Актуализированная структурно-тектоническая модель поверхности фундамента и девонского комплекса позволила выявить и обосновать 7 основных типов геологических разрезов с присущими каждому определенными особенностями строения и нефтегазоносности.

3. Теоретически доказана связь особенностей геологического строения девонского терригенного комплекса с блоковыми движениями фундамента по разломам северовосточной и северо-западной направленности и установлены периоды максимальной тектонической активности в течение среднедевонско-раннефранской эпохи. 4. На основе разработанных методических приемов комплексного геологического изучения на региональном и локальном уровнях с учетом типизации разрезов территория ранжирована по степени перспектив нефтегазоносности с целью оптимизации освоения нефтегазового потенциала девонского терригенного комплекса исследуемого региона.

Апробация работы

Полученные результаты работы поэтапно рассматривались на заседаниях секции «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» НТС ОАО «НК Роснефть» в 2011 году, НТС ОАО «Самаранефтегаз» ежегодно с 2011 по 2014 гг. По результатам рассмотрения было рекомендовано заинтересованным геологическим и проектным организациям (ОАО «СамараНИПИнефть», ОАО «Самаранефтегеофизика») использовать результаты работ при построении сейсмогеологических моделей на площадях со сложным строением.

Основные результаты были доложены на научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» (Москва, 2012), XIX и XX Губкинских чтениях (Москва, 2011, 2013 гг.), научно-практической конференции «Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии: от скважины до магистральной трубы» (Сочи, 2014), научной конференции «Ломоносов» (Москва, 2015).

Основные методические приемы и результаты изучения разрезов Самарского региона с применением программного комплекса AutoCorr в виде отдельных глав вошли в «Методические указания к корреляции разрезов скважин в автоматическом и интерактивном режимах при геологическом моделировании сложнопостроенных нефтегазоносных объектов» (под редакцией профессора И.С. Гутмана), одобренных Экспертно-техническим советом Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых.

Фактический материал

Исследование проводилось с использованием геофизических и промысловых данных более чем 2400 глубоких скважин различных площадей в пределах Самарской области. Также были использованы результаты интерпретации региональных и локальных сейсморазведочных работ, многочисленные фондовые материалы по геофизическим, литологическим, обзорным работам и другим исследованиям.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав и заключения, содержит 137 страницы текста, включая 16 таблиц и 44 рисунка. Библиографический список содержит 134 наименования.

Автор выражает глубокую признательность научному руководителю, профессору И.С. Гутману за всемерную поддержку и ценные советы. Автор благодарен заведующему кафедрой промысловой геологии нефти и газа профессору, д.г.-м.н. А.В. Лобусеву, профессору, д.г.-м.н. С.Б. Вагину, профессору, д.г.-м.н. В.П. Филиппову, профессору, д.г.-м.н. П.Н. Страхову, к.т.н. С.П. Папухину, И.Г. Кураповой, доценту, к.ф.-м.н. И.Ю. Балабану, доценту, к.г.-м.н. Г.П. Кузнецовой, доценту, к.ф.-м.н. В.М. Староверову, к.г.-м.н. С.А. Рудневу, Н.Р. Исянгуловой и всем сотрудникам кафедры промысловой геологии нефти и газа и университета.

Глава 1. Особенности геологического строения южной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Самарская область)

1.1. Развитие представлений и анализ изученности девонского терригенного комплекса

Систематическое изучение геологического строения и нефтегазоносности Самарской области ведет свою историю с 1928 г., когда была образована Комиссия по поискам нефти в Поволжье при Геологическом комитете СССР. В работе принимали участие ведущие геологи под руководством И.М. Губкина. Одна из первых экспедиций (Т.Г. Сарычевой и Е.Н. Пермякова) была направлена именно в районы Самарской Луки. Первые в Волго-Уральском регионе крупные месторождения были открыты в Сызрани и в Яблоновом овраге в 1937 г. В военный период по результатам структурно-геологических съемок в нижнекаменноугольных отложениях было открыто Зольненское нефтяное месторождение (1943), а в 1944 г. на Яблоновоовражном месторождении впервые в Поволжье был получен фонтанирующий приток девонской нефти.

Работы по обобщению исследований появились уже в этот период. После 1945 г. увеличение объемов поискового и разведочного бурения, а также геофизических исследований, привело к открытиям многих месторождений, в том числе Жигулевского (1950) и Мухановского (1952). К началу 1960-х большая часть территории Самарской (в те годы Куйбышевской) области была покрыта средне- и крупномасштабными съемками.

Изучение девонского терригенного комплекса (ДТК)¹ на территории Поволжья было начато в конце 30 – начале 40-х годов в связи с постановкой здесь глубокого бурения. Первыми скважинами, вскрывшими девонские отложения, явились Сызранская 49, Вожгальская 1 и расположенная вблизи восточной границы территории Ардатовская 1 [27].

В 40-х годах началось систематическое изучение девонских отложений на востоке Самарской Луки, в Самарском Заволжье, на юго-востоке Татарии, в южной Удмуртии, а В соседних районах Башкирии. В 1945-1949 ΓΓ. А.А. Трофимуком, также А.Я. Виссарионовой, М.Ф. Микрюковым, К.Р. Тимергазиным, В.А. Долицким, Д.Ф. Шамовым и другими была предложена схема стратиграфического расчленения

¹ Здесь и далее под термином «девонский терригенный комплекс» принимается эйфельсконижнефранская преимущественно терригенная толща, отождествляемая с эмско-нижнефранским нефтегазоносным комплексом (см. гл. 1.5)

девонских отложений Туймазинско-Бавлинского района. Выделены отложения живетского и франского ярусов, разделенные на свиты, горизонты и пачки. В тот же период аналогичная работа проведена и для девонских отложений Самарского Заволжья и Поволжья (М.Г. Кондратьева, С.И. Новожилова, Е.Г. Шарапова и др.).

К концу сороковых годов были разработаны местные стратиграфические схемы девона для большинства районов Поволжья. В местных схемах детализировано строение терригенной толщи девона, что имело большое практическое значение в связи с нефтеносностью отложений.

Одна из первых попыток корреляции разрезов девонских отложений разных районов Волго-Уральской области принадлежит В.Н. Тихому, который уточнил стратиграфические схемы местных геологов [114, 113] и дал сравнительную характеристику разрезов девона Поволжья И Заволжья. Среди исследований, посвященных изучению девонских отложений Поволжья конца 40-х годов следует отметить работы С.Г. Саркисяна и Г.И. Теодоровича [100], Н.Н. Тихоновича [116], А.А. Бакирова [12] и др.

В 1950 г. во ВНИГРИ состоялось первое совещание по созданию унифицированной схемы расчленения девона и увязке его разрезов в пределах западного склона Урала и восточной части платформы. В разработанной совещанием схеме нашли отражение для Волго-Уральской области лишь два района — Самарская Лука и Саратовское Поволжье. Разрезы девонских отложений этих районов были сопоставлены с разрезами девона Центрального поля, восточных районов платформы и Южного Урала.

К 1950-1951 г.г. получены новые материалы по центральным районам платформы в результате начавшегося здесь в 1947 г. опорного бурения. Изучение девонских отложений в опорных скважинах сотрудниками многих научных организаций страны дало возможность значительно детализировать, уточнить и дополнить схему стратиграфии девона центральных районов платформы.

Накопившийся материал к началу 50-х годов по девону Поволжья был тщательно проанализирован Е.В. Быковой, О.А. Липиной, Е.А. Рейтлингер, И.А. Антроповым и др. Для целей корреляции широко использовался электрокаротаж (В.А. Долицкий и др.).

Тем не менее, возникла потребность выработки единой схемы стратиграфического расчленения в связи с наличием многочисленных местных вариантов. В 1951 г. состоялось Всесоюзное совещание, где была принята унифицированная схема стратиграфии девонских отложений Урала и платформы [71]. Территория Поволжья разделена по этой схеме на два региона. К центральным областям были отнесены Саратовское Поволжье,

9

западная часть Самарской области и более западные районы, к восточным областям — Волго-Уральская область. Это была первая унифицированная схема, широко используемая в последующие годы геологами-нефтяниками в практической работе.

В 50-е годы было в основном закончено изучение материалов опорного бурения, результаты которого изложены в ряде крупных работ (М.Ф. Филиппова и др. [119]; Бирина [16, 17]; А.И. Ляшенко [70]), а также в специальных сборниках (В.А. Горошкова и др. [31]) и многочисленных статьях. Большой материал по Волго-Уральской области подытожен и в монографии, составленной по поручению ВНИГРИ В.Н. Тихим [112] при участии геологов местных организаций, а также в работах С.Г. Саркисяна и Г.И. Теодоровича [101], В.А. Балаева [14] и др. Были составлены первые региональные фациально-палеогеографические карты девона Русской платформы. В 50-х годах проведен ряд совещаний по обобщению новых материалов по девонским отложениям Волго-Уральской области и Урала. Появилось также большое количество работ по стратиграфии, фациям палеогеографии девона (авторы И.А. Антропов, В.И. Аверьянов, И А.Д. Архангельская, Г.П. Батанова, Г.Л. Миропольская, Л.М. Миропольский, Е.Т. Герасимова, С.И. Новожилова, А.И. Ляшенко, Л.Н. Егорова, В.И. Троепольский, В.Ф. Логвин, Т.И. Федорова, С.И. Шевцов, С.С. Эллерн и др.).

Все результаты этих работ были учтены при выработке новой унифицированной схемы, принятой в 1960 г. на совещании во ВНИГНИ и затем утвержденной Межведомственным стратиграфическим комитетом. Материалы совещания и его решения опубликованы в 1962 г. Совещание 1960 г. явилось одним из первых региональных совещаний, предшествующих созданию единой унифицированной схемы для всей платформы.

Для понимания особенностей тектоники Поволжья и Прикамья очень большое значение имели также работы, освещающие строение отдельных районов рассматриваемой территории, где описание тектоники часто дается одновременно с освещением других вопросов геологического строения и с рассмотрением условий нефтегазоносности. В них использованы конкретные результаты бурения, геофизических и геологических исследований, а приведенные в них выводы, как правило, хорошо обоснованы. Это работы по территории Татарии и Самарской области А.Н. Мустафинова [79], П.Г. Трушкина [117], И.С. Егорова [53], А.М. Мельникова [73] и др.

К концу 1970-х годов накопилось много данных, характеризующих основные черты строения и морфологию поверхности кристаллического фундамента. Как показало

бурение и геофизические исследования, поверхность фундамента отличается довольно сложным рельефом.

На территории Самарской области целенаправленное изучение девонского терригенного комплекса (ДТК) с точки зрения нефтеносности началось в 50-е годы на юге Жигулевско-Пугачевского свода и Бузулукской впадины. Уже на этом этапе было установлено, что для эйфельско-нижнефранских отложений характерна изменчивость толщин и стратиграфической полноты. В 1955 г. были открыты промышленные залежи в тиманских и пашийских отложениях Мухановского месторождения, а в ходе последующих работ были открыты Дмитриевское, Михайловско-Коханское и другие месторождения. В 1972 году С.И. Новожиловой [82] проведена работа по изучению фациального состава и толщин ДТК по материалам глубокого бурения, что позволило дать рекомендации по дальнейшим поискам. На юге Бузулукской впадины были открыты небольшие залежи (Иргизское, Кочевненское и др.). Новая информация позволила М.Ф. Мирчинку, Р.О. Хачатряну и В.И. Громеке (1975) сделать выводы о высокой перспективности комплекса в южной части Бузулукской впадины, высоких ФЕС коллекторов, наличии покрышек, а также сложности строения этого региона в тектоническом и структурном плане.

В 70-е и 80-е годы изучение ДТК активно продолжалось. Большая работа по обобщению геолого-геофизического материала проведена Е.Г. Семеновой И Е.Я. Суровиковым [105], которыми установлены закономерности распространения и формирования этого комплекса, проведено обоснование направлений поисковоразведочных работ. В 1986 г. коллективом ВО ИГиРГИ впервые для разрезов терригенного девона Самарской области проведена работа по изучению биостратиграфической и геохимической зональности и типизации разрезов продуктивных комплексов пород [106].

В 1999 г. А.А. Головым, И.К. Королюком и др. выполнена работа по анализу строения и нефтегазоносности девонского терригенного комплекса [29], где учтена накопленная к тому времени геолого-геофизическая информация. Особое внимание с точки зрения оценки перспектив нефтеносности уделено северному и западному участкам Бузулукской впадины.

Изучению литолого-петрографического состава, фациальному районированию и типизации разрезов ДТК посвящены работы С.С. Коноваленко и др. [64], Е.Г. Семеновой [102]. В последней работе на основе литолого-палеонтологических исследований керна

выделены и прослежены по площади 5 типов (12 подтипов) разрезов ДТК с учетом новых скважин.

Ориентируясь на поиски сложнопостроенных (неантиклинальных) ловушек, С.В. Санаров, Н.Р. Сивков и Б.А. Данилов [97] дают подробное описание палеогеографии и обстановок осадконакопления в ранне-среднедевонское время.

Целенаправленное изучение девонских отложений в пределах Бузулукской впадины (преимущественно на территории Оренбургской области) проведено М.А. Афанасьевой [9], что позволило уточнить региональную геолого-тектоническую модель и выявить взаимосвязь между этапами седиментогенеза и распределением УВ в ловушках.

Особенности геологического строения девонских отложений Жигулевско-Пугачевского свода рассмотрены в работе Б.З. Даниеляна [48], и на основе новых материалов сейсморазведки построена детальная тектоническая схема свода.

Различными исследователями отмечается, что терригенные отложения девона Самарской области изучены неравномерно: и территориально, и по разрезу.

Важным аспектом строения девонского терригенного комплекса является наличие девонских грабенообразных прогибов (ДГП). Исследования ДГП, включая особенности их формирования, рассмотрены в работах В.Д. Наливкина [81], Р.Н. Валеева [22], С.Н. Мельникова и И.М. Акишева [74], В.А. Клубова [63], О.М. Мкртчяна [77], И.А. Ларочкиной [67] и др.

Особенности геологического строения прогибов на территории Самарского Поволжья освещены в трудах В.А. Полякова и др. [88], Л.Л. Казьмина и А.А. Горелова [58], А.Г. Шашеля [127], А.А. Голова [29] и др. В работе Р.Х. Муслимова и др. [78] указывается, что грабенообразные прогибы контролировали процесс формирования структур, а также миграцию УВ, что явилось причиной приуроченности к бортам ДГП залежей нефти.

Подавляющее большинство исследователей связывают формирование ДГП с тектонической активностью фундамента и влиянием блоковых подвижек вдоль разломов. Тем не менее, существуют и иные точки зрения. В работе И.А. Денцкевича, В.К. Баранова и В.А. Ощепкова [51] предполагается, что при формировании отдельных ДГП значительную роль играли эрозионные процессы, хотя влияние тектоники не отвергается.

При исследованиях девонского терригенного комплекса затрагиваются вопросы, связанные с геологией кристаллического фундамента. Современные представления о фундаменте Самарского региона будут описаны в разделе 1.4. Изучение кристаллического фундамента и его роли в формировании осадочного чехла на территории Волго-Урала проводили многие исследователи.

Начиная с 1950-х годов систематические исследования состава фундамента проводили Т.А. Лапинская, В.П. Флоренский, Л.З. Егорова, В.С. Князев, Б.А. Успенский, В.В. Белоусов, Е.Г. Журавлев, Н.П. Старков, С.В. Богданова, Б.С. Ситдиков, О.А. Шнип и др.

Неоценимый вклад в изучение кристаллического фундамента в эти и последующие годы внесли В.Н. Наливкин, Л.Н. Розанов, Н.К. Грязнов, В.А. Клубов, О.М. Мкртчян, Р.О. Хачатрян, М.М. Килигина, Р.Н. Валеев, В.П. Степанов, А.В. Постников, А.В Лобусев, Е.Д. Войтович, Н.С. Гатиятуллин, Е.В. Лозин, В.С. Шеин и многие другие.

Большой вклад в познание структуры фундамента внесли исследования, основанные на сейсморазведке, что отражено в работах Е.Б. Груниса, В.А. Трофимова, В.И. Шарова, В.Б. Соколова и др.

Вопросы взаимоотношений структур фундамента и осадочного чехла рассмотрены в работах И.М. Губкина, Н.С. Шатского, А.А. Бакирова, Е.Е. Милановского, И.С. Гутмана, Р.Х. Муслимова, И.А. Ларочкиной и др.

Для познания тектоники фундамента Самарского региона большое значение имеют труды С.И. Новожиловой, Л.З. Егоровой, М.И. Фатиева, В.А. Лобова, П.Г. Трушкина, Л.Н. Еланского, К.Б. Аширова, В.И. Калинина, О.Я. Янушкевича, С.С. Коноваленко, Б.З. Даниеляна, А.А. Александрова, А.Г. Шашеля, М.В. Шурунова и др.

Особенности геологического строения девонских терригенных отложений с учетом влияния структуры фундамента, а также большой объем накопленного к настоящему времени материала по данным глубокого бурения обусловливают необходимость проведения работ по обобщению данных по всей территории Самарской области.

1.2. Современное состояние геолого-геофизической изученности региона

Территория Самарского региона характеризуется, в целом, высокой степенью изученности геолого-геофизическими методами как регионального, так и локального масштаба.

Область практически полностью покрыта геологосъемочными работами масштаба 1:200 000, карты не составлены лишь для юго-западной части [110].

Сейсморазведочные работы в регионе проводятся начиная с 1956 г., за этот период отработано более 130 тыс. км профилей. Плотность сейсмических наблюдений превышает 2.4 пог. км/км² [29]. За весь период подготовлено сейсморазведкой более 450 структур. В последние годы на локальных площадях широко применяется 3D сейсморазведка.

Для подготовки структур с 1930 г. широко использовалось структурное бурение. Общий фонд структурного бурения превышает 18 тыс. скв., суммарная проходка составляет 7878 тыс. м, подготовлено 366 поднятий [29]. Большинство крупных месторождений, в том числе Мухановское, Дмитриевское, Михайлово-Коханское и др., были выявлены по результатам структурного бурения. Проходка структурного бурения составила 148 м/км².

Глубокое поисковое бурение в Самарской области начато в 1932 г. Общее количество поисковых и разведочных скважин превышает 4130, проходка более 9500 км. Плотность поисково-разведочного бурения составляет около 13 км²/скв., на 1 км² приходится 177 м проходки. Несмотря на высокую степень разбуренности, скважины размещаются по территории области крайне неравномерно (таблица 1). Нефтегазоносные комплексы также изучены неравномерно (таблица 2), наименее изученным является девонский терригенный НГК. Наиболее хорошо этот комплекс изучен в Бузулукской впадине и Сокской седловине.

На Государственном балансе числится более 390 месторождений углеводородов, в том числе около 150 – в нераспределенном фонде недр. Степень разведанности НСР нефти в Самарской области превышает 81%, выработанность разведанных запасов – 72% [110].

С учетом эксплуатационного фонда общее количество глубоких скважин на территории достигает 11 тыс. Скважины распределены по площади крайне неравномерно.

Таблица 1 – Степень изученности территории Самарской области глубоким поисково-разведочным бурением.

Степень изученности	Метраж бурения на единицу площади, м/км ²	Участки
Очень высокая	Более 100	Жигулевско-Самаркинская и Кулешовская системы валов, Борская депрессия, Северный борт Бузулукской впадины, Сокская седловина, Ю-В борт Мелекесской впадины
Высокая	50-100	Ю-В склон Жигулевско-Пугачевского свода, юг Бузулукской впадины, Шенталинская группа поднятий
Средняя	10-50	Вершина Жигулевско-Пугачевского свода
Низкая	Менее 10	Ставропольская депрессия

Таблица 2 – Степень изученности глубоким поисково-разведочным бурением нефтегазоносных комплексов Самарской области.

Нефтегазоносный комплекс	Метраж бурения на единицу площади, м/км ²
Эмско-нижнефранский терригенный	123
Верхнедевонско-турнейский карбонатный	158
Нижнекаменноугольный терригенный	160
Нижне-среднекаменноугольный карбонатный (окско-башкирский)	169
Среднекаменноугольный (верейский)	170
Средне-верхнекаменноугольный (каширско-гжельский) карбонатный	171
Нижнепермский терригенно-карбонатный	177
Верхнепермский карбонатный	177

1.3. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Систематическое изучение литолого-стратиграфического расчленения Самарской области начато в 1946 г.

Стратиграфическое расчленение палеозойских отложений (девонских, каменноугольных и пермских) проводилось по фауне фораминифер, брахиопод, остракод и спор с привлечением литолого-петрографического и геофизического материала. В качестве основы стратиграфического расчленения используется «Решение Межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы» г. Ленинград, ВСЕГЕИ, 1988 г. (выпуск 1990 г.).

Стратиграфическая полнота и толщины девонских, каменноугольных и пермских отложений в значительной мере зависят от приуроченности к тектоническим сооружениям I порядка, а именно к Жигулевско-Пугачевскому и Южно-Татарскому сводам, Бузулукской и Мелекесской впадинам. Кроме того, Камско-Кинельская система прогибов, протягивающаяся в Самарском регионе с северо-запада на юго-восток, характеризуется типичными для нее разрезами отложений.

В 2001 г. Волжским отделением ИГиРГИ было проведено детальное стратиграфическое расчленение палеозойских отложений (девонских, каменноугольных и пермских) Самарской области с целью создания каталога стратиграфических подразделений, к которым приурочены горизонты. В результате выполнена обработка 583 скважин. Изученные разрезы расположены в центральной и южной частях области. В тектоническом плане они приурочены к северной части Жигулевско-Пугачевского свода и центральной части Бузулукской впадины.

Полнота и общая толщина палеозойских отложений в целом и каждого подразделения в отдельности увеличивается в южном и юго-восточном направлении. Индексы стратиграфических подразделений соответствуют сводному литологостратиграфическому разрезу палеозойских отложений Самарской области.

В пределах исследуемой площади вскрытый геологический разрез представлен породами кристаллического фундамента, осадочными отложениями рифея, девонскими, каменноугольными, пермскими, мезозойскими и кайнозойскими породами. Осадочный чехол залегает на размытой поверхности кристаллического фундамента.

Кристаллический фундамент

Кристаллический фундамент сложен архейскими и, в меньшей степени, нижнепротерозойскими породами. В соответствии со схемой стратиграфического расчленения раннего докембрия Волго-Уральской нефтегазоносной провинции выделяются отложения нижнеархейского (отрадненская серия) и верхнеархейского (большечеремшанская серия) возраста. Отрадненская серия по материалам бурения изучена, главным образом, в пределах Серноводско-Абдуллинского авлакогена.

Породы фундамента преимущественно сложены биотитовыми и амфиболовопироксеновыми гнейсами серыми с зеленоватым, розоватым и другими оттенками, неяснослоистой текстурой и гранобластовой структурой, в отдельных районах отмечаются основные интрузии (преимущественно габбро-нориты); в верхней части разреза породы рыхлые, сильно выветрелые (древняя кора выветривания), ниже – плотные, монолитные.

Протерозойская акротема (PR)

Разрез верхнего протерозоя представлено отложениями рифейской и вендской систем.

Породы рифея развиты на обширной территории Серноводско-Абдулинского авлакогена, где с несогласием залегают на размытой поверхности кристаллического фундамента. Отмечаются многочисленные интрузии, активное проявление разломноблоковой тектоники, что приводит к изменчивости стратиграфической полноты разреза, а также к его неоднородности и изменчивости толщин. Локально отложения рифея распространены на участках пониженного залегания кристаллического фундамента в различных частях территории и представлены песчано-гравийными пестроцветными породами, кварцево-глауконитовыми песчаниками и алевролитами, аргиллитами с прослоями или пачками доломитов [89].

Палеозойская эратема (РZ)

Палеозойскую группу представляют отложения девонской, каменноугольной и пермской систем.

Девонская система - D

Девонская система представлена отложениями нижнего (D₁), среднего (D₂) и верхнего (D₃) девона. Отложения в пределах Самарского региона развиты повсеместно. Особенности структурного плана и различия геологической истории отдельных участков территории обусловили изменения строения разрезов, их толщин и литологических характеристик.

Нижний отдел- D₁

Отдел включает эмский ярус в объеме койвенского горизонта.

17

Эмский ярус - D₂ет

Койвенский горизонт имеет ограниченное распространение. Он обнаружен на юговостоке и востоке области (Куцебовская скв.510, Подгорненская скв.20, Яблоневская скв.6 и др.). Сложен терригенно-карбонатными породами с прослоями песчаников, алевролитов кварцевых и реже глин пестроцветных. В скв.6 Яблоневской площади обнаружен койвенский (кальцеоловый) комплекс спор. [102]

Толщина горизонта 3-23 м.

Средний отдел – D₂

Выше залегают отложения среднего отдела в объеме эйфельского и живетского ярусов.

Эйфельский ярус - D₂ef

Подразделяется на нижний (бийский горизонт) и верхний (клинцовский, мосоловский и черноярский горизонты) подъярусы.

Литологически нижний подъярус сложен известняками темно-серыми, глинистыми и песчаниками кварцевыми, полевошпатовыми, разнозернистыми. К этому горизонту приурочен продуктивный пласт ДV.

Верхний подъярус сложен карбонатами, глинами, алевролитами и песчаниками. Подвержен размыву разной интенсивности Возраст данных пород подтверждается комплексами остракод и спор [102]. К этому подъярусу приурочен пласт ДV'. Общая толщина верхнего подъяруса изменяется в диапазоне 2-225 м.

Живетский ярус - D₂zv

Представлен воробьевским, ардатовским и муллинским горизонтами.

Воробьевский горизонт живетского яруса сложен глинами черными крепкими, алевролитами, встречаются зеркала скольжения. В верхней части разреза отмечаются известняки и аргиллиты. Толщина горизонта варьирует от 0 до 49 м.

горизонт представлен песчаниково-алевролитовой, Ардатовский глинистоалевролитовой и карбонатной (репер «остракодовый известняк») пачками. Песчаники и алевролиты серые, кварцевые, мелкозернистые, пористые, проницаемые, нефте- и водонасыщенные, участками плотные, глинистые. Глины темно-серые, плотные, слоистые, с включениями глинистого материала. Известняки плотные, скрытокристаллические, участками массивные. Толщина горизонта изменяется от 0 до 160 М.

Муллинский горизонт сложен переслаивающимися глинистыми алевролитами и глинами. Породы темно-серой окраски, плотные. В нижней части залегают породы

алевролитового или алевролитово-песчаного состава, выше – породы карбонатного или карбонатно-глинистого состава в виде прослоя «черный известняк» и пачки алевролитовоглинистых пород. Толщина изменяется от 0 до 38 м.

Верхний отдел – D₃

Указанные отложения относятся к франскому $D_3 f$ и фаменскому $D_3 fm$ ярусам.

Франский ярус - D₃f

<u>Нижний подъярус</u> представлен надгоризонтом Коми, включающий в себя горизонты – пашийский и тиманский.

Пашийские отложения имеют широкое распространение.. Сложены они исключительно терригенными отложениями: песчаниками, песчанистыми алевролитами (глины и глинистые алевролиты в нем имеют резко подчиненное значение). Встречаются брахиоподы, пелециподы, остракоды и другая фауна. В данном горизонте имеются два песчано-алевролитовых продуктивных пласта-коллектора ДІІ и ДІ, разделенных пачкой глинистых или алевролитовых пород. Песчаники светло-серые и бурые, кварцевые, тонко и мелкозернистые, замещаемые алевролитами с прослоями глин. Толщины пашийского горизонта 2-107 м.

Тиманские отложения представлены переслаиванием песчаников, известняков, алевролитов, глин и мергелей. В подошве описываемого горизонта имеется почти во всех разрезах карбонатный прослой – репер «кинжал», содержащий один и тот же комплекс фауны, состоящей из брахиопод, пелиципод, гастропод и остракод. К тиманскому горизонту приурочено пять пластов-коллекторов: Дк, Дк', Д0, Д0' и Д0'', сложенных терригенными отложениями: песчаниками и алевролитами. Толщина тиманских отложений изменяется в широких пределах: от 0 до 304 м.

Среднефранский подъярус представлен саргаевским и доманиковым горизонтами.

Саргаевский горизонт представлен известняками темно-серыми, плотными в разной степени глинистыми, толщина до 50 м.

Доманиковый горизонт сложен известняками плотными пелитоморфномикрозернистыми с мелким органогенным детритом, часто битуминозными, с прослоями черных битуминозных глин. Наблюдается слабая перекристаллизация. На территории центральной части Жигулевско-Пугачевского свода отсутствует. Толщина изменяется от 0 до 60 м.

Мендымский горизонт сложен известняками и доломитами серыми, плотными, крепкими, местами битуминозными. Толщина 0-105 м.

Воронежский, евлановский и ливенский горизонты представлены известняками светло-серыми, органогенно-обломочными, иногда мелкозернистыми и кристаллическими, частично доломитизированными. Толщина интервала от 40 до 240 м.

Фаменский ярус – D₃fm

Нижний подъярус фаменского яруса представлен задонско-елецким (zd-el) горизонтом. Отложения известняков светло- серые, иногда зеленовато- серые, в основании глинистые, слоистые, плотные, с прослоями доломитов, общей толщиной 35-40 м.

Среднефаменский подъярус включает в себя отложения лебедянского (lb) и данковского (dn) горизонтов, которые сложены известняками светло- и темно-серыми, пелитоморфными, кристаллически-зернистыми, частично тонкокристаллическими, плотными, местами глинистыми с прослоями доломитов. Доломиты светло-бурые, серые, кристаллически-зернистые с прослоями ангидритов. Толщина отложений подъяруса 276-299 м.

Каменноугольная система - С

Нижний отдел каменноугольной системы включает в себя турнейский(C₁t), визейский (C₁v) и серпуховский (C₁s) ярусы, средний- башкирский (C₂b) и московский (C₂m) ярусы и верхний отдел – касимовский (C₃k) и гжельский (C₃g) ярусы.

Нижний отдел – С1

В пределах ККСП нижнекаменноугольные отложения образуют два резко различных литолого-фациальных комплекса: нижний – карбонатный, либо карбонатноглинистый турнейского возраста, включающий отложения гумеровского, малевского, упинского, черепетского и кизеловского горизонтов, и верхний – терригенный, охватывающий отложения нижней части визейского яруса.

Турнейский ярус – C₁t

Отложения турнейского яруса залегают в основании каменноугольной системы. Представлены известняками серыми и темно-серыми, органогенно-детритовыми, нередко перекристаллизованными, неравномерно глинистыми, местами окремнелыми. Толщина яруса 0-120 м.

Резкие перепады в толщинах отдельных горизонтов и турнейского яруса в целом обусловлены неоднократными размывами и перерывами в осадконакоплении в фаменско - турнейское время и позже, во время формирования кизеловского горизонта. Кровля кизеловского горизонта сопоставима с региональным репером «Т».

Визейский ярус – С₁v

Подразделяется по литологическому признаку на кожимский (kz) и окский (ok) надгоризонты.

По материалам ряда исследователей, развитию отложений визейского яруса на Русской платформе предшествовал перерыв. Таким образом, кожимский надгоризонт, включающий косьвинский (kz), радаевский (rd) и бобриковский (bb) горизонты, в полном объеме развит в основном в разрезах ККСП. В связи с этим терригенные остатки этих отложений могут залегать спорадически, отдельными линзами.

Косьвинский горизонт представлен темно-серыми плитчатыми аргиллитами, прослоями доломитизированными, с включениями сидерита.

Отложения *радаевского горизонта* представлены алевролитами с пачками глин, песчаников, аргиллитов и углисто-глинистых сланцев. Толщина горизонта до 150 м.

Бобриковский горизонт выделяется непосредственно под известняковым репером "тульская плита". Толщина горизонта изменяется от 5 до 120 м.

Литологически горизонт сложен песчаниками светло-серыми, серыми, желтоватокоричневыми, темно-коричневыми до черных, кварцевыми, мелкозернистыми, неяснослоистыми, неравномерно пористыми, с вертикальной и горизонтальной трещиноватостью, с прослоями алевролитов, глин и углистых сланцев. Плотные разности представлены алевролитами серыми, темно-серыми до черных, песчано-глинистыми, плотными, крепкими и глинами черными, углистыми, слюдистыми, пиритизированными, слоистыми, плотными, с раковистым изломом, а также углистыми сланцами черными, слоистыми, плотными, крепкими.

Отложения *тульского горизонта* представлены в виде переслаивания карбонатов (известняков, глинистых известняков) и терригенных пород (глин, песчаников и алевролитов). Карбонатные породы включают известняки с подчиненными прослоями алевролитов и черных глин. Известняки темно-серые, плотные, органогенно-детритовые, реже микрокристаллические, глинистые, окремнелые, участками тонкослоистые без признаков нефти и газа.

К средней части горизонта могут быть приурочены песчаники светло-бурого цвета кварцевые, мелкозернистые, слабо сцементированные, пористые, хорошо пропитаны нефтью. Толщины горизонта изменяются от 6 до 80 м.

Вверх по разрезу залегает карбонатная толща, представленная *алексинским (al), михайловским (mh) и веневским (vn) горизонтами*. Непродуктивная карбонатная часть разреза представлена доломитами темно-серыми, пелитоморфными, кристаллическими, плотными, органогенно-обломочными, детритово-фораминиферовыми с углистоглинистыми прослоями. Общая толщина алексинского и михайловского горизонтов 80-260 м.

Веневский горизонт представлен карбонатными породами – доломитами и известняками. Доломиты тонкокристаллические, сульфатизированные, сложены кристаллами, которые участками плотно прилегают друг к другу, образуя редкие поры и пустоты неправильной формы. Известняки крепкие, сильно кавернозные и пористые, сульфатизированные, трещиноватые. Толщина горизонта 15-105 м

Серпуховский ярус – С₁s

Серпуховский ярус представлен отложениями Заборьевского надгоризонта, в который входят *тарусский (tr) и стешевский (st) горизонты*. Породы яруса представлены доломитами и известняками. Известняки темно-серые, органогенно-сгустковые и фораминиферово-детритовые, слабоглинистые участками пористые. Доломиты серые и светло-серые, пористые с признаками загустевшей нефти. Толщина серпуховского яруса составляет 105-330 м.

Средний отдел – С2

Башкирский ярус – С₂b

Представлен известняками серыми и светло-серыми преимущественно органогенно-обломочными (фораминиферовыми, криноидными, брахиоподовыми и водорослевыми) переслаивающимися с плотными микрокристаллическими известняками местами пористыми и кавернозными. Толщина до 49 м.

Московский ярус – С₂т

Московский ярус представлен двумя отделами: нижним и верхним. Нижний включает в себя верейский (vr) и каширский (ks) горизонты, а верхний - подольский (pd) и мячковский (mc) горизонты.

Верейский горизонт сложен переслаиванием известняков, песчаников и глин. Известняки темно-серые, песчанистые, неяснотонкослоистые, микрозернистые местами пористые и кавернозные. Песчаники серые, темно-серые, мелко- и тонкозернистые, крепкие, плотные участками глинистые, водонасыщенные. Глины темно-серые, алевритистые.

Толщина верейского горизонта достигает 120 м.

С кровлей верейского горизонта сопоставляется – региональный репер «В».

Каширский горизонт литологически сложен известняками серыми и темно-серыми, органогенно-обломочными, доломитизированными, плотными, крепкими участками

пористыми, трещиноватыми, скрыто- и мелкокристаллическими и доломитами с прослоями серых и зеленоватых аргиллитов. Толщина горизонта не превышает 126 м.

Подольский горизонт сложен известняками светло-серыми и серыми, органогеннодетритовыми, тонкокристаллическими с прослоями доломитов кристаллических, массивных, окремнелых и гипсов. Толщина горизонта изменяется от 95 - 215 м.

Мячковский горизонт – *С*₂*тс*

Представлен известняками светло- и темно-серыми, органогенными (криноиднофораминиферовыми), пелитоморфными, переслаивающимися с доломитами темносерыми мелкокристаллическими и аргиллитами. Толщина горизонта составляет 77 - 180 м.

Верхний отдел – С3

Касимовский и гжельский ярусы представлены доломитами темно-серыми, мелкокавернозными, тонко-мелкокристаллическими, реже известняками органогеннообломочными и комковатыми часто пористыми, доломитизированными с прослоями зеленовато-серых гипсов. Толщина отложений 180-300 м.

Пермская система - Р

Нижний отдел пермской системы представлен *ассельским (a), сакмарским (s)* + *артинским (ar) ярусами*. Отложения сложены доломитами серыми, микрокристаллическими, неравномерно доломитизированными, а также состоят из доломитов пелитоморфных, сульфатизированных, трещиноватых, кавернозных с прослоями гипсов. Толщина этих отложений в пределах участка изменяется от 67 до 191 м.

Терригенно-карбонатные отложения *уфимского яруса* (u) верхнего отдела P_2 на части рассматриваемой территории отсутствуют по причине перерыва в осадконакоплении. Отложения *казанского* (P_2kz) *яруса*, представленные калиновской, белебеевской свитами. Представлены они терригенно-карбонатными породами с прослоями ангидритов, гипсов.

Мезозой - Мг

Подразделяется на 3 системы: триасовую (Т), юрскую (J) и меловую (К). При этом триасовая система развита только на востоке области и представлена нижним отделом, в отложениях юрской системы отсутствует нижний отдел, средний и верхний развиты на западе и юго-востоке, меловая система развита практически только в западной и северозападной части области и только спорадически, отдельными «пятнами».

Кайнозой -Kz

Кайнозойская (Kz) группа состоит из палеогеновой (Pg), неогеновой (Ng) и четвертичной (Q) систем.

Отложения палеогеновой системы распространены в северо-западной части Самарской области. Неогеновые отложения представлены глинами серыми, плотными, неяснослоистыми с прослоями песков. Образования четвертичной системы, представленные красновато-бурыми суглинками с прослоями мелкозернистого песка.

1.4. Тектоника

К настоящему времени благодаря комплексным геолого-геофизическим исследованиям и данным глубокого бурения выяснены основные черты геологического строения Самарской области. Исследуемый регион располагается в пределах крупной надпорядковой структуры – южного склона Волго-Уральской антеклизы и находится в зоне сочленения крупнейших структур юго-западной части Русской платформы: Жигулевско-Пугачевского и Южно-Татарского сводов, Бузулукской и Мелекесской впадин (рисунок 1).



Рисунок 1 – Структурно-тектоническая схема кристаллического фундамента Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (по И.Е. Шаргородскому и др. с дополнениями).

Геологическая история формирования кристаллического фундамента подразделяется на два основных этапа: архейский и раннепротерозойский [27]. В течение архейского этапа формировались эффузивно-осадочные и осадочные образования, впоследствии метаморфизованные до пироксеновых, биотит-плагиоклазовых гнейсов и амфиболитов. Ha раннепротерозойском этапе на территории Волго-Урала осадконакопление сохранилось лишь в отдельных зонах, в то время как на территории Самарской области отмечаются многочисленные интрузии основного и ультраосновного состава. Дальнейшее развитие территории характеризуется формированием дизъюнктивных дислокаций, блоки, разделяющих фундамент на отдельные подвергавшиеся впоследствии вертикальным колебательным движениям [27].

В целом региональная поверхность кристаллического фундамента на южном склоне Волго-Уральской антеклизы характеризуется множеством плоскоповерхностных выступов, разделы между которыми фиксируются глубокими прогибами и разломами. Поверхность фундамента устойчиво погружается в юго-восточном направлении, осложняясь при этом серией ступеней, фиксируемых разломами и флексурами (Сухаревич, Коврижкин, 1975, 1978).

Обзорная схема тектонических нарушений, выделенных по поверхности кристаллического фундамента на территории Самарской области, показана на рисунке 2.



Рисунок 2 – Обзорная схема разрывных нарушений по поверхности кристаллического фундамента на территории Самарской области [127].

1 – разрывные нарушения, 2 – месторождения УВ

На изучаемой территории по поверхности кристаллического фундамента выделяются несколько крупных положительных и отрицательных разнопорядковых структурных форм, таких как Жигулевско-Пугачевский свод (Самаролукская, Покровская и Богородско-Обшаровская вершины), Южно-Татарский свод (Альметьевская вершина), Бузулукская впадина, Мелекесская впадина, Сокская седловина (рисунок 3). На югозападе и юге области южный склон Волго-Уральской антеклизы по поверхности кристаллического фундамента (и осадочному чехлу) граничит с Прикаспийской синеклизой.



Рисунок 3 – Схема тектонического районирования Самарской области.

Жигулевско-Пугачевский свод выражен по поверхности фундамента и в палеозойских отложениях. Размеры свода в широтном направлении достигают 350 км, в меридиональном – до 120 км. Западная часть свода более приподнята над окружающими впадинами и прогибами, в то время как восточная представляет собой обширный склон, погружающийся к юго-востоку.

Отложения палеозоя залегают с региональным наклоном в юго-восточном направлении. В Самарской области в пределах свода, как отмечалось, выделяется три вершины: Самаролукская, Покровская и Богородско-Обшаровская. Превышение свода над смежными районами с севера составляет 1000 м, по отношению к Бузулукской впадине – 2900 м.

На Самаролукской вершине отложения девонского терригенного комплекса имеют увеличенную толщину, тогда как на Покровской вершине они сокращаются вплоть до полного отсутствия. На большей части территории свода выпадают из разреза саргаевские, доманиковые, мендымские и частично воронежские отложений франского яруса.

Покровская вершина свода ограничена с севера широтным разломом, который выделяется по смене возраста пород кристаллического фундамента. На юге вершины находится зона развития разломов северо-восточного направления, поверхность кристаллического фундамента ступенчато погружается на юго-восток [49].

По краям свода и на границах вершин находятся шовные структуры: флексуры и валообразные поднятия. Последние осложнены локальными поднятиями вдоль осей. С севера свод ограничен региональным Жигулевским разломом амплитудой до 800 м, в породах фундамента прослеживается зона катаклаза [27].

Бузулукская впадина занимает восточную часть Самарской области, характеризуется пониженным залеганием поверхности кристаллического фундамента (и палеозоя). Морфологически впадина представляет собой заливообразную отрицательную структуру, которая на юге раскрывается в Прикаспийскую синеклизу.

Кристаллический фундамент здесь образует моноклиналь, погружающуюся в южном направлении. Фундамент Бузулукской впадины, а вместе с ним и залегающая выше терригенно-карбонатная осадочная толща, характеризуются высокой расчлененностью. Выделяются как отдельные структурно-блоковые ступени, так и системы валов.

Ступени на всем своем протяжении осложняются более мелкими блоками. В северозападной части впадины выделяются отдельные выступы фундамента: Алимовский, Хорошенский, Екатериновско-Сидоровский и др. Далее по направлению к западному борту впадины выделяется Северо-Куйбышевский выступ. В южной части впадины выделяется до двадцати выступов кристаллического фундамента. Для северного борта Бузулукской впадины преимущественно характерны разломы диагонального простирания, к которым, по данным [49], приурочены интрузии габброидов и дайки рифейских габбродиабазов. Отмечается сгущение широтных нарушений по направлению к Жигулевско-Самаркинской системе валов.

В качестве систем в пределах впадины выделяют приподнятые структурные элементы: восточную часть Жигулевско-Самаркинской системы валов, Кулешовскую систему валов и др. Жигулевско-Самаркинская система выражена на территории как Самарской, так и Оренбургской областей. В пределах рассматриваемой территории она включает Мухановский, Дмитриевский, Михайловско-Коханский, Могутовский и Долматовский валы, которые имеют асимметричное строение: южные крылья более пологие, чем северные. Пересекающие систему валов северо-восточные И субмеридиональные разломы ограничивают блоки фундамента, которые влияли на смещение осей валов и являются основой грабенообразных прогибов. Южнее Жигулевско-Самаркинской системы валов преобладают разрывные нарушения северозападного и северо-восточного направлений.

Кулешовская система валов, расположенная южнее, также асимметрична за счет более крутых северо-восточных склонов и включает Благодаровскую, Кулешовскую, Бариновскую, Лебяжинскую, Тверскую, Горбатовскую и другие структуры. Отмечается ступенчатое погружение структур с запада на восток [29].

Между Жигулевско-Самарскинской и Кулешовской системами валов расположена Борская депрессия. Ее амплитуда по нижнекаменноугольным горизонтам превышает амплитуду по фундаменту и среднедевонским горизонтам, что объясняется влиянием морфологии осевой зоны наложенного Муханово-Ероховского прогиба. Самая погруженная часть депрессии смещена к юго-западному борту, ее ось погружается на юго-восток.

Южнее Кулешовской системы валов поверхность фундамента и горизонты палеозоя продолжают погружаться на юго-восток. Некоторыми исследователями в этой зоне выделялись Иргизская депрессия, а южнее – Дергуновская зона поднятий [29], что в дальнейшем не нашло подтверждения, т.к. локальные поднятия характеризуются отсутствием четкой ориентировки и имеют небольшие размеры.

Южный склон Южно-Татарского свода (Альметьевская вершина) характеризуется наиболее высоким залеганием поверхности фундамента. Это структурное сооружение является частью более крупной положительной структуры (Южно-Татарского свода), расположенной, в основном, в Татарстане и Башкортостане. С юга свод ограничен Серноводско-Абдулинским авлакогеном, представляющим собой глубокий грабенообразный прогиб, выполненный верхнепротерозойскими образованиями.

Авлакоген ограничен субширотными разрывными нарушениями (Серноводским разломом на юге и Исаклинским – на севере), для северного борта характерны узкие грабены, отходящие в северо-западном и северо-восточном направлениях при ступенчатом погружении на юг. Южная граница авлакогена выделяется по субширотному разлому со сдвигами по поперечным нарушениям. Южный борт более крутой, близок к вертикальному [49].

В направлении с севера на юг в пределах Южно-Татарского свода отмечается моноклинальное погружение поверхности фундамента, на фоне которого выделяются отдельные выступы и ложбины. Особенностью рассматриваемой части является несоответствие общей формы залегания горизонтов палеозоя и поверхности фундамента. Последняя на Елховско-Сергиевской флексуре имеет форму уступа, который представляет собой южный борт протерозойского грабена. В пределах грабена фундамент залегает на 1500-2000 м ниже, чем на соседних участках. Палеозойские отложения образуют положительную структурную форму и приподняты на 300-400 м по отношению к участкам, прилегающим с юга. К северу от Елховско-Сергиевской флексуры палеозойские отложения испытывают дальнейший подъем [21]. На южном склоне Альметьевской вершины Татарского свода в палеозойских отложениях отмечается ряд валов субширотного и северо-восточного простираний.

В центральной части области расположена *Сокская седловина*. Поверхность фундамента находится на отметках -2300-2600 м. Седловина осложнена Жигулевско-Самаркинской и Сокско-Шешминской системами валов.

впадина разделяет Токмовский, Мелекесская Татарский И Жигулевско-Пугачевский своды и характеризуется пониженным залеганием горизонтов палеозоя. Граница ее южного борта проводится по Борлинско-Кирилловскому разлому фундамента и одноименному валу в осадочном чехле. Наиболее погруженная часть впадины смещена к южному борту. Для разреза палеозоя во впадине характерно значительное сокращение толщин терригенных отложений девонской системы [21]. Для зоны развития наложенного Усть-Черемшанского прогиба Камско-Кинельской системы характерно сокращение толщин фаменско-турнейских карбонатных отложений и увеличение толщин терригенных визейских образований. На прибортовых участках развиты биогермные образования. Отмечается несовпадение каменноугольного и пермского структурных планов относительно девонского [29].

Особой структурой на территории Самарского региона является *Волго-Сокская палеовпадина*, которая расположена в центральной части области и ориентирована с юго-

запада на северо-восток. Палеовпадина характеризуется увеличенными толщинами девоского терригенного комплекса, главным образом, тиманского горизонта. Она вытянута на 300 км при ширине 70-120 км. Юго-западная часть палеовпадины находится в пределах Жигулевско-Пугачевского свода, а северо-восточная простирается на территории Сокской седловины и южного склона Южно-Татарского свода. В современном структурном плане впадина не проявляется. Тектонические процессы, происходившие в послетиманское время, привели к формированию многочисленных наложенных структурных форм.

В пределах области по поверхности фундамента выделяются протяженные и узкие отрицательные структуры, формирование которых связано с разломами. Такие структуры получили название девонских грабенообразных прогибов (ДГП). ДГП выявлены бурением и сейсморазведкой в пределах Бузулукской впадины (Екатериновско-Карагайский, Сидоровско-Желябовский), Жигулевско-Пугачевского и Южно-Татарского сводов, в Мелекесской впадине [29]. Прогибы образуют определенную систему и отмечаются в других районах Волго-Урала.

Девонские грабенообразные прогибы (ДГП), как правило, сопряжены с девонскими горстовидными валами (ДГВ).

Куполовидные поднятия с выступами фундамента в ядре, сложные прогибы ДГП и ДГВ возникли и развивались под воздействием блоковых тектонических движений. Куполовидные структуры, имеющие изометричную и вытянутую форму, по степени нарушенности фундамента подразделяются на мелкоблоковые и крупноблоковые. Наиболее активно они развивались в девонско- среднекаменноугольную эпоху. В пермском периоде в результате затухания движений в пределах выступов фундамента большинство из них уменьшилось по размерам и амплитуде, распавшись на отдельные пологие полузамкнутые формы; другие в этих отложениях не проявились вовсе.

Сложные тектонические прогибы состоят из отдельных ДГП. Они являются сквозными унаследованными и погребенными.

<u>Девонский терригенный комплекс</u> рассматривается как самостоятельный структурный этаж. Комплекс залегает с несогласием непосредственно на породах кристаллического фундамента или на породах рифея-венда в пределах авлакогенов. Сверху комплекс перекрывается саргаевскими отложениями.

Строение девонского терригенного комплекса непосредственно связано со строением кристаллического фундамента, имеющего блоковое строение. Это обусловило,

31

во-первых, тектоническую раздробленность самого терригенного комплекса, и, во-вторых, наличие погребенных тектонических элементов (ДГП, Волго-Сокская палеовпадина).

Характерной особенностью региона является наличие наложенных региональных структур – Муханово-Ероховского и Усть-Черемшанского прогибов *Камско-Кинельской системы*. Как отрицательные структуры они наиболее четко выражаются по кровле фаменских отложений и имеют форму ванны с крутыми бортами и относительно широким пологим дном. Толщина карбонатов фаменского яруса в осевой зоне составляет 20-30 м, тогда как в бортовых зонах – 500 и более метров.

Стоит отметить, что многие ученые приводят объективные доводы о связи структурно-формационных зон, а также морфологии залегания пород верхнедевонсконижнекаменноугольного интервала с тектонической активностью фундамента и разрывными нарушениями. М.Ф.Мирчинком и др. [76] отмечается, что периферийные зоны крупных сводов окружены областями периодических активизаций тектонических процессов, проявлявшихся в нисходящих и восходящих движений геоблоков. Поэтому Камско-Кинельская система не случайно оконтуривает палеосводы Волго-Урала извилистой полосой.

Взаимосвязь ККСП с тектоническими движениями и дизьюнктивами отмечают Р.Н. Валеев [22], Н.Н. Соколова [109]. В.М. Познер [86] указывает, что система прогибов связана с зонами тектонического опускания, которое начало проявляться еще в девонское время. По мнению В.М. Познера, в южной части ККСП такая тенденция зародилась в среднем девоне, а по данным В.Н. Тихого [115] на севере системы – начиная с конца франского века.

Рассматривая Камско-Кинельскую систему с позиций геодинамики, В.С. Шеин [128] указывает на то, что в девонское время на фоне общего погружения территории происходило оживление разнонаправленных тектонических движений. При этом границы девонских эрозионных уступов совпадают с разломами (например, северо-восточный борт Муханово-Ероховского прогиба, юго-восточный борт Фокинского прогиба). В дальнейшем развитие некомпенсированных прогибов происходило при обозначенных ранее тектонических условиях. При этом заполнение системы прогибов терригенными отложениями может быть обусловлено обстановкой общего сжатия.

В.Г. Изотов и Л.М. Ситдикова [57], анализируя особенности тектонического строения и сочленения системы прогибов с соседними геоблоками, приходят к выводу, что ККСП представляет собой рифтовую зону в начальном (зачаточном) состоянии. В отличие от типичных рифтов Волго-Урала, которые имеют линейные очертания, ККСП

имеет довольно сложную, изогнутую форму ввиду того, что Камско-Кинельская рифтовая система была заложена на консолидированном фундаменте и оконтуривает стабильные участки земной коры. В зонах сочленения борта рифтовой системы имеют кулисообразное строение, которое вызвано последовательным образованием блоков архейско-протерозойского основания. Это привело к формированию систем «террасовидных уступов», которые были описаны Е.Д. Войтовичем и Н.С. Гатиятуллиным [23] на западном склоне Татарского свода.

В.С. Шеин и др. [129] также указывают на то, что ККСП образовалась за счет разного рода тектонических нарушений (сбросов, сдвигов, раздвигов, приуроченных к рифтам, выступам и сводам). Продолжение системы может находиться под аллохтонными толщами Уральского орогена, надвиги которого возникли уже после формирования ККСП.

И.А. Денцкевич [50] полагает, что Муханово-Ероховский прогиб зародился в период раннегерцинской фазы тектогенеза, а последующее его развитие контролировалось исключительно седиментогенезом, что подтверждают многочисленные бескорневые структуры облекания биогермных тел в бортовой зоне прогиба. Тем не менее, средне-верхнефранские органогенные тела обнаруживаются преимущественно в приразломных зонах, что позволяет судить о том, что одной из причин образования построек являлось конседиментационное погружение отдельных блоков.

Интерес вызывает работа Гутмана И.С. [36], в которой автор обращает внимание на аномально высокую вязкость нефти, проявление в осадочном чехле тектонических нарушений, зародившихся кристаллическом фундаменте, приуроченность участков с аномально высоких толщин радаевско-бобриковских отложений к сводам поднятий.

Отмеченные структуры на изучаемой территории осложняются многочисленными локальными поднятиями, имеющими, в основном, форму куполов и контролирующими залежи нефти. По генезису локальные поднятия подразделяются на тектонические, седиментационные и смешанные с большим числом подтипов и видов, свидетельствующих о многообразии условий их формирования.

1.5. Нефтегазоносность

Самарская область – один из старейших нефтегазодобывающих регионов страны. Удельный вес в добыче нефти по России составляет 2,7% [96], что является весьма существенным для европейской части России. Начальные суммарные ресурсы нефти в Самарской области оцениваются 1978,9 млн т (1,9% от общероссийских), в том числе накопленная добыча – 59% НСР, извлекаемые запасы категорий A+B+C1 – 22,7%, категорий C2 – 4,7%, перспективные ресурсы категории C3 – 10,7%, прогнозные ресурсы (Д1+Д2) – 2,7%. Степень разведанности НСР нефти в Самарской области превышает 80%, выработанности разведанных запасов – 72% [110].

Самарская область расположена в пределах Татарской нефтеносной области, Мелекесско-Абдулинской и Средневолжской нефтегазоносных областей Волго-Уральской нефтегазовой провинции.

На территории региона промышленные залежи нефти и газа приурочены к девонским, каменноугольным и пермским отложениям. В них выделяется 8 нефтегазоносных комплексов (НГК): девонский (эмско-нижнефранский) терригенный (I), верхнедевонско-турнейский карбонатный (II), нижнекаменноугольный терригенный (III), верхневизейско-башкирский карбонатный (IV), верейский терригенно-карбонатный (V), средне-верхнекаменноугольный карбонатный(VI), нижнепермский терригенно-карбонатный (VIII) и верхнепермский карбонатный (VIII).

Наиболее весомый вклад в геологические НСР вносит девонский терригенный НГК (31%), в верхнедевонско-турнейском и нижнекаменноугольном НГК сосредоточено равное количество ресурсов по 19%, в нижне-среднекаменноугольном и среднекаменноугольном по 12% и 7%, соответственно, далее по убыванию ресурсов следует нижнепермский НГК (6%), средне-верхнекаменноугольный НГК (6%), верейский НГК (3%), верхнепермский НГК (2%) и перспективный вендский НГК (1%) [89].

Девонский (эмско-нижнефранский) терригенный НГК (I) представлен песчаниками, алевролитами, аргиллитами с прослоями и пластами известняков. Продуктивными являются пласты песчаников тиманского, пашийского и воробьевского горизонтов, живетского и эйфельского ярусов, разделенные пачками аргиллитов.

Верхнедевонско-турнейский карбонатный НГК (II) сложен преимущественно известняками и доломитами. Продуктивные пласты-коллекторы установлены в турнейском ярусе, в данково-лебедянском, воронежском, мендымском горизонтах. Региональной покрышкой для НГК являются глины и аргиллиты нижней части визейского и верхней части турнейского ярусов. Особое место в разрезе комплекса занимают

отложения доманикового и мендымского горизонтов верхнего девона, с которыми связывают основной генерационный потенциал в разрезе доманикитов.

Нижнекаменноугольный терригенный НГК (Ш) представлен песчаниками, аргиллитами, алевролитами, в верхней части – известняками и доломитами. Продуктивны песчано-глинистые породы, малиновского надгоризонта, бобриковского и тульского горизонтов, окского надгоризонта, а также известняки серпуховского яруса. Региональной покрышкой для бобриковских пластов являются глины тульского горизонта. Литология и толщины пластов изменчивы.

Нижне-среднекаменноугольный (окско-башкирский) НГК (IV) представлен известняками и доломитами. К югу возрастает доля терригенных отложений. В этом комплексе выделяются продуктивные пласты: мячковского, подольского, каширского горизонтов, башкирского яруса. НГК выделен в объеме окского надгоризонта (пласты О₁-5) визейского яруса нижнего карбона и башкирского яруса (пласт А4) среднего карбона. Пласты O_1 - O_5 окского надгоризонта залегают в его верхней сульфатно-карбонатной части. Литологически пласты-коллекторы представлены кавернозно-пористыми И трещиноватыми доломитами и известняками с прослоями плотных, нередко ангидритизированных разностей. Локальной или зональной покрышкой, разделяющей пласты О₁₋₅, являются ангидриты или ангидриты с прослоями плотных карбонатов. Пласты окских отложений перекрываются региональной покрышкой, представленной карбонатно-глинистой «покровской пачкой» тарусского горизонта, сложенной аргиллитами с прослоями мергелей и глинистых доломитов.

Среднекаменноугольный (верейский) НГК (V) представлен преимущественно терригенными отложениями верейского подъяруса среднего карбона. Покрышкой для него служат вышележащие плотные, непроницаемые известняки каширского подъяруса. Литологически комплекс сложен песчаниками серыми, коричневато-серыми, мелкозернистыми, слабосцементированными, местами глинистыми, с прослоями алевролитов и известняков темно-серых, органогенных с примесью песчаного материала.

Средне-верхнекаменноугольный (каширско-гжельский) НГК (VI) включает отложения каширского, подольского, мячковского подъярусов среднего карбона и гжельского яруса верхнего карбона. Коллекторами являются карбонатные породы. Литологически отложения комплекса сложены серыми и светло-серыми, органогеннодетритовыми, пористыми известняками. Покрышки носят зональный характер, ими являются плотные глинистые разности карбонатных пород. Нижнепермский терригенно-карбонатный НГК (VII) включает сульфатнокарбонатные отложения ассельского, сакмарского, артинского, кунгурского ярусов и терригенные отложения уфимского яруса нижней перми. Продуктивными являются отложения артинского яруса, сложенные пористыми и кавернозными известняками и отложения кунгурского яруса, представленные доломитами трещиноватыми, тонкослоистыми, микрокристаллическими с прослоями ангидритов. Покрышками пластов коллекторов служат плотные ангидриты, доломиты и известняки с примесью глинистого материала.

Верхнепермский карбонатный НГК (VIII) представлен породами казанского яруса пермской системы, в основном отложениями калининской свиты. Литологически пласт сложен пористыми доломитами и доломитизированными известняками. Покрышкой для пласта Кл является галогенно-сульфатная толща гидрохимической свиты.

Основные продуктивные пласты по комплексам перечислены в таблице 3.

Несмотря на то, что в девонском терригенном НГК сосредоточено всего около 5% запасов нефти (рисунок 4), он характеризуется наименьшей степенью изученности, как было показано в гл. 1.2. Тем не менее, по оценкам [89] наиболее существенный вклад (31%) в геологические НСР вносит девонский терригенный НГК. Это доказывает актуальность работ по детализации его геологического строения. Тематика диссертационной работы направлена на подробное изучение именно девонского нефтегазоносного комплекса, с перспективами которого связана оптимизация освоения его нефтегазового потенциала.
Nº	Комплекс	Литологический состав	Продуктивные подразделения разреза	Индексация
Ι	Девонский (эсмко-	терригенный	эйфельский	ДV, ДV'
	нижнефранский)	11	живетский	ДІУ, ДІІІ,
			пашийский	ДІІ, ДІ
			тиманский	Дk, Дk', До, До'
II	Верхнедевонско-	карбонатный	мендымский	Дbr _I , Дbr _{II}
	турнейский		воронежский	Дvr _I , Дvr _{II}
			данково-лебедянский	Дфм
			турнейский	
				B_1, B_2, B_3
III	Нижнекаменноугольны	терригенный	малиновский	CII, CIII, CIV, CV, CVI,
	Й			CVII
			бобриковский	$\mathbf{b}_2, \mathbf{b}_2$ -Cl, \mathbf{b}_2 -Cla
			тульскии	\mathbf{b}_0
IV	Нижне-среднекаменно-	карбонатный	окский	O ₁ , O ₂ , O ₃ , O ₄ , O ₅
	угольный		серпуховский	A ₅
	(окско-башкирский)		башкирский	A ₄
V	Среднекаменно-	терригенный	верейский	A_1, A_2, A_3
	угольный (верейский)			
VI	Средне-верхнекаменно-	карбонатный	каширский	A_0
	угольный (каширско-		подольский	Pd_{I} , Pd_{II} , Pd_{III} , Pd_{IV} , Pd_{V}
	гжельский)			$M \mathfrak{P}_{I}, M \mathfrak{P}_{II}, M \mathfrak{P}_{III}, M \mathfrak{P}_{IV},$
			мячковский	Мчу
				Ia, I, II
			гжельский	
VII	Нижнепермский	терригенно-	артинский	
		кароонатный	кунгурский	KIa, KI, KII
1.11	D Y	~ 0	уфимскии	
VI	Верхнепермский	карбонатный	калиновская свита	KC



Рисунок 4 – Распределение количества залежей и запасов по НГК.

Таблица 3 – Нефтегазоносные комплексы и номенклатура продуктивных пластов (по данным ВО ИГиРГИ, 2002 г.)

Глава 2. Региональная корреляция разрезов скважин

2.1. Задачи корреляции разрезов скважин и ее виды

Под общепринятым термином «корреляция разрезов скважин» понимают сопоставление геофизических кривых с целью выделения одновозрастных комплексов, горизонтов и пластов. Корреляция является основой при изучении нефтегазоносных объектов, в том числе сложнопостроенных. Автор далек от убеждения, что корреляция диаграмм ГИС является достаточным методом для объективного геологического моделирования, однако ее необходимость не подлежит сомнению. Корреляция должна сочетаться с другими методами исследования, невзирая на то, каковы характеристики объекта: региональный он или локальный, простой или сложный. В перечень таких методов входят дистанционные исследования, сейсмические исследования и ВСП, ГИС, ГДИ, исследования керна и др.

Вопросами корреляции разрезов скважин в той или иной степени занимались многие исследователи, изучавшие недра по данным бурения. Среди работ, посвященных теоретическому обоснованию корреляции разрезов, стоит отметить труды В.А. Долицкого [52]. Весьма ценные обобщения в части геометрических подходов к стратиграфической корреляции и алгоритмизации данного процесса приведены в монографии Ю.С. Салина [95].

На каждом из этапов ГРР и в процессе разработки месторождений корреляция разрезов скважин должна учитывать различия в объеме и качестве исходных данных, как и набор методов исследования, применяемых для комплексирования. Принято считать, что значимость корреляции возрастает с увеличением степени разбуренности территории, однако и на начальных стадиях изученности ее роль важна.

При рассмотрении задач комплексного изучения нефтегазоносных объектов на различных этапах геологоразведочного процесса необходимо учитывать различия между видами корреляции, классифицируемыми по площади и разрезу [43] (таблица 4).

		Корреляция по площади			
		Региональная	Локальная		
			На поисково-		
	Ofmor	На регональном оцен этапе ГРР разведоч	оценочном и		
Коррондинд по	Оощая		разведочном этапах		
порреляция по			на месторождениях		
paspesy			В процессе		
	Детальная		разработки		
			месторождения		

Таблица 4 – Классификация корреляции по разрезу и площади [43].

На региональном этапе геологоразведочных работ, когда количество скважин минимально, проведение корреляции основывается на ее увязке с методами полевой геофизики, главным образом с сейсмическими исследованиями. Такой вид корреляции, названный <u>региональным</u>, проводится с целью стратиграфического расчленения разреза, определения последовательности напластования литолого-стратиграфических и нефтегазоперспективных комплексов, выявления несогласий в залегании пород, разрывных нарушений и т.п. (таблица 5). Для решения таких задач изучают весь разрез, вскрытый опорными и параметрическими скважинами, т.е. проводят <u>общую</u> корреляцию. При региональной корреляции обычно используют типовые геологические разрезы выявленных месторождений, а также разрезы отдельных скважин.

Следует отметить, что назначение региональной корреляции не ограничивается исключительно малоизученными перспективными территориями. Как будет показано в дальнейшем, результаты региональной корреляции с детальной дифференциацией разреза по всему фонду скважин региона в пределах месторождений предоставляют возможность для уточнения принципиальных моделей геологического строения сложнопостроенных региональных объектов.

На поисково-оценочном этапе происходит перенос внимания исследователей на локальные объекты, что находит свое отражение и в методологии корреляции разрезов скважин, которая классифицируется как локальная (по площади) и общая (по разрезу). Производится выделение литолого-стратиграфических комплексов и горизонтов для литологического расчленения разреза; определяются последовательности напластования в пределах комплексов И горизонтов, устанавливаются условия залегания нефтегазоперспективных комплексов и горизонтов. Как правило, привлекаются керновые данные, результаты опробования и ГДИ, проводится комплексирование с 2D сейсмическими исследованиями, а на открытых месторождениях – с 3D сейсмикой.

На разведочном этапе выполняется локальная корреляция по данным поисковых и разведочных скважин с целью прослеживания продуктивных пластов в комплексе с сейсмическими исследованиями, закладывается база для геолого-промысловой модели залежи в первом приближении. Нередко на сложных объектах по мере повышения степени изученности первые представления о геологической модели объекта могут быть значительно скорректированы.

На эксплуатационном этапе, ввиду появления большого массива скважин, значение корреляции существенно повышается благодаря высокой разрешающей способности, хотя роль сейсмики в межскважинных зонах весьма важна для выделения пропущенных скважинами продуктивных линз, погребенных русел, врезов и т.п.

Плотность сети эксплуатационных скважин позволяет прослеживать в процессе корреляции по площади изучаемого объекта более детально, чем по данным сейсмики, продуктивные пропластки, а также особенности изменения макронеоднородности по площади. Именно такую разновидность корреляции, позволяющую установить пути фильтрации флюидов в пределах продуктивного пласта, следует называть <u>детальной</u>. На основе детальной корреляции создаются условия для тщательного изучения залежей углеводородов и построения уточненных статических, а затем и динамических моделей.

Таблица 5 – Назначение 1	корреляции	разрезов	скважин н	на разных	этапах

геологоразведочного	процесса.
---------------------	-----------

2-2-	Задачи, решаемые при помощи	Основные виды необходимых
Этап	корреляции разрезов скважин	исследований
Региональный	корреляции разрезов скважин 1) прослеживание литолого- стратиграфических и нефтегазоперспективных комплексов; 2) выявление субрегиональных зональных структурных соотношений между различными литолого- стратиграфическими и нефтегазоперспективными комплексами; 3) выявление региональных нефтегазоперспективными комплексами; зональных 3) выявление региональных нефтегазоперспективными комплексами; зональных зональных региональных выявление региональных несогласий; 4) определение ческого развития региона (в комплексе с другими <th>исследований 1) отдельные региональные сейсмические профили; 2) результаты региональных гравиразведочных, магниторазведочных и электроразведочных работ; 3) биостратиграфические исследования керна (микрофаунистические, споровопыльцевые и др.); 4) геохимические исследования.</th>	исследований 1) отдельные региональные сейсмические профили; 2) результаты региональных гравиразведочных, магниторазведочных и электроразведочных работ; 3) биостратиграфические исследования керна (микрофаунистические, споровопыльцевые и др.); 4) геохимические исследования.
Поисково-оценочный	1) выявление условий залегания нефтегазоносных комплексов и горизонтов; 2) прослеживание в разрезе нефтегазоносных и перспективных горизонтов коллекторов и покрышек; 3) изучение залегания и особенностей геологического строения нефтегазоносных пластов; 4) создание основы для геологической	 сейсморазведка 2D по системе взаимоувязанных профилей на открытом месторождении – сейсморазведка 3D; детальная электроразведка, высокоточная гравиразведка; исследования керна.
Разведочный	 уточнение геологического строения залежей и актуализация геологической модели по результатам разведочного бурения; создание геологической основы для гидродинамической модели. 	 сейсморазведка 3D; исследования керна; геолого-промысловые исследования
Разработка	 уточнение геологического строения залежей и актуализация геологической модели по результатам бурения эксплуатационных скважин; прослеживание проницаемых пропластков в продуктивном пласте и определение путей фильтрации флюида; создание основы для постоянно действующей геолого-технологической модели (ПДГТМ); выявление зон локализации остаточных запасов (в комплексе с другими исследованиями). 	3D и 4D сейсмические исследования.

Как уже отмечалось, территория Самарской области характеризуется высокой степенью изученности бурением, однако скважины размещены по территории региона крайне неравномерно. Кроме того, глубоко залегающие комплексы освещены бурением существенно слабее. Наименее изучен девонский терригенный нефтегазоносный комплекс, многие исследователи связывают именно с ним перспективы для расширения сырьевой базы.

Типовые подходы к проведению региональных исследований предполагают использование редкой сети глубоких скважин (поисковых, опорных, параметрических) с наиболее полным комплексом исследований, включая ГИС, отбор керна, опробования. Это вполне оправдано для территорий, только вступающих в активное освоение. В то же время, для регионов в высокой разведанностью указанная методика продолжает применяться, несмотря на большой накопленный объем данных по скважинам. Считается, что разведочные, а тем более эксплуатационные скважины в силу ограниченности комплекса ГИС, невысокого выноса керна или полного его отсутствия не могут обеспечить прирост достоверности и детальности исследований. Одной из причин такой не вполне обоснованной, но вынужденной отбраковки исходных данных является трудоемкость обработки больших массивов скважинной информации с применением традиционных методик. Ручная обработка накопленных массивов данных (в первую очередь, корреляция данных ГИС) уже не может обеспечить качественную основу для геологического изучения, поэтому возрастает роль автоматизированной корреляции разрезов скважин, алгоритм которой реализован в программном комплексе AutoCorr базовом для проводимых исследований.

Одна из первых попыток применения вычислительных методов к сопоставлению геофизических диаграмм была предпринята в 1970-е годы Ш.А. Губерманом [32]. В дальнейшем были предложены различные методики обработки и корреляции геофизических данных с использованием вычислительной техники. Среди подходов следует отметить метод «генетического признака», предложенный В.М. Омелиным и др. [83]. На начальном этапе по отфильтрованным данным создается зависимость «параметр-глубина», которая в дальнейшем и используется для корреляции.

На современном этапе предлагаются новые методы обработки и сопоставления каротажных диаграмм, среди которых можно отметить DWT-анализ, применение вейвлетфункций, теории нейронных сетей [125].

Разработанный под руководством И.С. Гутмана [41, 45] подход с применением триангуляционной сети был реализован в программе «Autocorr» и имеет ряд неоспоримых

преимуществ, среди которых стоит выделить, во-первых, ориентированность алгоритма на постоянный контроль результата с учетом ранее обработанных скважин. Это позволило существенно повысить степень достоверности результатов и на простых объектах свести к минимуму ручную правку. Кроме того, предварительная настройка алгоритма не требует углубленных математических знаний и «обучения» алгоритма, как, например, происходит в некоторых модификациях нейросетевого подхода [125].

Алгоритм, применяемый в программе AutoCorr, подробно описан в работах [41, 45, 75, 37] и был успешно апробирован при изучении локальных нефтегазоносных объектов, в том числе крупнейших и уникальных (Самотлор, Приобское, Тевлинско-Русскинское, Усинское [47, 42]). Эффективность применяемых методик подтверждена заключениями компетентных организаций.

В то же самое время, до недавних пор методы автоматизации процесса сопоставления разрезов скважин при региональных работах не применялись. Между тем, региональные исследования имеют ряд существенных отличий от работы на локальных участках.

К особенностям исходной информации можно отнести следующие:

1. Разрозненность и крайняя неравномерность распределения скважин в пределах региона, а также по разрезу;

2. Различия комплекса ГИС на участках, а также существенные отличия диаграмм одноименных методов, вызванные аппаратурными и технологическими характеристиками вследствие разновременности исследований;

3. Большое количество эксплуатационных скважин, для которых характерна высокая плотность сети и, зачастую, ограниченный комплекс, различающийся по интервалам;

4. Крайняя разнородность сейсмических исследований, невысокая доля высокоточных современных исследований при высокой изученности территории в целом, особенно в пределах локальных поднятий.

Отдельное внимание стоит уделить вопросу о том, насколько целесообразно вовлекать в процесс региональных работ эксплуатационные скважины. Безусловно, руководствуясь принципом декластеризации точек наблюдения, рациональнее было бы проредить сетку скважин на тех участках, где она излишне плотная, тем более в ситуации, когда ряд скважин обладают ограниченным каротажным комплексом. Но, рассматривая региональные работы без отрыва от дальнейшего уточнения локальных моделей залежей, следует принять во внимание ценность каждой точки наблюдения при выявлении специфических особенностей локализованного участка (таких как разрывные нарушения, ДГП), а также перспективных объектов (в том числе пропущенных залежей, органогенных построек и др). Кроме того, прикладное назначение корреляции – получение и уточнение стратиграфических отбивок продуктивных пластов следует реализовывать по всему фонду скважин каждого месторождения. Таким образом, благодаря отсутствию ограничений традиционного («ручного») метода обработки скважинных данных, вовлечение всего фонда скважин более чем оправдано. Кроме того, по опыту известно, что при более плотной сети повышается достоверность автоматического трассирования границ в силу того, что изменения характеристик объекта по площади прослеживаются последовательно.

2.2. Характеристика комплекса ГИС скважин изучаемого региона

Большое значение для качественного геологического изучения имеет полнота комплекса геофизических исследований и его качество. При автоматизированной обработке данных ГИС следует с особой тщательностью подходить к подбору ключевых методов и параметров корреляции разрезов.

В рамках данного раздела работы с целью разработки методики изучения разнородного и сложного геологического разреза рассмотрены два укрупненных интервала: девонский преимущественно терригенный (эйфельско-нижнефранский) и верхнедевонско-нижнекаменноугольный (франско-турнейский) терригенно-карбонатный.

Девонский терригенный комплекс, как уже указывалось, характеризуется низкой степенью изученности (в том числе разбуренности) (см. раздел 1.2).

После первичной отбраковки в проект было вовлечено 6915 скважин (таблица 6), среди которых достигли кристаллического фундамента более 900, информативны для девонского интервала 1503, полностью вскрыли верхнедевонско-нижнекаменноугольный интервал 3101 скважина.

Общее количество скважин	10280
В том числе:	
- обработано	6915
- отбраковано по разным причинам	2452
Из числа обработанных:	
вскрыли девонский терригенный интервал,	2406
в том числе:	
 достигли кристаллического фундамента; 	903
- частично вскрыли интервал;	1503
вскрыли верхнедевонско-нижнекаменноугольный интервал,	6915
в том числе:	
- полностью вскрыли интервал (достигли доманикового	
горизонта);	3101
- частично вскрыли интервал.	
	3814

Таблица 6 – Характеристика фонда скважин, задействованных в проекте.

Таблица 7 – Освещенность геофизическими методами.

Метод ГИС		Освещенность методами по интервалам (этажам)				
-		Дево	Девонский		Верхнедевонско-	
		терри	терригенный		нижнекамен-	
		ИНТ	интервал		ноугольный интервал	
		Кол-во	Доля скв,	Кол-во	Доля скв,	
		скв.	%	скв.	%	
Собственных	потенциалов (ПС)	2385	99	6618	96	
нды цегося 1вления:	Градиент-зонд (ГЗ)	2015	84	5466	79	
301 кажул сопроти	Потенциал-зонд (ПЗ)	2286	95	6437	93	
Индукционны	ій метод (ИК)	944	39	3139	45	
Боковой каротаж (БК)		1204	50	3423	50	
Гамма метод (ГК)		2195	91	6117	88	
Нейтронный гамма метод (НГК)		2165	90	6054	88	
Кавернометрия (ДС)		2050	85	5234	76	

Вскрытый разрез охарактеризован типовым для Волго-Урала комплексом ГИС, который включает метод собственных потенциалов, комплект зондов кажущегося сопротивления, радиоактивный каротаж (ГК и НГК), кавернометрию. Указанные методы присутствуют одновременно в более чем 80% скважин фонда. Комплекс продуктивных интервалов существенно различается, как правило, дополнительно представлен

микрозондами, боковым и микробоковым методами, индукционным, акустическим каротажем, ВИКИЗ, гамма-гамма плотностным, импульсным и другими методами. Наиболее скудный комплекс ГИС проведен на площадях-«пионерах» на западе области, открытие которых состоялось еще в 1940-50-е годы: Яблоневом овраге, Сызранском, Жигулевском, Зольненском. По этим скважинам имеются, как правило, только СП и зонды КС.

Степень изучаемой части разреза наиболее массовыми методами ГИС приведена в таблице 7, причем статистика приводится раздельно по девонскому (эйфельскофранскому) преимущественно терригенному и верхнедевонско-нижнекаменноугольному терригенно-карбонатному интервалу. Основанием для такого разделения послужили принципиальные различия по литологии пород, структурно-формационным особенностям, что обусловило обособленное рассмотрение каждого интервала.

Для количественной оценки эффективности тех или иных параметров вычислялись невязки по каждому треугольнику сети. Величина ошибки зависит от того, насколько от первоначального положения отстоит корреляционная граница, полученная при последовательном сопоставлении трех скважин триангуляционного элемента (рисунок 5).



Рисунок 5 – Корреляционная невязка в треугольнике [41].

2.3. Подбор оптимальных параметров автоматизированной корреляции

Для определения оптимального комплекса применительно к автокорреляции, а также с целью настройки параметров было проведено изучение тестового участка (таблица 8). Разрезы 53-х скважин были подвергнуты обработке ПК AutoCorr с различными параметрами, после чего были определены показатели, анализ которых позволяет сделать выбор оптимальных настроек.

	Тестовый участок	Изучаемый регион
Местоположение	Центральная часть Самарской	Самарская область
	области, южная прибортовая	
	зона Муханово-Ероховского	
	прогиба	
Наименования месторождений	Малышевское, Дмитриевское,	
	Беловское, Бирюковское,	
	Зареченское (все – частично)	
Количество скважин	53	6915
Площадь участка, км 2	380	53000
Плотность сети скважин, га/скв	717	766
Расстояние между скважинами,		
М		
Минимальное	180	150
Среднее	2260	3002
Максимальное	14800	88500
Количество ребер триангуляции	138	7156

Таблица 8 – 1	Характеристики	тестового	участка .
---------------	----------------	-----------	------------------

При выборе тестируемых вариантов (наборов методов ГИС) было решено руководствоваться критериями, установленными по результатам опыта аналогичных исследований с учетом особенностей алгоритма программы. Так, общее количество кривых не должно превышать четырех, причем три метода (основных) в каждом варианте должны быть представлены в более чем 75% всего массива скважин (таблица 7), четвертый метод (вспомогательный) присутствует не менее чем в 25% скважин, методы должны обладать достаточной разрешающей способностью и информативностью (на основе качественной оценки). Таким образом, в качестве основных методов могут использоваться ПС, методы КС, ГК, НГК и ДС, в качестве дополнительных – все перечисленные, а также БК и ИК.

Для тестовой обработки были подобраны 14 вариантов настроек, которые перечислены в таблице 9.

После расчета ошибки в каждом треугольнике тестового участка были определены средние и максимальные невязки для каждого набора кривых по каждому интервалу

разреза (таблица 9). Наряду с визуальной оценкой детальности и корректности автоматической обработки, применение двух указанных показателей является достаточным для выбора оптимальных настроек. При этом важно отметить, что более объективным является среднее значение, поскольку на максимальную невязку может повлиять локальный сбой алгоритма на отдельном триангуляционном элементе вследствие разрыва каротажа, краевых эффектов при автокорреляции и т.п. В такой ситуации было бы более обоснованным исключение подобных максимальных невязок или расчет, к примеру, медианного значения. Тем не менее, в рамках данного экспресс-метода достаточно применение среднего арифметического значения невязки с привлечением в качестве дополнительного критерия максимального значения.

Как видно из таблицы 9, для девонского интервала средние ошибки изменяются от 3.1 до 9.5 м, максимальные – от 17.4 до 39.6 м, для верхнедевонсконижнекаменноугольного средние невязки лежат в диапазоне 0.82 – 23.0 м, максимальные – 14.4 – 119.1 м. Таким образом, в качестве оптимального набора методов для девонского интервала могут быть выбраны варианты №№1, 12 или 14 (таблица 9), тогда как для верхнедевонско-нижнекаменноугольного – №№3, 5 или 10.

Таблица 9 – Оценка качества автоматизированной корреляции разрезов скважин тестового

		Невязки, м				
Mo H/H		Верхнедевонско-				
	Методы ГИС и их относительные	нижнекаменно-		Девонский интервал (Da a)		
J1≌ 11/11	веса	угольный интервал				
		(D ₃ -	-C ₁)	(L	-2-3)	
		Сред.	Макс.	Сред.	Макс.	
1	ГК-0.9 НГК-0.75 ПЗ-0.5	10.5	35.7	3.5	17.5	
2	ПС-0.9 ПЗ-0.75 НГК-0.5	5.9	38.4	7.5	35.4	
3	ПЗ-0.9 НГК-0.75 ДС-0.5	1.4	43.0	4.5	21.5	
4	ПС-0.9 ГК-0.75 НГК-0.5	4.9	106.5	9.5	39.6	
5	ПЗ-0.9 ГК-0.75 НГК-0.5	0.82	14.4	6.6	27.5	
6	ПС-0.9 ГК-0.75 ДС-0.5	6.1	92.9	8.1	36.4	
7	НГК-0.9 ГК-0.75 ПЗ-0.5	10.9	34.8	3.7	25.0	
8	ДС-0.9 ГК-0.75 НГК-0.5	10.5	35.4	3.8	36.0	
9	ПЗ-0.9 ГК-0.8 НГК-0.7 ПС-0.5	23.0	113.2	5.6	35.7	
10	ГК-0.9 НГК-0.8 ПЗ-0.7 ПС-0.5	3.1	35.2	6.2	35.7	
11	ГК-0.9 НГК-0.8 ПЗ-0.7 БК-0.5	13.5	54.6	4.6	30.2	
12	ГК-0.9 НГК-0.8 ПЗ-0.7 ДС-0.5	13.4	116.0	3.5	18.2	
13	ПЗ-0.9 НГК-0.8 ГК-0.7 ИК-0.5	13.9	61.2	4.9	25.1	
14	ДС-0.9 ГК-0.8 ПЗ-0.7 НГК-0.5	12.2	119.1	3.1	17.4	

участка.

Для каждого интервала выбраны по три варианта настроек с той целью, чтобы оценить стабильность работы алгоритма. Качественный анализ результатов парной корреляции показал, что каждый из вариантов показывает сопоставимые результаты, т.е. для обработки может быть выбран любой набор параметров с минимальными значениями средней невязки.

Отметим, что интервалы сильно различаются по толщине. Нижний (девонский) интервал характеризуется средней толщиной на тестовом участке 248 м, а верхний – 1333 м. Предполагается, что линейная невязка корреляционных связей демонстрирует прямую функциональную зависимость от толщины разреза, при условии, что разрезы сопоставимы по «сложности», т.е. имеют схожие литолого-стратиграфические и формационные характеристики, комплекс методов ГИС и т.д. Эта зависимость все же имеет некоторые ограничения, которые проявляются на разрезах небольшой толщины (до 100 м), где сильное влияние оказывают краевые зоны интервалов.

Чтобы избавиться от влияния приращения невязки в разрезах большой толщины, введем понятие относительной невязки, которую можно рассчитать по формуле:

$$\Delta_{\rm oth} = \frac{\Delta_{\rm afc}}{H} \cdot 100\%; \tag{1}$$

где $\Delta_{\text{отн}}$ – относительная невязка (%), $\Delta_{\text{абс}}$ – абсолютная невязка (м), *H* – среднее значение общей толщины обработанного интервала разреза, м.

Рассчитанные величины относительных средних невязок приведены в таблице 10.

1	Методы ГИС и их	Абс. средние невязки, м		Отн. средние невязки, %	
Π/Π	относительные веса	D_3-C_1	D ₂₋₃	D_3-C_1	D ₂₋₃
1	ГК-0.9 НГК-0.75 ПЗ-0.5	10.5	3.5	0.8	1.4
2	ПС-0.9 ПЗ-0.75 НГК-0.5	5.9	7.5	0.4	3.0
3	ПЗ-0.9 НГК-0.75 ДС-0.5	1.4	4.5	0.1	1.8
4	ПС-0.9 ГК-0.75 НГК-0.5	4.9	9.5	0.4	3.8
5	ПЗ-0.9 ГК-0.75 НГК-0.5	0.82	6.6	0.1	2.7
6	ПС-0.9 ГК-0.75 ДС-0.5	6.1	8.1	0.5	3.3
7	НГК-0.9 ГК-0.75 ПЗ-0.5	10.9	3.7	0.8	1.5
8	ДС-0.9 ГК-0.75 НГК-0.5	10.5	3.8	0.8	1.5
9	ПЗ-0.9 ГК-0.8 НГК-0.7 ПС-0.5	23	5.6	1.7	2.3
10	ГК-0.9 НГК-0.8 ПЗ-0.7 ПС-0.5	3.1	6.2	0.2	2.5
11	ГК-0.9 НГК-0.8 ПЗ-0.7 БК-0.5	13.5	4.6	1.0	1.9
12	ГК-0.9 НГК-0.8 ПЗ-0.7 ДС-0.5	13.4	3.5	1.0	1.4
13	ПЗ-0.9 НГК-0.8 ГК-0.7 ИК-0.5	13.9	4.9	1.0	2.0
14	ДС-0.9 ГК-0.8 ПЗ-0.7 НГК-0.5	12.2	3.1	0.9	1.3

Таблица 10 – Относительные средние невязки вариантов корреляции.

Характерно, что относительные невязки для верхнедевонсконижнекаменноугольного интервала существенно ниже, чем для девонского.

Учитывая, что изученность методами ГИС и условия регистрации для каждого из интервалов не различаются, сопоставление величин средней относительной невязки позволяет сделать вывод о том, что девонский интервал, по меньшей мере, хуже поддается автоматической корреляции, что вызвано более сложным геологическим строением.

2.4. Алгоритм региональной корреляции с применением средств

автоматизации

На основе результатов корреляции тестового участка был разработан алгоритм, позволяющий учесть различия укрупненных интервалов, которые, в первую очередь, проявляются в литологическом составе, и, во-вторых, в разной степени освещенности интервалов методами ГИС.

Схема реализации алгоритма приведена на рисунке 6.



Рисунок 6 – Блок-схема обработки разрезов скважин региона.

1. На первом этапе следует провести первичную автоматическую обработку всех скважин с целью получения базового варианта сопоставления, или варианта в первом приближении. Для реализации этого необходимо подобрать такие параметры, которые предоставили бы удовлетворительные результаты для всего изучаемого интервала, без разделения на укрупненные этажи. Анализ результатов обработки скважин тестового участка позволил сделать вывод, что оптимальный набор кривых ГИС следующий: ГК, НГК, ПЗ (ГЗ).

Следует принять во внимание, что высокой детализации на первом этапе не требуется, поэтому средний размер пропластка может составлять 5 м, что существенно ускорит обработку. Кроме того, в первом проходе достаточно использовать те скважины, которые максимально полно вскрыли изучаемый интервал, поскольку учет «коротких» скважин может существенно увеличить ошибку на первом этапе.

Результатом первичной корреляции является вариант общей корреляции, в котором особо важны региональные реперы.

2. В изучаемом интервале разреза наиболее явно отмечаются 3 таковых: ардатовский горизонт (карбонатный репер «остракодовый известняк»), муллинский горизонт (сложен преимущественно глинистыми отложениями), доманиковый горизонт, представленный одноименной глинисто-карбонатной фацией.

Важным аспектом изучения осадочного чехла и, в частности, корреляции разрезов является поверхность кристаллического фундамента, которая в вскрыта в более чем 900 скважинах. В связи с тем, что общая толщина девонских терригенных отложений значительно изменяется в силу сложной конфигурации поверхности кристаллического фундамента, введение этой границы в качестве опорной при последующей обработке позволяет существенно снизить невязки, особенно в нижнем этаже разреза. Поверхность кристаллического фундамента особенно четко фиксируется по экстремально высоким показаниям на диаграммах метода бокового каротажа, а при отсутствии этого метода – по другим методам сопротивления (рисунок 7).



3. После прослеживания региональных реперов созданы условия для разделения разреза на укрупненные интервалы (этажи) и границы, ограничивающие интервалы. Скважины вновь подвергаются автоматической обработке, но уже раздельно по интервалам и с учетом оптимальных параметров. Стоит отметить, что выделенные на втором этапе региональные реперные границы вводятся в процесс как опорные связи, что существенно понижает средние и максимальные невязки, хотя некоторая корректировка все равно требуется.

4. После того, как получена согласованная схема² расчленения по каждому этажу и выверены ключевые реперы разреза, дальнейшая работа прослеживании основывается на стратиграфических подразделений более мелкого порядка, тем самым осуществляется постепенный переход К детальной корреляции. Обратим определение внимание на четкое понятия «детальная корреляция» как характеристики степени фрагментарности разреза, а не на ориентированность на изучение отдельных месторождений. В рассматриваемом случае по степени охвата корреляция классифицируется как региональная.

В изучаемом разрезе девонского комплекса были выделены и прослежены по всей территории 13 пачек (рисунок 8), однако, в связи с тем, что для территории характерно сложное геологическое строение и на многих площадях выявлены стратиграфически неполные типы разрезов, количество пачек может изменяться.

В изучаемом интервале разреза отмечаются 3 региональных репера: доманиковый горизонт, представленный одноименной глинистокарбонатной фацией, ардатовский горизонт (карбонатный репер «остракодовый известняк») и муллинский горизонт (сложен преимущественно глинистыми отложениями).

На рисунке 8 показан типовой разрез изучаемой толщи девонских терригенных отложений.



Рисунок 8 – Геологогеофизическая характеристика и стратиграфическое расчленение изучаемого интервала разреза.

53

² В данном случае понятия «схема расчленения» и «схема корреляции» употребляются в значении «совокупность корреляционных границ и их взаимных связей для массива скважин», а не как отдельное графическое построение.

Пачка 1 соответствует эйфельскому ярусу. Стоит отметить, что на ряде площадей в разрезе присутствуют также отложения эмского яруса, которые характеризуются относительно небольшой толщиной и невыдержанностью. Ввиду объективных трудностей, возникающих при разделении отложений эмского и эйфельского ярусов, пачка 1 может включать нерасчлененную толщу.

Пачка 2 стратиграфически соответствует воробьевскому горизонту живетского яруса, представлена преимущественно глинистыми породами и алевролитами. В отложениях горизонта на ряде площадей залегает продуктивный пласт ДIV.

Отложения пачек 3, 4 и 5 относятся к ардатовскому горизонту живетского яруса. В кровле пачки 4 залегает региональный репер «остракодовый известняк», для которого типичны высокие показания методов сопротивления (наиболее информативен боковой каротаж) и НГК, а также характерная конфигурация диаграмм указанных методов. В верхней части горизонта выделяется глинистая пачка 5, имеющая региональное распространение. Пачка 3 на большей части исследуемой территории ассоциируется с пластом ДШ.

Верхняя часть живетского яруса представлена глинистыми отложениями муллинского горизонта (пачка 6), которые характеризуются региональной выдержанностью. На диаграммах ГИС муллинские отложения выделяются по высоким показаниям ГК и ПС, низкому сопротивлению.

Отложения пашийского горизонта (нижнефранский подъярус), преимущественно сложенные песчаниками и алевролитами с прослоями глин, разделены на пачки 7-9. К пачке 6 относят коллекторы пласта ДІІ, к пачке 8 – пласта ДІ, тогда как пачка 7 соответствует глинистому разделу между указанными пластами.

Вышележащие отложения тиманского горизонта представлены терригенными отложениями с прослоями карбонатов (пачки 10 и 11). Пачка 10, в целом, более выдеражана по толщине и литологическому составу. Отмечается трехчленное строение пачки: два глинистых прослоя примерно равной толщины, разделенные относительно маломощным карбонатным пропластком. При этом глины особенно четко выделяются по значительной каверне (метод ДС) наряду с высокой естественной радиоактивностью, а прослой карбонатов – по повышенному сопротивлению и показаниям НГК. Для пачки 11 свойственно более высокое содержание карбонатной составляющей, что несколько затрудняет разделение тиманских и саргаевских отложений. Кроме того, в центральной части Самарской области толщины тиманского горизонта значительно увеличены, главным образом, за счет пачки 11, которая в таких разрезах представлена мощной

54

преимущественно глинистой толщей с прослоями песчаников, алевролитов и карбонатных пород. На ряде площадей в интервале тиманского горизонта выделяются продуктивные пласты Дк, Дк', Д0, Д0' и Д0''.

Среднефранские отложения представлены преимущественно карбонатными саргаевским (пачка 12) и доманиковым (пачка 13) горизонтами. Доманиковый горизонт является региональным репером и характеризуется высокими значениями сопротивления и естественной радиоактивности.

5. На заключительном этапе работ с диаграммами ГИС пачки разделяются еще более дробно, что позволяет, во-первых, обеспечить желаемую детализацию в зависимости от целей исследования и, во-вторых, более тщательно рассмотреть отдельные сложнопостроенные участки. В этом случае не обязательно трассировать весь массив границ в разрезе каждой скважины региона.

Роль комплексирования результатов корреляции с другими методами исследования возрастает. Наибольшую ценность здесь имеет сейсморазведка модификации 3D с высокой разрешающей способностью, а также различные виды геолого-промысловых исследований. Справедливости ради заметим, что большое значение имеют региональные геофизические исследования на этапе региональной корреляции, причем зачастую без таких исследований создание качественной модели невозможно и наоборот.

Глава 3. Региональные особенности геологического строения и нефтегазоносности девонских отложений

3.1 Результаты корреляции разрезов скважин

По принципиальным профильным направлениям были построены схемы корреляции, на которых в качестве линии сопоставления выбрана кровля ардатовского репера «остракодовый известняк», находящегося в центре изучаемого интервала. Это позволяет отобразить на каждой схеме особенности строения всего терригенного комплекса. В целях контроля качества корреляции схемы построены по пересекающимся направлениям. Кроме того, показана принадлежность участков схем к тектоническим сооружениям.

Корреляционные схемы позволяют судить о морфологических особенностях строения разрезов в региональном плане.

Как уже неоднократно отмечалось, для девонского терригенного комплекса Самарской области характерна сложность строения, обусловленная влиянием разнопорядковых блоков кристаллического фундамента. Дезинтегрированные участки фундамента испытывали в геологической истории неоднократные тектонические инверсии с разными скоростями, что находит свое отражение в строении осадочного чехла.

Обратимся к субмеридиональной схеме по линии 1-1 (рисунок 9), которая иллюстрирует различия в стратиграфической полноте и в соотношении толщин различных стратиграфических подразделений. На юге территории в скв. 62 Полькинской на породах кристаллического фундамента залегают ардатовские отложения (пачка 3), в скв. 150 Карасевской – пашийские (пачка 7), а в скв. Карагайской 83 – вновь ардатовские (пачка 3). Аналогичный выступ зафиксирован и в скв.97 Суравинской (Никольско-Спиридоновская группа поднятий). На этих участках фундамент залегает на наиболее высоких отметках, соответственно, разрезы ДТК здесь неполные. Севернее Карагайского месторождения, на Подьем-Михайловском и Тверском участках происходит равномерное погружение поверхности фундамента, что выражено также в появлении воробьевских (пачка 2) и эйфельских (пачка 1) отложений. К северу от Никольско-Спиридоновского поднятия наблюдается похожая картина: явное понижение поверхности фундамента и наличие наиболее полных разрезов (скв.12 Аульская, 11 Хилковская).





Можно отметить четкую взаимосвязь положения отметок кристаллического фундамента и общей толщины девонской терригенной толщи. На участках пониженного залегания фундамента (скв. 2 Подъем-Михайловская, 256 Тверская, скв. 12 Аульская, 11 Хилковская) толщина ДТК максимальна, причем это связано не только co стратиграфической полнотой, а с большими толщинами каждой пачки. При рассмотрении части разреза выше линии сопоставления (подошвы пачки 5) можно отметить, что увеличена толщина мендымского, пашийского горизонта и наиболее сильно – тиманского. Выявлено резкое увеличение толщины всего ДТК за счет как эйфельско-живетской, так и нижнефранской (пашийско-тиманской) толщи на переходе от Евгеньевской к Ново-Запрудненской площади. Указанные закономерности позволяют судить о том, что скорость и характер формирования отложений, которые не были затронуты размывами (верхнеживетских и тиманско-пашийских), определялись тектоническим режимом погружения блоков фундамента. В северной части области, по направлению к центру Южно-Татарского свода, происходит подъем фундамента, приводящий, во-первых, к существенному сокращению наиболее древних осадочных пород палеозоя (эйфельских и нижнеживетских), а также к ощутимому сокращению толщины всего ДТК (например, Красногородецкое, Горбуновское и Туарминское поднятия на схеме 1-1).

Субмеридиональная схема по линии 2-2 (рисунок 10) проходит восточнее схемы 1-1 и на юге также отображает выступ фундамента, который, впрочем, не приводит к выпадению из разреза нескольких стратиграфических элементов. Севернее Желябовского поднятия фундамент занимает пониженное положение вплоть до Сологаевского выступа. Пачки терригенного комплекса здесь хорошо выдержаны по толщине. Наблюдается увеличение толщин ДТК ближе к центру территории, а тиманских отложений – в северном направлении.



Рисунок 10 – Субмеридиональная схема корреляции по линии 2-2.

На рисунке 11 показана субширотная схема по направлению 3-3, где наиболее отчетливо видна закономерность к увеличению толщин всех подразделений разреза с погружением кровли фундамента. На западе (скв. 230 Любовская) непосредственно на поверхности кристаллического основания залегает ардатовская пачка 3, а толщина девонских терригенных отложений не превышает 130 м, при увеличенной толщине тиманских отложений. В восточном направлении стратиграфическая полнота разреза, равно как и толщина каждой пачки начинают возрастать, достигая максимума в скв. 102 Боголюбовской (270 м). Толщина пашийских отложений, к примеру, возрастает в этом направлении с 30 м до 65 м. Между Боголюбовской и Сосновской площадями происходит резкое сокращение толщины ДТК с 270 м до 200 м, главным образом, за счет верхнетиманских отложений (пачка 11). Очевидно, что такая разница в толщинах обусловлена разрывным нарушением, зафиксированным между поднятиями на карте по фундамента. Обошинская, поверхности Также отметим, Емельяновская, что Боголюбовская, Сосновская и другие площади приурочены к Серноводско-Абдулинскому авлакогену.



Рисунок 11 – Субмеридиональная схема корреляции по линии 3-3.

Схема корреляции по линии 5-5 (рисунок 12) проходит южнее линии 3-3 и отражает строение площадей в пределах Сокской седловины и северной части Бузулукской впадины. На фоне тенденции к уменьшению общей толщины ДТК на восток, отмечается более сложное строение на западе. Главной особенностью здесь является многократное увеличение толщины тиманского горизонта на западе, в пределах Волго-Сокской палеовпадины (Белозерско-Чубовская площадь). Установлено, что наибольший вклад в увеличение толщин вносит верхний интервал горизонта, условно отнесенный к корреляционной пачке 11, хотя и по толщинам подстилающей пачки 10 также можно судить о начавшихся в раннетиманское время процессах прогибания, достигшего наибольшей интенсивности в позднетиманское время. В саргаевское время блоковое погружение замедлилось, и в дальнейшем влияние крупномасшбтаной тектоники Жигулевско-Пугачевского свода привело к тому, что Белозерско-Чубовская структура в современном структурном плане занимает приподнятое положение. При этом нужно отметить, что большая степень морфологической неоднородности характерна для северного борта Бузулукской впадины, что, главным образом, проявляется в изменчивом положении поверхности фундамента и различной стратиграфической полноте эйфельскоживетских отложений. Схема корреляции проходит через месторождения Жигулевско-Самаркинской системы валов, в пределах которой отмечается согласное сокращение толщины верхнеживетско-нижнефранских отложений при одновременном увеличении толщин эйфельско-нижнеживетских пород.



Рисунок 12 – Субмеридиональная схема корреляции по линии 5-5.

3.2. Анализ карт толщин

ДТК на территории Самарской области, как правило, залегает непосредственно на поверхности кристаллического фундамента. В ряде случаев между фундаментом и ДТК находится толща протерозойских терригенных пород, толщина которой может превышать 1000 м. Наиболее обширным участком распространения базальной толщи протерозоя является Серноводско-Абдулинский авлакоген, находящийся на севере области (вдоль южной границы Южно-Татарского свода).

Общая толщина девонского терригенного комплекса изменяется в весьма широком диапазоне, что обусловлено активным проявлением тектоники в процессе формирования пород. На карте общих толщин комплекса (рисунок 13) отчетливо выделяются вытянутые в северо-восточном направлении чередующиеся полосы увеличенных и сокращенных толщин. На юго-западе области по направлению к центру Жигулевско-Пугачевского свода отложения девонского терригенного комплекса отсутствуют. В пределах Покровской, Ново-Киевской, Романовской, Красавской площадей на поверхности фундамента залегают франские карбонатные породы. Зона отсутствия отложений продолжается на юго-запад от Покровской вершины Жигулевско-Пугачевского свода.

Область минимальных толщин ДТК занимает южную часть региона в зоне сочленения Жигулевско-Пугачевского свода и Бузулукской впадины, включающей серию поднятий: Кудиновское, Горбатовское, Гайдаровское, Карагайское, Маланинское, Петрухновское и другие вплоть до Любимовского на юге. Толщины в этой зоне не превышают 150 м, причем на Карагайском поднятии терригенный девон отсутствует почти полностью – толщина не более 10 м в скв.207 Карагайской. Любимовско-Кудиновская зона является частью обширной полосы сокращенных толщин, протягивающейся на северо-восток до Екатериновско-Сидоровского и Сологаевского выступов фундамента, где толщины ДТК изменяются в диапазоне 90-150 м.

В центре региона выделяется наиболее обширная зона увеличенных толщин терригенного девона, вытянутая от Ново-Деревенской и Куйбышевской структур на югозападе до Ганинско-Янгульской, Смагинской и Валентиновской площадей на северовостоке. Наибольшая толщина отложений вскрыта в скв. 203 Белозерско-Чубовской (408 м), а также в пределах Зольненского и Селитьбенского месторождений. К северо-западу, по направлению к Мелекесской впадине (Булатовское, Солдатское, Свердловское, Горьковское и другие поднятия), толщина ДТК начинает уменьшаться, но все-таки превышает 100 м.



Рисунок 13 – Карта общих толщин девонского терригенного комплекса.

На юге Самарской области в пределах Камелик-Чаганского блока фундамента также выделяется зона увеличенной толщины. Так, в скважинах Куцебовской структуры толщина ДТК достигает 420 м и более. Стоит указать на принципиальное отличие центральной и южной зон повышенной толщины девона. На юге области прирост толщин обеспечивается наиболее стратиграфически полным разрезом эйфельского яруса, тогда как в центре области вклад в ДТК вносит аномально увеличенная тиманская толща. Это связано с расположенной здесь Волго-Сокской палеовпадиной. Более подробно

морфология и стратиграфическая полнота разрезов, а также их типизация будут описаны в разделе 3.5.

Эйфельский ярус (пачка 1). Эйфельские отложения в пределах изучаемой территории распространены не повсеместно и отсутствуют на западе области, а также на выступах кристаллического фундамента (рисунок 14), крупнейшие ИЗ которых Екатериновско-Сидоровский (1),Никольско-Спиридоновский (2)И Сологаевский (3). Отчетливо прослеживается тенденция к увеличению толщины яруса на восток юго-восток, И что более сопряжено с наличием полных разрезов В



Рисунок 14 – Карта общих толщин эйфельского яруса. Расшифровка индексации зон приводится в тексте.

стратиграфическом отношении. Фактически, только на востоке и юго-востоке территории эйфельский ярус может быть уверенно подразделен на бийский, клинцовский, мосоловский и черноярский горизонты. Для эйфельских отложений также характерна более высокая доля карбонатных разностей в разрезе, особенно на юге территории.

<u>Живетский ярус</u>

Карта суммарных толщин живетских отложений приведена на рисунке 15. Общая тенденция заключается в закономерном увеличении толщин на восток (от 30 до 145 м) при наличии локальных минимумов и зон отсутствия пласта. Одна из таких зон приурочена к Любимовско-Кудиновской зоне (1), в пределах которой выделены несколько участков отсутствия отложений. Самый обширный из них (без учета зоны отсутствия ДТК на Покровской вершине) расположен на юге и покрывает Любимовскую, Петрухновскую, Маланинскую, Софинско-Дзержинскую, Соболевскую и Колыванскую площади. Севернее выделяется несколько локальных зон размыва: Карагайско-Гайдаровская, Гайдаровская, Подъем-Михайловская.

Зона небольших толщин имеет довольно слождую конфигурацию и протягивается на вплоть до Никольскосевер Спиридоновского и Евгеньевского поднятий. В центральной части области толшины живетских отложений выдержаны, изменяются в диапазоне 90-100 м. В пределах Екатериновско-Сидоровской зоны наблюдается снижение толшин вплоть до размыва полного на востоке Екатериновского Ha поднятия. Берендеевском куполе Винно-Банновского месторождения



яруса.

толщина уменьшается до 35 м, на Сологаевском участке – до 20 м. На севере области в районе Чулпанского поднятия вскрыта толщина до 130 м.

Воробьевский горизонт (пачка 2).

Характер изменения толщин воробевского горизонта (рисунок 16) в общих чертах соответствует их распределению в эйфельское время: наблюдается обширная зона отсутствия отложений на западе И юге территории, локальные размывы пределах Екатериновско-Сидоровской, Сологаевской И Никольско-Спиридоновской 30H. Сохраняется субмеридиональный характер изменения толщин с увеличением на восток (до 30 м в



Рисунок 16 – Карта общих толщин воробьевского горизонта.

65

пределах Неклюдовской площади) и юго-восток (до 40 м, Иргизская площадь). Отмечаются локальные аномалии толщин, приуроченные, как правило, к зонам ДГП.

Ардатовский горизонт

Ардатовский горизонт в рамках данной работы разделен на 3 пачки: пачка 3 – песчано-алевролитовая; пачка 4 – переслаивание глинисто-карбонатных пород, в кровле пачки залегает региональный репер «остракодовый известняк»; пачка 5 – преимущественно глинистая толща.

Пачка 3 (пласт ДІІІ)

3 Пачка по сути представляет собой регионально распространенный пласт ДІШ, карта общих толщин которого показана на рисунке 17. Область максимальных толщин пласта находится в центре и на севере области (до 55 м в скважинах Раковской, Южно-Золотаревской площадей), a также на юге области (38 м в Куцебовская). скв. 516 область Протяженная этой отсутствия пачки расположена на юго-западе



Рисунок 20 – Карта общих толщин пласта ДШ.

(Покровская и Любимовско-Кудиновская зоны). Локальные зоны размыва также выявлены на Богородском куполе Екатериновского месторождения, на востоке собственно Екатериновкой площади, в пределах Лоховской, Берендеевской, Евгеньевской, Желябовской, на востоке Сологаевской площади.

Пачки 4+5

Карта суммарной толщины пачек 4 и 5 показана на рисунке 18. За исключением области на юго-западе и локальных участков в районе Екатериновского и Сологаевского поднятий, интервал выдержан на всей территории Самарской области, толщина изменяется от 10 м на северо-западе до 60 м на юге, в центральной части сохраняется распределение толщин согласно субмеридиональным зонам.

Муллинский горизонт

(пачка 6)

Выше по разрезу наблюдается сокращение области отсутствия пород в Любимовскопределах Кудиновской зоны. Муллинские отложения отсутствуют участках, на подвергшихся размыву: Петрухновская, Волковская, Хребтовая, Маланинская, Колыванская, Дзержинская, Горбатовская Карагайская, И ряд других площадей (рисунок 19). Выделяются две обширные субмеридиональные зоны увеличенных толщин: на юговостоке от Куцебовской до Колтубанской площади (20-30 м) и от Зольненской площади в центре области до Киргизовской на севере (до 30 м). В пределах северо-западной периферийной территории толщины уменьшаются до 3-5 м.



Рисунок 18 – Карта общих толщин пачек 4+5 ардатовского горизонта.



Рисунок 19 – Карта общих толщин муллинского горизонта.

Нижнефранские (тиманско-пашийские отложения)

Вышезалегающий интервал нижнефранские слагают терригенные отложения в объеме пашийского И тиманского горизонтов. Карта суммарных толшин тиманско-пашийских отложений приведена на рисунке 20. Главной особенностью строения указанной толши является наличие области повышенной толщины, ориентированной в северовосточном направлении. Эта область приурочена к крупной отрицательной погребенной структуре Волго-Сокской



Рисунок 20 – Карта общих толщин тиманскопашийских отложений.

палеовпадине, которая проявляется именно в интервале тиманских отложений. Максимум толщин приходится на Зольненскую (до 315 м), Раковскую (до 315 м), Красноярскую (до 280 м), Северо-Каменскую (до 270 м) площади. Ширина области повышенных толщин изменяется от 50 км в северной части до 150 км на юго-западе. За пределами Волго-Сокской палеовпадины в среднем толщина нижнефранских терригенных отложений составляет 50-80 м, минимальные значения отмечаются на юге области в разрезах Петрухновского (до 25 м), Санталовского (30 м) и Пиненковского (40-45 м) месторождений. Менее выраженная тенденция к убыванию толщин на восток проявляется в скважинах Колтубанского и Баженовского поднятий, где толщина тиманско-пашийских отложений не превышает 50 м. Нижнефранская терригенная толща разделена на пашийские пачки 7 (пласт ДІІ) и 9 (пласт ДІ), разделенные глинистой пачкой 8 небольшой толщины, а также на тиманские пачки 10 и 11.

Рассмотрим более детально характер изменения толщин этих пачек.

68

Пачка 7 (пласт ДІІ)

Как отражение интенсивного размыва на юге области еще сохраняется зона отсутствия пласта В районе Любимовского, Петрухновского, Хребтового И Анютинского поднятий, локальные зоны В пределах Никоновского И Карагайского месторождений (рисунок 21). В некоторой степени проявляться начинает влияние зарождающейся Волго-Сокской впадины, за счет чего толщины в пределах Зольненского И Красноярского поднятий достигают 70 м, на Пичерской и Радаевской площадях до 55 м, а на



Рисунок 21 – Карта общих толщин пашийского пласта ДІІ.

Раковском поднятии – 50 м, формируя вытяную с юго-запада на северо-восток полосу. Для северо-западных и западных частей Самарской области свойственны минимальные толщины пласта ДІІ (10 м и менее), на севере, востоке и юго-востоке пласт относительно выдержан по толщине (27-38 м).

Пачка 9 (Пласт ДІ)

Пашийский пласт ДІ распространен на всей территории Самарской области, за исключением зоны отсутствия девона на юго-западе (рисунок 22).

Волго-Сокская тектоническая система проявляется еще более явно на общем фоне толщин порядка 10центральной 20 м. В части прослеживается полоса повышенной толщины до 50-60 м. На западе и северо-западе области толщины существенно ниже и обычно не превышают 10 м, на востоке и юго-востоке -от 7 м до 30 м.

Тиманский горизонт (пачки 10+11)

Наиболее интенсивно тектонические процессы Волго-Сокской формирования палеовпадины проявлялись в тиманское время. На рисунке 23 показана карта общих толщин тиманских отложений, причем в пределах впадины шаг изопахит составляет 50 м, а вне ее штриховыми линиями показаны дополнительные изопахиты с сечением 10 м. Так, зона



ДI.



Рисунок 23 – Карта общих толщин тиманского горизонта.

максимального прогибания приходилась на Куйбышевско-Зольненскую зону (толщина до

250 м), а также на Белозерско-Чубовскую (до 230 м) и Раковскую (до 220 м) площади. Подобная аномалия обусловлена, в первую очередь, влиянием верхнетиманской пачки 11, толщина которой возрастает более чем в 6 раз (с 30 м до 200 м).

Палеовпадина протягивается с юго-запада на северо-восток. Ширина впадины изменяется от 60 км на севере до 100 км на юге. На востоке и юго-востоке региона толщины тиманских отложений минимальны – от 5 м до 40 м.

Саргаевский горизонт (пачка 12)

Ha фоне относительно равномерного возрастания толщины саргаевских преимущественно карбонатных отложений (рисунок 24) с юговостока на северо-запад (от 6 м 15 м), до отмечается зона увеличенных толшин. приуроченная центральной К части Волго-Сокской палеовпадины (Белозерско-Чубовская площадь – до 55 м, Северо-Каменская – до 45 м, Раковская, Буянская И Горьковская 40 ДО м, Радаевская, Елховская и др. – до

30 м). Отсюда можно сделать



Рисунок 24 — Карта общих толщин саргаевского горизонта.

вывод, что процессы формирования Волго-Сокской палеовпадины в Саргаевское время замедлились. При этом сохранилась региональная тенденция к субширотной (северовосточной) ориентировке морфологических зон.

Локальные максимумы (до 35 м) выявлены также в пределах Сидоровского и Берендеевского поднятий, причем наличие в эйфельско-живетских отложениях размыва позволяет говорить об инверсионных процессах в саргаевское время.

Доманиковый горизонт (пачка 13)

Отложения доманикового горизонта В пределах изучаемой территории распространены неповсеместно. На месторождениях Жигулевско-Пугачевского горизонт отсутствует, что связано с региональным размывом, которому подверглись средневерхнефранские отложения. Наиболее ярким примером этому служат месторождения Жигулевско-Самаркинской системы валов на территории (Зольненское, свода Стрельненское, Жигулевское, Яблоневый овраг, Сызранское), а также Покровской вершины.

На других участках, где доманиковый горизонт присутствует, он характеризуется достаточно высокой однородностью по толщине и по литологическому составу. Как показано на карте (рисунок 25), изменения диапазон толщин составляет 12-60 м. Наблюдается общая тенденция к увеличению толщины горизонта на восток и юго-восток с некоторыми вариациями. локальными Примечательно, что субширотные зоны относительно низких толщин приурочены к линейным системам положительных



Рисунок 25 – Карта общих толщин доманикового горизонта.

структур, таким как Кулешовское, Бариновско-Лебяжинское (Кулешовская система) – 13-21 м; Дмитриевское, Мухановское, Михайлово-Коханское, Подгорненское (Мухановская система) – 14-20 м; Сосновское, Дерюжевское, Чеховское – 12-17 м. Такая картина обусловлена формированием указанных систем валов, возникших в результате блоковых тектонических процессов.
К вопросу о применимости метода толщин (мощностей) и о его ограничениях

Метод анализа мощностей осадочных пород был предложен Н.С. Шатским и получил теоретическое обоснование в трудах В.В. Белоусова [15], В.Е. Хаина [121, 122], Н.Н. Форша [120]. Метод нашел применение в практике выявления локальных поднятий, и, как отмечается многими учеными, наиболее однозначно зависимость между интенсивностью тектонических движений и толщиной пород прослеживается для мелководных бассейнов.

Общеизвестно, что метод анализа толщин в областях некомпенсированных осадконакоплением прогибов должен применяться с большой осторожностью, применяя во внимание изменчивость фациального состава. Тем не менее, учитывая последующую компенсацию разреза, суммарные толщины укрупненных интервалов (сформировавшихся в периоды, длительность которых превышает некомпенсированную фазу) все-таки отражают интенсивность тектонических прогибаний.

3.3. Актуализация структурной модели кристаллического фундамента и анализ структурных построений

Первоочередной задачей, направленной на изучение региональных структурнотектонических взаимоотношений кристаллического основания и осадочного чехла, является построение структурной карты поверхности фундамента. В качестве исходных данных для построения карты использовались, во-первых, отбивки 903 скважин, вскрывших кровлю фундамента, и, во-вторых, фондовые материалы сейсморазведки по отдельным территориям Самарской области:

- Отчет по государственному контракту «Проведение сейсморазведочных работ в пределах Серноводско-Абдулинского авлакогена в границах Самарской области с целью изучения геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности рифейско-вендских отложений» Самаранефтегеофизика, Самара, 2008;

- Отчет по государственному контракту «Комплексный анализ геологогеофизических материалов Жигулевско-Пугачевского свода с целью оценки перспектив нефтегазоносности данного района на территории Самарской области» ВО ИГиРГИ, Самара, 2004;

- Отчет по государственному контракту «Региональные сейсморазведочные работы МОГТ в южной бортовой зоне Мухано-Ероховского прогиба с целью подготовки новых лицензионных участков» Удмуртгеофизика, Ижевск, 2013;

 Отчет «Изучение пластовых резервуаров в бортовых зонах Муханово-Ероховской впадины с целью поиска возможных источников воспроизводства ресурсов углеводородного сырья» ВО ИГиРГИ, Самара, 2001.

Перечисленные материалы обеспечивают покрытие сейсморазведочными данными около 70% площади Самарской области, что, в целом, позволяет построить обоснованную модель поверхности фундамента.

Сейсмические карты были переведены в векторный формат и на отдельных участках увязаны вдоль стыковых линий, после чего был реализован алгоритм построения структурных карт по данным скважин и сейсмики с учетом разрывных нарушений (ПК AutoCorr). Разрывные нарушения проведены по данным предыдущих исследований и уточнены в настоящей работе. При выделении разрывных нарушений использовались результаты исследований А.Г. Шашеля, А.П. Шиповского, А.А. Александрова и др. [127] и материалы ВО ИГиРГИ.

Корректировка положения и геометрических характеристик была проведена для разрывных нарушений, приуроченных к бортам грабенообразных прогибов, поскольку часто подобные разломы имеют амплитуды, несопоставимые с региональными и субрегиональными разломами. Нарушения, смещение которых составляет 20-30 м и менее, в процессе обработки результатов региональной сейсморазведки могут быть пропущены как в результате специфики средств измерения, так и вследствие генерализации данных.

Несмотря на то, что формирование большинства ДГП приходится на тиманское время, и они проявляются увеличеннием толщин указанных отложений, автором были выявлены явные признаки грабенов и по воробьевским, ардатовским и пашийским отложениям. Так, например, в скважине 416 Восточно-Коханской отмечается локальное увеличение толщины воробьевских отложений до 50 м (рисунок 26) при типичных для данной площади значениях 20-25 м.



Рисунок 26 – Увеличение толщины воробьевского горизонта в скважине 416 Восточно-Коханской.

Четырехкратное увеличение толщины 3-й пачки с 30 до 116 метров выявлено в скважине 449 Хилковской площади (рисунок 27). Интервал, аналогичный «нормальной» пачке 3, находится в центральной части аномальной толщи (показан красными линиями).



Рисунок 27 – Увеличение толщины пласта ДШ в скважине 449 Хилковской.

На севере территории, в скв. 10 Золотаревской (Славкинское месторождение), 53 Такмаклинской (Горбуновское месторождение) и 8 Горбуновской установлено увеличение толщины пласта ДІ почти до 85 м (рисунок 28), что вызвано наличием грабенообразного прогиба субширотного простирания.



Рисунок 28 – Увеличение толщины пашийского пласта ДІ в пределах Горбуновской и Славкинской площадей.

Результаты уточнения структуры разрывных нарушений на локальных поднятиях подробно будут описаны также в разделе 4.1.

Отметим, что борта ДГП часто связаны с локальными выступами фундамента, в структурах облекания которых выявлены залежи в девонских и каменноугольных отложениях.

Итоговая карта поверхности кристаллического фундамента показана на рисунке 29. Стоит отметить, использованные сейсмические основы составлены по материалам работ разных лет, имеющих разные характеристики и, соответственно, различную степень детализации. Тем не менее, это не является препятствием для построения обзорной региональной карты.



На территории Жигулевско-Пугачевского и Южно-Татарского сводов фундаменту свойственно наиболее гипсометрически приподнятое положение. В пределах Жигулевско-Пугачевского свода (на изучаемой площади) фундамент достигает отметок -1900 м и

выше, постепенно погружаясь на юго-восток. С севера свод ограничен Жигулевским региональным разломом амплитудой до 600 м.

Южный склон Южно-Татарского свода характеризуется залеганием фундамента на абсолютных отметках порядка -1850-2000 м. Вдоль южной границы свода протягивается Серноводско-Абдулинский авлакоген, который на территории Самарского региона имеет ширину от 15 км на западе до 60 км на востоке. Кровля фундамента в пределах авлакогена залегает на большой глубине – до 5000 м, отмечается множество довольно крупных разрывных нарушений, главным образом, перпендикулярных границам авлакогена. Северная граница более пологая, южная – крутая, приурочена к региональному разлому, амплитуда которого нередко превышает 1000 м.

Для Бузулукской впадины характерна тенденция погружения поверхности фундамента в южном и юго-восточном направлениях. На северном борту впадины фундамент достаточно плавно (5-20 м/км) погружается на юг до глубин -3000 м вплоть до приподнятой Жигулевско-Самаркинской системы дислокаций. Южнее системы продолжается падение, хотя его направление смещается юго-восточнее. На южной границе области поверхность фундамента залегает на отметках -4000-4300 м.

3.4. Хронология проявления разломно-блоковой тектоники при формировании девонского терригенного комплекса

Рассматриваемый в работе интервал разреза отождествляется с эйфельскотиманским структурным этажом, формирование которого соответствует раннегерцинской стадии тектоногенеза. Средне- и позднегерцинский, а также альпийский этапы тектонической деятельности также нашли проявление в геологическом строении структурного этажа [29], что можно проследить по активизации разрывных нарушений, морфологии залегания пород, распределению толщин, формированию структур (чаще всего линейного характера: валов и их систем). Разломы древнего заложения неоднократно активизировались вплоть до новейшего времени [2].

Результаты региональных исследований на основе корреляции разрезов скважин позволили выяснить особенности строения, а также проследить историю тектонического развития территории.

Среди характеристик ДТК в тектоническом отношении следует выделить высокую степень дезинтеграции, обусловленную как раз многократными активизациями разломноблоковых процессов разного масштаба как конседиментационного, так и постседиментационного типа. Кроме того, отмечается наличие структурно-тектонических объектов, проявившихся исключительно в период формирования ДТК (таких, как Волго-Сокская палеовпадина). Подобные объекты являются ключевыми для восстановления господствующего тектонического режима в рассматриваемый период.

Необходимо отметить, что сопоставление характера залегания поверхности фундамента и изменения толщин пачек (см. разделы 3.1, 3.2 и 3.3) позволяет сделать вывод о тесной взаимосвязи кристаллического основания и эйфельско-нижнефранского осадочного комплекса. Влияние наиболее явно проявляется на территории Бузулукской впадины и крупнейших сводов. В то же время Серноводско-Абдуллинский авлакоген слабо выражен в морфологии осадочного чехла.

Кристаллический фундамент на территории Самарской области характеризуется высокой степенью дезинтеграции: наличием многочисленных разрывных нарушений разного порядка. Глубинные разломы, имеющие древнее заложение, подвергались активизациям, о чем свидетельствуют неоднократные интрузии основного состава, связанные с разломами и проявления катаклаза в образцах керна глубоких скважин. Выделяется несколько направлений дислокаций: диагональные (северо-восточное и северо-западное) и ортогональные (субширотное и субмеридиональное) Это подтверждается данными [126], согласно которым системы нарушений диагонального простирания выделяются наиболее отчетливо и приурочены к архейскому тектономагматическому циклу. Нарушения ортогонального простирания связаны с рифтогенезом протерозойского заложения (рифей).

Тектоническая активность фундамента на протяжении байкальского (рифей-венд) тектонического мегацикла в пределах Самарского региона проявлялась, преимущественно, через геоблоки, разделенные субширотными нарушениями.

Это привело к обособлению Южно-Татарского и Жигулевско-Пугачевского сводов и к формированию крупного Серноводско-Абдулинского авлакогена, расположенного вдоль южной границы Южно-Татарского свода. Авлакоген характеризуется наиболее глубоким залеганием кровли кристаллического фундамента (до 5 000 м). Северная граница более пологая, южная – крутая, приурочена к региональному разлому, амплитуда которого нередко превышает 1000 м. При этом авлакоген выполнен протерозойскими осадочными отложениями (толщиной более 800 м) и в девонском структурном плане выражен слабо.

Наиболее существенное влияние на формирование и строение девонских и каменноугольных отложений оказали диагональные (северо-восточная и северо-западная) системы разрывных нарушений. Очевидно, что в процессе формирования ДТК главная роль принадлежала северо-восточным нарушениям, что подтверждается именно такой ориентировкой изопахит на картах общих толщин практически всех пачек разреза, а также морфологией крупного погребенного геологического объекта – Волго-Сокской палеовпадины (см. гл. 3.2). В дальнейшем усилилось влияние северо-западной системы дизъюнктивов, контролировавшей зарождение в франский век и формирование в фаменский, турнейский и визейский века Камско-Кинельской системы прогибов. Наряду с диагональной раздробленностью фундамента в период формирования локальных поднятий вновь возросла активность субширотной системы разломов, что подтверждается ориентировкой основных систем валов (Жигулевско-Самарскинской, Кулешовской).

Указанные тектонические процессы были приурочены К герцинскому тектоническому циклу, а именно в течение среднедевонско-раннефранской И позднедевонской тектонических эпох [50]. Для первой характерно проявление преимущественно мелкомастабных блоковых подвижек в эйфельский век, которое продолжилось локально и с разной интенсивностью в живетский век. В течение раннефранского времени произошла активизация инверсионных процессов преимущественно на юге региона. Позднедевонская тектоническая эпоха ознаменована масштабными подвижками и перестройками тектонического режима. Произошла

81

активизация древних разломов, сформировались новые тектонические нарушения разного масштаба. В результате крупные и ранее относительно стабильные геоблоки оказались раздробленными на мелкие участки, которые отразились в структуре осадочного чехла. Наибольшая интенсивность тектонических подвижек зафиксирована в среднефранское время, что подверждается преимущественно тиманским возрастом проявления девонских грабенообразных прогибов, хотя на отдельных участках подобные процессы могли начаться и ранее. Результаты изучения ДГП позволяют сделать вывод о том, что прогибы проявлялись уже с воробьевского времени (гл. 3.3) и продолжались в ардатовское и пашийское время.

По данным [50] завершение эпохи предположительно произошло в конце франского века, а на отдельных участках и в раннем фамене.

Примечательно, что в работе [29] выделяется два мегаблока: Самаро-Татарский (включающий западную часть региона) и Бузулукский. В пределах Самаро-Татарского мегаблока преимущественное значение имеют системы субмеридиональных и северовосточных дислокаций, приуроченных к ДГП и Волго-Сокской палеовпадине. Бузулукский мегаблок характеризуется большим влиянием субширотных и северозападных разломов, проявляющихся в виде крупных систем валов. Именно в пределах Бузулукского мегаблока наиболее массово проявлялись более поздние активизации глубинных процессов, которые и привели к формированию валов и их систем, часто приуроченных к крупномасштабным нарушениям. Южнее, с приближением к Прикаспийской впадине, начинается переориентировка структурного плана, что проявляется в наличии субширотных ступенчатых дислокаций.

3.5. Типовые разрезы девонского терригенного комплекса

Девонский терригенный комплекс территории Самарской области на характеризуется достаточно высокой степенью литологической изменчивости. В работе Е.Г. Семеновой [102] на основе литолого-палеонтологических исследований керна выделены и прослежены по площади 5 типов (12 подтипов) разрезов ДТК по стратиграфической полноте, литологическому составу, палеонтологической характеристике. Результаты исследований керна были использованы на этапе типизации разрезов.

Использование в настоящей работе большего количества скважин с учетом привязки керна к промыслово-геофизическим данным позволило существенно уточнить границы распространения типов разреза по площади, а также предложить скорректированную схему типизации.

В качестве основных критериев разделения разрезов приняты следующие:

- стратиграфическая полнота;

- структурно-морфологические соотношения стратиграфических

подразделений;

- литологическая изменчивость одновозрастных отложений.

На основе указанных критериев предлагается выделять 7 типов разреза девонского терригенного комплекса. Отметим, что характеристики VII (Сызранского) типа определены с высокой долей условности в силу недостаточного количества скважин и неудовлетворительного качества каротажных материалов.

Стоит учесть, что при составлении новой схемы типизации, помимо десятков скважин с отбором керна, были использованы данные по более чем 2400 скважин поисково-разведочного и эксплуатационного бурения. Это, безусловно, повышает достоверность предлагаемой схемы типизации за счет детального прослеживания пачек в пределах зон перехода от одного типа к другому, что привело к более точному трассированию условных границ распространения типов разреза. Обработка массива данных ГИС массива глубоких скважин с помощью программы AutoCorr, наряду с анализом результатов исследований керна, позволила существенно уточнить классификацию разрезов девонского терригенного комплекса [34].

Основные характеристики типов разреза приведены в таблице 11 и на схеме (рисунок 30). Разрезы, как уже отмечалось, различны по стратиграфической полноте, что связано как с наличием выступов кристаллического фундамента, так и с внутриформационными размывами. Названия типовых разрезов даны по наиболее типичным площадям.



Рисунок 30 – Схема типовых разрезов девонского терригенного комплекса.

1 иповои разрез	Расположение	Стратигра- фическая полнота	Толщина ДТК, м мин-макс (среднее)	Распределение толщин по ярусам ³	Краткая характеристика литологических и структурно- морфологических особенностей	Продук- тивные пласты	Сопост. со схемой 2007 г. [102]
I – Куцебовский	and the second s	уюслевский клинцовский клинцовский клинцовский	344 – 442 (399)	198 133 Эйфельский Живетский Франский	Отмечаются максимальные толщины и стратиграфическая полнота эйфельских отложений, для которых характерно преобладание карбонатных пород. Доля карбонатов убывает выше по разрезу. В глинистых породах мосоловского горизонта отмечается битуминизизация. Живетский ярус имеет наибольшие мощности, представлен стратиграфически полными разрезами. В подошве ардатовского горизонта прослеживается монолитный и выдержанный глинистый прослой. Интервалы пластов ДV', ДШ частично заглинизированы. Пласт ДІ имеет преимущественно алевролитовый состав. В кровельной части тиманского горизонта установлен размыв, обусловивший сокращенную толщину горизонта.	ДІ (ДГ') ДІІ ДІІІ, ДІІІ, ДІV ДV, ДV,	I (Украинский)
II – Подгорненский	and the second sec	Сокранский констрантикий констран	168 – 267 (216)	102 34 Эйфельский Живетский Франский	Толщина эйфельских отложений сокращена вследствие отсутствия черноярских и, частично, мосоловских отложений. Живетские отложения представлены в полном объеме. Воробьевские отложения не выдержаны, хотя на некоторых площадях их толщина достигает 30 метров. Отмечается различная полнота пласта ДIV. Отмечается некоторое сокращение толщин нижнеардатовских пород (пласт ДIII), тогда как для верхнеардатовских и муллинских пород толщины подчиняются общей тенденции к увеличению на восток области. Преимущественно алевролитовый и алевролито-песчаный состав и неполный объем пашийского интервала. Толщина тиманского горизонта сокращена, местами отмечается карбонатный состав его верхней половины.	ДІ (ДГ') ДІІ ДІІІ, ДІІІ, ДІV ДV, ДV,	II-1 (Неклюдовский) II-3 (Якушкинский)
111 – Западно- Коммунарский	and the second s	Соризонт каланский тиманский Пашийский Муллинский Ардатовский Воробьевский Мосоловский Клинцовский Бийский + +	43 – 307 (179)	11 85 98 Эйфельский Живетский Франский	Сокращенный эйфельский ярус: глубина размыва мосоловского горизонта возрастает вплоть до полного его уничтожения в отдельных разрезах. Пласт ДІV воробьевского горизонта имеет неодинаковую полноту. Несколько увеличена толщина ардатовских отложений, которые характеризуются изменчивой карбонатностью. Пашийские пласты развиты повсеместно, толщины примерно соответствуют Куцебовскому типу. Для пластов ДШ и ДП характерна значительная толщина и преобладание песчаников. Нижнепашийский пласт ДІI, в целом, имеет большую песчанистость, чем пласт ДІ. Тиманский горизонт представлен верхней и нижней пачками несколько увеличенной толщины.	Дк, Дк' ДІ (ДІ') ДІІ ДІІ, ДІІ, ДV, ДV'	Частично III-1 (Мухановский)

Таблица 11 – Типовые разрезы девонского терригенного комплекса и их характеристика.

Типовой

III – Западно-

³ Для франского яруса учитываются толщины преимущественно терригенных пашийского и тиманского горизонтов.

- Волго-Сокский	and a start	УСС Горизонт уванный тиманский (полный) нес Ф Пашийский Муллинский Ардатовский Вороб.	160 – 410 (268)	15 97 176	Существенным отличием от других типов разреза является увеличенная толщина всего изучаемого интервала и максимальные толщины тиманских отложений (до 250 м), преимущественно глинистых. Основной вклад в увеличение толщины тимана вносит верхняя пачка. Отмечается приуроченность зоны максимальных толщин к Волго-Сокской палеовпадине. В верхней части тиманского горизонта отмечается развитие фауны доманикового типа. В низах горизонта имеются пласты-коллекторы, сложенные песчаниками (пласт Дк) и алевролитами (пласт Дк), а верхняя половина горизонта	Д0, Д0' Дк, Дк' ДІ (ДІ') ДІІ ДІІІ,	аналога, частично цвает IV-2, IV-4, III-2, III-3
IV	- North Contraction	Мосол. Клинц. + + + Бийский + +		Эйфельский Живетский Франский	представлена глинами с прослоями карбонатов. Отложения пашийского, муллинского и ардатовского горизонта также имеют значительные толщины.	ДШ' ДІV	Нег перекрь
V – Горбатовский	and	Олан Соризонт умоснедо имоснедо имоснедо	0 – 284 (124)	3 37 Эйфельский Живетский Франский	Стратиграфическая полнота разрезов изменчива и зависит от глубины размыва, который может приводить к полному отсутствию отложений терригенного девона. Эйфельские и воробевские отложения не вскрыты практически повсеместно. Выше по разрезу зона отсутствия постепенно сокращается. В целом зона характеризуется небольшими толщинами верхнеживетских, пашийских и тиманских отложений, хотя размыв верхней части тиманского горизонта наблюдается только на локальных участках. В разрезах муллинского и воробьевского горизонтов глинисто-карбонатные породы замещаются алевролитами. Высокая степень литологической изменчивости характерна также для пашийских пластов (ДІІ и ДІ).	Дк, Дк' ДІ (ДІ') ДІІ ДІІІ, ДІІІ,	IV-1 (Горбатовско- Бариновский)
VI – Северо-Чистовский	and the second	Осад Горизонт умассий Тиманский умассий Пашийский ф Пашийский Ардатовский Ардатовский умосол + + + + + + + + + + +	118 – 301 (170)	9 60 104 Эйфельский Живетский Франский	Для разрезов этого типа свойственны небольшие толщины эйфельского, живетского ярусов, пашийского горизонта. Воробьевский горизонт выклинивается в западном направлении вплоть до полного отсутствия. Несмотря на сокращение толщин ардатовских и пашийских отложений, основные продуктивные пласты ДІІІ, ДІІ и ДІ характеризуются высоким коэффициентом песчанистости, что нередко приводит к слиянию пашийских пластов. В воробьевском и муллинском горизонтах карбонатно-глинистые отложения нередко замещены алевролитами. Толщины тиманского горизонта убывают на северо-запад и север от 100 до 30 м, отложения представлены терригенными породами с небольшими прослоями карбонатов, в низах горизонта отмечаются песчаные пласты- коллекторы (пласт Дк и Дк'), а верхняя часть представлена глинами.	Дк, Дк' ДІ (ДІ') ДІІ ДІІІ, ДІІІ, ДІІV	IV-3 (Горько- Овражненский), IV-4 (Стрельненский) – сев. часть

I – Куцебовский тип разреза

На юге Самарской области выделяется Куцебовский тип разреза, для которого характерная набольшая стратиграфическая полнота девонского терригенного комплекса. эйфельских Общая толщина отложений здесь максимальна. По литологопалеонтологическим данным [102] ярус представлен бийским, клинцовским, мосоловским и черноярским горизонтами. Общая толщина эйфельских отложений превышает 180 м. В отложениях эйфельского яруса отмечается значительная доля карбонатных пород, причем выше по разрезу эта доля сокращается. Для Куцебовского типа свойственны увеличенные толщины многих стратиграфических подразделений: воробьевского яруса, ардатовского и пашийского горизонтов. Отмечается наличие в подошвенной части ардатовской пачки 4 монолитного глинистого прослоя, а также специфическая конфигурация кривых ГИС в кровле пачки 4, что отражает особый характер переслаивания глинистых и карбонатных пород (рисунок 30).

В разрезах пашийского горизонта нижнефранского подъяруса выявлен небольшой объем и алевролитовый состав пласта и преобладание глин в разделе между пластами ДШ и ДІ.

Для отложений тиманского горизонта характерна небольная толщина (до 20 м), что обусловлено отсутсвием верхней части горизонта (пачка 11).

В разрезах Куцебовского типа отмечается почти повсеместное присутствие в воробьевском горизонте пласта-коллектора ДІV, тогда как пласт ДV' эйфельского яруса часто замещен глинисто-карбонатными породами.

Разрезы Куцебовского типа распространены на относительно небольшой площади на юге области в пределах Куцебовской, Северо-Флеровской, Иргизской площадей.

II – Подгорненский тип

Подгорненский тип разреза развит на востоке региона (рисунок 31). Западная граница проходит (с юга на север) западнее Ветлянской площади, огибает с востока Кулешовское, Северо-Максимовское, Билюковское поднятия, затем проходит через Малышевскую площадь, между Мухановским и Репьевским месторождениями. Область распространения II типа разреза включает Сарбайско-Мочалеевское, Сосновское, Дерюжевское, Ново-Аманакское и другие поднятия.

Эйфельские отложения в данном типе разреза имеют меньшие толщины, чем в I типе, но превышают 20 м, возрастая на восток и юго-восток. Стратиграфически эйфельские отложения неполные, по данным [102] отсутствуют отложения верхней части яруса – черноярские и, частично, мосоловские слои, хотя по результатам корреляции,

напротив, наиболее молодые эйфельские породы сохранены в разрезах Куцебовского и Подгорненского типов.

Живетские отложения представлены в полном объеме. Воробьевские отложения не слишком выдержаны по толщине, значения которой, в среднем, изменяются в диапазоне 18-30 м. В связи с этим отмечается различная полнота пласта ДІV.

Отмечается некоторое сокращение толщин нижнеардатовских пород (пласт ДШ), тогда как для верхнеардатовских (пачки 4-5) и муллинских пород (пачка 6) толщины подчиняются общей тенденции к повышению на восток области.

Пашийские отложения характеризуются сокращенными толщинами, что наиболее ярко проявляется для пласта ДІ. Тиманские отложения имеют небольшие толщины (до 30 м), как и для Куцебовского типа.

III тип – Западно-Коммунарский

Этот тип разреза выделяется в пределах вытянутой с севера на юг полосы, ширина которой изменчива (рисунок 31). На юге к Ш типу относятся Многопольского, Шпильского, Кудиновского, Кулешовского и других месторождений. Западная граница зоны изрезана, особенно в районе Бариновско-Лебяжинского, Западно-Коммунарского месторождений. Севернее зона развития этого разреза типа включает восточную часть Ново-Запрудненского поднятия, Екатериновское месторождение, после чего ориентировка меняется на субширотную, и зона охватывает Лоховское, Шумаркинское, Саврухинское поднятия.

К особенностям этого типа разреза можно отнести резко сокращенную толщину эйфельского яруса. Его толщина составляет порядка 15-20 м. Выше залегает воробьевский горизонт, также сокращенной толщины. Толщины пачек ардатовского горизонта несколько увеличены в сравнении с Подгорненским типом, характеризуются разной степенью карбонатности.

Пашийские пласты развиты повсеместно, толщины примерно соответвуют Куцебовскому типу. Нижнепашийский пласт ДІІ, в целом, имеет большую песчанистость, чем пласт ДІ.

Тиманский горизонт представлен верхним и нижним элементами (пачки 10 и 11) несколько увеличенной толщины (30-50 м).

IV тип – Волго-Сокский

Волго-Сокский тип разреза распространен в пределах обширной зоны северовосточного простирания, проходящей через всю Самарскую область вплоть до Покровской вершины Жигулевско-Пугачевского свода. В центральной части области разрезы Волго-Сокского типа вскрыты на Зольненской, Стрельненской, Красноярской,

Булозерско-Чубовской площадях, а также в западной части Ново-Запрудненского и Криволукского поднятий. Севернее в зону входят скважины Раковской, Южно-Орловской, Селитьбенской, Радаевской, Емельяновской, Боровской, Ганинско-Янгульской, Боголюбовской, Чеховской площадей. Севернее Серноводско-Абдулинского авлакогена в распространения типа входят Смагинское, Горбуновское, зону Бузеровское, Карабикуловское, Киргизовское, Ялтаусское и ряд других месторождений.

Существенным отличием от других типов разреза является, во-первых, увеличенная толщина всего изучаемого интервала, во-вторых, максимальные толщины тиманских отложений (до 250 м), преимущественно глинистых. Как уже было указано, основной вклад в увеличение толщины тимана вносит верхняя пачка 11 (см. раздел 3.2). Согласно литолого-палеонтологическим исследованиям [102] в верхней части тиманского горизонта отмечается развитие фауны доманикового типа. В низах горизонта имеются пласты-коллекторы, сложенные песчаниками (пласт Дк) и алевролитами (пласт Дк'), а верхняя половина горизонта представлена глинами с прослоями карбонатов.

Отложения пашийского, муллинского и ардатовского горизонта также имеют значительные толщины. Так, ардатовский пласт ДІІІ (пачка 3) характеризуется наибольшими стратиграфическими толщинами (до 40 м) в центральной и северной частях рассматриваемой зоны, пашийский пласт ДІІ (пачка 7) в пределах Красноярской площади, отнесенной к Волго-Сокскому типу имеет общую толщину более 70 м (Зольненская площадь – 60 м, Радаевская – более 50 м). По распределению толщин пласта ДІ (граф. прил. 18) зона распространения Волго-Сокского типа совпадает с областью наибольших толщин (выше 25 м). Продуктивные пласты представлены широким диапазоном: ДІV (воробьевский горизонт), ДІІІ (ардатовский горизонт), ДІІ и ДІ (пашийский горизонт).

В саргаевском горизонте, перекрывающем девонский терригенный комплекс, отмечается приуроченность зоны максимальных толщин к Волго-Сокской впадине.

V тип – Горбатовский

В приграничной зоне юго-западного борта Бузулукской впадины и юго-восточного склона Жигулевско-Пугачевского свода распространен специфический Горбатовский тип разреза, который характеризуется минимальной для региона толщиной терригенного наличием комплекса девона, обусловлено многочисленных выступов что Любимовского Николько-Спирдоновского, кристаллического фундамента от до Советского и Евгеньевского участков (с юга на север). Зона распространения Горбатовского типа разреза находится между зонами Волго-Сокского типа разреза на западе, Западно-Коммунарского – на востоке и Куцебовского – на юго-востоке. Ширина зоны достигает 70 км, длина порядка 130 км.

89

Стратиграфическая полнота разрезов изменчива и зависит от глубины размыва, который может приводить к полному отсутствию отложений терригенного девона. Эйфельские и воробевские отложения не вскрыты практически повсеместно. Выше по разрезу зона отсутсвия постепенно сокращается. В целом зона характеризуется небольшими толщинами верхнеживетских, пашийских и тиманских отложений, хотя размыв верхней части тиманского горизонта наблюдается только на локальных участках.

VI тип – Северо-Чистовский

На северо-западе Самарской области развит Северо-Чистовский тип разреза, который граничит с востока с Волго-Сокским. Включает Горьковскую, Буянскую, Дубровскую, Ивановскую, Титовскую, Озеркинскую, Чеховскую, Солдатскую, Туарминскую и другие площади. Для разрезов этого типа разреза свойственны небольшие толщины эйфельского, живетского ярусов, пашийского горизонта. Воробьевский горизонт выклинивается в западном направлении. Несмотря на сокращение толщин ардатовских и пашийских отложений, основные продуктивные пласты ДШ, ДШ и ДІ характеризуются высоким коэффициентом песчанистости, что нередко приводит к слиянию пашийских пластов.

Толщины тиманского горизонта убывают на северо-запад и север от 100 до 30 м, отложения представлены терригенными породами с небольшими прослоями карбонатов, в низах горизонта имеются песчаные пласты-коллекторы (пласт Дк и Дк'), а верхняя часть представлена глинами.

VII тип – Сызранский

Сызранский тип разреза распространен на относительно небольшом участке в западной части Жигулевско-Самаркинской системы валов (Жигулевско-Пугачевский свод) (рисунок 31). Участок севернее системы валов не отнесен ни к одному из типов разреза ввиду отсутствия данных. Стоит отметить, что ввиду неудовлетворительного качества каротажных материалов выделение пачек пород в пределах VII типа проведено с определенной долей условности.

К особенностям этого типа разреза относится наличие многочисленных размывов, обусловивших отсутствие воробьевских, муллинских, частично ардатовских пород, а также доманикового горизонта. Толщины тиманского горизонта убывают в западном направлении от 70 до 30 м.

Среди продуктивных пластов отмечаются ардатовский ДШ, пашийские ДШ и ДІ.

90



Рисунок 31 – Схема распространения типов разреза девонского терригенного комплекса.

Как показано в таблице 12, принципиально отличается распределение толщин по ярусам для I (Куцебовского) типа, где преобладают толщины эйфельского яруса, и II (Подгорненского), отличающегося максимальным вкладом живетских отложений в общую толщину ДТК. В остальных разрезах преобладают толщины франских (тиманскопашийских) пород, а эйфельский ярус имеет подчиненное значение.

Совместный анализ схемы распространения разрезов различных типов и структурно-тектонической схемы кристаллического фундамента (рисунок 34, А) позволил установить однозначную приуроченность границ зон к тектоническим нарушениям субрегионального и регионального уровней. Более того, северо-восточная ориентировка зон совпадает с господствовавшей в девонское время направленностью тектонической активности, приведшей к формированию северо-западной региональной системы разрывных нарушений (в том числе, грабенообразных прогибов). Все это, в конечном счете, обусловило формирование девонской терригенной толщи, что нашло свое проявление в характере распределения общих толщин ее подразделений в разрезе отложений (рисунок 34, Б).

Распределение групп одновозрастных продуктивных пластов по типовым разрезам девонской терригенной толщи приведено в таблице 12. К регионально распространенным пластам относятся пашийские (ДІ и ДІІ) и ардатовские (ДІІІ). В интервале тиманского горизонта пласты-коллекторы не выявлены в Куцебовском (І) и Подгорненском (ІІ) типах, а также в Сызранском (VII). Воробьевский пласт ДІV не представлен в стратиграфически неполных Горбатовском (V) и Сызранском (VII) типах. Наиболее полные разрезы эйфельского яруса приурочены к I (Куцебовскому), II (Подгорненскому) и III (Западно-Коммунарскому) типам, поэтому именно в них сосредоточены пласты-коллекторы ДV и ДV'.

Canazurnahug	Плост			Ти	пы разре	230B		
Стратиграфия	пласт	Ι	II	III	IV	V	VI	VII
Тиманский	Д0, Д0'	_	_	_	+	_	_	_
горизонт	Дк, Дк'	_	_	+	+	+	+	-
Пашийский	ДІ							
горизонт	(ДІ')	+	+	+	+	+	+	+
	ДІІ	+	+	+	+	+	+	_
Ардатовский	ДIII,							
горизонт	ДIII'	+	+	+	+	+	+	+
Воробьевский	ΠΙΛ							
горизонт	Ді	+	+	+	+	_	+	_
Эйфельский	Д <mark>V</mark> ,	1		1				
ярус	ДV'	Ŧ	+	Ŧ	_	_	_	_

Таблица 12 – Распределение пластов коллекторов по типам разреза девонского терригенного комплекса.

В целом, предлагаемая типизация корреспондируется со схемой 2007 года [102], однако не во всем. Среди подтипов 2007 г. можно найти аналоги для всех предлагаемых типов разреза (таблица 11), за исключением IV (Волго-Сокского) (рисунок 35). Основным критерием выделения данного типа является увеличенная толщина тиманского горизонта (до 250 м в осевой зоне Волго-Сокской палеовпадины), чему в работе 2007 г. не придавалось большого значения.



Рисунок 32 – Схема распространения типовых литолого-палеонтологических разрезов девонской терригенной толщи Самарской области (по Е.Г. Семеновой и др., 2007) [102]

Для того, чтобы более полно охарактеризовать различия типов разреза ДТК, особенно с точки зрения наличия продуктивных пластов и их основных промысловогеологических параметров, был проведен анализ ряда показателей неоднородности. Показатели приведены в таблице 13 по основным продуктивным интервалам ДТК: тиманскому (основные пласты Дк и Д0), пашийскому (ДІ и ДІІ), ардатовскому (ДІІІ) и эйфельско-нижнеживетскому (воробьевскому) (ДІV, ДV).

В первую очередь, определялись средние параметры геометрии пласта и коллекторов:

- средняя общая толщина;
- количество/доля скважин, вскрывших коллектор;
- средняя эффективная толщина по всем скважинам;
- средняя эффективная толщина по скважинам, вскрывшим коллектор.

Кроме того, рассчитывался средний коэффициент пористости и интегральные показатели макронеоднородности:

- коэффициент доли коллектора (песчанистости);
- коэффициент расчлененности пласта.

Расчет перечисленных параметров проводился по результатам интерпретации ГИС (РИГИС) и в ряде случаев носит оценочный характер. Это обусловлено, во-первых, отсутствием единой методической основы для РИГИС, поскольку объекты Самарского региона исследовались на протяжении предшествующих 70 лет, и комплекс методов значительно различается. Кроме того, результаты интерпретации представлены, в среднем, в 53% скважин, однако доля таких скважин изменяется как по районам, так и по разрезу (по продуктивным комплексам). На отдельных участках глубокозалегающие пласты охарактеризованы РИГИС менее чем на 10%.

Также отметим, что ввиду недостаточности данных не оценивались показатели для VII типа разреза. С высокой долей условности следует относиться к параметрам, относящимся к I (Куцебовскому) типу разреза, поскольку лишь в 5 скважинах имелись необходимые данные по интерпретации. Обратим внимание также и на возможные неточности средних значений коэффициента пористости, т.к. определений Кп, как правило, недостаточно для статистически значимой выборки.

Тип разреза	Кол-во скв	Ко	личес РИІ	гво сн ТИС	кв с	Сред	цняя обща	ая толщи	на, м	Кол вскр	ичеств ывших	о сквал колле	кин, ктор	Доля скважин, вскрывших коллектор, %					
		Дк, Д0	дк, д0 д1, д11 д11 д11 д1V, дV		Дк, Д0	ДІ, ДІІ	ШЙ	ДГУ, ДУ	Дк, Д0	ді, діі	ШŹ	ДГV, ДV	Дк, Д0	ді, діі	ШŻ	ДГV, ДV			
Ι	8	5	5	5	4	10.1	56.8	28.5	223.1	1	5	4	4	20	100	80	100		
II	757	580	547	381	213	27.7	54.9	26.1	53.3	215	505	254	156	37	92	67	73		
III	828	713	654	471	244	38.1	59.6	27.4	24.2	256	575	281	80	36	88	60	33		
IV	227	179	133	76	44	118	71	29.7	27.1	94	90	18	10	53	68	24	23		
V	379	220	169	42	29	45.1	50	19.2	18.3	111	135	24	13	50	80	57	45		
VI	88	68	51	51 40 33			42.9	17.2	16.7	21	31	15	10	31	61	38	30		

Таблица 13 – Параметры и показатели неоднородности продуктивных интервалов по типам разрезов девонского терригенного комплекса¹.

Тип разреза	Сред	цняя эф олщина скважи	офекти а по все анам, м	вная ем	Сре, толц вскрь	дняя эф цина по авшим	фекти скважі коллек	вная инам, тор, м	Сред доли	к	Сред оэффі счлен	цний ициен еннос	іт ти,	Средняя пористость, д.ед.						
	Дк, Д0 ДI, ДII ДII			ДІV, ДV	Дк, Д0	ді, діт	ШŹ	ДІV, ДV	Дк, Д0	ді, діг	ШД	дгу, ду	Дк, Д0	ді, діг	ШД	діV, ДV	Дк, Д0	ді, діт	ШД	дгу, ду
Ι	0.6	23.6	3.4	26.1	2.8	23.6	4.3	26.1	0.28	0.42	0.15	0.12	1	2.5	2.3	7	0.112	н/д	н/д	н/д
II	1.2	14.8	10.6	8.8	3.3	16	15.9	12	0.12	0.29	0.61	0.23	1.9	5.9	3.3	4.7	0.216	0.160	0.145	0.181
III	4.1	19.3	8.9	1.3	5.9	21.9	14.8	3.9	0.15	0.37	0.54	0.16	2.7	7.9	4.7	2.7	0.180	0.150	0.148	0.174
IV	3.6	18.8	3.5	2	7.3	27.8	14.8	8.7	0.08	0.89	0.50	0.32	3	7	4.9	3	0.158	0.168	0.170	н/д
V	2.4 11.3 1.2 0.8			4.7	14.2	15 .4	1.6	0.10	0.28	0.52	0.14	2.2	8.9	4.3	2.2	0.128	0.147	н/д	н/д	
VI	2.2 13.7 5.1 0.7				7.3	22.5	13.5	2.2	0.10	0.52	0.78	0.13	4.8	3.9	2	1.4	н/д	н/д	н/д	н/д

¹ Длины цветовых полос в ячейках пропорциональны величинам каждого оцениваемого параметра.

Распределение общих толщин отдельных продуктивных интервалов внутри ДТК указывает, в целом, на их выдержанность. Как уже отмечалось, значительные толщины тиманского яруса выявлены в пределах IV (118 м), а также VI (70.4 м) типов разреза, тогда как для разрезов II, III и V типов свойственны значения от 27 до 45 м, а для I типа – минимальные толщины (10.1 м). Пашийский интервал более выдержан по общей толщине, но в Волго-Сокском (IV) типе сохраняется ранее отмеченная тенденция, толщина пашийского интервала в среднем равна 71 м, при изменении толщин в других типах от 43 до 60 м. В распределении общих толщин нижней части ДТК отмечается явный тренд, заключающийся в приуроченности зон высоких толщин к южной и восточной частям области, где выделены разрезы I и II типов. Наиболее явно это проявляется для эйфельсконижнеживетских продуктивных пластов (ДIV, ДV): для I типа – 223 м, для II – 53 м, для III-IV – 17-27 м.

Информацию об особенностях распределения коллекторских толщ в пределах ДТК несет показатель доли скважин, вскрывших коллектор и значения эффективных толщин. Судя по доле скважин, в которых был выявлен коллектор (принимаются во внимание только скважины с РИГИС), можно сделать вывод о площадной неоднородности продуктивных пластов с учетом выделенных типов разреза. Так, для пластов тиманского горизонта в целом характерны низкие значения параметра (20-53%), при этом более благоприятны по этому показателю разрезы Волго-Сокского (IV) типа – 53% (что вполне закономерно) и Горбатовского типа – 50%. Для пашийских пластов свойственна высокая однородность, т.к. доля скважин с коллекторами изменяется от 61% (Северо-Чистовский) до 100% (Куцебовский тип). Отметим, что для Северо-Чистовского (VI) типа рассматриваемый показатель имеет низкие значения по каждому из четырех рассматриваемых продуктивных интервалов, тогда как для Куцебовского (I) и Подгорненского (II) типов значения по всем интервалам, кроме тиманского, максимальны. Также примечательно, что Горбатовский тип, расположенный в зоне преимущественного влияния выступов кристаллического фундамента, характеризуется большим количеством скважин, вскрывших коллектор именно в верхних интервалах (тиманском и пашийском), а низы – неоднородны.

Значения эффективных толщин были рассчитаны в двух вариантах: по всем скважинам с РИГИС и только по скважинам, вскрывшим коллектор. Помимо того, что каждый из этих показателей характеризует интервал, их сопоставление может дать дополнительную информацию о геологической неоднородности пласта. Например, в случае, если среднее значение, рассчитанное только по скважинам, где присутствует коллектор, значительно превосходит значение, полученное по всем скважинам, можно

96

заключить, что пласт имеет высокую площадную макронеоднородность, поскольку вклад скважин с нулевой толщиной ощущается сильнее.

Рассматривая распределение по типам разрезов эффективных толщин, следует отметить, что для тиманского интервала коллектор имеет небольшие толщины по всем типам разреза. При этом, если принять во внимание только скважины с коллектором, отмечается приуроченность наибольших эффективных толщин к типам разреза с максимальными общими толщинами, а именно к Волго-Сокскому (эффективная толщина 7.3 м) и Северо-Чистовскому (также 7.3 м). Для пластов пашийского горизонта значения эффективных толщин довольно высоки (11-24 м по всем скважинам и 14-24 м по скважинам с коллектором). На этом интервале можно наглядно продемонстрировать, что высокую неоднородность имеют Волго-Сокский (IV) и Северо-Чистовский (VI) типы. Для IV типа рассчитанные в двух вариантах средние толщины составляют 18.8 м и 27.8 м, для VI – 13.7 м и 22.5 м. Для сравнения приведем Западно-Коммунарский (III) тип: 19.3 м и 21.9 м. В интервале ардатовского горизонта, где основным объектом является пласт ДІІІ, эффективные толщины существенно ниже (1.2 – 10.6 м), однако значения без учета скважин с неколлектором явно возрастают и для разрезов II-VI типов становятся практически равными (13.5 – 15.9). Очевидно, что наиболее резко возрастают толщины по стратиграфически изменчивым типам разреза (IV, V, отчасти VI). Это указывает на то, что по площади ардатовские продуктивные отложения распространены неравномерно в силу их отсутствия в разрезе, однако на отдельных участках они имеют значимые эффективные толщины. Похожая и ярко выраженная тенденция проявляется для эйфельсковоробьевских пластов. Наиболее ценны с промысловой точки зрения вновь территории, занимающие юг и восток Самарской области (I и II типы). Для I типа эффективные толщины составляют 26.1 м, для II типа – 8.8 м (по всем скважинам) и 12 м по скважинам с коллектором. На локальных участках может быть интересен Волго-Сокский (IV) тип разреза, т.к. величина эффективной толщины без учета скважин с неколлекторами равна 8.7 м, а для всех скважин – всего 2 м.

Для типовых разрезов были также рассчитаны средние значения коэффициентов доли коллектора и расчлененности. В целом, распределения параметров повторяют закономерности, описанные для толщин (таблица 2), обращает на себя внимание большая степень неоднородности пашийских пластов в сравнении с ардатовскими, относительно низкая неоднородность интервалов (особенно тиманского и пашийского) в пределах развития разрезов Северо-Чистовского (VI) типа.

Значения коэффициента пористости изменяются в довольно узком диапазоне, но, как уже указывалось, выборка по этому параметру не вполне представительна.

С целью оценки дифференциации выделенных типов разрезов был проведен анализ проницаемости пласта, вязкости нефти в пластовых условиях, геологическим запасам, коэффициенту нефтеизвлечения.

В качестве исходной информации принимались данные по утвержденным проектным документам и отчетам по подсчету запасов периода 2002-2010 г.г. Общее количество поднятий, по которым представлены данные – 87, по площади они распределены неравномерно: не представлены данные по I (Куцебовскому) и VII (Сызранскому) типу разреза, всего два поднятия находятся на территории VI (Северо-Чистовского) типа. Для II – IV типов выборка более представительна: изучены от 12 до 33 поднятий (таблица 14).

Отметим, что в таблице 14 приведены значения проницаемости, определенные, как правило, по керну и по ГИС, вязкость нефти указана в пластовых условиях (определена по глубинным пробам), геологические запасы включают категории A+B+C1+C2 только по выборке (величины используются для оценки распределения по типам), значения коэффициента извлечения нефти – средневзвешенные по запасам.

В первую очередь необходимо отметить, что наибольшее количество запасов нефти (77%) комплекса сосредоточено в пашийских продуктивных пластах (ДІ и ДІІ), причем треть всех запасов приурочена ко II типу (Подгорненскому), по 17% приходится на III и IV типы, 8.2% – на V тип. В тиманских пластах (Д0 и Дк) содержится около 9% запасов, наибольшее количество (4.8%) относится к IV (Горбатовскому) типу, 2.7% – к III (Западно-Коммунарскому) и 1% – ко II типу. До 10% запасов содержится в ардатовских пластах (основной объект ДІІІ), несмотря на то, что в выборке указанный пласт присутствует только во II, III и V типах.

Тип	Кол-	Количество залежей				Проницаемость, 10-3 мкм2			Вязкость нефти в пласовых условиях, мПа*с			Гeo	Геологические запасы (по выборке), тыс. т					ля за цих : ыбор	пасо запа ки,)BB cax %		КИН, д.ед.				
разреза	во под- нятий	Дк, Д0	дт, дп	ДШ	дгV, ДV	Дк, Д0	дт, дп	ДШ	дгу, ду	Дк, Д0	дт, дп	ДШ	дгV, ДV	Дк, Д0	дт, дт	ШЦ	дгv, дv	По ДТК	Дк, Д0	дт, дп	ШЦ	дгV, ДV	Дк, Д0	дт, дп	ДШ	дгv, дv
I*																										
II	22	10	22	3	7	67	136	84	66	2.25	1.20	1.37	0.32	5469	183741	27768	20663	237641	1.0	34.0	5.1	3.8	0.297	0.549	0.581	0.265
III	33	10	31	9	1	75	172	120	21	1.62	2.14	2.23	0.59	14363	90750	25688	36	130837	2.7	16.8	4.8		0.456	0.528	0.578	0.389
IV	12	6	8			250	232			10.37	4.50			26177	92160			118337	4.8	17.1			0.384	0.579		
V	17	4	13	4		94	189	146		1.32	2.37	0.77		257 9	44204	786		47569	0.5	8.2	0.1		0.3 <mark>9</mark> 5	0.591	0.441	
VI	2	2	1			56	230			22.60	14.64			765	4984			5749	0.1	0.9			0.295	0.575		
Итого	87													49353	415839	54242	20699	540133								

Таблица 14 – Проницаемость, вязкость нефти, запасы и КИН по типам разреза девонского комплекса.

* нет данных

Распределение средних значений проницаемости не выявило явных различий в большинстве продуктивных интервалов: в пашийских пластах проницаемость изменяется от 136 до 232 мД с максимальными значениями в IV и VI типах, в ардатовских – от 84 (II тип) до 146 мД (V тип), в эйфельских и воробьевских пластах прониаемость несколько ниже – 21-66 мД. Наиболее показательна картина для тиманских продуктивных пластов, максимум проницаемости которых (250 мД) приурочен к IV (Волго-Сокскому) типу, тогда как в других типах средняя проницаемость находится в диапазоне 56-94 мД. Именно для Волго-Сокского типа свойственны максимальные толщины тиманских отложений. В то же время, именно для этого типа разреза тиманским нефтям присуща повышенная вязкость (10 мПа*с), причем пашийские нефти в Волго-Сокском типе обладают вязкостью 4.5 мПа*с, тогда как в целом по региону по другим типам разреза и пластам нефти маловязкие (до 2.5 мПа*с). Исключение составляет VI (Северо-Чистовский) тип, нефти которого, согласно выборке, вязкие: тиманские пласты – 22.6 мПа*с, пашийские пласты – 14.64 мПа*с.

Наиболее существенный показатель с точки зрения промысловой характеристики объектов – это коэффициент извлечения нефти. Анализ производится по значениям КИН, взвешенным по величинам геологических запасов. Для тиманских продуктивных пластов характерны невысокие КИН, находящиеся в диапазоне 0.29 – 0.46. Максимальные значения отмечаются в III (0.456), V (0.395) и IV (0.384) типах. Пашийские залежи имеют более высокие коэффициенты нефтеотдачи и незначительно различаются по типам разреза: от 0.528 до 0.591. Лля ардатовских И эйфельско-воробьевских отложений выборку сложно назвать репрезентативной. Ардатовским пластам присущи средние КИН от 0.44 до 0.58, эйфельским и воробьевским – от 0.27 до 0.39.

Чтобы определить, имеют ли выделенные типы разрезов статистически обоснованные различия по величинам КИН, были определены доверительные интервалы распределений. В связи с тем, что выборка значений по многим пластам непредставительна, анализ проводился только по пашийским и тиманским объектам, по которым количество значений КИН превышает 10.

Для определения доверительного интервала использовался критерий *t* Стьюдента [38]. Доверительный интервал с учетом вещественного веса ω определяется по формуле:

$$\left(\hat{\eta} - t_{\alpha,n-1} \cdot S_{\eta} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \omega_{i}}; \, \hat{\eta} + t_{\alpha,n-1} \cdot S_{\eta} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \omega_{i}}\right); \quad (2)$$

где $\hat{\eta}$ – оценка математического ожидания КИН, доли ед.;

t_{α,n-1} – величина критерия Стьюдента при уровне значимости α и числе степеней свободы n-1;

S_n – оценка среднего квадратического отклонения.

Вещественный вес по запасам:

$$\omega_i = \frac{q_i}{\sum q_i}; \quad (3)$$

где q_i – значение геологических запасов i-того объекта, который характеризуется КИН η_i .

При этом

$$S_{\eta} = \sqrt{\frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^{n} (\eta_i - \bar{\eta})^2} .$$
 (4)

Результаты расчета доверительных интервалов при уровне значимости 0.2 (предполагается доверительная вероятность 0.8) приведены в таблице 15.

В целом доверительные интервалы для исследуемых величин КИН достаточно широкие и лежат в диапазоне от 0.04 до 0.1. Ввиду того, что разброс средних значений КИН по типам разреза невелик, нельзя сделать однозначный вывод о том, что проведенная по геологическим критериям дифференциация подтверждается статистически значимыми различиями по величине КИН. При этом стоит иметь в виду, что большое значение в подобном анализе имеет объем выборки, который в рассматриваемом случае явно недостаточен.

Таблица 15 – Доверительные интервалы КИН по тиманским и пашийским пластам.

Тип	КИН	, д.ед.	Дон интеј д.	зер. рвал, ед.	Диапазон КИН при доверительной вероятности <i>р = 0.8</i>								
разреза	Дк, Д0	ДІ, ДІІ	Дк, Д0	ДІ, ДІІ	ОП П	ДК, ДО	ДІ, ДІІ						
Ι													
II	0.297	0.549	0.060	0.064	0.237	0.357	0.485	0.613					
III	0.456	0.528	0.099	0.042	0.357	0.555	0.486	0.570					
IV	0.384	0.384 0.579 0.079 0.090		0.096	0.305	0.463	0.483	0.675					
V	0.395 0.591			0.080			0.511	0.671					
VI	0.295	0.575											

По итогам выделения и анализа типовых разрезов, их морфологических, литологических и промысловых характеристик можно сделать следующие выводы:

1. В пределах Самарского региона выделено 7 основных типов разреза девонского терригенного комплекса по особенностям геологического строения отложений, стратиграфической полноте, литологии. Типизация во многом корреспондируется со схемой ВО ИГиРГИ 2007 г., но предлагаемая схема отличается более глубоким анализом тектоники, распределений толщин и неоднородности.

2. Предлагаемая уточненная схема типизации разрезов находит отражение в промысловогеологических особенностях интервалов ДТК, в показателях их неоднородности, что может быть формализовано в качестве поисково-разведочных критериев. При выработке таких критериев следует также принимать во внимание характер распределения запасов по типам разрезов и девонским пластам с учетом коллекторских свойств, вязкости и величины возможной нефтеотдачи.

3. С точки зрения нефтегазоносности эйфельско-живетских отложений наибольший интерес представляет восточная и южная части области, где разрезы отличаются полнотой указанного интервала, более высокими эффективными толщинами и низкой разведанностью при доказанной нефтеносности на отдельных площадях. Нижнефранские (тиманские) отложения могут быть перспективными в пределах Волго-Сокской палеовпадины и прилегающих территорий, что подтверждается высокими значениями проницаемости. Не стоит игнорировать участки с разрезами других типов, поскольку зачастую основные объекты (пласты ДІ, ДІІ и ДІІІ) обладают относительно низкой площадной неоднородностью и высокими коллекторскими свойствами. Стоит отметить потенциальную перспективность разрезов Горбатовского типа, поскольку по многим показателям он характеризуется положительно, в нем вероятно наличие ловушек, связанных с тектоническим экранированием, примыканием к выступам кристаллического фундамента, а также связанных со структурами облекания.

Глава 4. Оптимизация освоения нефтегазового потенциала девонского терригенного комплекса

4.1. Уточнение геологического строения локальных нефтегазоносных объектов с учетом региональных особенностей

Изучение нефтегазоносной территории в региональном масштабе должно быть ориентировано на постановку задач и выбор стратегии ГРР, что неизбежно ведет к локализации исследований, к последующему рассмотрению локальных участков и месторождений. Такой переход сопряжен, во-первых, с изменением специфики работ, типовых комплексов и методических приемов, и, во-вторых, с увеличением степени детализации (см. гл. 2). Сложности, возникающие при «перефокусировке» на локальные объекты зачастую приводят к потере взаимосвязи между региональным и локальным уровнем изучения, что нередко побуждает исследователей вольно или невольно игнорировать некоторые результаты региональных работ. Тем не менее, переход к локальному масштабу следует проводить более аккуратно, поскольку многие результаты регионального этапа весьма ценны и их исключение драматически сказывается на эффективности ГРР.

В некоторых отдельных разделах ГРР, к примеру, относящихся к полевой геофизике, подобный эволюционный алгоритм развит достаточно хорошо, что сложно сказать об учете скважинных данных, в том числе корреляции разрезов, и особенно – в аспекте комплексирования геологических, геофизических и промысловых данных разного масштаба.

В рамках исследования на примере отдельных локальных объектов предлагается методологический подход, основанный на комплексировании разных видов геологогеофизических данных и непосредственным образом учитывающий результаты региональных исследований с применением автоматизации процесса корреляции разрезов. При этом результаты детализационных работ, в свою очередь, позволяют уточнить региональную модель и получить новую информацию о нефтегазоносной территории в целом.

Известно, что на стадии изучения месторождения первостепенную важность приобретает корреляция именно внутри продуктивных интервалов, точное определение стратиграфических границ пластов (подсчетных объектов). Необходимо учитывать детальное строение отложений и особенности распределения толщин как продуктивных отложений, так и соседних пачек, что позволяет уточнить строение пластов и скорректировать, при необходимости, геологические модели [35].

На примере двух локальных поднятий далее будет показано, насколько эффективным может быть комплексирование разномасштабных исследований (в первую очередь, сейсмических исследований и детальной корреляции разрезов скважин).

Локальный объект 1.

Месторождение расположено в пределах южной бортовой зоны Муханово-Ероховского прогиба. Исследуемая площадь относится к участку проявления разрывной тектоники более низкого порядка: поверхность фундамента осложнена системой девонских грабенообразных прогибов. Этаж нефтеносности месторождения включает 14 продуктивных горизонтов от живетского яруса среднего отдела девонской системы до кунгурского яруса нижнего отдела пермской системы.

Основные эксплуатационные объекты месторождения приурочены к девонским продуктивным пластам ДІв, ДІн и ДІІ пашийского горизонта и ДІІІ живетского яруса. Литологически эти пласты представлены толщей переслаивания песчаников, алевролитов и глинистых пород.

До недавнего времени рассматривались пликативные варианты моделей указанных залежей. В 2008 году в пределах участка проведены сейсморазведочные работы 3D-МОГТ. Выделение разрывных нарушений проводилось по сдвигам осей синфазности на временных разрезах, по картам углов наклона и азимутов, а также по горизонтальным срезам куба когерентности. В результате анализа по поверхности кристаллического фундамента были выделены тектонические нарушения, приуроченные к допалеозойскому основанию и оконтуривающие грабенообразные прогибы.

При установлении разрывных нарушений приоритет традиционно отдается сейсмическим методам. Это закономерно, т.к. именно сейсморазведка позволяет получить информацию по всему объему изучаемого геологического пространства, а не только в отдельных точках скважин. Наиболее качественно выявлять нарушения позволяют данные трехмерной сейсморазведки, т.к. в 2D варианте недостаточно надежна корреляция между профилями.

При кинематической интерпретации данных сейсморазведки разрывы сплошности осадочных пород могут быть установлены по резким смещениям отражающих горизонтов по разные стороны от разлома, а также по локальным зонам осложненной корреляции сейсмических горизонтов вследствие дифракции волн на участках разрыва [26]. Помимо этого, могут быть использованы косвенные сейсмические признаки, такие как изменение углов наклона и кривизны границ в приразломных зонах.

Методики, учитывающие динамические характеристики среды [80], основаны на выявлении зон изменения степени контрастности сейсмоакустических атрибутов (амплитуд,

частот), нарушения когерентности колебаний и на выделении дифрагированных волн, возникающих в разломных зонах. В современных работах предлагаются методики автоматической интерпретации тектонических нарушений, в том числе на основе многоатрибутного анализа результатов 3D сейсморазведки [107, 131].

Тем не менее, даже с использованием передовых методик не всегда по данным сейсмики можно уверенно выделить и протрассировать разломы. Ограниченная вертикальная разрешающая способность сейсмических методов проявляется даже при высоком качестве материала, не говоря о ситуациях, когда запись ухудшается вследствие влияния сложных поверхностных сейсмогеологических условий, разного рода помех и неоднородностей геологического разреза. Наиболее явно проблема проявляется в случае малоамплитудных тектонических нарушений. Очевидно, что данных, полученных на основе интерпретации материалов сейсморазведки, недостаточно для построения обоснованной разломно-блоковой модели залежи углеводородов.

Необходимость комплексирования сейсмики и результатов детальной корреляции, материалов бурения и ГИС не вызывает сомнения [20], причем косвенные данные также не должны игнорироваться. Информация о распределении пластовых давлений, закономерности изменения флюидальных контактов могут оказать существенную помощь при изучении резервуаров, осложненных тектоническими нарушениями. Нельзя не отметить такие виды исследований, как гидропрослушивание и индикаторные методы, которые дают информацию о сообщаемости межскважинного пространства.

Важно избегать ситуаций, когда разлом проводится только по косвенным данным при недостатке информации как попытка объяснить проблемные места пликативного варианта. На слабую обоснованность таких подходов указывает Ю.П. Ампилов в работе [7], одновременно обращая внимание на случаи «обманчивости» сейсмических изображений, когда горизонтальный масштаб мельче вертикального в десятки раз, и флексуры интерпретируются как разломы. Помимо прямых и косвенных признаков дизъюнктивных нарушений стоит учитывать закономерности строения и геологического развития территории, опираясь на палеотектонику региона.

Словом, проблема выявления и картирования разрывных нарушений как геологических границ является непростой, и для ее решения важен комплексный учет всей доступной информации.

К сожалению, некоторые исследователи при установлении разрывных нарушений пренебрежительно относятся к результатам детальной корреляции разрезов скважин, опираясь почти исключительно на сейсмику. Высокая вертикальная разрешающая способность методов

105

ГИС в комплексе с квалифицированной корреляцией и анализом ее результатов компенсирует главный недостаток сейсмических исследований – недостаточную разрешающую способность.

На карте структурной поверхности фундамента (рисунок 33) показаны разрывные нарушения субмеридионального и субширотного простирания. Основной субширотный разлом характеризуется смещением около 20 м, северный блок находится гипсометрически ниже. Он вскрыт несколькими скважинами, тогда как южный приподнятый блок разбурен достаточно плотной сеткой. Три субмеридиональных разлома, амплитуда которых достигает 40 м, затухают к своду поднятия. В таком варианте разломы, нарушающие сплошность девонских пластов, в некоторой степени повлияли на границы залежей, но фактически каждый пласт по-прежнему представлял собой гидродинамически связанный резервуар.



Рисунок 33 – Структурная карта по отражающему горизонту А (поверхность фундамента).

В правомерности такой модели возникают сомнения, когда исследуются уровни водонефтяных контактов. Так, пласт ДІв представлен двумя залежами (рисунок 34): основной и в районе скважины 62. При этом для основной залежи был принят наклонный ВНК: от -2995,6 м на востоке до -3003,5 м на западе. Чтобы обосновать более высокую отметку контакта в скважине 62 (-2990,5 м), пришлось искусственно отделить небольшой участок пласта от основной залежи прогибом, который из-за небольшой амплитуды вряд ли мог быть закартирован сейсмикой.



Рисунок 34 – Структурная карта кровли пласта ДІв (согласно отчету по подсчету запасов).

Для залежи пласта ДШ также характерны изменения ВНК от -3109 м до -3117 м при утвержденном значении -3112 м.

Справедливости ради стоит заметить, что вышеописанные несоответствия свойственны моделям, построенным в пликативном варианте без учета результатов сейсмической интерпретации 2008 года. В то же время разломно-блоковая модель, предлагаемая в новом варианте сейсмики, не помогла объяснить обозначенные несоответствия.

При проведении детальной корреляции разрезов скважин указанные выше проблемы удалось решить. Этому способствовала, во-первых, достаточно плотная сетка скважин: в сводовой части среднее расстояние между скважинами около 200 м. Во-вторых, преобладают наклонные скважины (отход от вертикали 300-800 м), что, как оказалось, позволило «подсечь» субвертикальные нарушения.

В четырех скважинах изучаемого объекта по результатам корреляции и последующего анализа толщин выявлены сбросовых дислокации. В скважине 64 толщина ардатовской пачки 3 составляет 13,2 м, в остальных скважинах пачка характеризуется высокой степенью выдержанности (29-35 м). Как показано на корреляционной схеме (рисунок 35), в скв.64 отсутствует нижний интервал пачки 3. Отложения ардатовского горизонта в разрезе месторождения являются четким репером. Они состоят из переслаивания глинистых и карбонатных пропластков, в кровле горизонта залегает региональный репер – «остракодовый известняк». Толщины ардатовских отложений распределены по площади достаточно равномерно, поэтому аномалия в скв. 64 на карте (рисунок 35) однозначно свидетельствует о наличии нарушения.



Рисунок 35 – Выделение разрывного нарушения в скважине 64.

Аналогичная картина наблюдается в однородных по площади муллинских глинах (рисунок 36). В скважине 60 отсутствует почти 10 м пород в подошвенной части пачки 4.

Описанные в скважинах 60 и 64 нарушения послужили основанием для того, чтобы продлить зафиксированный по сейсмическим данным западный разлом до пересечения с субширотным разрывным нарушением.


Рисунок 36 – Выделение разрывного нарушения в скважине 60.

В скважинах 107 и 127 похожие нарушения затрагивают интервалы продуктивных пластов.

Общие толщины пашийского пласта ДІІ изменяются равномерно в диапазоне от 24 до 33 м. В скважине 127, расположенной на востоке поднятия, общая толщина пласта составляет 14.4 м, т.е. сокращается в 2 раза. Анализ схемы корреляции (рисунок 37, А) показывает, что в разрезе отсутствуют низы пласта. В скважине 107 (Рисунок 37, Б), напротив, уменьшение толщины пласта ДІІІ происходит из-за отсутствия верхнего интервала. Примечательно, что указанные скважины лежат на линиях, которые могут быть получены при трассировании через них субмеридиональных разломов, выявленных сейсмическими исследованиями.



А) Схема корреляции по линии скважин 93-127-87

Б) Схема корреляции по линии скважин 116-107-84

Рисунок 37 – Выделение разрывного нарушения в скважинах 127 и 107.

Таким образом, выявленные в четырех скважинах нарушения в комплексе с сейсмическими исследованиями и детальным анализом всего интервала разреза от поверхности фундамента до доманикового горизонта позволили существенно уточнить геологическое строение продуктивных отложений. На рисунке 38 представлена скорректированная карта поверхности кристаллического фундамента. В результате структура оказалась разделенной разломами на несколько тектонических блоков.



Рисунок 38. Уточненная структурная карта поверхности кристаллического фундамента.

Если обратиться к карте общих толщин пачек 1 и 2, которые объединяют отложения коры выветривания, эйфельского яруса и воробьевского горизонта (рисунок 39), можно сделать вывод, что распределение толщин указанных отложений согласовано со структурным планом поверхности кристаллического фундамента и его блоковым строением. Так, в приподнятых блоках 2 и 3 наблюдаются минимальные значения толщин (2-23 м), тогда как на территории блоков 1 и 4 скважинами вскрыты толщины 37-45 м. Это обусловлено, во-первых, компенсационным характером коры выветривания, отложения которой заполняют пониженные участки фундамента, и, безусловно, влиянием тектонических подвижек блоков на скорость осадконакопления в течение эйфельского века и воробьевского времени.



Рисунок 39 – Карта общих толщин отложений коры выветривания, эйфельского яруса и воробьевского горизонта (пачка 1+2).

Примечательно, что распределения толщин каждой из пачек 7, 8 и 9 (тиманский и саргаевский горизонты) имеют явную связь с выделенными блоками. На рисунке 40 показана карта суммарной толщины указанных отложений. Такой характер распределения служит однозначным доказательством проявления тектонических движений в тиманское и саргаевское время, причем пачки в пределах поднятия залегают без несогласий и размывов. Следовательно, разрывные нарушения должны быть, как минимум, отражены в интервале отложений от поверхности кристаллического фундамента до подошвы доманикового горизонта, толщина которого постоянна на всей площади поднятия.



Рисунок 40 – Карта общих толщин тиманского и саргаевского горизонтов.

После разделения залежей на блоки, становятся ясными описанные ранее несоответствия в положении водонефтяных контактов. Безусловно, для установления наличия или отсутствия гидродинамической связи блоков для каждого из резервуаров необходимы специальные исследования.

Разлом может быть экранирующим, даже если его амплитуда меньше толщины проницаемой части пласта. Это обеспечивается механизмами глинистого загрязнения, измельчения песчаных зерен на поверхности сместителя, а также в процессе вторичной цементации [65]. В то же время разломы такого типа характеризуются величиной предельного перепада давлений, превышение которого может нарушить герметичность экрана.

Кроме того, зачастую тектонические нарушения представляют собой систему более мелких разломов и трещин и окружены зонами трещиноватости [7]. Такие зоны могут способствовать повышению проницаемости пласта, но это может спровоцировать прорыв воды и быстрому обводнению трещиноватых участков резервуара [47].

Анализ промысловых характеристик изучаемых залежей позволяет предположить, что нарушения влияют на продуктивность скважин неоднозначно. В целом для скважин,

вскрывших нарушения и расположенных в непосредственной близости от них, характерна более высокая обводненность и короткий безводный период.

В пределах основного объекта – пласта ДІІІ – система поддержания пластового давления организована через 9 лет после начала разработки (с 1997 года). Под закачку переведена скважина 100, однако приемистость скважины оказалось крайне низкой, и существенного эффекта закачка не оказывала (рисунок 41). Такое явление можно объяснить изолирующими свойствами разлома, т.к. скважина находится в непосредственной близости от него. Напротив, скважина 60, также вскрывающая разрывное нарушение, имеет приемистость более 400 м³/сут, что, вероятно, обусловлено улучшенными фильтрационными свойствами в приразломной зоне. При этом однозначно утверждать о влиянии скважины на выработку запасов пласта ДІІІ нельзя, т.к. не исключено, что фильтрация осуществляется по вертикальным трещинам, и фронт воды латерально не распространяется [47].



Рисунок 41 – Влияние разрывных нарушений на продуктивность скважин.

Таким образом, принимая во внимание всю сложность зон тектонических нарушений и дефицит специальных исследований, следовало бы скорректировать систему разработки, отказавшись от использования скважин, вскрывающих разломы и находящихся в непосредственной близости от них, в качестве нагнетательных. При этом эксплуатацию в таких скважинах следует осуществлять на более щадящих режимах, чтобы замедлить процесс обводнения по зонам оперяющей трещиноватости.

Локальный объект 2.

Терригенные отложения девонской системы также были детально изучены в пределах соседнего поднятия. Отложения в интервале от поверхности кристаллического фундамента до кровли пашийского горизонта имеют плоско-параллельное залегание, толщины пачек и продуктивных пластов выдержаны. В свою очередь, перекрывающая пласт ДІв пачка 7 распространена неповсеместно. Как показано на рисунке 42, в центральной зоне поднятия сразу над пластом ДІв залегает пачка 8, которая имеет характерную конфигурацию в виде двух пиков по кривой НГК. За счет отсутствия пачки общая толщина интервала от кровли пашийского горизонта до подошвы доманикового горизонта в таких скважинах сокращена. В расположенных на востоке скважинах (155 и 18 на рисунке 42) пачка 8 имеет значительно сокращенную толщину. Примечательно, что именно в скважинах с отсутствием пачки 7 разрез пашийского горизонта по геофизическим характеристикам отличается от типичного. В аномальных скважинах менее четко прослеживаются пачки 5 и 6 (рисунок 42), по диаграммам потенциал-зонда пашийские отложения имеют более высокое сопротивление.

Установлено, что зона отсутствия глинистых отложений пачки 7 находится в центральной части поднятия и протягивается с юго-запада на северо-восток (рисунок 43). Логично предположить, что наличие двух различных типов разреза обусловлено проявлениями вертикальных тектонических движений по субмеридиональной системе разломов ДГП по направлениям, полностью согласующимся с зафиксированными нарушениями на первом локальном поднятии. Различие режимов осадконакопления доказывается также тем, что в центральной части купола продуктивные пашийские пласты ДП и ДІ замещены на неколлектор.

Вышеописанные особенности строения девонских отложений доказывают необходимость их учета при создании геологических моделей залежей с привлечением качественных сейсмических материалов.



Рисунок 42 – Локальный объект 2. Схема детальной корреляции по линии скважин 16-146-150-152-155-18.



Рисунок 43 – Область распространения аномального разреза тиманско-пашийских отложений в пределах локального объекта 2.

4.2. Направления совершенствования поисково-разведочного процесса на территории Самарского региона

Как уже отмечалось, в девонском (эмско-нижнефранском) терригенном НГК сосредоточено более 30% начальных суммарных ресурсов УВ региона. При этом доля запасов комплекса составляет около 5%, что указывает на недостаточную разведанность при высокой его перспективности.

Среди характеристик изучаемого интервала, которые должны учитываться при выработке поисково-разведочных критериев, освещенных в рамках диссертационной работы, следует отметить следующие:

- стратиграфическая полнота и особенности регионального распространения продуктивных пластов;
- структурно-морфологические взаимоотношения стратиграфических подразделений;
- 3) структурно-тектонические особенности строения отложений;
- 4) литологическая характеристика;
- 5) коллекторские свойства;
- 6) неоднородность продуктивных пластов;
- 7) особенности распределения УВ по типам разрезов.

Разумеется, приведенный перечень не является достаточным для полноценного обоснования направлений ГРР, оценки перспектив и выбора первоочередных объектов. Тем не менее, результаты исследований следует использовать в качестве научно-методической и теоретической основы для совершенствования стратегии ГРР в регионе. В научнометодический аспект следует включать предлагаемые методические приемы по автоматизированной обработке больших массивов геолого-геофизической информации и комплексной интерпретации данных для региона с высокой степенью разбуренности. К теоретическим составляющим относится угочненная региональная модель ДТК во взаимосвязи со структурой кристаллического фундамента, типизация разрезов скважин, особенности регионального строения и состава продуктивных пластов в свете предлагаемой схемы типизации разрезов комплекса.

Приведем обобщенную характеристику девонского комплекса отложений, которую удалось формализовать и уточнить по итогам проведенных исследований.

1. Девонский (эмско-нижнефранский) терригенный нефтегазоносный комплекс залегает почти повсеместно на поверхности кристаллического фундамента, вследствие чего имеет изменчивую стратиграфическую полноту и высокую степень дезинтеграции. Отложения комплекса распространены на территории Самарской области неповсеместно, зона отсутствия установлена на Покровской вершине Жигулевско-Пугачевского свода.

Литологически комплекс представлен песчаниками, алевролитами, аргиллитами с прослоями и пластами известняков. Песчанистость и карбонатность разреза довольно сильно изменяется по площади. Основные продуктивные пласты приурочены к отложениям тиманского, пашийского, ардатовского, воробьевского горизонтов и эйфельского яруса.

Тектоническое развитие региона протекало в условиях разномасштабных блоковых подвижек, пиковые активизации которых связаны, преимущественно, с герцинской фазой тектогенеза, существуют признаки и альпийских активизаций. Ключевые характеристики строения осадочной толщи связаны со структурой фундамента. Наиболее существенное влияние на формирование и строение девонских отложений оказали диагональные (северовосточная и северо-западная) системы разрывных нарушений. Очевидно, что в процессе формирования ДТК главная роль принадлежала северо-восточным разломам, в дальнейшем усилилось влияние северо-западной системы. Наряду с диагональной раздробленностью фундамента в период формирования локальных поднятий вновь возросла активность субширотной системы разломов, что подтверждается ориентировкой основных систем валов.

Анализ нефтегазосносности указывает на практически полное преобладание месторождений нефти над газовыми, которых открыты единицы. Наиболее крупные по запасам залежи относятся к пашийскому горизонту (ДІ и ДІІ) – около 70% от общих запасов ДТК, меньшие запасы сосредоточены в тиманских (Д0, Дк) и ардатовских (ДІІІ) отложениях – примерно по 10%. Пласты воробьевского горизонта (ДІV) и эйфельского яруса (ДV) имеют подчиненное значение.

2. В пределах Самарского региона выделено 7 основных типов разреза девонского терригенного комплекса по особенностям геологического строения отложений, стратиграфической полноте, литологии. Схема типизации разрезов находит отражение в промыслово-геологических особенностях интервалов ДТК, в показателях их неоднородности с учетом коллекторских свойств, вязкости и величины коэффициента нефтеизвлечения.

3. К наиболее распространенным типам ловушек следует отнести ловушки структурного типа (включая тектонически экранированные), литологического и стратиграфического типов. В районах, где развиты гипсометрически выраженные выступы фундамента (в первую очередь, территория V (Горбатовского) типа разреза и его периферийной зоны, а также локальные выступы (например, Екатериновско-Сидоровский), ловушки связаны с прилеганием к породам фундамента. Кроме того, наряду стратиграфическими коллекторов co (приконтактными) ловушками, с выступами фундамента часто связаны структуры облекания. Важная роль отводится структурным тектонически экранированным ловушкам, приуроченным

зачастую к бортам грабенообразных прогибов. Наиболее перспективна с этой точки зрения Бузулукская впадина, которая подверглась наиболее интенсивным блоковым движениям в средне-позднефранскую эпоху. Предполагается, что стадия растяжения коры выражалась в формировании ДГП, а стадия сжатия – в образовании зон горстовидных валов. По данным [89] дизьюнктивные ловушки преимущественно расположены на южном склоне Южно-Татарского свода и в Бузулукской впадине. Выявление подобных ловушек должно основываться на комплексировании сейсморазведки высокоточной сейсморазведки и данных бурения. Сейсмическая картина усложняется в результате того, что интервал представляет собой довольно тонкое переслаивание пород, залегающих на большой глубине, поэтому разрешающая способность сейсмики снижается за счет интерференции и влияния верхней части разреза. Кроме того, весьма изменчива стратиграфическая полнота разрезов.

Литогические ловушки в ДТК широко распространены, но их распределение прогнозировать значительно сложнее.

4. Региональной покрышкой для комплекса является глинисто-карбонатная тиманскосаргаевская толща, толщина которой внутри Волго-Сокской палеовпадины может достигать 220 м. Внутри интервала присутствуют выдержанные по площади муллинские и верхнеардатовские глинистые слои толщиной 20-40 м, а также субрегиональные и локальные покрышки. Высокую экранирующую способность покрышек доказывает преобладаение нефтей с низкой вязкостью (за исключением разрезов Волго-Сокского и Северо-Чистовского типов).

Нефтегазовый потенциал девонского терригенного комплекса Самарского региона весьма высок. В то же время сложность геологического строения, изменчивость структурного плана вместе с недостаточной разведанностью ДТК обусловливают трудность его освоения.

Распределение открытых залежей и их запасов указывает на то, что восточная часть Самарской области более перспективна для поисков углеводородов. Преобладание здесь стратиграфически полных разрезов выражается в большем наборе продуктивных горизонтов, что наиболее существенно для эйфельско-воробьевских пластов.

По итогам районирования ДТК с учетом изучения неоднородности отложений, распределения запасов и некоторых промысловых характеристик можно предполагать, что для низов комплекса (эйфельско-живетский интервал) перспективные территории находятся на востоке и юге Самарского региона (Куцебовский, Подгорненский и Западно-Коммунарский типы), где разрезы обладают наибольшей полнотой, высокими толщинами коллекторов, относительно низкой неоднородностью. На территориях с широким этажом нефтеносности следует ориентироваться на поиски пропущенных залежей структурного типа. При этом высокая разбуренность Бузулукской впадины не является основанием для категоричного отказа от работ в этих районах, т.к., во-первых, для Самарской области в целом характерны небольшие по размеру месторождения, и в таких районах возможны открытия мелких структурных залежей, ранее пропущенных по результатам структурного бурения или сейсморазведки устаревших модификаций.

Тиманские пласты в целом характеризуются худшей выдержанностью по латерали и вертикали, но их коллекторские свойства оцениваются как довольно высокие. Перспективы тиманских отложений связаны, в первую очередь, с Волго-Сокским типом разреза ДТК (вместе с периферийными зонами).

Проведенный анализ характеристик типовых разрезов позволил осуществить их ранжирование по степени перспективности с точки зрения нефтегазоносности. Дифференциация производилась по рассмотренным выше группам продуктивных пластов: ДІV-ДV (эйфельско-воробьевские), ДІІ (ардатовские), ДІ+ДІІ (пашийские) и Дк+Д0 (тиманские). Исходя из распределения запасов, стратиграфической полноты, структурных особенностей, литологической изменчивости, коллекторских свойств, неоднородности, промысловых характеристик типы разреза были распределены на три группы, которым соответствуют высокая, средняя и низкая перспективность (таблица 16).

Тип	Перспективность типа			
paspesa	Дк, Д0	ді, ді	ШŢ	ДІV, ДV
Ι	Низкая	Высокая	Средняя	Высокая
II	Средняя	Высокая	Высокая	Высокая
III	Средняя	Высокая	Высокая	Средняя
IV	Высокая	Высокая	Средняя	Средняя
V	Высокая	Высокая	Средняя	Низкая
VI	Средняя	Средняя	Низкая	Низкая

Таблица 16 – Степень перспективности типовых разрезов по горизонтам.

Площадное распределение перспективных типов разреза по горизонтам показано на рисунке 44. В эйфельско-воробевских отложениях перспективные зоны сосредоточены преимущественно на востоке и юго-востоке области, перспективы центральной части территории оцениваются как средние. На западе отложения отсутствуют. В ардатовское время перспективная зона свещается ближе к центру области, где распространен III (Западно-Коммунарский) тип разреза. Основные продуктивные объекты ДТК – пашийские пласты ДI и

ДІІ оцениваются весьма позитивно по всем типам разреза, где распространены девонские терригенные отложения, за исключением неинформативных зон на западе. Перспективы тиманских продуктивных пластов высоко оцениваются для Волго-Сокского типа и его переферийных зон, а также для Горбатовского типа.

Стоит отметить, что приведенное районирование является базисом для дальнейших изысканий (полевых и камеральных), направленных на наращивание ресурсной базы региона. Разработанная классификация разрезов обобщает накопленные к настоящему моменту геологогеофизические данные и позволяет наметить основные направления и стратегию ГРР.



Рисунок 44 – Районирование изучаемой территории по степени перспективности (по горизонтам).

Ключевые мероприятия, направленные на совершенствование посково-разведочного процесса в Самарской области, следует связывать на региональном уровне с использованием расширенного массива геолого-геофизических данных, в первую очередь скважинных, поскольку регион обладает высокой степенью разбуренности. Эффективная обработка таких массивов данных невозможна без использования средств автоматизации. Вместе с тем необходимо комплексирование с результатами современной региональной сейсморазведки и других методов (дистанционных), что позволяет получить обоснованную региональную модель, характеризующуюся качественно новым уровнем достоверности за счет использования практически полного объема скважинных данных.

Особое внимание следует уделить процессу перехода на локальные объекты. В рамках данной стадии описанная выше региональная модель уже обладает достаточной детальностью, чтобы при локализации избежать кардинальных перестроений и уточнений. С привлечением данных локальной сейсморазведки (как правило, 3D), керновой, промысловой информации по результатам бурения новых скважин модель локального объекта детализируется, что в свою очередь, позволяет уточнить региональную модель и получить новую информацию о нефтегазоносной территории в целом. Таким образом, поддерживается теоретически обоснованная взаимосвязь между региональными и локальными исследованиями, что положительным образом сказывается как на оптимизации геологоразведочного процесса, так и, в конечном счете, на эффективности разработки месторождений.

Заключение

1. В рамках работы девонские терригенные (эйфельско-нижнефранские) отложения Самарского региона исследованы по данным более чем 2400 глубоких скважин с применением автоматизированной корреляции с учетом сейсмических и керновых данных.

2. Регион неравномерной характеризуется высокой, но геолого-геофизической изученностью, что особенно явно проявляется при рассмотрении глубокозалегающего и сложнопостроенного девонского терригенного комплекса, ресурсы которого разведаны слабо. С учетом обобщенных в работе характеристик по изученности комплекса предлагается методика, в основу которой положена автоматизированная многоступенчатая корреляция разрезов скважин по данным ГИС. Эффективность параметров оценивается по рассчитанным минимальным относительным невязкам корреляции. Многоступенчатый подход состоит в неоднократной обработке разрезов всех скважин региона с увеличением детализации от укрупненных этажей до пропластков. Каждый этап обработки подразумевает комплексирование корреляции разрезов скважин с различными видами геолого-геофизической информации, среди которых основное значение имеет сейсмическая информация (особенно на первичных этапах). С переходом к локальным объектам возрастает роль геолого-промысловых исследований залежей.

3. Проведена взаимная увязка разрезов фонда поисково-разведочных и эксплуатационных скважин региона и скорректировано расчленение девонских продуктивных отложений, составлен каталог стратиграфических отбивок по продуктивным пластам изучаемого интервала, что позволяет перейти к единой номенклатуре пластов по всему региону.

4. По результатам исследований уточнена структурно-тектоническая модель поверхности кристаллического фундамента и эйфельско-нижнефранского осадочного комплекса с учетом результатов региональных сейсморазведочных работ последних лет. Доказано, что ДТК обладает высокой степенью дезинтеграции, которая обусловлена многократными активизациями разломно-блоковых процессов разного масштаба как конседиментационного, так и постседиментационного характера. На формирование и строение девонских отложений основное влияние оказали диагональные системы разрывных нарушений.

5. По результатам комплексного изучения на основе корреляции разрезов скважин обосновано разделение разрезов девонского терригенного комплекса на 7 типов, различающихся тектонической приуроченности, стратиграфической по полноте, литологической изменчивости и геологической неоднородности. Каждому типу разреза присущи определенные особенности нефтеносности, что может быть использовано для выработки стратегии проведения геологоразведочных работ.

6. На основе уточнения региональной модели девонского терригенного комплекса намечены пути совершенствования геологоразведочных работ. К ним относятся методические приемы автоматизированной обработки больших массивов геолого-геофизической информации и комплексной интерпретации данных для региона с высокой степенью разбуренности на основе корреляции разрезов скважин. Важными результатами работ является уточненная региональная модель ДТК во взаимосвязи со структурой кристаллического фундамента, а также выявленные особенности регионального строения и состава продуктивных пластов в свете предлагаемой схемы типизации разрезов комплекса.

7. Целостность унаследованного процесса геологического изучения недр нефтегазоносного региона продемонстрирована на примере отдельных локальных объектов. Работы, направленные на оптимизацию разработки таких объектов, должны учитывать структурнотектонические особенности девонского комплекса. Результаты детализационных работ позволяют получить согласованные геологические модели залежей с четким пониманием их места в региональной структурно-тектонической модели региона. Выявленные особенности локальных объектов необходимо учитывать при геологическом моделировании и проектировании разработки нефтяных месторождений.

- ВИКИЗ высокочастотное индукционное изопараметрическое зондирование
- ВНК водонефтяной контакт
- ВСП вертикальное сейсмическое профилирование
- ГДИ гидродинамические исследования
- ГИС геофизические исследования скважин
- ГРР геологоразведочные работы
- ДГП девонский грабенообразный прогиб
- ДТК девонский терригенный комплекс
- КИН коэффициент извлечения нефти
- ККСП Камско-Кинельская система прогибов
- КФ кристаллический фундамент
- МЕП Муханово-Ероховский прогиб
- НГК нефтегазоносный комплекс
- НСР начальные суммарные ресурсы
- ПДГТМ постоянно действующая геолого-технологическая модель
- ПК программный комплекс

ТТНК – терригенная толща нижнего карбона (терригенная толща нижнекаменноугольных отложений)

УВ – углеводороды

Список литературы

- Абдуллин Н.Г., Аминов Л.З., Акишев И.М. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. – М.: Недра, Татарская АССР, Т.3, 1979.
- 2. Александров А.А., Андреев В.Н., Шурунов М.В. К вопросу аномальной сейсмичности в Самарском регионе. // Недра Поволжья и Прикаспия, Вып.77, 2014. С.35-42.
- 3. Александров А.А., Губницкий В.М., Лукьянова Е.Б. Состояние и прогноз развития ресурсного потенциала углеводородного сырья в самарской области до 2015 г. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, №4, 2007.
- Александров А.А., Коноваленко С.С., Семёнова Е.Г. Детализация стратиграфии и литолого-петрографического состава палеозойских отложений юга Самарской области с целью корректировки направлений геологоразведочных работ (отчет о НИР), ВО ИГиРГИ, 2001.
- Александров А.А., Суровиков Е.Я., Санаров С.В., Данилов Б.А. Изучение радаевскобобриковских пластов-коллекторов Дмитриевского месторождения нефти в связи с представлениями о клиноформном строении терригенной толщи нижнего карбона (отчет о НИР), ВО ИГиРГИ, 1995.
- Алексеев Г.И., Голодовкин В.Д., Казьмин Л.Л. Перспективы поисков залежей неструктурного типа на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (отчет о НИР), ВО ИГиРГИ, 1979.
- 7. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. М.: ООО «Издательство Спектр», 2008. 384 с.
- Архипов В.С., Зубова Ю.А., Крайний Ю.Д., Середа И.А. Комплексный подход к выявлению пропущенных залежей на разрабатываемых месторождениях ОАО «Самаранефтегаз» // Нефтяное хозяйство, №11, 2012. – С. 56-59.
- Афанасьева М. А. Геологическое строение и перспективы открытия новых месторождений нефти и газа в девонских отложениях Бузулукской впадины. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – Москва, 2011.
- Аширов К.Б. О геологическом времени формирования месторождений Урало-Поволжья. // Геология нефти и газа, №9, 1990.
- Баймухаметов К.С., Кухаренко Ю.Н., Хатьянов Ф.И., Хлебников В.Д. Геологическое строение отложений девона и нижнего карбона и методика геолого-поисковых работ на нефть и газ в восточной части Башкирской АССР // Геология нефти и газа, №9, 1971. – С. 8-14.

- Бакиров А.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений Средне-Русской синеклизы. – М.: Гостоптехиздат, 1948.
- Балабян Г.Г., Аксенова Е.Г., Медведев Н.Ф. О природе грабенообразных прогибов. // Тр. БашНИПИнефть, Уфа, Вып.44, 1975.
- Балаев В.А. Девонские отложения центральных и южных районов Волго-Уральской провинции в связи с перспективами нефтеносности. – Саратов: Изд-во Саратовского университета, 1961.
- 15. Белоусов В.В. Основные вопросы геотектоники. М.: Госгеолтехиздат, 1954.
- 16. Бирина Л.М. Геологическое строение и перспективы нефтеносности северных районов Урало-Волжской области. В сб.: «Перспективы нефтегазоносности и направление геологоразвед. работ в сев.-вост. р-нах Урало-Волжской нефтеносной обл.» – М.: Гостоптехиздат, 1958.
- Бирина Л.М. Основные черты геологического строения северной части Волго-Уральской области. М.: Тр. ВНИГНИ, вып. 25, 1959.
- Богданов А.А. О некоторых общих вопросах тектоники древних платформ (на примере Восточно-Европейской платформы) // Советская геология, №9, 1964.
- Бороздина З.И., Клещев А.И., Клубов В.А. некоторые принципиальные особенности глубинной тектоники Волго-Уральской нефтегазоносной области. // Докл. АН СССР Т.148, №4, 1983.
- Бочкарев А.В., Калинина Е.А., Бочкарев В.А. Разломно-блоковое строение месторождений Ракушечно-Широтной зоны поднятий по данным сейсмических и промыслово-геофизических исследований // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, №4, 2013. – С.4-15.
- 21. Вайнбаум С.Я., Егорова Л.З., Копрова Н.А. и др., Закономерности размещения залежей нефти и газа на территории Куйбышевского Поволжья Самара: ВО ИГиРГИ, 1975.
- 22. Валеев Р.Н. Тектоника Вятско-Камского междуречья. // Тр. Казанского геол. ин-та, вып.12, 1968. С.4-109.
- 23. Войтович Е.Д., Гатиятуллин Н.С. Тектоника Татарстана. Казань: Изд-во КГУ, 2003.
- 24. Волк Е.Ю., Потемкин Г.Н. Особенности геологического строения нижнекаменноугольных отложений в пределах южной части Камско-Кинельской системы прогибов // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа, №3, 2012. – С. 27-30.
- 25. Волк Е.Ю., Потемкин Г.Н. Особенности геологического строения нижнекаменноугольных отложений в пределах Камско-Кинельской системы прогибов // Тезисы докладов XIX Губкинских чтений «Инновационные технологии прогноза, поисков, разведки и

разработки скоплений УВ и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК», 2011. – С. 187–188.

- 26. Воскресенский Ю.Н. Полевая геофизика: учебник для вузов. М.: ООО «Издательский дом Недра», 2010. 479 с.
- Геология СССР. Том XI. Поволжье и Прикамье. Часть І. Геологическое описание. Коллекив авторов. – М: Недра, 1967 – 872 с.
- Гилаев Г.Г., Манасян А.Э., Федорченко Г.Д., Колесников В.А., Кологреев И.А. Нефтяные залежи в карбонатных отложениях фаменского яруса Самарской области: история открытия и перспективы поиска // Нефтяное хозяйство, №10, 2013. – С. 38-40.
- Голов А.А., Королюк И.К. и др. Анализ строения и нефтегазоносности терригенной толщи девона с целью выделения перспективных районов и участков для проведения ГРР на территории Самарской области (отчет о НИР). – М: ИГиРГИ, 1999.
- Голубев В.С., Тайц М.И. Блоковое строение фундамента Северной Башкирии и его влияние на структуру осадочного чехла. УфНИИ-Уфа-Башкнигиздат, 1967. – С.14-22.
- Горошкова В.А. и др. Опаринская опорная скважина. (Опорные скважины СССР. Русская платформа). М.: Тр. ВНИГНИ, вып. 26, 1960.
- 32. Губерман Ш.А., Овчинникова М.И. О машинной корреляции пластов в разрезе скважины по геофизическим данным. Изв. АН СССР. Серия Физика Земли, №3, 1972. С. 87-94.
- Гутман И.С, Потемкин Г.Н., Волк Е.Ю., Папухин С.П. Особенности геологического строения нижнекаменноугольных отложений в пределах южной части Камско-Кинельской системы прогибов // Недропользование XXI век, №5, 2011. – С. 20–25 (часть 1); Недропользование XXI век, №6, 2011. – С. 28–32 (часть 2).
- 34. Гутман И.С, Потемкин Г.Н., Галиев Р.М., Папухин С.П. Литолого-тектоническая модель строения девонских терригенных отложений на территории Самарского региона // Нефтяное хозяйство, №4, 2015. С. 21-25 (часть 1); Нефтяное хозяйство, №5, 2015. С. 34-38 (часть 2).
- 35. Гутман И.С, Потемкин Г.Н., Папухин С.П. Уточнение разломно-блоковой модели девонских отложений на основе комплексирования сейсмических данных и детальной корреляции разрезов скважин (на примере одного из месторождений Самарского региона) // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина, №4, 2013. С. 23–38.
- Гутман И.С. и др. Анализ особенностей формирования поднятий в области развития врезов в отложениях нижнего карбона Татарии. – М., ВНИИОЭНГ, 1983.

- 37. Гутман И.С. Корреляция разрезов скважин сложнопостроенных нефтегазоносных объектов на основе инновационных технологий. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011.
- Гутман И.С., Балабан И.Ю. Геостатистика в промыслово-геологических исследованиях. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011.
- Гутман И.С., Балабан И.Ю., Исянгулова Н.Р., Потемкин Г.Н. и др. Моделирование сложнопостроенных нефтегазоносных объектов на основе детальной корреляции разрезов скважин в автоматическом и интерактивном режимах // Нефть.Газ.Новации, №12, 2014. – С. 16-23.
- 40. Гутман И.С., Балабан И.Ю., Исянгулова Н.Р., Потемкин Г.Н. и др. Моделирование сложнопостроенных нефтегазоносных объектов на основе детальной корреляции разрезов скважин в автоматическом и интерактивном режимах // Сборник докладов Международной научно-практической конференции «Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы-2014», Сочи, 2014. – С.28-37.
- 41. Гутман И.С., Балабан И.Ю., Кузнецова Г.П. и др. Отечественный комплекс «AutoCorr» для выполнения корреляции разрезов скважин в автоматическом и полуавтоматическом режимах, моделирования залежей, подсчета запасов УВ и проектирования разработки // Вестник ЦКР Роснедра, № 2, 2005. С. 51-62.
- Гутман И.С., Вологодский Д.В. «Особенности залегания верхнеюрских отложений в зоне развития аномальных разрезов и клиноформ на Тевлинско-Русскинском месторождении».
 Вестник ЦКР Роснедра, №5, 2012. – С.2-9.
- 43. Гутман И.С., Кузнецова Г.П. Классификация корреляции геологических разрезов скважин в связи со степенью изученности нефтегазоносных объектов. Особенности выполнения сопоставления геологических разрезов скважин с использованием новейших компьютерных технологий. – М.: РГУНГ им. И.М. Губкина, 2006.
- 44. Гутман И.С., Кузнецова Г.П., Саакян М.И. Детальная корреляция геологических разрезов скважин на поздних стадиях изученности залежей УВ. Материалы 117 семинара «Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в 4-ой (поздней) стадии. Проблемы запасов УВ. Институт нефтегазового бизнеса при Президенте РФ, 2008.
- 45. Гутман И.С., Кузнецова Г.П., Саакян М.И. Детальная корреляция разрезов скважин с помощью программного комплекса AutoCorr // Геоинформатика, №2, 2009.
- 46. Гутман И.С., Потемкин Г.Н., Папухин С.П. Уточнение разломно-блоковой сейсмической модели девонских отложений на основе детальной корреляции разрезов скважин на примере одного из месторождений Самарского региона // Тезисы докладов XX

Губкинских чтений «Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России», 2013. – С. 148–149.

- 47. Гутман И.С., Руднев С.А., Саакян М.И. и др. Характеристика обводненности пермокарбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения в связи с особенностями ее геологического строения на основе результатов детальной корреляции разрезов скважин // Нефть. Газ. Новации, №3, 2012. – С.30-40.
- 48. Даниелян Б.З. и др. Комплексный анализ геолого-геофизических материалов Жигулевско-Пугачевского свода с целью оценки перспектив нефтегазоносности данного района на территории Самарской области (Отчет о НИР). ВО ИГиРГИ, 2004.
- 49. Даниелян Б.З. Изучение взаимоотношения разломно-блоковой тектоники кристаллического фундамента и нефтеносных структур осадочного чехла Самарского Поволжья с целью повышения эффективности поисково-разведочных работ на нефть. Информационный отчет по теме 0822-01, ВО ИГиРГИ, 2003.
- Денцкевич И.А. Глубинные корни Муханово-Ероховского прогиба. В сб. Геология и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений Оренбургской области. – Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1999.
- 51. Денцкевич И.А., Баранов В.К., Ощепков В.А. Роль эрозионных процессов в формировании грабенообразных прогибов // Геология нефти и газа, №2,1982.
- 52. Долицкий В.А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин. М., Недра, 1966.
- 53. Егоров И.С. О тектонике нижнекамского нефтеносного района Татарии // Геология нефти и газа, №3, 1962.
- 54. Егоров П.С. О дизъюнктивном характере дислокаций нижнего Прикамья // Геология нефти и газа, №8, 1963.
- 55. Егорова Н.П., Халимов Э.М., Озолин Б.В. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. М. Недра, 1975.
- Заболотский В.В., Фурер В.Н. Отчет о сейсморазведочных работах сейсмопартии №12/84-85 на Ласкаревской площади за 1984-86 гг. (Отчет о НИР). Куйбышевнефтегеофизика, 1986.
- 57. Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Основные типы карбонатных коллекторов рифогенного типа восточного борта Камско-Кинельского рифта // Георесурсы, №2 (25), 2008.
- 58. Казьмин Л.Л., Горелов А.А. Уточнение геологического строения Волго-Сокской палеовпадины с целью повышения достоверности структурных построений и прогноза нефтегазоносности (Отчет о НИР). ВО ИГиРГИ, 1993.

- 59. Казьмин Л.Л., Горелов А.А., Лявукова Т.Г., и др. Уточнение геологического строения юго-западной части Куйбышевской обл. с целью повышения эффективности поисковоразведочных работ (Отчет о НИР). ВО ИГиРГИ, 1991.
- 60. Казьмин Л.Л., Суровиков Е.Я., Кочубенко О.В. Анализ и обобщение геологогеофизических материалов, уточняющих современное представление о геологическом строении и нефтегазоносности территории Урало-Поволжья и предложения к плану 1993-1994 гг. (Отчет о НИР).ВО ИГиРГИ, 1992.
- 61. Казьмин Л.Л., Суровиков Е.Я., Поляков В.А. Анализ результатов геологоразведочных работ в юго-западной части Бузулукской впадины и зоны её сочленения с Жигулево-Пугачевским сводом в Куйбышевской области (Отчет о НИР). ВО ИГиРГИ, 1990.
- 62. Казьмин Л.Л., Ткаченко И.С., Поляков В.А. Анализ геологических результатов, полученных в XI пятилетке по Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с целью научного обоснования направлений и объемов поисковых и разведочных работ (Отчет о НИР). ВО ИГиРГИ, 1985.
- 63. Клубов В.А. Палеоструктурный анализ восточных районоа Русской платформы. М.: Недра, 1973.
- 64. Коноваленко С.С., Семенова Е.Г. и др. Детализация стратиграфии и литологопетрографического состава палеозойских отложений юга Самарской области с целью корректировки направлений геологоразведочных работ (Отчет о НИР). ВО ИГиРГИ, 2001.
- 65. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов. М. Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2007. 400 с.
- Ларочкина И.А. Концепция системного геологического анализа при поисках и разведке месторождений нефти на территории Татарстана. – Казань: Изд-во "Фэн" Академии наук РТ, 2013. – 232с.
- 67. Ларочкина И.А. Алтунино-Шунакский прогиб как модель грабенообразных прогибов восточной окраины русской платформы // Геология нефти и газа, №5, 2007.
- 68. Ларочкина И.А., Гатиятуллин Н.С. и др. Девонские грабенообразные прогибы Татарстана.
 // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, №10, 1993. С.52-59.
- Лозин Е.В. Тектоника и нефтеносность платформенного Башкортостана. М.: ВНИИОЭНГ, 1994. Часть 1 – С.3-6, Часть 2 – С.13.
- 70. Ляшенко А.И. Атлас брахиопод и стратиграфия девона Русской платформы. М.: Гостоптехиздат, 1959.
- Марковский В.П. Унифицированная схема стратиграфии девонских отложений Русской платформы и западного склона Урала. В сб.: Девон Русской платформы. – М.: Гостоптехиздат, 1953.

- Машкович К.Е. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. М.: Недра, 1976.
- Мельников А.М. О влиянии древних поднятий фундамента на распределение девонских месторождений нефти Волго-Уральской области. – М.: ДАН СССР, т. 148, №1, 1963.
- 74. Мельников С.Н., Акишев И.М. О возрасте грабенообразных прогибов Татарии и закономерности их распространения // Геология нефти и газа, №9, 1971.
- Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин/Под редакцией профессора И.С. Гутмана. – М.: Издательский дом Недра, 2013. – 112 с.
- Мирчинк М.Ф., Хачатрян Р.О., Мкртчян О.М. Тектоника и происхождение Камско-Кинельской системы прогибов. В кн.: Вопросы тектоники нефтегазоносных областей. – М., изд-во АН СССР, 1962. С.86-101.
- 77. Мкртчян О.М. Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской плиты.
 М.: Наука, 1980. С.5-22, 136.
- Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г и др. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Т.1. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2007.
- Мустафинов А.Н. Новые данные о Жигулевско-Пугачевском своде // Нефтяное хозяйство, №1, 1956.
- Мушин И.А., Корольков Ю.С., Чернов А.А. Выявление и картирование дизъюнктивных дислокаций методами разведочной геофизики. – М.: Научный мир, 2001. – 120 с.
- Наливкин В.Д. Грабенообразные прогибы востока Русской платформы // Сов. геология, №1, 1962.
- 82. Новожилова С.И. Литолого-стратиграфические предпосылки для поисков залежей несводового типа в девонских и каменноугольных отложениях. В сб.: Геология, геохимия и геофизика Волго-Уральской области. М.: ИГиРГИ, 1972.
- Омелин В.М., Славин В.И. и др. Интерактивная корреляция геологических разрезов по данным ГИС // Геология нефти и газа, №8, 1989.
- 84. Опытно-методические работы по изучению фундамента промежуточного (параплатформенного) комплекса Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинции и их влияние на формирование продуктивных отложений (Отчет о НИР). МИНХ и ГП им. И.М.Губкина, 1980.
- 85. Папухин С.П., Архипов В.С. Выявление дополнительных ресурсов нефти путем переинтерпретации геолого-геофизических материалов по площадям и месторождениям юго-западного борта Бузулукской впадины на территории Самарской обл. – Самара: Самаранефтегаз, 1997.

- Познер В.М., Кирина Т.И., Порфирьев Г.С. Каменноугольные отложения // Тр. ВНИГРИ, вып. 112, Гостоптехиздат, 1957.
- Поляков В.А., Шурунов М.В., Корягина А.И. Перспективы нефтеносности юго-западного борта Бузулукской впадины в Самарской области в связи с новыми геологическими данными (Отчет о НИР). ВО ИГиРГИ, 1994.
- 88. Поляков В.А., Чирук Г.Н. и др. Система девонских грабенообразных прогибов в Куйбышевской области. В сб.: Направления и методика поисков и разведки нефти и газа (юго-восток Русской платформы. – М.: Наука, 1985.
- Попов В.М., Попова Л.М. и др. Региональные сейсморазведочные работы МОГТ в южной бортовой зоне Мухано-Ероховского прогиба с целью подготовки новых лицензионных участков (отчет о НИР). Удмуртгеофизика, 2013.
- 90. Г.Н. Потемкин Литолого-тектоническая модель левонского терригенного нефтегазоносного комплекса на территории Самарского региона // Материалы XXII международной молодежной научной конференции студентов, аспирантов и молодых http: // [Электронный ученых «Ломоносов». pecypc] lomonosovmsu.ru/archive/Lomonosov_2015/data/6978/uid90088_report.pdf
- 91. Потемкин Г.Н. О природе клиноформного залегания ряда пластов в нижнекаменноугольных отложениях южной части Камско-Кинельской системы прогибов // Тезисы докладов 66-ой международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2012», 2012. – С.73.
- 92. Потемкин Г.Н. Особенности геологического строения верхнедевонских И нижнекаменноугольных отложений в пределах осевой части Камско-Кинельской системы Тезисы докладов конференции «Актуальные проблемы прогибов // развития нефтегазового комплекса России», 2012. - С.59.
- 93. Потемкин Г.Н. Особенности геологического строения отложений нижнего карбона в пределах южной части Камско-Кинельской системы прогибов // Тезисы докладов 65-ой международной научной студенческой конференции «Нефть и газ – 2011», 2011. – С.23.
- Решения совещания по уточнению унифицированных стратиграфических схем верхнего протерозоя и палеозоя Волго-Уральской нефтегазоносной провинции – М.: ВНИГНИ, 1960.
- 95. Салин Ю.С. Стратиграфическая корреляция. М.: Недра, 1983.
- 96. Самарский статистический ежегодник. Самара, 2013.
- 97. Санаров С.В., Сивков Н.Р. и др. Оценка перспектив и разработка методики поисков сложнопостроенных ловушек нефти и газа на территории Самарской области (Отчет о НИР). Институт природных ресурсов и природопользования, 2002.

- 98. Санаров С.В., Сивков Н.Р. и др. Изучение пластовых резервуаров в бортовых зонах Муханово-Ероховской впадины с целью поиска возможных источников воспроизводства ресурсов углеводородного сырья (Отчет о НИР). ВО ИГиРГИ, 2001.
- 99. Санаров С.В., Сивков Н.Р. Разработка геологической и сейсморазведочной основ поисков залежей нефти в клиноформных ловушках терригенной толщи нижнего карбона (Отчет о НИР). ВО ИГиРГИ, 1999.
- 100. Саркисян С.Г., Теодорович Г.И. Обзор фаций девонских отложений Волго-Уральской области // Сов. геология, сб.38, 1949.
- Саркисян С.Г., Теодорович Г.И. Основные черты палеогеографии девонского периода Урало-Волжской области. – М.: Изд-во АН СССР, 1955.
- 102. Семенова Е.Г. Создание типовых литолого-палеонтологических разрезов терригенной толщи девона Самарской области по керновому материалу глубокого поискового бурения (Отчет о НИР). ВО ИГиРГИ, 2007.
- 103. Семенова Е.Г., Коваленко Л.Д. и др. Стратиграфическое расчленение отложений палеозоя Самарской области с целью корректировки направлений геологоразведочных работ (Отчет о НИР). ВО ИГиРГИ, 2002.
- 104. Семенова Е.Г., Коноваленко С.С. и др. Стратиграфическое расчленение отложений палеозоя Самарской области с целью пересмотра и уточнения распространения нефтегазоносных горизонтов (Отчет о НИР). ВО ИГиРГИ, 1999.
- 105. Семенова Е.Г., Суровиков Е.Я. Закономерности распространения и формирования терригенных комплексов пород девона в связи с выбором и обоснованием направлений поисково-разведочных работ (Куйбышевское Поволжье) (Отчет о НИР). ВО ИГиРГИ, 1988.
- 106. Семенова Е.Г., Суровиков Е.Я. и др. Изучение биостратиграфической и геохимической зональности и типизация разрезов продуктивных комплексов пород с целью обоснования и выбора направлений поисково-разведочных работ в районах высокой разведанности (Куйбышевское Поволжье) (Отчет о НИР). ВО ИГиРГИ, 1986.
- 107. Скрипкин С.Н. Автоматическая интерпретация структурно-тектонических нарушений на основе результатов трехмерной сейсморазведки // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина, №1, 2010. – С.18-23.
- 108. Сметанникова Т.М., Токарева А.С. и др. Перспективы нефтеносности объектов, ранее не подтвердившихся глубоким бурением, на территории Бузулукской впадины Самарской области (Отчет о НИР). Институт природных ресурсов и природопользования, 2000.
- 109. Соколова Н.Н., Теодорович Г.И., Хачатрян Р.О. Расчленение турнейско-визейской терригенной толщи юга Камско-Кинельской впадины // Советская геология, №10, 1959.

- 110. Справка о состоянии минерально-сырьевой базы Самарской области. В сб.: Пакет оперативной геологической информации. Самарская область 2014. [Электронный ресурс] <u>http://atlaspacket.vsegei.ru/#39a7b0fa774821a09</u>
- 111. Суровиков Е.Я., Кочубенко О.В., Бухарцева Е.Г. Геологические перспективы поисков и разведки месторождений нефти центральной части Бузулукской впадины (Отчет о НИР). ВО ИГиРГИ, 1994.
- 112. Тихий В.Н. Волго-Уральская область. Девонские отложения // Тр. ВНИГРИ, вып. 106, 1957.
- 113. Тихий В.Н. Девон Казани. ДАН СССР, т. 28, №4, 1951.
- 114. Тихий В.Н. Нефтеносный девон Поволжья // Сов. геология, сб.28, Госгеолиздат, 1948
- 115. Тихий В.Н. Новые данные по стратиграфии и геологической истории девона Волго-Уральской области. В кн.: Нефтегазоносность Урало-Волжской области. Изд-во АН СССР, 1956. – С.127-134.
- 116. Тихонович Н.Н. Девонские отложения Русской платформы и Приуралья. М.: Гостоптехиздат, 1951.
- 117. Трушкин П.Г. Особенности тектонического строения и история формирования Покровского поднятия // Геология нефти, №3, 1957.
- 118. Тузова О.С. Спорово-пыльцевые комплексы терригенной части девона и нижнего карбона востока Татарии и их значение для стратиграфии. В кн.: Нефтегазоносность Урало-Волжской области. Изд. АН СССР, 1956.
- 119. Филиппова М.Ф., Аронова С.М. Девонские отложения центральных областей Русской платформы. М.: Гостоптехиздат, 1958.
- Форш Н.Н. К методике структурного анализа платформенных тектонических структур. М.: Гостоптехиздат, 1953.
- 121. Хаин В.Е. Геотектонические основы поисков нефти. Баку: Азнефтеиздат, 1954.
- 122. Хаин В.Е. Общая геотектоника. М.: Недра, 1964.
- 123. Хачатрян Р.О. Тектоника и нефтеносность Куйбышевского Заволжья (по данным глубокого бурения) М.: ГОСИНТИ, 1957.
- 124. Хачатрян Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы.
 М.: Наука, 1979.
- 125. Шайбаков Р.А. Обоснование комплексной методики идентификации трехмерных геологических объектов. Дисс. на соискание степени кандидата геологоминералогических наук, Уфа, 2014

- 126. Шашель А.Г., Шиповский А.П., Александров А.А. и др. Методы выявления и трассирования разрывных нарушений в Самарском Поволжье. // Геология нефти и газа. 1998. №12. С.18-25.
- 127. Шашель А.Г. Обоснование приоритетных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ на стадии высокой разведанности ресурсов (на примере Самарской области). Диссертация на соискание ученой степени к.г.-м.н., – М.: 1998.
- 128. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России. М.: Изд-во ВНИГНИ, 2006.
- 129. Шеин В.С., Фортунатова Н.К. и др. Геодинамическая эволюция и тектоническое районирование Восточно-Европейской платформы // Геология нефти и газа, №5, 2013.
- 130. Шестакова Л.И., Зуфарова Е.С. Проведение сейсморазведочных работ в пределах Серноводско-Абдулинского авлакогена в границах Самарской области с целью изучения геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности рифейско-вендских отложений (Отчет о НИР). Самаранефтегеофизика, 2008.
- Pedersen S.I, Randen T., Sonneland L. Automatic fault extraction using artificial ants // SEG Int'l Exposition and 72nd Annual Meeting. – 2002.
- 132. Lee C.Y. An algorithm for path connections and its applications // 1961, IRE Transactions on Electronic Computers EC-10, 1961, v. 2, p. 346—365.
- 133. Lineman D.J., Mendelson J.D., Toksos M.N. Well to well log correlation using knowledge-based systems and dynamic depth warping // SPWLA 28th Annual Logging Symposium «Highimpact palynology in petroleum geology: applications from Venezuela (Northern South America)» (June 29-July 2, 1987). AAPG Bull., 1987, v. 86, p. 421–453.
- 134. Mirowski P., Herron M., Seleznev N., Fluckiger S., McCormick D. New software for well-towell correlation of spectroscopy logs. 2005, 6 p. http: // cs.nyu.edu/~mirowski/pub/AAPG_2005_NewSoftwareForW ell2WellCorrelation.pdf