

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 115 с., 24 рис., 20табл., 32 источников

Ключевые слова: Западно-Сибирская НГП, Томская область, Нижневартовский свод, скважина, бурение, нефтяное месторождение, нижнесреднеюрские отложения, тогурская свита, органическое вещество, катагенез, палеотектонический анализ, залежь, конструкция скважины, смета.

Объектом исследования являются нижнесреднеюрские отложения Хвойного нефтяного месторождения.

Цель работы – изучение геологического строения Хвойного месторождения и составление проекта доразведки, в рамках которого предусматривается заложение разведочной скважины, расчет конструкции и финансовых затрат необходимых для реализации запланированных работ.

В процессе исследования проводились работы, направленные на изучение геологического строения, палеотектонические и аналитические методы исследования; оценка затрат на проведение геолого-технических мероприятий.

В результате исследования на базе палеотектонического анализа обоснована необходимость бурения разведочной скважины № 15 и рекомендован наиболее перспективный участок для ее заложения с целью дальнейшего изучения месторождения. Была спроектирована конструкция скважины и выполнен экономический расчет затрат на реализацию проекта доразведки.

Степень внедрения: Результаты работы будут использованы в процессе эксплуатации месторождения.

Область применения: нижнесреднеюрские отложения в юго-восточной части Западной Сибири.

Экономическая эффективность/значимость работы показана на примере расчета сметы затрат на проведение ГТМ по скважине 15 Хвойного месторождения.

В будущем планируется предложенную методику доразведки месторождения применить на схожих по геологическому строению площадях.

Введение

С каждым годом запасы углеводородов в Западной Сибири истощаются, и возникает необходимость в приросте запасов путём детального изучения геологического строения месторождений. Каждое месторождение имеет свои особенности, каждый пласт индивидуален, и требует особо тщательного изучения. В выпускной квалификационной работе будут рассмотрены нижнесреднеюрские отложения Хвойного месторождения Томской области.

Хвойное нефтяное месторождение открыто в 1983 году скважиной № 1, давшей фонтан нефти дебитом 22 м³/сут. при испытании пласта Ю₁¹, введено в эксплуатацию в 1987 году.

В настоящее время на месторождении ведутся комплексные геологоразведочные работы. Уточнение геологического строения осуществляется эксплуатационными скважинами. Сейсмические исследования проводятся с целью уточнения структурно-тектонического строения горизонтов продуктивной толщи Хвойного месторождения и оптимизации размещения проектных скважин.

Целью работы является изучение особенностей геологического строения Хвойного нефтяного месторождения, составление проекта доразведки месторождения, в рамках которого предусмотрено заложение скважины, расчет конструкции и финансовых затрат для выполнения запланированных работ.

Задачи работы:

- рассмотреть особенности геологического строения Хвойного месторождения с учетом новых геолого-геофизических данных;
- обосновать место заложения проектной разведочной скважины № 15;
- запроектировать конструкцию скважины;
- рассчитать финансовые затраты на выполнение проекта доразведки.

1 Общая часть

1.1 Географо-экономическая характеристика

Хвойное месторождение располагается на северо-западе Томской области (рисунок 1) в юго-восточной части Западной Сибири.

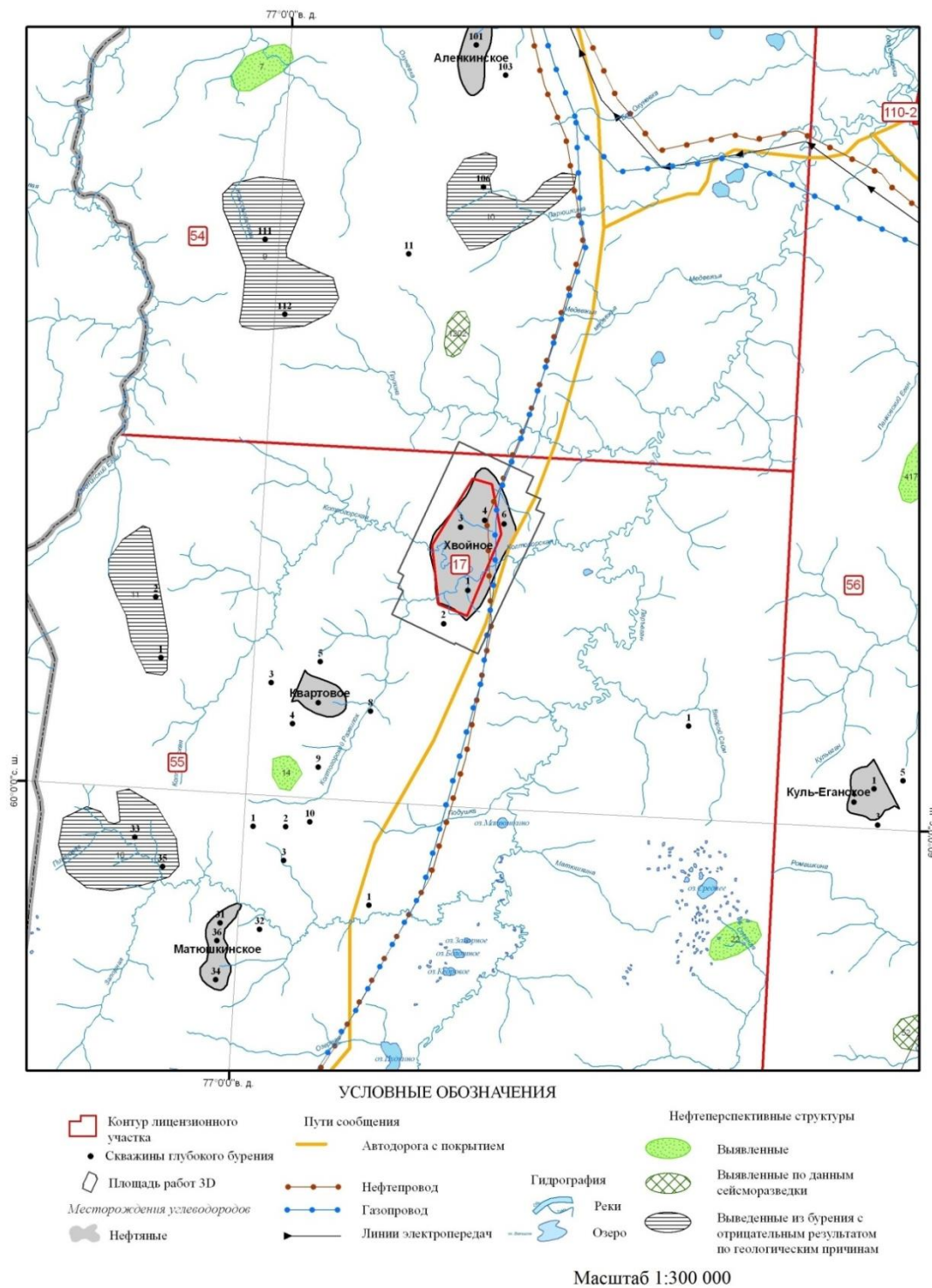


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Ближайшим населенным пунктом является районный центр – пос. Александровский, расположенный к северо-востоку от месторождения в 45 км по прямой и в 58 км по автодороге. В непосредственной близости от месторождения проходит автомобильная дорога с твердым покрытием п. Александровское – п. Пионерный.

Климат района по своему типу является переходным от умеренно-континентального к резко-континентальному. Среднегодовая температура воздуха, составляет, минус 2.6°C. Минимальная температура воздуха составляет минус 55°C. Среднегодовое количество осадков 469 мм. Основной объем осадков выпадает летом в виде ливней. В зимний период осадки выпадают преимущественно в виде снега. Толщина снежного покрова достигает 80-100 см.

Современный облик рельефа описываемой территории сформирован геологическими и неотектоническими процессами при участии экзогенных факторов.

Выделяются три геоморфологических уровня или типа рельефа: озерно-ледниковая водораздельная равнина среднечетвертичного возраста, объединенные третья и вторая надпойменные террасы верхнечетвертичного генезиса и современные поймы рек.

Озерно-ледниковая равнина занимает все водораздельные пространства или 80 % территории Хвойного месторождения. Поверхность равнины пологоволнистая с абсолютными отметками от 60 м до 105 м. Низкий уровень заболоченности проявляет себя на наиболее удаленных от речных долин участках. Болота имеют лапчатую форму и не образуют обширных систем с грядово-мочажинными и грядово-озерковыми комплексами.

Придолинные участки равнины, в основном, хорошо дренируются речной сетью, а эрозионно-денудационные уступы равнины к долинам рек прослеживаются достаточно четко.

Третья и вторая надпойменные террасы верхнечетвертичного возраста

отмечаются в виде небольшого фрагмента по правому берегу реки Колтогорская вблизи восточной границы лицензионного участка. Поверхность террас сравнительно плоская с колебаниями отметок рельефа в интервале 60-80 м.

Террасы во многих местах обнажаются, формируя эрозионные уступы, которые часто размыты и расчленены оврагами глубиной до 12-14 м и протяженностью до 60 м.

К задернованным и залесенным уступам относится пойма, при этом бровка террасы выражена слабо. Пойма развита повсеместно в долинах рек. На реке Колтогорской её ширина достигает 15 км, а абсолютные отметки находятся в пределах 40-45 м.

В пределах Хвойного месторождения имеются особо охраняемые водоохранные зоны вдоль рек и вокруг озер. Также введены ограничения хозяйственной деятельности на территории кедровых лесов [20].

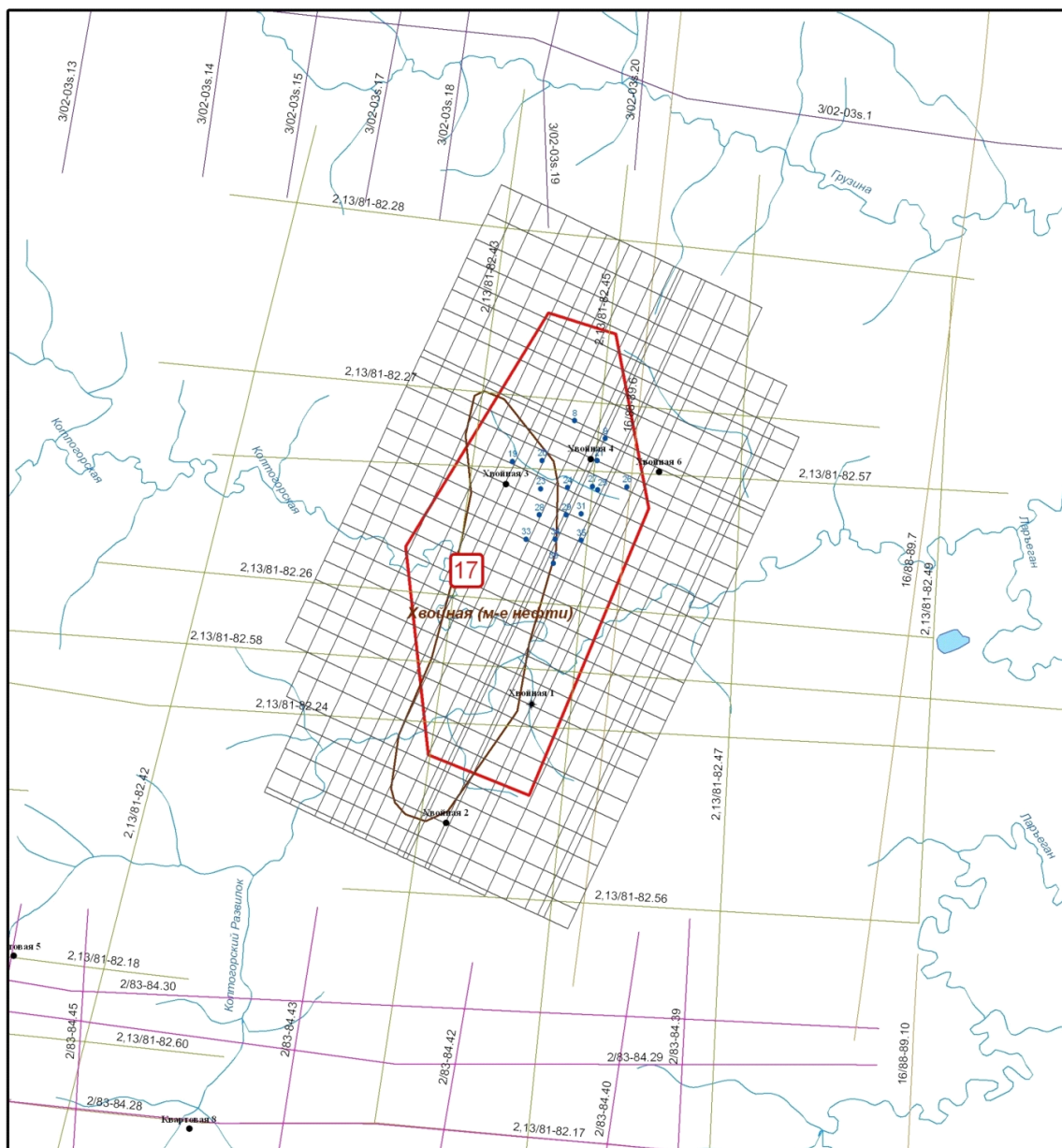
1.2 Геолого-геофизическая изученность района

Изучение геологического строения региона, включающего Хвойное месторождение, началось с 1947 года [20]. В период с 1947 по начало 1960-х осуществлялись региональные работы: геологическая, магнитная, аэромагнитная, гравиметрические съемки, бурение, сейсмические исследования МОВ и КМПВ. В результате этих работ осуществлено тектоническое районирование территории, составлены структурно-тектонические схемы осадочного чехла и поверхности фундамента. Сейсморазведочные работы МОГТ в пределах месторождения проведены в 1973-1982 гг.

Выполненные геолого-геофизические работы в районе Хвойного месторождения приведены в таблице 1, схема геолого-геофизической изученности показана на рисунке 2.

Таблица 1 - Геолого-геофизическая изученность территории Хвойного месторождения

Организация и год проведения работ, автор отчета	Вид и масштаб работ	Основные результаты работ
ЗСГУ, 1947-1954, (фонды СИТБИ)	Геологическая съёмка, 1 : 1 000 000	Установлено повсеместное развитие четвертичных (антропогенных) отложений, по руслам некоторых рек – неогеновых. Составлена геологическая карта Западно-Сибирской низменности.
Аэромагнитная экспедиция НГТ, 1948-1950, 1956-1957	Аэромагнитная съёмка, 1 : 1 000 000 1 : 200 000	Построены карты ΔT_a . Проведено районирование фундамента, по характеру геофизических полей оценены глубины до его поверхности. Получены сведения о простирании и размерах основных структурно-тектонических элементов.
Томская геофизическая контора, 1955-1957	Гравиметрическая съёмка, 1: 1 000 000 1 : 200 000	Установлена связь крупных гравиметрических аномалий с внутренним строением палеозойского фундамента.
ТГТ с/п 1,9,11/73-74 Белов Р.В., Михайлицкий Ю.П.	Сейсморазведка а МОВ, МОГТ, КМПВ	Уточнено строение центральной части Колтогорского мегапрогиба, западного склона Александровского мегавала. Выявлены Саймовская, Южно-Александровская, Хвойная структуры. Определены форма и положение границы, связываемой с поверхностью древнего кристаллического фундамента.
ТГТ с/п 2,13/81-82 Камынина Л.И., Шляхтер Е.С.	Площадные работы МОГТ 1 : 100 000	Детализированы и подготовлены к разведке глубоким бурением Квартовое, Южно-Мапошкинское, Хвойное локальные поднятия по отложениям мезозоя и поверхности доюрских образований. Уточнено строение Верхнеколтогорской, Кедровской и Мапошкинской структур.
ТГТ с.к.п. 19 1954-1990 Сомова Ж.М.	Исследования СК, ВСП в глубоких скважинах	Получены сведения о средних и интервальных скоростях разреза и произведена привязка сейсмических горизонтов к литолого-стратиграфическим комплексам по скважинам: Хвойной Р-1, Квартовой Р-7, Александровским Р-1, 2, 3, Западно-Назинской Р-95, Полуденной Р-221, Куль-Еганским Р-1, 4, Саймовской Р-1, Матюшкинской Р-32, Южно-Колтогорской Р-1, Приколтогорским Р-1, 2, 3
Александровская нефтегазоразведочная экспедиция, 1954-1990	Параметрическое поисковое и разведочное бурение на нефть и газ	Изучены разрезы отложений платформенного чехла и верхней части доюрских образований. Произведено расчленение разреза на стратиграфические комплексы. Открыты нефтяные месторождения: Обское, Полуденное, Куль-Еганское, Квартовое, Мапошкинское, Хвойное.
ТГТ, омп 10/93-96, Конторович В.А.	МОГТ, 1 : 200 000	Обобщена геолого-геофизическая информация по нижнеюрским, верхнеюрским (васюганским), нижнемеловым нефтегазоносным комплексам по Колтогорскому мегапрогибу и Нюрольской впадине.
ИГНГ СО РАН, с/п 34/02-03, Конторович В.А.	Поисково-детальные сейсморазведочные работы МОГТ-2Д 1 : 50 000	Обработка геолого-геофизических материалов была выполнена в ПОИГ ОАО «Самаранефтегеофизика». В процессе исследований уточнены модели Полуденного и Куль-Еганского нефтяных месторождений. По результатам выполненных исследований рекомендуется пробурить 6 скважин.



Масштаб 1:100 000

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- | | | | |
|---|--|---|---|
|  | Контур лицензионного участка |  Хвойная 3 | Глубокие скважины |
|  | Сейсмические 2D, 3D профили, номер сеймопартии |  | Глубокие скважины, в которых сделан сейсмокаротаж |
|  | Границы структур 4 порядка |  29 | Эксплуатационные скважины (точки входа в пласт Ю ₁) |
| | |  | Гидрография |
| | |  | Реки |
| | |  | Озеро |

Рисунок 2 – Схема геофизической изученности участка сейсморазведкой и бурением

2 Геологическая часть

2.1 Стратиграфия

Геологический разрез изучаемого участка представлен отложениями палеозойского фундамента и залегающей на них с угловым и стратиграфическим несогласием мощной толщей терригенных пород осадочного мезозойско-кайнозойского платформенного чехла имеющей общую мощность в пределах лицензионного участка 3000 м и более. Состав пород и относительные мощности свит показаны на рисунке 3.

Палеозойские отложения (PZ)

По данным бурения, доюрские породы вскрыты на месторождении скважиной 1 на глубине 3141 м, проходка по породам фундамента составила 66 м.

Отобранный в скв. 1 керн представлен переслаиванием известняков и гравийных конгломератов с преобладанием первых.

Известняки серые, темно-серые, скрытокристаллические, плотные, крепкие, трещиноватые, перекристаллизованные. Структура породы псевдобрекчиевая, обусловлена наличием многочисленных тектонических трещин и раздувов выполненных перекристаллизованным кальцитом. Трещины различной ориентации шириной до 20 мм выполнены кальцитом или заполнены мелкогравийным конгломератом. Гравийный конгломерат сложен пестроцветными обломками преимущественно глинистых пород размерами от 2-3 мм до 10-12 мм. Цементирующая масса представлена глинистым материалом зеленого или зеленовато-серого цвета, прослойки которого характеризуются волнистой и линзовидной слоистостью.

С поверхностью доюрских образований сопоставляется отражающий горизонт Φ_2 .

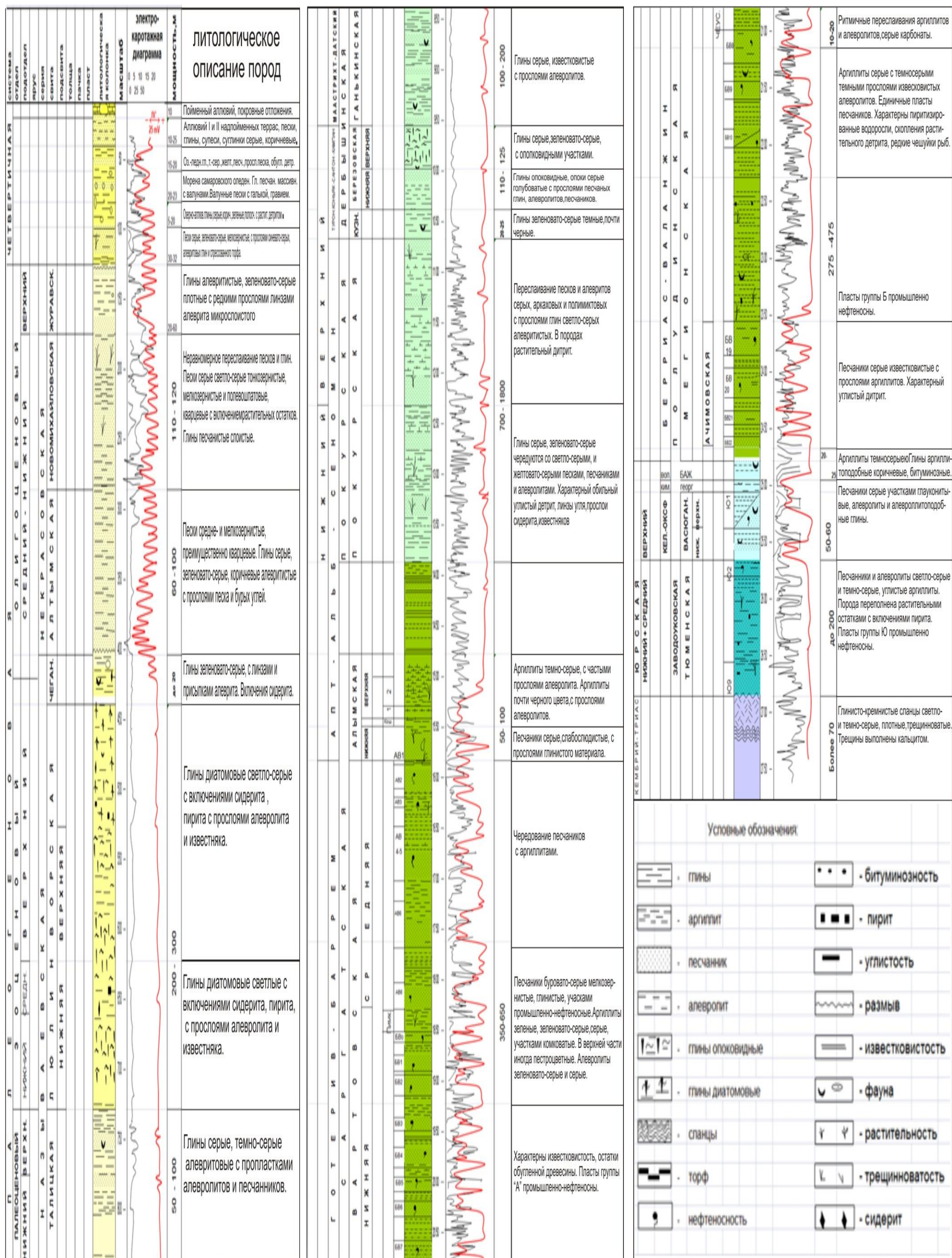


Рисунок 3 – Сводный литолого-стратиграфический разрез Нижневартовского нефтегазоносного района

Юрская система (J)

Отложения юрской системы в районе работ представлены нижним, средним и верхним отделами. Мощность юрских отложений меняется, в среднем составляет 460 м. Отложения юрской системы от основания осадочного чехла и до глубины 2705 м сложены породами континентальных фаций с обильными включениями растительного детрита и фрагментарными отпечатками растений ниже - среднеюрского возраста.

Нижний отдел (J₁).

Урманская свита (J₁ur) в пределах исследуемой территории выявлена в разрезе скважины № 1. Литологически свита охарактеризована в интервале 3091-3122 м и представлена переслаиванием песчаников (пласты Ю₁₆₋₁₇), алевролитов и аргиллитов. Песчаники светло-серые мелко - среднезернистые, плотные. Текстура косослоистая, линзовидная, за счет намыва растительного детрита. По керну отмечается запах нефти.

Тогурская свита (J₁ tg) является *нефтематеринской* для ниже-среднеюрских отложений. Распространение свиты носит локальный характер. Отложения тогурской свиты согласно перекрывают песчаные пласты группы Ю₁₆₋₁₇, или залегают со стратиграфическим несогласием на породах фундамента в случаях отсутствия урманской свиты. Представлены аргиллитами серыми, темно-серыми, с буроватым оттенком, иногда черными, плитчатыми, с включениями обуглившихся растительных остатков, с прослоями углей. Отмечаются прослой песчаников серых, светло-серых, тонко- и мелкозернистых. Мощность свиты 12-19 м.

Салатская свита (J₁ sl) соответствует верхнетогурскому комплексу и представлена чередованием песчаных пластов Ю₁₅, Ю₁₄₋₁₁ и углисто-глинистых пачек.

Нижняя подсвита ограничена региональными реперами: снизу аргиллитами тогурской пачки, сверху угольным пластом У₁₀ и довольно однозначно опознается по данным комплекса ГИС и в разрезах скважин. Но сама по себе имеет разнородное строение по площади, проявляющееся в

вариациях мощности и наличием того или иного песчаного пласта, что в свою очередь объясняется структурным положением, тектоническим фактором.

Литологически эти пласты представлены песчаниками светло-серыми, разнотекстурными, плохо отсортированными, с редкими пропластками темно-серых аргиллитов, алевролитов, иногда с включениями псефитовых разностей. Мощность свиты 95-110 м.

Нижний отдел - средний отдел (J_{1-2})

Тюменская свита (J_{1-2} tm) территории исследования вскрыта в различном стратиграфическом объеме. Значительная дифференцированность рельефа фундамента приводит к тому, что мощность свиты резко меняется даже в пределах локальных участков. Разрез представлен неравномерным чередованием песчаников (пласты $Ю_{14}$ - $Ю_2$), алевролитов и аргиллитов. Песчаники серых оттенков мелкозернистые, среднетекстурные, плотные, крепкоцементированные или среднетекстурные, горизонтально- или косослоистые за счет тонких прослоев алевролита, аргиллита, с частыми намывами углистого материала, иногда с включениями обломков различных пород относятся к пойменно-русловым фациям.

Алевролиты серые, плотные, крепкие с линзовидными прослоями черного аргиллита и углистого детрита.

Аргиллиты темно-серые, буровато-серые до черных, плотные, крепкие, иногда плитчатые, с частыми тонкими горизонтальными прослоями алевролита и включениями углистого детрита.

Отложения свиты относятся к угленосной терригенно-полимиктовой формации и в районе имеют повсеместное распространение. Мощность свиты 190-230 м.

Верхний отдел (J_3)

Васюганская свита (J_3 vs) характеризуется отложениями, накопление которых происходило в мелководных, прибрежно-морских и прибрежно-континентальных условиях.

Согласно многочисленным исследованиям, васюганская свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю – преимущественно глинистую и верхнюю – опесчаненную.

Нижневасюганская подсвита, представлена мелководно-морскими отложениями, среди которых преобладают аргиллиты темно-серые, плотные, крепкие, слабослюдистые, горизонтально-слоистые за счет прослоев алевролитов толщиной 1-5 см.

Песчано-алевролитовые пласты верхневасюганской подсвиты выделяются как горизонт Ю₁, являющийся основным объектом разработки залежей УВ в изучаемом районе.

Горизонт Ю₁ имеет сложное внутреннее строение, обусловленное разнообразием обстановок осадконакопления отдельных интервалов его разреза в условиях циклических колебаний уровня моря. Общая толщина горизонта Ю₁ изменяется от 52 м до 55 м, в его составе выделяются песчаные пласты Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³ и Ю₁⁴, разделенные или угольным пластом У₁, или межугольной пачкой.

Подугольная толща залегает между кровлей нижневасюганской подсвиты и подошвой межугольной толщи и содержит песчаные пласты Ю₁³⁻⁴, которые распространены на большей части площади и имеют покровный облик, отвечающий регрессивной фазе развития морского бассейна с её максимумом на момент формирования верхней части пласта Ю₁³. В этот период мелководно-морская и прибрежно-морская обстановки осадконакопления сменились на прибрежно-континентальную и, отчасти, континентальную (русловые фации).

Разрез горизонта Ю₁ завершает надугольная толща, ограниченная сверху породами георгиевской свиты.

В рассматриваемом интервале разреза снизу-вверх выделяются песчано-алевролитовые пласты, индексируемые как Ю₁¹, Ю₁². Верхний песчаный объект Ю₁¹ толщиной от 1,8 м до 11,2 м является нефтеносным. Пласт сложен полимиктовыми песчаниками серыми, в основном

мелкозернистыми, плотными, среднесцементированными. Слоистость пород горизонтальная или линзовидная за счет включения тонких пропластков и линзочек глинистого материала и растительного детрита.

Мощность свиты 85 - 95 м.

Георгиевская свита (J_3gr). Базальные отложения свиты, со стратиграфическим несогласием перекрывают породы васюганской свиты и представлены алевролитом серым и зеленовато-серым, плотным, крепким с включениями глинистого и известковистого материала, с гнездами пирита и фауной белемнитов. Мощность свиты 2 - 6 м.

Баженовская свита (J_3bg) представлена аргиллитами от темно-серых до буровато-темно-серых, плотными, крепкими, плитчатыми, слюдистыми, с включениями углистого детрита, пиритизированными. В отложениях баженовской свиты скважины № 1 по всему разрезу отмечены остатки моллюсков: ростры и онихиты белемнитов, аммониты плохой сохранности, зубы и кости рыб. В шлифах отмечены многочисленные, но плохой сохранности радиолярии башенковидной формы, которые по ряду признаков относятся к средне-поздневолжскому комплексу.

Морские осадки свиты характеризуются выдержанностью литологического состава, площадным распространением и входят в состав региональной покрывки келловей-волжского нефтегазоносного комплекса. Они имеют реперную характеристику по данным ГИС, а также аномальные акустическими свойства, с которыми связано формирование опорного отражающего сейсмического горизонта Π^a . Мощность свиты 7 - 11 м.

Меловая система (K)

Отложения системы согласно залегают на верхнеюрских породах и представлены всеми отделами и ярусами.

Нижнемеловой комплекс осадков (K_1) подразделяется снизу-вверх по разрезу на четыре свиты: куломзинскую, тарскую, вартовскую, алымскую и нижнюю часть покурской свиты.

Куломзинская свита (K_1kl) представлена морскими отложениями,

которые согласно залегают на битуминозных аргиллитах баженовской свиты и представлены, в основном, аргиллитами темно-серыми с зеленоватым оттенком, иногда плитчатыми с подчиненными прослоями алевролитов и песчаников.

Песчано-алевролитовые пласты присутствуют в нижней части свиты и индексируются как B_{16-20} (ачимовская пачка), в её верхах – пласты B_9-B_{15} . Наиболее выдержанными по площади являются пласты B_9 и B_{12-13} , остальные имеют локальное развитие. Мощность куломзинской свиты 340-360 м.

Прибрежно-морские отложения тарской свиты (K_{1tr}) характеризуются преобладанием песчаного материала, что соответствует регрессивной фазе развития верхнеюрско-валанжинского морского бассейна. В объеме свиты выделяются три хорошо выдержанных по площади песчаных пласта B_{7-9} , толщиной до 35-40 м. Мощность свиты 90-110 м.

Вартовская свита (K_{1vr}). Отложения свиты имеют континентальный генезис и представлены неравномерным чередованием глин зеленовато-серых, буровато-серых, кирпично-красных, комковатых, алевролитов и песчаников светло-серых, мелкозернистых, слабо- и среднесцементированных, часто заглинизированных. В разрезе выделяется ряд песчаных пластов, пласты группы «Б» в нижней части ($B_{0-1} - B_6$) и пласты группы «А» ($A_2 - A_{12}$) в верхней. Толщина пластов составляет в среднем порядка 10 м, достигая 15-20 м. Мощность свиты 380-410 м.

Алымская свита (K_{1al}). Прибрежно-морские и морские отложения алымской свиты трансгрессивно залегают на континентальной толще вартовской свиты. Нижняя часть свиты представлена базальным песчаным пластом A_1 , который перекрывается кошайской пачкой аргиллитоподобных глин. Пласт A_1 имеет региональное распространение, на ряде месторождений Томской области с ним связаны залежи нефти и газа. Сложен он песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми, различной крепости и имеет толщину от 20 до 36 м. Мощность свиты 49-64 м.

Покурская свита ($K_1 pk$). Мощная толща континентальных отложений

свиты согласно залегает на осадках алымской свиты и сложена чередованием песчано-алевролитовых пачек, индексируемых как пласты ПК₁ – ПК₁₉, и слоев глин. Мощность свиты 740-780 м. В нижней части покурской свиты на границе апта и альба прослеживается отражающий горизонт III.

Верхнемеловые (K₂) отложения сложены преимущественно морскими глинистыми осадками – мергелями, опоковидными глинами и опоками и подразделяются снизу-вверх на кузнецовскую, березовскую и ганькинскую свиты средними толщинами соответственно 15, 120 и 168 м. Общая мощность 280-320 м.

Палеогеновая система (P)

Палеогеновый осадочный комплекс мощностью 580-600 м сложен морскими глинистыми осадками талицкой (палеоцен), люлинворской (эоцен), чеганской (нижний олигоцен) свит и континентальными песчано-глинистыми отложениями среднего-верхнего олигоцена некрасовской серии.

Четвертичная система (Q)

Отложения системы с глубоким перерывом в осадконакоплении залегают на породах палеогена. Они представлены рыхлыми наносными осадками – глинами, алевролитами, суглинками, супесями, песками-пльвунами и верхним почвенно-растительным слоем мощностью 20-30 м [20].

2.3 Тектоника

Территория исследований расположена в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты - молодой эпипалеозойской платформы. Западно-Сибирская плита имеет гетерогенный фундамент (рисунок 4), перекрытый мезозойско-кайнозойскими отложениями платформенного чехла.

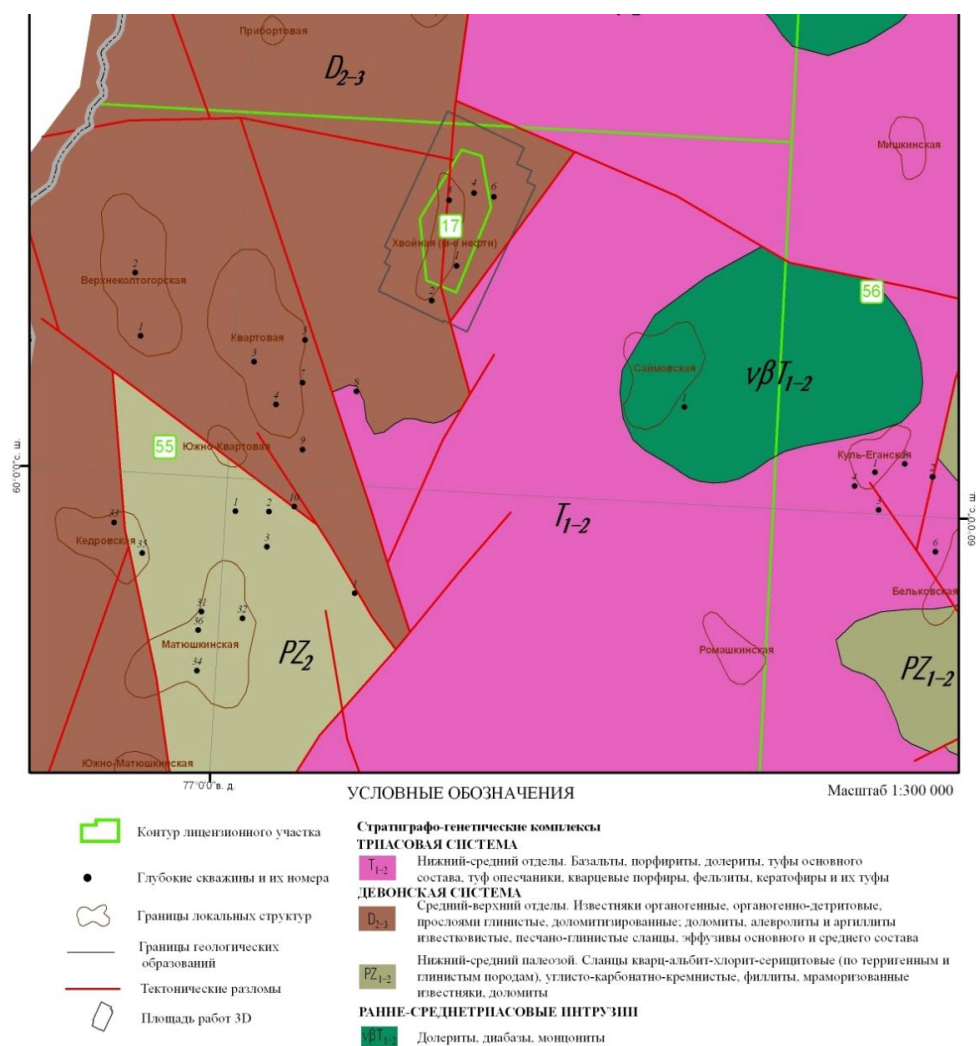


Рисунок 4 – Карта геологического строения поверхности доюрских образований (По В.С.Суркову и др., 2003г.)

В структурном комплексе фундамента плиты выделяются два структурных этажа. Нижний, или складчатый, представлен геосинклинальными глубоко метаморфизованными, сильно дислоцированными породами докембрия и палеозоя, прорванными гранитоидными интрузиями. Верхний, или промежуточный, этаж распространен не повсеместно, преимущественно приурочен к краевым прогибам, развит в пределах межгорных и наложенных впадин, а также древних платформенных образований. Самостоятельной структурной единицей фундамента являются рифтовые зоны, выполненные триасовыми эффузивными и эффузивно-осадочными образованиями.

Существует несколько вариантов тектонических схем строения фундамента ЗСП. На современном этапе изученности геологического

строения ЗСП, как единого региона, наиболее полно объясняет совокупность имеющихся геолого-геофизических данных. На изучаемой территории показаны герциниды Центрально-Западносибирской складчатой системы, впервые выделенной В.С. Сурковым (рисунок 5). В ее пределах выделяются крупные структурно-формационные зоны: мегантиклинории, антиклинории, синклинории, межгорные и краевые прогибы, впадины, срединные массивы. Фундамент пересекается грабен-рифтами триасового возраста.

Район описываемых работ расположен в зоне сочленения Нижневартковского антиклинория, Айгольского синклинория, имеющих северо-западное простирание, и секущего их Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта. Нижневартковский антиклинорий является одной из крупнейших структур Центрально-Западносибирской складчатой системы. Ось антиклинория проходит в западной части района работ. Осевая часть антиклинория сложена метаморфическими и эффузивно-осадочными породами (глинистые сланцы, филлиты, туфы, кислые эффузивы), прорванными гранитоидами.

К концу палеозойской эры завершилось геосинклинальное развитие территории и она перешла в принципиально новый геотектонический режим молодой платформы.

Перед началом формирования платформенного осадочного чехла в раннем триасе произошли раскол и раздвиг земной коры, повлекшие грабенообразование и внедрение мантийного вещества в зону раздвигу. На территории Западной Сибири образовались линейные отрицательные структурные зоны большой протяженности, простирание которых не согласуется с простиранием герцинских складчатых систем. Одна из систем - Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт. Нарушение изостатического равновесия в связи с раздвигом и деструкцией нижней части земной коры привело к прогибанию обширного сегмента и формированию Западно-Сибирского седиментационного бассейна.

формируется новый структурный план, связанный с неотектоническими движениями. Этот этап развития чехла характеризуется, преимущественно, ростом региональных структур, положительными суммарными амплитудами тектонических деформаций.

Согласно карте тектонического районирования юрского осадочного чехла (рисунок 6), лицензионный участок расположен в зоне сочленения восточного склона Ледянской мезоседловины и западного склона Колтогорского мезопрогиба. Для всей территории ЗСП характерно наличие в региональном плане двух основных систем тектонических разломов северо-западного и северо-восточного простирания. Первые представляют собой разломы складчатого основания фундамента, вторые связаны с процессом рифтообразования. Значительная часть разрывных дислокаций проникает в отложения платформенного чехла, оказывая существенное влияние на формирование в них залежей нефти и газа.

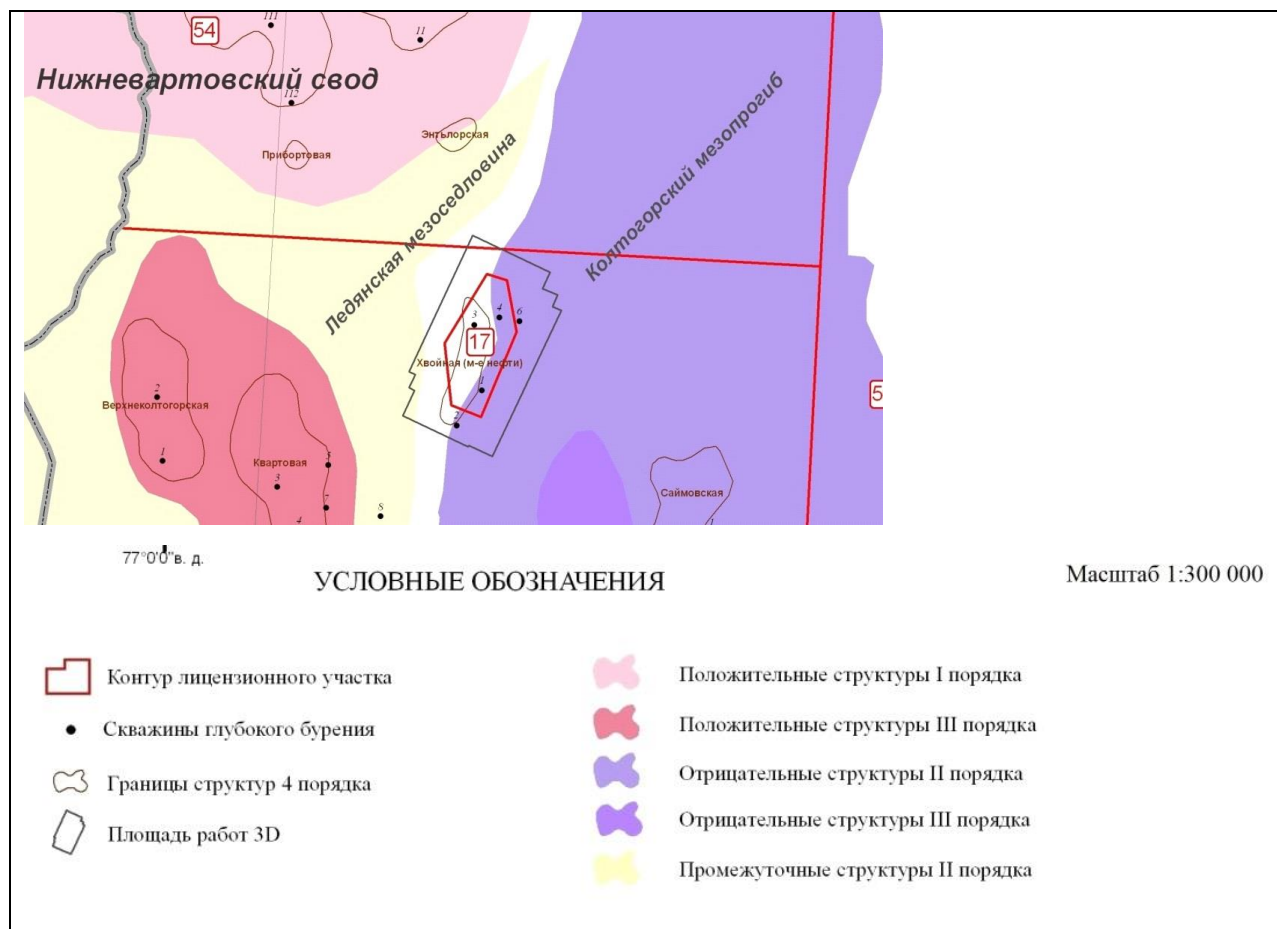


Рисунок 6 – Схема тектонического районирования юрского структурного яруса осадочного чехла (по Конторовичу В.А.)

2.3 Нефтегазоносность

Хвойное нефтяное месторождение, согласно принятой схемы районирования нефтегазоносных территорий Западно-Сибирской провинции, относится к Колтогорскому НГР Каймысовской НГО (рисунок 7).

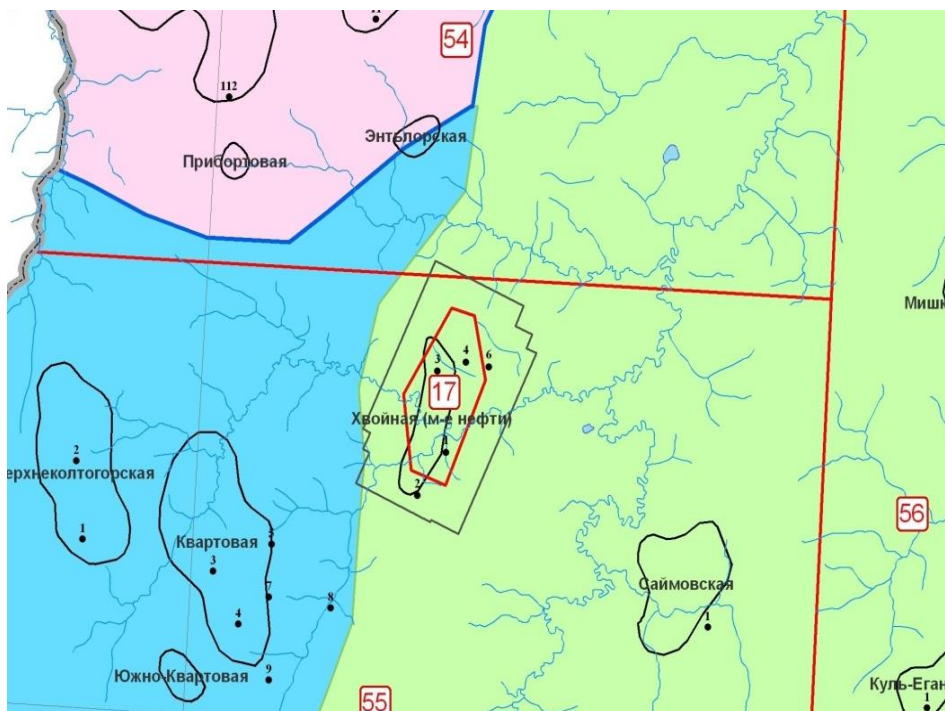
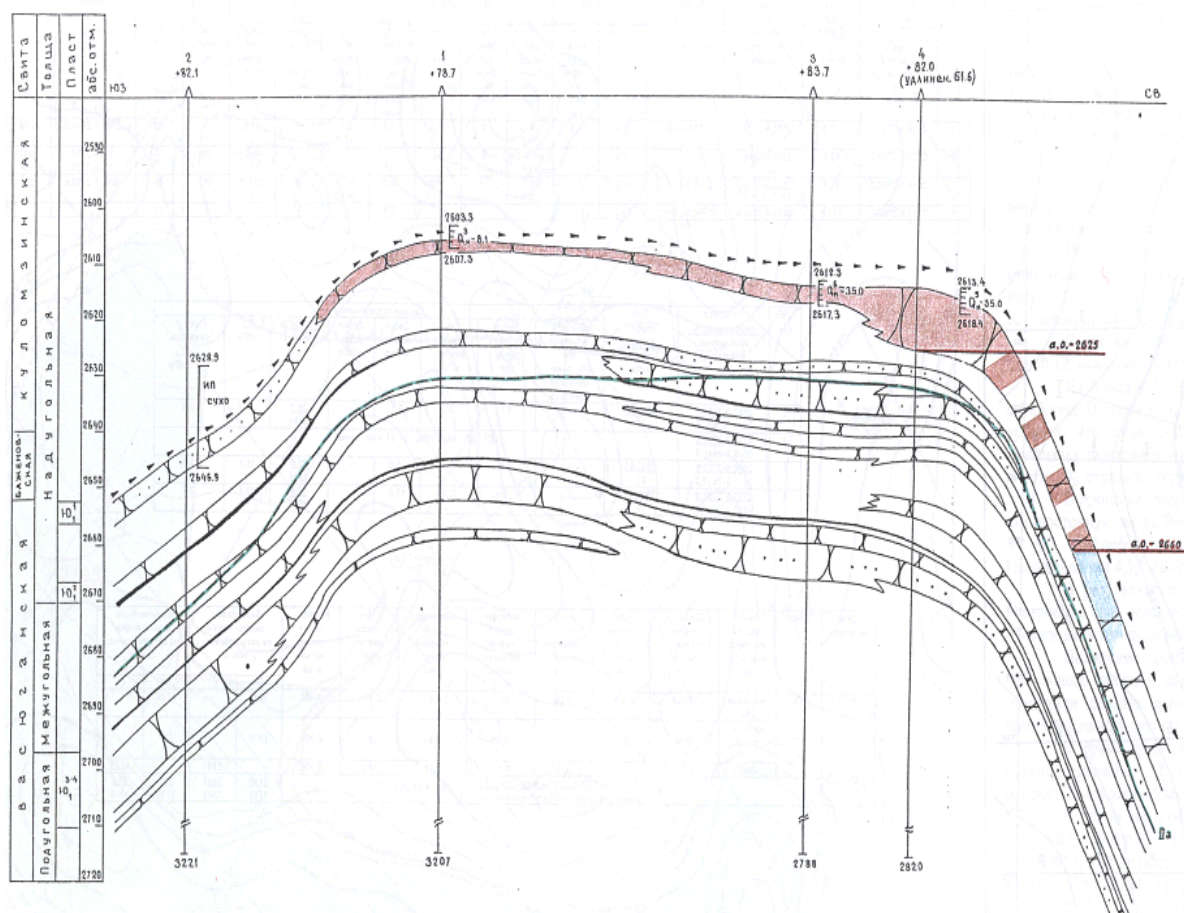


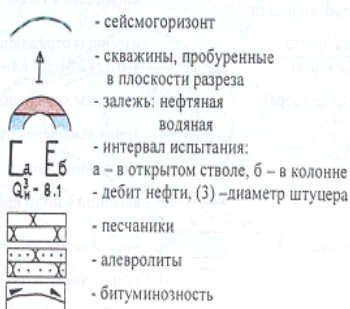
Рисунок 7 - Схема нефтегазогеологического районирования района работ

Нефтеносность осадочного разреза месторождения связана с песчаным пластом $Ю_1^1$, который стратиграфически приурочен к кровельной части горизонта $Ю_1$ васюганской свиты верхней юры (рисунок 8).

Масштабы: горизонтальный 1 : 50000
вертикальный 1 : 1 000



Условные обозначения:



Экранирующей покрывкой залежи нефти в резервуаре Ю₁¹ служат аргиллиты баженовской свиты толщиной порядка 20 м, а также глинистые породы нижней части куломзинской свиты (берриас). От нижележащего водоносного песчано-алевролитового пласта Ю₁² пласт Ю₁¹ отделен пачкой глин толщиной 5-10 м.

Пласт Ю₁¹ вскрыт всеми пятью пробуренными на Хвойной площади

скважинами (№№ 1– 4 и 6) в интервале глубин 2685–2729 м (данные приведены по субвертикальным поисково-разведочным скважинам 1-3).

Общая толщина пласта изменяется от 1,8 м в скв. 1 до 11,2 м в эксплуатационной скв. 4, составляя в среднем 4,5 м.

В большинстве скважин разрез пласта $Ю_1^1$ представлен песчаными коллекторами, образующими монолитные слои, у которых общие толщины равны эффективным. В связи с этим эффективные толщины объекта находятся в интервале 1,8 – 11,2 м при среднем уровне 4,5 м. Точно такие же статистические показатели и у нефтенасыщенных толщин.

В скв. 2, расположенной на юге площади, проницаемые разности в разрезе пласта $Ю_1^1$, по данным ГИС, не выделяются, что подтверждено отсутствием притока при опробовании рассматриваемого интервала в открытом стволе комплектом испытательных инструментов на трубах.

Нефтенасыщенные, по данным интерпретации материалов ГИС, коллекторы вскрыты в скважинах 1, 3, 4 и 6 в интервале абсолютных отметок –2605,9 – 2664,6 м.

В процессе испытания пласта $Ю_1^1$ в эксплуатационной колонне в скважинах 1, 3 и 4 получены притоки безводной нефти от 8,1 м³/сутки на 3 мм штуцере (скв. 1) до 35,0 м³/сутки на штуцерах 6 мм и 5 мм, соответственно, в скважинах 3 и 4. Доказанный испытанием нижний уровень нефтенасыщенности объекта соответствует а.о. – 2624,6 м в эксплуатационной скв. 4.

Поскольку ни в одной из пробуренных скважин ВНК не вскрыт, его уровень был принят с некоторой долей условности, по замыкающей изогипсе –2660 м на структурной карте по кровле пласта $Ю_1^1$.

Бурение скв. 6 на западном крыле структуры дало основание предполагать, что водо-нефтяной контакт в пласте $Ю_1^1$ располагается ниже а.о. –2665 м, что соответствует положению подошвы нефтенасыщенного коллектора. Насыщение определено по интерпретации материалов комплекса ГИС.

При испытании в колонне интервала 2803 – 2805 м с перфорацией зарядами ПКС-105 с плотностью 10 отверстий на пог.м и ПКС-80 с такой же плотностью на уровне 1000 м был зафиксирован приток фильтра бурового раствора объемом 1,2 м³ и 0,05 м³ водонефтяной эмульсии. Время стояния на притоке составило 279 часов, с учетом чего дебит жидкости оценен в 0,1 м³/сутки при среднем динамическом уровне 933 м.

Последующее уплотнение перфорации в рассматриваемом интервале зарядами ПР-43 с показателем 20 отв./п.м и ряд снижений уровня с максимумом на 1316 м не увеличили дебита. Дострел интервала 2801-2807 м зарядами ПКС-80 с плотностью 20 отв./п.м и снижение уровня на 1382 м в течение 98 часов положительных результатов не дали.

Проведение соляно-кислотной обработки призабойной зоны пласта путем установки ванн объемом 0,2 м³ с концентрацией HCl 12 – 15 % эффекта не дало. Попытка продавить в пласт 0,2 м³ кислоты концентрацией 18 % при давлении 150 ат (20 циклов МПД) также не привела к увеличению дебита. За 24 часа записи КВУ при его снижении до глубины 1441 м объем притока составил 0,1 м³ фильтрата.

По результатам комплексных исследований пласт Ю₁¹ в скв. 6 характеризуется, несмотря на относительно благоприятные характеристики по ГИС, как слабопроницаемый коллектор. К сожалению, интервал испытания керновым материалом не освещен.

Залежь нефти в пласте Ю₁¹ является по своему типу пластово-сводовой с выявленным элементом литологического экранирования в её южной части (район скв. 2). Практическое отсутствие притока в скв. 6 дает основание предполагать возможное наличие отдельных локальных зон развития песчано-алевролитовых разностей с ухудшенными коллекторскими свойствами. Размеры залежи 8,6 х 3,7 км, её предполагаемая высота при принятых отметках ВНК –2660 м на западном крыле структуры и –2665 м на восточном склоне оценивается в 54 – 59 м, а доказанная – 19 м.

Впервые, в 1983 году, учтены запасы нефти (геологические/

извлекаемые) составили по категории C_1 550 / 110 тыс.т, по категории C_2 – 1 254 / 440 тыс.т.

В 1985 – 1987 годах на месторождении пробурены скважины 2 и 3. Сква. 2 вскрыла южнее сква. 1 зону отсутствия коллекторов пласта $Ю_1^1$, а сква. 3 дала при испытании фонтанирующий приток нефти при положении подошвы пласта на а.о. –2616 м.

Новые данные позволили уточнить внешние границы залежи (литологический барьер между скважинами 1 и 2) и произвести прирост запасов. По состоянию на 01.01.1988 г. начальные (геологические / извлекаемые) запасы нефти были приняты на баланс в объеме 2 110 / 707 тыс.т по категории C_1 и 2 638 / 884 тыс.т по категории C_2 . Ресурсы промышленного уровня выделены в границах изолинии –2616 м на структурной карте по кровле пласта $Ю_1^1$ при уровне ВНК на а.о. –2660 м.

В 1988 г. залежь пласта $Ю_1^1$ введена в пробную эксплуатацию (сква. 3). В 1997 г. в 1,1 км восточнее сква. 3 пробурена эксплуатационная скважина 4, которая вскрыла пласт $Ю_1^1$ суммарной эффективной нефтенасыщенной толщиной 11,2 м с подошвой на а.о. –2624,6 м.

Результаты бурения сква. 4 позволили произвести общую корректировку запасов нефти по пласту $Ю_1^1$ и за счёт увеличения площади нефтеносности и уточнения коэффициентов открытой пористости и нефтенасыщенности прирастить ресурсы категорий C_1 и C_2 .

Принципиальным моментом, характеризующим произведенный подсчет запасов, явилось то, что запасы категорий C_1 были выделены до уровня а.о. –2625 м, доказанного испытанием сква. 4. Эта абсолютная отметка была принята для запасов категорий C_1 как минимально возможный уровень ВНК. В плане, на структурной карте по кровле коллекторов пласта $Ю_1^1$, рассматриваемая зона ограничена изолинией –2625 м. При таком подходе в пределах участка с запасами категории C_1 были выделены условно нефтяная зона (в границах внутреннего контура нефтеносности, определяемого при ВНК –2625 м на структурной карте по подошве коллекторов объекта) и

условно водонефтяная зона (между внешним и внутренним контурами нефтеносности). Подсчетные параметры, помимо площадей и средних нефтенасыщенных толщин, были приняты для НЗ и ВНЗ одинаковыми. Основное отличие указанных зон было зафиксировано на уровне коэффициентов извлечения нефти. Для НЗ был принят КИН = 0,407, для ВНЗ – 0,204. Средний коэффициент извлечения составил для запасов нефти категории C_1 – 0,356. Оценка запасов категории C_2 была, как ранее, произведена на остальной части площади залежи в контуре изолинии –2660 м, соответствующей предполагаемому положению контакта «нефть-вода» [12] (рисунок 9).

При рассмотрении ЦКЗ МПР РФ прироста запасов нефти за 1998 г. по ОАО «Томскнефтегазгеология» (протокол № 27-99 от 24.03.99 г.) на Государственный баланс были приняты следующие начальные (геологические/ извлекаемые) запасы нефти залежи пласта Ю₁¹ Хвойного месторождения: по категории C_1 – 4319 / 1539 тыс.т и категории C_2 – 3301 / 1010 тыс.т. В дальнейшем приведенные запасы не пересматривались.

В соответствии с последним рассмотрением ресурсов органом государственной экспертизы, запасы нефти категории C_1 составляют 56,7 % от общей оценки по объекту. Этот факт указывает на его недостаточную изученность[18].

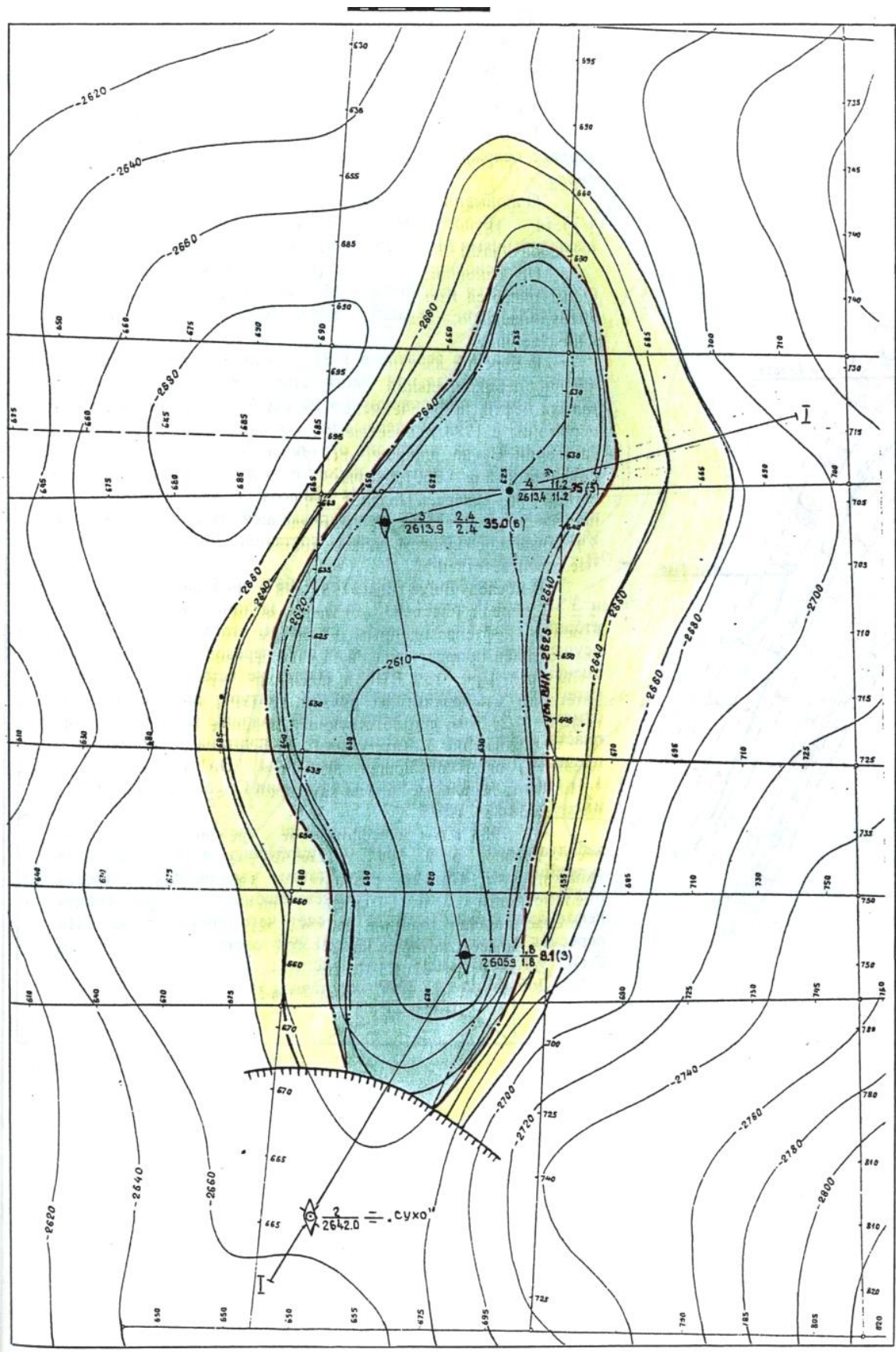


Рисунок 9 – Подсчетный план запасов нефти по пласту Ю₁¹ Хвойного месторождения 1

2.4 Гидрогеология

Специальных гидрогеологических условий в пределах месторождения не проводилось. Пробы пластовых вод отбирались в процессе опробования скважин для решения задач поисково-разведочных работ. Выполнены только определения химического состава пластовых вод по 4 поисково-разведочным скважинам: 1, 2, 3, 4. Всего опробовано 29 водоносных объектов, в том числе 3 в палеозойских отложениях совместно с низами тюменской свиты, 4 в нижних-среднеюрских и 18 в меловых отложениях.

В соответствии со схемой районирования изучаемая зона относится к Средне-Обскому бассейну Западно-Сибирского артезианского бассейна. В его разрезе выделяются два гидрогеологических этажа, разделенных толщей глинистых пород турон-олигоценного возраста, в которой выделены кузнецовская, ипатовская, славгородская, ганькинская, талицкая, люлинворская свиты.

Нижний гидрогеологический этаж

Доюрский водоносный комплекс

Отложения палеозойского фундамента опробованы совместно с водоносными горизонтами тюменской свиты в трех скважинах месторождения, получены незначительные притоки пластовой воды. Результаты опробования оказывают полную сходимость химического состава с водами нижнесреднеюрского гидрогеологического комплекса. Отмечается лишь несколько повышенное значение минерализации - до 57-67 г/л. По составу воды хлоркальциевого типа.

Нижнесреднеюрский водоносный комплекс

Водоносные горизонты не выдержаны по площади и разрезу, обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами и характеризуются низкой водообильностью. Химический состав и свойства пластовых вод не изучены.

Верхнеюрский водоносный комплекс

Воды хлоркальциевого типа с минерализацией 26.1-37.4 г/л в пределах месторождения. На прилегающей территории наибольшее распространение

получили воды с минерализацией 30-40 г/л. В юго-западном направлении развиты рассолы с минерализацией более 50 г/л.

Меловые водоносные комплексы

Комплексы по водообильности вмещающих пород неоднородны. Водообильность возрастает, как правило, снизу вверх. Эти воды используются в регионе для поддержания пластового давления в продуктивных пластах при разработке месторождений.

Воды относятся к хлоркальциевому типу, имеют минерализацию до 20 г/л. Определено содержание микроэлементов: йода – 0.4-7.9 мг/л, брома 6.2-102 мг/л, бора 15-63.3 мг/л.

Верхний гидрогеологический этаж

Воды верхнего этажа представляют интерес как источник хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения. Верхняя часть разреза, представленная отложениями неоген-четвертичного возраста, слабо защищена от техногенного воздействия, поэтому воды этой части используются только для временного водоснабжения (например, на буровых установках).

Для водоснабжения промыслов, вахтовых поселков и капитальных объектов целесообразно использовать водоносные горизонты новомихайловской и атлымской свит. Наилучшими, с точки зрения использования, являются воды атлымского горизонта по следующим причинам: он характеризуется наибольшей водообильностью; имеет хорошую защищенность от техногенного воздействия вследствие большой глубины залегания (140-180 м) и наличия нескольких перекрывающих плотных горизонтов; горизонт хорошо выдержан по всему бассейну.

По большинству компонентов вода удовлетворяет требованиям ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая. Гигиенические требования и контроль за качеством». Воды комплекса имеют гидрокарбонатно-кальциево-магниевый состав и являются питьевыми с минерализацией от 0.2 до 0.79 мг/л.

3 Специальная часть

3.1 Методика исследования

Месторождения нефти Западной Сибири, включая наиболее крупные, приурочены к антиклинальным структурам и сконцентрированы в верхней юре. Однако в настоящее время фонд антиклинальных структур практически исчерпан. Высокая плотность сейсморазведочных работ не предоставляет возможности открытия новых залежей в антиклинальных структурах и существенного расширения разведочной и промысловой базы в этом НГК. Таким образом, совместно с выявлением неантиклинальных поисковых объектов в верхнеюрских отложениях (васюганская свита) приоритетными направлениями геологоразведочных работ является поиск и разведка залежей УВ в сложнопостроенных ловушках, приуроченных к малоизученному нижнеюрскому НГК.

Объектом изучения в данной работе является нижнесреднеюрские (пласты Ю₁₆ и Ю₁₅) отложения в связи с нефтегазоносностью.

Обоснование местозаложения скважины в данной работе опиралось на анализ доступной геолого-геофизической информации с выполнением палеотектонических реконструкций.

Ранее объекты в нижнеюрском и меловом НГК были малопривлекательными (трудновывяемыми) из-за сложного типа ловушек. На сегодняшний день возможности высокоразрешающей поисковой сейсморазведки и новые методики интерпретации данных ГИС снимают указанные трудности [17].

Юрские отложения по наличию региональных геологических и сейсмических реперов подразделяются на три комплекса, которые являются объектами поиска месторождений углеводородов: геттанг-раннетоарский (Het-Toa₁), позднетоар-ааленский (Toa₂-Aal), байос-батский (Baj-Bth).

Согласно современной стратиграфической схеме в разрезе юры юго-востока Западной Сибири выделяются урманская, тогурская, салатская, тюменская свиты.

Геттанг-раннетоарский комплекс

К геттанг-раннетоарскому комплексу пород относятся отложения урманской и тогурской свит. Отложения комплекса представляют собой толщу заполнения отрицательных палеоформ доюрского рельефа, распространены в депрессионных зонах и отсутствуют на выступах доюрского основания. Литология геттанг-раннетоарского комплекса пород представлена переслаивающимися пачками песчаников и аргиллитов, суммарная толщина которых колеблется в диапазоне от 0 до 100 метров. В комплексе обычно выделяются два песчаных горизонта, которым присвоены индексы Ю₁₇ и Ю₁₆. Данные горизонты относят к урманской свите.

В кровле комплекса залегает тогурская свита, являющейся основным источником углеводородов для формирования залежей в отложениях континентальной юры и эрозионных выступах палеозоя. На большей части территории Западно-Сибирского бассейна органическое вещество тогурской свиты находится по уровню катагенеза в главной зоне нефтеобразования. В центральных и южных районах бассейна остаточный генерационный потенциал органического вещества (H_i) составляет в среднем около 400 мг УВ/гC_{орг}.

Урманская свита; (геттанг, синемюр- верхний плинсбах) делится на три подсвиты: нижнюю, песчаную, соответствующую группе пластов Ю₁₇; среднюю, глинистую и верхнюю, соответствующую группе песчаных пластов Ю₁₆. Урманская свита залегает в пределах отрицательных структур 1 порядка, выклиниваясь на склонах положительных структур 1 порядка. Мощность отложений урманской свиты колеблется от 0 в зоне выклинивания до 150-180 м. в наиболее погруженных участках депрессий. Она непрерывно увеличивается по мере погружения пород фундамента за счет наращивания разреза новыми стратиграфическими уровнями [15].

Нижняя подсвита представлена песчаниками с прослоями гравелитов, конгломератов, аргиллитов. Возраст отложений нижней подсвиты – синемюр, нижний плинсбах.

Средняя подсвита представлена аргиллитами серыми, часто с буроватым оттенком, черными с многочисленными остатками растительного детрита, участками углистыми, с линзами и прослоями углей, слюдистыми, реже опесчаненными и комковатыми с прослоями алевролитов и песчаников.

Верхняя подсвита урманской свиты, с которой связана группа пластов Ю₁₆, залегает на средней подсвите, а при ее выклинивании на породах фундамента. Она занимает еще большую площадь в пределах депрессионных структур 1 порядка, чем аргиллиты средней подсвиты. Распространение группы песчаных пластов Ю₁₆ контролируется более высокими абсолютными отметками фундамента на склонах положительных структур 1 порядка по сравнению с нижележащими отложениями. Для подсвиты характерно фациальное замещение песчаников на гипсометрически более высоких отметках фундамента аргиллитами, алевролитами, углями. Возраст подсвиты по данным палинологии определен как плинсбах - начало раннего тоара. В Мощность подсвиты достигает 36 м [15].

Перекрывается урманская свита аргиллитами и алевролитами тогурской свиты.

Тогурская свита (китербютский горизонт, нижняя часть нижнего тоара) распространена на юго-востоке Западной Сибири в депрессионных структурах 1 порядка и выклинивается на выступах доюрского основания (рисунок 10). Свита, сложена серыми, реже черными аргиллитами с включениями обуглившихся растительных остатков. Среди аргиллитов наблюдаются прослои серых алевролитов. Мощности свиты достигает 40-50 м.

Породы тогурской свиты образовались в озерных и ингрессионно-морских обстановках. В них установлены прослои морских глин, обнаружены остатки пражинифит, акритарх, фораминифер, двустворок.

Верхний тоар – ааленский комплекс

В составе верхнетоар-ааленского осадочного комплекса выделяют отложения салатской (пешковской) свиты и нижней подсвиты тюменской

свиты. Кровлей комплекса является регионально выдержанный угольный пласт $У_{10}$, подошвой – тогурская свита. Литологически верхнетогур-ааленские отложения представлены переслаивающимися преимущественно песчаными и аргиллитовыми горизонтами. Верхнетогур-ааленские отложения, хотя и получили существенно более широкое распространение, чем геттанг-раннетогурские, также отсутствуют в присводовых частях наиболее крупных и высокоамплитудных палеоподнятий. Толщина комплекса составляет до 250 метров. В составе комплекса выделяют песчаные горизонты $Ю_{11}$ - $Ю_{15}$.

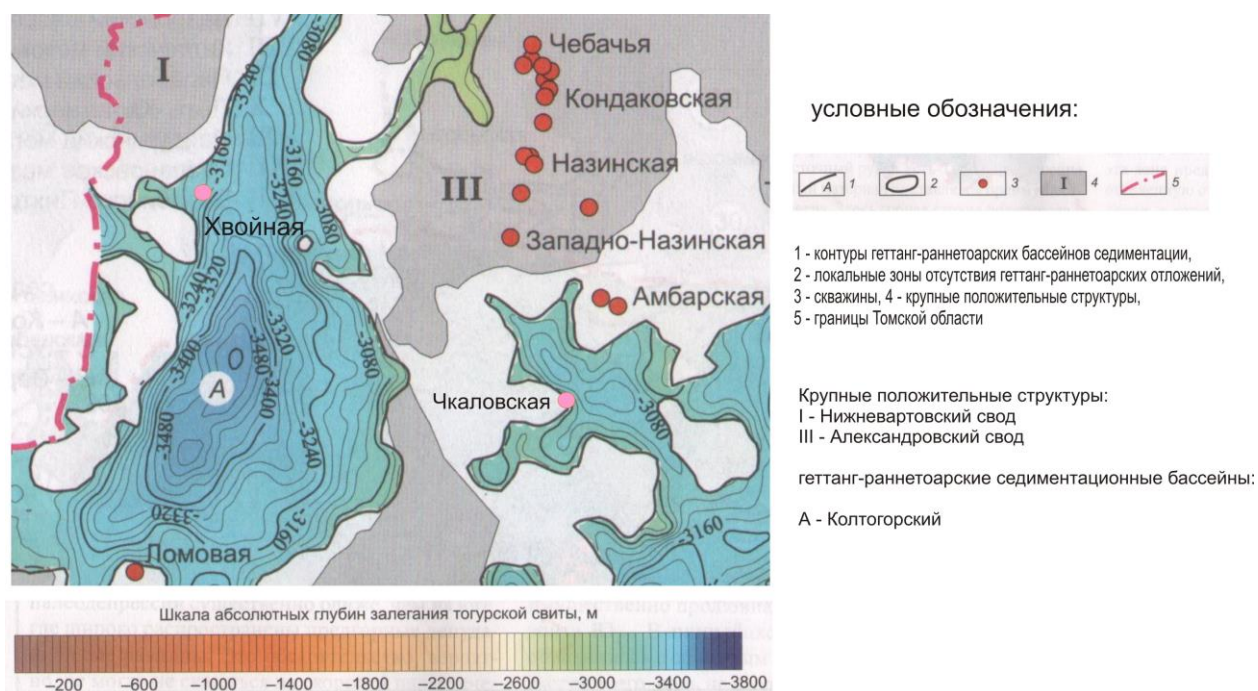


Рисунок 10 – Выкопировка структурной карты по кровле тогурской свиты [8]

Салатская свита – переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов. В верхней части пачка (часто маломощная) аргиллитов и алевролитов с пластом угля ($У_{14}$) близ кровли. Нижняя часть ($Ю_{15}$) сложена средне и крупнозернистыми песчаниками, представляющими группу сближенных пластов, разделенных аргиллитами, часто углистыми. Песчаники темно-серого, серого цвета, с прослоями гравелитов, конгломератов. Встречаются линзы углей. Верхняя часть свиты имеет преимущественно глинисто-углистый состав и сложное строение, в связи с расщеплением, либо выклиниванием углей, появлением линзовидных

прослоев аргиллитов, алевролитов и песчаников. Она может рассматриваться как единая пачка, индексируемая как Y_{14} .

Нижняя подсвита тюменской свиты образована серией разделенных глинисто-углистыми пачками песчаных резервуаров (Y_{11} - Y_{14}). Высокая угленасыщенность является наиболее характерной чертой нижнетюменской подсвиты. Подсвита имеет сложное строение. Песчаные пласты Y_{12} , Y_{13} распространены только на отдельных участках в виде небольших по площади изолированных линз. Песчаники пластов Y_{11} - Y_{14} средние и мелкозернистые, кварц-полевошпатового состава, плохо отсортированные, с линзовидной, кривой и волнистой слоистостью. В них присутствует большое количество обугленного растительного детрита, включения древесины [15].

Байос-батский комплекс

Байос-батский комплекс пород, включающий отложения средней и верхней подсвит тюменской свиты на исследуемой территории развит повсеместно. В основании комплекса расположен угольный пласт Y_{10} , в верхней части - песчано-углисто-глинистая пачка верхнетюменской подсвиты с угольным пластом Y_2 . В составе комплекса присутствуют песчаные пласты Y_2 - Y_{10} .

Характерным для этого интервала разреза является присутствие относительно мощных, трассируемых на значительные расстояния пластов углей, которые служат основными реперами при корреляции отложений. Угольным пластам присвоены индексы Y_2 - Y_9 (Белозеров и др., 1985). Угольные пласты Y_6 , Y_8 , Y_9 обычно значительной мощности и выдержаны по площади. Мощность углей Y_2 , Y_4 небольшая, но они имеют региональную протяженность. Угольные пласты Y_3 , Y_5 , Y_7 маломощные, часто замещены углистыми аргиллитами. Песчаные пласты, разделенные глинисто-алевролитово-углистыми пачками, образуют 9 песчаных резервуаров (Y_2 - Y_{10}) (Белозеров и др., 1985).

Флюидоупором комплекса являются аргиллиты нижневасюганской подсвиты. Строго говоря, отложения нижневасюганской подсвиты входят в состав этого комплекса.

Средняя подсвита тюменской свиты. По положению в разрезе, особенностям литологического состава и возрастной датировке комплекс отложений между угольными пластами $У_6$ и $У_{10}$ выделен как средняя подсвита тюменской свиты. Образуется пластами алевролитов, аргиллитов и песчаников с многочисленными углями. Мощность угольных пластов возрастает в нижней части подсвиты. Мощность подсвиты изменяется от 0 до 100 м.

Песчаные пласты нижней подсвиты ($Ю_7$ - $Ю_9$) имеют значительную мощность, но распространены на площади в виде отдельных линз. Регионально выдержанным является песчаный пласт $Ю_{10}$, залегающий в подошве толщи над углем $У_{10}$.

Верхняя подсвита тюменской свиты. Верхняя часть байос-батского разреза между углями $У_6$ и $У_2$ выделена в верхнетюменскую подсвиту. В ней по сравнению со средней подсвитой увеличивается роль песчаного материала. Песчаные пласты верхнетюменской подсвиты $Ю_4$ - $Ю_6$ имеют значительную мощность (20 - 30 м до 50 м) и выдержанны по площади. Песчаники имеют косую, волнистую и горизонтальную слоистость. Это мелко-, реже средне- и крупнозернистые разности по составу полевошпатово-кварцево-граувакковые, реже кварц-граувакковые с остатками обугленного растительного детрита. Мощность подсвиты изменяется от 0 в локальных зонах, где она отсутствует, до 180 м. Средняя подсвита отвечает верхней части нижнего и нижней части верхнего байоса. Возраст верхней подсвиты - верхи верхнего байоса, нижний и большая часть верхнего бата.

Для средне-, нижнеюрских и палеозойских резервуаров основной генерирующей толщей является *тогурская свита* (J_{1t_1}) с рассеянным органическим веществом (РОВ) гумусового и смешанного типов. Достаточно

высокое содержание Сорг (до 10%) и катагенетическая преобразованность РОВ на уровне градаций $МК_1^1$ - $МК_2$ определяют её региональный генерационный потенциал [5;8;16].

Практически на всей территории Ледянской мезоседловины ОВ преобразовано в пределах градации $МК_1^2$ ($R_{vt}^0 - 0.67-0.70\%$). На большинстве площадей Нижневартовского свода уровень зрелости ОВ отвечает началу $МК_1^2$ ($R_{vt}^0 - 0.67-0.70\%$) [16].

На юге Колтогорско-Нюрольского жёлоба и смежных территорий широко развита градация $МК_2$.

Преобразованность ОВ начала – середины $МК_2$ ($R_{vt}^0 - 1,00-1,02\%$) установлено на Хвойной площади Ледянской мезоседловины (рисунок 11).



Рисунок 11 – Фрагмент схематической карты катагенеза органического вещества в подошве юрского Западно-Сибирского мегабассейна [16]

Работами К.А. Машковича [11] установлена связь между временем формирования структур и их продуктивностью (время заполнения ловушки углеводородами). Эта закономерность подтверждается большинством проверенных бурением структур и метод палеоструктурного анализа остается в целом справедливым до настоящего времени.

Процессы формирования, сохранения и разрушения залежей нефти и газа непосредственно связаны с историей тектонического развития, т. е. с палеотектоникой. Следовательно, одной из главных задач при поисках структур и залежей является расшифровка истории их формирования [11].

Для изучения геологической истории локальных структур применяется метод анализа мощностей. Суть этого анализа заключается в том, что на структурную карту, составленную по итогам бурения или геофизических исследований, наносятся данные о мощности стратиграфических комплексов за определенный период времени.

Палеотектоническая трактовка карт мощностей (изохор или изопахит) сводится к тому, что изолинии мощностей рассматриваются как изолинии относительного прогибания земной коры за промежуток времени, соответствующий накоплению данного стратиграфического комплекса. Считают, что подошва комплекса, для которого составляется такая карта, имеет структурные формы, созданные суммой колебательных движений, имевших место от начала до конца накопления этого комплекса.

Для изучения геологической истории и условий развития структурных форм необходимо выделить несколько маркирующих горизонтов (точнее их поверхностей), что иногда довольно сложно из-за возможного их размыва. В сочетании с литологической изменчивостью свит такие размывы представляют собой серьезные затруднения, особенно при составлении палеоструктурных карт [11].

Палеоструктурными называются карты, в которых изображается положение геологических границ, соответствующих определенной эпохе, при условии, что все вышележащие горизонты мысленно удалены. Эти карты

могут быть построены для любой эпохи. Однако, как показал опыт, их рационально давать для времени перекрытия данных толщ свитами, несогласно на них залегающими, т. е. для зон перерывов.

На палеотектонической карте изображается качественная характеристика дифференциальных тектонических подвижек отдельных участков, что в комплексе с изучением стратиграфического разреза данной зоны и характера изменения мощностей дает возможность подойти к количественной оценке величины размыва.

По составленным картам могут быть решены следующие вопросы:

- 1) выявлены главнейшие структурные элементы региона и его контуров и выделены более мелкие структурные формы на каждой из принятых стратиграфических поверхностей;
- 2) выявлены размеры структур, их амплитуды и ориентировки;
- 3) определена степень соответствия или несоответствия основных структурных форм в разных стратиграфических комплексах отложений.

Для решения вопросов, связанных с оценкой истории развития структур, направления регионального выклинивания свит и других условий формирования залежей используют карты изопахит, представляющие собой выраженную в изолиниях схему изменения мощностей какого-либо горизонта или комплекса слоев. Эти карты характеризуют не только распределение мощностей, но и (при постоянстве батиметрического уровня и компенсационном погружении) палеоструктурный рельеф подошвы горизонта (или кровли предыдущего) к моменту окончания отложения осадков. Всякие ритмические колебания, вызвавшие увеличение или уменьшение мощностей отдельных прослоев или всего горизонта, суммируются в окончательные величины мощности, фиксированные в разрезе, т. е. сохранившиеся под подошвой следующего горизонта или яруса [7].

Наиболее показательным и эффективным методом палеотектонического анализа является дифференцированное изображение

истории формирования всех структурных поверхностей на площади исследуемой структуры. Этот способ получения послойных изопахических схем палеоструктурных карт характеризуется последовательным сложением мощностей снизу и сочетанием всей серии палеоструктурных схем. Он называется методом палеоструктурного изопахического треугольника, так как схемы располагаются в виде треугольника. Треугольник состоит из горизонтальных и вертикальных рядов палеоструктурных карт в одном масштабе, в общем дающих ясное представление о процессе формирования структуры и последовательном изменении структурного рельефа подошвы (или кровли) каждого стратиграфического подразделения. Одновременно получают последовательные ряды расположенных друг над другом структурных карт для одного и того же отрезка, но в условиях накопления разных стратиграфических свит.

Комплекс таких схем при последовательном изучении их от более древних к молодым дает возможность определить не только условия формирования структуры, но и условия образования в них ловушек, благоприятных для скопления залежей нефти и газа [11].

3.2 Выводы по результатам 3 Д – сейсморазведки

В 2007 году на восточном крыле Хвойного поднятия (р-н скв. № 6) были проведены площадные сейсмические исследования. Всего выполнено МОГТ 3Д в объеме 83 км². Это позволило более детально изучить структурно-тектоническое строение, оценить перспективы участка.

Основным моментом при сейсмогеологическом анализе волновой картины территории является стратиграфическая привязка сейсмических отражающих горизонтов к геологическим границам, выделенным в разрезе по данным бурения.

В настоящее время почти все исследователи, изучающие особенности строения юрских отложений Западно-Сибирской плиты пришли к выводу, что наиболее обоснованное расчленение и корреляция этой толщи связаны с выделением в осадочном разрезе реперных горизонтов, имеющих своеобразный литологический состав и различную степень латерального прослеживания. В соответствии с имеющимися наработками, в строении юрских отложений юго-западной части Западно-Сибирской плиты существует иерархия в распределении по разрезу реперных горизонтов.

К маркирующим горизонтам первой категории отнесены глубоководные битуминозные аргиллиты баженовской свиты, углисто-глинистая пачка в объёме верхневасюганской подсвиты, мелководно-морские глинистые образования нижневасюганской подсвиты, довольно значительный по толщине, угольный пласт U_{10} и морская, озерно-болотная толща глин тогурской пачки. Все эти образования выдержаны на значительной территории и имеют своеобразную промыслово-геофизическую характеристику. Кроме того, к отложениям баженовской свиты, подошве нижневасюганской подсвиты, угольному пласту U_{10} , тогурской свиты и кровле палеозойских образований приурочены сейсмические отражающие горизонты Π_a , I_b , I_a , I_t и Φ_2 , соответственно [19].

Рассматривая стратиграфию территории с позиции перспектив её нефтегазоносности, следует отметить, что анализ сейсмических данных

раскрывает историю развития локальных структур, сформированных в юрской системе и устанавливает изменения, которые происходили в палеорельефе в берриас-валанжинском веке вплоть до палеогена, то есть после завершения (захоронения) осадконакопления продуктивных горизонтов.

Цель стратиграфической привязки сейсмических горизонтов заключается в определении соответствия между опорными и реперными компонентами временного поля и геологическими границами, которые выделяются в разрезе скважин по данным ПГИС.

На основании комплексных геолого-геофизических исследований были сделаны нижеследующие выводы.

Отражающий горизонт I_б прослежен по отрицательной фазе динамически невыдержанного отражения, условно сопоставляемого с кровлей малышевского горизонта. В формировании данного отражения участвуют низкоскоростные отложения верхней части тюменской свиты и более высокоскоростные отложения низов васюганской (рисунок 12). Корреляция отражения осложнена многочисленными тектоническими нарушениями и латеральной невыдержанностью сейсмической записи, связанной с изменением акустических свойств отложений в кровле тюменской свиты. На приподнятых контрастных блоках отражения слабо выражены, вплоть до полного прекращения прослеживания. Времена прослеживания отражения 2.17-2.28 с.

Отражающий горизонт Ф₂ стратифицируется как кровля доюрских образований и прослежен на временах 2.21-2.34 с. Его корреляция затруднена как сложностью тектонического строения доюрского комплекса, так и наличием в рассматриваемом интервале различного рода волн-помех, среди которых можно выделить три основных типа: частично-кратные волны, формирующиеся на резких акустических границах юрской толщи, остаточные дифрагированные и боковые волны, присутствие которых обусловлено сложной морфологией доюрской эрозионной поверхности.

Согласно привязке к скважинам, вскрывшим доюрский комплекс, отражающий горизонт Φ_2 приурочен к зоне контакта юрских отложений с породами как кор выветривания, так и собственно фундамента. Корреляция горизонта Φ_2 на отдельных участках (преимущественно в пределах поднятий) выполнена условно, исходя из сейсмостратиграфических критериев. В западной части площади на временных разрезах фиксируется угловое несогласие отложений осадочного чехла и доюрского комплекса.

На основании сейсмостратиграфической привязки и СВАН-анализа, сейсмических материалов 3D-МОГТ были сделаны следующие выводы:

Для всей территории исследований характерно наличие опорных горизонтов V, IV, III, IIб, Б, Па, Iб, Ia, It, Φ_2 и реперных (БВ₁₂, БВ₁₀, Т, Т₂, Т₃) отражающих границ.

Кровле глинистой пачки нижневасюганской подсвиты в волновом поле соответствует отрицательный экстремум, проиндексированный как отражающий горизонт НВ, для которого характерна зонально выраженная интерференционная форма, обусловленная литологическим замещением пласта Ю₂ и присутствием углисто-глинистой пачки в кровле малышевского горизонта.

Отражающему горизонту Iб в волновом поле соответствует неустойчивый интерференционный отрицательный экстремум, формирующийся в условиях переслаивания песчано-глинистых континентальных отложений верхней части малышевского горизонта тюменской свиты (рисунок 12).

По сравнению с верхнеюрским и нижнемеловым интервалами сейсмического разреза, увязка стратиграфических подразделений ниже-, среднеюрского интервала с волновым полем носит проблематичный характер и выполнена достаточно условно.

Отражающий горизонт Т₂ (верхи малышевского горизонта) отождествляется в волновом поле с достаточно устойчивым в пределах площади работ положительным экстремумом сейсмической записи.

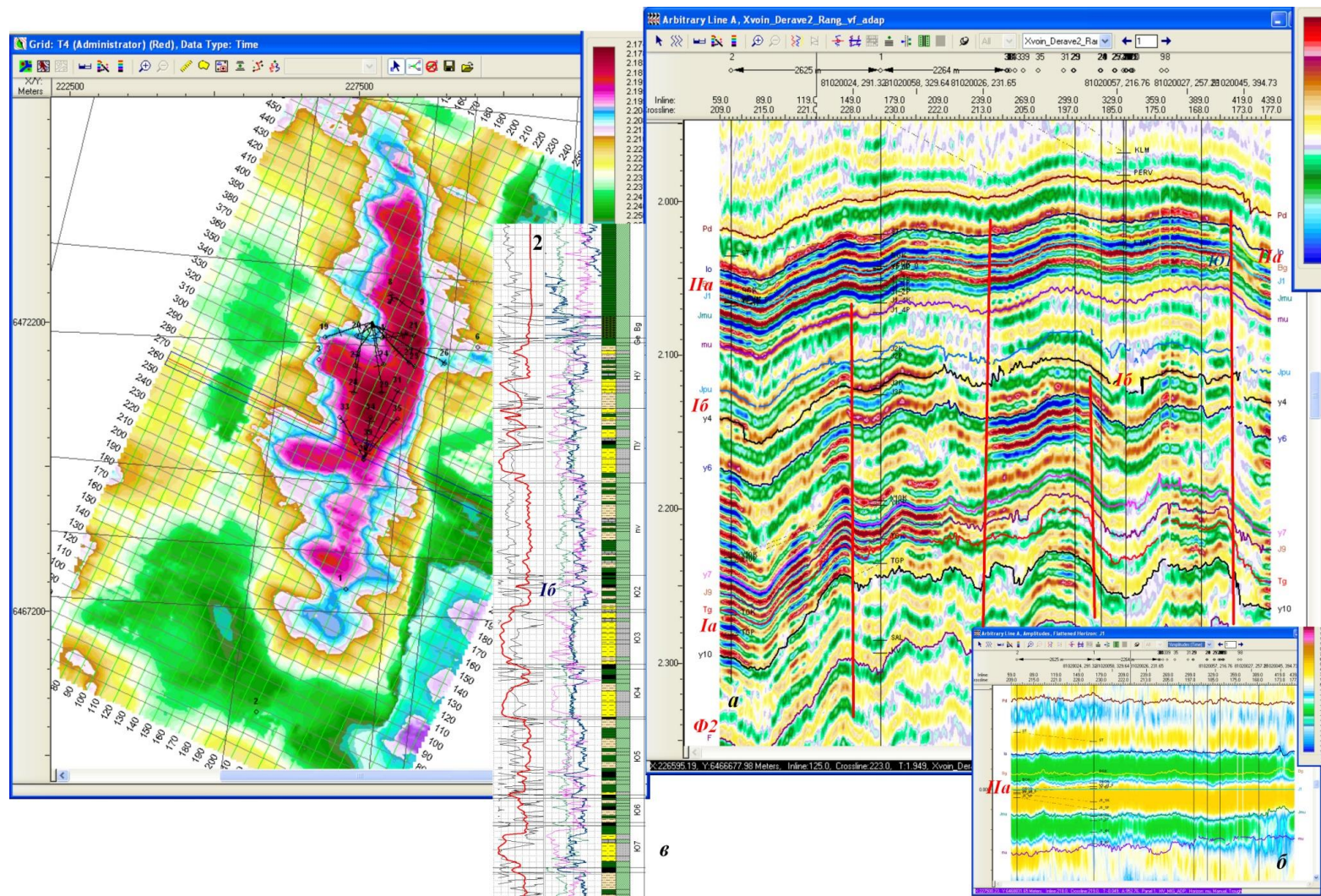


Рисунок 12 – Стратиграфическая привязка и характер сейсмической записи в интервале, соответствующем средне-нижнеюрским отложениям на временных разрезах после миграции и спектральной балансировки (а) на примере палео-преобразований после стандартного графа (б)

Кровля нижнетюменской подсвиты (отражающий горизонт T_3) соотносится в волновом поле с достаточно устойчивым отрицательным экстремумом сейсмической записи, который формируется за счёт акустического контраста между уплотнёнными, углистыми глинами (уголь – Y_6) в основании среднетюменской подсвиты и песчано-алевритовыми отложениями пласта $Ю_7$.

Кровля вымского горизонта (отражающий горизонт Ia) отождествляется с латерально изменчивым отрицательным экстремумом сейсмической записи, который формируется на акустической границе между полифацialsными отложениями низов тюменской свиты и болотно-озёрными углистой пачкой – Y_{10-11} .

В формировании отражающего горизонта Φ_2 , отождествляемого с подошвой юрских отложений, принимают участие низкоскоростные, латерально изменчивые отложения шараповского горизонта и доюрские образования, представленные, переслаиванием известняков и гравийных конгломератов с преобладанием первых. Известняки серые, темно-серые, скрытокристаллические, плотные, крепкие, трещиноватые, перекристаллизованные. Для отображения в волновом поле эрозионной поверхности доюрских отложений характерно наличие подклиниваний, выражающихся в рисунке сейсмической записи прекращением прослеживания ниже и вышележащих отражений, ориентированных под некоторым углом к положительному экстремуму, связанному с горизонтом Φ_2 . Волновая картина в этом интервале чрезвычайно неустойчива по площади из-за интенсивной дислоцированности и тектонической раздробленности доюрских образований, что сильно затрудняет выделение на временных разрезах отражающей границы, корреляция которой зачастую носит неуверенный характер.

Выделение тектонических нарушений

Тектонические нарушения осадочной толщи и фундамента являются важнейшими факторами, влияющими как на формирование ловушек нефти и газа, так и на распределение емкостных свойств природных резервуаров. В последние годы актуальность и практическая значимость проблемы выявления и картирования тектонических деформаций (ТД) разных рангов и масштабов – от макроразломов регионального уровня до микронарушений, смыкающихся с трещинноватостью отложений, – существенно возросли в связи с углубленным изучением сейсмической анизотропии околоскважинного пространства. Перенос центра тяжести на изучение различного рода влияния деформаций пород сложнопостроенных сред связан с этапом доразведки и эксплуатации месторождений.

Важнейшей задачей на этих этапах становится определение экранирующей или проводящей роли ТД, их влияния на распределение емкостных характеристик коллекторских толщ. Её решение является принципиально важным и необходимым при построении прогнозных геолого-геофизических моделей объектов, рекомендуемых для проведения дальнейших работ ГРП. Структурно-тектоническая модель исследуемого объекта, представляется естественно, с учетом всех ТД, выявленных в процессе её построения. Однако, считается целесообразным произвести ранжирование разломов на экранирующие и проводящие (рисунок 13), так как блоковое строение определяет размеры предполагаемых залежей УВ.

Анализ многочисленных литературных источников и имеющихся сейсмических материалов показал, что исследуемый район расположен в зоне сочленения нескольких крупных блоков фундамента, каждый из которых имел свой тектонический режим развития, а в мезо-кайнозойский период развития вся территория испытывала достаточно интенсивное горизонтальное сжатие. Этот процесс характеризуется скольжением слоев друг по другу, в результате чего образуются складки продольного изгиба. В дальнейшем, хотя общий план напряжений и деформаций остаётся прежним -

уменьшение в горизонтальном направлении и увеличение размеров в вертикальном - общее поле деформаций разбивается внутри смятой толщи на большое число частных полей, каждое из которых, взятое отдельно, существенно отличается по ориентировке от общего. В замках складок слои, испытывающие напряжение, могут быть смяты в дисгармоничные складки и расколоты трещинами, вызванными сжатием. Данная тектоническая модель находит отражение в рисунке волнового поля сейсмических материалов в виде расположенных под углом друг к другу осей синфазности. Это приводит к выводу о том, что структуры, выделяемые на исследуемой площади и возникшие таким способом, не имеют в основании жёстких блоков и представляют собой смятые в складки верхнепалеозойские отложения. Непрерывные процессы горизонтального сжатия приводят к поступательному росту структур, следствием второго является образование трещин в вышележащей осадочной толще. На временных разрезах это отражается в виде субвертикальных, ограниченных сверху и снизу, плохо коррелируемых от сечения к сечению и ослаблений динамической выразительности сейсмической записи.

Большая часть разрывных нарушений выделена в интервале, соответствующем доюрским образованиям и нижней части юрских отложений. В сводах структур развиты долгоживущие разломы, активизированные в верхнемеловое и палеогеновое время. Особенностью выявленной тектонической схемы является различие плоскостей разломов юрского и неоген-палеогенового времени. При этом наибольшие смещения отмечаются в низах осадочного чехла и по верхним горизонтам III, IV, V. В интервале куломзинской свиты результирующая составляющая разных тектоно-седиментационных этапов практически не проявляется [19].

На рисунке 13 приведены фрагменты временных разрезов по Inline 170, на которых показаны выделенные тектонические нарушения, характеризующие строение нижней части осадочного чехла и мелового интервала разреза.

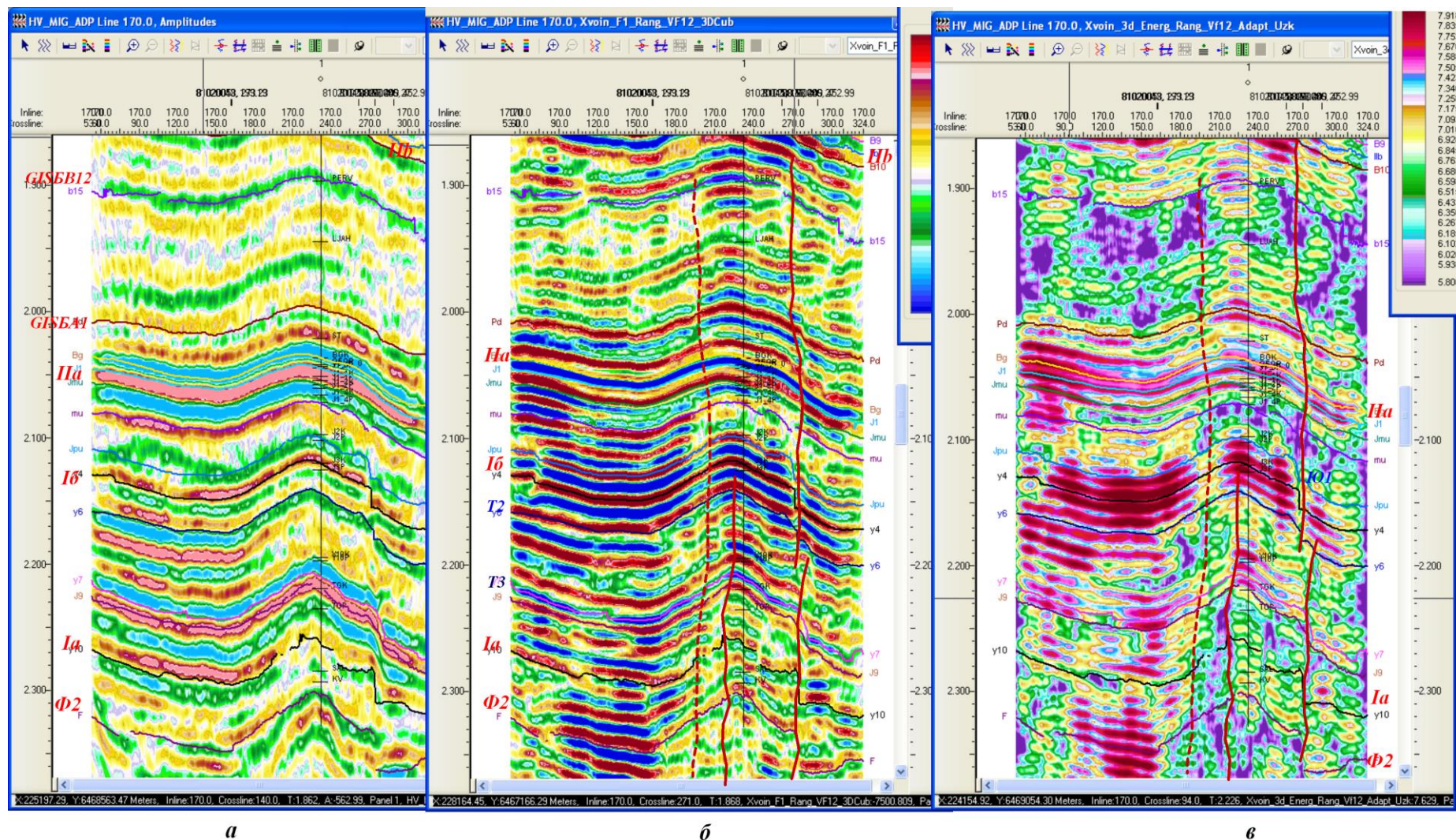


Рисунок 13 – Корреляция горизонтов и выделение тектонических нарушений на временных разрезах после миграции (а), спектральной балансировки (б) и энергоанализа (в)

Учет напряженного состояния и обнаружения ослабленных зон в отдельных блоках позволит локализовать объекты, перспективные для поисков УВ, и уточнить закономерности формирования месторождений. Прогнозирование ФЕС порово-трещинного пространства связано с изучением упругих свойств напряженного состояния. Очевидно, что полученные результаты позволят с определенной достоверностью прогнозировать пористость и трещиноватость изучаемого интервала и на их основе его продуктивность.

Перспективы нефтегазоносности

Региональная нефтегазоносность континентальных отложений триаса и нижней юры, в совокупности образующих нижнеплитный комплекс, установлена геологоразведочными работами в различных зонах, на межрифтовых сводовых поднятиях, таковыми являются Нижневартовское, Сенькино-Пудинское, Александровско-Васюганское и другие. Этот этаж отложений продуктивен в западной прибортовой зоне плиты (Чкаловское, Солоновское, Селимхановское месторождения). В последнее время нефтегазоносность этих отложений установлена и в желобах, развитых над рифтовыми зонами фундамента (Фестивальная, Толпаровская, Южно-Пыжинская), где мощность осадочного чехла резко увеличивается. Однако нефтегазоносность нижнеплитного комплекса, особенно в погруженных зонах, в частности в желобах, пока изучена ещё совершенно недостаточно [19].

В настоящее время имеются геологические факты и предпосылки, доказывающие, что отложения нижнеплитного комплекса в пределах рифтовых зон, в депрессиях на межрифтовых поднятиях и на склонах сводовых поднятий Нюрольской и Сильгинской структурно-фациальных зон являются генерирующими углеводороды, а также вмещающими залежи.

В качестве главных нефтематеринских толщ рассматриваются породы, накопившиеся в пределах пологозалегающего склона глубоководных зон внутренних морей и зон среднего шельфа. Органическое вещество

гумусового типа концентрируется в основном в пределах мелководного шельфа, а сапропелевого - в относительно глубоководных его частях, на пологозалегающем континентальном подножии. Бассейны различных геодинамических обстановок обладают неодинаковым тепловым режимом.

Прогреву толщ в бассейнах рифтов и надрифтовых депрессий способствуют горячие потоки флюидов (вода, несущая CO_2 , CH_4 , H_2 , гидрооксиды металлов, сульфиды и др.), которые ускоряют процесс преобразования ОВ в УВ, их эмиграцию из нефтематеринских толщ в резервуары коллектора и влияют на перемещение нефти и газа. В подобной палеогеодинамической обстановке находится восточный склон и центральный и южный блок Хвойного поднятия (рисунок 14).

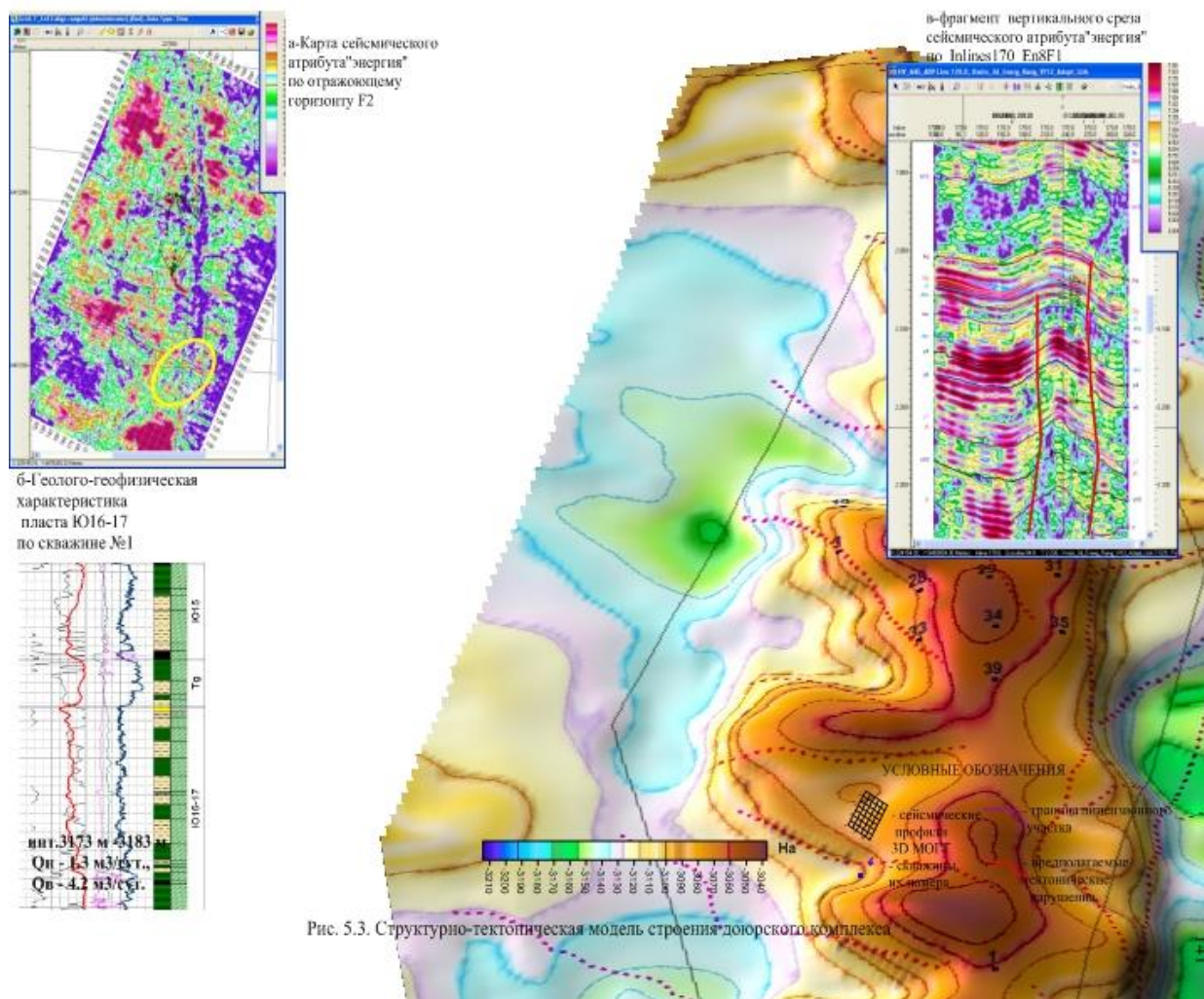


Рисунок 14 – Структурно-тектоническая модель строения доюрского комплекса [19]

С учетом полученных результатов интерпретации сейсмических материалов на изучаемой территории рекомендуется разместить скважину в склоновой части южного купола, в зоне развития предполагаемых коллекторов горизонта Ю1, средне-нижнеюрских и нижнемеловых горизонтов. Ожидаемый гипсометрический уровень кровли васюганской свиты (пласт Ю₁¹) на а.о. –2610 м. Проектная глубина скважины порядка 3150 м, проектный горизонт - доюрские образования.

3.3 Палеотектонический анализ нижнемеловых и юрских отложений на Хвойном месторождении

Горизонтальные ряды карт изопахического треугольника являются сериями палеоструктурных карт Хвойной площади, которые дают возможность проследить изменение во времени структурных планов по одному из выбранных опорных горизонтов для различных этапов времени от самого древнего до современного тектонического строения. По гипотенузе располагаются простейшие палеоструктурные карты (карты мощностей анализируемых комплексов).

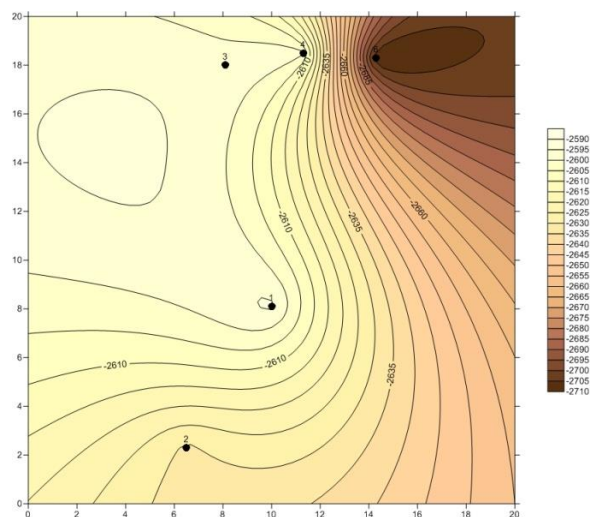
Таким образом, изопахический треугольник позволяет анализировать геологическое развитие по нескольким опорным поверхностям, что необходимо для определения возраста структур и особенностей их развития. Кроме того, он дает представление и о современном строении изучаемой площади, об изменении структурных планов по стратиграфическому разрезу.

Комплекс А - васюганская (келловей+оксфорд) + георгиевская свита (кимеридж) + Баженовская свита (титонский).

Комплекс Б – куломзинская свита (валанжин) + тарская свита (валанжин).

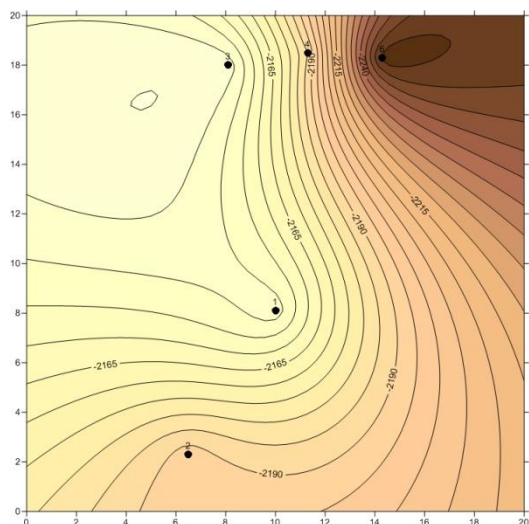
Комплекс В – киялинская свита (готерив+баррем) + алымская свита (пласт А₁ + кошайская пачка).

Комплекс Г – покурская свита (сеноман+альб+апт) + кузнецовская свита (турон).



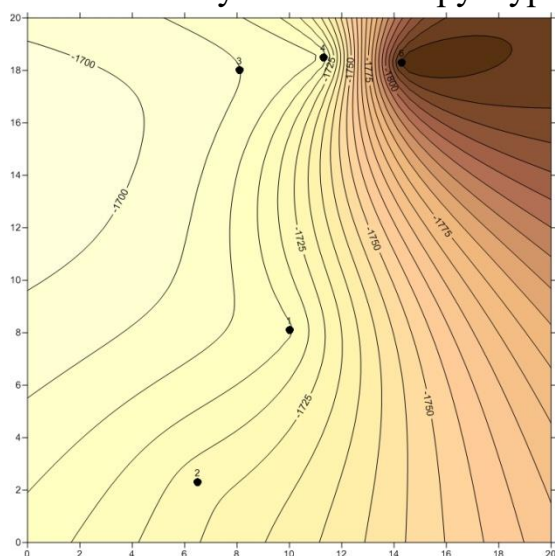
На рисунке 15а представлена карта по кровле комплекса А, к которому относятся отложения васюганской, георгиевской и баженовской свит. В северо-западной части наблюдается свод структуры вдоль замка антиклинальной складки. На севере в районе скважины 4 (а.о.-2599 м) и в южной части, в районе скважины 1 (а.о.-2594 м).

Рисунок 15а – Структурная карта по кровле комплекса А



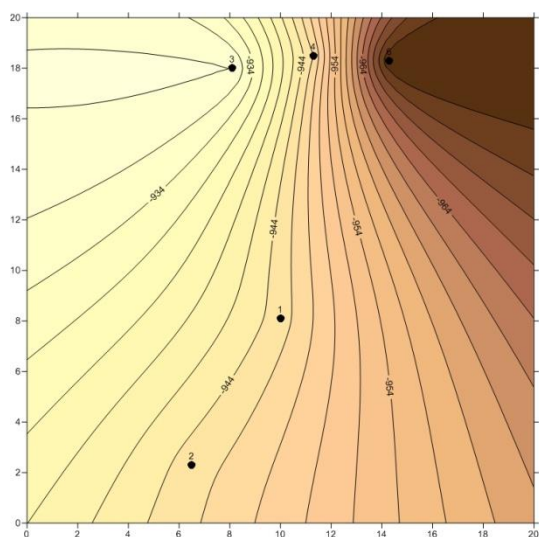
На рисунке 15б изображена структурная карта по комплексу Б, к которому относятся отложения куломзинской и тарской свит. На СЗ расположен купол структуры. Происходит смещение свода в северной части структуры в западном направлении к скважине 3. Абсолютные отметки залегания кровли комплекса Б варьируются от -2263 м в скв.6 до -2142 м в скв. 3.

Рисунок 15б – Структурная карта по кровле комплекса Б



На рисунке 15в показана структурная карта по кровле комплекса В, к которому относятся отложения киялинской и алымской свит. В западной части карты наблюдается изменение морфологии поверхности комплекса: форма антиклинальной складки сменяется террасовидным участком на фоне склона структуры I порядка. А.о. изменяются от -1824 м в скв.6 до -1705 м в скв.3.

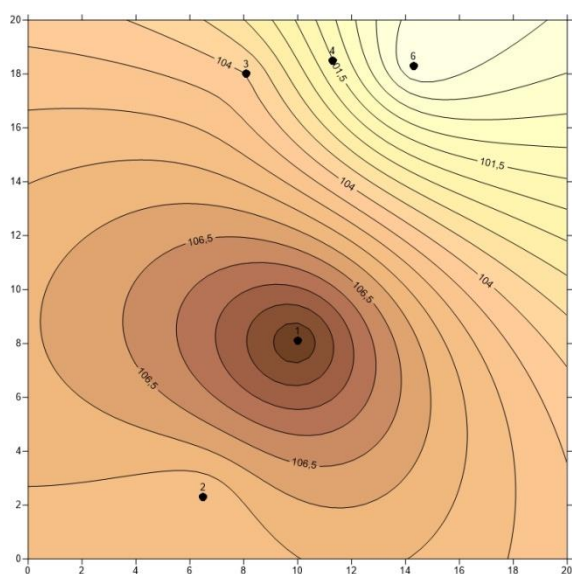
Рисунок 15в– Структурная карта по кровле комплекса В



На рисунке 15г представлена структурная карта по кровле комплекса Г, в который входят отложения покурской и кузнецовской свит. Сравнивая с предыдущим рисунком, можно заметить, что в СВ части участка, в районе скважины 6, происходили более интенсивные отрицательные тектонические движения. Исчезает морфология террасы, поверхность структурного плана повторяет

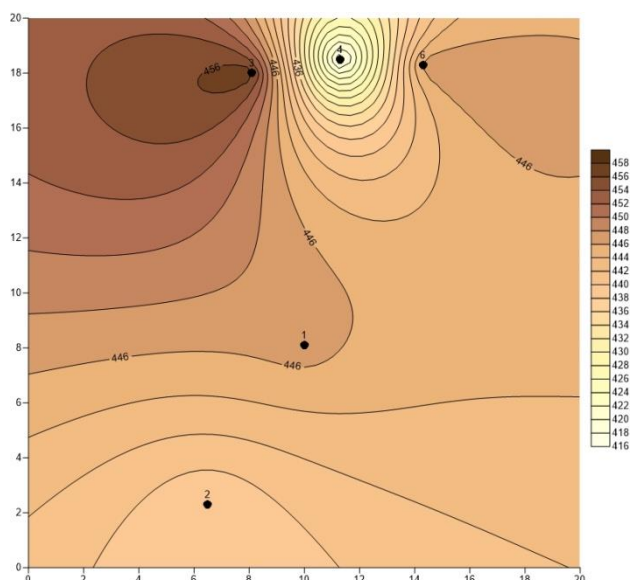
черты склона структуры I порядка. Абсолютные отметки залегания кровли комплекса Г изменяются от -974 м в скв.6 до -930 м в скв.3.

Для изучения истории геологического развития, как крупных территорий, так и отдельных структурных элементов широко применяется метод анализа карт толщин. В его основе лежит представление о связи интенсивного осадконакопления с размахом колебательных движений. Мощность осадочных толщ является показателем скорости отложения осадков, т. к. прогибание обычно компенсируется осадконакоплением.



На рисунке 16а представлена карта мощностей по комплексу А. Максимальная мощность комплекса отмечается в скв.1 и составляет 109 м, минимальная – в скв.6 и составляет 99 м. В центральной части карты, в районе скв.1 наблюдается наибольшая мощность осадков комплекса А, что свидетельствует о более интенсивном погружении участка относительно соседних.

Рисунок 16а – Карта изопакит по комплексу А



На рисунке 16б представлена карта
изопахит по комплексу Б.

Максимальная мощность комплекса
отмечается на СЗ в скв.3 (457 м),
а минимальная – в скв.4 (416 м), что
свидетельствует о смене тектонического
режима по отношению к комплексу А. В
южной части карты наблюдается
равномерное осадконакопление.

Рисунок 16б – Карта изопахит по комплексу Б

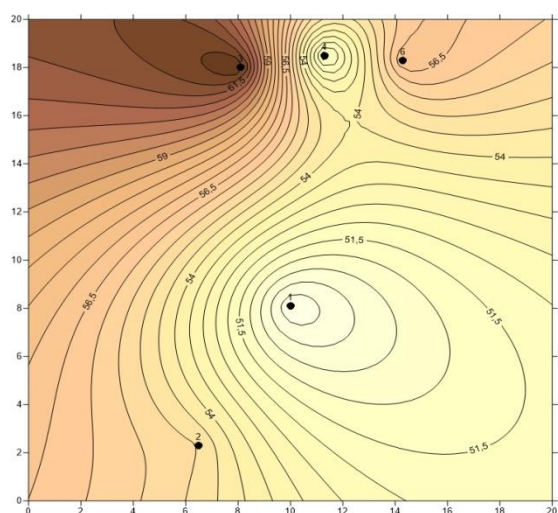


Рисунок 16в – Карта изопахит по
комплексу В

На рисунке 16в представлена
карта изопахит по комплексу В.
Мощность отложений комплекса
варьируется от 49 м (скв.1) до 63 м
(скв.3). На карте можно выделить два
малоамплитудных купола на севере
(скв.4) и в центральной части
(скв.1) карты. Погружение территории
наблюдается в СЗ части карты, в
районе скважины 3.

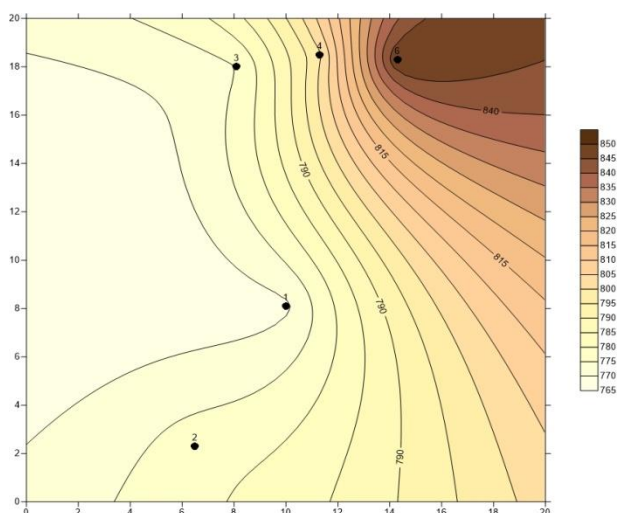


Рисунок 16г – Карта изопакит по комплексу Г

На рисунке 16г представлена карта изопакит по комплексу Г. Мощность отложений комплекса изменяется от 769 м (скв.1) до 850 м (скв.6). На карте можно выделить интенсивное погружение в СВ части карты. Сравнивая с картой на рисунке 16 в, можно заметить, что в районе скважины 3, накопление осадков переместилось с СЗ на СВ.

Рассматривая карты цикла А, можно отметить, что на протяжении всего геологического времени происходила смена тектонического режима. В комплексе А (рисунок 16а) рельеф практически равнинный, с небольшим погружением в центральной части, в районе скважины 1.

Анализируя горизонтальные ряды карт изопакит(рисунок 17) для комплекса А и Б, отмечаем, что значительных изменений не наблюдается, а комплексы В и Г на протяжении всего геологического времени претерпевают значительные изменения.

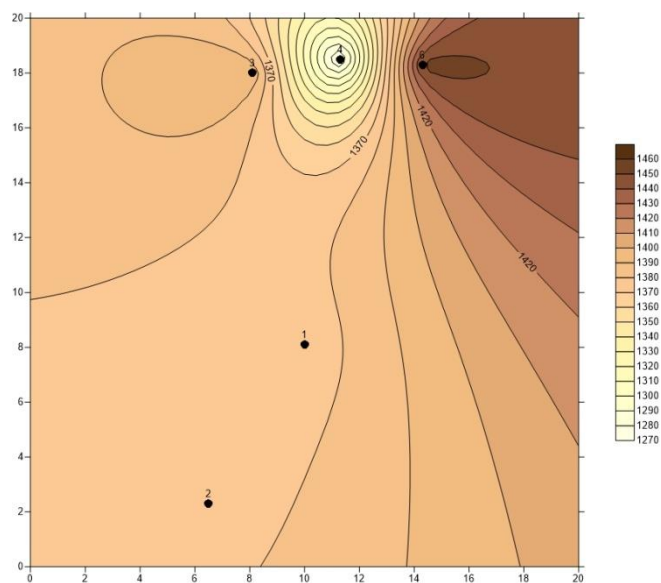


Рисунок 16д– Карта изопакит по сумме комплексов А,Б,В и Г

На карте суммарных толщин комплекса А+Б+В+Г (рисунок 16д) сохраняется морфология поверхности, начиная с нижнего мела до настоящего времени, сравнивая с современным структурным планом.

В цикле карт комплекса Б морфология поверхности в районе скважины 4 сохраняется. При сравнении карты суммарных толщин Б+В+Г (рисунок 17) с рисовкой современного структурного плана комплекса Б (рисунок 15б) отмечается высокая сходимость рисовки и свидетельствует о сохранности тектонического режима на протяжении геологического времени по настоящий момент.

В цикле карт комплекса В в верхнемеловое время происходила смена тектонического режима на всей площади. Но за кайнозойское время, сравнивая карты современной структуры и суммарных толщин, отмечается, что значительных изменений территория не претерпела.

При анализе карты изопахит комплекса Г (рисунок 16г) с современным структурным планом (рисунок 15г) отмечается террасовидное морфологическое строение на конец кузнецовского времени, которое сохраняется и до сих пор.

Таким образом, анализ палеотектонического треугольника (рисунок 17) показал, что комплексы В и Г не представляют интереса в нефтеносном отношении, т.к. морфология структуры теряет контуры антиклинальной складки и сливается со склоном структуры I порядка.

Комплекс А (верхняя юра), является самым перспективным, так как рельеф практически не изменился и сохранился до настоящего времени (хотя изменения тоже присутствуют, как и во всех комплексах).

На основании палеотектонического анализа проектную разведочную скважину № 15 целесообразнее заложить восточном склоне структуры (рисунок 18). Проектной скважиной № 15 дополнительно будут исследованы пласты нижнемелового комплекса, т.к. по заключению палеотектонического анализа комплекс Б является высокоперспективным в отношении нефтегазоносности.

Условные обозначения:

1. Комплекс А: васюганская свита, георгиевская свита, баженовская свита
2. Комплекс Б: куломзинская свита, тарская свита
3. Комплекс В: киялинская свита
4. Комплекс Г: покурская свита, кузнецовская свита.

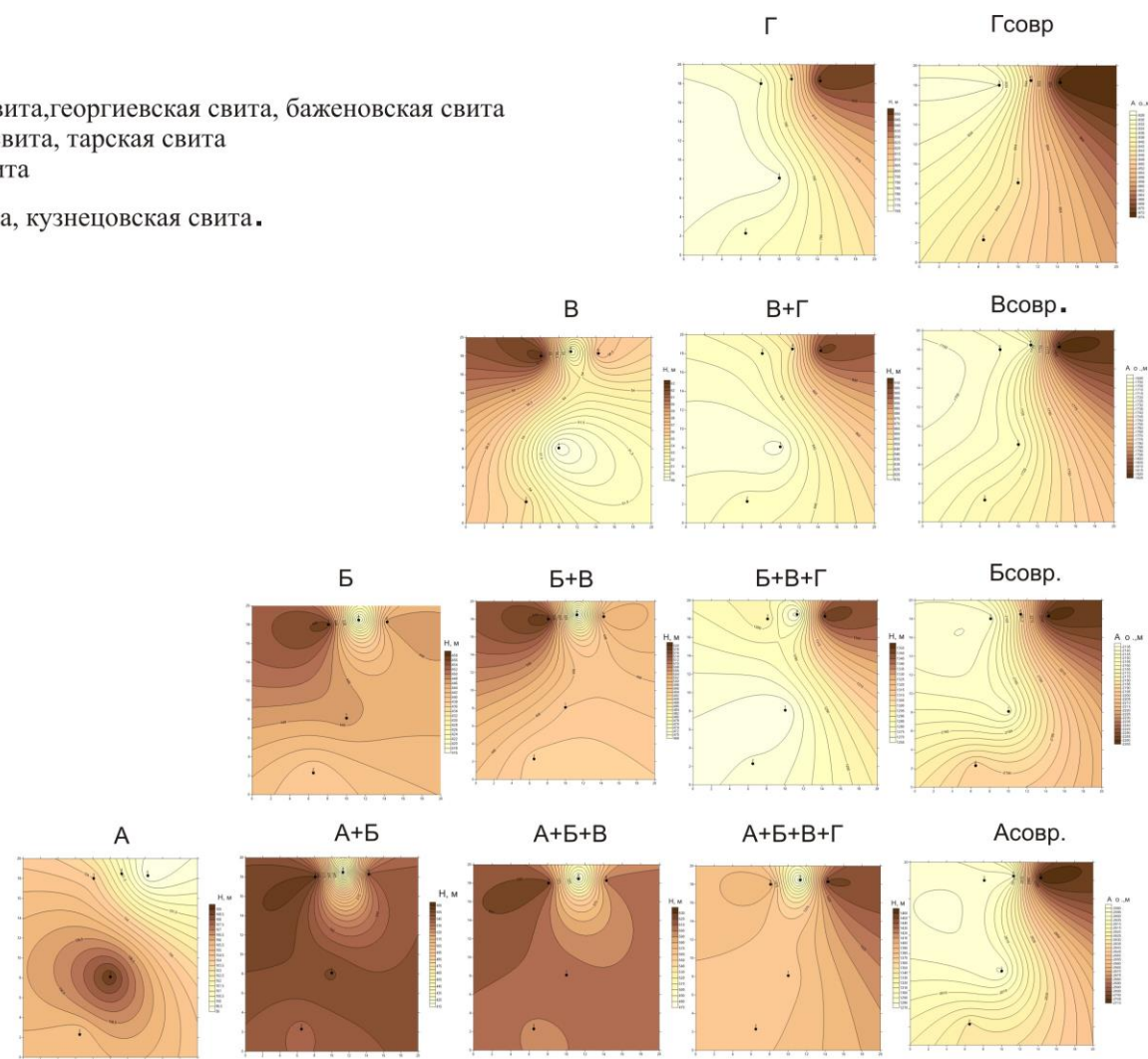


Рисунок 17 – палеотектонический треугольник

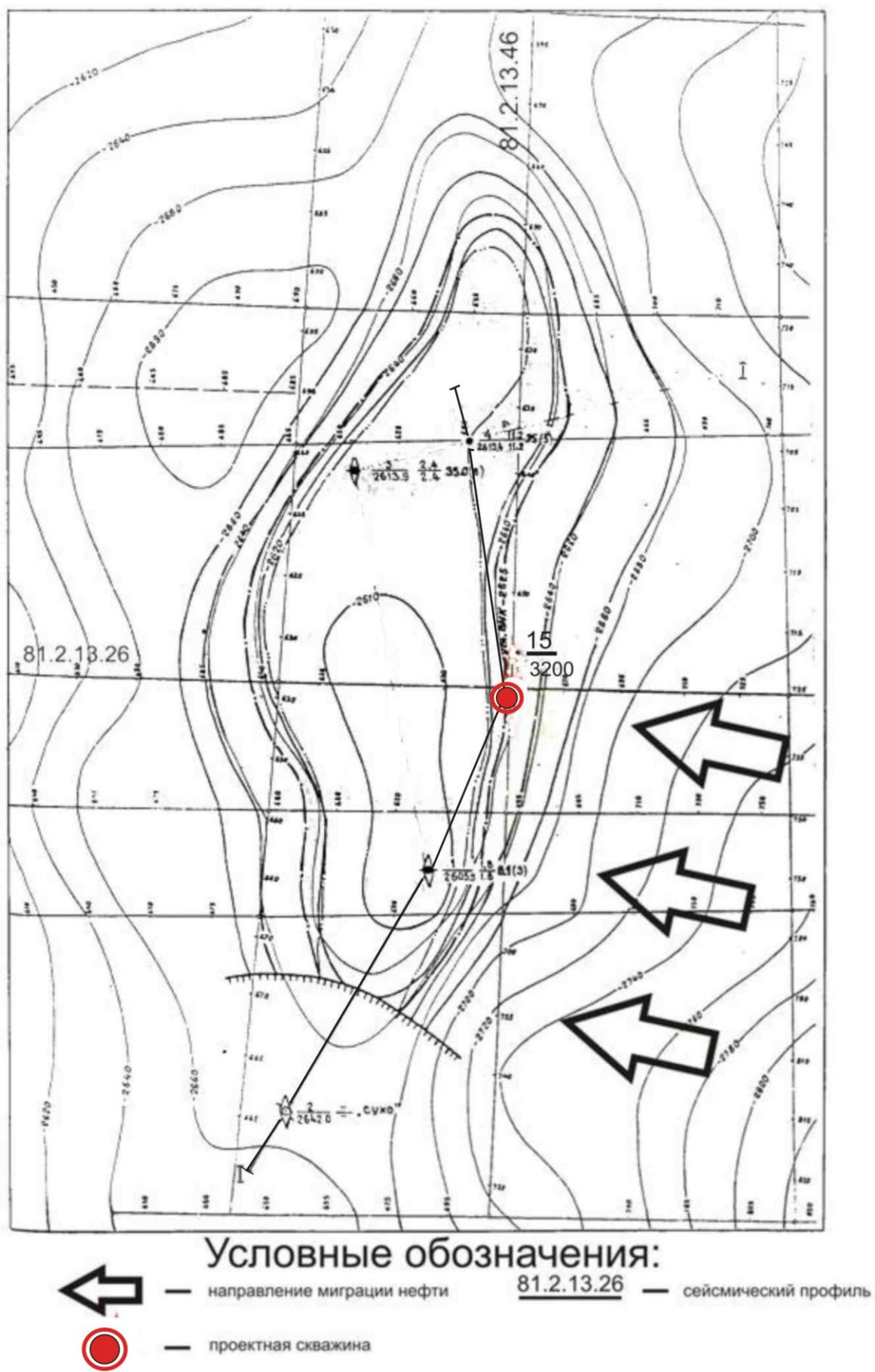


Рисунок 18 – Схема расположения проектной скважины № 15

3.4 Обоснование заложения скважины

Бурение разведочной скважины является одним из основных этапов программы доразведки Хвойного нефтяного месторождения.

Выбор местоположения проектной разведочной скважины обусловлен, во-первых, результатами палеотектонического анализа, проведенным в данной работе. Во-вторых, полученными рекомендациями по результатам интерпретации сейсмических материалов на изучаемой площади. В-третьих, направление миграции УВ (как и на всех соседних месторождениях юго-восточного склона Нижневартовского свода) происходило с востока из Колтогорского прогиба, поэтому возможные ловушки нефти в меловых и ниже-среднеюрских отложениях могут находиться на восточном склоне Хвойного поднятия. В-четвертых, скважина закладывается на пересечении сейсмических профилей. При интерпретации временных сейсмических разрезов (на этих профилях) на восточном склоне Хвойного локального поднятия выделены ловушки неантиклинального типа в нижнемеловом и юрском комплексах.

Целью бурения является выявление новых залежей нефти в ниже-среднеюрских и меловых отложениях, выявление в разрезе нефтегазоносных и перспективных горизонтов коллекторов и покрышек и определение их геолого-геофизических свойств. В процессе бурения предусматривается отбор керна, пластовых флюидов (нефти и воды), проведение комплекса геофизических исследований, а также испытание перспективных нефтяных пластов.

По результатам обоснования рекомендуется бурение вертикальной разведочной скважины № 15, с местоположением на восточном склоне Хвойного поднятия (рисунок 19).

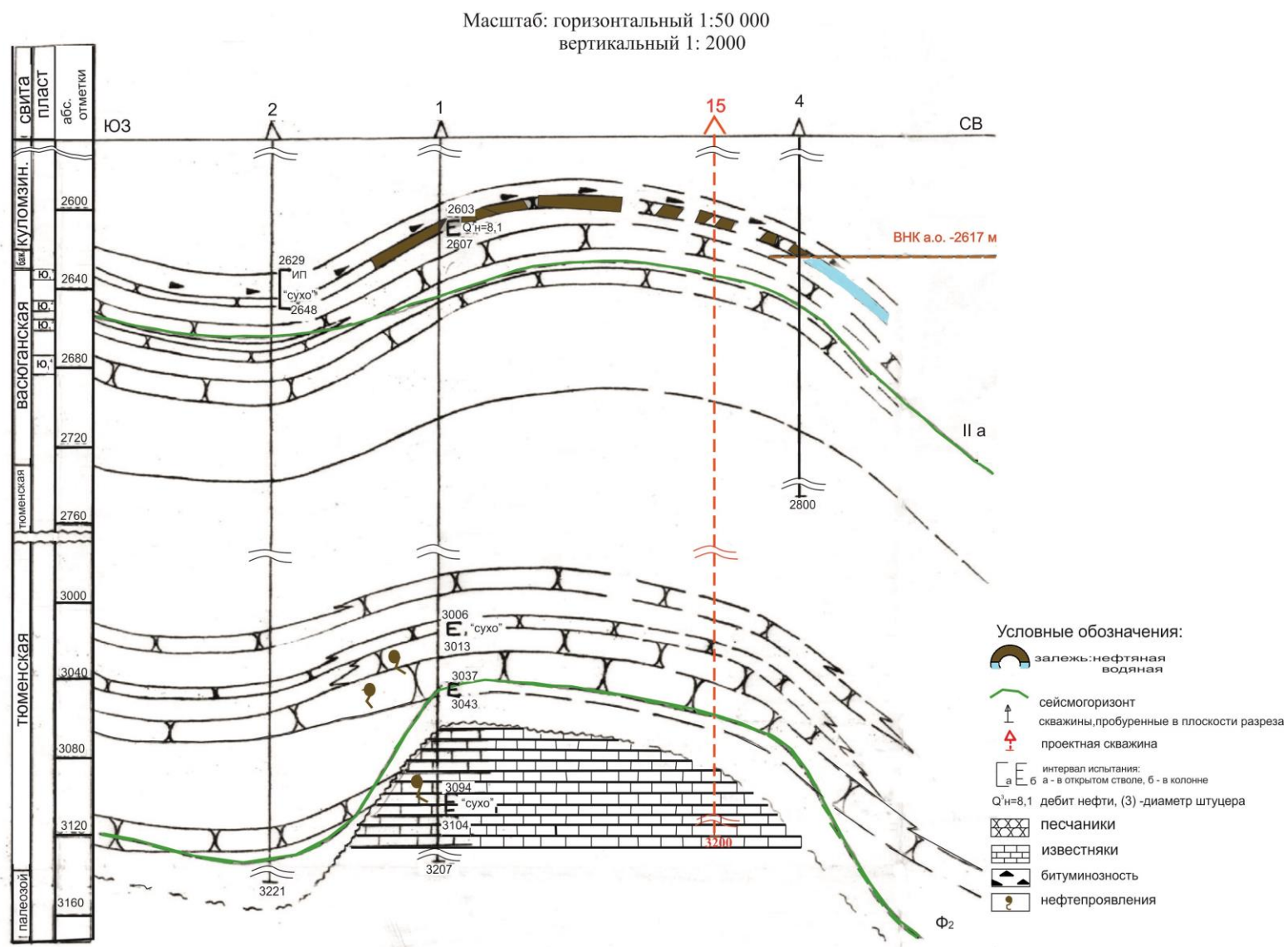


Рисунок 19 – Геологический разрез по линии скважин 2-1-15-4

4 Технико-экономическая часть

Одним из этапов программы доразведки Хвойного нефтяного месторождения является бурение вертикальной разведочной скважины № 15. Глубина бурения – 3200 м рассчитана с целью вскрытия всех нефтенасыщенных пластов. При бурении планируется подсечь и уточнить границы водонефтяного контакта, границы залежей. В ходе проведения работ предусматривается отбор керна, пластовых флюидов, проведение комплекса геофизических исследований и испытания пластов.

4.1 Выбор способа механического бурения

В качестве исходной информации для принятия решения о способе бурения следует использовать следующие данные: глубину бурения и забойную температуру, профиль ствола скважины и диаметр долот, тип породоразрушающего инструмента и бурового раствора.

Выбранный способ бурения определяет дальнейшие технологические решения: режим бурения, конструкцию скважины, тип буровой установки, технологию крепления скважины. Также способ бурения должен допускать применение таких видов бурового раствора и технологии проводки скважины, которые обеспечат качественное вскрытие продуктивного пласта, высокое качество ствола скважины, высокие скорости проходки на долото и возможность использования различных типов долот.

На данном месторождении Томской области могут возникнуть осложнения при строительстве скважин. При бурении в верхнемеловых отложения возможны осыпи и обвалы неустойчивых горных пород, характерны частичные поглощения бурового раствора, а также высока вероятность прихвата инструмента (таблица 2).

Таблица 2 – Возможные осложнения при строительстве скважин

Интервал, м		Возможные осложнения
от	До	
0	600	Возможны осыпи и обвалы; Поглощения бурового раствора; Прихватоопасная зона;
600	1800	Осыпи; обвалы; Прихватоопасная зона; Поглощения бурового раствора;
1800	2700	Обвалы; Прихватоопасная зона;
2700	3200	Обвалы; Осыпи; Прихватоопасная зона;

Кроме того, стоит учитывать следующие факторы роторного бурения[2], указанные в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристика роторного бурения

Преимущества роторного способа бурения:	Недостатки роторного способа бурения:
1. Высокая проходка на долото. 2. Высокая рейсовая скорость бурения. 3. Возможность подбора оптимального режима бурения, методики отработки долота, изменяя осевую нагрузку и частоту вращения с пульта бурильщика. 4. Осевая нагрузка, определяемая по приборам, близка к фактической. 5. При вращении бурильной колонны меньше опасность ее прилипания, зависания, прихвата. 6. Вынос разбуренной породы осуществляется при меньшей скорости восходящего потока, меньшей подаче насосов. 7. Высокий выход керна.	1. Низкая механическая скорость бурения. 2. Большие потери мощности на вращение колонны бурильных труб, увеличивающиеся пропорционально глубине скважины. 3. Высокий износ бурильной колонны, приводящий к авариям, что, в свою очередь, предполагает применение более толстостенных и материалопрочных бурильных труб, увеличивающих стоимость буровых работ. 4. Вращение колонны труб приводит к обвалам неустойчивых и осыпающихся пород, износу обсадных труб. 5. Каверны, искривления ствола увеличивают прогиб вращающейся колонны, повышают опасность слома

Глубина проектной скважины составляет 3200 м. Исходя из геологических условий изучаемой территории, а также вышеперечисленных осложнений при бурении скважины, наиболее оптимальным способом бурения будет роторный. В силу разных обстоятельств, другие способы

бурения не подходят, а именно благодаря тому, что профиль ствола скважины планируется вертикальным, а также существует необходимость использования шарошечных долот для мягких пород.

4.2 Проектирование конструкции скважины

4.2.1 Выбор конструкции эксплуатационного забоя скважины

Под конструкцией эксплуатационного забоя подразумевают соотношение элементов системы скважина – крепь в интервале продуктивного объекта, которые обеспечивают устойчивость ствола, разобщение напорных пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные работы, а также продолжительную эксплуатацию скважин с оптимальным дебитом.

Конструкция скважины в интервале продуктивного пласта должна:

- обеспечивать наилучшие условия дренирования продуктивного пласта;
- обеспечивать длительную безводную добычу;
- изолировать продуктивный пласт от близлежащих проницаемых горизонтов;
- защищать продуктивный пласт от вредного влияния тампонажного раствора при цементировании или снижать это влияние.

Главными объектами исследования и бурения данной скважины являются палеозойские, ниже-среднеюрские и меловые отложения.

Также на месторождении основными эксплуатационными пластами на данный момент являются $Ю_1^1$ васюганской и $Ю_{15}$ тюменской свиты, которые обладают различными свойствами.

Пласт $Ю_1^1$ представлен неравномерным переслаиванием буровато-серых песчаников, средне-мелкозернистых алевролитов и темно-серых аргиллитов. Пласт $Ю_{15}$ сравнительно более неоднородный, чем пласт $Ю_1^1$. Он представлен песчаником мелкозернистым, крепкоцементированным, в нижней части отмечается запах нефти. По промыслово-геофизическим данным интервал неоднородный. Доюрские отложения слабо изучены и

литологически представлены переслаиванием гравийного конгломерата и темно-серого трещиноватого известняка. По трещинам отмечается развитие каверн и разноориентированных зеркал скольжения.

Учитывая, что пласты Ю₁¹, Ю₁₅ и палеозойские отложения представлены литологически неоднородными породами, принимаем конструкцию закрытого типа. Также стоит заметить, что конструкция такого типа позволяет:

1. Возможность использования освоенных технологий исследования, цементирования, вторичного вскрытия и освоения скважины.
2. Обеспечить перекрытие зон поступления пластовой воды.
3. Эксплуатировать переслаивающиеся коллекторы.

Конструкция забоя закрытого типа (рисунок 20), основной задачей, которой является изоляция продуктивных горизонтов друг от друга сплошной колонной или хвостовиком с последующим цементированием заколонного пространства и перфорацией.

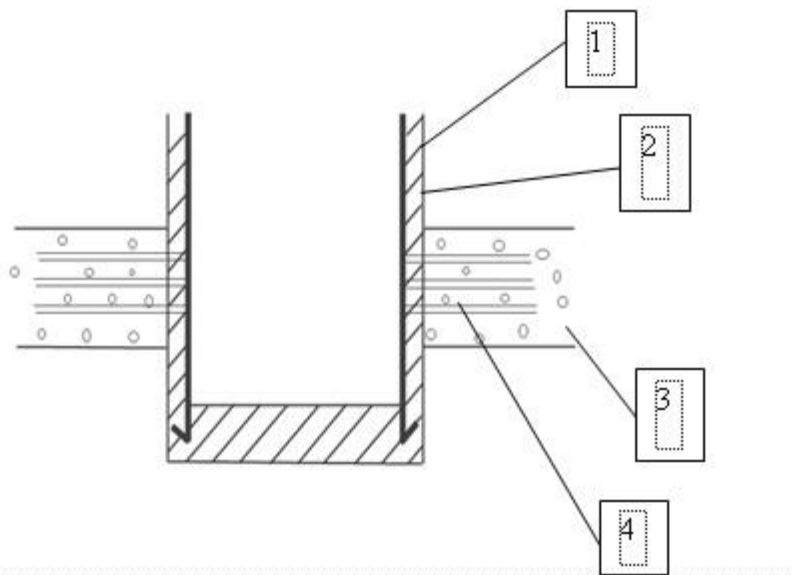


Рисунок 20 – Конструкция забоя закрытого типа:

- 1– эксплуатационная колонна или хвостовик; 2 – цементный камень;
3 – коллектор; 4 – перфорационные отверстия

4.2.2 Обоснование количества обсадных колонн и глубин их спуска

Конструкция скважины характеризуется данными о спускаемых колоннах и проводимых операциях (их количестве, глубине спуска, диаметре колонны и ствола скважины, интервале цементации). Она состоит из ряда обсадных колонн:

а) Направление – предназначено для предотвращения размыва устья и осыпания стенок скважины; в зависимости от прочности пород глубина спуска составляет от 5 до 40 м.

б) Кондуктор – изолирует водоносные пласты, перекрывает неустойчивые породы, позволяет установить противовыбросовое оборудование; глубина спуска от 200 до 800 м.

в) Техническая колонна – служит для перекрытия пластов при трудных геологических условиях (несовместимые условия бурения, зоны высокого поглощения и т.д.); глубина спуска с перекрытием кондуктора на 50 м составляет 1200 м.

г) Эксплуатационная колонна – необходима для эксплуатации скважины; спускается с перекрытием технической колонны на 100 м до глубины залегания продуктивного пласта.

Кондуктор и эксплуатационная колонна, являются обязательными при любой конструкции скважины.

Оптимальное число промежуточных колонн и глубины их спуска определяются графически (построение «совмещенного графика давлений») по числу зон с несовместимыми условиями бурения, которые строятся сопоставлением градиентов пластовых (поровых) давлений ($\text{grad } P_{\text{пл}}$) и давлений гидроразрыва (поглощения) пластов ($\text{grad } P_{\text{гр}}$).

Совмещенный график давлений показывает изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора (таблица 4).

Таблица 4 – Данные для построения совмещенного графика давлений

h, м	450	930	2080	2780	2900	3200
P _{пл} , МПа	4,5	9,3	20,8	27,8	29	32
h, м	450	930	2080	2780	2900	3200
P _{гр} , МПа	8,1	16,74	35,36	47,26	46,4	50,6

График строится на основании горно-геологических условий. При недостатке фактических данных они могут быть получены эмпирическим путем (прогнозные данные) [13].

Вычислим значения градиентов пластовых давлений и давлений гидроразрыва слагающих пород на глубине определения:

$$\text{grad} P_{\text{пл}_1} = P_{\text{пл}_1} / h = 4.5 / 450 = 0.01 \text{ МПа/м};$$

$$\text{grad} P_{\text{гр}_1} = P_{\text{гр}_1} / h = 8.1 / 450 = 0.018 \text{ МПа/м};$$

$$\text{grad} P_{\text{пл}_2} = P_{\text{пл}_2} / h = 9.3 / 930 = 0.01 \text{ МПа/м};$$

$$\text{grad} P_{\text{гр}_2} = P_{\text{гр}_2} / h = 16.74 / 930 = 0.018 \text{ МПа/м};$$

$$\text{grad} P_{\text{пл}_3} = P_{\text{пл}_3} / h = 20.8 / 2080 = 0.01 \text{ МПа/м};$$

$$\text{grad} P_{\text{гр}_3} = P_{\text{гр}_3} / h = 35.36 / 2080 = 0.017 \text{ МПа/м};$$

$$\text{grad} P_{\text{пл}_4} = P_{\text{пл}_4} / h = 27.8 / 2780 = 0.01 \text{ МПа/м};$$

$$\text{grad} P_{\text{гр}_4} = P_{\text{гр}_4} / h = 47.26 / 2780 = 0.017 \text{ МПа/м};$$

$$\text{grad} P_{\text{пл}_5} = P_{\text{пл}_5} / h = 29 / 2900 = 0.01 \text{ МПа/м};$$

$$\text{grad} P_{\text{гр}_5} = P_{\text{гр}_5} / h = 46.4 / 2900 = 0.016 \text{ МПа/м};$$

$$\text{grad} P_{\text{пл}_6} = P_{\text{пл}_6} / h = 32 / 3200 = 0.01 \text{ МПа/м};$$

$$\text{grad} P_{\text{гр}_6} = P_{\text{гр}_6} / h = 50.6 / 3200 = 0.016 \text{ МПа/м}.$$

Полученные результаты занесем в таблицу 5.

Таблица 5 – Данные для построения совмещенного графика давлений

h, м	450	930	2080	2780	2900	3200
GradP _{пл} , Мпа	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
h, м	450	930	2080	2780	2900	3200
GradP _{гр} , Мпа	0,018	0,018	0,017	0,017	0,016	0,016

Параллельно оси ординат проводят линии касательно крайних точек градиентов пластового давления и линии касательно крайних точек градиентов давления гидроразрыва и строят кривые градиентов давлений [2]. Вычисляют плотность бурового раствора.

Плотность бурового раствора, который применяется при бурении в данной зоне крепления, должна отвечать интервалу совместимых условий и следующим требованиям:

для скважин глубиной до 1200 м гидростатическое давление в скважине, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое на 10%, но не более 1,5 МПа, а для скважин глубиной более 1200 м – на 5%, но не более 2,5~3,0 МПа. Определяется плотность раствора для каждого интервала с разными пластовыми давлениями по формуле (1).

$$\rho_{б.р.i} = (1 + K) \cdot P_{пл.i} / gh_i, \text{ кг/м}^3, \quad (1)$$

где K – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым (0,1 – в скважинах глубиной до 1200 м; 0,05 – в скважинах глубиной более 1200 м).

В данном случае плотность раствора в интервале 0 – 450 м:

$$\rho_{б.р.1} = (1 + K) \cdot P_{пл1} / gh_1 = (1 + 0,1) \cdot 4,5 \cdot 10^6 / 9,8 \cdot 450 = 543,1 \text{ кг/м}^3 = 0,54 \text{ г/см}^3$$

и должна быть не более:

$$\rho_{б.р.1} \leq (1,5 + P_{пл1}) / gh_1 = (1,5 + 4,5) \cdot 10^6 / 9,8 \cdot 450 = 1360,5 \text{ кг/м}^3 = 1,36 \text{ г/см}^3$$

Рассчитанные значения плотности соответствуют градиентам гидростатического давления столба бурового раствора:

$$\text{grad } P_{б.р.1} = P_{б.р.1} / h_1 = \rho_{б.р.1} \cdot g \cdot h_1 / h_1 = 543,1 \cdot 9,8 \cdot 450 / 450 = 0,0053 \text{ МПа/м}$$

$$\text{grad } P_{б.р.1} \leq P_{б.р.1} / h_1 = \rho_{б.р.1} \cdot g \cdot h_1 / h_1 = 1360,5 \cdot 9,8 \cdot 450 / 450 = 0,013 \text{ МПа/м.}$$

В интервале 450 – 930 м плотность бурового раствора составит:

$$\rho_{б.р.2} = (1 + K) \cdot P_{пл2} / gh_2 = (1 + 0,1) \cdot 9,3 \cdot 10^6 / 9,8 \cdot 930 = 1122,4 \text{ кг/м}^3 = 1,12 \text{ г/см}^3$$

и должна быть не более:

$$\rho_{б.р.2} = (1,5 + P_{пл2}) / gh_2 = (1,5 + 9,3) \cdot 10^6 / 9,8 \cdot 930 = 1184,95 \text{ кг/м}^3 = 1,18 \text{ г/см}^3$$

Рассчитанные значения плотности соответствуют градиентам

гидростатического давления столба бурового раствора:

$$\text{grad } P_{\text{б.р.2}} = P_{\text{б.р.2}}/h_2 = \rho_{\text{б.р.2}} * g * h_2/h_2 = 1122,4 * 9,8 * 930/930 = 0,01 \text{ МПа/м}$$

$$\text{grad } P_{\text{б.р.2}} \leq P_{\text{б.р.2}}/h_2 = \rho_{\text{б.р.2}} * g * h_2/h_2 = 1184,9 * 9,8 * 930/930 = 0,011 \text{ МПа/м.}$$

В интервале 930 – 2080 м плотность бурового раствора составит:

$$P_{\text{б.р.2}} = (1+K) * P_{\text{пл3}}/gh_3 = (1+0,05) * 20,8 * 10^6/9,8 * 2080 = 1071,4 \text{ кг/м}^3 = 1,07 \text{ г/см}^3$$

$$P_{\text{б.р.2}} \leq (3,0 + P_{\text{пл3}})/gh_3 = (3,0 + 20,8) * 10^6/9,8 * 2080 = 1167,5 \text{ кг/м}^3 = 1,16 \text{ г/см}^3$$

$$\text{grad } P_{\text{б.р.3}} = P_{\text{б.р.3}}/h_3 = \rho_{\text{б.р.3}} * g * h_3/h_3 = 1071,4 * 9,8 * 2080/2080 = 0,01 \text{ МПа/м}$$

$$\text{grad } P_{\text{б.р.3}} \leq P_{\text{б.р.3}}/h_3 = \rho_{\text{б.р.3}} * g * h_3/h_3 = 1167,5 * 9,8 * 2080/2080 = 0,011 \text{ МПа/м}$$

В интервале 2080 – 2780 м плотность бурового раствора составит:

$$P_{\text{б.р.4}} = (1+K) * P_{\text{пл4}}/gh_4 = (1+0,05) * 27,8 * 10^6/9,8 * 2780 = 1071,4 \text{ кг/м}^3 = 1,07 \text{ г/см}^3$$

$$P_{\text{б.р.4}} \leq (3,0 + P_{\text{пл4}})/gh_4 = (3,0 + 27,8) * 10^6/9,8 * 2780 = 1130,5 \text{ кг/м}^3 = 1,13 \text{ г/см}^3$$

$$\text{grad } P_{\text{б.р.4}} = P_{\text{б.р.4}}/h_4 = \rho_{\text{б.р.4}} * g * h_4/h_4 = 1071,4 * 9,8 * 2780/2780 = 0,01 \text{ МПа/м}$$

$$\text{grad } P_{\text{б.р.4}} \leq P_{\text{б.р.4}}/h_4 = \rho_{\text{б.р.4}} * g * h_4/h_4 = 1130,5 * 9,8 * 2780/2780 = 0,011 \text{ МПа/м}$$

В интервале 2780 – 2900 м плотность бурового раствора составит:

$$P_{\text{б.р.5}} = (1+K) * P_{\text{пл5}}/h_5 = (1+0,05) * 29 * 10^6/9,8 * 2900 = 1071,4 \text{ кг/м}^3 = 1,07 \text{ г/см}^3$$

$$P_{\text{б.р.5}} \leq (3,0 + P_{\text{пл5}})/gh_5 = (3,0 + 29) * 10^6/9,8 * 2900 = 1125,9 \text{ кг/м}^3 = 1,12 \text{ г/см}^3$$

$$\text{grad } P_{\text{б.р.5}} = P_{\text{б.р.5}}/h_5 = \rho_{\text{б.р.5}} * g * h_5/h_5 = 1071,4 * 9,8 * 2900/2900 = 0,01 \text{ МПа/м}$$

$$\text{grad } P_{\text{б.р.5}} \leq P_{\text{б.р.5}}/h_5 = \rho_{\text{б.р.5}} * g * h_5/h_5 = 1125,9 * 9,8 * 2900/2900 = 0,011 \text{ МПа/м}$$

В интервале 2900 – 3200 м плотность бурового раствора составит:

$$P_{\text{б.р.6}} = (1+K) * P_{\text{б.р.6}}/gh_6 = (1+0,05) * 32 * 10^6/9,8 * 3200 = 1071,4 \text{ кг/м}^3 = 1,07 \text{ г/см}^3$$

$$P_{\text{б.р.6}} \leq (3,0 + P_{\text{пл6}})/gh_6 = (3,0 + 32) * 10^6/9,8 * 3200 = 1117 \text{ кг/м}^3 = 1,11 \text{ г/см}^3$$

$$\text{grad } P_{\text{б.р.6}} = P_{\text{б.р.6}}/h_6 = \rho_{\text{б.р.6}} * g * h_6/h_6 = 1071,4 * 9,8 * 3200/3200 = 0,01 \text{ МПа/м}$$

$$\text{grad } P_{\text{б.р.6}} \leq P_{\text{б.р.6}}/h_6 = \rho_{\text{б.р.6}} * g * h_6/h_6 = 1117 * 9,8 * 3200/3200 = 0,01 \text{ МПа/м}$$

Полученные результаты заносим в таблицу 6 и на совмещенный график (на графике область граничных значений промывочной жидкости выделена штриховкой)

Таблица 6 – Данные для построения графика совмещенных давлений

Интервал, м	0-450	450-930	930-2080	2080-2780	2780-2900	2900-3200
$\rho_{\text{бр. мин. доп.}}, \text{г/см}^3$	0,54	1,12	1,07	1,07	1,07	1,07
$\rho_{\text{бр. макс. доп.}}, \text{г/см}^3$	1,36	1,18	1,16	1,13	1,12	1,11
$\text{grad } P_{\text{бр. мин. доп.}}, \text{МПа/м}$	0,0053	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
$\text{grad } P_{\text{бр. макс. доп.}}, \text{МПа/м}$	0,013	0,011	0,011	0,011	0,011	0,01

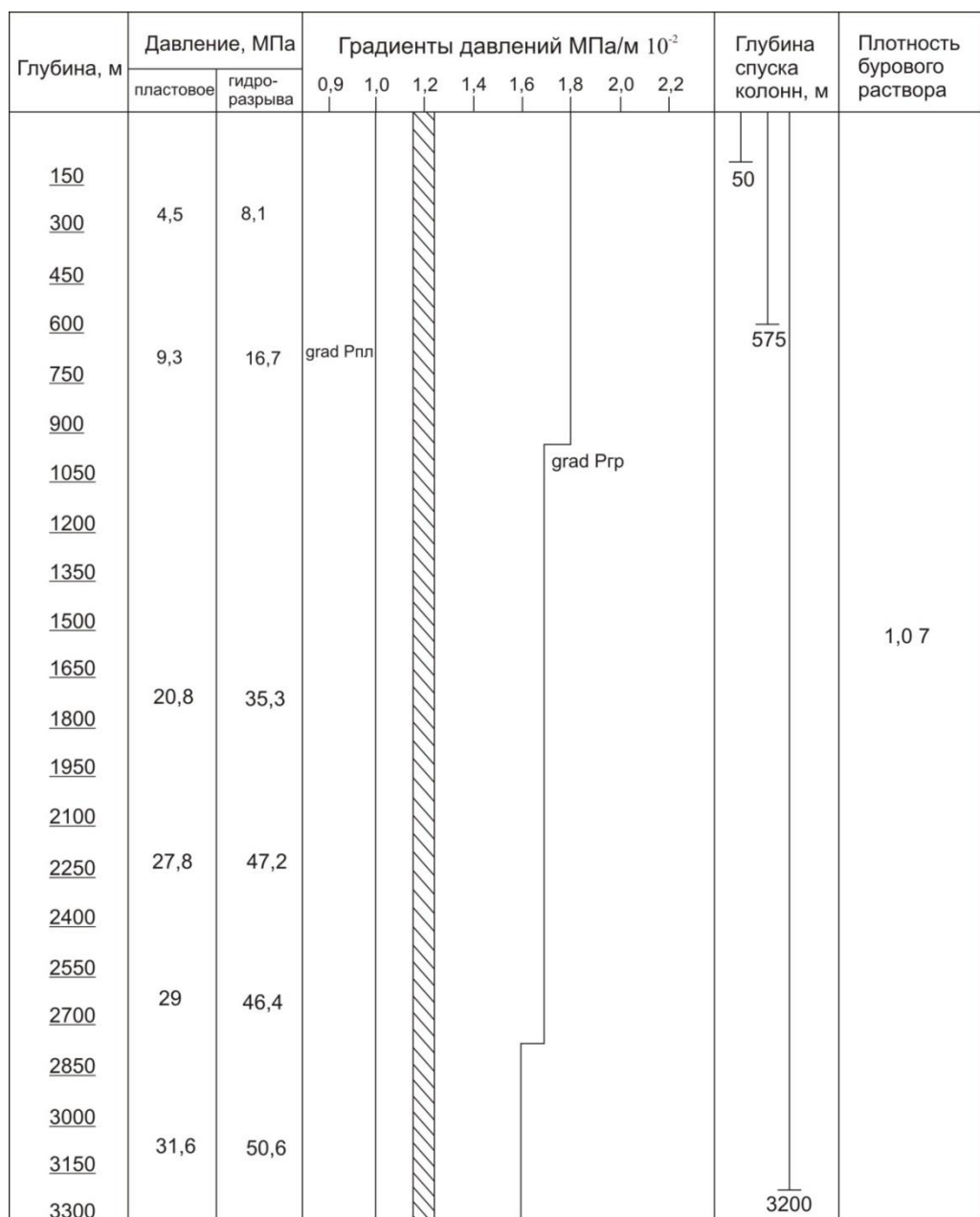


Рисунок 21 – Совмещенный график давлений скважины Хвойного нефтяного месторождения

Как видно из таблицы 5 и графика (рисунок 21), буровой раствор с величиной плотности $\rho_{б.р.}=1,12-1,07$ г/см³ удовлетворяет условиям бурения пород в интервалах 0-2080 м. В интервале 2080 – 3168 м требуется буровой раствор с величиной плотности 1,07 г/см³. В данном случае можно задаться одной плотностью бурового раствора от устья до забоя: 1,07 г/см³.

На совмещенном графике давлений хорошо видно, что условия для бурения совместимы и нет необходимости в спуске промежуточной колонны.

Но при учете возможных осложнений (таблица 2) в конструкцию скважины необходимо включить промежуточную колонну.

Глубина спуска кондуктора должна обеспечить выполнение следующих условий:

- разобщение водоносных горизонтов, залегающих в интервале спуска кондуктора;
- установку на устье противовыбросового оборудования;
- при наличии несовместимых интервалов бурения возможность их разделения.

Минимальная глубина спуска кондуктора определяется по формуле(2):
$$H \geq \frac{P_{пл} - 0,01 * L * \rho_{ф}}{grad P_{гп} - 0,01 * \rho_{ф}}, \quad (2)$$

где H_k – минимальная глубина спуска, м;

$P_{пл}$ – максимальное пластовое давление продуктивного пласта на глубине L , МПа;

$\rho_{ф}$ – плотность пластового флюида, кг/м³;

$grad P_{гп}$ – градиент давления гидроразрыва пород в интервале установки последующей колонны (т.е. ниже установки башмака кондуктора или промежуточной колонны), МПа/м.

$$H_k \geq P_{пл} - 0,01 * L * \rho_{ф} / grad P_{гп} - 0,01 * \rho_{ф} = 4,5 * 10^6 - 0,01 * 450 * 750 / 0,0053 * 10^6 - 0,01 * 750 = 575 \text{ м.}$$

Анализируя зоны возможных осложнений, делается вывод о том, что глубина 575 м вполне достаточна.

Спуск кондуктора производится с целью надежной посадки его башмака в устойчивые горные породы, перекрытия верхних водоносных горизонтов хозяйственно-питьевого назначения перекрытия зон возможных поглощений и интервалов неустойчивых, склонных к обвалообразованиям пород [2].

Ввиду возможных нефтеводопроявлений при дальнейшем углублении скважины на кондукторе устанавливается противовыбросовое оборудование.

Цемент за кондуктором поднимается до устья.

Эксплуатационная колонна опускается до глубины 3200 м. В соответствии с требованиями Правил безопасности, высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной для нефтяных скважин должна быть выше уровня башмака предыдущей колонны не менее, чем на 150 м. Для заданных условий башмак кондуктора установлен на глубине 575 м, то есть подъем цементного раствора за эксплуатационной колонной производится до уровня 425 м от устья скважины. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием.

4.2.3 Расчет диаметров обсадных колонн

При выборе диаметра эксплуатационной колонны необходимо учитывать следующие замечания,

Диаметр эксплуатационной колонны для поисково-разведочных скважин выбирают так, чтобы в них можно было выполнить необходимый комплекс геолого-геофизических исследований, опробовать перспективные горизонты.

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в зависимости от ожидаемого дебита нефти или газа, а также возможности производства геофизических, аварийных и ремонтных работ в скважине, установки добычного эксплуатационного оборудования. Максимальный приток нефти дебитом 80 м³/сут. был получен в результате вскрытия доюрских отложений на соседнем месторождении.

Согласно справочному материалу (таблица 7) данному дебиту соответствует оптимальный диаметр эксплуатационной колонны, равный 140 мм.

Таблица 7 –Рекомендуемые диаметры эксплуатационной колонны (мм) при ожидаемом дебите [4]

Нефти, т/сут.					Газа, тыс. м ³ /сут.				
до 40	до 100	до 150	до 300	более 300	до 75	до 250	до 500	до 1000	до 5000
114	127-140	140-146	168-178	178-194	114	114-140	146-178	168-219	219-272

Диаметр ствола скважины при бурении под эксплуатационную колонну определяют по диаметру обсадной колонны (диаметру муфты) и величине диаметрального зазора между колонной (муфтой) и стенками скважины, заполняемого тампонажным раствором. Диаметр долота определяется по формуле(3):

$$D_d = D_m + \delta, \quad (3)$$

где D_m – диаметр муфты обсадной колонны (или диаметр трубы в случае отсутствия муфты), мм.

По найденным значениям D_d подбирается ближайший больший диаметр долота $D_{д.э.}$, который в дальнейшем определяет диаметр скважины. Значения выбираются, исходя из принятого диаметра эксплуатационной колонны, и принимаются по данным таблицы 8.

Таблица 8 –Рекомендуемые диаметры муфты эксплуатационной колонны [4]

Наружный D , мм		Рекомендуемый зазор δ , мм	Наружный D , мм		Рекомендуемый зазор δ , мм
обсадных труб	соединительных муфт		обсадных труб	соединительных муфт	
114	133	15	273	299	35
127	146	15	299	324	35
140	159	20	324	351	40
146	166	20	340	365	41
168	188	25	351	376	42
178	198	25	377	402	43
194	216	25	407	432	44
219	245	25	426	451	45
245	270	25	508	534	45

$$D_d = 159 + 20 = 179 \text{ мм} \quad (4)$$

Находим ближайший диаметр долота по таблице 9, который составит $D_{д.э} = 190,5 \text{ мм}$.

Таблица 9 – Типы и размеры долот [4]

Диаметр долота, мм	Типы долот
190,5	М, МЗ, МС, МСЗ, С, СЗ, СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К, ОК, С
215,9	М, МЗ, МС, МСЗ, С, СЗ, СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К, ОК, С
244,5	М, МЗ, МС, МСЗ, С, СЗ, СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К, ОК, С
269,9	М, МЗ, МС, МСЗ, С, СЗ, СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К, ОК, С
295,3	М, МЗ, МС, МСЗ, С, СЗ, СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К, ОК
320	М, С, Т, ОК
349,2	М, С, Т
374,6	М, С, Т
393,7	М, С, Т, ОК
444,5	М, С, ОК
490	С, Т, ОК

Выбор диаметра предыдущей колонны (кондуктора) осуществляется по диаметру долота $D_{д.э}$, выбранного для бурения под эксплуатационную колонну. При этом долото должно свободно с зазором в 10–14 мм перемещаться внутри колонны, т. е. внутренний диаметр кондуктора $d_{в.к.}$ должен быть равен:

$$D_{в.к.} = D_{д.э.} + (10 \div 14) \text{ мм} \quad (5)$$

Внутренний диаметр кондуктора равен:

$$D_{в.к.} = 200,5 \div 204,5 \text{ мм} \quad (6)$$

В соответствии с внутренним диаметром находится наружный диаметр кондуктора $d_{н.к.}$ (таблица 10).

Таблица 10 – Рекомендуемые диаметры обсадных колонн [4]

Толщина, мм	114	127	140	146	168	178	194	219	245
6	102	115	128	-	-	-	-	-	-
6,5	-	-	-	133	155	-	-	-	-
7	100	113	126	132	154	164	180	205	231
8	98	111	124	130	152	162	178	203	229
9	-	109	122	128	150	160	176	201	227
10	-	-	120	126	148	158	174	199	225

Из таблицы видно, что наружный диаметр кондуктора $d_{н.к}$ равен 219 мм, толщина стенки – 8мм. По таблице 8 определяем диаметр муфт этой колонны $D_{мк}=245$ мм и диаметральный зазор $\delta=25$ мм. Тогда диаметр скважины под кондуктор равен:

$$D_k = 245 + 25 = 270 \text{ мм} \quad (7)$$

По этому значению в таблице 9 находим диаметр долота для бурения под кондуктор $D_{дк}=295,3$ мм.

Внутренний диаметр направления определяется из выражения:

$$D_{в.н} = D_{дк} + (10 \div 14) \text{ мм} = 295,3 + (10 \div 14) \text{ мм} = 305,5 \div 309,3 \text{ мм}$$

Такому условию удовлетворяют трубы с наружным диаметром равным 324 мм и толщиной стенки 9 мм. Определяем диаметр муфт этой колонны $D_{мн}=351$ мм и диаметральный зазор $\delta=40$ мм. Тогда диаметр скважины под направление равен:

$$D_k = 351 + 40 = 391 \text{ мм} \quad (8)$$

По этому значению в таблице 9 находим диаметр долота для бурения под направление $D_{дн}=393,7$ мм.

Все полученные данные о конструкции скважины сводятся в таблицу 11.

Таблица 11 – Типовая конструкция проектной скважины

Наименование колонны	Глубина спуска, м	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм	Интервалы цементирования, м
Направление	50	324	393,7	0–50
Кондуктор	575	219	295,3	0–575
Эксплуатационная	2500	140	190,5	0–3200

По данным таблицы 11 графически проектируется конструкция скважины (рисунок 22).

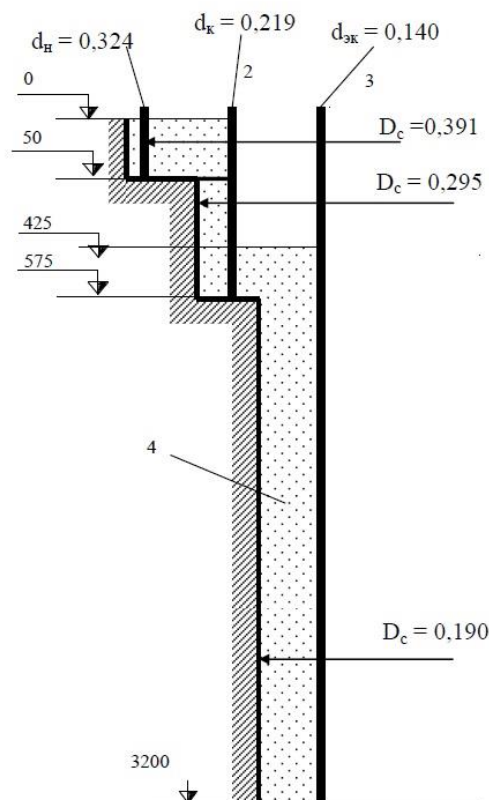


Рисунок 22 – Конструкция поисковой скважины (размеры в метрах):

1– направление; 2– кондуктор; 3– эксплуатационная колонна; 4– цементное кольцо.

4.2.4 Обоснование высот подъема тампонажных растворов

Определение высоты подъема тампонажных растворов производится на основании действующих отраслевых руководящих документов (Правил безопасности от 2003 г). Согласно Правилам, направления и кондуктора цементируются до устья. В нижележащей части стратиграфического разреза цементированию подлежат:

1. продуктивные горизонты, кроме запроектированных к эксплуатации открытым забоем;
2. продуктивные отложения, не подлежащие эксплуатации, в том числе с непромышленными запасами;
3. истощенные горизонты;
4. водоносные проницаемые горизонты;
5. горизонты вторичных (техногенных) скоплений нефти и газа;

6. интервалы, сложенные пластичными породами, склонными к деформациям;

7. интервалы, породы которых или продукты их насыщения способны вызывать ускоренную коррозию обсадных труб.

Высота подъема тампонажного раствора над кровлей продуктивных горизонтов, а также устройством ступенчатого цементированья или узлом соединения секций обсадных колонн, а также башмаком предыдущей обсадной колонны, в нефтяных и газовых скважинах должна составлять соответственно не менее 150 м и 500 м. Все вышеуказанные интервалы цементированья объединяются в один общий. Разрыв сплошности цементного кольца по высоте за обсадными колоннами не допускается. Исключения составляют случаи встречного цементированья в условиях поглощения. Общая проектная высота подъема тампонажного раствора за обсадными колоннами должна обеспечивать:

- превышение гидростатических давлений составного столба бурового раствора и жидкости затвердения цемента над пластовыми давлениями перекрываемых флюидосодержащих горизонтов;

- исключение гидроразрыва пород или развитие интенсивного поглощения раствора;

- возможность разгрузки обсадной колонны на цементное кольцо для установки колонной головки [2].

Эксплуатационная колонна опускается до глубины 3200 м. В соответствии с требованиями Правил безопасности, высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной для нефтяных скважин должна быть выше уровня башмака предыдущей колонны не менее, чем на 150 м. Для заданных условий башмак кондуктора установлен на глубине 575 м, то есть подъем цементного раствора за эксплуатационной колонной производится до уровня 425 м от устья скважины. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная колонна предназначена для закрепления ствола скважины, разобщения (изоляции) горизонтов, не перекрытых предыдущей

колонной, и служит герметичным каналом для извлечения нефти на поверхность в добывающих скважинах.

4.3 Проектирование процесса углубления скважины

4.3.1 Выбор буровых долот

Выбор породоразрушающего инструмента обусловлен геологическими особенностями разреза скважины физико-механическими свойствами слагающих его пород, а также опытом бурения предыдущих четырех скважин и соседних площадей.

В разрезе данного месторождения выделяются три категории пород по степени их твердости: мягкие, средние и твердые. Для каждого типа пород характерны свои типы буровых долот, диаметр которых был рассчитан выше.

Направление – спускается с целью перекрытия верхнего интервала неустойчивых пород, а также предупреждения размыва приустьевой части скважины и связанных с ним осложнений, то есть перекрывает мягкие породы, такие как глина, суглинки, супеси. Для данного типа пород наиболее оптимальными являются следующие типы буровых долот: 393,7 М-ГВУ-R227.

Кондуктор перекрывает толщи мягкие и средней твердости пород. Для данного типа пород необходимы долота типа: 295,3 МС-ГАУ-R116.

Эксплуатационная колонна охватывает все три категории пород. Для бурения под эксплуатационную колонну необходимо применять следующие долота: 190,5 СЗ-ГНУ-Я46; 190,5 СЗ-ГАУ-K27 (таблица 12).

Таблица 12 – Комплекты долот по интервалам бурения

Наименование колонны	Интервал бурения, м	Тип долота
Направление	0-50	393,7 М-ГВУ-R227
Кондуктор	50-575	295,3 МС-ГАУ-R116
Эксплуатационная колонна	574-3200	190,5 СЗ-ГНУ-Я46; 190,5 СЗ-ГАУ-K27

4.3.2 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Выбираются технические средства (керноприемные устройства и бурильные головки) и разрабатывается специальная технология бурения с отбором керна, обеспечивающие необходимый процент выноса керна при его хорошем качестве и высокую скорость бурения. Для отбора керна в процессе бурения скважин используются керноотборные инструменты, состоящие из керноприемных устройств бурильных головок.

При бурении разведочной скважины, начиная с глубины 1000 метров, предусматривается вести сплошной отбор керна бурильной головкой с наружным диаметром 212,7 мм. На основании геолого-геофизической информации, накопленной в результате долговременного изучения геологического строения соседних районов, проектируемой скважиной предполагается вскрыть породы, литологическое описание которых приведено ниже (таблица 13).

Таблица 13 – Интервалы отбора керна

Интервал бурения, м	Литологическое описание пород
0–956	Переслаивание глин
956–1800	Неравномерное чередование глин, песчаников и алевролитов.
1800–2320	Переслаивание песчаников мелкозернистых, глинистых алевролитов и аргиллитов.
2320–2660	Чередование глин, алевролитов и песчаников
2660–3100	Песчаники с прослоями аргиллитов и алевролитов.
3100–3200	Переслаивание гравийного конгломерата известняка

Требуется подобрать бурильные головки и керноприемные устройства. Из приведенных выше данных видно, что вскрываемые породы относятся к различным литологическим разностям.

С учетом данных, приведенных выше, а также данных о работе существующих керноотборных устройств в различных регионах страны, следует рекомендовать нижеследующие типоразмеры бурильных головок и

керноотборных устройств (таблица 14).

Таблица 14 – типоразмеры бурильных головок и керноотборных устройств

Интервал бурения, м	Типоразмер бурильной головки	Керноприемное устройство
0 – 1800	Без отбора керна	
1800 – 2320	КС 212,7/80 МСЗ КС 212,7/80 М КС 212,7/80 СЗ	УКР-164/80 «Недра»
2320 – 2660	КС 212,7/80 МСЗ КС 212,7/100 ТКЗ	УКР-164/80 «Недра»
2660 – 2740	КС 212,7/80 СЗ КС 212,7/80 СТ	УКР-164/80 «Недра»
3100 – 3200	КС 212,7/100 ТКЗ КС 212,7/80 СЗ	УКР-164/80 «Недра»

4.3.3 Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости

Интервал бурения под направление и кондуктор сложен рыхлыми и неустойчивыми песчаниками, суглинками, прослоями глин и опок. При проходке ствола скважины в этом интервале возможны осложнения в виде частичных поглощений бурового раствора, сальникообразования, посадок и прихватов бурового инструмента.

Интервал бурения под эксплуатационную колонну представлен слоями песчаников, аргиллитов, алевролитов разной толщины, устойчивость которых зависит от угла наклона скважины, плотности раствора, времени необсаженности ствола скважины.

Таким образом, анализируя скважинные условия, можно определить главное назначение бурового раствора в конкретной скважине – сохранение устойчивости стенок скважины. Решение этой задачи достигается применением раствора повышенной вязкости, с образованием прочной фильтрационной корки на стенках скважины и ингибированием глинистых

пород. Этим требованиям соответствует полимерглинистый раствор в интервале бурения до продуктивного пласта, и биополимерный раствор в интервале бурения продуктивного пласта.

При бурении под кондуктор и эксплуатационную колонну применим стандартный полимерглинистый буровой раствор. Предлагается использовать раствор «Полиплас». Это пресный раствор, основой которого является частично гидролизированный полиакриламид с высоким молекулярным весом. При стоимости, сопоставимой со стоимостью стандартного глинистого раствора, он обеспечивает ряд существенных преимуществ:

- высокие инкапсулирующие способности позволяют снизить наработку раствора за счет естественной (выбуренной) твердой фазы, что снижает объемы лишнего раствора и облегчает регулирование его свойств, снижает диспергирование выбуренного шлама, а также предоставляет дополнительные возможности для ввода кольматанта с целью предупреждения поглощений;

- снижает риск возникновения проблем, связанных с гидратацией, набуханием и «оплыванием» глинистых пород, стабилизирует неустойчивые диспергирующиеся и осыпающиеся аргиллиты;

- низкое содержание твердой фазы позволяет достичь высокой стабильности реологических свойств раствора, более удачный реологический профиль позволяет снизить потери давления в скважине;

- высокое качество вскрытия продуктивных пластов и их минимальное загрязнение;

- высокая концентрация полимеров, низкий коэффициент трения и тонкая плотная фильтрационная корка позволяют существенно снизить вероятность дифференциальных прихватов.

В интервале бурения продуктивного участка сложенном неустойчивым песчаником возможны осыпи и обвалы стенок скважины.

Главным критерием качества вскрытия продуктивных пластов в

процессе бурения скважин является максимальное сохранение естественных коллекторских свойств. Это достигается использованием буровых растворов, к которым предъявляются следующие требования:

- раствор должен иметь низкую водоотдачу и способность формировать тонкую фильтрационную корку на стенках скважины;
- раствор должен обладать хорошей ингибирующей способностью;
- фильтрат должен иметь низкое поверхностное натяжение и обладать обратимой гидрофобизирующей способностью по отношению к поверхности поровых каналов пласта;
- репрессия на пласт при бурении должна быть минимально необходимой;
- формирующиеся в процессе первичного вскрытия пласта зоны проникновения фильтрата и коагуляции должны иметь малую глубину [2].

Поэтому, учитывая выше сказанное, применяем биополимерный раствор, особенное свойство которого снижать загрязнение коллектора, возможное под воздействием фильтрата и твердой фазы буровой жидкости. Обоснованность выбора вида промывочной жидкости подтверждается практикой бурения скважин с аналогичными растворами на Хвойном месторождении.

4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

Для изучения нефтегазоносности вскрываемого разреза, получения данных о характере насыщения пластов, определения их гидродинамической и фильтрационной характеристик, выделения возможно продуктивных горизонтов предусматривается опробование ИП на бурильных трубах в процессе бурения. Испытание в процессе бурения предусматривается также с целью определения целесообразности дальнейшего испытания объекта после спуска эксплуатационной колонны.

Опробование объектов в процессе бурения испытателем пластов производится после вскрытия и проведения ГИС. Опробование скважины в процессе бурения должно производиться в стандартном режиме без выпуска жидкости долива и пластового флюида на поверхность. Оно выполняется при отсутствии осложнений в стволе скважины, поглощений или водонефтегазопроявлений. Время между вскрытием интервала и его испытанием должно составлять не более пяти суток. Время стояния на притоке выдерживается в зависимости от интенсивности притока, но не более двух часов.

Испытание объектов в открытом стволе следует производить как можно быстрее после их вскрытия бурением в целях уменьшения влияния различных искажающих факторов. Перед испытанием интервала выполняется комплекс геофизических исследований. В случае получения притока повторно проводится каротаж в объеме БК, ГК, НГК [2].

Данные по опробованию пластов опробователями, спускаемыми на кабеле в проектной скважине Хвойного месторождения, приводятся в таблице 15.

Таблица 15 – Данные по опробованию пластов Хвойного месторождения

Номер объекта в порядке опробования	Интервал залегания объекта		Испытания проводятся: 0-в процессе бурения; 1-в экспл. колонне	Вид операции (испытание опробование)	Тип опробователя
	от (верх)	до (низ)			
1	2080	2750	0	испытание	АГИП
2	2760	2810	0	испытание	АГИП
3	2850	2980	0	испытание	АГИП
4	3000	3200	0	испытание	АГИП

По окончании бурения, на основании комплексной интерпретации геофизических данных, результатов предварительного изучения керна и испытания в открытом стволе проводится выбор объектов для испытания через эксплуатационную колонну.

Перед испытанием объекта в интервал перфорации плюс 100 м выше закачивается водный раствор хлористого кальция удельного веса $1,07 \text{ г/см}^3$,

далее скважина до устья заполняется раствором, по своим параметрам соответствующим раствору, на котором проводилось вскрытие данного горизонта. Перед перфорацией для уточнения выбора объекта и привязки его к разрезу проводится комплекс ГИС в объеме ГК, НК, ЛМ, термометрия. После перфорации – ЛМ и термометрия.

Вызов притока осуществляется заменой промывочной жидкости на слабоминерализованный раствор CaCl_2 (NaCl_2 или техническую воду) и снижением уровня свабированием на геофизическом кабеле.

При получении притока нефти, газа или пластовой воды производятся исследовательские работы согласно действующим инструкциям и ПГИ с целью определения профиля притока.

При получении притока воды и достижении постоянства минерализации по стволу скважины определяется дебит при различных динамических уровнях, забойное, пластовое давления и температура, статический уровень. Отбираются пробы воды на химический анализ.

Перед испытанием объектов с целью предупреждения осложнений, связанных с гидратообразованием, предусмотреть прогрев скважины путем промывки раствором CaCl_2 , нагретого до температуры $70 - 80^\circ\text{C}$ до стабилизации температуры на устье – 20°C .

Глушение скважины производится прямой промывкой. Флюид в скважине заменяется на раствор промывочной жидкости, на которой производилось первичное вскрытие пласта. После заполнения скважина промывается в течение нескольких часов до полного прекращения выхода газа. В течение 2-3 часов после глушения ведется наблюдение за возможным переливом или разгазированием раствора.

Для изоляции продуктивных объектов при испытании скважин производится установка цементных мостов (с учетом перекрытия интервала перфорации на 10 – 20 м выше и ниже его). Цементные мосты испытываются на герметичность опрессовкой давлением на воде и снижением уровня до 1000 метров или нагрузкой до 15 т.

Перед установкой цементного моста при наличии поглощений необходимо провести кольматацию интервала перфорации глинистой пастой с наполнителем.

Последний цементный мост является ликвидационным и устанавливается на 20 м ниже интервала перфорации. Перед установкой цементных мостов иметь лабораторное заключение о результатах анализа цемента. По окончании испытания проводятся работы по консервации или ликвидации скважины в зависимости от результатов испытания.

4.5 Выбор буровой установки

Буровые установки должны соответствовать целям бурения на месторождениях. Установка выбирается по условной глубине бурения. Затем, по ее допустимой максимальной грузоподъемности, позволяющей проводить спускоподъемные операции, с наиболее тяжелой бурильной и обсадной колоннами.

Глубина проектируемой разведочной скважины составляет 3200 м. Исходя из имеющегося фонда скважин Хвойного месторождения, бурение предусматривается проводить буровой установкой «БУ 3000 ЭУК-1М» (Таблица 16).

Таблица 16 – характеристика буровой установки

Глубина скважины, м	Максимальная масса обсадной колонны, т	Максимальная масса бурильной колонны, т	Коэффициент (п.2.5.6. ПБ08-624-03)	Допустимая нагрузка на крюке, т		Тип буровой установки	Грузоподъемность буровой установки, тс
				при бурении	при спуске колонны		
1	2	3	4	5	6	7	8
3200	104,3	99,1	0,9	120	180	БУ 3000 ЭУК-1М	200

Грузоподъемность буровой установки БУ 3000 ЭУК-1М при оснастке 4х5 – 160 т.; при оснастке 5х6 – 200 т.

Буровые установки должны быть укомплектованы механизмами для

приготовления, обработки, утяжеления, очистки, дегазации и перемешивания бурового раствора, также емкостями для запасного объема бурового раствора.

Система очистки позволит минимизировать отрицательное влияние выбуренной породы на технологические параметры бурового раствора и, как следствие, максимально снизить объемы разбавления для поддержания концентрации твердой фазы в растворе в заданных пределах.

Возможно применение аналогов очистного оборудования импортного или отечественного производства.

Заключение

Хвойное месторождение располагается в юго-восточной части Западной Сибири на северо-западе Томской области.

Изучение геологического строения региона, включающего Хвойное месторождение, началось с 1947 года. В настоящее время на площади выполнены геологическая, аэромагнитная и аэрогеохимическая, гравиметрическая съемки, сейсморазведочные работы МОГТ, КМПВ и МОВ, и глубокое бурение.

Месторождение открыто в 1983 году скважиной № 1, давшей фонтан нефти дебитом 22.1 м³/сут. при испытании пласта Ю₁¹, введено в эксплуатацию в 1987 году.

В результате написания выпускной квалификационной работы на основании результатов 3 Д – сейсморазведки, палеотектонического анализа было изучено геологическое строение Хвойного нефтяного месторождения и было обосновано местозаложение проектной разведочной скважины № 15 с целью доразведки нижнесреднеюрских отложений.

Было проведено проектирование конструкции скважины. Конструкция разведочной скважины представляет собой: направление диаметром 393,7 мм, глубина спуска 50 м; кондуктор диаметром 219 мм, спущенный на 575 м, а также эксплуатационная колонна диаметром 140 мм, спускаемая до забоя – 3200 м. Способ бурения – роторный и ВЗД.

В ходе проектирования составлена сводная смета на бурение скважины, разработан финансовый план распределения денежных средств по проекту доразведки. Стоимость работ по проекту доразведки с учетом НДС составляет 289 654 432 рублей.

Реализация предлагаемого комплекса работ по проекту доразведки Хвойного месторождения позволит: выявить перспективные нефтеносные горизонты, определить их геолого-геофизические свойства. В итоге будет установлен факт наличия или отсутствия промышленных запасов нефти.