

Санкт-Петербургский государственный университет

ИШКОВ Алексей Вячеславович

Выпускная квалификационная работа

Литолого-петрофизическая кластеризация карбонатного разреза на примере западного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЗУ ОНГКМ)

Уровень образования: магистратура

Направление 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Основная образовательная программа ВМ.5780 «Геологическое сопровождение разработки месторождений углеводородов»

Научный руководитель:

к.г.-м.н, доцент

Ершова Виктория Бэртовна

Рецензент:

руководитель направления,

ООО «Газпромнефть НТЦ»

Антончик Владимир Игоревич

Санкт-Петербург

2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЯ	5
2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА	7
2.1 СТРАТИГРАФИЯ РАЙОНА И МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	7
2.2 ТЕКТОНИКА	18
2.3 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ.....	20
3. СОЗДАНИЕ КОНЦЕПТУАЛЬНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ.....	22
3.2 АНАЛИЗ КЕРНОВОГО МАТЕРИАЛА.....	22
3.3 АНАЛИЗ ДАННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН (ГИС).....	27
4. СОЗДАНИЕ 3Д ЦИФРОВОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ.....	31
4.1 СОЗДАНИЕ СТРУКТУРНОГО КАРКАСА.....	31
4.2 ПОСТРОЕНИЕ КУБА ЛИТОЛОГИИ.....	32
4.3 МОДЕЛИРОВАНИЕ СВОЙСТВ	35
4.4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ФЛЮИДАЛЬНЫХ КОНТАКТОВ	38
4.5 ЭФФЕКТИВНЫЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫЕ И ГАЗОНАСЫЩЕННЫЕ ТОЛЩИНЫ	42
4.6 РАСЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА	45
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	48
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	49

Введение

Нефтяная промышленность является ведущей отраслью в Российской Федерации. Сложно представить себе жизнь людей и страны без столь важного полезного ископаемого как углеводороды. К сожалению, запасы нефти не бесконечны и компании пытаются извлечь максимально возможное ее количество. Данная проблема является актуальной в настоящее время, в связи с этим и были определены основные задачи и цель данной работы.

Район исследования расположен в Оренбургской области, где нефтедобыча является одной из основных отраслей промышленности. Объектом изучения является часть Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ), а именно расположенная на его западном участке (ЗУ) Филипповская газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой. продуктивным здесь является пласт «плойчатые» доломиты. Опытно-промышленная разработка газоконденсатной части залежи началась в 1986 г, промышленная эксплуатация – в 1999г. Опытно-промышленная разработка нефтяной оторочки – с марта 2017 г, в промышленную эксплуатацию не введена.

Рассматриваемый объект является сложным как с точки зрения геологии, так и разработки. Одной из возникших проблем стало недостижение ожидаемых расчетных дебитов при запуске скважин, в связи с чем возникла необходимость более детального изучения Филипповской залежи.

Целью магистерской работы является кластеризация карбонатного разреза Филипповской залежи ЗУ ОНГКМ путем анализа литологических, петрофизических и геофизических данных для последующего построения геологической модели (ГМ) с выделением перспективных зон для бурения эксплуатационных скважин и выявление причин низкой продуктивности пробуренных скважин.

Для достижения целей поставлены следующие задачи:

- макро- и микроскопическое изучение пород-коллекторов продуктивного пласта;
- литологическая типизация пород;
- выделение фациальных типов осадков и реконструкция обстановок;
- анализ данных ГИС и сопоставление с полученными литолого-генетических данными для более точного прогнозирования положения пород-коллекторов в разрезе;
- построение геологической модели (ГМ) и подсчет запасов.

В результате исследования выдвинуты следующие защищаемые положения:

1. Прогноз распространения пород-коллекторов Филипповской залежи на ЗУ ОНГКМ возможен на основе комплексирования данных керна и геофизических исследований скважин.
2. Недостижение прогнозных дебитов при запуске скважин связано с присутствием в разрезе разных типов коллектора, отличающихся своими фильтрационно-ёмкостными свойствами.

1. ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЯ

Оренбургское НГКМ открыто в 1966 году по результатам ГРР. Месторождение расположено в пределах Оренбургского, Переволоцкого и Илекского административных районов Оренбургской области (рис.1).

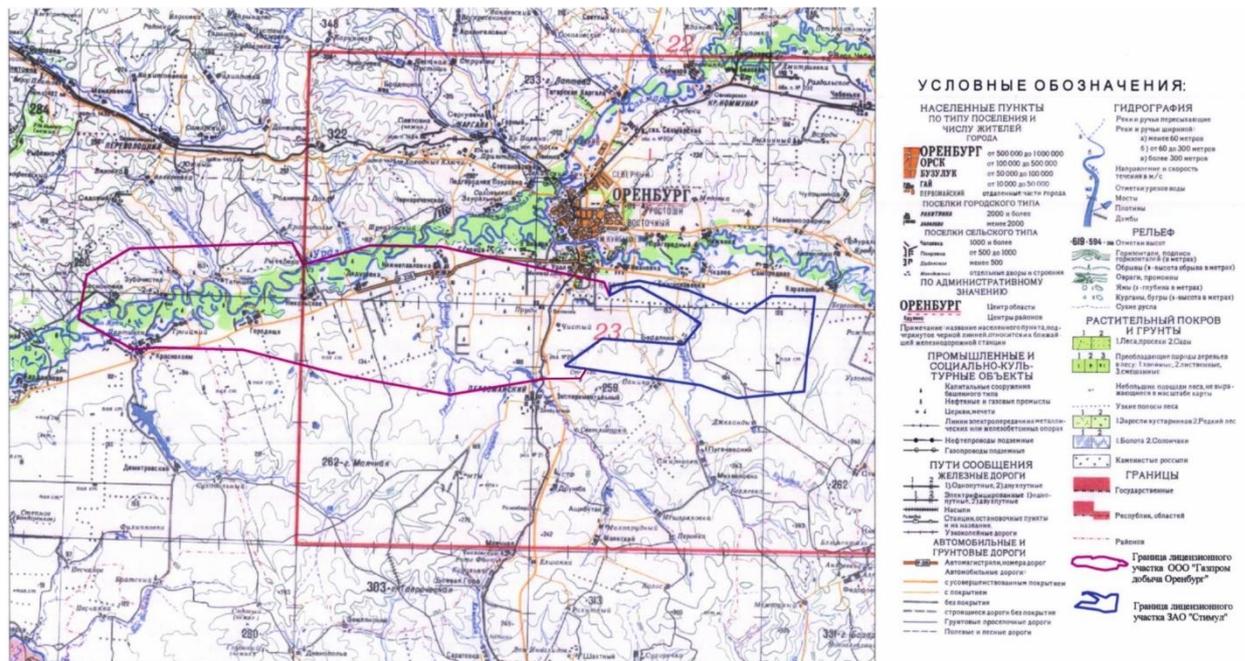


Рис 1. Обзорная карта района исследований [1]

Месторождение расположено в обжитой промышленной и сельскохозяйственной зоне с развитой сетью асфальтовых и улучшенных грунтовых дорог. В 15 км северо-восточнее месторождения проходит железнодорожная линия Оренбург-Челябинск, вдоль северной границы месторождения проходит другая железнодорожная магистраль: Москва-Ташкент, пересекающая месторождение с севера на юг в районе г. Оренбурга.

Гидрографическую сеть составляют река Урал, которая протекает вдоль северной границы месторождения, и ее приток р. Бердянка, пересекающая территорию с юга на север. Питание речной системы осуществляется за счет грунтовых вод.

Климатические условия района резко континентальные и характеризуются жарким засушливым летом и холодной малоснежной зимой. Годовые колебания температур от плюс 35 °С до минус 35 °С. В течение круглого года господствуют ветры, в основном, южного направления. Безморозный период составляет 140-150 дней. Устойчивый снежный покров удерживается с конца ноября до конца марта. Толщина снежного покрова 40-50 см. Глубина промерзания 150-160 см. По распределению атмосферных осадков район относится к зоне недостаточного увлажнения. Среднее годовое количество осадков составляет 350-400 мм.

Растительность района степная и представлена ковыльными и типчаковыми травами. Залесенные участки немногочисленные и приурочены к поймам рек.

Почвенный покров представлен малогумусными черноземами, имеющими обычно коричневый оттенок. Около 80 % площади месторождения приходится на пашню, 11 % - на леса и водоемы, 9 % составляет государственный и специальный земельный фонд.

Непосредственно от месторождения идёт магистральный газопровод «Союз» (Оренбург-Западная граница), а также газопроводы в г. Орск, г. Заинск (Татарстан), г. Самару и продуктопровод (нефть, конденсат) в г. Салават (Башкортостан). К ОНГКМ подходят газо- и нефтепровод Копанского нефтегазоконденсатного месторождения протяжённостью 40 км. Все УКПГ Оренбургского месторождения связаны системой продуктопроводов с Оренбургским газоперерабатывающим комплексом. [1]

2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА

2.1 Стратиграфия района и месторождения

Литология и стратиграфия рассматриваемой территории базируются на данных бурения поисково-разведочных, параметрических, эксплуатационных и прочих видов скважин. [2]

Максимальная вскрытая толщина осадочного чехла на месторождении составляет более 5300 м. Кристаллический фундамент на рассматриваемой территории глубоким бурением не вскрыт, глубина залегания по сейсмическим данным свыше 6,5 км. На породах фундамента несогласно залегают отложения палеозойско-мезозойского чехла. В составе верхнего стратиграфического этажа выделяются отложения ордовикской, девонской, каменноугольной, пермской, триасовой, юрской, меловой, а также палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем. Присутствие в разрезе кунгурских хемогенных образований нижней перми условно разделяет весь разрез на надсолевую и подсолевую части. Продуктивные пласты в исследуемом регионе приурочены к подсолевой части и находятся в интервале от саранинского горизонта (кунгурский ярус нижней перми) до девонских отложений. [1]

На рисунках 2 и 3 представлены сводные геолого-геофизические разрезы надсолевой и подсолевой частей разреза ОНГКМ.

В целом геологическое строение ОНГКМ характеризуется следующими особенностями:

- значительная глубина залегания кристаллического фундамента (по геофизическим данным более 6,5 км);
- присутствие и выдержанность в разрезе мощной терригенной толщи ордовикских образований (мощность более 2300 м);
- разнообразие и изменчивость литологического состава карбонатных пород, слагающих подсолевую часть осадочного чехла;
- морфологические особенности, обусловленные как региональными, так и локальными структурно-формирующими факторами;
- масштабное проявление тектонических нарушений в карбонатном массиве Оренбургского вала;
- в целом для месторождения характерно увеличение мощностей горизонтов в восточном направлении. [3]

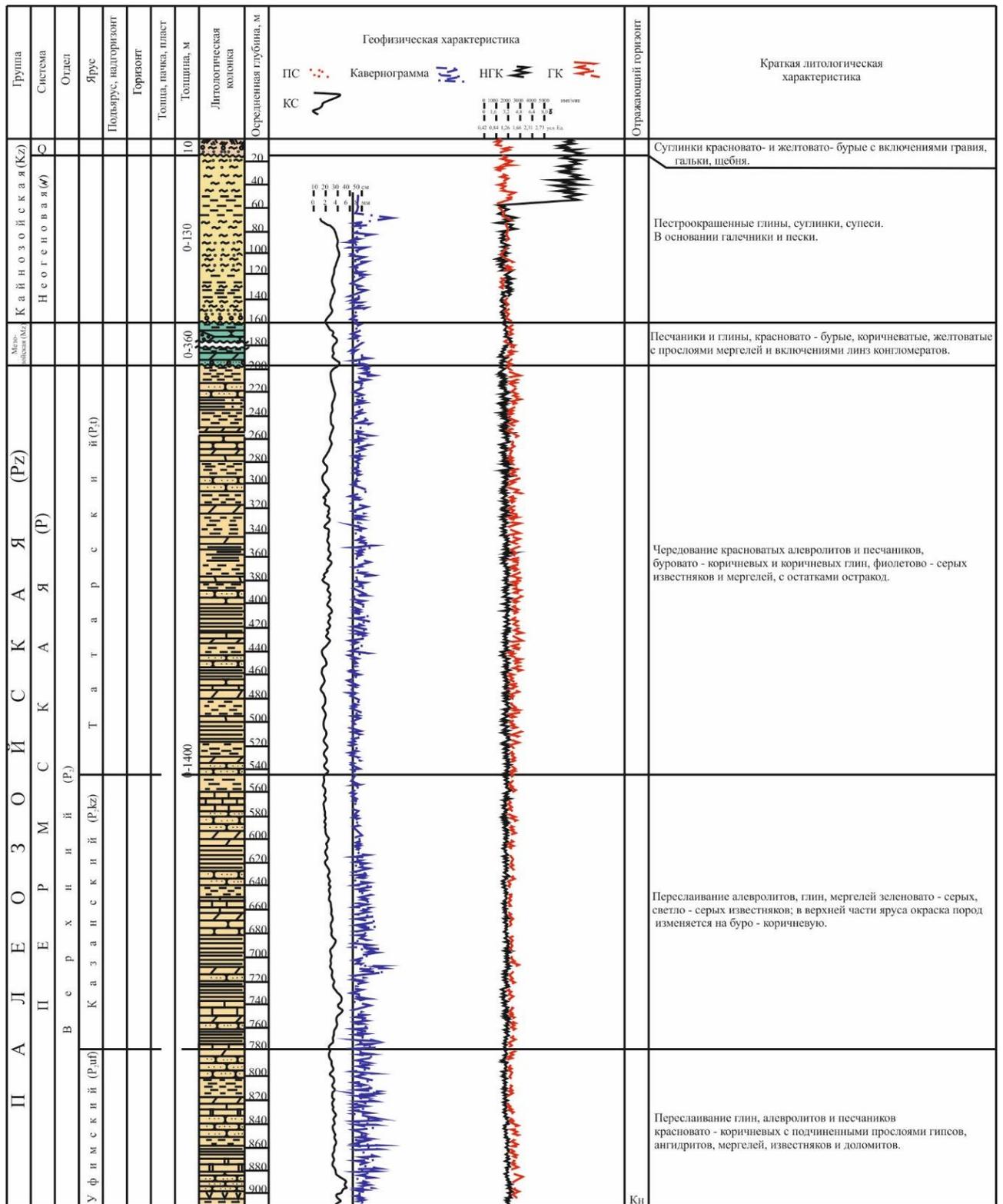


Рис 2. Схематический геолого-геофизический профиль надсолевой части разреза Оренбургского НГКМ [1]

Палеозойская группа – PZ

Ордовикская система – O

Отложения ордовика распространены на ОНГКМ повсеместно и являются самыми древними, вскрытые бурением. Представлены толщей темно-серых и зеленовато-серых аргиллитов, алевролитов и песчаников, гравелитов с редкими прослоями известняков и доломитов, залегающих преимущественно в верхней части разреза. Песчаники светло-зеленовато-серые, бурые, крепкие, редко вишнево-бурые, кварцевые, мелкозернистые, алевролитовые, прослоями разнозернистые, редко гравийные. Алевролиты серые, темно-серые, кварцевые, разнозернистые, слабо песчанистые. Аргиллиты темно-серые, тонко-горизонтально-плитчатые, каолинитово-гидрослюдистые с примесью песчано-алевритового материала. В пределах Оренбургского вала отложения ордовика вскрыты одиннадцатью скважинами, на максимальную толщину – 2364 м.

Девонская система – D

Верхний отдел – D3

Франский ярус (D3f)

Девонские отложения на участке исследования прослеживаются повсеместно. Залегают несогласно на ордовикских отложениях. В верхней части разреза терригенные отложения «колганская толща» и терригенно-карбонатные отложения, представленные мелкозернистыми кварцевыми песчаниками серого цвета, алевролитами кварцевыми на глинистом цементе, серыми доломитизированными известняками, гравелитом слабосцементированным и битуминозным песчаником чёрного цвета. Отмечаются тонкие прослойки аргиллита. В нижней части песчаник коричневатого-серый битуминозный с прослоями алевроаргиллита. Мощность отложений яруса в основном – 22-76 м. Максимальная вскрытая мощность толщи составляет 209 м.

Фаменский ярус (D3fm)

Отложения фаменского яруса имеют региональное распространение и вскрыты большим количеством скважин. Они в пределах вала трансгрессивно перекрывают ордовикскую толщу и различные горизонты девона и представлены ниже-среднефаменскими нерасчлененными и заволжскими отложениями верхнефаменского подъяруса. В наиболее приподнятой части вала развиты лишь заволжские отложения сокращенной мощности (96-102 м). На остальной части площади, расположенной в пределах вала, присутствуют как заволжские, так и ниже-среднефаменские карбонаты. Мощность отложений яруса – от 96 м до 279 м. В целом отложения фаменского яруса имеют чётко выраженный карбонатный

состав: известняки преимущественно серого цвета, тонкозернистые до пелитоморфных с включениями органического детрита, плотные, крепкие, наблюдаются редкие маломощные прослои доломитизированных и железисто-битуминозных известняков. [3]

Каменноугольная система – С

Отложения каменноугольной системы на месторождении представлены верхним, средним и нижним отделами.

Нижний отдел – С1

Нижнекаменноугольный отдел (С1) включает в себя турнейский, визейский и серпуховский ярусы.

Турнейский ярус (С1t) согласно залегает на отложениях фаменского яруса. Отложения сложены известняками серыми, тёмно-серыми, крепкими, плотными, мелкозернистыми, шламово-мелко-детритовыми, фораминиферово-водорослевыми, сгустково-комковато-органическими, перекристаллизованными, неравномерно доломитизированными, глинистыми с прослоями аргиллита черного, крепкого, плотного, каолинитово-гидрослюдистого. В верхней части разреза встречаются глинистые разности с повышенной трещиноватостью и битуминозностью. Толщина отложений яруса - 60-300 м.

Отложения *Визейского яруса (С1v)* несогласно залегают на отложениях турнейского яруса и подразделяются на нижний, в объеме кожимского надгоризонта (косьвинский, радаевский, бобриковский горизонты), и верхний, в объеме окского надгоризонта.

Нижневизейский подъярус, представлен кожимским надгоризонтом (С1kzh), включающим нерасчленённые косьвинский+радаевский+бобриковский горизонты (С1kos+rd+bb). Сложен известняками, песчаниками и аргиллитами. Известняки тёмно-серые, плотные, крепкие, местами слабопористые, сгустково-органические, комковатые, мелко-детритовые, перекристаллизованные, глинистые. Аргиллиты тёмно-серые до черного, плотные, крепкие, тонкослоистые, слабоизвестковистые, пиритизированные, каолинитовые. Песчаники кварцевые, средне-мелкозернистые. К кровле бобриковского горизонта приурочено контрастное отражение "У". Мощность подъяруса составляет 20-25м. [11]

Верхневизейский подъярус включает в себя окский надгоризонт (С1ok), разделяющийся на тульский горизонт в нижней части и нерасчленённый алексинский+михайловский+веневский горизонт в верхней части.

Тулский горизонт (C1tl) представлен известняками. Известняки серые и тёмно-серые, мелко-детритовые, плотные, глинистые и битуминозные, участками окремнелые с прослоями доломитов и аргиллитов, черные, алевроитистые. Толщина горизонта от 51 м до 69 м.

Алексинский+михайловский+веневский горизонт (C1al+mh+vn) представлен известняками с прослоями доломитов. Известняки серые и светло серые, мелкодетритовые, участками фораминиферо-водорослевые, перекристаллизованные, доломитизированные, пористые. Доломиты серые, крепкие, кавернозно-пористые, тонко-мелко-кристаллические, мелко-трещиноватые, участками битуминозные. Мощность горизонта 130-210 м.

Серпуховский ярус (C1s) сложен известняками и доломитами темно-серыми, серыми, светло-серыми, мелко-детритовыми, местами окремнелыми. Мощность горизонта 90-120 м.
[11]

Средний отдел – C2

Отложения среднекаменноугольного отдела согласно залегают на отложениях нижнекаменноугольного и представлены породами башкирского и московского ярусов.

Башкирский ярус (C2b). На площади работ развит полный разрез башкирских отложений, минимальная глубина залегания находится на АО -1860,6 м, максимальная – -2427 м. По фауне фораминифер ярус расчленен на горизонты – мелекесский, черемшанский, прикамский и краснополянский. Отложения башкирского яруса представлены известняками – серыми, светло-серыми до темно-серых, органогенно-обломочными, детритовыми, водорослевыми, крепкими, плотными, нередко пористыми, местами трещиноватыми с прослоями аргиллита тёмно-серого до черного, средней крепости, плотного, слабо известковистого. В кровельной части башкирского яруса выделен продуктивный пласт А4. Карбонаты башкирского яруса локально нефтегазоносны в пределах Караванного поднятия. Залежи самостоятельные, со своими флюидальными контактами, мелкие, сложные по строению. Трудность их поисков связана со специфическими особенностями башкирских отложений - литологическая изменчивость, размывы и т.п. К кровле известняков башкирского яруса приурочен отражающий горизонт «Б», который отчетливо прослеживается в восточной части месторождения (начиная с восточного купола) и слабо выражен в западной части Оренбургского вала. Толщина яруса 120-140 метров.

Московский ярус (C2m) представлен верейским, каширским, подольским и мячковским и горизонтами. Отложения яруса из-за регионального перерыва в осадконакоплении несогласно залегают на размывной поверхности башкирского яруса.

Верейский горизонт (C2vr) представлен чередованием известняков и алевролитов. Известняки серые, тёмно-серые, коричнево-серые, крепкие, плотные, обломочно-органогенные, комковатые, мелкодетритовые, слабо битуминозные, участками глинистые. Аргиллиты тёмно-серые до черных, плотные, средней крепости, известковистые, слабо пиритизированные. Толщина верейского горизонта – 44-55 м.

Каширский горизонт (C2ks) сложен серыми и буровато-серыми известняками, плотными, кристаллическими, органогенно-детритовыми, доломитизированными, слабо глинистыми. Мощность отложений горизонта 0-80 м. [11]

Подольский горизонт (C2pd) представлен известняками серыми, тёмно-серыми, кристаллическими, плотными, крепкими, трещиноватыми, сгустково-органогенными, криноидно-мшанковыми, доломитизированными, битуминозными. Толщина подольского горизонта 0-60 м.

Мячковский горизонт (C2tc) представлен известняками серыми и темно-серыми, органогенно-мелкодетритовыми, криноидно-мшанковыми, сгустково-органогенными, кристаллическими, плотными, крепкими, с редкими тонкими горизонтальными трещинами, со стилолитовыми швами, участками доломитизированными. Реже отмечаются тонкие прослои аргиллита темно-серого, почти черного, крепкого, плотного, каолинитово-гидрослюдистого, сильно известковистого. Мощность горизонта 0-110 м.

Верхний отдел – C3

Отложения верхнекаменноугольного отдела согласно залегают на отложениях среднекаменноугольного и представлены нерасчлененными гжельским и касимовским ярусами (C3g+k). Верхнекаменноугольный отдел литологически сложен известняками серыми и светло-серыми, плотными, крепкими, комковато-сгустково-органогенными, органогенно-детритовыми, биоморфно-детритовыми, нередко перекристаллизованными, слабо доломитизированными, участками трещиноватыми, с единичными стилолитовыми швами, местами кавернозными. Кровля верхнего карбона на большей части месторождения размыта и породы касимовского яруса отсутствуют. На востоке месторождения породы гжельского яруса переходят в маломощную толщу депрессионной фации. В центральной части месторождения отложения гжельского яруса маломощные (5.9 – 87 м), мощность отложений касимовского яруса достигает 82 м. В касимовском ярусе по сопоставлению фаунистических данных и корреляции геофизических разрезов выделены 3 горизонта (снизу вверх): кревьякинский (C3kr), хамовнический (C3hm) и дорогомилловский (C3dr). Общая мощность отложений 0-140 м.

Пермская система – P

По стратиграфической шкале, утвержденной ВСЕГЕИ 31.05.2005, пермская система разделена на 3 отдела – нижний P1 (приуральский), средний P2 (биармийский) и верхний P3 (татарский). В соответствии с общей стратиграфической шкалой (ОСШ) 2006 года в нижний отдел включены ассельский, сакмарский, артинский, кунгурский и уфимский ярусы, в средний – казанский и уржумский, в верхний – северодвинский и вятский. Ранее уржумский, северодвинский и вятский ярусы в ранге горизонтов входили в состав татарского яруса по Легенде Средневожской серии 1999 года. [2]

Нижний отдел – P1

Отложения нижнепермского отдела несогласно залегают на отложениях верхнекаменноугольного и представлены породами ассельского, сакмарского, артинского, кунгурского и уфимского ярусов.

Ассельский ярус (P1a) – сложен известняками светло-серыми, серыми и темно-серыми, участками с буроватым оттенком, органогенно-детритовыми, биоморфно-водорослевыми, фораминиферо-сгустковыми, биогермными, крепкими, плотными, участками тонкопористыми и трещиноватыми, местами глинистыми, слабо сульфатизированными. В восточной части ОНГКМ, в пределах Караванной площади, в ассельском ярусе приобретают широкое распространение биогермные известняки. К отложениям ассельского яруса приурочен продуктивный пласт PVII. Мощность отложений – 75-500 м.

Сакмарский ярус (P1s) – как и ассельский, слагается мелководным карбонатным типом разреза на западе и в центре Оренбургского вала, биогермным — на сочленении вала с Предуральским прогибом. Отложения представлены однородной толщей известняков. Известняки от светло- до темно-серых, с коричневатым оттенком, плотные и пористые, часто трещиноватые, трещины открытые и заполненные кальцитом. Встречаются редкие каверны. Все известняки органогенные, органогенно-детритовые (фораминиферо-кораллово-криноидные), прослоями глинистые и слабодоломитизированные. В верхней части порода битуминозная. Сакмарский возраст по фауне фораминифер получен по керну. Достаточно хорошо сакмарские отложения изучены также на Восточном участке. К отложениям сакмарского яруса приурочен продуктивный пласт PVI. Общая мощность яруса 120-200 м. [5]

Артинский ярус (P1ar) – в соответствии с ОСШ-2006 включает бурцевский, иргинский и саргинский горизонты. На большей части Оренбургского вала ярус представлен мелководным карбонатным типом разреза, в восточной бортовой зоне, на границе с Предуральским прогибом, развиты органогенные известняки, слагающие рифовые постройки.

В нижней части разреза ярус сложен известняками от светло-серых до темно-серых, плотными участками кавернозно-пористыми, крепкими, органогенно-обломочными, биоморфно-детритовыми, водорослевыми, участками биоморфными, доломитизированными, нефтенасыщенными, местами глинистыми, перекристаллизованными. Верхняя часть яруса сложена ангидритами голубовато- и темно-серыми, кристаллическими, крепкими, плотными, участками трещиноватыми, с прослоями известняков. К отложениям нижней части артинского яруса приурочен пласт PV, к верхней части – пласт PIV. Мощность данного типа разреза меняется от 20-25 м на западном куполе Оренбургского НГКМ до 130-140 м на востоке (до долготы р. Бердянка). Далее на восток мощность артинского яруса продолжает расти (до 190-206 м во вскрытых разрезах) вследствие того, что в составе стратона возрастает роль биогермных прослоев. [5]

Кунгурский ярус (P1к) – по последней стратиграфической схеме включает саранинский, филипповский и иренский горизонты.

К верхней части саранинского горизонта (P1sn) приурочен пласт «плойчатых доломитов», сложенный комковатыми, прослоями оолитовыми известняками. Ниже этого пласта залегают карбонатно-сульфатные породы, где преимущественным развитием пользуются серые и голубовато-серые мелкокристаллические ангидриты, а в подчиненном количестве содержатся прослои в различной степени сульфатизированных известняков.

В разрезах западной части Оренбургского вала в кровельной части пласта «плойчатых доломитов» располагается пласт известняков мощностью до 4-5 м, отчетливо просматривающийся на кривых РК. От нижележащих известняков этот пласт отделен пропластком ангидрита в 2-5 м, выклинивающимся в разрезах центрального купола. В разрезе одной из скважин, пробуренной к юго-западу от Оренбургского вала, указанный пласт известняков содержит саранинские формы фораминифер – *Glomospira evoluta* Zam., *Nodosaria peshajevi* var. *ronda* Lip., *Hyperfiminoides* sp, [2], — поэтому за верхнюю границу Саранинского горизонта принята кровля этого пласта. В восточном направлении конфигурация кривых РК, отражающих «плойчатые доломиты», меняется вследствие появления в средней части пласта среди карбонатных пород пропластка ангидрита, мощность которого увеличивается с запада на восток.

Саранинский возраст пласта «плойчатых доломитов» в западной части Оренбургского НГКМ установлен по микрофауне (фораминиферы).

Верхи нижнепермского карбонатного разреза рифогенных зон также охарактеризованы саранинскими видами фораминифер в разрезах скважин Песчаной, Нагумановской и

Копанской площадей. Эта часть карбонатной толщи характеризуется, в отличие от подстилающих артинских пород, более высокими показаниями ГК. По корреляции с этими разрезами установлена подошва саранинского горизонта в разрезах других скважин Караванной площади.

В западном направлении карбонатные породы в нижней части саранинского горизонта сменяются сульфатными. Здесь (начиная с восточного купола и далее на запад) граница между артинским и кунгурским ярусами (подошва саранинского горизонта) проведена условно в основании маломощного пласта со слабо повышенными значениями естественной радиоактивности, залегающего сразу под ангидритами.

Кровля нижнепермской карбонатной толщи отчетливо выделяется на сейсмических временных разрезах и обозначается отражающим горизонтом «Акп».

Филипповский горизонт (P1fl) – выделяется по геофизическим данным в разрезах всех скважин Оренбургского месторождения. Сложен стратон преимущественно ангидритами, в качестве прослоев отмечаются в различной степени сульфатизированные известняки и доломиты. Наибольшее количество карбонатных прослоев фиксируется в верхней части горизонта. В верхней части горизонта, начиная с восточного купола Оренбургского вала, появляются отдельные пласты галита мощностью от нескольких метров до первых десятков метров. Мощность филипповского горизонта в полных кунгурских разрезах колеблется в широких пределах — от 65-80 м до 150-170 м. Максимальные мощности фиксируются на западе Оренбургского НГКМ, к востоку ангидритовый разрез сокращается, и отдельные «раздувы» горизонта на Караванном участке обусловлены появлением среди ангидритов пластов галита.

Иренский горизонт (P1ir) – представлен эвапоритовой толщей, каменной солью с прослоями ангидритов и известняков. Каменная соль бесцветная, кристаллическая, плотная. Ангидриты серые, темно-серые, плотные, плитчато-слоистые, кристаллические. В ненарушенном или слабо нарушенном залегании в иренском разрезе выделяются ритмично чередующиеся пачки ангидрита и каменной соли, в отдельных горизонтах которых развиты пласты, насыщенные калийсодержащими сульфатными, магниезальными и хлоридными солями. Кровля горизонта на сейсмических разрезах фиксируется отражением «Кн». Толщина горизонта – 40-1500 м.

Отложения *уфимского яруса (P1u)* несогласно залегают на солевых отложениях иренского горизонта кунгурского яруса. Уфимский ярус литологически сложен терригенными породами: переслаиванием глин красновато-коричневых, алевролитов и песчаников

полимиктовых с подчиненными прослоями гипсов, ангидритов, мергелей, известняков и доломитов. В западной части Оренбургского вала, до долготы устья р. Сакмары, развит карбонатно-терригенный тип, в восточной части разрез приобретает преимущественно терригенный состав. Толщина яруса – 45-397 м. [4]

Средний отдел – P2

Отложения среднепермского отдела (P2) несогласно залегают на отложениях уфимского яруса и представлены породами казанского и уржумского ярусов.

Казанский ярус (P2kz). Литологически сложен переслаиванием алевролитов, глин, мергелей зеленовато-серых, светло-серых известняков. В верхней части яруса окраска пород изменяется на буро-коричневый. В пределах Оренбургского вала характеризуется наибольшей изменчивостью — от терригенно-карбонатно-эвапоритового типа разреза на западе до преимущественно терригенного на востоке. В западной части вала в казанском разрезе выделяется четыре толщи (снизу вверх):

- калиновская свита (P2kl), сложенная в нижней части темно-серыми глинистыми отложениями с прослоями алевролитов, реже известняков или доломитов, в верхней — переслаиванием песчаников, алевролитов, доломитов с подчиненным количеством глин;
- гидрохимическая толща (P2gh), представленная карбонатно-эвапоритовыми отложениями;
- сосновская свита (P2ss), образованная ритмично переслаивающимися песчаниками, алевролитами, глинами, доломитами и ангидритами с частым выпадением из ритмов ангидритов и более редким — доломитов;
- сокская свита (P2sk), в составе которой преобладают терригенные породы (преимущественно песчаники с прослоями глинисто-алевритистых и карбонатных пород в нижней части разреза и глинисто-алевритистая пачка с подчиненным количеством песчаников и известково-доломитовых пород в верхней) и характерной чертой которой является сульфатизация в виде стяжений гипсо-ангидрита.

Общая мощность казанского яруса составляет около 300-350 м, в южном и восточном направлении она увеличивается. [1]

Уржумский ярус (P2ur) – на территории Оренбургского вала сложен красноцветной толщей циклического строения, характеризующейся ритмичным переслаиванием песчаников, алевролитов и глин, иногда с мергелями или известняками в кровле (в верхней половине

разреза количество карбонатных пород, алевролитов и глин несколько больше, чем в нижней). В основании разреза – пачка косослоистых песчаников с линзами гравелитов и конгломератов. Несогласно залегает на породах казанского яруса.

Средний отдел – P3

Верхнепермские (татарские) (P3) красноцветные континентальные отложения представлены в верхней части ритмично переслаивающимися глинами, алевролитами и песчаниками, в средней – глинисто-алевролитовыми породами неритмичного строения, в нижней – ритмично переслаивающимися плитчатыми песчаниками, алевролитами, глинами, известняками, изредка мергелями. В подошве залегает пачка косослоистых песчаников. Мощность в полных разрезах около 240 м, на склонах соляных куполов при наклонном залегании может быть значительно выше. Выделены условно по геологическим предпосылкам, так как по каротажным диаграммам неотличимы как от выше-, так и от нижележащих пород.

Мезозойская + кайнозойская группы – MZ+KZ

Четвертичная + неогеновая + триасовая системы – Q+N+T

Триасовая система представлена преимущественно красноцветными континентальными терригенными образованиями.

Меловая и юрская системы сложены морскими сероцветами с широким развитием псаммо-алевро-пелитовых и карбонатных (мергели, известняки) пород. Мощность отложений 0-360 м.

Кайнозойские отложения представлены красновато- и буровато-коричневыми плотными и рыхлыми глинами, глинистыми песчаниками, суглинками, песками с прослоями галечника, с неотсортированным глинисто-щебнистым материалом в основании разреза. Общая мощность отложений – 90-140 м. [11]

2.2 Тектоника

Район исследования приурочен к юго-восточной части Волго-Уральской антеклизы, которая, в свою очередь, является частью Восточно-Европейской платформы. Месторождение примыкает к западному борту Предуральского передового прогиба, отделяющего орогенный Урал от платформы. В области сочленения Волго-Уральской антеклизы, Предуральского прогиба и Прикаспийской синеклизы выделяется клинообразное в плане поднятие – Соль-Илецкий свод, осложненный в центральной своей части Иртек-Илекскрй тектоно-седиментационной флексурой, которая разделяет свод на два блока. Северный блок –

Оренбургский – приподнят относительно южного – Нагумановского. В пределах Оренбургского блока происходит ступенеобразное погружение подсолевых палеозойских отложений в южном направлении. Выделяются три ступени – к первой приурочен Оренбургский вал, ко второй – Черниговско-Комаровская структурная зона, к третьей – Бердяно-Копанская зона (рис.4). [4]

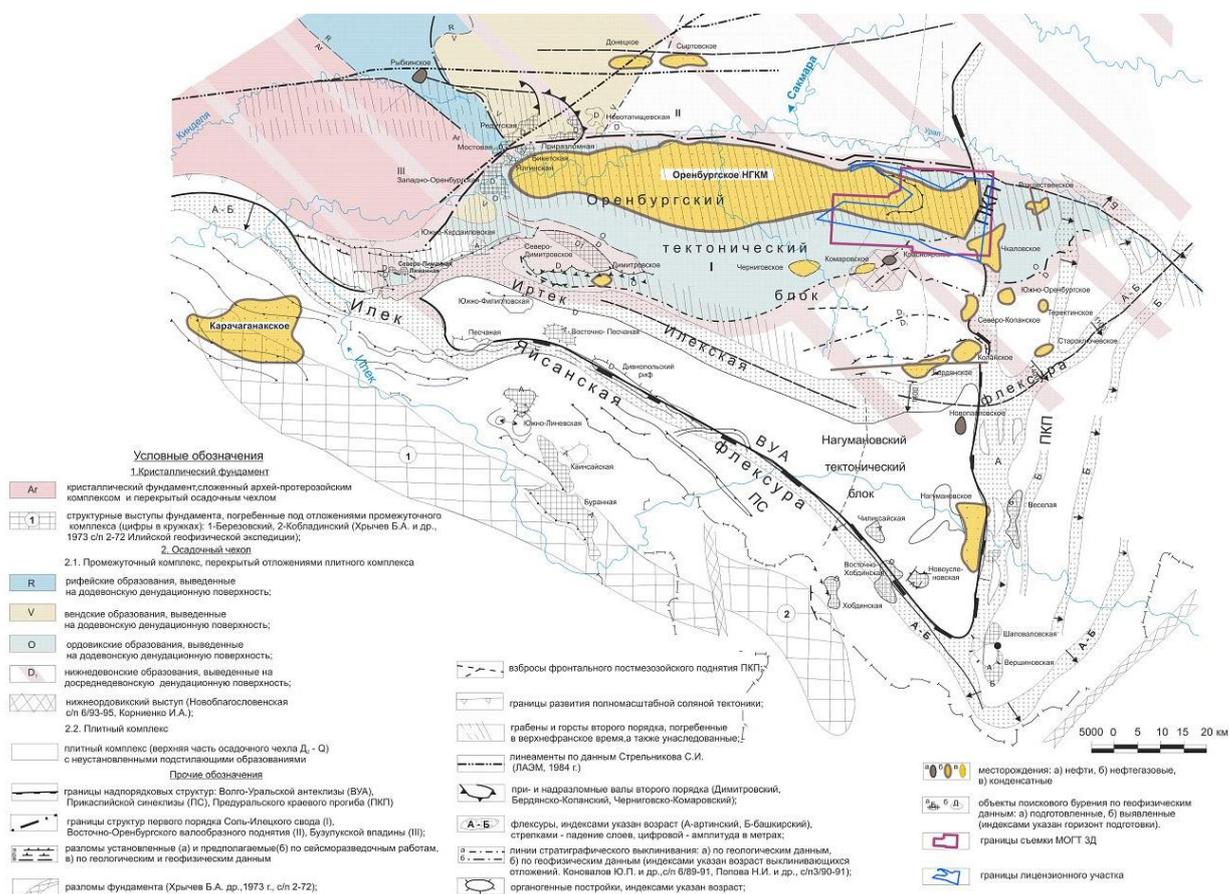


Рис 4. Структурно-тектоническая схема Соль-Илецкого свода [4]

В крайней северной части Соль-Илецкого свода по данным наземных геофизических исследований по подсолевому рельефу откартирована протяженная структура широтного простирания — Оренбургский вал, в пределах которого и сосредоточено одноименное месторождение.

Следует сказать, что на Соль-Илецком поднятии кристаллический фундамент ни одной из скважин вскрыт не был, и, скорее всего, глубина его залегания здесь весьма значительна, поскольку под ордовикской толщей в этой части платформы залегает, скорее всего, рифейско-вендовский комплекс. Не исключено, что Соль-Илецкий блок является частью байкальского авлакогена, испытавшего инверсию в герцинское время с формированием крупного ордовикского поднятия со вздернутым северным крылом.

В строении ордовикских терригенных образований и вышележащего полихронного и полигенного карбонатного массива, в том числе и продуктивной, части разреза, отчетливо выделяется трехкупольная структура с наиболее высоким положением центрального купола. По кровле карбонатной пачки артинского яруса амплитуда поднятия составляет 580 м для центрального купола, 400 м для западного и 330 м для восточного. С востока к крайнему куполу примыкает Караванный участок, имеющий мелкокупольное строение по подсолевым отложениям с максимальной амплитудой до 200 м и являющийся, по сути, продолжением Оренбургского вала, тектонически осложненного в зоне его сочленения с Предуральским прогибом (рис.5). [12]

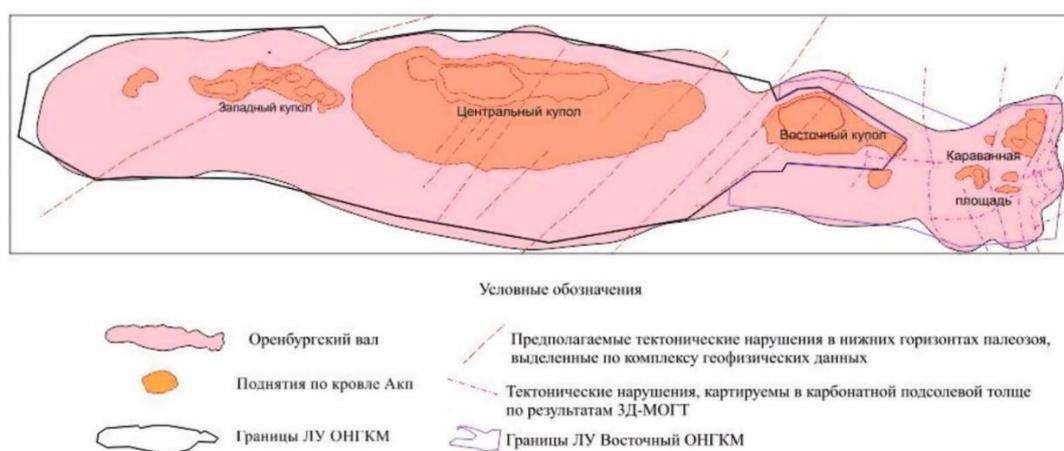


Рис 5. Строение Оренбургского вала по подсолевой карбонатной толще [1]

2.3 Нефтегазоносность

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение является уникальным не только по своим размерам, запасам и компонентному составу газа, но и по особенностям строения, находится в районе с широким распространением нефтегазоносности как по площади, так и по разрезу.

Оренбургское месторождение представляет собой пластовый многозалежный массив. По разрезу от нижнепермских до девонско-среднекаменноугольных отложений включительно выделено и изучено более 30 продуктивных пластов [10].

На Оренбургском НГКМ выявлены следующие залежи:

- Филипповская газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой Основного блока (в пределах Западного и Центрального участков) и нефтяные залежи Редутской и Приразломной структур на Западном участке.
- Основная нефтегазоконденсатная залежь артинско-среднекаменноугольного возраста в пределах Западного и Центрального участков.

- Среднекаменноугольная газонефтяная залежь в пределах Западного участка.
- Артинско-сакмарская залежь на Восточном участке месторождения.
- Сакмарские: газоконденсатные залежи в пределах Караванного и Южно-Караванного куполов и нефтегазоконденсатная залежь – Южно-Караванного купола на Восточном участке месторождения.
- Ассельская газонефтяная залежь Восточного участка месторождения.
- Башкирская нефтегазоконденсатная залежь ограниченного распространения в пределах Караванного купола на Восточном участке месторождения.
- Башкирские газоконденсатные залежи на Восточном участке месторождения.
- Девонская нефтяная залежь (пласты «колганской толщи») на Западном участке месторождения.

Характеристика залежей Западного и Центрального участков Оренбургского НГКМ приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика залежей Западного и Центрального участков Оренбургского месторождения.

Участок	Стратиграфический интервал / Пласт	Залежь	Тип залежи	
			по составу УВ	по строению резервуара
Западный + Центральный	Р ₃ «плойчатые доломиты», саранинские	Филипповская (Основной блок)	НГК	пластовая, литологически и тектонически экранированная
Западный		Филипповская (Редутская структура)	Н	пластовая, тектонически экранированная
		Филипповская (Приразломная структура)	Н	пластовая, тектонически экранированная
Западный+ Центральный	Р _{1аг} ÷ С _{2б} артинско-среднекаменноугольные	Основная артинско-среднекаменноугольная	НГК	пластово-массивная, тектонически экранированная
Западный	С _{3к} + С _{2м} верхне-среднекаменноугольные	Среднекаменноугольная	ГН	структурная, массивная
Западный	Д _{кт-2} + Д _{кт-3} верхнедевонские	Девонская	Н	пластовая, тектонически и литологически экранированная

На сегодняшний день нефтяные оторочки Оренбургского НГКМ и, в частности, Филипповская залежь находятся в стадии активного изучения, в связи с чем возрастает потребность в применении инструментов цифрового моделирования для возможности прогноза перспективных для бурения зон.

3. СОЗДАНИЕ КОНЦЕПТУАЛЬНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Для создания концептуальной геологической модели был проведен комплексный анализ информации о структурном и литолого-стратиграфическом строении, выполнена детальная корреляция продуктивного разреза, определены соответствующие фациальные обстановки для Филипповской залежи на основе комплексного изучения кернового материала по скважинам и данных ГИС.

3.2 Анализ кернового материала

На западном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения по Филипповской залежи керн отобран в 13 скважинах, для всех имелось литологическое описание керна. Петрографическое описание шлифов и исследования по керну (коэффициенты пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности) были представлены только для 5 скважин (рис.6).

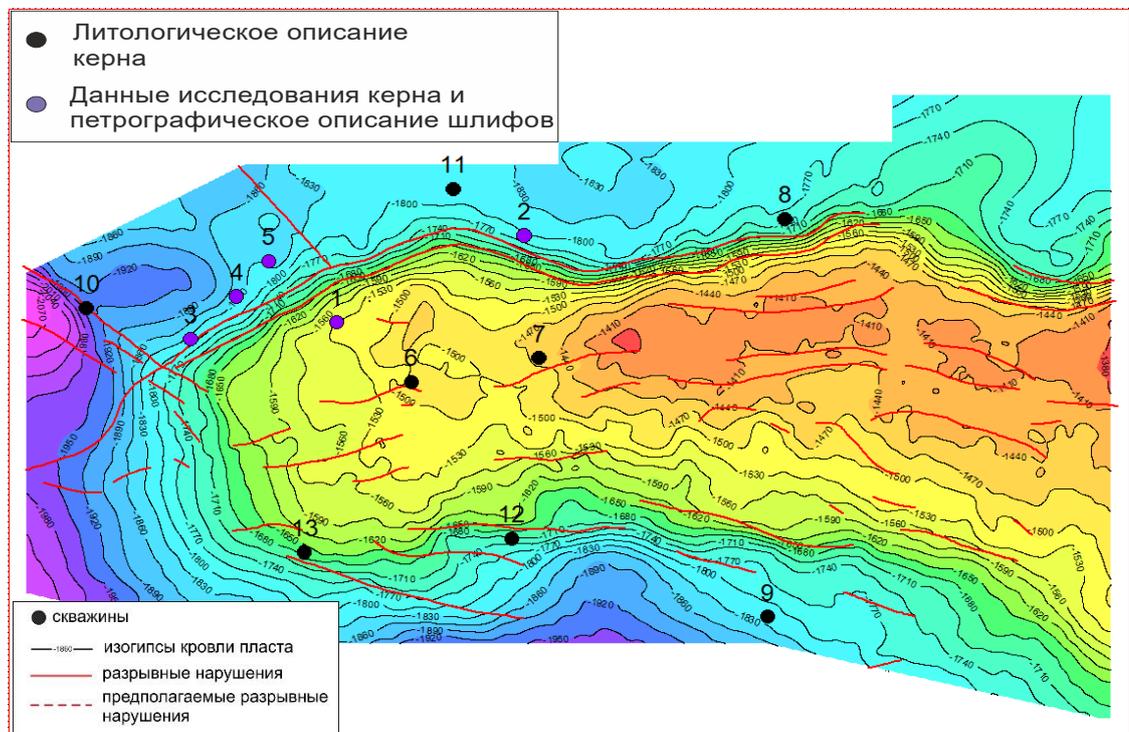


Рис 6. Скважины с отбором керна, нанесенные на карту кровли саранинского горизонта (P1sn) (Petrel, 2020)

Детально рассматривались и анализировались состав и структура пород, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) и вторичные процессы.

В результате анализа были построены графики, позволяющие оценить соотношение различных типов зерен, а также пористости и проницаемости, что помогло дифференцировать типы пород по ФЕС (рис.7).

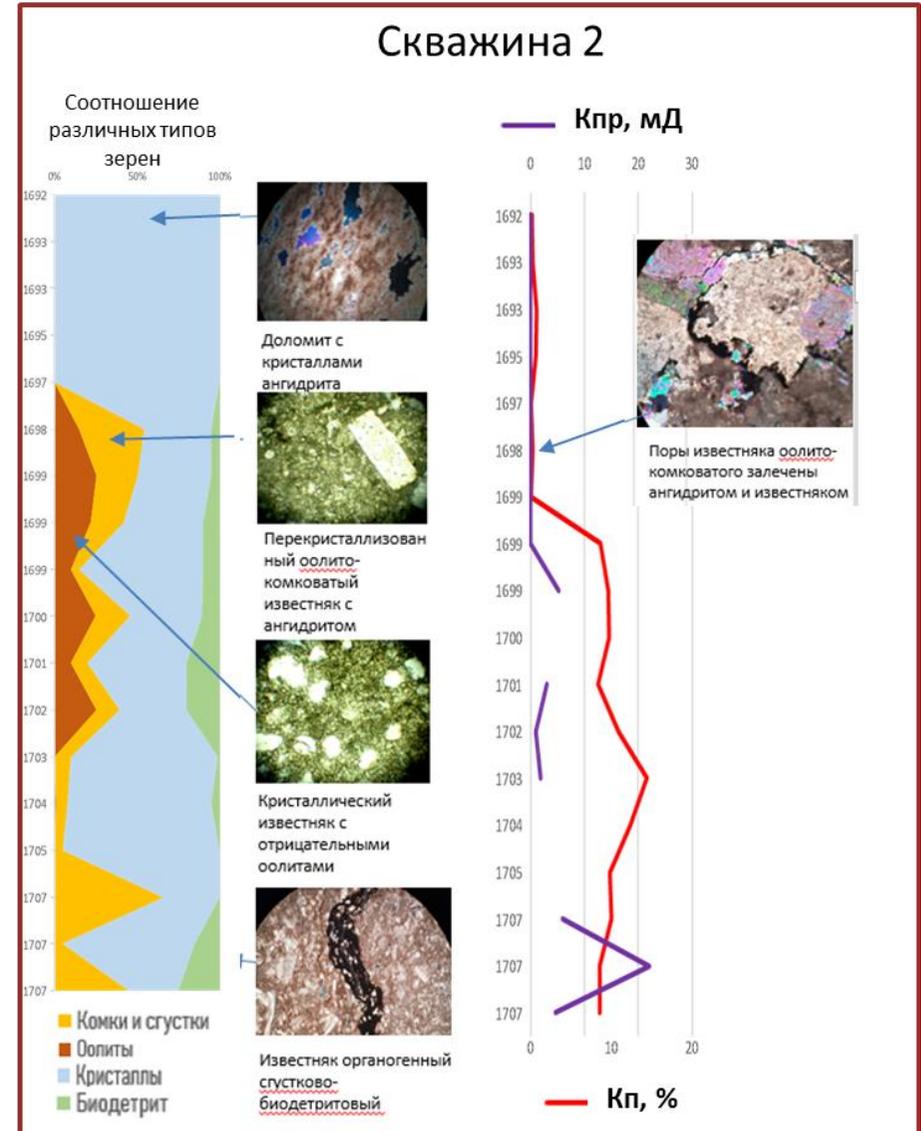
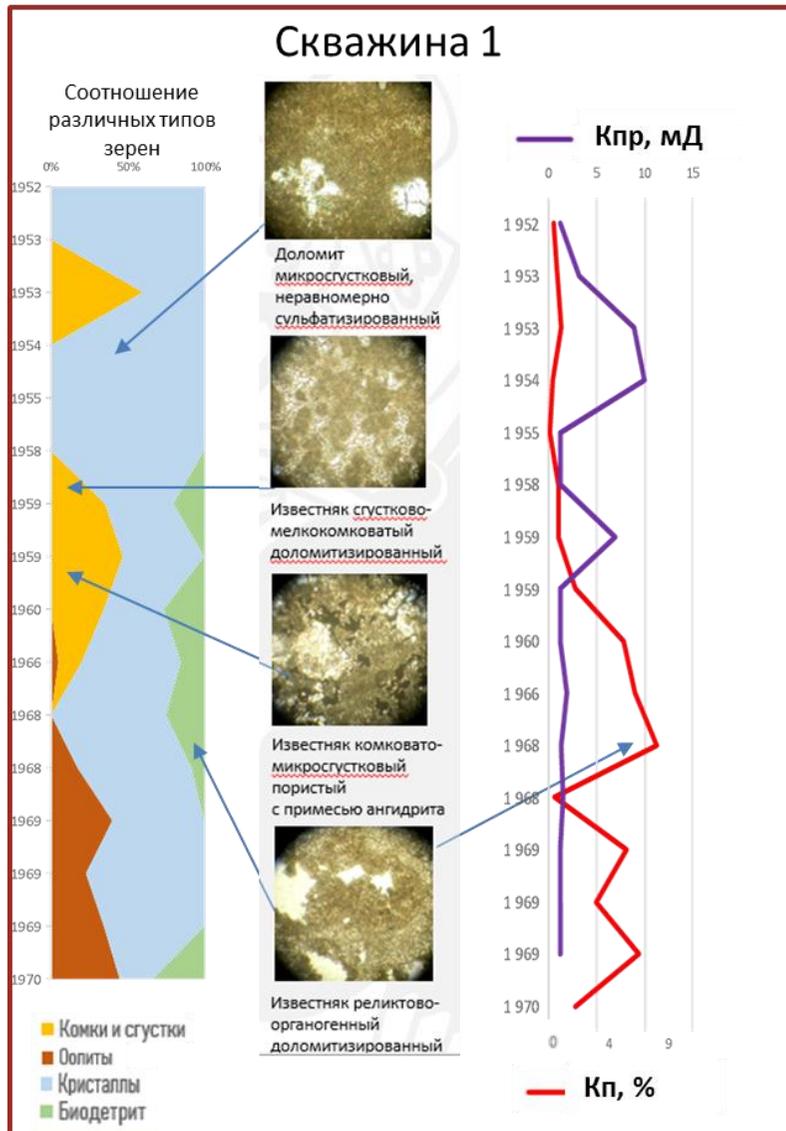


Рис 7. Графики изменения соотношения различных типов зерен, Кп и Кпр с глубиной с примерами шлифов по скважинам 1 и 2.

Как видно из рисунка 7, лучшим коэффициентом пористости (K_p) в первой скважине обладают известняки биодетритово-оолитовые в интервале 1959 – 1970 м. Во второй скважине повышенному коэффициенту пористости соответствуют комковато-сгустковые, оолитовые и биодетритовые известняки в интервале 1699 – 1707 м. Повышенные значения коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) в интервале 1953 – 1955 м в первой скважине связаны с трещиноватостью.

Далее по пяти скважинам были построены графики проявления вторичных преобразований в разрезе и сопоставлены с графиком изменения K_p . Как видно из рисунка 8А (скважина 1), положительно влияют на коэффициент пористости перекристаллизация и выщелачивание, отрицательно – доломитизация и сульфатизация.

Для проверки этого предположения была оценена связь коэффициента пористости и суммарного эффекта вторичных преобразований, рассчитанного по формуле, представленной на рисунке 8В. В результате был получен высокий коэффициент корреляции – 0,89 и построены хорошо коррелирующие между собой графики изменения суммарного эффекта вторичных преобразований и коэффициента пористости с глубиной. Небольшие расхождения (показано красным кругом на рисунке 8Б) связаны с залечиванием образовавшихся в результате перекристаллизации пор сульфатами.

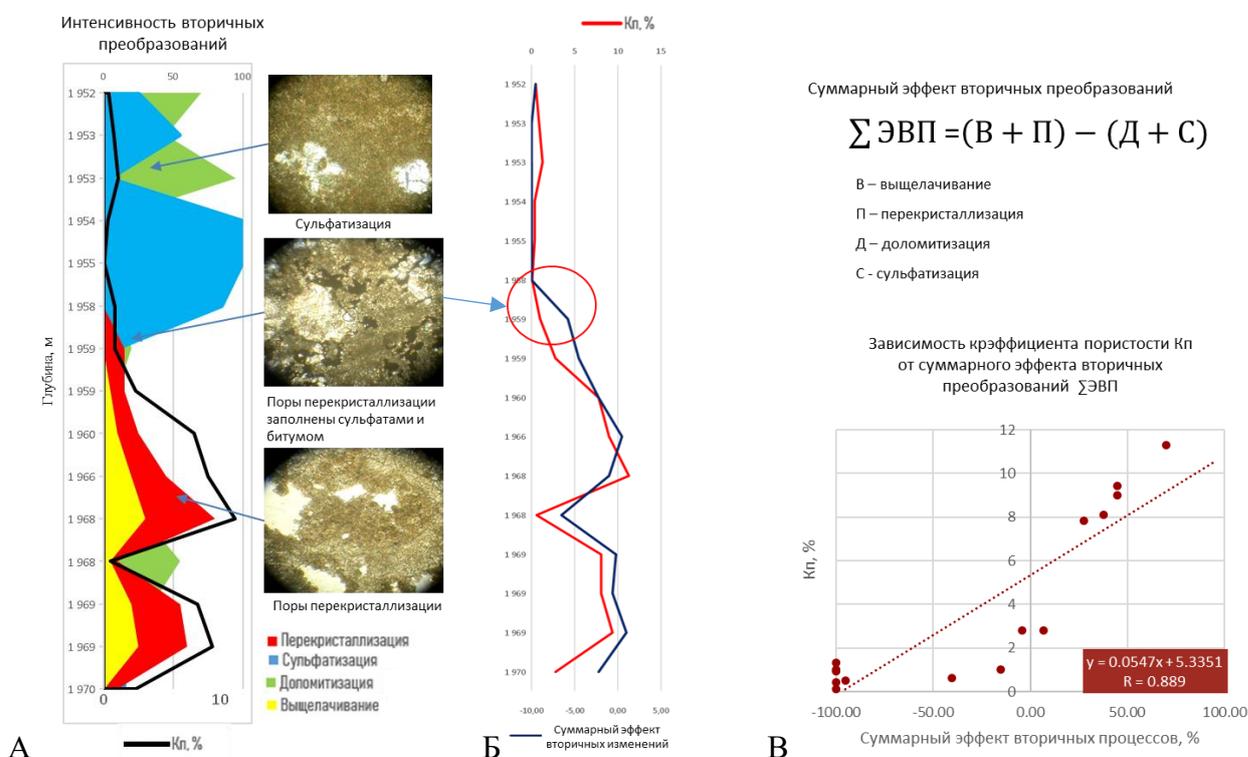


Рис 8. А – График изменения интенсивности вторичных преобразований и K_p по глубине с примерами шлифов. Б – график изменения суммарного эффекта вторичных изменений и K_p с глубиной. В – зависимости K_p и суммарного эффекта вторичных образований.

Аналогичные результаты влияния вторичных преобразований на ФЕС получены и в других скважинах, что в дальнейшем использовалось для выделения литотипов.

В результате анализа, исходя из состава, структуры, фильтрационно-емкостных свойств и вторичных преобразований, было выделено 5 литотипов пород, представленных на рисунке 9. Наибольший интерес связан с породами II и IV литотипов – это оолитовый и биодетритовый известняк с вторичными процессами: перекристаллизация и выщелачивание. III литотип, несмотря на аналогичные вторичные процессы имеет пониженные значения ФЕС, что связано с пелитовой размерностью комков и сгустков, которые забивают открытые поры, образованные путем процессов перекристаллизации и выщелачивания. I и V литотипы являются неколлектором, так как поры, образованные во время процесса перекристаллизации, были в последующем заполнены кристаллами сульфатов.

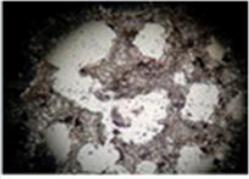
Лито-тип	Название породы	Вторичные процессы	Пример шлифа
I	Ангидрит с примесью доломита/доломит с примесью ангидрита	Доломитизация, сульфатизация	
II	Оолитовый известняк	Выщелачивание, перекристаллизация	
III	Комковато-сгустковый известняк	Выщелачивание, перекристаллизация	
IV	Биодетрито-оолитовый известняк	Выщелачивание, перекристаллизация	
V	Кристаллический известняк	Перекристаллизация, сульфатизация	

Рис 9. Выделение литотипов на ЗУ ОНГКМ в разрезе Филипповской залежи.

В ходе изучения результатов исследования керновых и петрографических данных были построены седиментологические колонки исследуемой карбонатной толщи для корреляции пласта по латерали между скважинами (рис.10). Данная корреляция показывает, что пласт в пределах рассматриваемого участка выдержан по латерали.

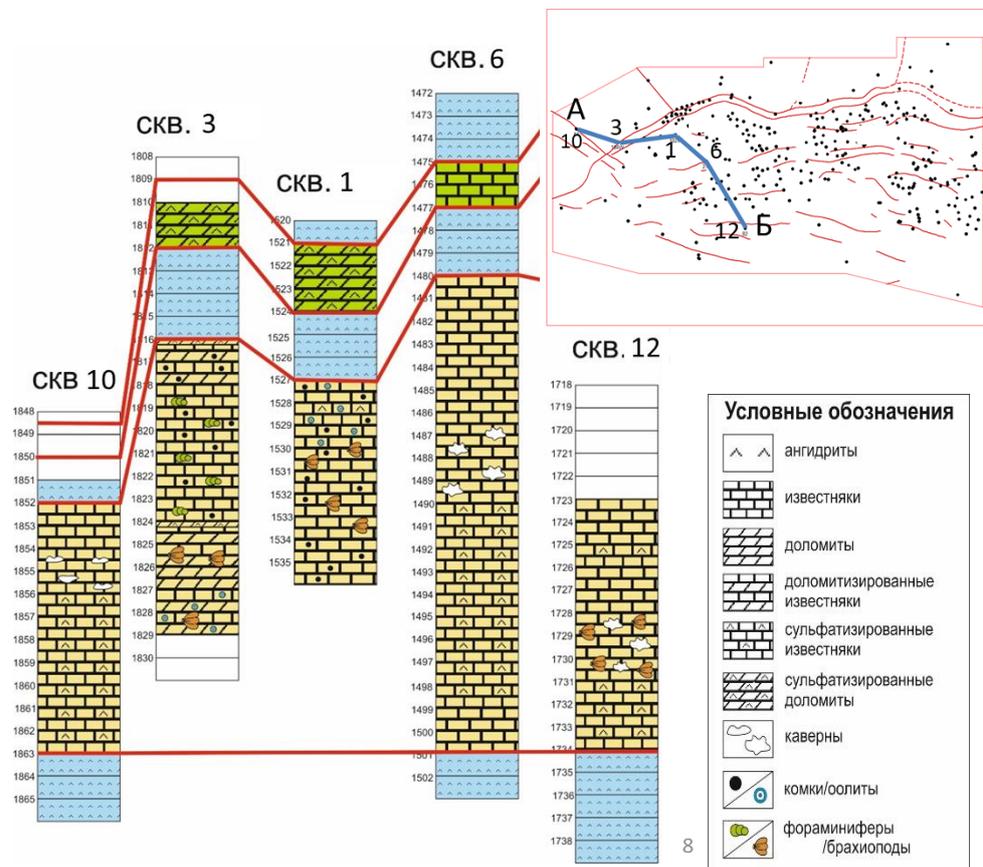


Рис 10. Схема корреляции седиментологических колонок по линии скважин 10 – 3 – 1 – 6 – 12 (выравнивание на подошву саранинского горизонта).

Итогом анализа кернового материала и шлифов стало определение условий формирования отложений. В отложениях Филипповской залежи выделены две зоны прибрежно-морской обстановки осадконакопления:

1. себха (кристаллическая, тонкозернистая структура, отсутствие органики, преобладание ангидрита и доломита);
2. литораль (органогенно-детритовые, комковато-сгустковые, оолитовые известняки, наличие морской фауны).

В отложениях литорали выделяются 3 подобстановки осадконакопления (рис. 11):

- пляж (оолитовые известняки);
- мелководная шельфовая впадина (комковато-сгустковые известняки);
- отмель (биодеетритово-оолитовые известняки).

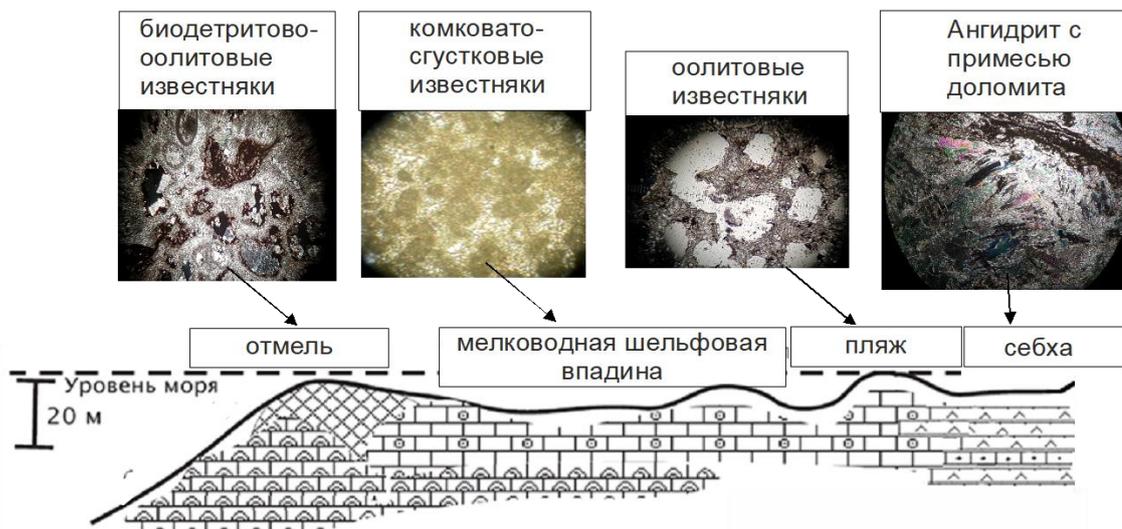


Рис 11. Модель прибрежно-морской зоны для Западного участка ОНГКМ в артинско-кунгурское время.

3.3 Анализ данных геофизических исследований скважин (ГИС)

Далее для более точного прогнозирования распространения пород коллекторов в разрезе был проведен анализ данных ГИС. На рассматриваемом участке были представлены исследования по 304 скважинам (рис.12). Основная часть данных (более 80%) представлена стандартным комплексом ГИС (кавернометрия, радиоактивный каротаж (ГК, НГК), боковой каротаж, микрозонды). Акустический каротаж (АК) проведен в 51 скважине, гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-п) – в 20 скважинах, импульсный нейтрон-нейтронный каротаж – только в 7 скважинах.

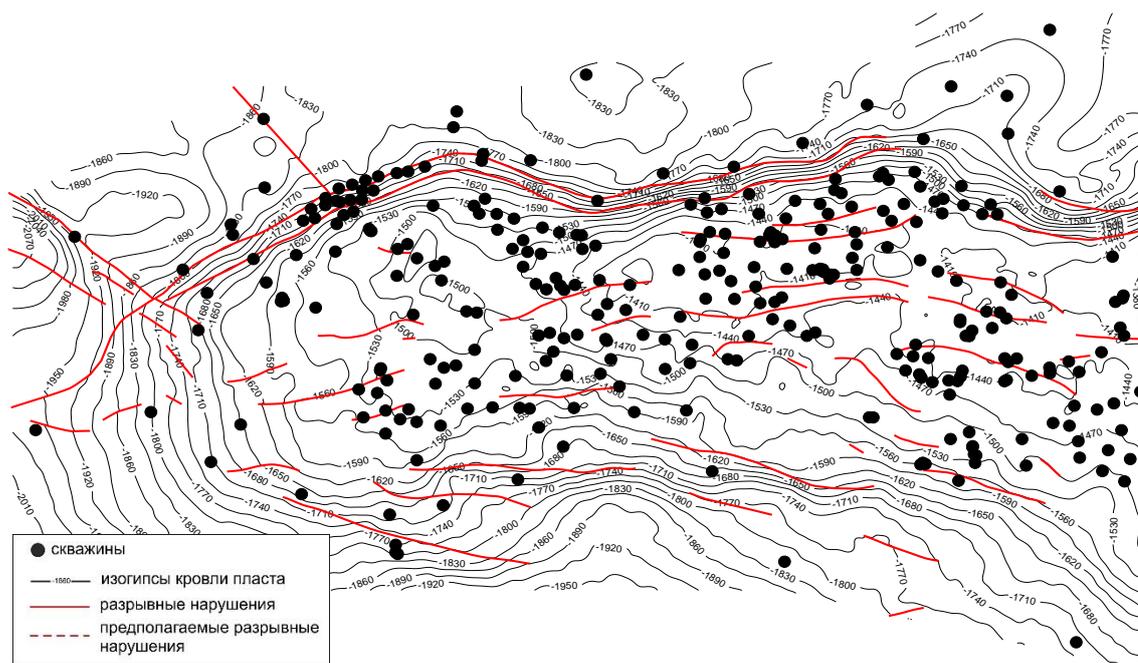


Рис 12. Скважины с ГИС, нанесенные на карту кровли саранинского горизонта (P1sn) (Petrel, 2020)

Для детальной корреляции седиментологических фаций по всему фонду скважин был выполнен анализ форм кривых ГИС. Выделение коллекторов филипповской залежи по прямым качественным признакам затруднительно – отсутствуют приращения на показателях микропотенциал (МПЗ) и микроградиент (МГЗ) зондах. По этой причине выделение эффективных толщин на участке исследования производилось по косвенным количественным критериям:

- граничное значение коэффициента пористости ($K_p > 6\%$);
- граничное значение естественной радиоактивности ($ГК < 4$ МР/ч).

Ввиду ограниченного комплекса геофизических исследований скважин, в основном коэффициент пористости определялся по нейтронному каротажу.

При детальном анализе кривых ГИС было установлено, что в скважинах, пробуренных на высокоглинистом буровом растворе наблюдаются интервалы значительного уменьшения диаметра скважины, что вызвано образованием глинистой корки, размер которой превышает глубинность исследования микрозондов. В таких интервалах МПЗ и МГЗ измеряют показания сопротивления непосредственно глинистой корки (абсолютно идентичные значения сопротивлений), наблюдается «схлопывание» двух каротажных кривых. Обычно интервалы с отсутствием приращений на микрозондах относят к не коллекторам. Далее данные ГИС были сопоставлены с данными кернового материала (пример такого сопоставления приведен на рисунке 13). Установлено, что анализируемые интервалы соответствуют наиболее пористым и проницаемым коллекторам.

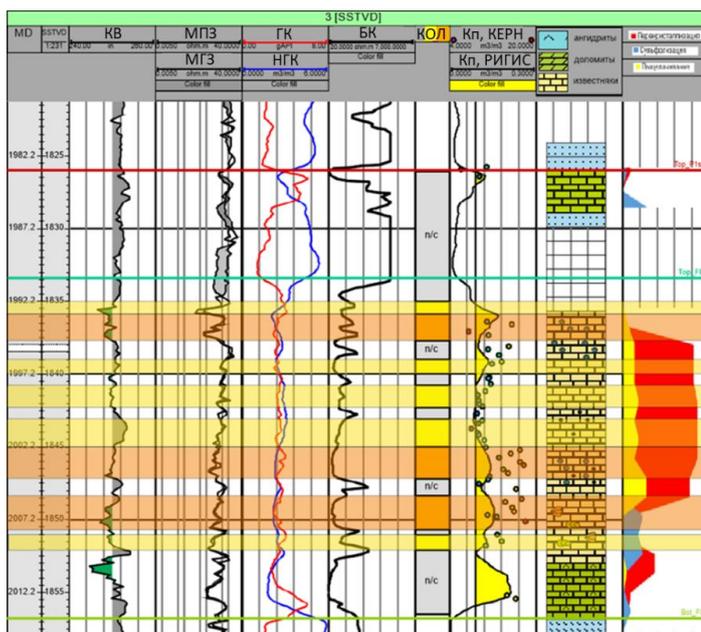


Рис 13. Пример планшета по 3 скважине с выделением коллекторов с высокими ФЕС (оранжевая заливка) и с ухудшенными ФЕС (желтая заливка).

В результате анализа было выявлено, что по кривым ГИС возможно дифференцировать только три типа пород, отличающихся по своим свойствам. По этой причине литотипы II и IV (оолитовые и биодетритовые известняки, обладающие повышенными ФЕС) для возможности дальнейшей интерпретации были объединены в один петротип, аналогично было сделано и с литотипами I и V (ангидрит с доломитом и кристаллический известняк).

В таблице 1 приведена краткая характеристика признаков выделения петротипов пород в разрезах скважин.

Таблица 1. Основные признаки выделения петротипов пород.

Петротип	Признаки по ГИС и РИГИС	Литотип
1. Коллектор с ухудшенными ФЕС	Кп>6%, ГК< 4 мР/ч	Комковато-сгустковый известняк. Вторичные процессы: выщелачивание и перекристаллизация
2. Коллектор с высокими ФЕС	Высокие значения ФЕС, понижение показаний каверномера относительно номинального диаметра скважины (из-за образования мощной глинистой корки), идентичные показатели МПЗ и МГЗ	Оолитовый и биодетритовый известняк. Вторичные процессы: выщелачивание и перекристаллизация
3. Неколлектор	Низкие значения ФЕС, повышение показаний каверномера относительно номинального диаметра скважины	Доломит с примесью ангидрита и кристаллический известняк. Вторичные процессы: Сульфатизация и перекристаллизация

Таким образом, если рассчитанный коэффициент пористости больше его граничного значения, а значение естественной радиоактивности меньше её граничного значения, интервал относился к петротипу 1 – коллектор с ухудшенными ФЕС. Если в интервале в совокупности с указанными выше условиями наблюдалось уменьшение диаметра скважин и схлопывание показаний МПЗ и МГЗ на каротажных кривых, то интервал относился к петротипу 2 – коллектор с высокими ФЕС. В остальных случаях (при недостижении граничных значений рассчитанного коэффициента пористости, превышении граничного значения естественной радиоактивности, увеличении диаметра скважины относительно номинального – каверны) интервалы определялись как неколлектор и были отнесены к петротипу 3.

В скважинах, пробуренных на высокоглинстом буровом растворе и с достаточным для интерпретации комплексом ГИС, были выделены описанные выше петротипы, что позволило оценить долю коллектора с улучшенными ФЕС в общем объеме пород (рис. 14). Отложения первого петротипа (коллектор с ухудшенными фильтрационно-емкостными

свойствами) составили 30% от всего интервала Филипповской залежи, отложения второго петротипа – 23%, 47% пришлось на неколлектор.

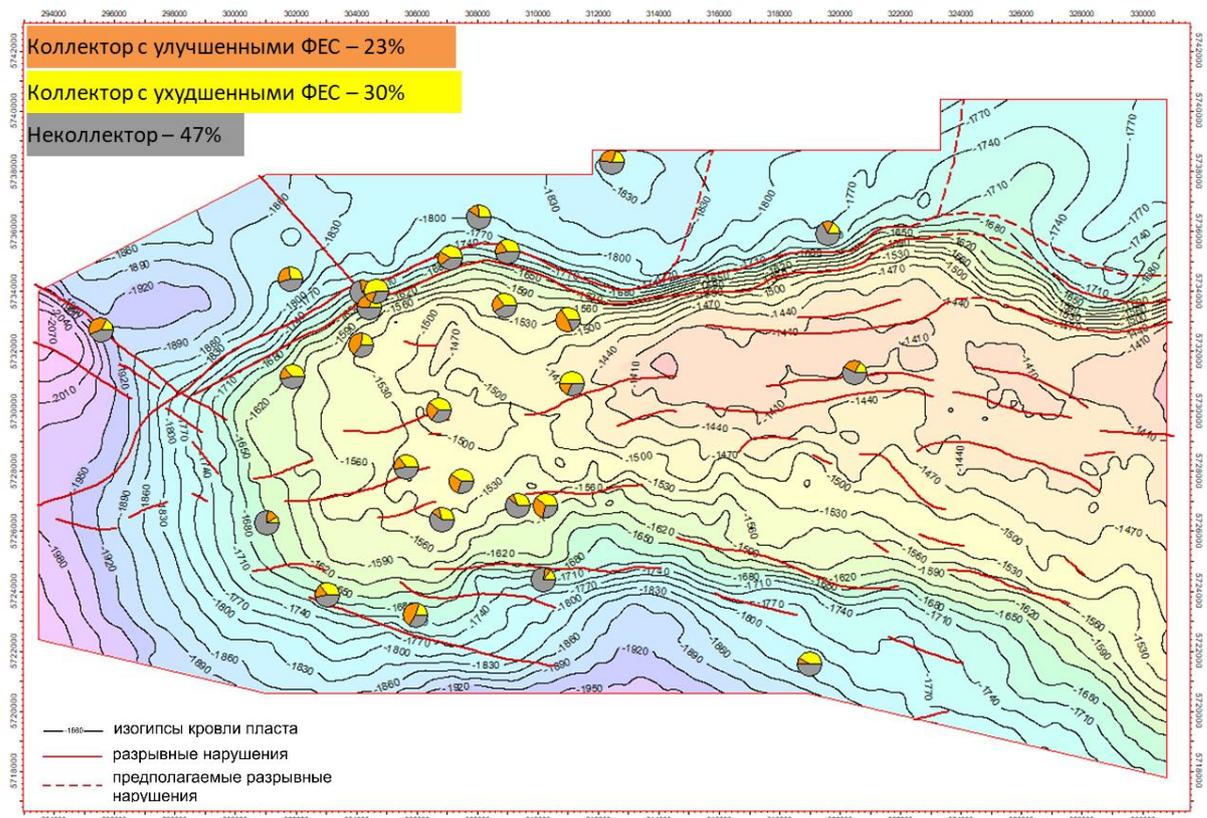


Рис 14. Соотношение выделенных петротипов в скважинах.

Как было сказано ранее, основная часть скважин имеет стандартный комплекс ГИС, что является недостаточным для выделения коллекторов в сложном карбонатном разрезе. При общем фонде скважин в зоне моделирования (304 скважины), возможность выделения петротипов была лишь в 29 скважинах, пробуренных на высокоглинистом буровом растворе или с достаточным комплексом геофизических исследований. Данный фактор накладывает ограничения на возможность достоверного распределения коллектора в трехмерном пространстве. По этой причине при дальнейшем построении цифровой 3Д модели было принято решение не разделять коллектор по фильтрационно-емкостным свойствам. Таким образом, в геологической модели распространялось только два петротипа: коллектор и неколлектор. Однако, исходя из доказанной выдержанности пласта по латерали, в пределах рассматриваемого участка, можно утверждать, что в среднем 43% коллектора от всей его мощности, будут с повышенными значениями фильтрационно-емкостных свойств.

4. СОЗДАНИЕ 3Д ЦИФРОВОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Создание 3Д цифровой геологической модели (ГМ) рассматриваемого участка производилось в ПО Petrel 2020. Общая площадь моделирования составила 668 525 тыс. м² (рис.15).

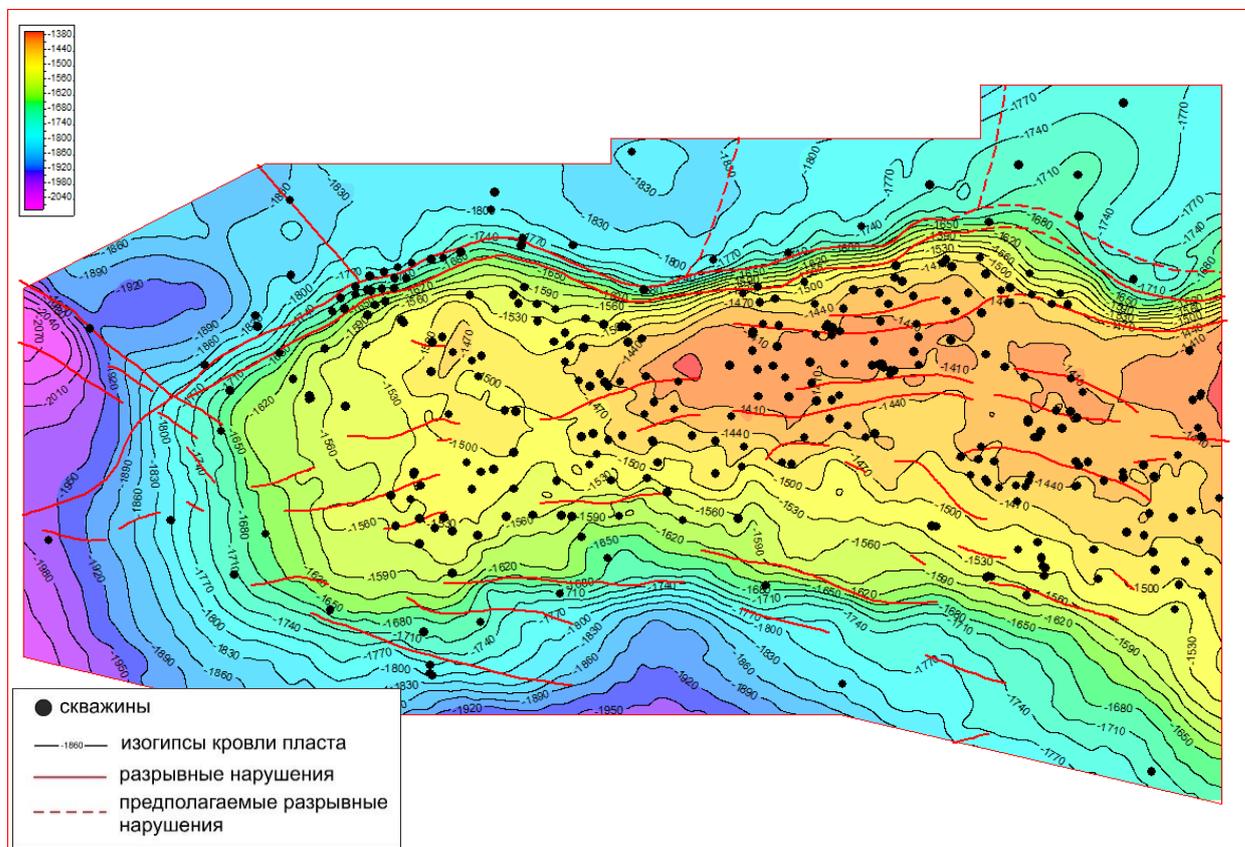


Рис 15. Район построения геологической модели.

4.1 Создание структурного каркаса

В формировании каркаса модели для создания трендов участвовали:

- кровля саранинского горизонта P1sn (кровля себхи)– 309 скважин;
- кровля отложений литорали – 308 скважин;
- подошва саранинского горизонта P1sn (подошва литорали) – 309 скважин.

Для построения структурного каркаса использовались данные отчета ТНГ-ГРУПП 2017 года [11], а именно:

- отражающий горизонт (ОГ) Акп,
- кровля саранинского горизонта,
- полигоны тектонических разрывных и внутриформационных нарушений.

Полученная структурная 3Д модель филипповской залежи показана на рисунке 16.

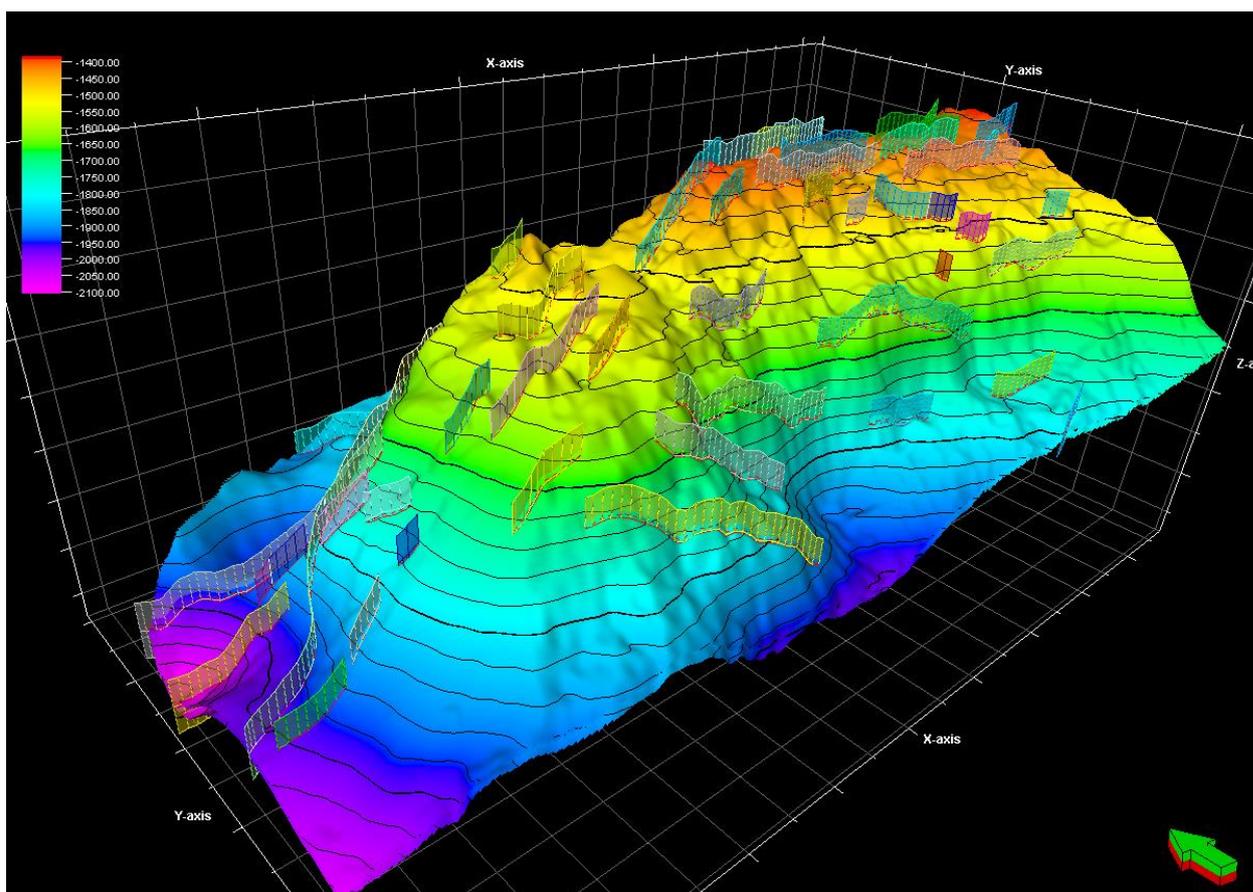


Рис 16. Структурная 3Д модель Филипповской залежи

4.2 Построение куба литологии

Для расчетов кубов литологии и свойств использовалась регулярная 3-х мерная сетка с размером ячейки 25x25 метров. Средний размер ячейки по вертикали для отложений себхи составил 0,3 метра, для литорали – 0,2 метра.

Куб литологии моделируемого участка построен с использованием осредненных скважинных данных, геолого-статистического разреза (ГСР) и 2Д тренда в виде карты доли коллектора. Трендовая карта доли коллектора получена на основе скважинных данных. На рисунках 17,18 представлены итоговые карты эффективных толщин для себхи и литорали.

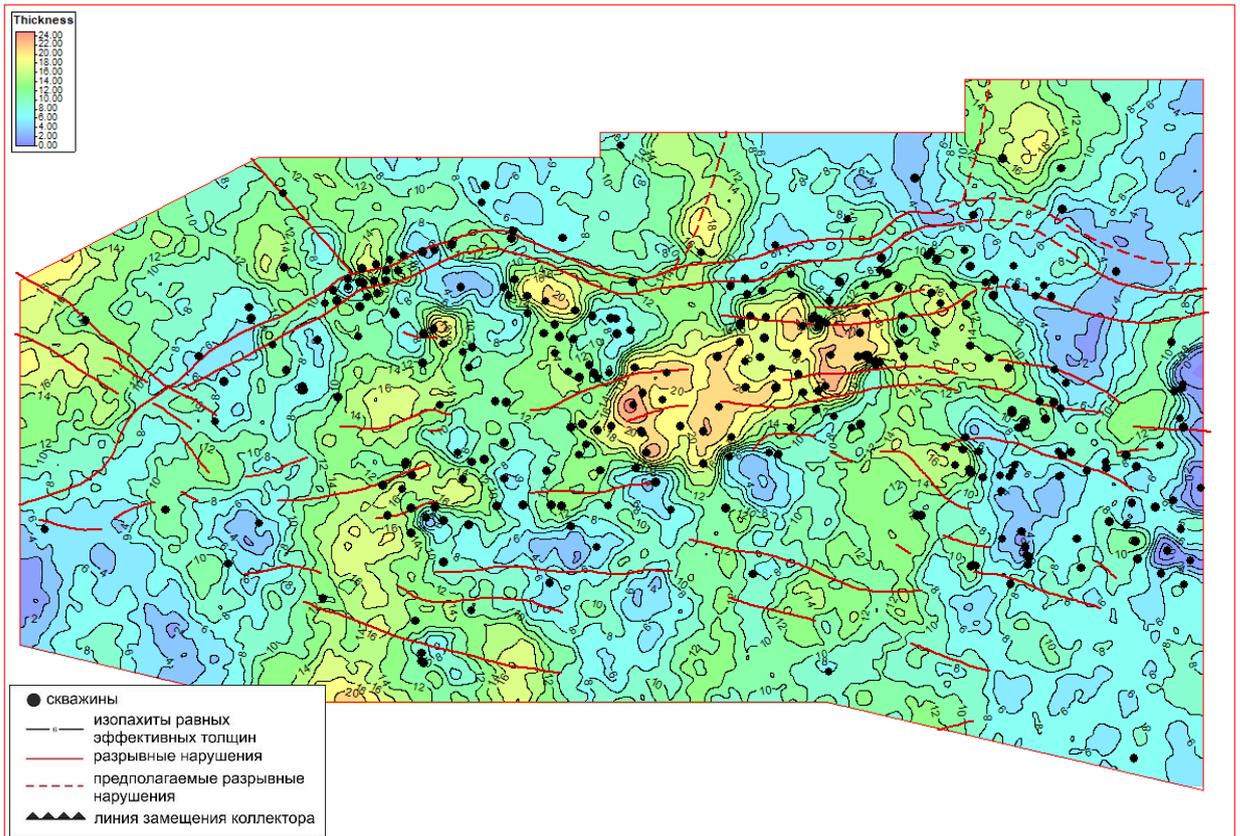


Рис 17. Карта эффективных толщин литорали.

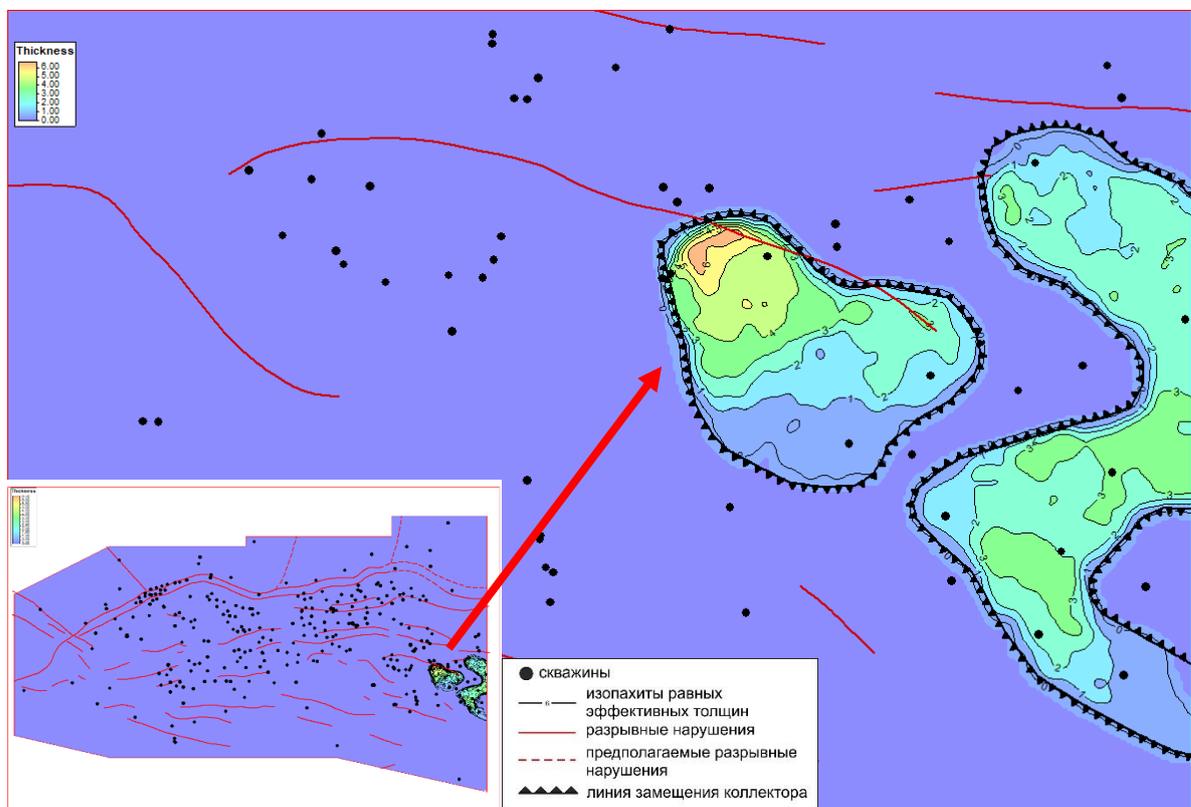


Рис 18. Карта эффективных толщин себхи.

При построении куба литологии использовался стохастический пиксельный метод Sequential indicator simulation, основанный на интерполяции вероятности наличия того или иного типа пород. Для оценки качества распределения параметра коллектор/неколлектор в модели, произведено сопоставление ГСР литологии по скважинным данным и ГСР на основе 3Д куба литологии, на которых наблюдаются несущественные расхождения (рис.19,20).

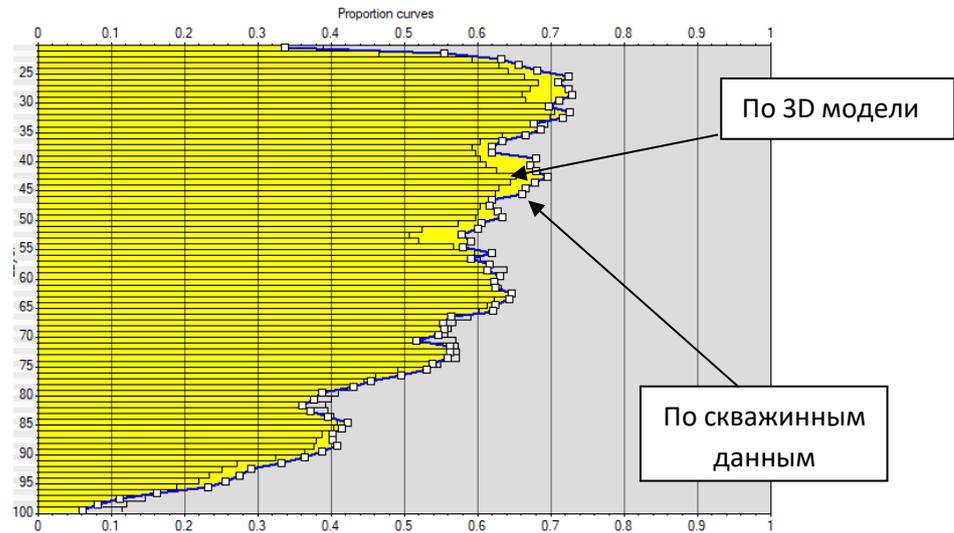


Рис 19. ГСР литологии по литорали.

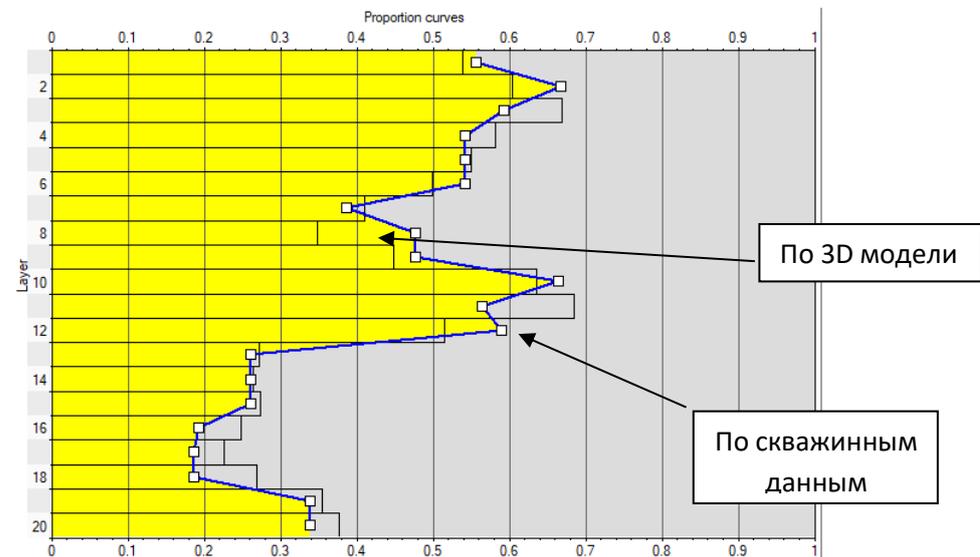


Рис 20. ГСР литологии по себхе.

4.3 Моделирование свойств

Построение куба пористости.

Куб пористости строился методом Gaussian random function simulation на основе литологической модели, в качестве трендов использовались построенные по данным скважин:

- карта пористости,
- вертикальный ГСР пористости,
- гистограмма распределения пористости,
- вертикальный и горизонтальные ранги вариограммного анализа.

Итоговые карты средней пористости по литорали и себхи показаны на рисунках 21, 22.

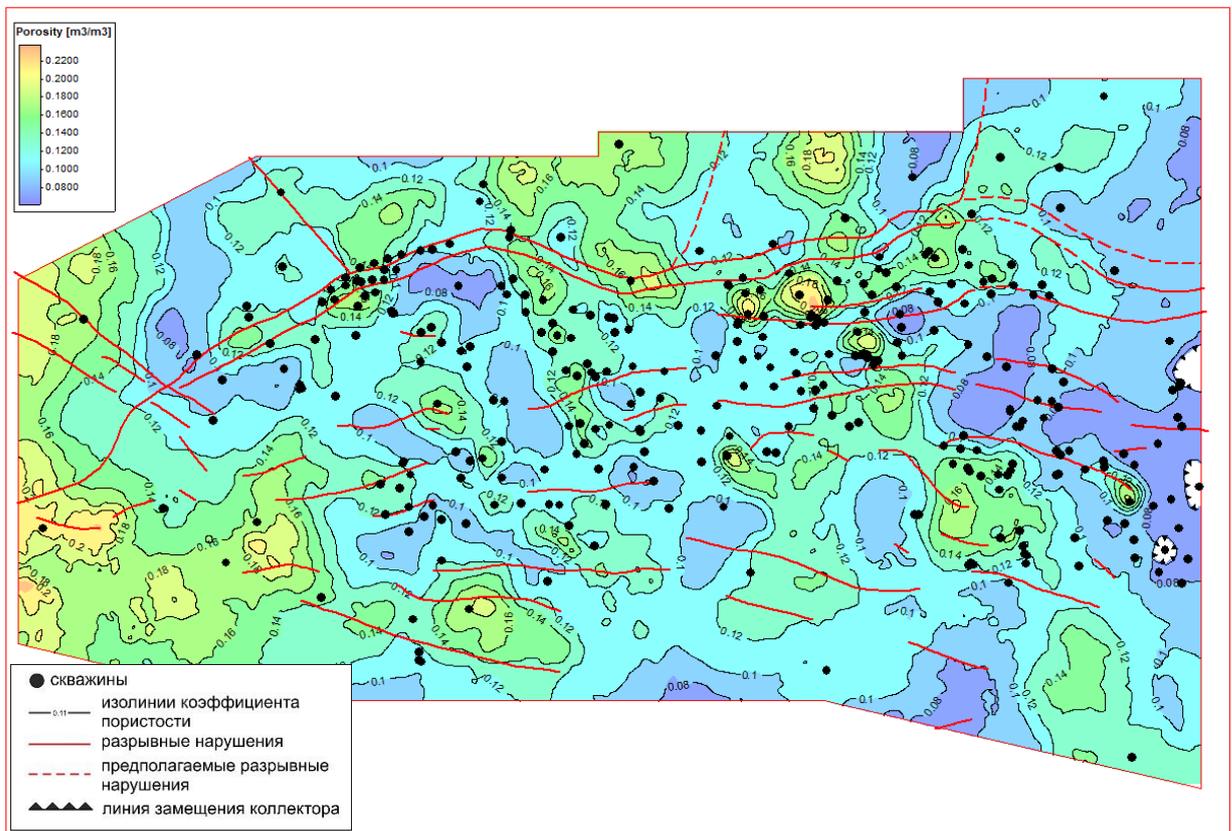


Рис 21. Карта средней пористости литорали.

Построение модели насыщения.

Расчет коэффициента остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) производился по формуле, полученной по результатам исследования ядра на основе зависимости $K_{во}$ и коэффициента пористости ($K_{п}$) (рис.24):

$$K_{во} = 1,5e^{-36 \cdot K_{п}} + 0,07$$

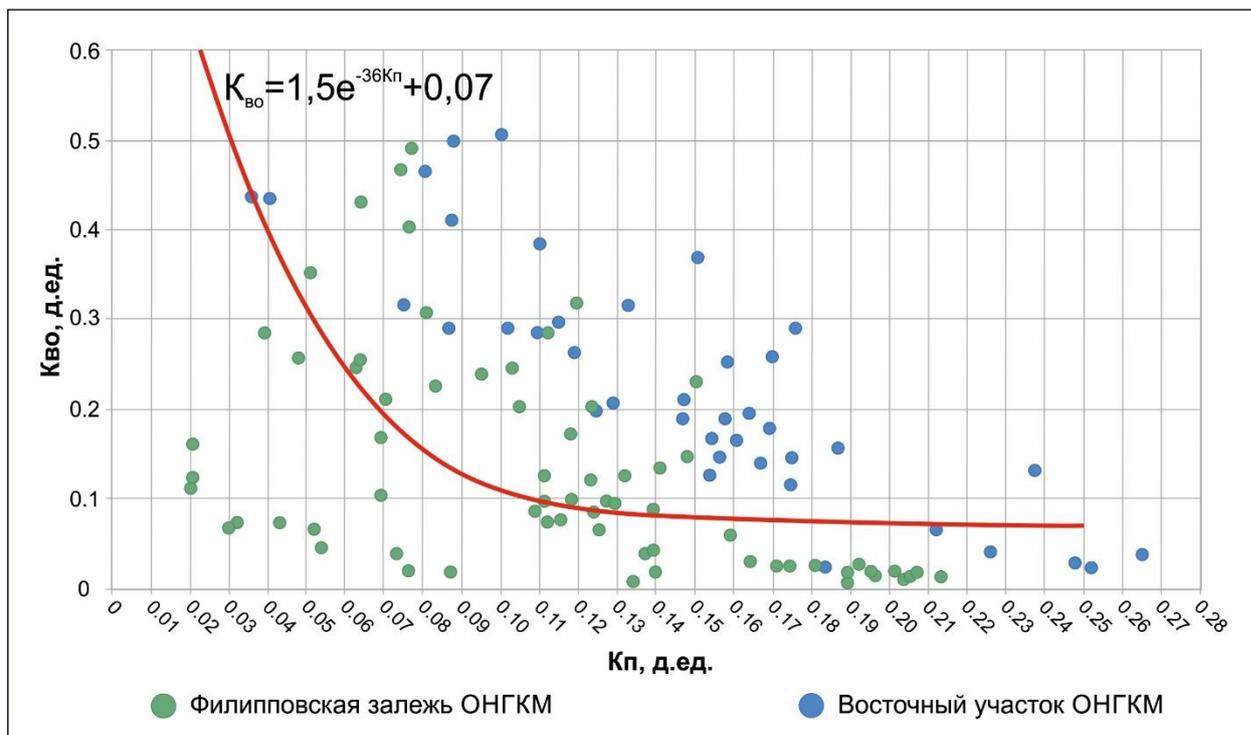


Рис 24. График зависимости коэффициента пористости и остаточной водонасыщенности по ядру.

Моделирование коэффициента водонасыщенности ($K_{в}$) проводилось по методу Брукса-Кори:

$$K_{в} = K_{во} + (1 - K_{во}) * \left(\frac{P_{в\text{ыт}}}{P_{к}}\right)^{\frac{1}{n}}, \quad \text{где}$$

$K_{во}$ – остаточная водонасыщенность, д.ед;

$P_{в\text{ыт}}$ – входное капиллярное давление при котором $K_{в}$ становится меньше 1, бар;

$P_{к}$ – капиллярное давление, бар;

n – коэффициент кривизны капиллярных кривых, д.ед.

Полученная зависимость для Филипповской залежи, использованная в моделировании показана на рисунке 25.

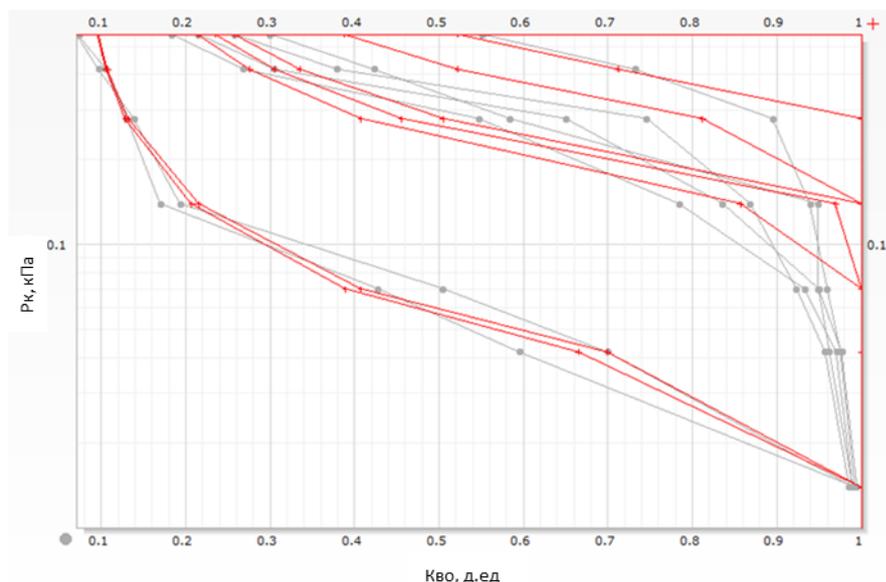


Рис 25. Экспериментальная (серая линия) и теоретически рассчитанная (красная линия) зависимость капиллярного давления (P_k) от коэффициента водонасыщенности ($K_{во}$).

Уравнение зависимости для Филипповской залежи имеет следующий вид:

$$K_{в} = 0,07 + (1 - 0,07) * \left(\frac{0,001 * K_{пр}^{-0,385}}{3СВ * (1,1 - 0,84) * 0,098 * \left(\frac{1}{30 * 0,4} \right)} \right)^{\frac{1}{0,82}}$$

*ЗСВ – зеркало свободной воды (поверхность, на которой капиллярное давление равно 0).

4.4 Определение положения флюидалльных контактов

Для определения положения флюидалльных контактов были проанализированы данные 58 скважин, собрана информация о заявленных и фактически прострелянных интервалах перфорации. По результатам анализа испытаний скважин и работы скважин определены интервалы изменения контактов и их среднее положение. В регионе моделирования были выделены 5 блоков с различным положением водонефтяного контакта (ВНК) и газонефтяного контакта (ГНК): Основной, Редутский, Приразломный-1, Приразломный-2, Новотатищевский (рис. 26).

Наибольшей по площади является *газонефтяная залежь основного блока*, которая только в северной части ограничивается протяженным разломом, простирающимся с запада на восток. Водонефтяной контакт не вскрыт и принят на абсолютной отметке -1747,7 м по подошве испытанного нефтенасыщенного коллектора в скважине 42. В скважине 27 в интервале -1624,5 – -1674,5 м получен приток нефти ($Q_n=10$ м³/сут) и газа ($Q_g=70$ тыс. м³/сут. Исходя из пересмотренных в 2020 году РИГИС, можно предположить, что верхние 3 прослая коллектора работают газом, а четвертый – нефтью. Граница нефти и газа в

интервале -1657 – -1660,1 м. Газонефтяной контакт принят по подошве газонасыщенного прослоя на абсолютной отметке -1657 м.

Нефтяная залежь Редутского блока находится в северо-западной части участка. От соседних блоков, Основного и Приразломного-1, Редутский отделен разрывными нарушениями. Водонефтяной контакт не вскрыт и принят на абсолютной отметке -1853 м по подошве испытанного нефтенасыщенного коллектора в скважине 4.

Нефтяная залежь Пиразломного-1 блока также расположена на севере участка, к востоку от редутского. Залежь тектонически экранированная. Водонефтяной контакт не вскрыт и принят на абсолютной отметке -1816,7 м по подошве испытанного нефтенасыщенного коллектора в скважине 14.

Нефтяная залежь Пиразломного-2 блока расположена на севере участка, к востоку от Пиразломного-1. Контур залежи контролируется в западной и восточной частях предполагаемыми разрывными нарушениями, которые были выделены на основе результатов по испытаниям и работ скважин. Водонефтяной контакт не вскрыт и принят на абсолютной отметке -1764,7 м по подошве испытанного нефтенасыщенного коллектора в скважине 8.

Газонефтяной Новотатищевский блок, в связи с отсутствием 3Д сейсморазведочных работ (СРР) на северо-востоке участка, выделен условно, исходя из результатов испытания и работы скважин. От соседних блоков он отделен условными линиями (обозначены пунктиром на рисунке 23), которые соответствуют предполагаемым разломам. В скважине 69 в интервале -1715 – -1741 м получен приток воды ($Q_v=7,8$ м³/сут) и нефти ($Q_n=0,8$ м³/сут). Исходя из пересмотренных в 2020 году РИГИС, можно предположить, что верхний прослой коллектора работает нефтью+вода, а остальные – водой. Граница нефти и воды в интервале -1725,7 – -1726,1 м. Водонефтяной контакт принят по подошве коллектора, работающего нефть+вода, на абсолютной отметке -1725,7 м. Газонефтяной контакт не вскрыт и принят на абсолютной отметке -1719,7 м по подошве испытанного газонасыщенного коллектора в скважине 70.

Графическое представление результатов анализа положения флюидалльных контактов Филипповской залежи приведено на рисунке 27.

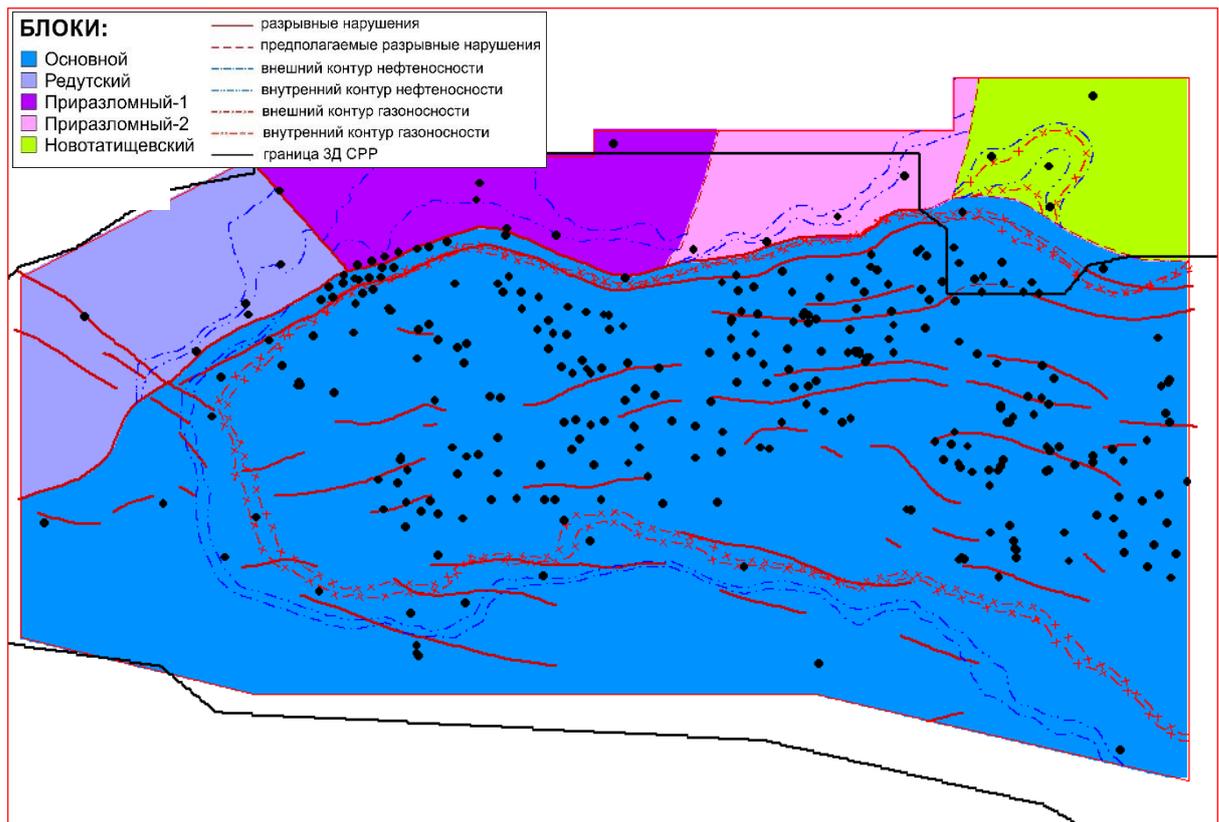


Рис 26. Карта с регионами контактов, выделенных по результатам испытаний.

4.5 Эффективные нефтенасыщенные и газонасыщенные толщины

В результате моделирования были получены итоговые карты газонасыщенных толщин для себхи и литорали, и нефтенасыщенных толщин для литорали, позволяющие определить перспективные для бурения зоны (рис. 28-30).

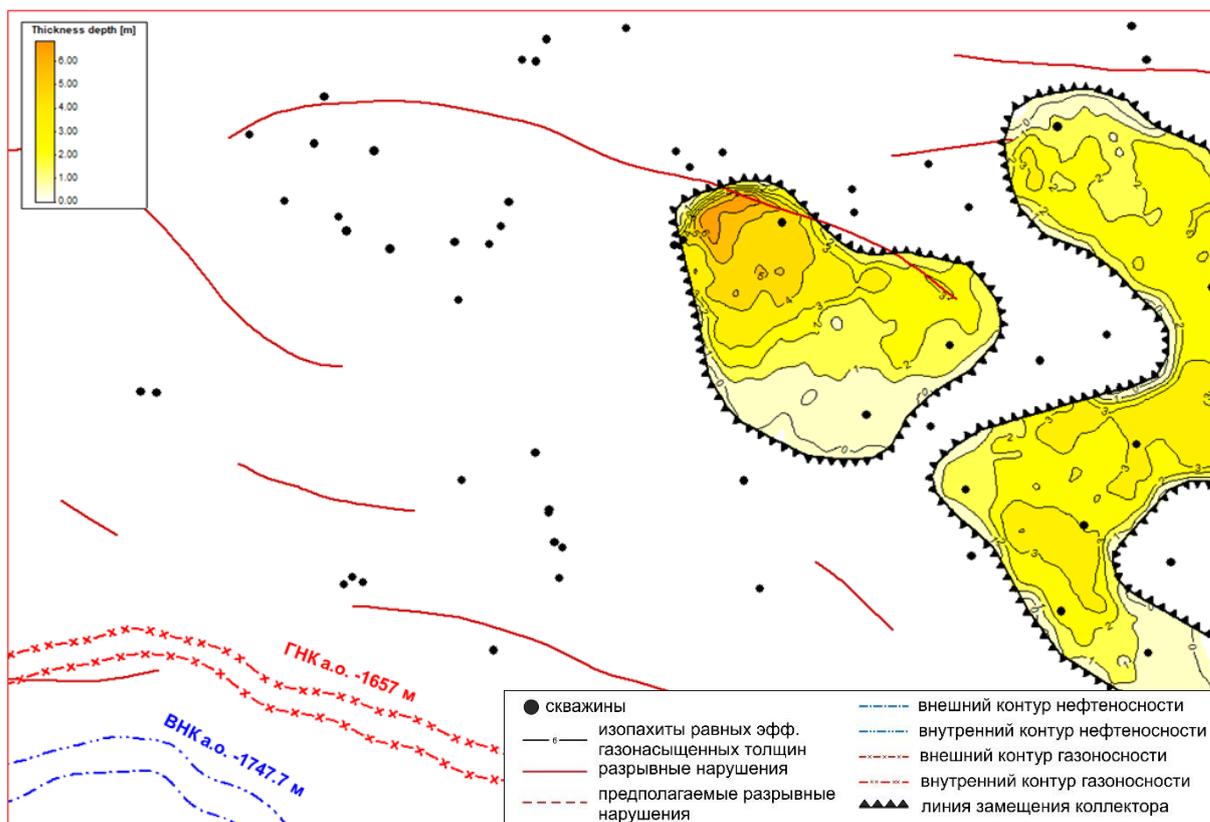


Рис 28. Карта газонасыщенных толщин себхи.

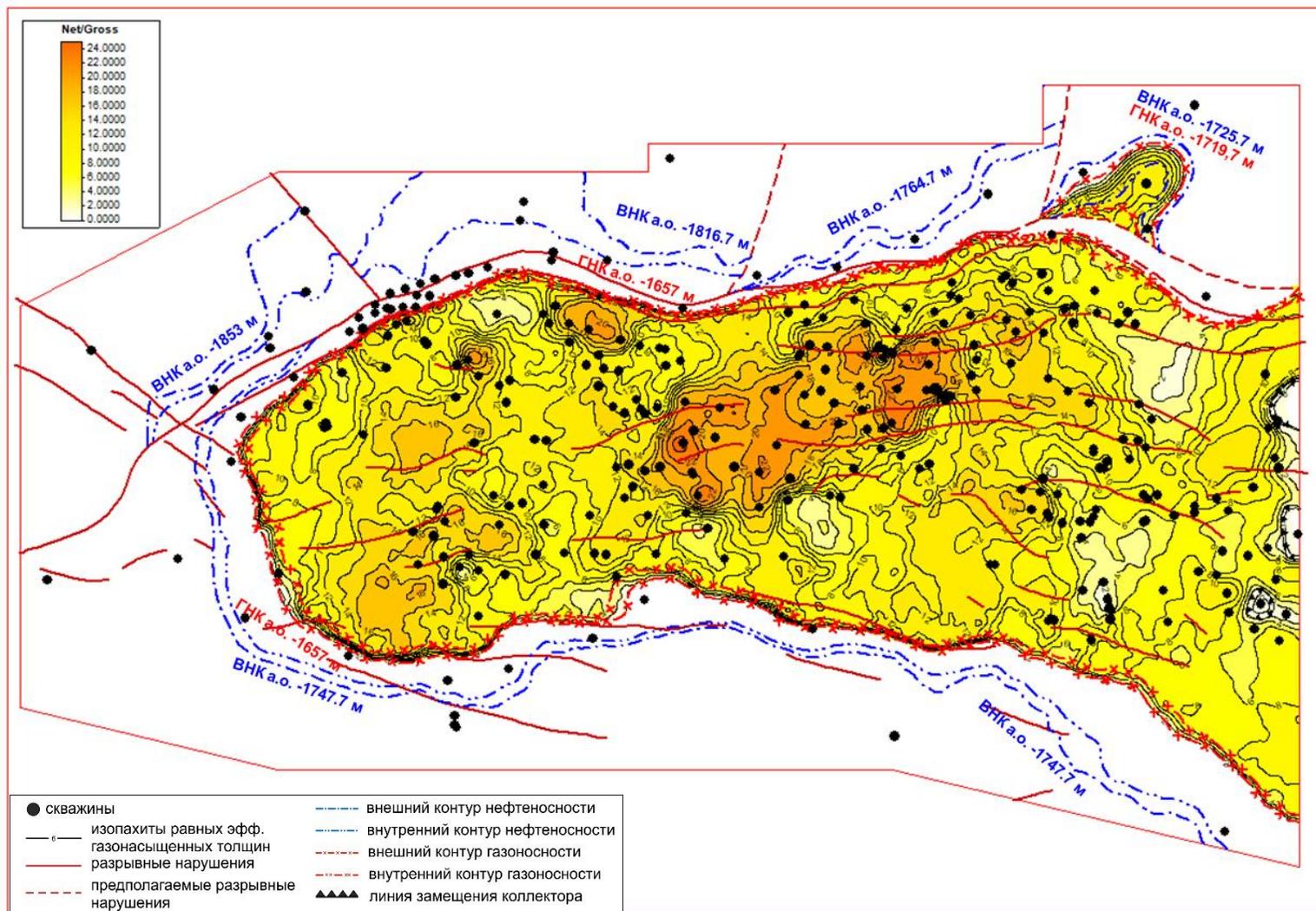


Рис 29. Карта газонасыщенных толщин литорали

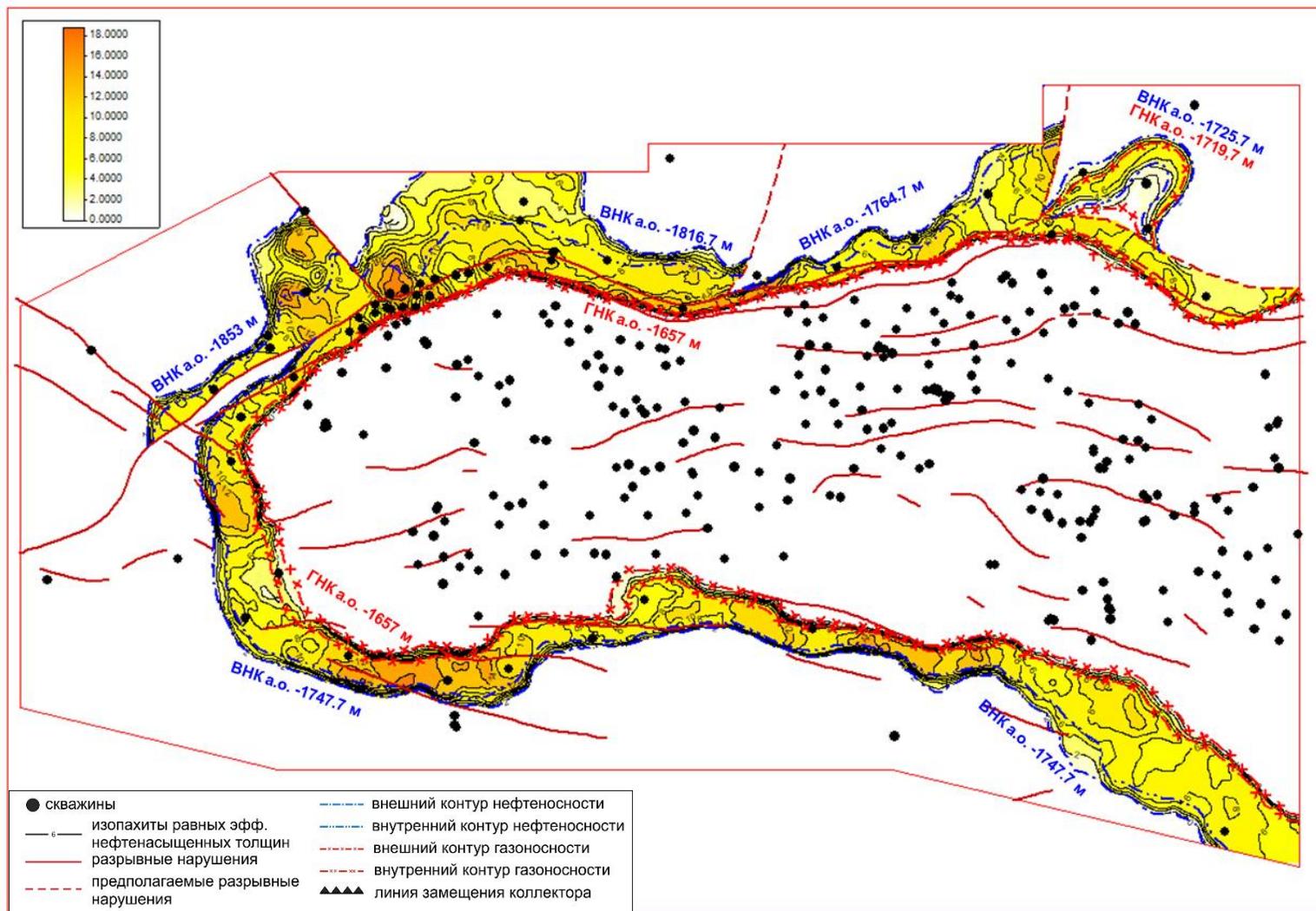


Рис 30. Карта нефтенасыщенных толщин литорали.

4.6 Расчет геологических запасов нефти и газа

По результатам моделирования рассчитаны начальные геологические запасы нефти и газа в пределах участка моделирования для Филипповской залежи (табл. 2-3).

Подсчет запасов нефти на рассматриваемом участке производился объемным методом:

$$Q = F * h_{эф.н} * K_p * K_n * \theta * \rho_n, \text{ где}$$

F – площадь нефтеносности, м²;

h_{эф.н} – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

K_p – коэффициент пористости, д.ед;

K_n – коэффициент нефтенасыщенности, д.ед;

θ – пересчетный коэффициент м³/м³;

ρ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³.

Для расчета были использованы уточненные параметры (пересчетный коэффициент и плотность в поверхностных условиях) принятые в отчете «Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов западного и центрального участков оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения оренбургской области» за 2020 год.

Таблица 2. Запасы нефти Филипповской залежи.

Объект	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Коэффициенты, д.ед			Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	Начальные геологические запасы газа, тыс. т
			пористости	нефтенасыщенности	пересчетный		
литораль	139 509	6,7	0,13	0,89	0,757	0,832	66 901

Расчеты запасов свободного газа производились по формуле:

$$Q_G = \frac{V_p * K_p * f * (P_0 * \alpha_0 - P_k * \alpha_k)}{P_{ст}}, \text{ где}$$

Q_G – объем геологических запасов газа, млн м³;

f – поправка на температуру, равная (T+T_{ст})/(T+T_{пл});

$$V_p = S * h_{эф} * K_p, \text{ где}$$

V_p – поровый газонасыщенный объем, тыс. м³;

S – площадь газоносности, тыс. м²;

h_{эф} – эффективная газонасыщенная толщина;

K_p – коэффициент пористости;

P₀, P_k – средние начальное и остаточное пластовое давление в залежи, МПа; последнее –

давление, устанавливающееся в залежи, когда давление на устье добывающих скважин будет равно стандартному;

$P_{ст}$ – давление при стандартных условиях, равное 0,1 МПа;

α_0 – поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта при давлении P_0 , обратно пропорциональная коэффициенту сжимаемости;

α_k – поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта при давлении P_k , обратно пропорциональная коэффициенту сжимаемости;

T – абсолютная температура, равная 273°С;

$T_{ст}$ – температура при стандартных условиях, равная +20°С;

$T_{пл}$ – средняя пластовая температура в залежи, °С;

K_T – коэффициент газонасыщенности, д. ед.

Таблица 2. Запасы газа Филипповской залежи

Объект	Площадь газоносности, тыс.м ²	Эффективная газонасыщенная толщина, м	Коэффициенты, д.ед		Начальное пластовое давление, МПа	Поправки, д.ед		Начальные геологические запасы газа, млн. м ³ .	Мольная доля сухого газа, д.ед	Потенциальное содержание в пластовом газе C ₅₊ -в, г/м ³	Начальные геологические запасы «сухого» газа, млн. м ³	Начальные геологические запасы конденсата, тыс. т
			пористости	Газонасыщен ности		на температуру, д.ед.	на отклонение от закона Бойля- Мариотта, д.ед.					
литораль	325 722	10,4	0,11	0,90	19,3	0,972	1,314	85 478	0,981	66	83 853	5 641
себха	10 683	2,1	0,09	0,87	19,3	0,972	1,314	445	0,981	66	436	29

Заключение

Комплексный анализ геологического строения рассматриваемого участка позволил получить следующие результаты:

- В результате работы была проведена литологическая типизация пород: опираясь на полученные данные о составе, структуре, фильтрационно-емкостных свойствах и вторичных преобразованиях были выделены 5 литотипов пород, проведена корреляция разреза, выявлены обстановки формирования отложений.
- По итогам анализа данных ГИС и их сопоставления с полученными литолого-генетическими данными было выделено 3 петротипа пород, характеризующих коллекторские свойства рассматриваемого разреза.
- Выделены литопетрофизические кластеры, доля коллектора в литорали филипповской залежи с улучшенными ФЕС составила 43%, с ухудшенными – 57%. Для построения цифровой геологической 3Д модели было принято решение не разделять коллектор по фильтрационно-емкостным свойствам, в связи с недостаточным количеством данных для выделения выявленных петротипов. Таким образом, в геологической модели распространялось только два петротипа: коллектор и неколлектор.
- Создана цифровая геологическая 3Д модель, как основа гидродинамического моделирования и дальнейшего прогнозирования разработки месторождения.
- Оценены запасы рассматриваемого участка.
- Исходя из доказанной выдержанности пласта по латерали, в пределах рассматриваемого участка, можно утверждать, что 43% коллектора будет работать хорошо на всем объекте исследования, для вовлечения в работу интервалов коллектора с ухудшенными ФЕС необходимо применение более сложной системы разработки (кислотный ГРП).

Проведенная работа может помочь снизить неопределенности и сделать разработку месторождения более эффективной.

Список использованной литературы

1. Поляков Е.Е., Пылев Е.А., Семёнова К.М. и др. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов западного и центрального участков оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения оренбургской области. Отчет., ООО «Газпромнефть НТЦ», СПб, 2019 г.
2. Иванова Н.А. Обобщение результатов ГРП в пределах ОНГКМ с учетом результатов строительства эксплуатационных, контрольных, наблюдательных и прочих видов скважин. Оренбург, 2015 г.
3. Политыкина М.А., Баженов А.Е. и др. Подсчёт запасов нефти, растворённого газа и сопутствующих компонентов западного участка Оренбургского месторождения (Среднекаменноугольная и Филипповская залежи) по состоянию на январь 2001 г., отчет, ООО «ВолгоУралНИПИгаз», 2001 г.
4. Карнаухов С.М., Политыкина М.А., Тюрин А.М. Условия залегания и локальные перспективные объекты девон-нижнепермских карбонатных отложений прибортовых зон Прикаспийской синеклизы // Геол. нефти и газа. 2000 г.
5. Чувашов Б.И. Кунгурский ярус общей стратиграфической шкалы пермской системы // Доклады РАН. 2000 г.
6. Багринцева К. И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1977 г.
7. Баженов А. Е., Галкин Л. К. Проект доразведки нефтяной оторочки восточной части Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (Караванная площадь). Оренбург, 1989 г.
8. Соколов В. Л. и др. Проект доразведки нефтяной оторочки артинско-среднекаменноугольной залежи Оренбургского месторождения, 1984 г.
9. Максимова Е.Н., Тугарова М.А. Литопетрофизическая кластеризация - альтернативный подход к прогнозу качества карбонатного коллектора, 2017 г.
10. Билибин С.И. и др. Оперативный пересчет геологических запасов нефти, конденсата, растворенного газа, газовых шапок восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения по состоянию на 01.03.2015. ООО «Газпромнефть НТЦ», 2015 г.
11. Поляков Е.Е., Пылев Е.А., Семёнова К.М. и др. Подсчет запасов Оренбургского НГКМ с использованием результатов сейсморазведки МОГТ-3Д. Отчет, СПб, 2017 г.

12. Сухаревич П.М., Жуков И.М. и др. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений оренбургской области, Приволжское книжное издательство, Саратов, 1975 г.

13. Тугарова М.А. Атлас типовых фаций // Под научн. ред. Б.В. Белозерова — М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2019 г.