

УДК 550.83

DOI: 10.25635/2313-1586.2018.02.114

Вязовкина Анастасия Олеговна

аспирант,
Самарский государственный
технический университет,
443100, г. Самара,
ул. Молодогвардейская, 244
геофизик,
ПАО «Самаранефтегеофизика»
e-mail: vz-anastasia@mail.ru

Vyazovkina Anastasia O.

PhD student,
Samara State Technical University,
443100, Samara,
Molodogvardeiskaya st., 244
e-mail: vz-anastasia@mail.ru

**АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ
ФЛЮИДУПОРОВ РИФОГЕННЫХ
ЗАЛЕЖЕЙ ФРАНСКО-ФАМЕНСКОГО
ВОЗРАСТА НА ТЕРРИТОРИИ
САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ****ANALYSIS OF THE CONDITIONS
FOR THE ANTIFLUID FORMATION
OF FRASNIAN-FAMENIAN CAP ROCK
ORGANOGENIC STRUCTURES
IN THE SAMARA REGION***Аннотация:*

В статье рассмотрены геолого-геофизические критерии выделения биогермных построек и покрышек залежей биогермного типа. На основании данных глубокого бурения проведена стратификация разреза франско-турнейских отложений. Построена серия схем корреляции, пересекающих различные зоны (забортовую, внешнюю, внутренние бортовые и осевую) Муханово-Ероховского прогиба (МЕП). Определены типы разреза и мощность отложений малевского возраста, характерные для каждой зоны. По данным бурения построена карта толщин отложений малевского горизонта, на основании которой (с привлечением схем корреляции) проведена локализация зон предполагаемого развития «надежных» покрышек залежей, приуроченных к биогермным образованиям. Составлена схема развития отложений малевского возраста, характеризующая степень надежности покрышки относительно зон МЕП и органогенных построек.

Ключевые слова: рифы, флюидупоры, геолого-разведочные работы, сейсморазведка, неантиклинальные ловушки

Abstract:

Geological and geophysical criteria of organogenic (bioherm) structures and caprocks of organogenic (bioherm) type allocation are discussed in the article. Frasnian-Tournaisian deposits stratification is carried out basing on deep drilling data. In the article a correlation scheme set is given which crosses various zones (on-board, external, internal side and center) of Mukhanovo-Erokhovsky mountain bending. Section types and deposits thickness of Malevsky Age for each zone have been identified. Isopachous map of Malevskij deposits has been built based on drilling data. Localization of trajectory reliable cover zones limited to bioherm structures has been carried out on the basis of isopachous map and correlation scheme. Sediments development scheme of Malevskij Age has been built up. It characterize the degree of reliability of caprock relative to the Mukhanovo-Erokhovsky mountain bending zone and organogenic structures.

Key words: reservoir cap rock, impermeable to fluids layers, exploration work, seismic survey, nonanticlinal traps

Введение

В настоящее время, когда фонд ловушек антиклинального типа на территории Самарской области, как и в других старых нефтедобывающих регионах, в значительной степени истощен, актуальным стал вопрос о поисках и выявлении ловушек нефти и газа неантиклинального типа. Сложность проблемы поиска таких ловушек заключается в том, что они не могут быть выявлены традиционными геолого-поисковыми методами, основанными на принципах структурной геологии. Поэтому их выявление требует разработки новых теоретических и методических основ.

Наибольшими возможностями решения этой проблемы обладает сейсморазведка МОГТ-3Д и МОГТ-2Д. Однако она может быть эффективна лишь в том случае, если есть научно обоснованная база, позволяющая целенаправленно искать и правильно интерпретировать полученные материалы сейсморазведочных работ. Поэтому одновременно с сейсмическими исследованиями проводился большой объем научно-исследовательской

работы, направленной на выявление возможностей формирования ловушек неантиклинального типа различного генезиса на территории Самарской области.

До недавнего времени считалось, что в карбонатных отложениях верхнего девона, на рассматриваемой территории, продуктивным является только пласт Дл заволжского надгоризонта. Остальная часть карбонатов верхнего девона (отложения франского и фаменского ярусов) считалась менее перспективной.

Однако за последние годы в результате сейсморазведочных работ МОГТ-3Д в этих отложениях по характеру волнового поля были выявлены ловушки рифогенного типа в отложениях франского и фаменского ярусов. В результате бурения скважин № 1 и № 2 были получены промышленные притоки нефти из пласта D3fm фаменского яруса.

В связи с обнаружением залежей углеводородов (УВ) в этом пласте приоритетной задачей для дальнейших геологоразведочных работ (ГРП) стало изучение карбонатных отложений верхнего девона на предмет выявления биогермных образований и изучения зон развития покрышек, играющих определяющую роль в сохранении залежей отложений франского и фаменского ярусов.

Целью работы является локализация зон развития «надежных» покрышек залежей, приуроченных к биогермным образованиям, обоснование критериев выделения прогнозных зон надежности покрышек и установление закономерностей их распространения.

Основные задачи исследований:

1. Анализ условий формирования биогермных образований в отложениях франского и фаменского ярусов, а также покрышек в перекрывающих их отложениях по данным сейсмических исследований.
2. Выделение целевого интервала (турней-девон) на сейсмических разрезах на основе увязки скважинных и сейсмических материалов МОГТ-3Д и МОГТ-2Д.
3. Построение структурных карт и карт толщин целевого интервала.
4. По данным глубокого бурения опорных скважин составление серии схем корреляции и построение схематической карты мощности отложений флюидоупоров.
5. Определение критериев выделения прогнозных зон надежности покрышек.
6. Создание карты с выделенными биогермными объектами франско-фаменского возраста и сводных карт с наиболее перспективными прогнозными зонами распространения залежей в биогермных образованиях на территории Самарской области.

Степень изученности темы

Первые исследования по выяснению природы известняков и существования рифов в каменноугольных отложениях Урала были проведены Н.Н. Яковлевым в 1915 г. [12].

В 1961 г. М.Ф. Мирчинк, О.М. Мкртчян [14] на основании анализа материалов бурения установили, что литолого-фаунистическая характеристика карбонатной верхнедевонской толщи, характер ее строения и литофациальных переходов, а также морфология геологических тел указывают на наличие в Бирской седловине верхнедевонских рифовых сооружений различного типа.

В 1963 г. М.М. Грачевский, Р.О. Хачатрян [6] в результате детального изучения стратиграфии, тектоники и литофациальных особенностей девонских и нижнекаменноугольных отложений пришли к заключению о рифовой природе Хилковского карбонатного массива. В этом же году В.А. Клубов и Н.Л. Шпильман [8] показали, что аномальное увеличение светлоокрашенных пород турнейского яруса позволяет предполагать существование здесь рифовой зоны.

В 1964 г. О.М. Мкртчян, выполнив комплексные исследования и сопоставления стратиграфических, литолого-фациальных и структурно-морфологических особенностей верхнедевонских и нижней части нижнекаменноугольных отложений,

главным образом Башкирии, Татарии и Пермской области, указал на широкое развитие в карбонатной толще девона рифовых фаций и рифогенных массивов [16].

В обобщающей работе [13], опубликованной в 1965 г., коллектив авторов во главе с М.Ф. Мирчинком показал, что значительную роль в формировании структурных планов Камско-Кинельской системы прогибов играют рифовые массивы и биогермы верхнефранско-фаменского и заволжского возрастов.

В 1974 г. в монографии [15] авторы обобщили большой фактический материал по изучению геологии и нефтегазоносности рифовых комплексов Урало-Поволжья и описали методику поисков нефтегазоносных рифовых структур. Ими рассмотрены вопросы стратиграфической приуроченности, состава, классификации, особенностей распространения и условий формирования рифовых образований. Исследованы различные аспекты влияния рифогенных структур и рифовых отложений на размещение залежей нефти и газа как в самих рифовых резервуарах, так и в перекрывающих толщах.

Как результат многолетних исследований по стратиграфии и условиям осадконакопления, тектонике и др. коллективом авторов были опубликованы работы [1, 2], в которых показано, что для позднедевонской эпохи характерно органогенное осадконакопление, сопровождавшееся образованием рифов и биогермов; раннекаменноугольная эпоха характеризуется унаследованностью тектоники Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и сохранением в общих чертах морских условий осадконакопления, сопровождавшихся развитием органогенных построек в прибортовых частях прогибов; в среднекаменноугольную эпоху территория провинции представляла собой слаборасчлененную равнину, что обусловило выдержанность осадков на большей ее части. В башкирский век условия осадконакопления были благоприятны для образования рифов; в позднекаменноугольной эпохе рифогенные фации формировались только на западе Бельской депрессии.

В 1978 г. издается монография [9], составленная по материалам исследований, выполненных на территориях Оренбуржья, Нижнего Поволжья, Приуралья, Прикаспийской впадины, Урала и др. В ней отражены современные представления о рифах, их распространении, зональной приуроченности.

В работе [17] О.М. Мкртчян рассматривает вопросы классификации тектонических форм плиты и связанных с ними органогенных построек позднедевонско-турнейского возраста, а также типизации региональных биогермно-карбонатных шельфов. Показана общность процессов развития Камско-Кинельской системы прогибов и единство условий осадконакопления.

В работе М.Д. Малыхина [11] на примере Усть-Черемшанского и Муханово-Ероховского прогибов и обрамляющих их палеошельфов доказано широкое развитие рифогенных построек как по площади, так и по разрезу; возможность их выявления сейсморазведкой и прогноза залежей углеводородов в самих постройках или же в структурах облекания.

В диссертационной работе А.И. Ивановой [7] доказано широкое распространение рифов в отложениях палеозойского осадочного чехла Печорского Урала и Предуральского краевого прогиба. Также проблема поиска и разведки девонских рифов рассмотрена в диссертации Н.В. Беляевой [3]. Автор пришел к заключению, что территория Печорского нефтегазоносного бассейна (НГБ), как и Волго-Уральская, в позднедевонскую эпоху характеризовалась системой некомпенсированных прогибов. Данный вывод значительно увеличивает перспективы поиска франских рифов и фаменских карбонатных построек, формировавшихся по бортам некомпенсированных впадин.

Также в диссертационной работе Р.В. Хипели рассмотрены литологические и седиментологические условия формирования палеозойских (раннесилурийских, позднедевонских и позднекаменноугольно-раннепермских) органогенных построек, выяснены закономерности их развития и формирование коллекторов в продуктивных

органогенных резервуарах [18]. В работе В.А. Бочкарева, посвященной прогнозу нефтегазоносности карбонатного комплекса верхнего девона Уметовско-Линевской депрессии и прилегающих территорий, рассмотрены основные этапы, условия формирования и предпосылки поисков залежей УВ в органогенных постройках верхнего девона Уметовско-Линевской депрессии и прилегающих территорий [4].

Е.А. Леоновым в работе, направленной на поиски неструктурных ловушек углеводородов в отложениях девона юга Оренбургской области [10], проведены литофациальные и палеогеографические исследования, на базе которых определены зоны развития ловушек литологического, стратиграфического и рифогенного типов в отложениях девона. Наиболее благоприятной территорией для выявления таких ловушек является северная бортовая зона Прикаспийской синеклизы. Установлено, что палеогеографическая обстановка на протяжении девонского, как и последующего палеозойского времени геологической истории, была наиболее благоприятна для формирования ловушек нетрадиционного типа.

Таким образом, обзор литературы свидетельствует о том, что основной объем исследований, на основании которых сделаны фундаментальные выводы о широком развитии рифовых фаций и рифогенных построек, были сосредоточены на территории Башкирии, Татарии, Пермской области, Приуралья и Саратовского Поволжья, при этом первостепенное значение придавалось изучению отложений позднедевонско-турнейского возраста. Значительно меньше внимания было уделено распространению построек и их флюидоупоров на территории Самарского Поволжья.

Таким образом, признаки биогермных построек в Самарской области были выявлены давно, но они не всегда получали соответствующую интерпретацию. Необходим совместный анализ материалов бурения и сейсморазведки для выделения наиболее перспективных зон для выявления биогермных построек, выделения биогермных образований во франско-фаменских отложениях и изучения зон развития покрышек, играющих определяющую роль в сохранении залежей УВ.

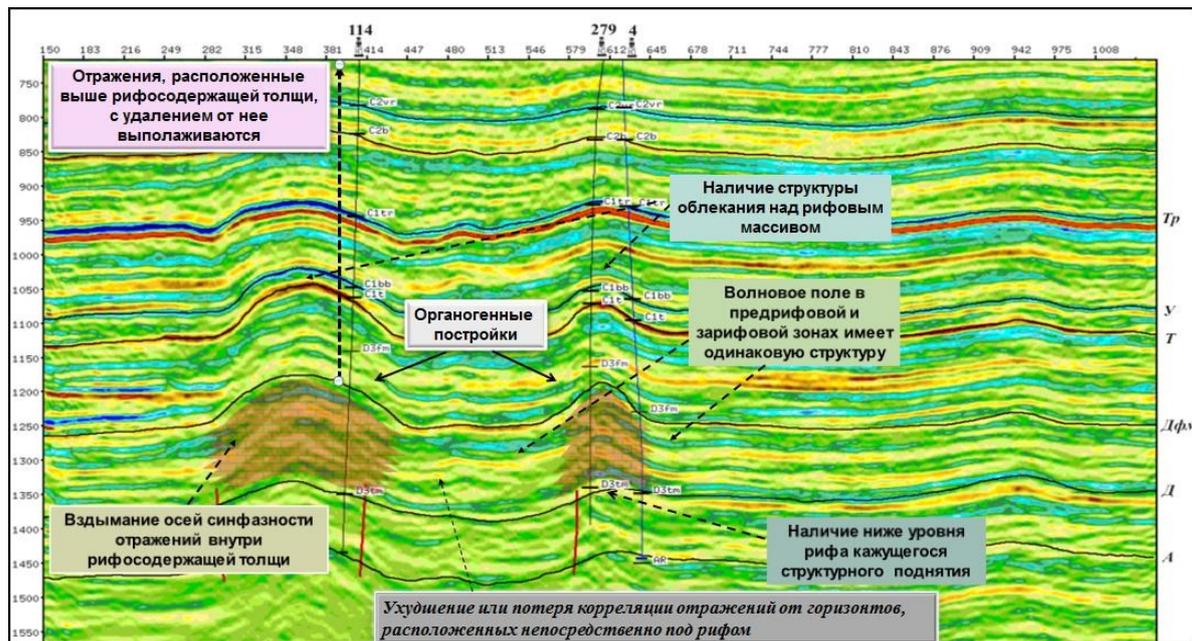
Результаты работ

В рамках работы проанализированы данные 51-й площади МОГТ-3Д и 81-й площади МОГТ-2Д, ГИС глубокого бурения, нефтеносности, керна на территории Самарской области. На основании данных глубокого бурения проведена стратификация разреза франско-турнейских отложений. В результате проведенных исследований на основе увязки скважинных и сейсмических материалов МОГТ-3Д и МОГТ-2Д были выделены целевые интервалы на сейсмических разрезах, в пределах которых по характерному набору параметров волнового поля выявлены постройки рифогенного типа. При этом использованы следующие критерии (рис. 1 а, б):

- ухудшение корреляции отражающих горизонтов (ОГ) в теле предполагаемого рифа, когда обрамляющие его волны при четкой динамической выраженности имеют крутонаклонные оси синфазности, не соответствующие положению ОГ в вышележащих отложениях;
- увеличение времени регистрации между отражениями от промежуточных границ внутри предполагаемого рифового комплекса и от подстилавших его отложений;
- наличие структур облекания над зонами развития органогенных построек;
- изменение частотной составляющей и скоростной характеристики предполагаемых рифогенных образований относительно вмещающих пород (рис. 2 а, б).

На основании анализа волнового поля и с учетом вышеперечисленных критериев на временных разрезах профилей МОГТ-3Д были выделены зоны развития построек рифогенного типа. Контуры их были увязаны со сводными структурными построениями по отражающим горизонтам турнейского яруса (C1t), фаменского яруса (D3fm), тиманского горизонта (D3tm), и картой изопахит интервала D3tm-C1t.

а



б

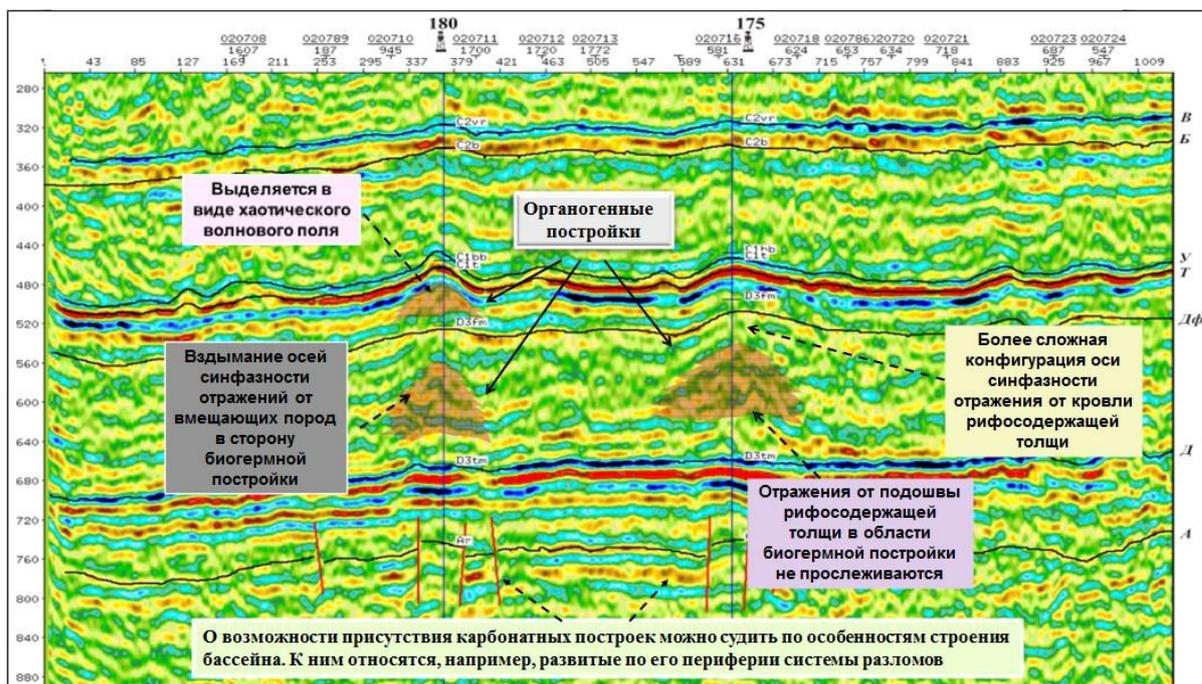
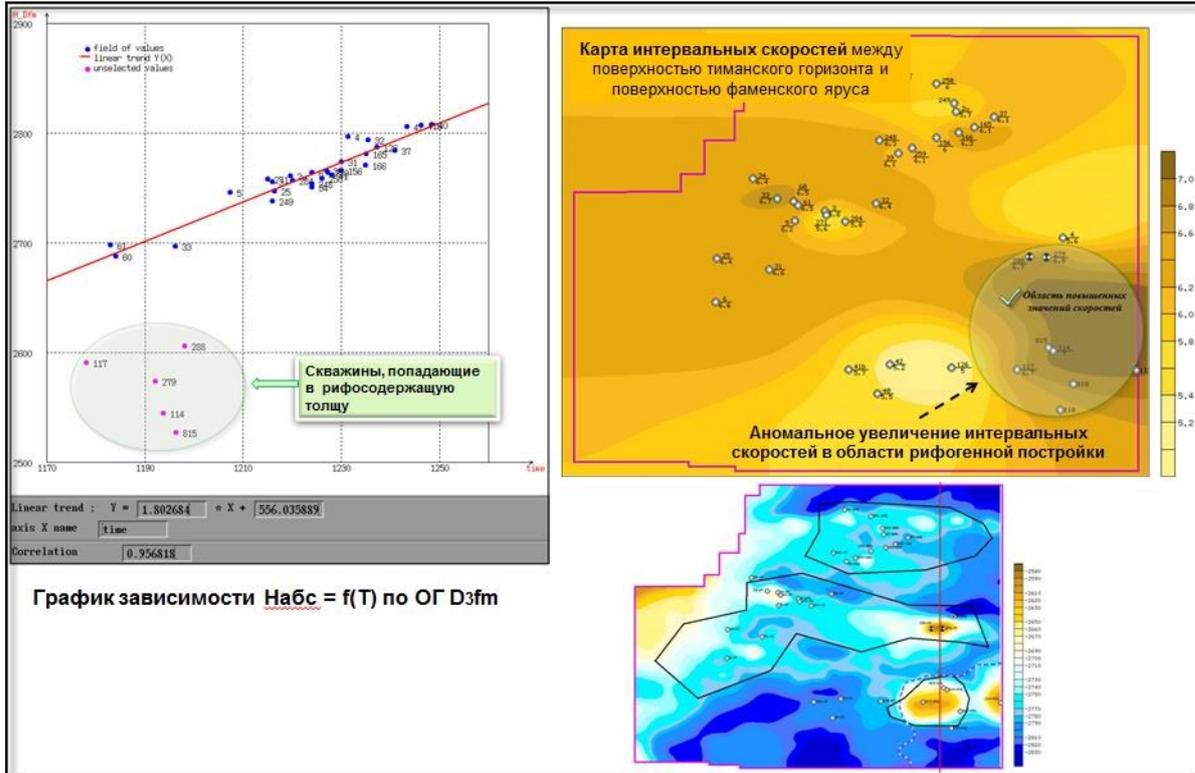


Рис. 1 – Критерии выделения рифов с помощью сейсморазведки.

Характеристики волнового поля:

- а – рифогенные постройки первой группы;
- б – рифогенные постройки второй группы

а



б

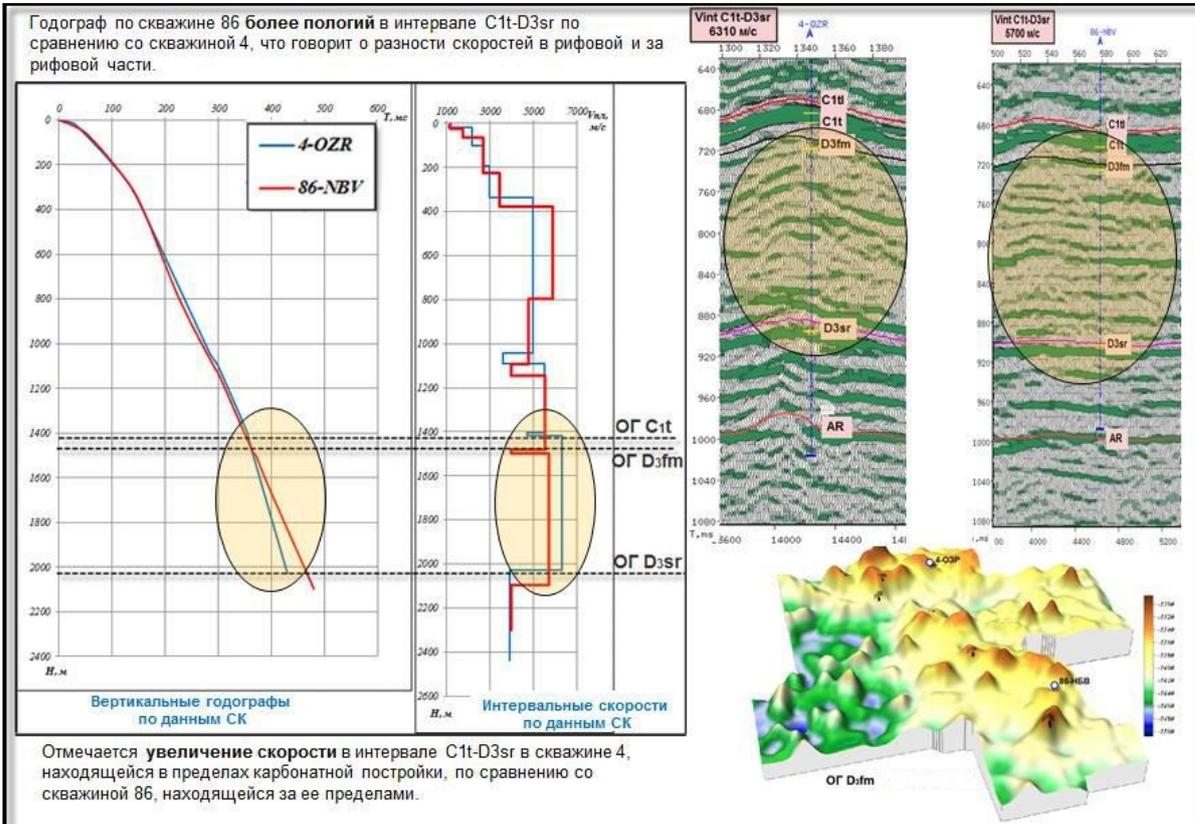


Рис. 2 – Критерии выделения рифов с помощью сейсморазведки.

Изменение скоростной характеристики:

а – на карте интервальных скоростей между поверхностью тиманского горизонта и поверхностью фаменского яруса; б – сопоставление вертикальных годографов скважин

В результате работы выделено 122 объекта рифогенного типа, которые на основании различий в морфологии, степени выраженности в структурных этажах и влиянии их на толщи облекания можно разделить на три группы:

1. К первой группе биогермов относятся резко выраженные, средне- и высокоамплитудные «тела», в основном франско-фаменского, реже заволжско-турнейского возраста, формирующие структуры облекания в вышележащих толщах.

Для них характерным признаком является увеличение толщин интервала $D3fm-D3tm$ и амплитуды поднятий, сформированных по поверхности облекания фаментурнейских биогермов, по всем вышележащим горизонтам.

2. Ко второй группе биогермных массивов и биогермов можно отнести седиментационные тела относительно небольших амплитуд (до 30 м), осложняющие структурные зоны, чаще всего линейные. Наличие таких биогермов обуславливает наличие локальных, иногда зональных несоответствий структурных планов.

3. К третьей группе биогермов относятся одиночные средне- и малоамплитудные биогермы, находящие отражение только в непосредственно прилегающих к ним отложениях и практически не отображенные в выше- и нижележащих толщах. Они встречаются относительно редко.

В результате было установлено, что наиболее благоприятными зонами развития построек рифогенного типа являются бортовые (в большей степени внешние) зоны прогибов и лишь единичные органогенные постройки выявлены в осевых зонах. Однако в пределах северо-восточного борта при наличии построек рифогенного типа залежей нефти в пласте Дл заволжского надгоризонта на многих структурах этого типа не установлено. В основном все залежи нефти, выявленные на поднятиях рифогенного типа, связаны со структурами облекания таких построек и приурочены к отложениям турнейского яруса (пласт В1), бобриковского горизонта (пласт Б2) и выше по разрезу. Основным условием скопления и сохранения залежей УВ в ловушках рифогенного типа является не только наличие самой ловушки и коллектора, но и наличие надежной крышки. Для залежей нефти в пласте Дл заволжского надгоризонта такой крышкой является терригенно-карбонатная пачка малевского горизонта. Согласно исследованиям Федерального государственного унитарного предприятия «Волжское отделение института геологии и разработки горючих ископаемых» (ФГУП ВОИГиРГИ), в отложениях турнейского яруса нижнего карбона на территории области (особенно в ее южной части) выделяется хорошо прослеживаемый малевский маркирующий репер, который имеет четкую каротажную характеристику – низкие значения кажущегося сопротивления (КС) и четкую положительную аномалию потенциального сопротивления (ПС).

В классическом разрезе горизонт сложен переслаиванием глин и глинистых известняков. Глины присутствуют в нижней и верхней частях горизонта и разделяются глинистым известняком (рис. 3). Наиболее детально эти отложения изучены керном в опорной скважине № 1 Ореховской площади. Однако литологический состав и взаимное расположение глин и известняков в разрезе не остается постоянным и претерпевает значительные изменения. В частности, в северных, северо-восточных районах области и в пределах внешних бортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов терригенные отложения малевского горизонта замещаются карбонатными породами, и этот репер теряется (рис. 4).

Качество глинисто-карбонатной крышки, по мнению ряда исследователей [9, 15, 16], зависит от количества и толщины слагающих ее глинистых прослоев. Плотные карбонаты, даже при их низкой проницаемости, не могут обеспечить сохранение залежей, так как в большей степени подвержены трещиноватости. В Самарском Поволжье залежи нефти, как правило, экранируются глинистыми крышками и в меньшей степени плотными карбонатами, перекрытыми глинистым слоем.

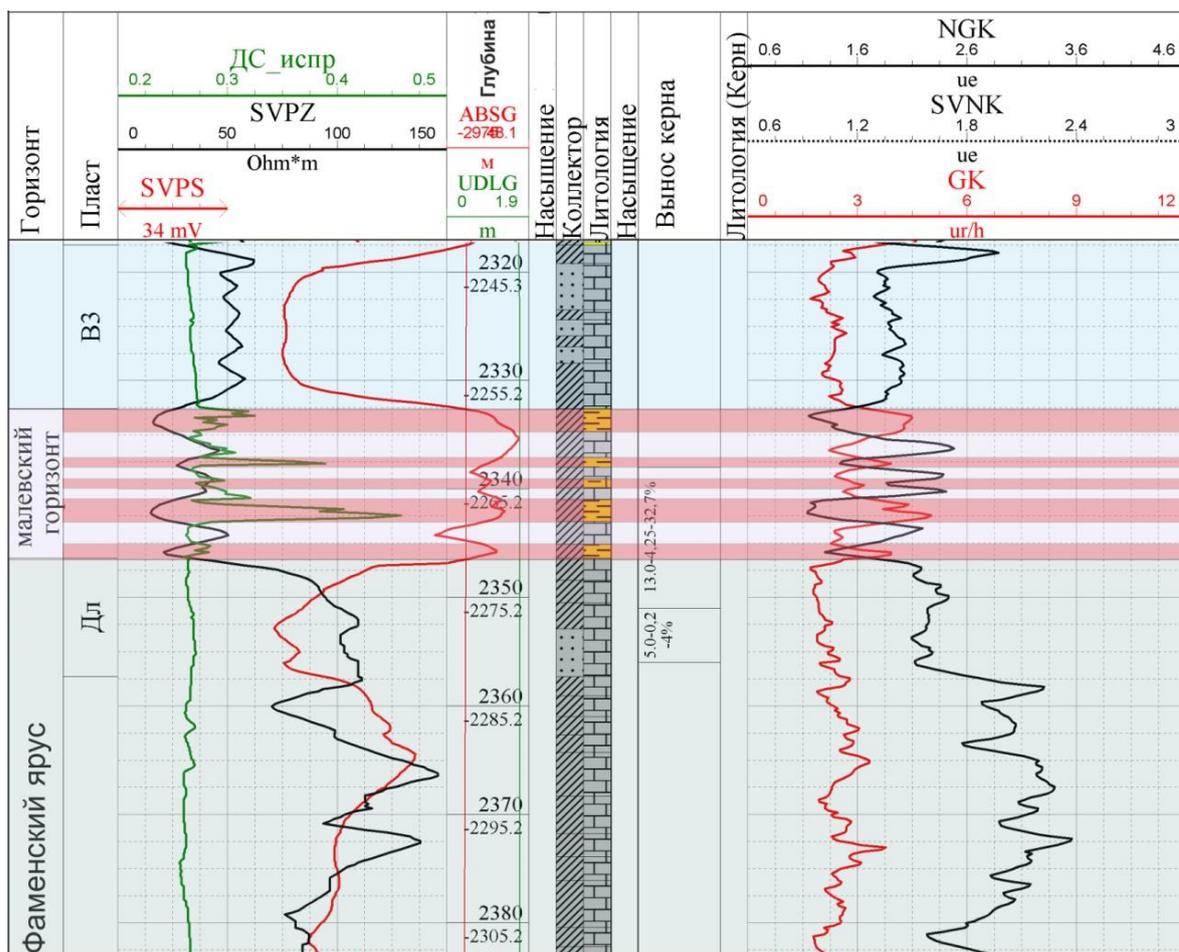


Рис. 3 – «Классический разрез» малевского горизонта. Скважина Карагайской площади

Как уже было отмечено, надежной крышкой для залежей нефти в пласте Дл заволжского надгоризонта является малевская терригенно-карбонатная пачка. Для ее изучения построена серия схем корреляции (рис. 5 – 6), пересекающих различные зоны (забортовую, внешнюю, внутреннюю бортовую и осевую) Муханово-Ероховского прогиба, определены типы разреза и мощности отложений малевского возраста, характерные для каждой зоны.

На основании упомянутых схем было установлено, что литологический состав и взаимное расположение глин и известняков в разрезе отложений малевского горизонта не остается постоянным и претерпевает значительные изменения. Более уверенно он прослеживается в забортовых и внутренних бортовых зонах Муханово-Ероховского и Усть-Черемшанского прогибов, где в его разрезе присутствуют маломощные глинистые слои. Во внешних бортовых зонах мощность отложений малевского горизонта сокращается, глинистые слои в его разрезе отсутствуют и отложения представлены глинистыми известняками.

Из-за потери стратиграфического репера провести стратификацию малевского горизонта в северо-восточной бортовой зоне МЭП довольно сложно. Отложения малевского горизонта в пределах большей части северо-восточного борта имеют небольшую мощность, представлены в основном не переслаиванием глин и известняков, а глинистыми известняками иногда с маломощным (1 – 2 м) слоем глин в нижней части разреза. Глинистые слои характерны в большей степени для забортовой, внутренней бортовой и осевой зон прогибов. Отсутствие глин во внешней бортовой зоне, вблизи бортового уступа, обусловлено (на основании исследований ВОИГиРГИ) существованием пере-

рыва в осадконакоплении на границе малевского и упинского времени. К концу заволжского времени заволжские бортовые уступы (как юго-западный, так и северо-восточный) занимали наиболее высокое гипсометрическое положение и здесь, в условиях наиболее приподнятого положения дна бассейна седиментации, не было условий для накопления глинистых отложений верхней части малевского горизонта.

Для определения критериев выделения надежной покрышки проведен анализ глинистых слоев в скважинах с установленной нефтеносностью пластов Дл и Д3fm по результатам перфорации, ГИС и керна. Исходя из проведенного анализа, можно сделать вывод, что мощность глинистых слоев порядка 2 м достаточна для сохранения залежи пласта при условии, что ниже присутствуют плотные карбонаты (табл. 1).

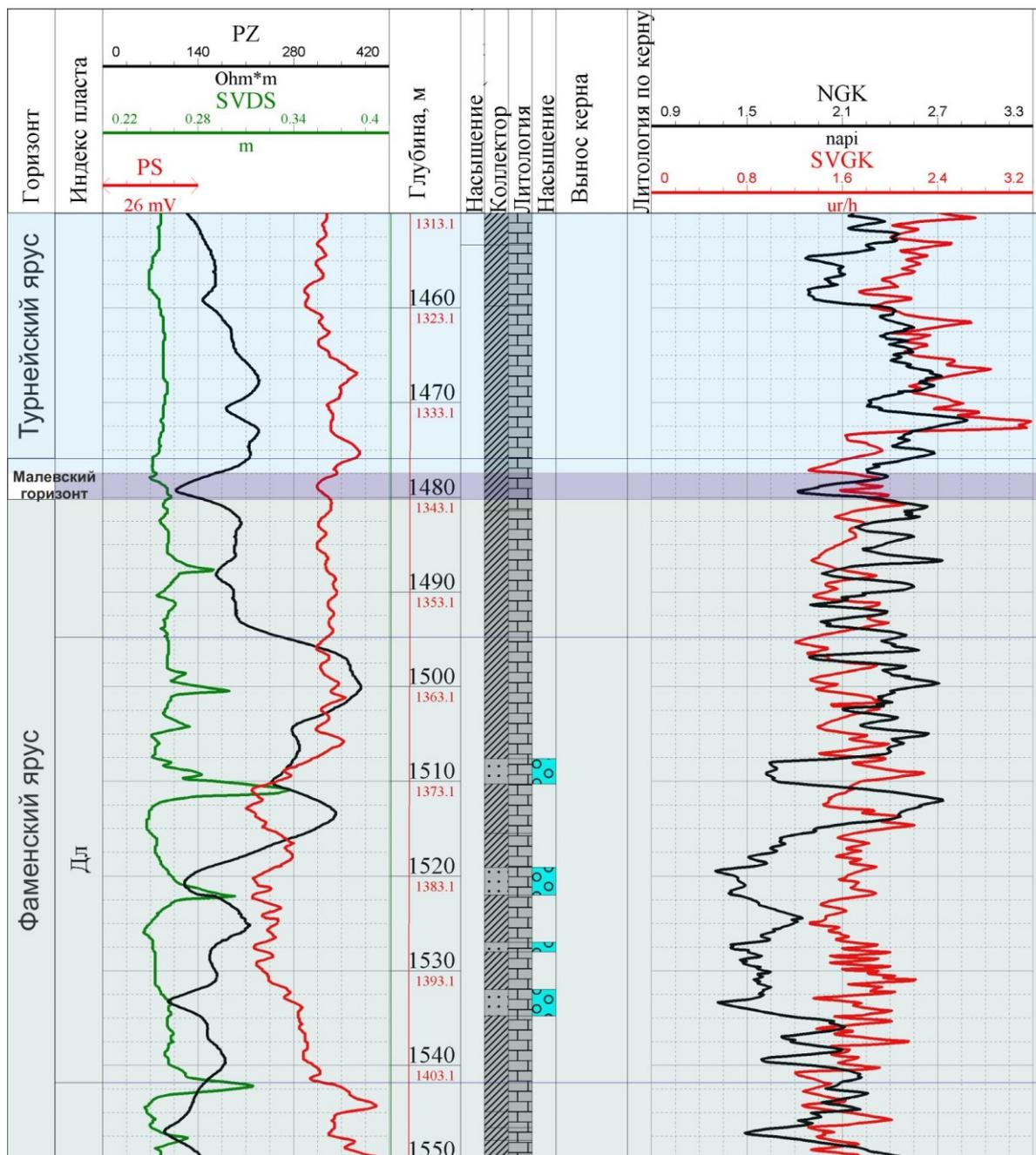


Рис. 4 – Разрез малевского горизонта северо-восточной части области

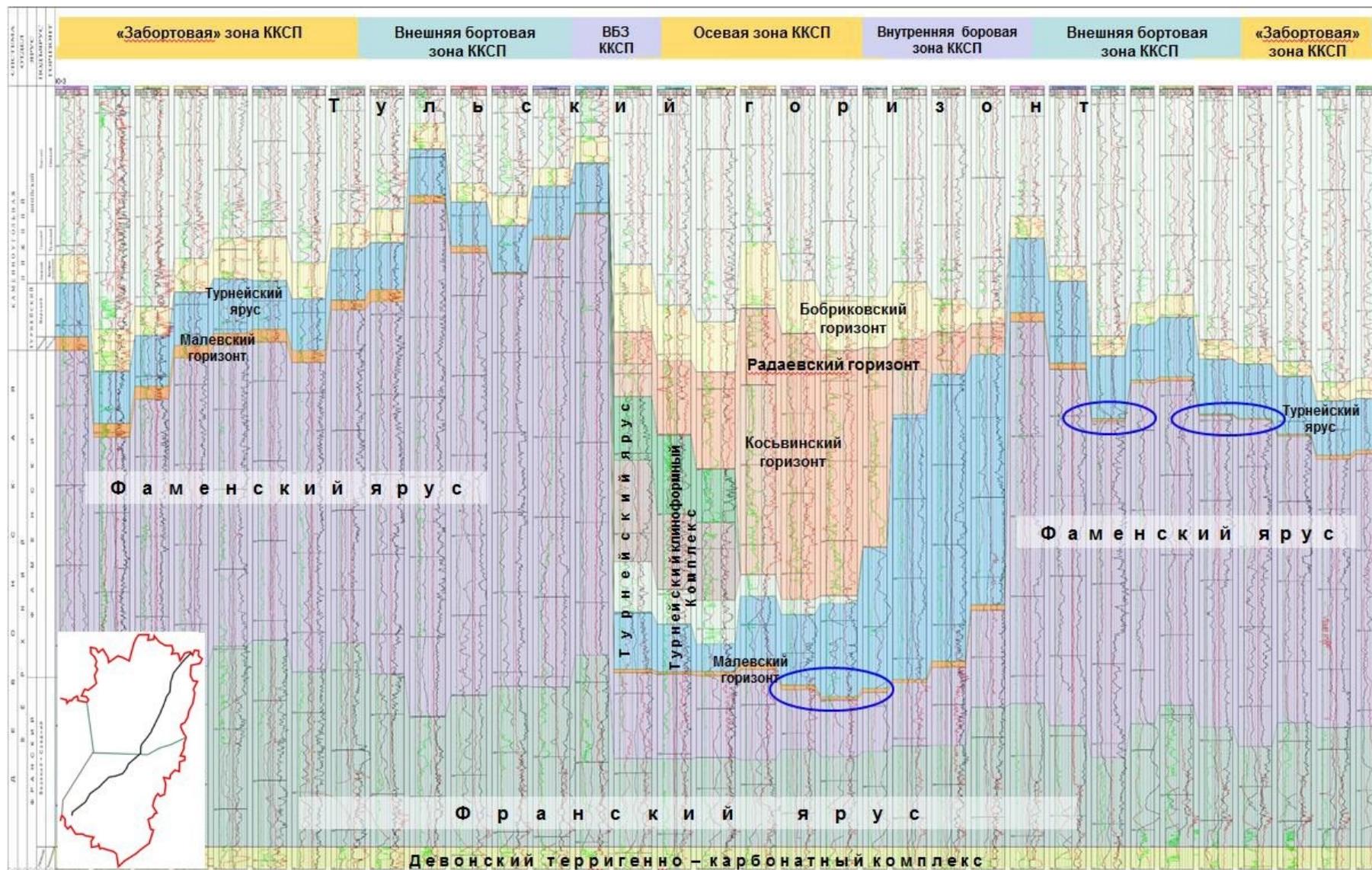


Рис. 5 – Схема корреляции отложений нижнего карбона, верхнего и среднего девона по линии профиля III-III

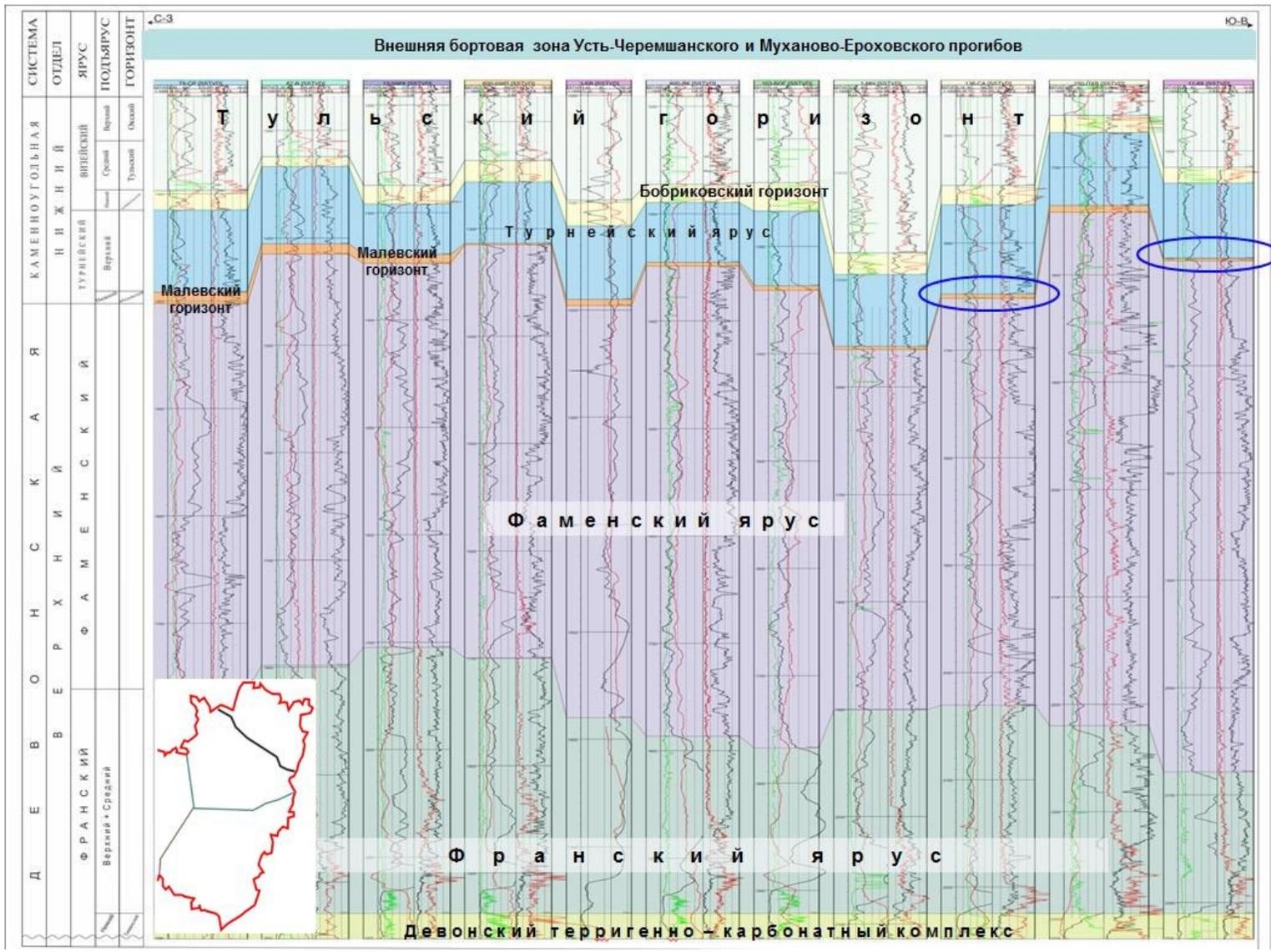


Рис.6 – Схема корреляции отложений нижнего карбона, верхнего и среднего девона по линии профиля V-V

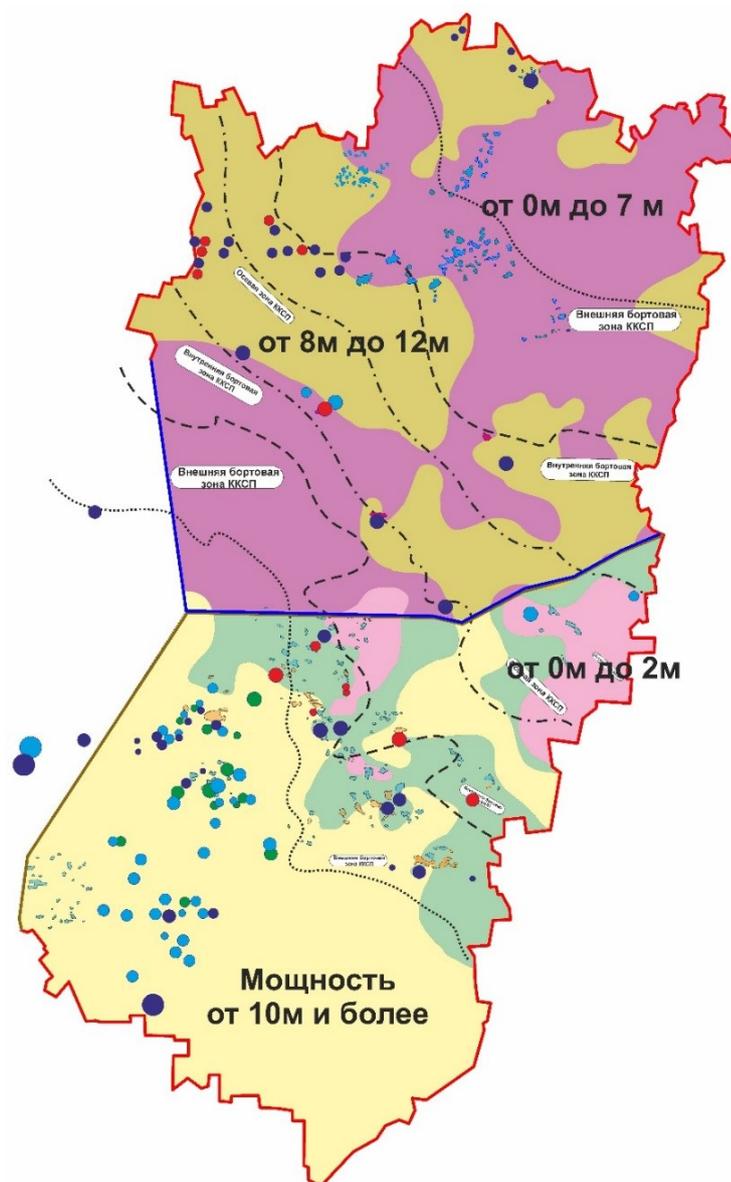
Таблица 1

Анализ глинистых слоев по скважинам

Скважина	Общая мощность малевского горизонта	Количество глинистых слоев	Суммарная мощность глинистых слоев	Зона МЭП
A	1,2	2	2,4	"внешняя"
B	5,6	2	2,1	"внешняя"
C	7,9	2	2,3	"внешняя"
D	6,3	1	6,3	"внутренняя"
E	4,6	1	4,6	"внутренняя"
F	9,6	3	4,5	"внешняя"
G	11,3	5	4,8	"внешняя"

С учетом анализа данных ГИС, керна и корреляции малевской толщи, основанных на опорных скважинах, была построена схематическая карта мощности малевской толщи. Согласно этой карте, мощность отложений малевского горизонта изменяется в пределах южного района исследований от 22 до 10 м. Относительно зон МЭП максимальная мощность приходится на забортную зону прогиба, где при общей мощности горизонта 22 – 10 м мощность глинистых слоев составляет 10 – 5 м. Во внешней бортовой зоне мощность отложений малевского горизонта изменяется от 10 м до 0, мощность глинистых слоев сокращается от 3 – 4 м до 0. Таким образом, вдоль борта прогиба отмечается отсутствие отложений малевского горизонта в терригенно-карбонатной фации. Мощность отложений малевского горизонта в пределах северо-восточных бортовых зон Муханово-Ероховского и Усть-Черемшанского прогибов не выдержана по простиранию и изменяется от 0 – 4 до 10 – 12 м. Зоны увеличенных толщин имеют локальное развитие относительно фоновой мощности, которая не превышает 4 м. В итоге была составлена схема развития отложений малевского возраста, характеризующая степень надежности покрышки, относительно зон МЭП и построек рифогенного типа (рис. 7). На основании проведенного анализа из объектов, подготовленных к постановке глубокого бурения на участках МОГТ-ЗД, были определены ловушки рифогенного типа (122 объекта). Проведено их ранжирование относительно зон МЭП и надежности покрышки.

Проведен анализ данных бурения на рифогенных объектах, подготовленных по результатам сейморазведочных работ МОГТ-ЗД. В результате установлено, что по 2 объектам из 12 в результате бурения получены притоки воды. Это не противоречит результатам исследования, т.к. на этих структурах прогнозировалось низкое качество покрышки. Таким образом, успешность бурения составляет 83 %.



Условные обозначения

	- Граница Самарской области		- Зона покровы «низкого» качества
	- Граница южного участка работ		- Зона покровы «низкого» качества
	- Граница северного участка работ		- Органогенные постройки, в которых установлено нефтенасыщение пластов Дл заволжского надгоризонта и ДЗfm фаменского яруса
	- Граница перехода во внешнюю бортовую зону ККСП		- Рифогенные (органогенные) постройки, закартованные в результате интерпретации СРР МОГТ-3Д
	- Граница перехода во внутреннюю бортовую зону ККСП		- Месторождения, в разрезе которых установлены залежи нефти пласта ДЗбур
	- Граница перехода в осевую зону ККСП		- Месторождения, в разрезе которых установлены залежи нефти пласта ДЗвор
	- Зона покровы «хорошего качества»		- Месторождения, в разрезе которых установлены залежи нефти пласта Дл
	- Зона покровы «относительно хорошего качества»		- Месторождения, в разрезе которых установлены залежи нефти пласта ДЗfm
	- Зона покровы «удовлетворительного» качества		

Рис. 7 – Схема развития отложений малевского возраста, характеризующая степень надежности покровы

Выводы и рекомендации

Как уже отмечалось, основным условием скопления и сохранения залежей УВ в ловушках рифогенного типа является не только наличие самой ловушки, коллектора, но и наличие надежной покрышки. Надежной покрышкой для залежей нефти в пласте Дл заволжского надгоризонта является терригенно-карбонатная пачка малевского возраста. Качество глинисто-карбонатной покрышки зависит от количества и толщины слагающих ее глинистых слоев.

Породы-флюидоупоры характеризуются определенными физико-механическими и фильтрационно-емкостными свойствами, которые, с одной стороны, являются следствием особенностей литологического и минералогического состава отложений, сформировавшихся в различных палеогеографических обстановках, а с другой, эти свойства могут быть приобретены в результате воздействия вторичных постседиментационных процессов. Анализ условий образования флюидоупоров, выявление факторов, способствующих формированию флюидоупорных свойств, а также прогноз их распространения позволит повысить эффективность поисково-разведочных работ на нефть и газ и послужит одним из факторов наращивания ресурсов.

В рамках данной работы была проанализирована геолого-геофизическая информация по 51-й площади МОГТ-3Д и 81 ЛУ МОГТ-2Д в комплексе с данными ГИС и выполнена увязка структурных карт и схем корреляции, построенных для северо-восточного борта Муханово-Ероховского и Усть-Черемшанского прогибов, с аналогичными структурными построениями для юго-западного борта Муханово-Ероховского прогиба. Выполненные построения позволили получить единое представление о зонах развития построек седиментационного типа и перекрывающих их покрышек.

В рамках данной работы были проанализированы материалы ГИС и построена схематическая карта мощности отложений малевского возраста. Выполнено ранжирование поднятий относительно общей мощности покрышки, определены критерии надежности покрышки. Построена карта перспектив поисков залежей, приуроченных к ловушкам рифогенного типа относительно надежности покрышки с нанесенными постройками, выявленными в результате сейсморазведочных работ.

Выделение перспективных объектов с учетом распространения флюидоупоров по надежности позволит минимизировать геологические риски и неопределенности при заложении эксплуатационных скважин и тем самым повысит эффективность геологоразведочных работ.

Литература

1. Алиев М.М. Каменноугольные отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / М.М. Алиев, Г.М. Яриков. - М.: Недра, 1975. – 120 с.
2. Алиев М.М. Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / М.М. Алиев, Г.П. Батанова. - М.: Недра, 1978. – 130 с.
3. Беляева Н.В. Модель седиментации франско-турнейских отложений на северо-востоке Европейской платформы: дис. ... докт. геол.-мин. наук / Н.В. Беляева. - М., 2000. - 325 с.
4. Бочкарев В.А. Прогноз нефтегазоносности карбонатного комплекса верхнего девона Уметовско-Линевской депрессии и прилегающих территорий: дис. ... канд. геол.-мин. наук / В.А. Бочкарев. - Волгоград, 2001. - 225 с.
5. Вилесов А.П. Седиментологические исследования современных рифов и карбонатных платформ и проецирование их результатов на древние аналоги нефтегазоносных провинций России / А.П. Вилесов, И.А. Вахрушева // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге: труды III Всероссийского науч.-практ. седиментологического совещания, г. Томск, 10 - 12 апреля 2017 г. - Томск, 2017. — С. 33 - 40.

6. Грачевский М.М. О рифовой природе Хилковского карбонатного массива / М.М. Грачевский, Р.О. Хачатрян // Докл. АН СССР. – 1963. - № 2. – С. 58 - 96.
7. Иванова А.И. Палеозойские рифы Печорского Урала и сопредельных областей: дис. ... докт. геол.-мин. наук / А.И. Иванова. – Сыктывкар: Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, 1999. - 309 с.
8. Клубов В.А. Перспективы нефтеносности Оренбургского участка Камско-Кинельской системы прогибов / В.А. Клубов, Н.Л. Шпильман // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1963. - № 5. –С. 32 - 44.
9. Кузнецов В.Г. Геология рифов и их нефтегазоносность / В.Г. Кузнецов. – М.: Недра, 1978. - 303 с
10. Леонов Е.А. Перспективы поисков неструктурных ловушек углеводородов в отложениях девона юга Оренбургской области: дис. ... канд. геол.-мин. наук / Е.А. Леонов. - М.: 2000. - 162 с.
11. Малыхин М.Д. Сейсморазведка при выявлении рифогенных построек и связанных с ними залежей углеводородов (на примере Усть-Черемшанского, Муханово-Ероховского прогибов и прилегающих к ним палеошельфов): дис. ... канд. геол.-мин. наук / М.Д. Малыхин. – Саратов: Саратовский государственный университет, 1984. - 235 с.
12. Маслов В.П. Геолого-литологическое исследование рифовых фаций Уфимского плато / В.П. Маслов // Труды АН СССР. – 1950. - №42 (118). – С. 22 - 56.
13. Мирчинк М.Ф. Тектоника и зоны нефтегазонакопления Камско-Кинельской системы прогибов / М.Ф. Мирчинк, Р.О. Хачатрян. - М.: Наука, 1965. – 120 с.
14. Мирчинк М.Ф. Оценка возможности применения сейсмической разведки для прямых поисков нефтяных залежей / М.Ф. Мирчинк. - М.: АН СССР, 1961. – 90 с.
15. Мирчинк М.Ф. Рифы Урало-Поволжья, их роль в размещении залежей нефти и газа и методика поисков / М.Ф. Мирчинк. - М.: Недра, 1974. - 115 с.
16. Мкртчян О.М. Верхнедевонские рифы и их роль в формировании нефтеносных структур востока Урало-Поволжья / О.М. Мкртчян. - М.: Наука, 1964. – 126 с.
17. Мкртчян О.М. Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской плиты / О.М. Мкртчян. - М.: Наука, 1980. – 160 с.
18. Хапели Р.В. Закономерности формирования палеозойских органогенных построек и связанных с ними резервуаров на юге Хорейверской впадины: дис. ... канд. геол.-мин. наук / Р.В. Хапели. - Сыктывкар: Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, 2005. - 251 с.