Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....3

1. Общие сведения об участке.....4

2. Геологическое строение.....8

2.1 Геолого-геофизическая изученность.....8

2.1.1 Геологические исследования.....8

2.1.2 Бурение.....8

2.1.3 Геофизические исследования.....10

2.1.4 Сейсморазведка.....10

2.2 Стратиграфия и литология.....12

2.2.1 Архей-нижний протерозой – AR - PR_1.....12

2.2.2 Верхний протерозой – PR_1.....12

2.2.3 Палеозой – Pz.....15

2.2.4 Мезозой – Mz.....18

2.2.5 Кайнозой – Kz.....18

2.2.6 Интрузивные образования.....18

2.3 Тектоника.....18

2.4 Оценка влияния тектонических показателей на перспективы нефтегазоносности вендско-нижнекембрийского комплекса.....22

2.5 Оценка проведенных геологоразведочных работ.....31

2.5.1 Сейсморазведка.....31

2.5.2 Бурение и испытание скважин.....32

3 Нефтегазоносность.....34

3.1 Нефтематеринские толщи.....34

3.2 Нефтегазоносные комплексы.....37

3.2.1 Рифейский нефтегазоносный комплекс.....37

3.2.2 Вендский нефтегазоносный комплекс.....38

3.2.3 Нижнекембрийский нефтегазоносный комплекс.....40

3.3 Характеристика продуктивных горизонтов.....41

3.3.1 Кембрийский уровень.....41

3.3.2 Вендский уровень.....42

3.3.3 Рифейский резервуар.....45

4. Оценка нефтегазовых перспектив участка и обоснование поисковых объектов.....46

4.1 Оценка перспектив участка.....46

4.2 Характеристика поисковых объектов.....47

4.3 Оценка ресурсов нефти, газа и конденсата прогнозируемых поисковых объектов в разрезе ванаварской свиты венда.....49

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....50

ВВЕДЕНИЕ

Целью данной научно-исследовательской работы является изучение геологического строения Чамбинского участка и оценка его перспектив нефтегазоносности. Территория участка входит в состав Катангской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. На нем были проведены геолого-геофизические исследования и пробурено пять параметрических и две поисковых глубоких скважин.

В строении геологического разреза Чамбинского участка принимают участие породы широкого стратиграфического диапазона и разнообразного литологического состава. На территории участка скважинами вскрыты отложения рифея, венда, кембрия, нижнего ордовика, пермо-карбона и нижнего триаса.

Перспективы открытия на Чамбинском участке недр крупных месторождений нефти и газа оцениваются авторитетными в Сибири геологами-нефтяниками очень высоко, что подтверждается наличием на сопредельных землях известных нефтегазовых месторождений.

1. Общие сведения об участке

Чамбинский участок географически расположен в южной части Среднесибирского плоскогорья и административно находится в Тунгусско-Чунском районе Эвенкийского автономного округа Красноярского края, в бассейне р. Подкаменной Тунгуски (Катанги). Площадь участка – 7860 км^2.

Таблица 1. Координаты границ участка

№№ точек	Северная широта	Восточная долгота
1	60°03'	102°00'
2	61°15'	102°00'
3	61°00'	103°55'
4	60°26'	103°00'

Рельеф местности холмисто-грядовый. Преобладающие абсолютные отметки 380-440 м. Вершины гряд и холмов округлые, гребни широкие, склоны пологие (2-3°, местами до 10°).

Река Южная Чуня протекает в северо-восточной части участка. Её ширина 20-55 м, глубина 0,5-1,3 м, скорость течения 0,3-0,5 м/с. Грунт дна каменистый, твёрдый, русло извилистое. Пойма широкая, 1-3 км, заболоченная, много старичных озер.

Река Подкаменная Тунгуска пересекает юго-западный угол участка. Её ширина 90-110 м, глубина 1-2 м, скорость течения 0,9 м/с. Берега невысокие, поросшие лесом.

Остальные реки небольшие, шириной 13-25 м (р. Чамба до 45 м), глубиной 0,5-2,0 м. Дно, в основном, твёрдое, каменистое, у некоторых рек вязкое, русла извилистые, поймы заболоченные, берега пологие, низкие.

Реки замерзают в середине октября и покрыты льдом около 200 дней. Толщина льда к концу зимы достигает 0,5-1,0 м, мелкие реки промерзают до дна. Уровень воды во время внешнего половодья поднимается на 1-2 м (на Подкаменной Тунгуске до 5 м) выше меженного.

Верховые болота водоразделов моховые с островками угнетённого леса. Низинные болота преимущественно травянистые, часто заросшие кустарником. Глубина болот от 0,5 м до 0,9 м.

Леса хвойные (лиственница, сосна), местами с примесью берёзы. Высота деревьев 11-24 м, толщина 0,13-0,28 м, расстояние между деревьями 4-6 м. Подлесок состоит из поросли основных пород и кустарников. Гари зарастают березовой порослью.



Рис. 1.1. Обзорная карта района работ

Климат резко континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким летом. Преобладающая дневная температура воздуха в январе -30 – -32°С, ночная: -33 – -37°С (абсолютный минимум -53°С). Снежный покров появляется обычно в первой декаде октября (наиболее ранняя дата – 15

сентября, а поздняя – 26 октября). В конце зимы толщина снежного покрова достигает 0,4-0,6 м, местами до 1 м. Грунт промерзает на глубину 0,7-1,5 м. Снежный покров сходит к концу первой декады мая. Период устойчивых морозов наступает во второй половине октября и продолжается 160 дней.

Лето тёплое. Преобладающая температура воздуха днём +20 – +22°С (абсолютный максимум +33°С), ночью +12 – +15°С.

В течение года преобладают ветры юго-западного направления от слабого до умеренного. Летом нередки северо-восточные ветры.

Территория участка относится к зоне распространения островной вечной мерзлоты. Мёрзлые породы подразделяются на участке на многолетнемёрзлые и сезонномёрзлые. Мощность многолетнемёрзлых пород изменяется от 0 м до более 300 м.

Грунт на водоразделах и по склонам суглинистый, с примесью дресвы и
щебёнки подстилающих пород мощностью от 0,3 м до 4 м, а в местах выхода на дневную поверхность трапповых интрузий грунт каменистый (россыпи) и щебёночно-суглинистый. Участки труднопроходимых болот заняты торфяниками мощностью от 0,5 м до 3 м. Заболоченные суглинки встречаются на пологих склонах долин малых рек, по долинам крупных рек грунт песчано-галечниковый.

Мощность рыхлых отложений колеблется от 1 м до 36 м. Подстилающие
породы представлены туфами и долеритами триаса, алевролитами и песчаникам пермо-карбона.

Сейсмичность на участке низкая.

Единственный на территории участка населённый пункт– п. Ванавара, находится в его юго-западной части на р. Подкаменная Тунгуска. Поселок Ванавара электрифицирован от местной дизельной электростанции, обеспечен телефонной и телеграфной связью, имеет аэропорт с бетонной взлётно-посадочной полосой и причал для швартовки малотоннажных судов. В качестве источников питьевого водоснабжения используются водозаборные скважины.

Ближайшие крупные населённые пункты, находящиеся от п. Ванавара: г. Красноярск в 720 км на юго-запад; г. Усть-Ильимск – 260 км на юго-восток; п. Богучаны и г. Кодинск соответственно в 350 и 200 км южнее.

Постоянных дорог на площади участка нет. Передвижение автомобильным транспортом возможно в зимнее время по сейсмическим профилям. Действуют зимники по маршрутам Ванавара-Кежма и Ванавара-Усть-Илимск.

Река Подкаменная Тунгуска от п. Ванавара до устья судоходна в весеннее время – 12-15 дней для малотоннажных судов с осадкой до 2 м. Река Ангара, протекающая в 150 км южнее участка, судоходна весь навигационный период. Порты в п. Богучаны и г. Усть-Илимск связаны железнодорожными путями с Транссибирской магистралью. Аэропорт п. Ванавара способен принимать самолёты типа Ан-26, Як-40, а зимой и транспортные самолёты Ил-76.

Из местных строительных материалов наибольшее значение имеет лес (лиственница, сосна). Долериты и туфы, выходы которых отмечены на участке, могут быть использованы в качестве бутового камня. Из других строительных материалов имеются глины, аллювиальные и озёрные пески, речные отложения гравия.

Нефтеперерабатывающие заводы находятся в г. Ачинске, Красноярского края, и в г. Ангарске, Иркутской области. Расстояние до действующего нефтепровода, проходящего вдоль Транссибирской магистрали, 690 км на юго-запад (Рыбинская НПС в районе г. Канска).

Для питьевого и технического водоснабжения могут быть использованы поверхностные воды, а также подмерзлотные и межмерзлотные нижнеюрских и нижнетриасовых отложений.

2. Геологическое строение

2.1 Геолого-геофизическая изученность

2.1.1 Геологические исследования

Весь участок охвачен геологической съёмкой масштаба 1:200000, проведённой в 1972-1976 годах. Работы сопровождались бурением колонковых скважин глубиной до 350 м. Составлены геологические карты масштаба 1:200000, освещены вопросы стратиграфии, тектоники и магматизма, выделены положительные структуры по отложениям перми и триаса.

Структурные построения проводились по материалам геологических работ масштаба 1:200000. В результате была составлена сводная структурная карта юго-западной части Сибирской платформы масштаба 1:1500000.

По результатам неотектонических исследований (1967-1992 гг.) составлена специализированная карта новейшей тектоники в масштабе 1:1000000.

Территория полностью обеспечена телевизионными космическими снимками различных масштабов и видов съёмок и аэрофотоснимками масштабов 1:48000 и 1:128000. В результате комплексных аэрофотокосмических исследований выделены линеаменты и линеаментные зоны, установлена их связь с тектоническими нарушениями. По материалам аэрофотогеологического картирования составлена структурно-палеовулканическая карта масштаба 1:500000.

2.1.2 Бурение

На участке пробурено 27 структурно-колонковых скважин. Средняя глубина скважин 1187 м (50-1503 м). Скважинами на забое вскрываются отложения ангарской или булайской свит нижнего кембрия. По материалам бурения составлены структурные карты по различным горизонтам кембрия и венда.

В пределах Чамбинского участка пробурено пять параметрических (Ванаварская 1, Катангские 1 и 3, Копоткинская 134 и Чамбинская 114) и две поисковых (по одной на Ванаварской и Верхнечамбинской площадях) глубоких скважин с общим объемом бурения 23467 м (16856 м параметрического и 6611 м поискового). Бурение скважин велось с отбором керна, особенно из перспективных и продуктивных горизонтов. Кроме того, через пять метров проходки отбирался шлам. Всего с отбором керна пройдено 1303 м, керна поднято 718,8 м, что составляет 55,1% от проходки с отбором керна. В процессе и после окончания бурения скважин в них выполнен стандартный

комплекс ПГИС. Все скважины опробованы в процессе бурения в открытом стволе с помощью ИП на трубах, а некоторые из них испытаны после окончания бурения

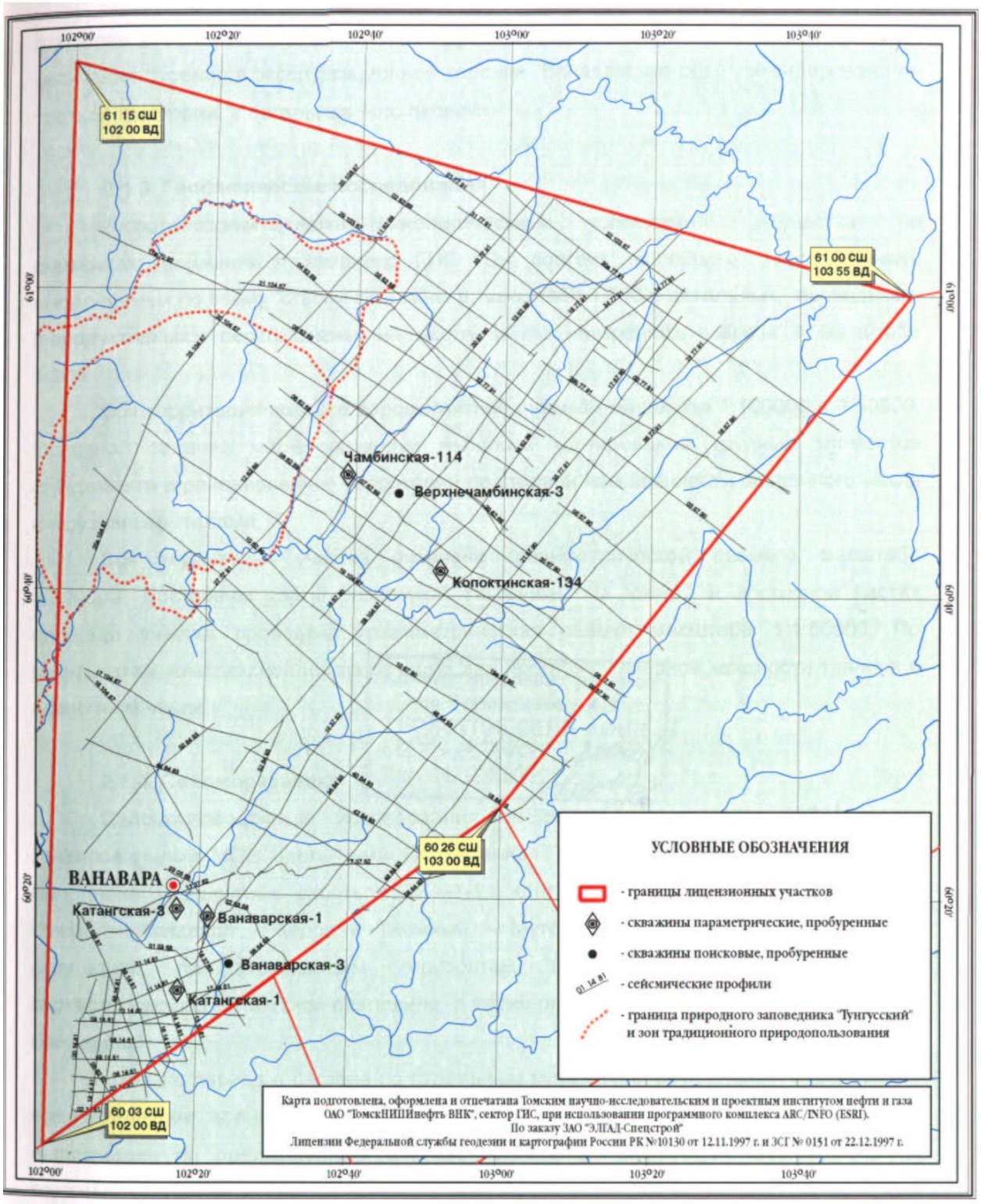


Рис. 2.1. Изученность сейсморазведкой МОГТ и глубоким бурением

в эксплуатационной колонне. Ванаварская скв. 1 ликвидирована по третьей категории, а остальные – по первой.

2.1.3 Геофизические исследования

В соответствии с геолого-технологическими условиями участка на скважинах применяется комплекс ГИС. Он состоит из общих исследований, выполняемых по всему стволу скважины в масштабе 1:500 и детальных, проводимых в продуктивных и перспективных на нефть и газ интервалах разреза в масштабе 1:200.

Вся территория покрыта аэромагнитной съемкой масштаба 1:100000 и 1:50000. Основной задачей магниторазведки являлось картирование крупных элементов фундамента и районирование территории по степени насыщенности осадочного чехла интрузивными телами.

Вся территория участка охвачена гравиметрической съемкой масштаба 1:200000. Построены карты разломной тектоники. На южной и восточной частях площади участка проведена гравиметрическая съёмка масштаба 1:1:50000. По результатам комплексной интерпретации дан прогноз суммарной мощности траппов в осадочном чехле.

2.1.4 Сейсморазведка

Сейсморазведочные исследования в районе начаты в 1972 году зондированиями МОВ вдоль реки Подкаменная Тунгуска. В 1974-75 годах были выполнены маршрутные работы МОВ – 1-1,5 кратное по региональным профилям Кежма - Ванавара - Кербо и Таежный - Муторай - Панолик - Ванавара. В результате по отражающим горизонтам выявлена приподнятая зона, соответствующая Катангской седловине, а также ряд локальных перегибов в районе Ванавары.

В этот же период в регионе по отдельным маршрутам выполнены зондирования преломленными волнами (ТЗ МПВ) с длиною годографа до 120 км. Полученная информация по преломленным волнам позволила осветить некоторые вопросы глубинного геологического строения. В результате этих работ в структурном плане кристаллического фундамента выделен ряд положительных структурных форм – Ванаварская зона поднятий, куда входит южная часть Чамбинского участка.

В конце 70х годов на территории Сибирской платформы выполнялись глубинные сейсмические зондирования (ГСЗ) специализированной региональной геофизической экспедицией НПО «Нефтегеофизика» по системе региональных маршрутов в тысячи километров. Через рассматриваемую площадь проходит профиль Диксон-Хилок.

Планомерные площадные сейсморазведочные работы в районе начали проводиться с 1975 года. Это были рекогносцировочно-площадные работы МОВ по методике 1,5-6 кратного профилирования в пределах Ванаварской

группы поднятий. По мере усложнения геологических задач, стоящих перед сейсморазведкой, после получения в 1978 году притока нефти из вендских горизонтов в скважине ВН-1 изменялась методика работ, регистрирующая и обрабатывающая аппаратура.

В 1981-82 годах был осуществлен переход на цифровые сейсмостанции, и с 1982 года поисковые сейсморазведочные работы проводились по методике 12-ти кратного профилирования, а с 1987-88 годов 24-х и 48-ми кратного профилирования МОГТ. Возбуждение колебаний производилось, в основном, с использованием взрывов тротила в 0,8-2,0 кг в одиночных скважинах глубиной 10-12 м. В небольшом объеме на отдельных профилях МОГТ в северной части участка выполнены работы с применением группы из 3-4 штук невзрывных, импульсных, электродинамических источников «Енисей». Всего на территории Чамбинского участка за период 1981-92гг. отработано 2938,9 км профилей МОГТ. После 1992 года нефтегазопоисковые работы, по неизвестным причинам, в пределах Катангской седловины были свернуты.

Большая часть (80%), сейсмопрофилей Чамбинского участка были отработаны в период 1987-91гг. по методике 24-х кратного МОГТ.

В последнее время Красноярскими геофизиками были обработаны ряд профилей Катангской седловины с использованием современных программно-технологических комплексов и в результате показана реальная возможность прогнозирования изменения мощности и других особенностей строения нефтегазоносных горизонтов венда.

В глубоких скважинах: Чмб-114, Вчм-1, Кпк-134, Ктг-3 и Ктг-1, а также во всех 11 структурно-колонковых скважинах, пробуренных в пределах Чамбинского участка, выполнены сейсмокаротаж и вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП) из 2-4х пунктов взрыва. По материалам СК-ВСП изучены основные скоростные характеристики разреза осадочного чехла и выполнена стратиграфическая привязка опорных отражающих горизонтов.

Кроме перечисленных опорных отражающих горизонтов на отдельных площадях и участках профилей, появляются яркие отражения от трапповых межпластовых интрузий в верхней части разреза, от их кровли, либо подошвы.

На площади участка выполнены злектроразведочные работы методом ЗСБ. Основная задача, решаемая методом ЗСБ, – прогнозирование коллекторских свойств в низах осадочного чехла. По результатам выполненных работ участок характеризуется наличием хороших коллекторов в вендских и нижнекембрийских отложениях.

2.2 Стратиграфия и литология

В строении геологического разреза Чамбинского участка принимают участие породы широкого стратиграфического диапазона и разнообразного литологического состава. На территории участка скважинами вскрыты отложения рифея, венда, кембрия, нижнего ордовика, пермо-карбона и нижнего триаса. Общая толщина осадочных отложений по материалам глубокого бурения и полевой геофизики составляет от трёх до шести километров и более. Максимальная вскрытая толщина осадочного разреза составила 3532 м (скв. Кпк-134). Залегают осадочные породы на архей-нижнепротерозойском фундаменте.

2.2.1 Архей-нижний протерозой – AR - PR_1

Породы кристаллического фундамента в пределах участка глубокими скважинами не вскрыты, но они изучены в призабойной зоне Ереминской скв. 101, пробуренной в 30 км восточнее Чамбинского участка. Здесь под терригенными отложениями ванаварской свиты венда на глубине 2559 м вскрыты гранито-гнейсы позднеархейского-нижнепротерозойского возраста. Гранито-гнейсы темно-серые и черные, среднекристаллические с линзовидными прослоями кристаллических включений калиевого полевого шпата и кварца. Текстура линзовидно-полосчатая. Породы разбиты крупными трещинами. Трещины частично выполнены ангидритом и зеленовато-серым глинистым материалом. Вскрытая толщина составила 59 м.

2.2.2 Верхний протерозой – PR_1

2.2.2.1 Рифей – R

Рифейские отложения в Катангском регионе вскрыты почти всеми глубокими скважинами. Их суммарная толщина составляет около 2000 м, а сам разрез рифейских отложений подразделён на 13 толщ. В пределах Чамбинского участка вскрыты три верхних толщи рифейского комплекса. Ниже даётся их краткое описание (снизу-вверх).

Пайгинская кремнисто-карбонатная толща вскрыта одной скв. Кпк-134. Она сложена серыми и темно-серыми с коричневатым оттенком доломитами, представленными, в основном, линзовидно-грубослоистыми пластово-строматолитовыми разностями. Реже встречаются онколитовые узорчатые строматолитовые доломиты, прослой доломитовых гравелитов, кремнистых и доломитовых галечников и брекчий. Вскрытая толщина на участке 13 м.

Полностью толща вскрыта южнее Собинской скважиной № 131, где её толщина составляет 370 м.

Аянская аргиллитовая толща вскрыта на участке полностью скв. Кпк-134 и, частично, Верхнечамбинской поисковой скв. № 1. Представлена она монолитной толщей аргиллитов темно-серых до черных с тонкими прослоями зеленовато-серых очень плотных тонкогоризонтальнослоистых. Лишь в верхней части толщи отмечается прослой (0,1 м) доломито-ангидрита от серого до молочно-белого, тонкокристаллического. По трещинам развит ангидрит. Здесь же отмечаются гнезда пирита. Толщина всей пачки – 125 м.

Ушиктинская глинисто-карбонатная толща вскрыта всеми скважинами, кроме Кпк-134. Она представляет собой чередование доломитов, ангидритов и аргиллитов. Доломиты светло- и коричневато-серые, мелко- и тонкозернистые, трещиноватые и кавернозные, ангидритизированные. Ангидриты светло-серые, розовато-серые узорчатой брекчиевидной текстуры. Аргиллиты доломитистые зеленовато-серые и вишнёвые горизонтально- и волнистослоистые с тонкими прослойками и вертикальными трещинами, выполненными ангидритом. Толщина колеблется от 120 м (Катангская-3 и Чамбинская-114) до 111 м (Ванаварская-1).

2.2.2.2 Венд – V

Вендские отложения со стратиграфическим перерывом и угловым несогласием залегают на эрозионной поверхности рифейского комплекса осадков и представлены ванаварской, оскобинской, катангской и собинской свитами.

Ванаварская свита (V_{vn}) сложена терригенными породами и по литологическим признакам разделена на нижнюю и верхнюю подсвиты. В её составе выделяются до шести песчаниковых горизонтов с умеренными фильтрационными свойствами с индексацией снизу-вверх Вн-VI, Вн-V (в нижней подсвите), Вн-IV – Вн-V (в верхней подсвите). В пределах участка ванаварская свита вскрыта полностью всеми скважинами.

Нижневанаварская подсвита (V_{vn}) представлена неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Аргиллиты в подошве подсвиты серые, тонкими прослоями голубовато-зеленоватые, в прикровельной части – кирпично-красные. Песчаники серые, темно-серые, кварцевые, тонко-мелкозернистые до гравелитовых. Группы песчаных прослоев, объединяемых в проницаемые пласты Вн-VI и Вн-V, в скважинах определяются достаточно условно. Более того, в скважинах Чмб-114, Вчм-1 и Кпк-134 горизонт Вн-VI не выделяется.

Верхневанаварская подсвиха (V_{vn2}) сложена чередованием аргиллитов, песчаников, алевролитов и, в меньшей степени, гравелитов. Аргиллиты преимущественно серые, темно-серые до черных иногда с зеленоватым оттенком. Песчаники серые и темно-серые кварцевые, мелко- и тонкозернистые, переходящие в алевролиты. Слоистость волнистая, горизонтальная, реже косая. Цемент глинистобитуминозный, ангидритизированный, реже карбонатный. Алевролиты темно-серые до черных, кварцевые, нередко глинистые с переходами в мелко- и тонкозернистые песчаники.

Общая толщина свиты колеблется от 77 (скв. Вчм-1) до 115 м (скв. Кт-1).

Оскобинская свита (V_{osk}) залегает на отложениях ванаварской свиты со стратиграфическим перерывом. В её строении преобладают доломитоангидритовые, часто глинистые породы серого, тёмно- и коричневато-серого цвета и подчинённые прослои аргиллитов (до 2 м) и редкие прослойки (до 0,5 м) песчаников. В основании свиты расположен горизонт обломочных доломитов на сульфатномагнегиальном цементе, характерной только для этой части сульфатно-карбонатного комплекса вендских отложений Катангского мегавыступа. Толщина свиты изменяется от 62 м (скв. Кпк-134) до 81 м (скв. Кт-1). Изменение толщины происходит преимущественно за счёт срезания размывом её верхней части.

Катангская свита (V_{ktg}), залегающая с небольшим несогласием на породах оскобинской свиты, представлена довольно монотонной толщей доломитов, пропластками глинистых и ангидритистых доломитов. В скв. Кпк-134 наряду с ангидритами и аргиллитами отмечаются прослои песчаников (от 0,2 до 0,95 м) серых и темно-серых мелко- и среднезернистых, глинистых с пропластками белого кристаллического ангидрита. Толщина свиты – 108 м (скв. Кпк-134) – 123 м (скв. Кт-1). Незначительные изменения толщины свидетельствуют о стабильности условий осадконакопления.

Собинская свита (V_{sb}) согласно залегает на отложениях катангской свиты. В общем виде свита представлена доломитами с подчинёнными прослоями аргиллитов, включениями и пропластками ангидритов. Доломиты буровато-серые, плотные, участками трещиноватые и брекчиевидные, кавернозные. Каверны часто заполнены солью. Аргиллиты темно-серые, доломитизированные с включениями белого ангидрита, горизонтальнослоистые. Толщина свиты меняется незначительно от 92 м (скв. Чмб-114) до 100 м в южных скважинах.

Толщина всей толщи вендских отложений имеет тенденцию уменьшения с юга на север от 407-418 м (Катангская площадь) до 343-351 м (Чамбинская площадь).

2.2.3 Палеозой – Pz

Кембрий – Є

Кембрийские отложения представлены на участке довольно полно и подразделяются на ряд свит: тэтэрскую, усольскую, бельскую, булайскую и ангарскую в нижнем кембрии, литвинцевскую в нижнем-среднем кембрии и эвенкийскую в среднем-верхнем отделах.

Тэтэрская свита ($Є_{1\ tt}$) на подстилающих породах залегает согласно. В её строении принимают участие серые с коричневатым оттенком доломиты тонкокристаллические и пелитоморфные, глинистые и ангидритизированные, большей частью массивные, участками кавернозные. В породе отмечаются разнонаправленные трещины, открытые и заполненные ангидритом, а также стиллолитовые швы, выполненные глинисто-битуминозным веществом. Для свиты характерно постоянство литологического состава и толщины, в силу чего она является надёжным маркирующим горизонтом, а её кровля соответствует сейсмическому отражающему горизонту «Б». Толщина свиты составляет 56-63 м с тенденцией её уменьшения с юга на север.

Усольская свита ($Є_{1\ us}$), являясь частью галогенно-карбонатного разреза нижнекембрийских отложений, имеет трёхчленное строение. Нижняя и верхняя части свиты сложены ритмичным переслаиванием галогенных и карбонатных пород, а средняя представлена исключительно карбонатами, выделяемыми в осинский горизонт, несущий на огромной территории маркирующие функции.

В чередовании галогенных и карбонатных пород нижней и верхней подсвит выделяются соответственно две и пять пачек пород, сложенных преимущественно каменной солью и хорошо прослеживаемых во всех скважинах. Каменная соль прозрачная и полупрозрачная с розоватым и зеленоватым оттенком, кристаллически зернистая. Доломиты межсолевых интервалов темно-серые до черных мелкозернистые и ангидритизированные, иногда – битуминозные. Доломиты внутрисолевых пропластков серые, коричневато-серые, глинистые, интенсивно кавернозные, брекчированные, засолонённые. Карбонатный осинский горизонт сложен доломитами иногда известковистыми, переходящими на отдельных площадях в известняки. Доломит коричневато-серый, тонкозернистый засолонённый, слабокавернозный, горизонтальнослоистый. Известняки коричневато-серые и серые тонкозернистые, трещиноватые. Толщина свиты в скважинах изменяется незначительно от 424 м (скв. Чмб-114) до 470 м (скв. Кт-1).

Бельская свита ($Є_{1\ bls}$), согласно залегая на породах усольской свиты, по литологическим признакам подразделяется на две подсвиты: нижнюю– преимущественно карбонатную и верхнюю– галогенно-терригенно-карбонатную.

Нижнебельская подсвита ($Є_{1\ bls1}$) сложена серыми и темно серыми глинистыми доломитами, участками ангидритизированными. В средней части подсвиты отмечается интенсивное засолонение пород и небольшие пропластки каменной соли.

Верхнебельская подсвита ($Є_{1\ bls2}$) представлена переслаиванием каменной соли и доломитов с преобладанием последних. Доломиты серые с различными оттенками, засолонённые и глинистые, ангидритизированные, переходящие в доломито-ангидриты. Каменная соль белая и полупрозрачная присутствует в виде заполнения каверн, тонких пропластков и пластов толщиной от первых метров до 10-20 м. Толщина пластов каменной соли не выдержана по простиранию. Её уменьшение и даже исчезновение из разреза пластов солей отмечается в верхней части подсвиты. За счёт этого уменьшается и общая толщина свиты с тенденцией уменьшения с юга на север от 538 м (скв. Кт-1) до 505 м (скв. Чмб-114).

Булайская свита ($Є_{1\ bul}$) представлена переслаиванием известняков и доломитов серых, коричневато-серых мелкокристаллических и пелитоморфных, органогенно-обломочных с характерной волнисто-полосчатой текстурой, в нижней части битуминозных. Обладая постоянством состава пород, свита несёт маркирующие функции. Толщина свиты– 65-76 м с тенденцией увеличения с юга на север.

Ангарская свита ($Є_{1\ an}$), согласно залегая на подстилающих отложениях, представлена чередованием галогенных и сульфатно-карбонатных пород. Для нижней части свиты характерно преобладание ангидрито-доломитов и в различной степени ангидритизированных доломитов серых, голубовато- и коричневато-серых. В верхней части разрез свиты представлен преимущественно пластами солей, разделённых доломитами и ангидритами. Незначительные по толщине прослои доломитов могут присутствовать и внутри солей. В полном разрезе свиты в пределах Чамбинского участка наблюдаются четыре пачки солей. Каменная соль кристаллическая и аморфная, прозрачная и матовая. Верхняя граница свиты соответствует подошве характерного карбонатного горизонта литвинцевской свиты. Нижняя граница проводится не всегда уверенно. Общая толщина свиты на участке изменяется от 411 м (скв. Вчм-1) до 471 м (скв. Вн-1).

Литвинцевская свита ($Є_{1\text{-}2\ lit}$) завершает галогенно-карбонатную толщу кембрийских отложений. Нижняя её часть представлена карбонатным

маркирующим горизонтом толщиной 50-60 м. Сложен он серыми, желтовато- и коричневато-серыми известняками с характерной пятнисто-полосчатой текстурой, иногда ангидритизированными, кавернозными. Средняя (галогенно-карбонатная) толща представлена переслаиванием доломитов и известняков с каменной солью, а верхняя (терригенно-карбонатная) толща, венчающая разрез свиты, сложена доломитами и известняками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Толщина отложений литвинцевской свиты изменяется от 161 м (скв. Вчм-1) до 222 м (скв. Чмб-114).

Эвенкийская свита ($Є_{2-3\ ev}$), не смотря на её эродированность, вскрыта почти всеми скважинами. В её строении принимают участие коричневато красные, пятнами голубовато-серые полимиктовые алевролиты глинистые с редкими прослоями доломитов и известняков серых и розовато-серых, иногда псевдооолитовых, брекчированных, доломитизированных. Порой алевролиты по простиранию переходят в аргиллиты и доломитовые мергели красно-бурые с редкими прослоями песчаников, а также известняков и доломитов водорослевого строения, иногда оолитовых и брекчированных. Отличительными признаками свиты от выше- и нижележащих пород является её преимущественно терригенный состав и пестроцветная окраска. Толщина свиты в пределах участка изменяется от 0 (скв. Кпк-134) до 427 (скв. Чмб-114).

Ордовик – О

Отложения ордовика на Чамбинском участке вскрыты только одной скв. Чмб-114. К ним отнесена толща терригенных и терригенно-карбонатных пород, залегающих между красноцветной эвенкийской свитой и сероцветными углистыми отложениями пермо-карбона. Эта толща условно отнесена к пролетарской свите нижнего ордовика. Вскрытая толщина– 19 м.

Карбон + пермь нерасчлененные – С+Р

Нерасчлененные отложения пермо-карбона вскрыты всеми глубокими скважинами. Толща сложена аргиллитами, алевролитами, песчаниками, гравелитами, преимущественно серыми с волнистослоистой текстурой. Породы содержат растительные остатки и рассеянные углисто-глинистые вещества. По всему разрезу встречаются тонкие прослойки углистых аргиллитов и каменного угля. Разрез пермо-карбоновых терригенных отложений насыщен интрузиями траппов. Толщина в скважинах от 30 м (скв. Вмч-1) до 304 м (скв. Вн-1).

2.2.4 Мезозой – Mz

Мезозойские (нижнетриасовые) вулканогенно-осадочные образования занимают верхнюю часть вскрытого разреза и залегают на неравномерно размытой поверхности верхнепалеозойских отложений. Породы нижнего триаса представлены туфами базальтовыми, зеленовато-серыми, трещиноватыми. Разнонаправленные трещины, как правило, заполнены белым кальцитом. Толщина отложений в скважинах от 350 до 792 м.

2.2.5 Кайнозой – Kz

Кайнозойские отложения на территории участка развиты повсеместно и представлены четвертичными осадками. Это супеси, суглинки, пески, галечник и валунник. Толщина отложений изменяется от нескольких сантиметров на повышенных участках до десятков метров в долинах рек.

2.2.6 Интрузивные образования

Породы трапповой формации широко распространены на территории участка и вскрыты всеми скважинами. Интрузивные образования представлены долеритами оливинсодержащими и габбро-долеритами и обьединяются в катангский и ангарский комплексы. Контактовые изменения вмещающих пород незначительны по мощности и выражаются в мраморизации и повышенной трещиноватости.

В стратиграфическом отношении трапповые тела приурочены в основном к верхней части разреза (нижний триас, пермо-карбон и нижний-средний кембрий), реже встречаются в низах усольской и тэтэрской свит. Форма локализации интрузий, характер внедрения очень разнообразны. Самые распространенные формы тел: пластовые, секущие, полого-секущие. Корреляция их затруднена даже в близко расположенных скважинах. Суммарная толщина вскрытых скважинами интрузивных тел достигает 518 м.

2.3 Тектоника

В геологическом строении участка принимают участие породы, слагающие три структурных этажа: нижний, промежуточный и верхний.

Нижний этаж представляет гетерогенное складчатое сооружение фундамента. Изученность фундамента низкая. Бурением в пределах участка фундамент не вскрыт. На смежной Ереминской площади, расположенной к востоку, глубоким бурением вскрыты породы кристаллического фундамента позднеархейского возраста.

По поверхности кристаллического фундамента участок расположен в зоне сочленения Катангского мегавала и Чуньской впадины. В целом территория характеризуется погружением поверхности кристаллического фундамента в северо-западном направлении от 3,0-3,5 км до 5,0-5,5 км.

Промежуточный этаж сложен терригенно-карбонатными отложениями рифейского комплекса. Со второй половины среднего рифея происходит погружение периферийных участков платформы, расширение трансгрессии мелководного моря на внутренние ее районы. Во внутренних районах платформы сформировались обширные надавлакогенные прогибы. В конце верхнего рифея произошла структурно-тектоническая перестройка, и наступил предвендский перерыв в осадконакоплении. На его протяжении отложения рифея были дислоцированы, выведены на дневную поверхность и подверглись глубокой денудации. Предвендский пенеплен формировался длительное время и размыл не только рифейские толщи, но и породы фундамента. Следствием размыва и эрозии является формирование кор выветривания и карстовых зон в приповерхностных частях рифея. Современные представления о структурно-тектоническом строении рифейского комплекса в пределах участка основываются на весьма скудной информации, поэтому весьма предположительны. Прогнозируется, что на большей части участка рифейские толщи слабо дислоцированы залегают моноклинально под углом 2-3°.

Верхний этаж составляют осадочные и вулканогенные породы, залегающие с угловым несогласием на размытой поверхности рифейских отложений и фундамента. В пределах Катангского мегавыступа и Непско-Ботуобинской антеклизы платформенный чехол подразделяется на шесть структурных ярусов, отделяющихся друг от друга стратиграфическими перерывами, а иногда незначительными угловыми несогласиями, прослеживаемыми на большие расстояния:

1. вендский, включающий отложения ванаварской и оскобинской свит;
2. венд-кембрийский – отложения от катангской до эвенкийской свит;
3. нижне-среднепалеозойский, включающий отложения ордовика, силура, и девона;
4. верхнепалеозойско-мезозойский – от среднего карбона до нижнего триаса;
5. мезозойский, включающий отложения юры и мела;
6. кайнозойский, включающий отложения от палеогена до настоящего времени.

Отложения третьего структурного яруса на территории участка большей частью размыты в предкарбоновое время. Первый, второй и четвертый ярусы развиты повсеместно, а пятый и шестой имеют локальное распространение.

Участок охватывает северо-восточную часть Катангского мегавыступа (седловины). Катангская седловина как надпорядковая структура выделена на юге Сибирской платформы и расположена между Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклизами и Курейской и Присаяно-Енисейской синеклизами. На современном уровне изученности района комплексом геолого-геофизических методов территория участка представляется как моноклиналь сложно пликативно дислоцированная рядом структурных мысов западного, северо-западного простирания.

По геофизическим данным на участке выделен и намечен ряд структур I порядка осложняющих строение структурных мысов. Наиболее значимые из этих структур– это Чамбинское, Верхнечамбинское, Чилирское и Дулишминское поднятия, выявленные по материалам сейсморазведки. Размеры структур около 6-10 х 12-15 км. Амплитуда поднятий– 40-100 м.

Кроме того, намечено несколько локальных поднятий меньших масштабов и слабой надежности в выделении в силу низкой изученности сейсморазведкой.

Предполагается, что в восточной части участка в зоне сочленения с Собинско-Тэтэринским валом на всех структурных мысах, отходящих от него в западном направлении, широко развиты структурно-тектонические ловушки, представляющие собой структурные мысы, ограниченные одним или несколькими тектоническими нарушениями.

Трапповый магматизм в пределах участка проявился в значительных масштабах. Образования траппов составляют до 20% от объема платформенного чехла. Наибольшее распространение интрузивных тел приходится на отложения перми и карбона. Относительная изменчивость распространения интрузивных тел показана на геолого-геофизическом разрезе.

Внедрившиеся в осадочный чехол в период триасовой активизации магматической деятельности интрузивные тела на территории Катангской седловины занимают стратиграфические уровни от венда- нижнего кембрия и до юры включительно. Наибольшей интрудированностью подвергнута ВЧР, в гораздо меньшей степени затронуты интрузивной деятельностью галогенно-карбонатные породы среднего и нижнего кембрия, карбонатного венда- нижнего кембрия и совершенно отсутствуют интрузивные тела в отложениях венда и рифея. Представлены интрузивные образования долеритами оливин содержащими, габбро- и микродолеритами. В зависимости от механизма и форм внедрения, внутреннее строение долеритовых тел весьма разнообразно и меняется от слабо дифференцированных (пластовые тела) до недифференцированных (секущие интрузии, дайки), при этом текстура пород меняется

от микро- и мелко- до крупно- и гигантокристаллических. Тем не менее, каких-либо существенных критериев для корреляции отдельных тел между собой по петрографическим, петрохимическим, палеомагнитным и другим признакам, несмотря на значительные усилия многих исследователей, выявлено не было. Контактовые воздействия интрузий на вмещающие их породы, как правило, однотипны. При слабом термальном метаморфизме, характерном для недифференцированных интрузий, породы обесцвечиваются и уплотняются, контактные ореолы при этом не превышают 5 м. При интенсивном термальном метаморфизме, характерном для слабодифференцированных интрузий, породы перекристаллизовываются: карбонатные породы переходят в мраморы, терригенные в роговики. Во всех случаях в зонах контактовых изменений наблюдаются зоны повышенной трещиноватости. Другим видом воздействия интрузивных тел на вмещающие породы является вымывание солей галогенно-карбонатного разреза термальными растворами, сопровождающими внедрение магмы (скважины Елохтинской, Чамбинской площадей).

Кроме того, в процессе определения палеотолщин стратиграфических подразделений выявлен «дефицит» мощностей тэтэрской свиты в скважинах, Вскрывших на этом уровне интрузии долеритов, что определенно свидетельствует в пользу возможности ассимиляции части вмещающих пород в интрудировавшую магму. Масштабы этого процесса характеризуются потерей мощности тэтэрской свиты от 5 м (скв. Ох-122) до 20-25 м (скв.Хрб-124).

Объемы интрузий, занимаемые в разрезах скважин, определялись по данным ГИС. Основная масса интрузивных тел приурочена к толще триаса, пермо-карбона и частично литвинцевской свиты, нередко занимая уровень предверхнепалеозойского размыва. При этом интрузивные тела имеют настолько разнообразный характер внедрения (пластовый, секущий, полого- и крутосекущий) и форму локализации при резко сменяющихся толщинах, что корреляция их даже в близко расположенных скважинах представляет определенные затруднения.

Внедрение интрузий в различные части разреза слоистой венд-нижнекембрийской толщи изменяет сформированный до начала магматической деятельности структурный план.

Интрузивные породы характеризуются контрастностью всех физических свойств по отношению к вмещающим отложениям.

2.4 Оценка влияния тектонических показателей на перспективы нефтегазоносности вендско-нижнекембрийского комплекса

Оценка влияния современных структурных планов на перспективы нефтегазоносности отложений осуществлялась традиционным способом. Как известно, наиболее благоприятными для накопления (при прочих равных условиях) являются ловушки, расположенные в сводах, мегавалах или выступах, приуроченных к наиболее приподнятым областям крупных положительных структур. В пределах исследуемых районов к подобным структурам относятся Непский и Камовский своды, а также Собинско-Тэтэринский выступ, осложняющие соответственно Непско-Ботуобинскую, Байкитскую антеклизы и Катангскую седловину. Эти положительные структуры первого порядка по гипсометрическому положению являются высокоперспективными для аккумуляции углеводородов. К этим землям также относится территория обособленного Верхневилючанского куполовидного поднятия, окруженного с трех сторон крупными зонами нефтегазообразования (рис. 2.51).

Присводовые участки Непско-Ботуобинской антеклизы, Иркинеево-Чадобецкий сложный выступ Байкитской антеклизы, склоны отмеченных надпорядковых структур, значительно осложненные поднятиями, а также приподнятые зоны Катангской и Вилючанской седловин относятся к перспективным землям, где прогнозируются благоприятные условия для накопления углеводородов в ловушках.

Территория средних перспектив охватывает склоны антеклиз и смежные с ним борта отрицательных структур. Здесь прогнозируются менее благоприятные условия для аккумуляции углеводородов в ловушках, чем на более приподнятых участках положительных структур.

Выполненные палеотектонические исследования свидетельствуют о том, что структурные планы в пределах изучаемых районов в вендский и раннепалеозойский периоды (во время прохождения главной фазы нефтеобразования) весьма значительно отличалась от современных. Крупной зоной нефтегазонакопления в то время была Катангская палеоантеклиза, охватывающая Непско-Ботуобинскую, Байкитскую антеклизы, Катангскую седловину, а также южную часть Курейской синеклизы. В ее пределы мигрировали углеводороды из соседних зон нефтегазообразования– Курейской, Присаяно-Енисейской синеклиз, Предпатомского регионального прогиба и отчасти Ангаро-Ленской ступени.

На территории древней крупной Катангской зоны нефтегазонакопления в зависимости от структурного положения ловушек выделяются три категории

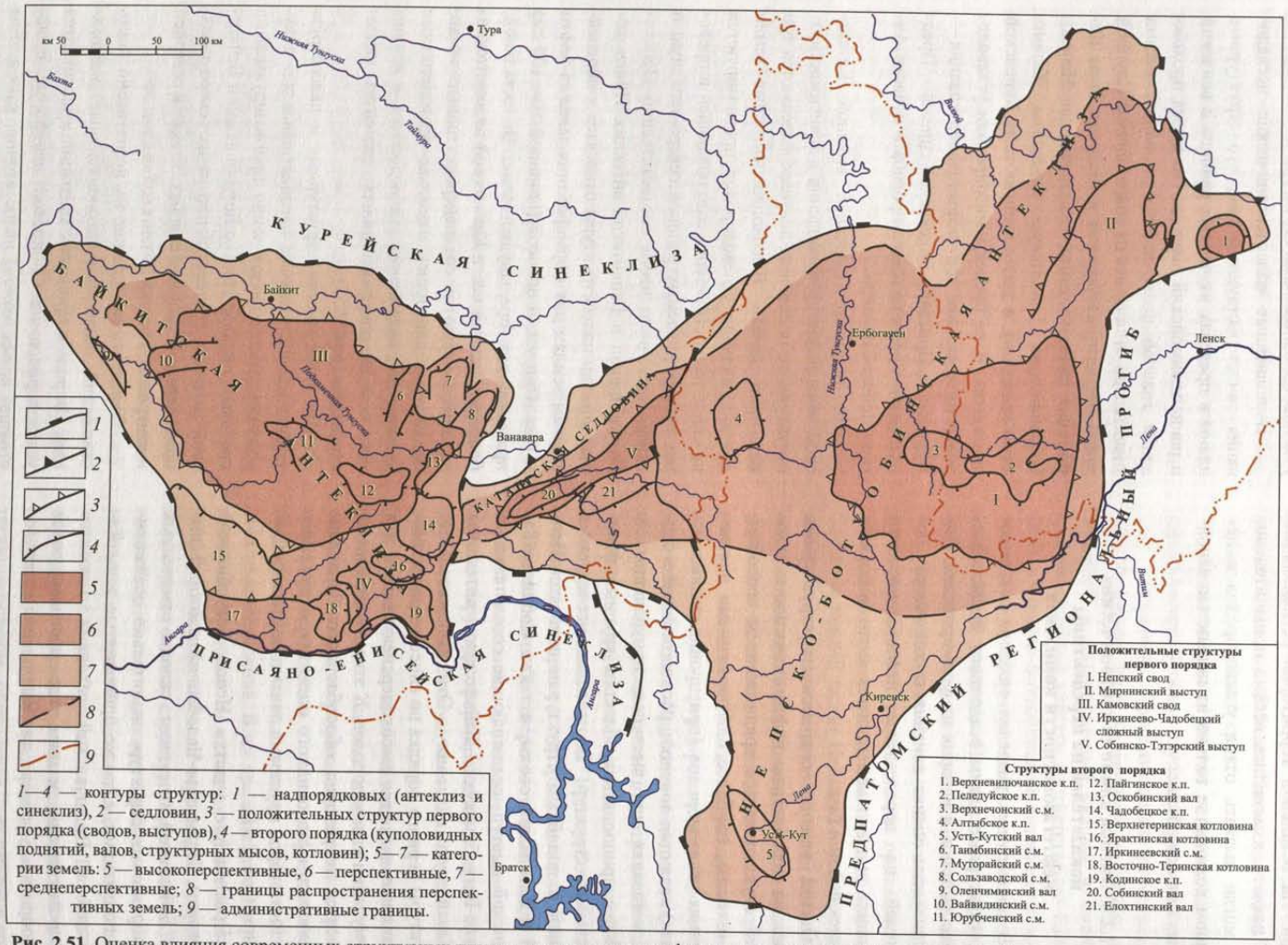
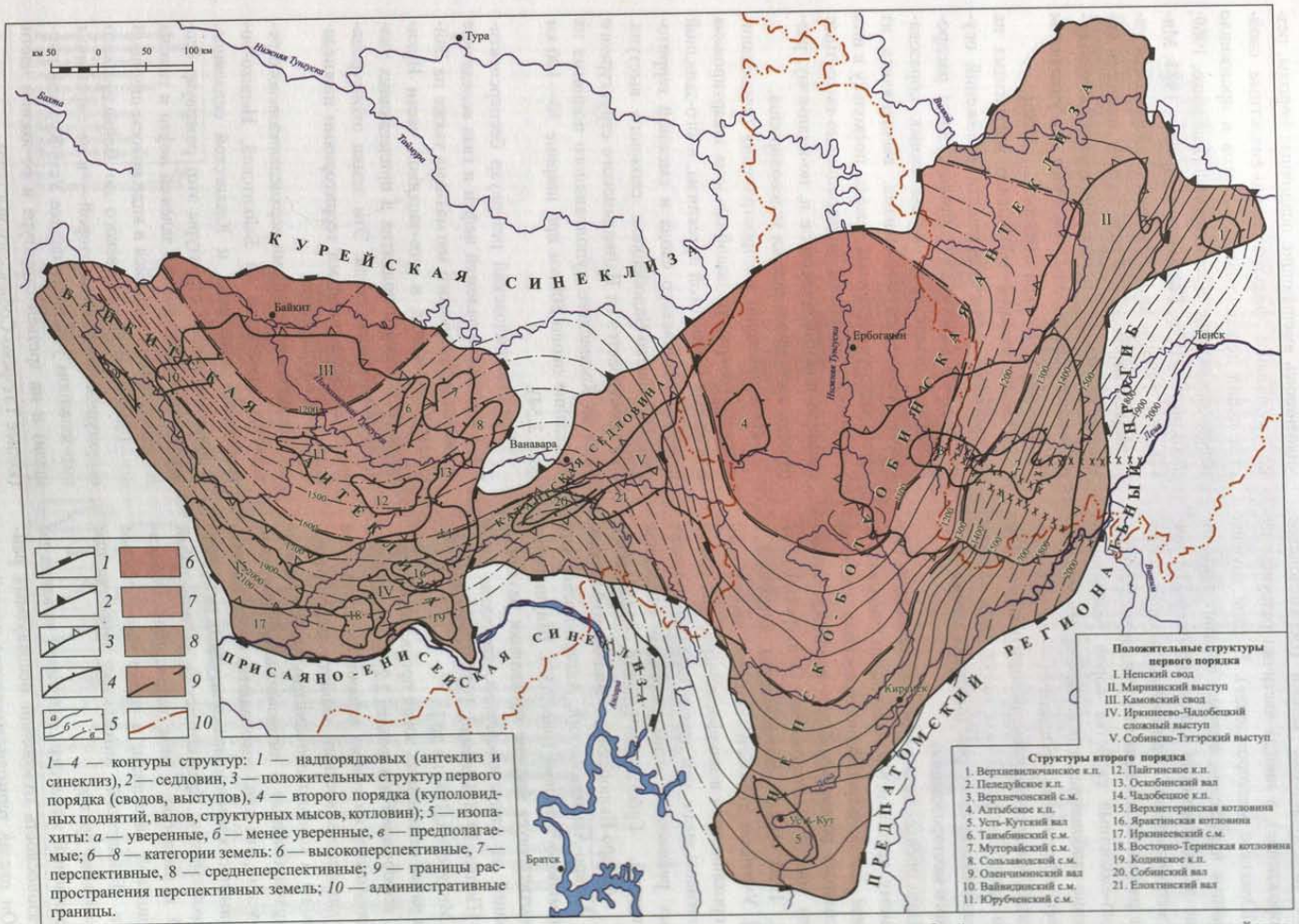


Рис. 2.51. Оценка влияния современных структурных планов на перспективы нефтегазоносности вендско-нижнекембрийских резервуаров центральных районов Сибирской платформы.



1—4 — контуры структур: *1* — надпорядковых (антеклиз и синеклиз), *2* — седловин, *3* — положительных структур первого порядка (сводов, выступов), *4* — второго порядка (куполовидных поднятий, валов, структурных мысов, котловин); *5* — изопахиты: *а* — уверенные, *б* — менее уверенные, *в* — предполагаемые; *6—8* — категории земель: *6* — высокоперспективные, *7* — перспективные, 8 — среднеперспективные; *9* — границы распространения перспективных земель; *10* — административные границы.

Рис. 2.52. Оценка влияния палеоструктурных планов на перспективы нефтегазоносности вендско-нижнекембрийских резервуаров центральных районов Сибирской платформы.

земель. Высокоперспективные земли для аккумуляции углеводородов прогнозируются на своде палеоструктуры, охватывающей в пределах рассматриваемых районов северо-западную и северо-восточную части соответственно Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз. Присводовые участки палеоструктуры относятся к перспективным землям для формирования залежей нефти и газа. Они узкой полосой (шириной 50-100 км) примыкают к предыдущей зоне. На остальной, более опущенной части Катангской палеоантеклизы прогнозируются среднеперспективные земли, на которых сложились наименее благоприятные условия для накопления углеводородов в ловушках, чем на ранее указанных элементах палеоструктуры (рис. 2.52).

По совокупности структурных и палеоструктурных планов наиболее перспективные для аккумуляции углеводородов земли прогнозируются на сводовых участках Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз, соответственно на их северо-западном и северо-восточном склонах, а также в северной и центральной частях Катангской седловины.

Определенное влияние на нефтегазоносность отложений оказывают дизъюнктивные дислокации. Их роль в процессах миграции и накопления углеводородов на Сибирской платформе в настоящее время изучена недостаточно, хотя в этом направлении выполнены некоторые исследования [Савинский, Савинская, 1965; Рязанов, 1973; Мигурский, Мазаева, 1980; и др.]. Можно ожидать, что многие дизъюнктивы создавали пути для вертикальных перетоков нефти и газа, формируя тем самым многопластовые залежи (Верхнечонское месторождение), а иногда частично разрушая их. В ряде случаев разрывные нарушения, видимо, создают тектонические экранированные залежи. Кроме того, в зонах проявления разрывов, как правило, улучшены фильтрационно-емкостные свойства пород резервуаров, особенно карбонатных, где коллектор обычно обусловлен вторичными процессами– перекристаллизацией, выщелачиванием, доломитизацией. Местами залежи нефти и газа могут быть связаны с трещинным коллектором.

При оценке дизъюнктивной тектоники, по-видимому, прежде всего необходимо учитывать ее влияние на фильтрационно-емкостные свойства карбонатных резервуаров, что неоднократно отмечали многие исследователи [Мигурский, Мазаева, 1980; Непско-Ботуобинская антеклиза…, 1986]. Учитывая это обстоятельство зоны разломов, проявившихся в платформенный этап развития, оценены выше, чем другие территории исследуемых районов. К этим разломам относятся: Марковский, Ербогачено-Чуйский, Маркокинский, Ангаро-Вилюйский, Вилюйско-Мархинский, Ангаро-Алымджинский, Ангаро-Катангский и Вельминско-Чуньский (рис. 2.53). Ширина этих зон соответствует ширине проявления разломов, зависящей от длины последних,

составляя 20-50 км [Попов, 1975; Шерман, 1977; Шерман и др., 1983; Мигурский, 1997; и др.].

В зонах проявления надвиговых деформаций дизъюнктивные нарушения не только влияют на улучшение фильтрационно-емкостных свойств пород-резервуаров, но и создают дополнительные тектонические экранированные и антиклинальные ловушки. Естественно, эти зоны оцениваются более высоко, чем зоны проявления малоамплитудных разломов. Они охватывают Предпатомский региональный прогиб и смежную с ним территорию Непско-Ботуобинской антеклизы, а также юго-западные участки Байкитской антеклизы, прилегающие к Енисейскому кряжу.

Трапповый магматизм негативно повлиял на нефтегазоносность отложений исследуемых районов. Он оказал термодинамическое воздействие на вмещающие отложения, в том числе на резервуары карбонатного состава: нижнеданиловский, среднеданиловский, верхнеданиловский и усольский. В результате его проявления значительно уплотнились вмещающие осадочные породы, резко ухудшились фильтрационно-емкостные свойства пород перспективных пластов и произошло перераспределение углеводородов [Павленко, 1969; Феоктистов, 1978; Городничев, Дробот, 1981; Мигурский, 1986; и др.]. Толщина подвергшихся уплотнению пород в 2-3 раза больше толщины интрузии, причем, чем ближе к интрузии расположены вмещающие породы, тем более они уплотнены [Непско-Ботуобинская антеклиза…, 1986].

Оценка влияния траппового магматизма на перспективы нефтегазоносности отложений осуществлялась следующим образом. Зоны распространения резервуаров, осложненных образованиями траппового магматизма, вычленялись из категории перспективных земель, поскольку в них значительно ухудшены фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов и, по-видимому, разрушены имевшиеся залежи углеводородов.

На территории распространения нижнеданиловского резервуара подобная зона закартирована в пределах Байкитской антелизы, в юго-западной половине Камовского свода и смежной территории Иркинеево-Чадобецкого сложного выступа. Она простирается от Вайвидинского структурного мыса до Кодинского куполовидного поднятия на расстояние около 300 км при ширине 30-100 км (рис. 2.54).

Среднеданиловский резервуар бесперспективен для поисков залежей нефти и газа вследствие проявления траппового магматизма также на Байкитской антеклизе, в юго-западной части Иркинеево-Чадобецкого поднятия и прилегающих участках Камовского свода. Эти земли оконтуриваются

бесперспективными территориями нижнеданиловского резрвура.

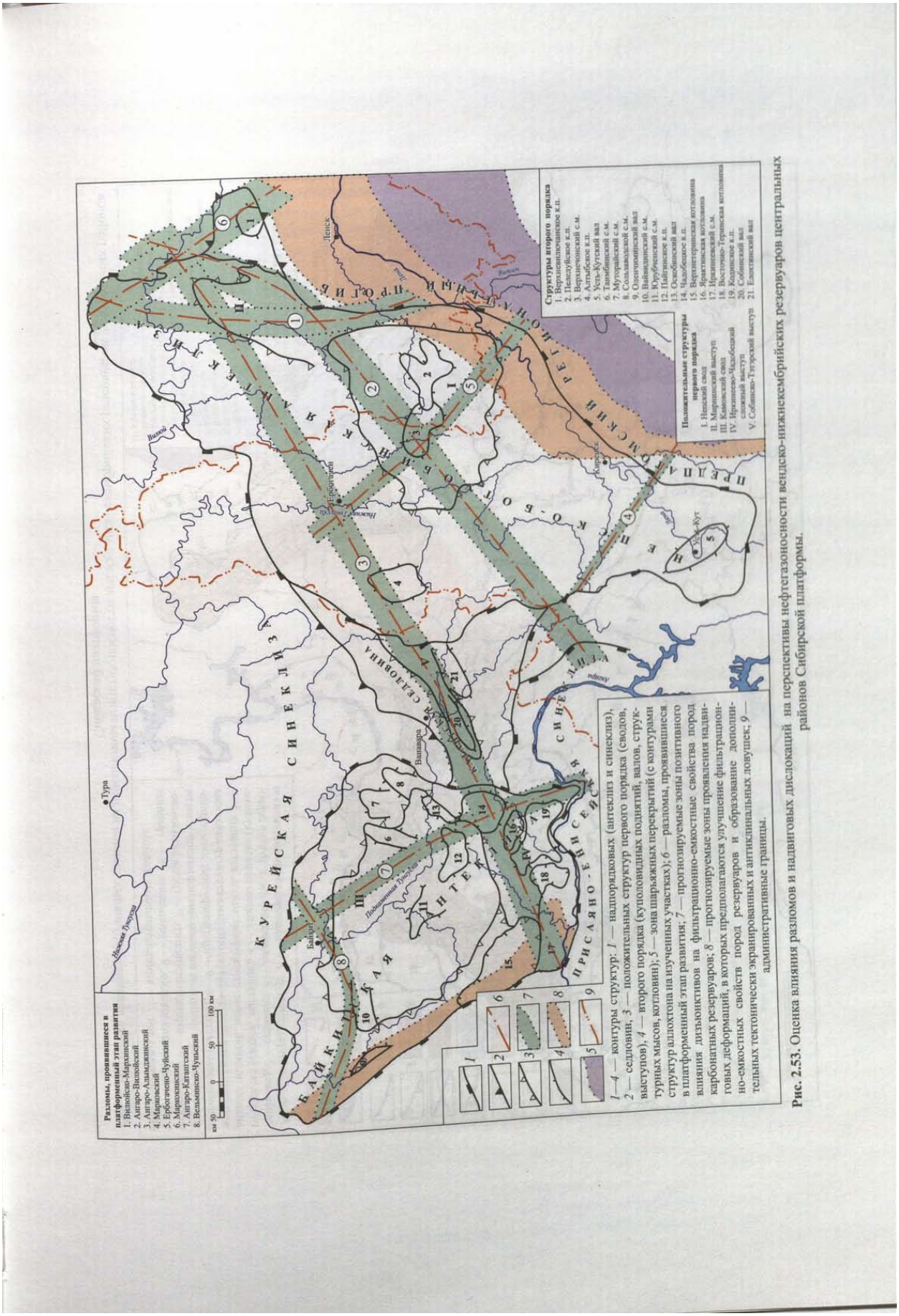


Рис. 2.53. Оценка влияния разломов и надвиговых дислокаций на перспективы нефтегазоносности венд-нижнекембрийских резервуаров центральных районов Сибирской платформы.

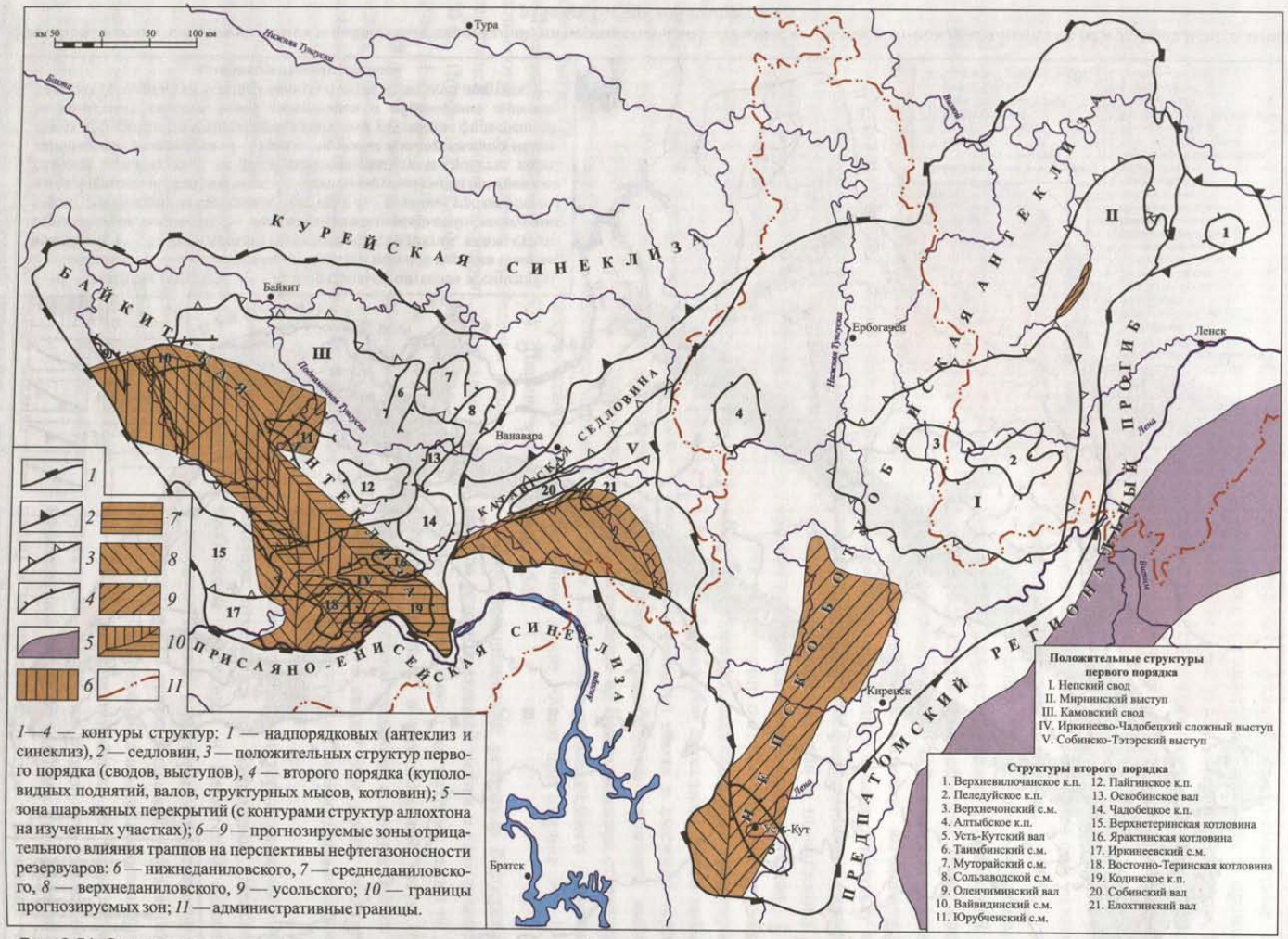


Рис. 2.54. Оценка влияния интрузивных траппов на перспективы нефтегазоносности вендско-нижнекембрийских резервуаров центральных районов Сибирской платформы.

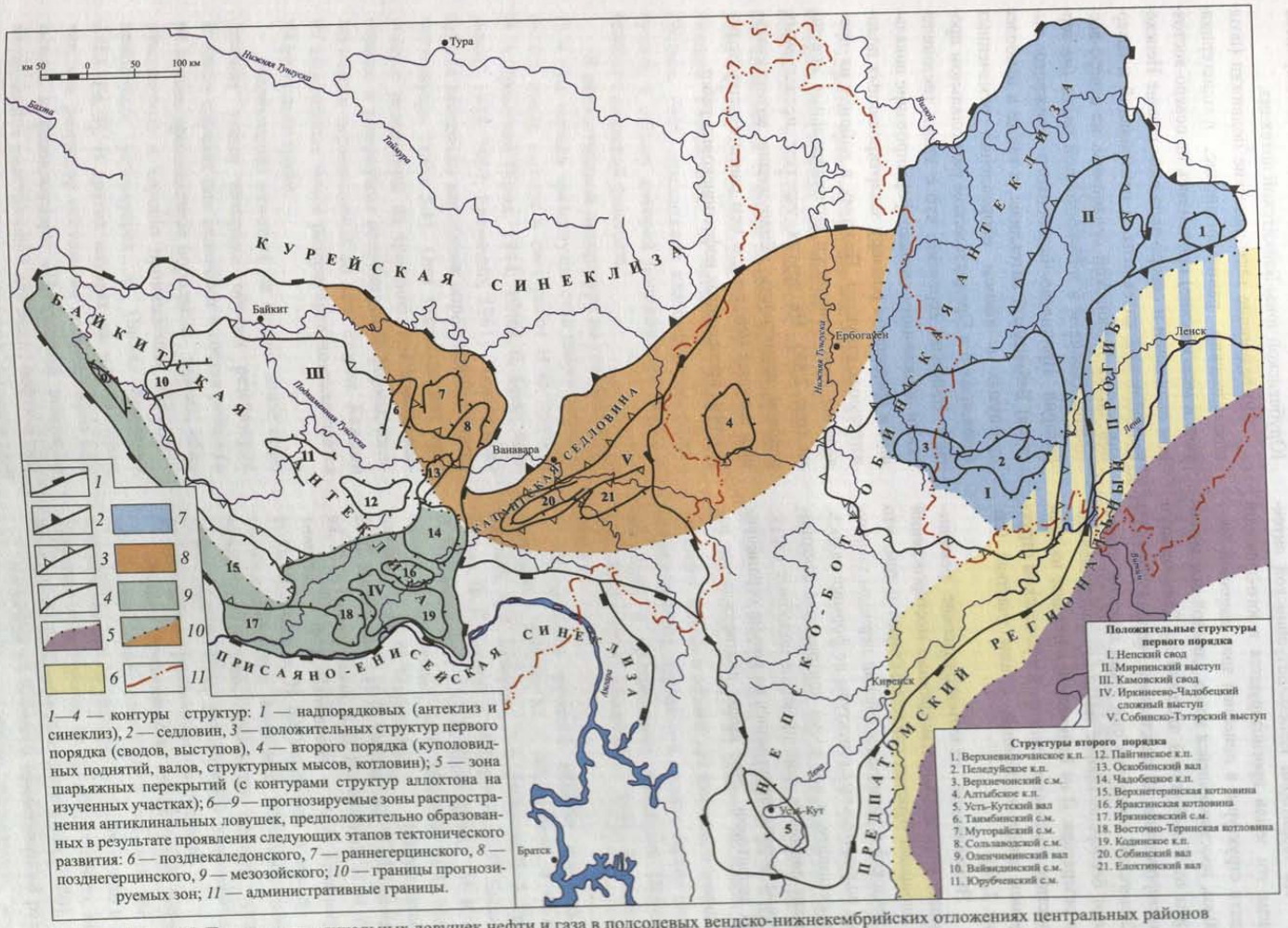


Рис. 2.55. Прогноз антиклинальных ловушек нефти и газа в подсолевых вендско-нижнекембрийских отложениях центральных районов Сибирской платформы.

Осложнение траппами верхнеданиловского резервуара отмечается на Байкитской, Непско-Ботуобинской антеклизах и Катангской седловине. В пределах первой структуры этот резервуар бесперспективен для поисков залежей нефти и газа на площади, простирающейся в виде полосы шириной 40-100 км от Иркинеевского до Вайвидинского структурных мысов, на второй– в ее окраинном юго-западном участке (западнее Усть-Кутской площади) и на третьей структуре в ее южной части (южнее Тэтэрско-Собинского выступа).

Усольский резервуар бесперспективен для поисков залежей нефти и газа вследствие проявления траппового магматизма в основном в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы и отчасти Катангской седловины и Байкитской антеклизы.

На территории Непско-Ботуобинской антеклизы эти земли прогнозируются в юго-западной части структуры, в линейной зоне шириной 50-80 км, простирающейся вдоль длинной оси антеклизы от Усть-Кутской площади до Даниловского месторождения на расстояние около 350 км. На Катангской седловине они узкой полоской окаймляют бесперспективные земли верхнеданиловского резервуара. И на Байкитской антеклизе их присутствие отмечается лишь на Юрубченском структурном мысе и смежных с ним участках.

Выполненные палеотектонические реконструкции в пределах рассмотренных месторождений и площадей бурения свидетельствуют о том, что в вендский и раннепалеозойский периоды замкнутые положительные структуры не формировались. По-видимому, в это время контрастные тектонические движения, формирующие подобные структурные формы, проявлялись на весьма ограниченной территории. Этот вывод подтверждается палеотектоническими построениями, выполненными для более обширных территорий, например, Приленской зоны Непско-Ботуобинской и Оморинско-Юрубченской зоны Байкитской атеклиз.

Последующие тектонические подвижки (позднекаледонские, раннегерцинские, позднегерцинские и мезозойские) проявились на северо-восточном окончании и северо-западном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы, в центральной и северной частях Катангской седловины, на северо-восточном склоне и юго-восточной части (на территории Иркинеево-Чадобецкого сложного выступа) Байкитской антеклизы, а также в наиболее прогнутых в южном направлении отмеченных антеклизах и в Предпатомском региональном прогибе. Наиболее вероятно, что с этими тектоническими движениями связано формирование локальных и средних по размеру закартированных положительных структур. Поэтому в районах их проявления прогнозируются антиклинальные ловушки. На других участках исследуемых районов вероятность

обнаружения антиклинальных ловушек невелика, о чем свидетельствуют результаты проведенных нефтепоисковых работ.

2.5 Оценка проведенных геологоразведочных работ

2.5.1 Сейсморазведка

Большая часть сейсмопрофилей Чамбинского участка были отработаны (80%) в период 1987-1992 гг. по методике $24^{х}$-$48^{ми}$ кратного МОГТ. При этом параметры системы наблюдений были следующими:

1. система наблюдений– центральная симметричная;
2. база наблюдений– 4800 м;
3. шаг ПП– 50 м;
4. шаг ПВ– 50 на 100 м;
5. кратность– 24, реже 48;
6. число сейсмоприёмников– 22 шт. на базе 50 м. СВ-2-1СЦ в группе;
7. источник возбуждения– взрыв в скважине глубиной 10 м;
8. вес заряда– 2 кг;
9. сейсмостанция– две 48 канальных с/ст «Прогресс».

Проанализировав акты приемки полевых материалов, следует заметить, что выполняемые в этот период сейсморазведочные работы отличались в целом хорошей технологической дисциплиной и качеством. Более 70% сейсмограмм по этим параметрам оценивались на «хорошо».

Кроме того, в одном цикле с работами МОП вдоль большинства сейсмопрофилей отрабатывались дополнительные наблюдения МПВ (рис. 2.1.) с базой наблюдения 6000-7200 м по встречной системе наблюдений и шагом пунктов взрыва 1200 м, что позволяло получать систему наблюдений КМПВ с 4-6 кратным прослеживанием для целей детального изучения преломляющих границ в 400-500 метровой толще верхней части разреза. Изучение строения верхней 400-800 метровой части разреза (ВЧР) для целей учета статических и скоростных неоднородностей при обработке материалов МОВ-ОГТ было и остается наиболее важной методической задачей при проведении сейсморазведочных исследований в пределах участка.

Информативность временных сейсмических разрезов конца 80х - начала 90х гг. была невысокой, участки разрезов с надежным опознованием и прослеживанием опорных отражений составляли 50-60% профиля и чередовались они с зонами потери корреляции. Основной и, пожалуй, единственной причиной невысокой информативности сейсмических разрезов МОГТ являлось сложное строение верхней части разреза (ВЧР) – верхней 500-800 метровой

толщи терригенных отложений верхнего палеозоя и пирокластических отложений триаса, в разной степени интрудированных высокоскоростными интрузиями долеритов различной формы и масштаба.

Последние создают клавишеподобное чередование сейсмоакустических характеристик в этой толще, учет которых при обработке материалов МОГТ весьма затруднителен, а их недоучет не позволял добиться синфазного суммирования по ОГТ на значительной части сейсмопрофилей. Поэтому, анализируя достоверность ранее проведенных работ, следует согласиться с максимальными оценками точности расчета глубин до опорных отражающих горизонтов венда – Б и М в 60-105 м.

Не прослежены дизъюнктивные нарушения с вертикальным смещением слоев, которые могут являться нефтегазоконтролирующими. По этой причине при структурных построениях дизъюнктивная тектоника не учтена.

В целом имеющаяся сеть сейсмических исследований не обеспечивает качественную подготовку объектов к глубокому бурению. Качество сейсмических материалов из-за применения невзрывных источников низкая и, как следствие, возможности их переобработки ограничены.

2.5.2 Бурение и испытание скважин

Параметрические скважины закладывались, как правило, в условиях, благоприятных для получения флюидов, поэтому местоположение скважин определялось на основе структурно-тектонических построений, выполненных по материалам сейсморазведки.

Начало изучения всей Катангской нефтегазоносной зоны глубоким бурением было положено Ванаварской параметрической скважиной № 1. Получение в этой скважине притока нефти из песчаников ванаварской свиты послужило основанием для широкой постановки нефтегазопоисковых работ в Катангской седловине.

При выборе местоположения параметрических скважин использовались материалы палеофациального анализа космоснимков и прямых геохимических показателей нефтеносности.

Приток нефти в Ванаварской параметрической №1 стал основанием для поискового бурения.

Особенностью поискового бурения здесь является то, что оно началось одновременно со стадией подготовки объектов к глубокому бурению.

Вблизи Чамбинской параметрической скв. 114, давшей слабый приток нефти и газа, пробурена Верхнечамбинская поисковая скв. 1, расположенная в

пределах Чамбинского структурного мыса в контуре Верхнечамбинской структурно-тектонической ловушки, подготовленной сейсморазведкой МОГТ.

В процессе бурения с помощью испытателя пластов на трубах (ИПТ) испытывались все скважины. Испытанию подвергались отложения ангарской, усольской, тэтэрской, оскобинской, собинской, ванаварской свит и рифея.

Испытание проводилось, как правило, методом «сверху – вниз» в режиме ограниченного отбора (без выпуска жидкости долива и пластового флюида на поверхность).

Контроль процесса испытания, запись кривых притока и восстановления давления производились глубинными манометрами.

Испытывались три скважины: Ванаварские-1,2 и Чамбинская-114.

Испытание объектов проводилось, как правило, в закрепленном стволе методом «снизу – вверх».

Вскрытие объектов в колонне производилось перфораторами с плотностью по 12-24 отверстий на 1 м. Привязка интервала перфорации производилась записью ГК, контроль перфорации осуществлялся записью термометром и локатором муфт. Насосно-компрессорные трубы спускались до верхних отверстий перфорации. Вызов притока производился промывкой скважины рассолом хлористого магния (натрия) плотностью 1.07-1.1 г/см^2 (во избежание осложнений, связанных с гидратообразованием в процессе освоения), с последующим снижением уровня до глубины 900-1300 м с помощью компрессора высокого давления.

Методы физико-химического воздействия на пласт применялись испытанием объекта в интервале 3120-3133 м на скважине Ванаварской-1. После проведения ПГД БК (7 шашек) дебит притока не увеличился.

Газогидродинамические исследования объектов производились методами восстановления уровня, восстановления давления. В процессе исследования использовались глубинные манометры, глубинные пробоотборники всасывающего типа.

Оценивая результаты опробования и испытания скважин на Чамбинском участке недр, следует отметить, что дебиты, полученные при опробовании в процессе бурения значительно выше дебитов, полученных позже при испытании в колонне. Это может быть связано с разной степенью точности оценки дебитов, но вероятнее всего при вскрытии продуктивных пластов призабойная зона кольматируется и впоследствии получить реальные дебиты пластовых флюидов становится очень сложно.

3 Нефтегазоносность

Территория участка входит в состав Катангской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

3.1 Нефтематеринские толщи

Вещественно-петрографический состав рассеянного органического вещества (РОВ) отложений рифея, венда, кембрия изучался в пределах Катангской седловины исследователями из ВНИГРИ на соседней с Чамбинским участком Собинской площади (Баженова, 1988). По их данным РОВ в основной своей массе представлено коллоальгинитом или оксисорбоколлоальгинитом с незначительными примесями талломоальгинита и псевдовитринита. В отдельных пробах количество талломоальгинита возрастает до 60%. Изученное РОВ принадлежит к двум генетическим классам: сапропелитам и оксисорбосапропелитам. В РОВ рифейских отложений преобладает коллоальгинит, класс РОВ– собственно сапропелевый.

Распределение органического углерода ($С_{орг}$), хлороформенных ($Б_{хл}$) и спиртобензольных ($Б_{сп-б}$) битумоидов в верхней части разреза Чамбинского участка изучалось в керне структурно-колонковых скважин (Гилин, 1989 и др.). В угленосных породах перми-карбона, туфах нижнего триаса, содержащих обломки угленосных пород, концентрации $С_{орг}$ в изученных образцах изменяется от <0,01 до 3-4% (в углях до 20% и более). Содержание $Б_{хл}$ изменяется от <0,0025 до 0,12% в соответствии с количеством и катагенетической превращенностью ОВ в породе. Спиртобензольные битумоиды часто не обнаруживаются, но иногда их количество составляет 0,01-0,065%.

В нижележащих отложениях литвинцевской, ангарской, булайской и бельской свит содержание $С_{орг}$ в среднем не превышает 0,05%, $Б_{хл}$ <0,05%, $Б_{спб}$ <0,04%, но чаще всего не обнаруживается. В обогащенных ОВ прослоях содержание $С_{орг}$ достигает 0,3%, а $Б_{хл}$ – 0,12%.

По данным СНИИГГиМС среднее содержание $С_{орг}$ в отложениях усольской свиты нижнего кембрия и нижележащих свит венда составляют 0,1%, редко 0,2%. Среднее содержание $Б_{хл}$ не превышают 0,01% (Ларичев, 1983).

В отложениях венда и рифея Катангской седловины, также как и на Байкитской антеклизе, установлены нафтидопроявления (Гришин, 1991). По составу это нефти, мальты, асфальты, которые присутствуют в кавернах и по трещинам в керне скважин. По данным ВНИГРИ в песчаниках ванаварской

свиты на соседних с участком площадях присутствуют и более преобразованные битумы– кериты.

В последнее время в КНИИГиМС были проведены работы по изучению нефтегазоматеринского потенциала рифей-вендских отложений Катангской седловины (Филипцов, 1998). Был изучен керн скважин методом детального анализа керогена и пиролиза на установке «Rock-Eval». По данным определения $C_{орг}$ были рассчитаны его средневзвешенные содержания по толщам рифея и свитам венда. Вследствие очень фрагментарного отбора керна из рифейских отложений по некоторым толщам имеются только единичные определения $C_{орг}$ и, поэтому, средневзвешенные концентрации $C_{орг}$ для них рассчитать не удалось. По результатам пиролиза и детального исследования керогена была составлена таблица градаций катагенеза ОВ рифейских и вендских отложений, вскрытых скважинами. Из приведенных данных следует, что в тэтэрской (V-$Є_1$), собинской, катангской, оскобинской и ванаварской свитах венда ОВ (в изученных скважинах) имеет региональную преобразованность, достигающую начала стадии $МК_2$ (Ж). Кое-где зафиксирована преобразованность в переходная от $Мк_1^2$ (Г) к $МК_2$ (Ж) и только в самых приподнятых частях территории (на Собинском валу, в областях, примыкающих к Непско-Ботуобинской антеклизе) преобразованность ОВ вендских отложений снижается до стадии $Мк_1^2$ (Г). В рамках точности проведенных оценок катагенеза ОВ можно заключить, что ОВ вендских отложений на всей изученной территории достигло стадии начала $МК_2$ (Ж).

На территории Катангской НГО наблюдается постепенное нарастание катагенеза ОВ от венда к рифею и в тех разрезах, где под вендскими отложениями залегают самые молодые толщи рифея: ушиктинская, аянская и в тех разрезах, где под вендом залегают более древние толщи района: огнёвская, джелиндуконская, берейская. в скв. Ер-1, вскрывшей самые древние рифейские толщи района (чуварскую, ерёминскую) установлен катагенез ОВ на уровне стадии $МК_2$ (Ж) – $Мк_3$ (К).

Обобщая все известные на сегодня данные можно сделать следующие выводы о нефтегазоматеринском потенциале отложений Катангской седловины.

Все изучавшиеся образцы тэтэрской свиты с повышенным содержанием $C_{орг}$ отобраны из очень тонких (от долей до 5 мм) прослоев глинисто-органического вещества в доломитах. Учитывая очень низкие содержания $C_{орг}$ в однородных доломитах и редкую встречаемость в них тонких прослоев глинисто-органического вещества, нефтегазоматеринский потенциал тэтэрской свиты в целом следует признать очень низким.

Аналогичная картина наблюдается и в собинской свите. В ней мощность аргиллитовых слойков увеличивается до 0,5-1 см, но в целом нефтегазоматеринский потенциал ее в изученных разрезах очень низкий.

В пределах катангской свиты, кроме вышеназванных типов, обогащенных ОВ пород, появляются прослойки темно-серых мергелей среди доломитов, но мощность их также невелика (первые десятки сантиметров) при содержании $C_{орг}$ около 0,5%. В мощных и однородных пачках мергелей и доломитов зафиксированы низкие содержания $C_{орг}$ и в целом нефтегазоматеринский потенциал катангской свиты в изученных разрезах также следует признать низким.

В оскобинской свите в числе относительно обогащенных ОВ пород преобладают аргиллиты и алевролиты в разной степени доломитистые. Литологически выдержанные прослои этих пород достигают нескольких метров мощности, но обогащенные $C_{орг}$ до 0,5-1% разности пород имеют мощность, не превышающую нескольких десятков сантиметров. Иногда обогащенные $C_{орг}$ до 1-2% пробы можно отобрать только из алевро-аргиллитовых стяжений, зажатых между крупными желваками белого и голубоватого ангидрита. В целом, учитывая общую мощность отложений, изученные отложения оскобинской свиты характеризуются низким нефтегазоматеринским потенциалом.

В ванаварской свите среди пород, обогащенных ОВ преобладают аргиллиты в разной степени алевритистые. Пачки зеленовато-серых до темно-серых аргиллитов имеют мощность 3-4 метра, но обогащенные $C_{орг}$ до 0,5-1 % разности суммарно в составе этих пачек достигают мощности от нескольких сантиметров до двух метров. Самые высокие (до 4,5 %) содержания $C_{орг}$ зафиксированы в прослоях аргиллитов, имеющих мощность всего несколько сантиметров. Значения обогащенных ОВ аргиллитов варьируют в пределах 150-300 мг УВ/г $C_{орг}$. Учитывая катагенетическую преобразованность ОВ до стадии $МК_2$ (Ж), его нефтегазоматеринские свойства можно оценить, как хорошие. Пачки аргиллитов в ванаварской свите часто переслаиваются с песчаниками, среди которых нередки разности обогащенные $C_{орг}$. При изучении этих песчаников выяснилось, что они насыщены аллохтонными твердыми битумами– следами миграции нефтей, и не являются нефтегазоматеринскими породами. В целом же, учитывая общую мощность обогащенных сингенетичным ОВ прослоев, нефтегазоматеринский потенциал ванаварской свиты в изученных разрезах следует признать невысоким.

В отложениях рифея Катангской НГО можно выделить обогащённые ОВ породы в аянской, огнёвской, джелиндуконской и берейской толщах рифея. Представлены они аргиллитами и глинистыми мергелями.

В огнёвской и джелиндуконской толщах мощность обогащенных ОВ аргиллитовых слойков в доломитах достигает нескольких сантиметров. Генерационный потенциал изученной части разреза этих толщ невысок.

Берейская толща опробована в скв. Чмд-115. В керне представлена пачка тёмно-зеленовато-серых аргиллитов мощностью 2,9 метров (при проходке 10 метров). Содержания $C_{орг}$ – 0,5%; HI составляют 100-200 мг УВ/г $C_{орг}$. Генерационный потенциал аргиллитов берейской толщи может быть оценен как средний.

Выделяется выдержанной обогащенностью ОВ и мощностью тёмно-серых до чёрных аргиллитов и мергелей аянская толща, изученная методом пиролиза в скв. Вчм-1 и Кп-134. Данные по исследованию керогена показаны в табл.прил. 9. Судя по описанию, имеющимся данным пиролиза и детального изучения керогена, вскрытые отложения аянской толщи характеризуются фациальной выдержанностью по площади и по разрезу. Полностью аянская толща пересечена в скв. Сб-131, где её мощность составила 140 метров. Обогащенность органическим углеродом аргиллитов и мергелей аянской толщи составляет 1,7-3,2%, средневзвешенное $C_{орг}$-1,45%. Учитывая катагенетическую преобразованность ОВ пород до стадии $МК_2$ (Ж), значения HI в пределах 200-460 мг УВ/г $C_{орг}$ свидетельствуют о высоком начальном нефтегазоматеринском потенциале аянской толщи, и о генерации ими значительных количеств углеводородов.

3.2 Нефтегазоносные комплексы

В разрезе выделяется три нефтегазоносных комплекса: рифейский, вендский и нижнекембрийский.

3.2.1 Рифейский нефтегазоносный комплекс

Промышленная нефтегазоносность рифейского НГК установлена в соседней Байкитской НГО в пределах Куюмбинской, Юрубченской, Вэдрэшевской и Терско-Камовской площадей.

На территории Катангской НГО рифейский комплекс изучен глубоким бурением в суммарной вскрытой толщине около 2500 м, но по результатам ПГИС, анализам керна и опробования ИП он характеризуется в основном, как низкопроницаемый. Лишь из берейской терригенно-карбонатной, аявинской карбонатной и джелиндуконской кварцит-аргиллитовой толщ на соседних Аявинском и Джелиндуконском участках при опробовании ИП получали притоки (до 112 $м^3$/сут) высокоминерализованной пластовой воды.

Потенциально проницаемой может быть и елохтинская карбонатная толща, где в рифейском НГК Катангской НГО имеются как горизонты с удовлетворительной проницаемостью, так и разделяющие их флюидоупоры. Однако, в изученном рифее Чамбинского участка упомянутые проницаемые толщи отсутствуют. Могла бы вызвать интерес вскрытая скв. Кпк-134 пайгинская кремнисто-карбонатная толща, но она была не опробована и поэтому практически не изучена. В связи с изложенным ориентироваться на перспективы нефтегазоносности рифейского НГК Чамбинского участка пока преждевременно, так как этот вопрос требует дополнительного изучения.

3.2.2 Вендский нефтегазоносный комплекс

Вендский НГК включает в себя несколько продуктивных горизонтов, но в Катангской НГО основной интерес вызывает ванаварский региональный резервуар, проницаемая часть которых представлена песчаниками ванаварской свиты. С этим резервуаром связаны все известные в НГО месторождения УВ и почти все притоки в единичных скважинах, исключая только приток нефти из усольской свиты в скв. Кпк-134.

В толще ванаварской свиты выделяется шесть пластов-коллекторов (сверху вниз): Вн-1, Вн-II, Вн-III, Вн-IV, Вн-V и Вн-VI.

Повсеместно отложения, представляющие ванаварский резервуар, независимо от индексации самых нижних горизонтов песчаников, отделяются от размытой поверхности рифея глинисто-алевритово-песчаной пачкой пород толщиной от двух до 15 м.

Нижняя часть ванаварского резервуара, соответствующая нижневанаварской подсвите в районе Чамбинско-Копоктинской группы скважин представлена горизонтом Вн-V с толщиной проницаемой части 7-9 м, а в районе Катангско-Ванаварской группы горизонтами Вн-V и Вн-VI с толщиной проницаемой части 16-31 м. Флюидоупором для этих горизонтов является преимущественно глинисто-алевролитовая пачка, разделяющая проницаемые горизонты Вн-V и Вн-IV толщиной от двух до 14 м в Ванаваро-Катангском районе и пять метров в скв. Кпк-134. Преобладают в её строении аргиллиты, и её экранирующие свойства оцениваются как достаточные.

В пределах участка притоки УВ из пластов Вн-V - VI не получены, но при опробовании ИП в процессе бурения получены притоки высокоминерализованной воды в скв. Кт-1 и Кт-3 с дебитами соответственно 110 м^3/сут и 66,7 м^3/сут. На Собинском нефтегазоконденсатном месторождении, расположенном в 20-25 км южнее, с пластами Вн-V и Вн-VI связаны залежи УВ.

Верхняя часть ванаварского резервуара содержит проницаемые пласты-коллекторы от Вн-IV до Вн-I.

Таблица 3.1 Притоки флюидов. Полученные из интервалов опробования

Пласт	Скважина	Газ, тыс м^3/сут	Нефть, м^3/сут	Вода/фильтрат, м^3/сут
ВН-I	ВН-1 -ИП		38,4	33,6
	ВН-1		0,2	
ВН-II	ВН-1		1,1	1,5
	ВН-3	Слабый газ		7,2
	Чмб-114	3	1.36	9,96

Пласт Вн-IV имеет наиболее выдержанный литологический состав пород, стабильное положение в разрезе и практически повсеместное распространение на территории Катангской НГО. В пределах Чамбинского участка его толщина составляет от 9 до 12 м. Проницаемые свойства этого пласта можно считать удовлетворительными и хорошими.

При опробовании ИП в скв. Чмб-114 интервала 3257-3357 м, в который входит и горизонт Вн-IV, получен приток нефти с водой с расчётным дебитом 28 м^3/сут воды и 10 м/сут нефти. На Собинском месторождении этот горизонт является основным среди продуктивных пластов.

Проницаемые свойства пластов Вн-III, Вн-1 и Вн-1, разделённых глинисто-алевролитовыми флюидоупорами различной толщины, оцениваются удовлетворительно.

При опробовании их в процессе бурения с помощью ИП получены притоки высокоминерализованной воды с дебитами 23,4 м^3/сут в скв. Ктг-3. Из этой же части разреза был получен первый в Катангской НГО приток нефти в Ванаварской скважине №1, когда из интервала 3104-3147 м при опробовании пластоиспытателем за 2 часа стояния на притоке было получено 6 м^3 водонефтяной эмульсии, в том числе 3,2 м^3 нефти уд.веса– 0,826 г/см^3. Расчетный дебит нефти – 38 м^3/сут.

Кроме ванаварского регионального резервуара в вендском НГК, представляют нефтепоисковый интерес ещё два стратиграфических уровня: Нижнеиктехский региональный резервуар, выделяемый в Байкитской НГО как пласт Б-VIII и нижнеданиловский региональный резервуар или пласт Б-VII. Нижнеиктехский и нижнеданиловский резервуары выделены в Иркутской области на Непско-Битуобинской антеклизе, где с ними связаны многие залежи УВ.

Пласт Б-VIII расположен в верхней прикровельной части оскобинской свиты и представлен двумя песчаными пропластками среди сульфатно-карбонатных пород. Он является продуктивным в месторождениях УВ Непско-Ботуобинской НГО и в Оморинском газовом месторождении Байкитской НГО.

в Чамбинской скв. 114 при испытании в колонне интервала 3235-2242 м получен приток нефти 0,283 м^3/сут (удельный вес– 0,825 г/см^3) и 1500 м^3/сут газа.

Пласт Б-VII, расположенный в основании катангской свиты и также представленный песчаным пластом среди глинисто-карбонатных пород, был опробован в скв. Кт-3, но притока не дал. В других скважинах Чамбинского участка он не изучался.

3.2.3 Нижнекембрийский нефтегазоносный комплекс

В составе комплекса наибольший нефтегазопоисковый интерес в пределах Катангской НГО представляет усольский резервуар, возможно проницаемыми частями которого являются межсолевые карбонатные горизонты.

Осинский горизонт приурочен к нижней части усольской свиты, сложен переслаиванием доломитов и известняков, часто трещиноватых, кавернозных. Вскрыт на участке всеми скважинами и, имея толщину 41-46 м, подстилается и перекрывается пластами каменной соли. С ним связаны отдельные залежи УВ в Иркутской области.

На Чамбинском участке при опробовании его ИП в скважине Вн-1 и Вчм-1 притока не дал. В скв. Чмб-114 получен ип приток воды с дебитом 8,12 м^3/сут, в скважине Кпк-134 – слабый приток разгазированного фильтрата.

Чамбинский горизонт, расположенный в средней части усольской свиты и также представленный толщей кавернозных, трещиноватых карбонатов, контактирующих сверху и снизу с пластами каменной соли, опробован пластоиспытателем в интервале 2800-2897 м в скв. Кпк-134, где за 3 часа стояния на притоке получено 90 литров нефти уд. веса 0,838 г/см^3, и при этом скважина слабо газировала. Чамбинский горизонт выделен на одноимённой площади и за пределами Чамбинского участка ещё не изучался.

Осинский и чамбинский горизонты имеют все признаки коллектора трещиннопорового типа. Региональными флюидоупорами для них служат мощные пачки солей Усольской свиты.

Некоторый интерес в нижнекембрийском НГК может представлять резервуар, приуроченный к средней части бельской свиты. Он широко распространен в пределах всей южной части Катангской НГО и юго-восточной части Байкитской НГО. Этот резервуар обладает надежным флюидоупором в виде

галогенно-карбонатных пачек, слагающих верхнебельскую подсвиту и имеющих суммарную толщину более 200 м. Непосредственно под солями залегает 100-150 метровая толща осадков, сложенная преимущественно малоглинистыми доломитами. Судя по материалам ГИС, выполненных в целом ряде разведочных скважин Собинского месторождения, пласты доломитов этого уровня обладают открытой пористостью от 3 до 15 процентов. Их средняя открытая пористость может составлять не менее 10%, а суммарная эффективная газонасыщенная толщина 30-40 метров и более.

3.3 Характеристика продуктивных горизонтов

В Катангской НГО основная часть ресурсов углеводородов сосредоточена в нескольких уровнях.

3.3.1 Кембрийский уровень

В пределах Чамбинского участка вероятны булайский, нижнебельский и осинский резервуары.

Булайский резервуар

Резервуар включает карбонатные породы булайской свиты, нижнюю часть ангарской свиты в качестве проницаемого комплекса и соленосную ее часть в качестве флюидоупора. Толщина проницаемой части резервуара– 100-180 м, флюидоупора до 350 м. Коллектор представлен доломитами глинистыми и известняками. Структура тонкозернистая. Текстура слоистая, массивная. Генезис доломитов органогенный. По плоскостям наслоения наблюдается черный битуминозно-глинистый материал. На поверхности керна выделялась маслянистая жидкость. Средние значения открытой пористости составляют– 2,5-3,0%. Каверны в количестве 5-20% заполнены солью, ангидритом. Коллектор порово-каверно-трещинного типа.

Нижнебельский резервуар

Проницаемая толща резервуара расположена в нижней подсвите бельской свиты, в которой установлены два пласта-коллектора. Верхняя галогенно-карбонатная подсвита является флюидоупором. Общая толщина нижней подсвиты составляет до 250-297 м, флюидоупора– 232-253 м. Пласты-коллекторы представлены переслаиванием доломитов с известняками. Коллектор порово-кавернозно-трещинного типа.

Осинский резервуар

Представлен карбонатными породами, расположенными между пачками солей в нижней части усольской свиты. Толщина– 34-51 м. Вещественный

состав– доломиты, известняки, ангидрито-доломиты. Доломиты известковистые, с выпотами нефти. Известняки доломитизированные с запахом УВ. Текстура слоистая, горизонтальная. Пористость– 0,02-15,28%, проницаемость– 0,02-6,56 х10^{-3} мкм^2. Средние значения открытой пористости– 1,98-4.15%. Проницаемость– 0.05-2.27 х10^{-3} мкм^2.

В северо-восточной и северной частях Катангского мегавыступа в отложениях усольской свиты гипсометрически выше осинского горизонта выделен по данным ГИС новый пласт-коллектор. Пласт назван чамбинским и представлен двумя прослоями доломитов толщиной 14 м и 20 м. Тип коллектора– порово-каверново-трещинный. Флюидоупором являются карбонатно-галогенные отложения усольской свиты толщиной до 400 м.

3.3.2 Вендский уровень

Собинский резервуар

Проницаемая часть резервуара сложена карбонатными породами толщиной 49-66 м. Флюидоупор образован подосинской пачкой солей толщиной 60-69 м. В верхней части разреза расположен усть-кутский горизонт регионального распространения. В составе горизонта два пласта-коллектора. Пласты разделены пачкой ангидрито-доломитов и глинистых доломитов. Верхний пласт-коллектор представлен органогенно-обломочными доломитами. Открытая пористость– 0,49-7,97%, проницаемость– 0,03-0,2 х10^{-3} мкм^2. Нижний пласт-коллектор сложен перекристаллизованными доломитами, битуминозными, ангидритистыми. Пористость– 0,78-8,29%, средние значения открытой пористости– 3,11-5,23%. Проницаемость– 0,02-1,7 х10^{-3} мкм^2. Тип коллектора– каверново-трещинный.

Оскобинский резервуар

В пределах резервуара выделяются потенциально перспективные пласты-коллекторы различного литологического состава. В целом резервуар представлен терригенно-сульфатно-карбонатными породами-коллекторами. Толщина оскобинской свиты– 15-46 м. Толщина отдельных проницаемых пропластков– 2-3 м. Открытая пористость– 0,3-5,92%, средние значения– 1,05-3,33%. Проницаемость– 0,01-16,24 х10^{-3} мкм^2 (по трещинам).

Тип коллектора– поровый, порово-трещинный. Глинисто-карбонатные породы катангской свиты являются флюидоупором. Толщина флюидоупора– 92-113 м.

Ванаварский резервуар

Проницаемая часть резервуара сложена песчаниками ванаварской свиты. Зональной покрышкой являются ангидрито-доломиты оскобинской свиты толщиной 10-103 м.

В ванаварской свите выделено шесть пластов-коллекторов.

В кровле свиты повсеместно прослеживается локальная покрышка– пласт аргиллитов толщиной 4-7 м с прослоями алевролитов, реже– песчаников. Глинистый материал представлен гидрослюдой, смешанно-слойным минералом гидрослюда-монтмориллонит, а также каолинитом и хлоритом.

В пределах участка отмечается изменчивость литологического состава пород и, соответственно, изменение фильтрационно-емкостных свойств пород по разрезу и по площади. В пределах пластов-коллекторов не все пропластки песчаников могут расцениваться как коллекторы.

Так, например, в скв. Вн-1 верхний первый прослой песчаника пласта В-1 глинистый, алевритистый нижний прослой песчаника более пористый за счет сокращения количества глинистого цемента и увеличения размера зерен.

Данные по ФЕС имеются не по всем скважинам.

Между пластами-коллекторами В-I и В-II располагаются алевро-глинистые породы с редкими прослоями песчаников толщиной от 7,6 м (скв.Кпк-134) до 18,6м (скв. Ктг-1).

Пласт Вн-II состоит из 2-4 прослоев песчаников моно-олигомиктово-кварцевого состава, разделенных прослоями глинистых алевролитов и алевритистых аргиллитов пестроцветных.

Эффективная толщина песчаников изменяется от 1,8 м (скв. Вн-3) до 8 м (скв. Чмб-114).

В скв. Вн-2 максимальные значения открытой пористости– 17,9%, проницаемости– 83,6х10^{-15} $м^2$.

В скв. Вн-1 открытая пористость изменяется от 5,1 до 14%, проницаемость от 0 до 50 х10^{-15} $м^2$.

В скв. Чмб-114 Кпр. изменяется от 0,1 до 186,52 х10^{-15} $м^2$ по трещинам.

В основании промежуточной толщи между пластом В-II и В-III расположена пачка 2-3 м темно-зеленых аргиллитов, которая прослеживается на всей площади. Повсеместно к аргиллитам промежуточной толщи между пластами В-I и В-III приурочены сферолиты карбонатов, обуславливающие концентрически-скорлуповатую отдельность.

По данному участку толщина перемычки изменяется от 1,6 (Вн-1) до 4,4 м (Кпк-134, Чмб-114).

А в скважинах Вн-8, Ктг-1, Ктг-3 толщина перемычки увеличивается до 10,4-17 м, что обусловлено глинизацией толщи, увеличением количества прослоев аргиллитов.

Пласт В-II хорошо отслеживается по ГИС и керну в скв. Вн-1 и Вн-2, где он представлен пестроцветными мелкозернистыми кварцевыми песчаниками и алевролитами с высоким содержанием глинистого цемента (до 30%).

Проблематично его выделение в скв. Кпк-134.

В скв. Ктг-3 значения открытой пористости изменяются от 3,03 до 17,32%, проницаемости– от 0,05 до 21,47 $x10^{-15}$ $м^2$.

В скв. Вн-1 открытая пористость изменяется от 3,1-18,7%, проницаемость– от 0 до 590,4 $x10^{-15}$ $м^2$.

В скв. Чмб-114 единичный прослой с проницаемостью– 11,57$x10^{-15}$ $м^2$.

Пласты В-III - В-IV разделены алевро-глинистыми породами толщиной 0,8-8,4 м.

Пласт В-IV представлен мономиктово-кварцевыми песчаниками светло-серого, красновато-коричневого до черного цвета. Максимальные эффективные толщины песчаников наблюдаются в районе скважин Вн-3– 13,6 м, Вн-8– 14,4 м и Вн-2– 19,6 м.

В расстоянии 5-7 м от кровли песчаники становятся более крупнозернистыми, появляется прослой кремнистых гравелитов и мелкогалечных конгломератов.

Между пластами В-IV и В-V наблюдается алевро-глинистая пачка пород толщиной 5-15 м.

Пласт В-V представлен песчаниками серыми, темно-серыми, красноватокоричневыми, фиолетовыми. Песчаники полимиктовые. В отличие от мономиктово-кварцевых песчаников пласта В-IV, в пласте В-V в составе песчаников увеличивается количество полевых шпатов, слюд, обломков пород. Эффективная толщина пласта– 0,8 м (скв. Чмб-114) -10,3 м (скв. Вн-8).

Пласт В-V отделяется от пласта В-V алеврито-глинистой перемычкой толщиной 1,6-4,1 м.

Пласт В-V развит фрагментарно и с размывом залегает на рифейских отложениях.

В скв. Вн-3, Чмб-114, Вн-2 он отсутствует.

Эффективная толщина– 0,6-2,6 м (скв. Вн-1).

В литологическом отношении пласт состоит из брекчиевидных песчаников, алевролитов, аргиллитов, брекчий.

Породы пестроцветные с преобладанием красноцветных. Состав полимиктовый.

В целом может быть дана следующая характеристика пластов-коллекторов по Ханину А.А.:

Пласт В-1– коллектор V-VI класса.

Пласт В-II– коллектор IV-V класса и только отдельные прослои песчаника являются коллектором II-III класса порового и трещинно-порового типа. Причем, ФЕС песчаников сокращаются в скв. Кпк-134 и увеличиваются в Чмб-114. Низкие значения ФЕС в скважинах Ктг-1,3 обусловлены высоким содержанием ангидрита, барита.

Пласт В-III характеризуется низкими ФЕС, но в скважинах Вн-1,3, Ктг-3 отдельные прослои песчаников являются коллектором II-III класса.

Пласт В-IV– коллектор III класса с отдельными прослоями II класса. В скважинах Кпк-134 и Чмб-114 ФЕС снижены до уровня V, VI класса.

Пласт В-V– коллектор IV класса.

По направлению на север от скв. Вн-2 и Чмб-114 сокращаются эффективные толщины пластов-коллекторов ванаварской свиты и их ФЕС.

3.3.3 Рифейский резервуар

В составе резервуара выделяются пласты-коллекторы различного литологического состава толщиной 14-16 м. Карбонатные пласты-коллекторы представлены пористо-кавернозными трещиноватыми доломитами с выпотами нефти по трещинам, с запахом УВ. По лабораторным данным пористость составляет 3.3-8.3%. Терригенный коллектор представлен кварцитовидными песчаниками, алевролитами. Открытая пористость– 3,15-4,39%, проницаемость 0,01-30,93 $x10^{-3}$ $мкм^2$. Тип коллектора поровый, порово-трещинный, кавернозно-трещинный. Флюидоупором являются аргиллиты ванаварской свиты толщиной 1-20 м и пачки аргиллитов рифея.

4. Оценка нефтегазовых перспектив участка и обоснование поисковых объектов

4.1 Оценка перспектив участка

Нефтегазоносность Чамбинского участка доказана, хотя промышленных притоков нефти и газа при испытании получено не было. Перспективы нефтегазоносности Чамбинского участка связываются и с тем, что он вплотную примыкает на юго-востоке к Собинскому и Пайгинскому месторождениям – району с доказанной промышленной нефтегазоносностью и подсчитанными запасами нефти, газа и конденсата. Основные перспективы нефтегазоносности на Катангской седловине связываются с песчаниковыми пластами ванаварской свиты венда и поисковые работы на территории лицензионного участка должны быть направлены, прежде всего, на выявление залежей УВ в этих отложениях. Таким образом, песчаники ванаварской свиты на Чамбинском лицензионном участке являются целевым горизонтом поисковых работ. Помимо этого целевого горизонта, выявление залежей нефти и газа возможно в отложениях рифея, оскобинской свите и в осинском горизонте усольской свиты нижнего кембрия.

Изучение геологического строения территории лицензионного участка, его нефтегазоносности, структурного плана и закономерностей распространения Коллекторов в ванаварской свите на территории Катангской седловины позволяет предположить, что на рассматриваемой территории возможно выявление как антиклинальных, так и неантиклинальных залежей. По аналогии с изученными Собинским и Пайгинским месторождениями предполагается, что прогнозируемые ловушки будут частично дизъюнктивно экранированными. Первоочередными объектами для проведения поискового бурения на Чамбинском участке являются выявленные антиклинальные ловушки. Вместе с тем, на северо-востоке участка за его пределами прогнозируется линия выклинивания коллекторов ванаварской свиты северо-восточного простирания. Точное положение этой линии не определено, но само ее наличие подтверждается данными глубокого бурения и к этой линии выклинивания может быть приурочена литологическая ловушка.

Прогноз фазового состояния залежей УВ на территории Чамбинского лицензионного участка очень важен, так как он определяет структуру ресурсов УВ. На расположенных в непосредственной близости от Чамбинского участка Собинском и Пайгинском месторождениях преобладающим флюидом является газ. Изучение особенностей нефтегазообразования и

нефтегазонакопления на территории Катангской седловины, а также учет полученных результатов испытания и опробования скважин на Чамбинском лицензионном участке позволяет предположить, что выявляемые залежи будут газонефтяными и соотношение нефть/газ в них будет больше, чем на Собинском и Пайгинском месторождениях. Это Связано с тем, что газоконденсатные залежи на юге Сибирской платформы сформировались в результате разубоживания первично нефтяных залежей сухим газом из прилегающих прогибов, где материнские отложения при дальнейшем погружении вошли в главную фазу газообразования. Формирование газоконденсатных систем Собинского и Пайгинского месторождений связывается с подтоком сухого газа со стороны Присаяно-Енисейской синеклизы. Структурное положение Чамбинского участка на северо-западном склоне Собинского-Тэтэринского вала более благоприятно для накопления и сохранения залежей нефти тем, что из Чуньской впадины мигрировали в большей степени жидкие углеводороды.

4.2 Характеристика поисковых объектов

Комплексное изучение данных нефтегазоносности, структурных построений и выявленных закономерностей распространения коллекторов в ванаварской свите позволило выделить на территории Чамбинского лицензионного участка три наиболее перспективных поисковых объекта: Чамбинскую, Дулишминскую и Верхнепайгинскую ловушки. Помимо них выделяется также частично опоискованная Верхнечамбинская ловушка, но так как промышленных притоков УВ здесь получить не удалось, требуется продолжить и ее дальнейшее изучение.

Чамбинская антиклинальная ловушка выделяется в центральной части лицензионного участка. Основой для ее выделения послужило Чамбинское локальное поднятие, контуры которого были существенно расширены в южном направлении, где в выделяемую ловушку вошли расположенные здесь два мелких локальных поднятия и также район Ванаварской скв. 1, где из пласта ВН-II был получен непромышленный приток нефти. Внешний контур нефтеносности проведен по данным испытания Ванаварской скв. 1 на отметке минус 2895 м. С юга ловушка ограничена линией предполагаемого дизъюнктивного нарушения, которое отделяет район Ванаварской скв. 3, где притоки пластовой воды получены с более высокого гипсометрического уровня. На юго-востоке ловушка отделяется седловиной от крутого моноклинального Склона Собинско-Тэтэринского вала. Наличие седловины подтверждается тремя мелкими котловинами, вытянутыми вдоль юго-восточного контура

прогнозируемой ловушки. Уровень газонефтяного контакта условно проведен на отметке минус 2820 м. размеры ловушки 20 х 38 км, она вытянута в субмеридианальном направлении. Высота залежи прогнозируется около 130 м. По выполненному прогнозу южная половина ловушки– нефтеносна, северная– нефтегазоносна. Ловушка имеет сложное многокупольное строение. В связи с этим, для ее опоискования необходимо пробурить не менее трех поисковых скважин.

Верхнечамбинская комбинированная ловушка приурочена к структурному мысу, осложняющему северо-западный склон Верхнечамбинского поднятия. Основанием для ее выделения послужил полученный в Чамбинской скв. 114, расположенной в центральной части ловушки приток нефти дебитом 1,4 $м^3$/сут. и газа– 3 тыс. $м^3$/сут. На юго-востоке, вверх по восстанию пластов, ловушка ограничена линией дизъюнктивного нарушения. Основанием для такого ограничения ловушки с востока послужили данные бурения Верхнечамбинской скв. 1, где с более высокого, чем в Чамбинской скв. 114 гипсометрического уровня при опробовании тех же пластов был получен приток пластовой воды. Водонефтяной контакт условно проведен на отметке минус 3040 м; газонефтяной контакт– минус 2990 м. Размеры ловушки 11х20км, высота прогнозируемой залежи свыше 50 м.

Дулишминская антиклинальная ловушка приурочена к одноименному локальному поднятию. По сравнению со структурной картой по данным сейсморазведки, контуры поднятия расширены на север, где оно охватывает еще одну небольшую по размерам антиклинальную структуру. С юга и юго-востока ловушка ограничена по западным склонам двух котловин. Соответственно, замыкающая изогипса проведена ниже - на отметке минус 2970 м. На этой же отметке прогнозируется и уровень водонефтяного контакта. Газонефтяной контакт условно проведен на отметке минус 2910 м. Размеры ловушки 25х18 км, высота залежи свыше 100 м. Ловушка имеет сложную заливообразную форму и двухкупольное строение.

Верхнепайгинская неантиклинальная ловушка вытянута вдоль восточной границы лицензионного участка. Часть прогнозируемой ловушки выходит за его пределы. По данным бурения на Джелиндуконском участке в северо-западном направлении от скважины прогнозируется выклинивание песчаников. Прогнозная Полоса отсутствия песчаников протягивается с юго-запада на северо-восток. Поэтому Верхнепайгинская ловушка ограничена с юго-востока выклиниванием коллекторов ванаварской свиты. В этом же направлении вытянуты и изогипсы кровли продуктивных Отложений. На юге прогнозная ловушка ограничена линией дизъюнктивного нарушения. Условный

водонефтяной контакт проведен на отметке минус 2750м, а газонефтяной контакт– на отметке минус 2700 м. Следует отметить, что положение линии выклинивания коллекторов, которая экранирует залежь вверх по восстанию пластов, определено, условно и должно будет уточнено в ходе дальнейших исследований. Ловушка является литологически экранированной. Ее размеры 100х26 км, она вытянута полосой в северо-восточном направлении. Высота прогнозной залежи свыше 200 м. Ловушка включает в себя два небольших антиклинальных поднятия, которые осложняют ее северо-восточную и юго-западную оконечности. Граница прогнозной залежи по линии внешнего контура нефтеносности имеет сложную изрезанную форму. В связи со сложностью строения и большими размерами ловушки для ее опоискования необходимо бурение не менее трех поисковых скважин.

4.3 Оценка ресурсов нефти, газа и конденсата прогнозируемых поисковых объектов в разрезе ванаварской свиты венда

Основой для оценки ресурсов нефти, газа и конденсата прогнозных залежей в ванаварской свите венда Чамбинского лицензионного участка послужили модели залежей, предлагаемые в разделе 4.2.

Подсчет перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата прогнозных залежей осуществлялся объемным методом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе научно-исследовательской работы было изучено геологическое строение Чамбинского участка при помощи проведенных на нем геолого-геофизических работ и бурения поисково-параметрических скважин. Большая часть сейсмопрофилей Чамбинского участка были отработаны (80%) в период 1987-1992 гг. по методике $24^{х}$-$48^{ми}$ кратного МОГТ.

В геологическом строении участка принимают участие породы, слагающие три структурных этажа: нижний, промежуточный и верхний. Нижний этаж представляет гетерогенное складчатое сооружение фундамента. Изученность фундамента низкая. Промежуточный этаж сложен терригенно-карбонатными отложениями рифейского комплекса. А верхний этаж составляют осадочные и вулканогенные породы, залегающие с угловым несогласием на размытой поверхности рифейских отложений и фундамента.

Также в разрезе данного участка были выделены три нефтегазоносных комплекса: рифейский, вендский и нижнекембрийский– и дана оценка его перспективности.