



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений»

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ НЕФТЕДОБЫЧИ

Методические указания

Самара
Самарский государственный технический университет
2020

УДК 622.276
ББК 33.36я73
К85

Ковалева Г.А.

К85 Геологические основы нефтедобычи: методические указания/
Г.А. Ковалева, Е.Э. Татарина. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2020. – 25 с.

Методические указания к геологической части ВКР написаны для студентов очной и очно-заочной форм обучения, обучающихся по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти». В данных методических указаниях содержатся подробные рекомендации по сбору информации и написанию геологической части ВКР.

Главная цель написания геологической части ВКР - всесторонний анализ геологической информации об объекте исследования для решения прикладных задач, связанных с написанием других частей ВКР. В ходе выполнения данной части ВКР (как и всей ВКР в целом) студенты приобретают навыки самостоятельной работы с первичными промысловыми материалами, проектными документами по разработке, ГОСТ-ами и др. При выполнении данной части ВКР студенты выполняют расчет геологических и извлекаемых запасов нефти и газа.

В связи с тем, что тематики ВКР делятся в основном на три главные: А - анализ разработки (выработки запасов нефти, эффективности ГТМ) продуктивного пласта; Б - анализ работы фонда скважин; В - анализ работы системы сбора продукции и ППД, при составлении геологической части конкретной ВКР рекомендуется основное внимание уделять геологическим аспектам наиболее значимым для выбранной тематики.

ИСХОДНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

СБОР МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ВКР

Исходными данными для геологической части ВКР служат первичная геологическая информация на промысле, в подсчетах запасов и проектных документах, выписки из отчетов, нормативные документы и т.д., литературные источники и личные наблюдения студента, полученные в процессе выполнения программы практики.

К основным геологическим материалам относятся:

- текстовая информация с таблицами: общие сведения о районе работ и орогидрографии, стратиграфия и тектоника, сведения о строении залежи, нефтегазоводоносности и коллекторских свойствах вмещающих пород, результаты анализа нефти, газов, подземных вод, информация о геолого-физических характеристиках объекта, а также сведения о запасах нефти и газа выбранного объекта разработки;

- графические материалы: сводный стратиграфический разрез месторождения; структурные карты, карты начальных нефтенасыщенных толщин и литолого-стратиграфические профили продуктивных пластов.

В зависимости от тематики ВКР набор представляемых графических материалов может несколько изменяться (дополняться):

(А) тематика ВКР связана с анализом разработки (выработки запасов, эффективности ГТМ) выбранного объекта;

(Б) тематика ВКР связана с анализом фонда скважин выбранного объекта;

(В) тематика ВКР связана с анализом системы сбора, подготовки и ППД выбранного объекта.

Представляемые карты и профили должны быть увязаны друг с другом. Выкопировки из обзорной карты района работ и тектонической схемы района должны быть сделаны таким образом, чтобы на ней были указаны условные обозначения. В отдельных случаях могут потребоваться карты равной пористости, песчанистости, средних нефтенасыщенных толщин одного прослоя и др. При копировании геологической документации необходимо указывать фондовые источники и год их издания.

При использовании заимствованных материалов в геологической части ВКР необходимо приводить ссылки на соответствующие фондовые источники (проектные документы, подсчеты запасов и др.), используемую литературу.

Далее для каждой тематики ВКР (А, Б или В) будет рекомендован индивидуальный набор подразделов, таблиц и графики.

РАЗДЕЛ 1. СОДЕРЖАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ЧАСТИ

Геологическая часть состоит из перечисленных ниже подразделов. По согласованию с руководителем их названия и объемы могут быть при необходимости изменены.

1.1 Общие сведения о месторождении (для всех тематик)

Указывается географическое и административное положение месторождения, ближайшие населенные пункты, железнодорожные станции, автомобильные дороги и расстояния до них. Характеризуются природно-климатические условия [1]. Приводится обзорная карта-схема расположения месторождения, например -рис. 1.1.

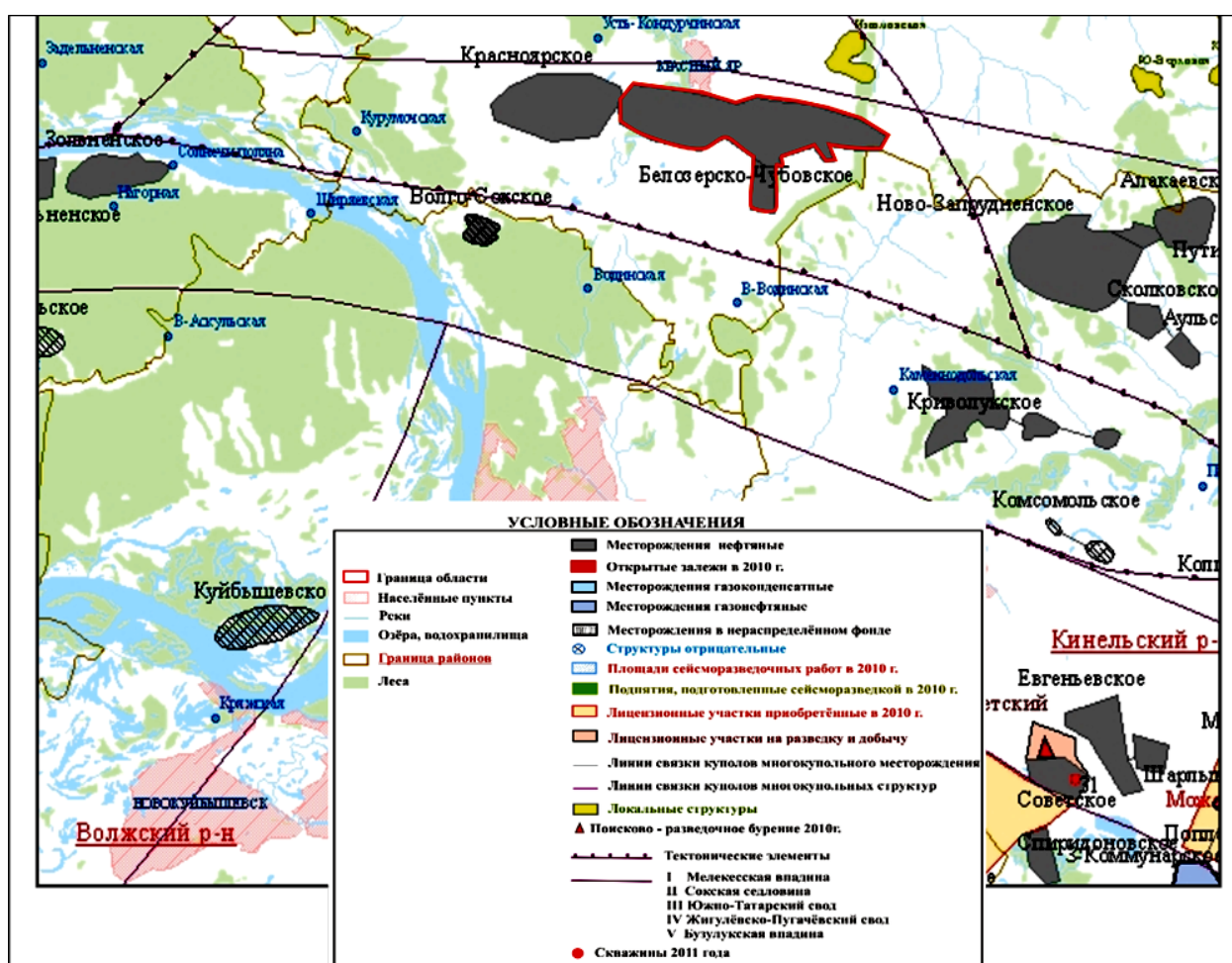


Рис.1.1 Обзорная карта района работ

Сведения об **орогидрографии** следует указывать только для тематики В. В этом случае приводятся данные о наличии рек и озёр на территории месторождения. Речная сеть описывается с позиций условий проектируемых работ (транспортировка, водоснабжение).

Объем подраздела до 1-3 стр.

1.2 Стратиграфия

Для **тематики А** приводится литолого-стратиграфическое описание всего разреза отложений по данному месторождению, начиная от кристаллического фундамента до современных, т.е. снизу вверх. При описании свит необходимо придерживаться следующей схемы: название свиты, литологическая характеристика пород, мощность и характер ее изменения по простиранию. Кроме этого (по согласованию с руководителем), может приводиться фациальная характеристика (континентальные, лагунные, морские и т. д. с обоснованием вещественным составом, структурно - текстурными признаками, палеонтологическими остатками и др). Наиболее подробно следует приводить информацию по рассматриваемому в работе объекту разработки. Объем не более 2-3 стр.

Для **тематик Б и В** информация о стратиграфических подразделениях, толщинах отложений и литологической характеристике разреза данного месторождения может быть представлена в виде табл. 1.1*. Объем не более 1-2 стр.

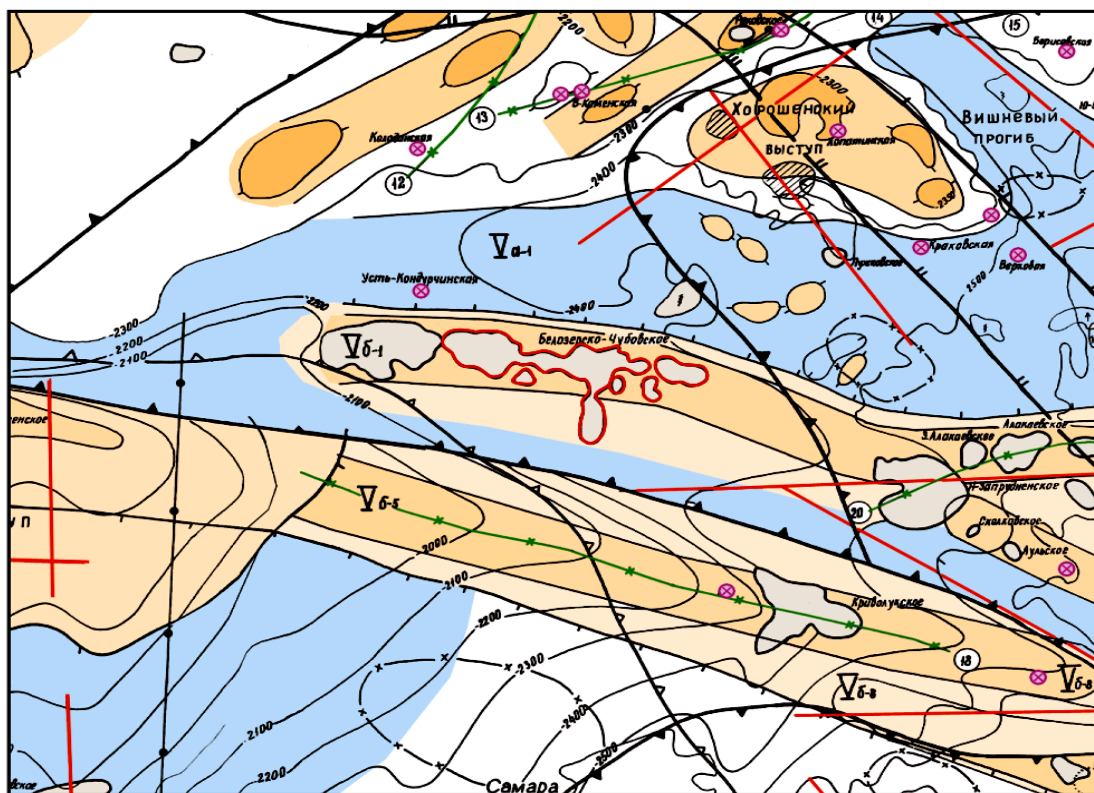
Таблица 1.1* - Литолого-стратиграфический разрез данного месторождения

Название стратиграфического подразделения	Толщина отложений, м	Описание пород
1	2	3
Четвертичная и неогеновая системы	35	Глины коричневатые и серые, пески, алевролиты
Палеозойская группа	3095	
Пермская система	660	
Верхний отдел	395	
Татарский ярус	225	Глины зеленовато-серые с прослоями алевролитов
Казанский ярус	150	
<i>Верхне - Казанский п/ярус</i>	70	Суглинки желтовато-бурые, глины, пески
<i>Калиновская свита</i>	80	Глины серые с прослоями алевролитов
Уфимский ярус	20	Глины темно-серые с линзами алевролитов
Нижний отдел	265	
Кунгурский ярус	75	Алевролиты глинистые, глины серые, пески
Артинский, сакмарский и ассельский ярусы	190	Алевролиты глинистые, глины серые, пески
Каменноугольная система		
Верхний отдел		
Средний отдел		
Московский ярус		
Мячковский горизонт		
Подольский горизонт		
Каширский горизонт		
Верейский горизонт		
Башкирский ярус		
Нижний отдел		
Серпуховский ярус		

Визейский ярус		
Окский надгоризонт		
Веневский, михайловский и алексинский горизонты		
Тульский горизонт		
Бобриковский горизонт		
Турнейский ярус		
Девонская система		
Верхний отдел		
Фаменский ярус		
Франский ярус		
Ливенский и евлановский горизонты		
Воронежский горизонт		
Мендымский (бурегский) горизонт		
Доманиковский (семилукский) и саргаевский горизонты		
Тиманский (кыновский) горизонт		
Пашийский горизонт		
Средний отдел		
Живетский ярус		
Муллинский горизонт		
Ардатовский горизонт		
Воробьевский горизонт		
Архей		

1.3 Тектоника (для всех тематик)

Приводится описание геологических структур, к которым приурочено рассматриваемое месторождение и которые оказали влияние на процесс формирования объекта анализа разработки, описывается пространственное простирание залежи (субмеридиональная или субширотная направленность, кривизна крыльев и т.д.). В подразделе приводится фрагмент тектонической карты отложений с условными обозначениями (рис. 1.2). В подразделе также должны содержаться **ссылки на приложения** - структурную карту (**Приложение 1**) и литолого-стратиграфический профиль рассматриваемого в работе пласта (**Приложение 2**), которые помогают наглядно представить строение объекта. (Для **тематики В** структурная карта и профиль приводятся для одного из пластов рассматриваемого в работе месторождения). Объем до 2-3 стр.



Условные обозначения:

- | | | | |
|--|--|---|--|
| 000 — | Стратоизогипсы опорного тиманского горизонта верхнего девона (сейсмический отражающий горизонт Д) по геолого-геофизическим данным (Л. Д. Першакова и др., ВОИГРИГИ, 2005 г.) | | Интрузивы основных магматических пород в фундаменте по данным АМС (Э.А.Блюм и др) |
| | Площади повышенного и пониженного залегания поверхности опорного горизонта | | Валы и валообразные структурные зоны в пермских отложениях: ③ - Чесноковско-Шарлинский |
| | Граница тектоэлементов первого порядка в осадочной толще пород палеозойского возраста: Мелекесская впадина (II) | | Месторождения нефти в палеозойских отложениях |
| | Граница мегапрогибов первого порядка в осадочной толще пород верхнепротерозойского возраста : Серноводско-Абдуллинский | | Структуры, подготовленные к поисковому бурению (на 01.01.2005 г.) |
| | Границы тектоэлементов второго порядка в осадочной толще палеозойских отложений | | Структуры выявленные |
| | Осевая зона | | Объекты опискованные, с отрицательным результатом |
| | Внутренний борт | Наименование структурных зон: | |
| | Внешний борт | В Бузулукской впадине - Северный борт впадины (Va) в состав Северо-Мухановского прифлексурного прогиба (Va-1) и ряда небольших валов и выступов; | |
| | Границы тектоэлементов второго порядка в осадочной толще палеозойских отложений | Жигулевско-Самаркинская система валов (Vб) в составе валов Красноярско-Хилковского (Vб-1), Мухановского (Vб-2), Михайловско-Нехлюдовского (Vб-3), Дмитровского (Vб-4), Криволукского (Vб-5), Беловско-Долматовского (Vб-6), Кузнецовско-Борского (Vб-7), Комсомольско-Бирюковского (Vб-8), Борская депрессия (Vб) в составе выступов-Лешевского (на кар Максимовского, Никольского, Чернореченского сев-Максимовского, Марычевского и др. | |
| | Тектонические структурные зоны (валы и выступы) | | |
| Разрывные нарушения в фундаменте: | | | |
| | по комплексу геолого-геофизических данных: контролирующие | | |
| | по данным аэромагнитной съемки (Э.А.Блюм, и др.,Петербургская ГК,2001г.) | | |

Рис. 1.2 - Фрагмент тектонической карты палеозойских отложений Самарской области (по данным ИПРи ПП, 2005 г., В.А. Поляков)

1.4 Геолого-физическая характеристика залежи

Для тематики А данный подраздел включает тип коллектора (карбонатный, терригенный) и залежи (пластовая, массивная, неполнопластовая, литологически экранированная и др.), характеристику неоднородности пласта (приводятся коэффициенты песчанистости и расчлененности).

Знание литологического состава необходимо для правильного проведения геолого-технологических мероприятий (ГТМ). Например, для карбонатных пород, сложенных плотными трещиноватыми известняками и доломитами, необходимы очистки призабойных зон соляной кислотой, а для терригенных пород

представленных в основном песчаниками – смесью соляной и плавиковой кислот.

Среди коллекторских свойств пласта следует рассмотреть наиболее важные из них - пористость, проницаемость и нефтегазоводоносность. Пористость определяет запасы нефти и газа в залежи, проницаемость – способность породы пропускать через себя флюид под действием перепада давления. Знание проницаемости необходимо для проведения гидродинамических расчетов, обоснования вариантов разработки и выбора ГТМ. В работе должны быть приведены методики определения фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта и их средние значения, принятые при проектировании.

Сведения по нефтегазоводоносности. Под нефтегазоводоносностью понимается содержание в пустотной среде продуктивных пород нефти, газа и воды. Нефтенасыщенность меньше 0,7, способствует появлению воды в продукции скважин с начала эксплуатации.

В работе обязательно приводятся **таблицы (1.1-1.3)**, характеризующие неоднородность и основные ФЕС пласта и способы их определения. Также обязательно приводится **таблица 1.4**, содержащая сводную геолого-физической характеристику продуктивного пласта, в которой приводятся все средние параметры, принятые при проектировании рассматриваемого объекта. Объем подраздела до 5-7 стр.

Таблица 1.1 - Характеристика толщин и неоднородности продуктивного пласта

Параметр	Показатели		
1	2		3
Общая толщина, м	Среднее значение		
	Коэффициент вариации, доли ед.		
	Интервал изменения	от	
		до	
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Среднее значение		
	Коэффициент вариации, доли ед.		
	Интервал изменения	от	
		до	
Эффективная газонасыщенная толщина, м	Среднее значение		
	Коэффициент вариации, доли ед.		
	Интервал изменения	от	
		до	
Эффективная водонасыщенная толщина, м	Среднее значение		
	Коэффициент вариации, доли ед.		
	Интервал изменения	от	
		до	
Коэффициент песчанистости (доли коллектора), доли ед.	Среднее значение		
	Коэффициент вариации, доли ед.		
	Интервал изменения	от	
		до	
Расчлененность, доли ед.	Среднее значение		
	Количество скважин, используемых для определения		

Таблица 1.2 - Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта

Пласт	Коэффициент песчанистости, $K_{\text{п}}$		Коэффициент расчлененности, $K_{\text{р}}$	
	среднее знач.	коэфф. вариации	среднее знач.	коэфф. вариации

Таблица1.3 - Характеристика коллекторских свойств пласта

	Параметры	Проницаемость, мкм ²	Пористость, %	Начальная нефтенасыщенность, %
По данным исследования керна	Количество скважин			
	Количество определений			
	Среднее значение			
По данным ГИС	Количество скважин			
	Количество определений			
	Среднее значение			
По данным ГДИ	Количество скважин			
	Количество определений			
	Среднее значение			
Принятые значения				

Для **тематики Б** приводится только ссылка на табл. 1.4. – «Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта X1» и сама таблица с данными.

Таблица 1.4 - Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта X1

Параметры	Единицы измерения	Значения
Средняя глубина залегания	м	
Тип залежи		
Тип коллектора		
Площадь нефтегазоносности	тыс.м ²	
Средняя общая толщина	м	
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	
Пористость	%	
Проницаемость	мкм ²	
Начальная нефтенасыщенность	доли ед.	
Начальная водонасыщенность	доли ед.	
Коэффициент песчанистости	доли ед.	
Коэффициент расчлененности	доли ед.	
Коэффициент вытеснения	доли ед.	
Начальная пластовая температура	°С	
Начальное пластовое давление	МПа	
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	
Плотность нефти в пластовых условиях	т/м ³	
Плотность нефти в поверхностных условиях	т/м ³	
Абсолютная отметка ВНК	м	
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	
Содержание серы в нефти	%	
Содержание смол селикагеновых в нефти	%	
Содержание асфальтенов в нефти	%	
Содержание парафина в нефти	%	
Температура выпадения АСПО	°С	
Давление насыщения нефти	МПа	
Газосодержание нефти	м ³ /т	
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа·с	
Плотность воды в пластовых условиях	т/м ³	
Минерализация пластовой воды	г/л	

Для **тематик А и Б** приводятся карты начальных нефтенасыщенных толщин продуктивного пласта (**Приложение 3**).

Для тематики В данный подраздел можно не включать.

1.5 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия

Для **тематики А** в этом подразделе приводится краткая информация о инженерно-геологических и гидрогеологических условиях в районе работ. Например, «Согласно гидродинамической и гидрохимической зональности воды продуктивного пласта А1 башкирского яруса М-кого месторождения относятся к зоне затрудненного водообмена, воды пласта Д3br относятся к зоне застойного режима. Верхняя граница зоны проводится по кровле отложений верхнего карбона, нижняя - по кровле глинистых известняков евлано-ливенского горизонта. По химическому составу они, согласно классификации В.А. Сулина, принадлежат к хлоридно-кальциевому типу». Объем до 1 стр.

Для тематик Б и В в этом подразделе приводятся данные о геолого-гидрогеологической изученности района месторождения, принадлежность к артезианскому бассейну. Указываются гидрогеологические зоны, отражающие вертикальную гидрохимическую и гидродинамическую зональности, даются сведения об объеме и содержании гидрогеологических исследований.

Приводится краткая характеристика целевых водоносных горизонтов, выделенных по особенностям условий залегания водовмещающих пород, условиям питания, транзита и разгрузки, своеобразию химического состава вод. Указывается возможно ли использование подземных вод для целей ППД.

Например, «Для гидрогеологической характеристики месторождения были использованы материалы исследований, полученные в процессе бурения глубоких разведочных скважин, а также данные более поздних исследований вод, отобранных при опробовании продуктивных пластов А1, А2 и А3. Водоносность остальных пластов, ввиду отсутствия данных по О-му месторождению, охарактеризована по аналогии с соседними месторождениями [1].

В гидрогеологическом отношении разрез палеозойских отложений на О-ом месторождении подразделяется на три зоны: верхнюю – активного водообмена, среднюю – затрудненного и нижнюю – застойного режима.

Согласно гидродинамической и гидрохимической зональности воды пластов А1 и А2, относятся к зоне затрудненного водообмена, а воды пласта А3 к зоне застойного режима.

Зона активного водообмена подразделяется в свою очередь на верхнюю часть, представленную преимущественно терригенными породами, и нижнюю – карбонатными.

К первой относятся четвертичные отложения и породы татарского яруса верхней перми. Водоносные горизонты этой части разреза не выдержаны по простиранию, воды характеризуются гидрокарбонатным составом и являются пригодными для хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Водоносные горизонты нижней части зоны, представленные карбонатными, сильно засульфаченными породами, характеризуются пресными водами сульфатно-кальциевого типа с содержанием сероводорода около 90 г/л. Минерализация, равная примерно 2,5 г/л, и состав этих вод исключительно выдержаны по простиранию. Воды насыщены газами преимущественно атмосферного происхождения, со значительными примесями углекислоты и, в особенности, сероводорода.

Ниже по разрезу залегают водоносные горизонты зоны затрудненного водообмена, которые резко отличаются от вод активного водообмена.

Воды затрудненного водообмена представлены крепкими рассолами с минерализацией от 80 до 230 г/л, в составе которых преобладают хлориды натрия. Газы, растворенные в водах, содержат значительный процент биогенных компонентов (углеводородов, азота, сероводорода). Газонасыщенность сверху вниз увеличивается, достигая 280 см³/л при упругости газов 0,5 МПа. Водоносные горизонты характеризуются значительно меньшими дебитами, не превышающими 10 м³/сут.·атм».

В случае аномальных геотермических условий в районе работ, кроме характеристики водонапорного бассейна приводятся сведения о геотермических и геокриологических условиях на месторождении.

Например, «Замеры пластовых температур в интервалах продуктивной части разреза проводились почти во всех опробованных скважинах. По испытанным объектам температура изменяется от 63 до 98°C. Рост температуры происходит примерно от 2 до 4°C через каждые 100 м. Средний геотермический градиент на данном месторождении составляет 3°C. В верхней части разреза в интервале глубин 190–230 м выделяется зона пониженных температур (от +0,4 до +4°C), которая связана с наличием мёрзлых пород или охлаждённых погрёбённых вод.

Многолетнемерзлыми породами (ММП) занято около половины территории Западно-Сибирской равнины. На основе строения мёрзлых толщ по вертикали выделяется три основных мерзлотных зоны: северная, центральная и южная. Р-ое месторождение находится в южной мерзлотной зоне, характеризующейся сложным распространением реликтовой толщи ММП [1].

Мёрзлыми породами в районе являются песчаные и песчано-глинистые отложения тавдинской и атлымской свит. Глубина их залегания на месторождении составляет 190–230 м, толщина – от 5 до 60 м.

Глубина сезонного промерзания и протаивания грунтов деятельного слоя зависит от литологического состава и влажности теплоизолирующего покрова, климата и других условий. В зависимости от сочетания этих факторов толщина деятельного слоя изменяется от 0.3–0.4 м в торфяниках до двух и более метров в маловлажных песках.

Освоение территории месторождения при несоблюдении определённых природоохранных мероприятий может привести к различным нарушениям тепло- и водообмена и связанных с ними рядом негативных явлений: изменение глубины деятельного слоя, опускание кровли ММП, образование таликовых вод, интенсификация процессов термокарста, криогенное пучение». Объем до 2-4 стр.

1.6 Физико-химические свойства нефти, газа и воды

В данном подразделе необходимо привести основные свойства нефти, газа и воды основываясь на данных проектных документов.

Важными характеристиками являются: плотность и вязкость нефти, наличие парафина, асфальтенов, смол, которые носят общее название АСПО (асфальтосмолистопарафиновые отложения), и наличие которых приводит к осаждению их в призабойной зоне, на оборудовании и трубопроводах. Сведения о свойствах пластовой и дегазированной нефти и ее компонентном составе, а также сведения о свойствах пластовой воды, и ее ионном составе приводятся в соответствующих таблицах.

Для ВКР по тематике А и Б в этой главе приводится химический состав подземных вод рассматриваемого продуктивного пласта. В составе подземных вод особенное внимание уделяется углеводородным газам и органическому веществу, сероводороду и углекислому газу. Свойства нефти, газа и воды приводятся для рассматриваемых продуктивных пластов. Наличие таблиц 1.5-1.7 обязательно. Объем подраздела до 4-5 стр.

Таблица 1.5 - Свойства пластовой нефти и воды (для тематик А и Б)

Наименование	Пласт			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Принятые значения
	скв.	проб		
а) Нефть				
Давление насыщения газом, МПа				
Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ /т				
Газосодержание при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т				
P1=0,18 МПа T1=20 °C				

P2=0,18 МПа	T2=30 °C				
P3=0,12 МПа	T3=23 °C				
P4=0,10 МПа	T4=23 °C				
P5=0,10 МПа	T5=20 °C				
Суммарное газосодержание, м ³ /т					
Объёмный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях					
Плотность, кг/м ³					
Вязкость, мПа·с					
Пластовая температура, °C					
г) Пластовая вода					
Газосодержание, м ³ /т					
в т.ч. сероводорода, м ³ /т					
Объёмный коэффициент					
Общая минерализация, г/л					
Плотность в пластовых условиях, кг/м ³					

Таблица 1.6 - Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти пласта (для тематик А и Б)

Наименование параметра	Пласт				
	при однократном разгазировании пластовой нефти		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Молярная концентрация компонентов, %					
- сероводород					
- углекислый газ					
- азот + редкие					
в т.ч. гелий					
- метан					
- этан					
- пропан					
- изобутан					
- н. бутан					
- изопентан					
- н. пентан					
- гексаны					
- гептаны					
- октаны					
- остаток (C ₈ +высшие)					
Плотность:					

- газа, кг/м ³					
- газа относительная (по воздуху), доли ед.					
- нефти, кг/м ³					

Таблица 1.7- Содержание основных ионов и примесей в пластовой воде пласта
(для тематик А и Б)

Содержание ионов, моль/м ³ и примесей, г/м ³	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
Cl ⁻				
SO ₄ ²⁻				
HCO ₃ ⁻				
Ca ²⁺				
Mg ²⁺				
Na ⁺ + K ⁺				
Примеси:				
РН				

Для тематики В актуально рассмотреть свойства флюидов, участвующих в процессе сбора и подготовки продукции, поэтому приводятся данные по всем пластам, продукция которых поступает на сборный пункт. Рекомендуется также рассмотреть изменение состава продукции во времени от объема поступающих потоков. В главе помещают таблицы 1.5*-1.7*, причем данные должны быть представлены для каждого пласта, продукция которого участвует в системе сбора и подготовки. Объем подраздела до 5-6 стр.

Таблица 1.5*(для тематики В) - Физико-химические свойства и фракционный состав дегазированной нефти

Наименование		Пласт			
		количество исследованных		диапазон изменения	принятые значения
		скв.	проб		
Вязкость динамическая, мПа·с					
при 20 °С					
Вязкость кинематическая, мм ² /с					
при 20 °С					
Температура застывания, °С					
Массовое содержание, %	серы				
	смола силикагелевых				
	асфальтенов				
	парафинов				
Температура плавления парафина, °С					
Объёмный выход фракций, %	н.к. – 100 °С				
	до 150 °С				
	до 200 °С				

	до 300 °С				
--	-----------	--	--	--	--

Таблица 1.6* (*для тематики В*) - Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти (% моль.)

Наименование	Газ, выделившейся из нефти при однократном раз-	Нефть, разгазированная однократно в стандартных условиях	Пластовая нефть
1. Сероводород			
2. Углекислый газ			
3. Азот + редкие			
4. Метан			
5. Этан			
6. Пропан			
7. Изобутан			
8. Н-бутан			
9. Изопентан			
10. Н-пентан			
11. Остаток (C ₆ +высшие)			
12. Остаток (C ₇ +высшие)			
13. Плотность при стандартных условиях нефти,			

Таблица 1.7* (*для тематики В*)- Свойства пластовой воды

Наименование параметра	Диапазон изменения	Среднее значение
Газосодержание, м ³ /м ³	-	-
Плотность воды, кг/м ³		
- в стандартных условиях		
- в условиях пласта		
Вязкость в условиях пласта, мПа×с		
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа · 10 ⁻⁴		
Объемный коэффициент, доли ед.		
Химический состав вод, г/дм ³		
Na ⁺ + K ⁺		
Ca ²⁺		
Mg ²⁺		
Cl ⁻		
HCO ₃ ⁻		
SO ₄ ²⁻		
NH ₄		
Микрокомпонентный состав вод, мг/дм ³		
Br ⁻		
I ⁻		
B ⁺³		
Li ⁺		

Sr ⁺²		
Rb ⁺		
Cs ⁺		
Общая минерализация, г/дм ³		
Водородный показатель, рН	-	-

1.7 Подсчет запасов нефти и газа

Для **тематик А и Б** необходимые данные для подсчета приводятся для рассматриваемого в работе продуктивного пласта (объекта). Для **тематики В**, берутся данные для одного из пластов рассматриваемого месторождения.

Начальные геологические запасы нефти рассчитываются объемным методом (формула 1.1) [2,3], а далее с их использованием по формулам 1.2-1.8 рассчитываются остальные виды запасов нефти и газа.

Исходные данные для расчетов (**для всех тематик**) желательно приводить в виде таблицы 1.8.

Таблица 1.8 – Исходные данные для подсчета запасов пласта

Параметры	Исходные данные
Площадь нефтегазоносности F, тыс. м ²	10444
Средняя нефтенасыщенная толщина h, м	6,4
Коэффициент пористости m, доли ед.	0,18
Коэффициент нефтенасыщенности Кн, доли ед.	0,91
Плотность нефти ρ, г/м ³	0,866
Объемный коэффициент нефти В, доли ед.	1,07
Газовый фактор Г, м ³ /т	34,7
Коэффициент извлечения нефти, КИН	0,56
Накопленная добыча нефти ΣQн на 01.01.20__ г., тыс.т	4500
Накопленная добыча газа ΣV на 01.01.20__ г., млн.м ³	156,150

Подсчет геологических запасов нефти проводится по формуле объемного метода [2, 3]:

1) Начальные геологические запасы нефти:

$$Q_{\text{геол}} = F \cdot h \cdot m \cdot K_n \cdot \rho \cdot 1/B, [\text{тыс.т}] \quad (1.1)$$

$$Q_{\text{бал}} = 10444 \cdot 6,4 \cdot 0,18 \cdot 0,91 \cdot 0,866 \cdot 0,9345 = 8861 \text{ тыс.т}$$

2) Извлекаемые запасы нефти:

$$Q_{\text{извл}} = Q_{\text{геол}} \cdot \text{КИН}, [\text{тыс.т}] \quad (1.2)$$

$$Q_{\text{извл}} = 8861 \cdot 0,56 = 4962 \text{ тыс.т}$$

3) Остаточные геологические запасы нефти на 01.01. 20__г. составят:

$$Q_{\text{геол. ост}} = Q_{\text{геол}} - \Sigma Q_n [\text{тыс.т}] \quad (1.3)$$

ΣQ_N – добыча нефти с начала разработки на анализируемую дату 01.01.20__г.

$$Q_{\text{ост. геол.}} = 8861 - 4500 = 4361 \text{ тыс.т}$$

4) Остаточные извлекаемые запасы на 01.01 20__г. составят:

$$Q_{\text{извл.ост.}} = Q_{\text{извл.}} - \Sigma Q_N \quad [\text{тыс.т}] \quad (1.4)$$

$$Q_{\text{извл.ост.}} = 4962 - 4561 = 401 \text{ тыс.т}$$

5) Начальные геологические запасы газа:

$$V_{\text{геол.нач.}} = Q_{\text{геол.}} \cdot \Gamma \quad [\text{млн.м}^3] \quad (1.5)$$

$$V_{\text{геол.нач.}} = 8861 \cdot 34,7 = 307,477 \text{ млн.м}^3$$

6) Начальные извлекаемые запасы газа:

$$V_{\text{нач.изв.}} = Q_{\text{изв. нач.}} \cdot \Gamma \quad [\text{млн.м}^3] \quad (1.6)$$

$$V_{\text{нач.изв.}} = 4962 \cdot 34,7 = 172,181 \text{ млн.м}^3$$

7) Остаточные геологические запасы газа.

$$V_{\text{геол.ост.}} = Q_{\text{геол.ост.}} \cdot \Gamma \quad [\text{млн.м}^3] \quad (1.7)$$

$$V_{\text{геол.ост.}} = 4361 \cdot 34,7 = 151,327 \text{ млн. м}^3$$

8) Остаточные извлекаемые запасы газа.

$$V_{\text{извл.ост.}} = Q_{\text{изв.ост.}} \cdot \Gamma \quad [\text{млн.м}^3] \quad (1.8)$$

$$Q_{\text{извл.ост.газа}} = 401 \cdot 34,7 = 13,915 \text{ млн.м}^3$$

Подсчитанные запасы нефти (начальные и остаточные) на 01.01.20__ – геологические, извлекаемые сведены в таблицу (см. таб. 1.9),

Таблица 1.9- Подсчитанные запасы на 01.01.__ г.

Запасы нефти тыс. т				Запасы газа млн. м ³			
Начальные		Остаточные		Начальные		Остаточные	
Геол	Изв	Геол	Изв	Геол	Изв	Геол	Изв
8861	4962	4361	401	307,477	172,181	151,327	13,915

Выводы по геологической части

В выводах должны быть приведены все основные геологические сведения об анализируемом районе работ, месторождении, продуктивном пласте, ф-х свойствах флюидов. которые в той или иной мере влияют на разработку месторождения, добычу жидкости или систему сбора и ППД.

ПЕРЕЧЕНЬ ОБЯЗАТЕЛЬНОЙ ГРАФИКИ

Для тематик А и Б

Приложение 1 - структурная карта по кровле рассматриваемого продуктивного пласта (объекта).

Приложение 2 - литолого-стратиграфический профиль рассматриваемого продуктивного пласта (объекта).

Приложение 3 - карта начальных нефтенасыщенных толщин рассматриваемого продуктивного пласта (объекта).

Для тематики В

Приложение 1 - структурная карта по кровле одного из пластов рассматриваемого в работе месторождения.

Приложение 2 - литолого-стратиграфический профиль одного из пластов рассматриваемого в работе месторождения.

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Проектный документ (например, Дополнение к проекту разработки Белозерско-Чубовского нефтяного месторождения Самарской области: Самара, ООО «СамараНИПИнефть», 2014 г.)
2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией В.И Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г Яценко. Москва-Тверь, 2003. – 130 с.
3. Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утв. Приказом № 477 от 01.11.2013 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

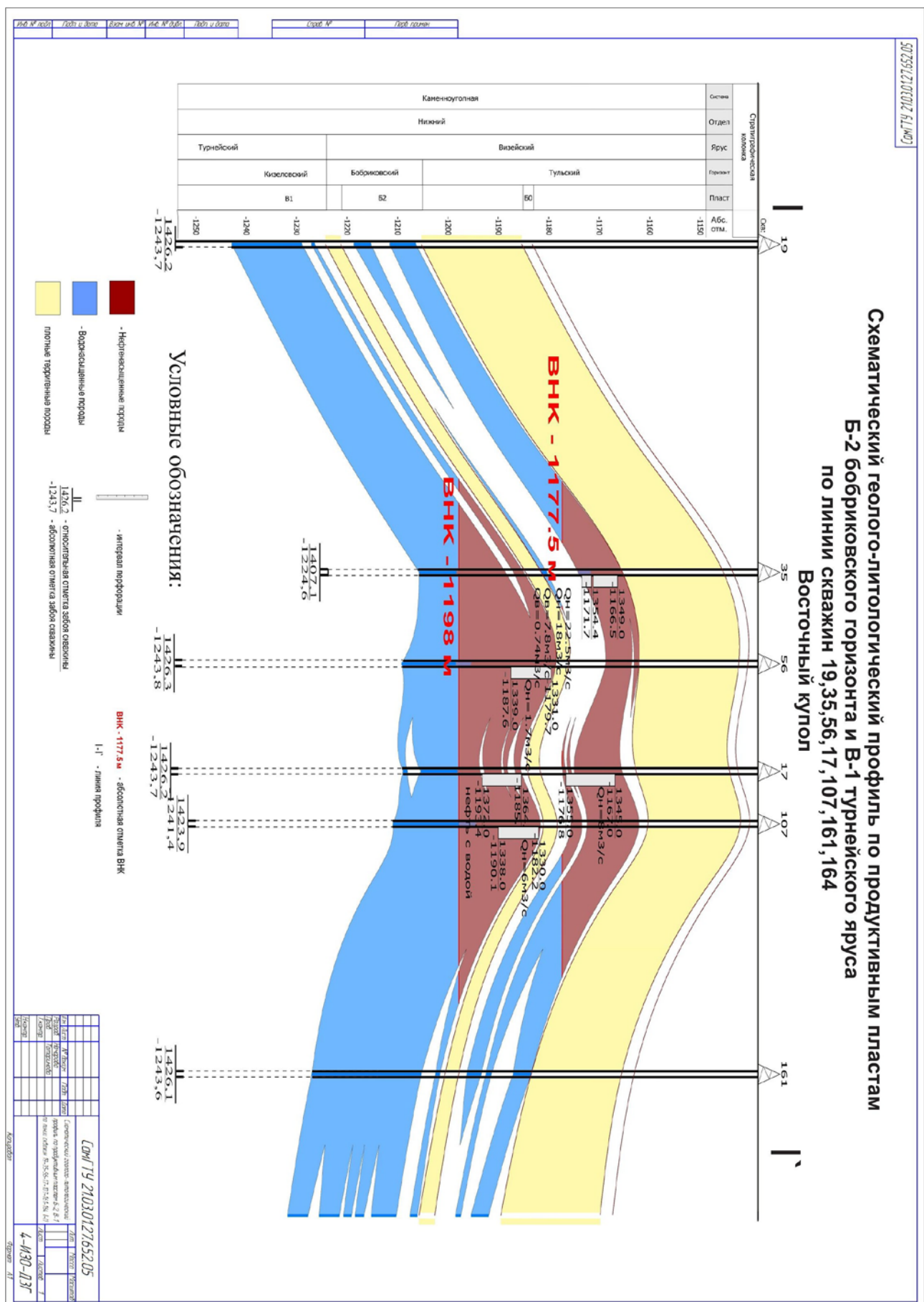
	Стр.
ИСХОДНЫЕ МАТЕРИАЛЫ.....	3
РАЗДЕЛ 1. СОДЕРЖАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ЧАСТИ.....	4
1.1 Общие сведения о месторождении	4
1.2 Стратиграфия.....	5
1.3 Тектоника	6
1.4 Геолого-физическая характеристика залежи.....	8
1.5 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия	10
1.6 Физико-химические свойства нефти, газа и воды.....	12
1.7 Подсчет запасов нефти и газа	16
Выводы по геологической части	17
ПЕРЕЧЕНЬ ОБЯЗАТЕЛЬНОЙ ГРАФИКИ.....	18
РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА.....	19
ОГЛАВЛЕНИЕ	20
ПРИЛОЖЕНИЯ	21

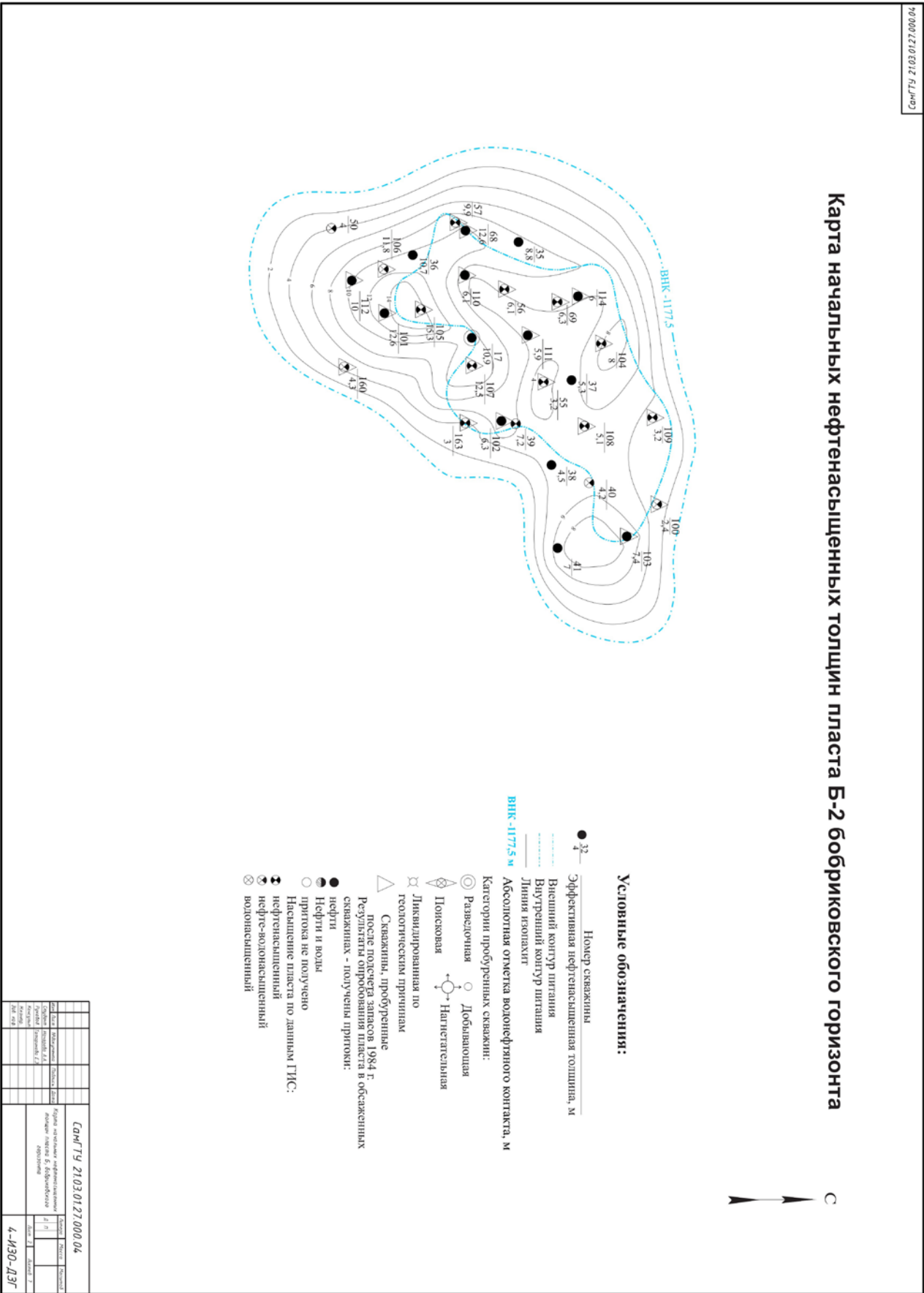
ПРИЛОЖЕНИЯ

Структурная карта по кровле проницаемой части пласта Б-2 бобриковского горизонта



**Схематический геолого-литологический профиль по продуктивным пластам
Б-2 бобриковского горизонта и В-1 турнейского яруса
по линии скважин 19,35,56,17,107,161,164
Восточный купол**





Учебное издание

*КОВАЛЕВА Галина Анатольевна
ТАТАРИНОВА Евгения Эдуардовна*

Геологические основы нефтедобычи

Редактор
Компьютерная верстка
Выпускающий редактор

Подписано в печать
Формат 60×84 1/16. Бумага офсетная
Усл. п. л. 1,5. Уч.-изд. л. 1,5.
Тираж 50 экз. Рег. № 158/19.

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Самарский государственный технический университет»
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244. Главный корпус

Отпечатано в типографии
Самарского государственного технического университета
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244. Корпус № 8