

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Нефти и Газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

  
подпись

Н.Д. Булчаев




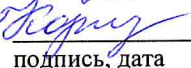
« 15 » июня 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01 «Нефтегазовое дело»

21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Оценка эффективности разработки газоконденсатной залежи парфеновского горизонта Марковского нефтегазоконденсатного месторождения путем построения трехмерной гидродинамической композиционной модели

Руководитель	 подпись	кандидат технических наук	Н.Д. Булчаев
Выпускник		 подпись	Д.В. Тараканова
		<u>15.06.2017</u> дата	
Консультанты:			
Безопасность жизнедеятельности	 подпись, дата		Е.В. Мусияченко
Нормоконтролер	 подпись, дата		С.В. Коржова

Красноярск 2017 г

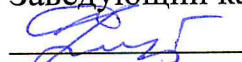
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Нефти и Газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



Н.Д. Булчаев

подпись

« 04 » апреля 2017 г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту Таракановой Дарье Вадимовне

Группа ЗНБ 12-04

Направление (специальность)

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Оценка эффективности разработки газоконденсатной залежи парфеновского горизонта Марковского нефтегазоконденсатного месторождения путем построения трехмерной гидродинамической композиционной модели.

Утверждена приказом по университету № 6612/с от 24.05.2017 г.

Руководитель ВКР: Н.Д. Булчаев, доцент, заведующий кафедрой Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, ФГАОУ ВО «Сибирский Федеральный Университет», Институт Нефти и Газа.

Исходные данные для ВКР: научные статьи и научно-техническая литература по нефтегазовой отрасли, технологические показатели разработки месторождения.

Перечень разделов ВКР: 1 Геология месторождения; 2 Технологическая часть; 3 Специальная часть; 4 Экология и безопасность производства;

Руководитель ВКР

  
\_\_\_\_\_

подпись

Н.Д. Булчаев

Задание принял к исполнению

  
\_\_\_\_\_

подпись

Д.В. Тараканова

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа «Оценка эффективности разработки газоконденсатной залежи парфеновского горизонта Марковского нефтегазоконденсатного месторождения путем построения трехмерной гидродинамической композиционной модели».

Настоящая бакалаврская работа содержит 70 страниц, 13 таблиц, 33 рисунков, СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ, АКТУАЛЬНОСТЬ, РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА МОДЕЛИРОВАНИЯ.

Объектом исследования является гидродинамическая модель газоконденсатной залежи, основанная на комплексе геолого-геофизической и промысловой информации и предназначенная для принятия решений и выбора варианта разработки.

Целью исследовательской работы является анализ и повышение эффективности разработки Марковского нефтегазоконденсатного месторождения.

В данной исследовательской работе представлены геолого-промысловая характеристика и состояние разработки Марковского месторождения, подобраны показатели для построения гидродинамической модели, выбран оптимальный вариант воздействия на продуктивный пласт, сделаны выводы по применению метода моделирования залежи.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	5
1 Геология месторождения .....	7
1.1 Общие сведения о месторождении.....	7
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения .....	9
1.3 Физико-химические свойства нефти, газа, воды .....	16
1.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов .....	19
1.5 Запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов .....	20
2 Технологическая часть.....	23
2.1 Текущее состояние разработки месторождения.....	23
2.2 Анализ текущего состояния разработки месторождения.....	24
2.3 Параметры продуктивных пластов.....	25
2.3.1 Пористость, проницаемость и начальная газонасыщенность .....	25
2.3.2 Толщины продуктивных горизонтов (пластов) и показатели неоднородности .....	33
2.4 Анализ выработки запасов нефти.....	37
3 Специальная часть.....	40
3.1 Понятие гидродинамического моделирования и гидродинамической модели.....	40
3.2 Актуальность использования ГДМ при разработке месторождения .....	41
3.3 Обоснование расчетной модели .....	42
3.3.1 Размерность гидродинамической сетки .....	42
3.3.2 Начальные термобарические условия в пласте .....	43
3.3.3 Относительные фазовые проницаемости .....	44
3.3.4 Описание свойств пластовых флюидов.....	45
3.4 Построение ГДМ .....	46

3.4.1	Исходные данные для технологических расчетов .....	46
3.4.2	Технологические показатели разработки .....	48
4	Экология и безопасность производства .....	55
4.1	Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ .....	53
4.2	Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ .....	56
4.3	Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования .....	58
4.4	Обеспечение безопасности технологического процесса .....	60
4.5	Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	61
4.6	Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях ...	63
4.7	Экологичность проекта .....	64
	Заключение .....	66
	Список сокращений .....	68
	Список использованных источников .....	69

## ВВЕДЕНИЕ

Основная цель современной разработки месторождений углеводородов направлена на наиболее полное извлечение их извлекаемых запасов при максимальной экономической рентабельности. Для достижения наиболее полного коэффициента охвата и коэффициента извлечения нефти используются передовые технологии. Одним из ключевых направлений по праву является компьютерное моделирование. Адаптация истории разработки и ее прогноз, позволяют оптимально и с наименьшими затратами, разрабатывать месторождения углеводородов.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ и повышение эффективности разработки парфеновского горизонта Марковского нефтегазоконденсатного месторождения путем построения гидродинамической модели.

Цель и актуальность определили круг задач ВКР:

- Изучить геологию месторождения;
- Оценить и проанализировать текущее состояние разработки на месторождении;
- Изучить основные технические и физико-химические параметры месторождения;
- Изучить понятие гидродинамического моделирования;
- Оценить варианты разработки месторождения на основании моделирования;
- Выбрать наиболее технологически эффективный вариант разработки на основании полученных моделей;
- Оценить экологичность и безопасность производства при разработке нефтегазовых месторождений.

Для решения поставленных задач в дипломном проекте используются методы сравнения, комплексного анализа и синтеза, статистические методы. Источником информации послужили законодательные и нормативные акты, регламентирующие вопросы разработки нефтяных и газовых месторождений, периодические издания по рассматриваемой тематике, интернет ресурсы.

Цели и задачи определили логику и структуру дипломного проекта, состоящего из введения, 4-х глав основного текста, заключения, списка использованных источников.



# 1 Геология месторождения

## 1.1 Общие сведения о месторождении

Марковское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Усть-Кутском районе Иркутской области на берегах реки Лены, в 150 км вниз по течению от города Усть-Кута (рисунок 1.1).

Усть-Кут является важнейшим центром, через который осуществляется снабжение всего народного хозяйства обширных районов Восточной Сибири и Якутии в разделах бассейна реки Лена.

Расстояние от города Усть-Кута (станция Лена) по железной дороге до узловой станции Тайшет – 720 км, а до областного центра г. Иркутска – 1389 км.

Территория Марковского месторождения входит в состав Приленской плоской возвышенности, которая является частью обширного Среднесибирского плоскогорья, представляющего собой слабовсхолмленную равнину, образованную широкими плоскими водоразделами, глубоко расчлененными современной гидросетью.

Средняя высота водоразделов не превышает 500 – 600 м над уровнем моря. Максимальные абсолютные отметки составляют 727 – 764 м, а минимальные – 257 – 270 м. Относительное превышение вершин водоразделов над уровнем воды в реках достигает 507 м.

Основной водной артерией района является река Лена с многочисленными притоками, которая делит площадь рассматриваемого месторождения на две части, северную и южную. Протекает она по узкой глубоковрезанной долине с крутыми бортами.

Профиль равновесия реки Лена хорошо выработан, падение на протяжении площади составляет 0,08 м на км. Средняя скорость течения 0,6 м/сек.

Максимальная глубина реки 3 – 4 м, минимальная 1 – 1,5 м. Наиболее высокий уровень воды во время весенних паводков. Летом река мелеет и судоходство на ней затруднено. Река Лена судоходна от города Качуг до устья [6].



Рисунок 1.1 - Обзорная карта Усть-Кутского района

Крупными притоками реки Лена являются реки: Большая Тира, Малая Тира, Улькан, к более мелким относятся ручьи Подгоleshный, Шабашный, Глубокий и др.

Основными особенностями гидрогеологического режима рек является: питание за счет атмосферных осадков и таяния сезонной и многолетней мерзлоты, относительная не многоводность стока в различное время года.

Климат района резко континентальный, со значительными колебаниями суточных и сезонных температур, с продолжительной холодной зимой и коротким жарким летом. Самые холодные месяцы - декабрь и январь, в этот период температура воздуха достигает  $-50^{\circ}\div -57^{\circ}\text{C}$ .

Максимальная температура приходится на июнь-июль месяцы и составляет  $30 - 35^{\circ}\text{C}$ . Среднегодовая температура воздуха  $- 3.5^{\circ}\text{C}$ . Количество осадков составляет 350 мм в год, причем большая часть их приходится на осенне-летний период и в значительной степени затрудняет проведение геологоразведочных работ.

Постоянный снеговой покров держится с середины октября до начала мая. Высота его незначительная (0.7 м), что в сочетании с низкими температурами и продолжительной зимой обуславливает глубокое промерзание грунта. Полное оттаивание грунта происходит только в конце июля. На северных затаеженных склонах водоразделов мерзлота держится круглый год. Весной и осенью отмечаются сильные ветра, преимущественно восточного и юго-западного направления.

Ледостав на реке Лена начинается в середине октября. Полностью ото льда река освобождается в середине мая.

## **1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения**

Стратиграфический разрез Марковского месторождения (рисунок 1.2) изучался по материалам глубокого разведочного бурения в комплексе с промыслово-геофизическими исследованиями, а также по результатам

колонкового бурения и геолого-съёмочных работ. На основании этих материалов был составлен сводный стратиграфический разрез по Марковской площади.

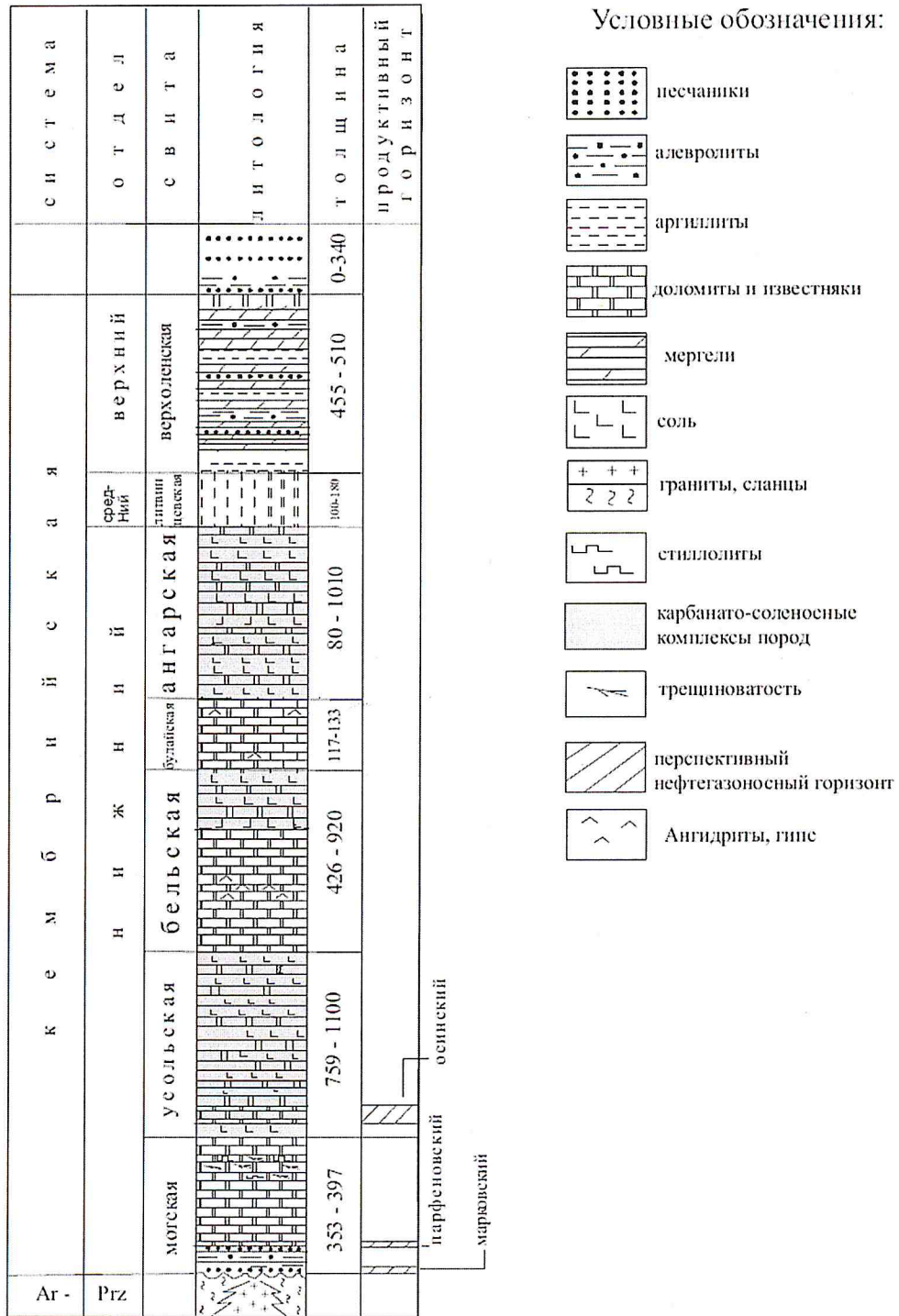


Рисунок 1.2 - Стратиграфический разрез Марковского месторождения

Общая мощность отложений на Марковском месторождении, включая вскрытую часть фундамента, достигает 2910 м.

Самыми древними образованиями в пределах Марковского месторождения являются кристаллические породы фундамента.

В ряде скважин породам фундамента предшествует кора выветривания, представленная гравийным материалом разрушенных гранитов и сланцев. Мощность коры выветривания не превышает 2.5 м.

Отложения нижнего кембрия составляют основную часть разреза Марковского месторождения и представлены мотской, усульской, бельской, булайской и ангарской свитами с суммарной мощностью до 2000 метров.

На песчаниках безымянного горизонта залегает пачка, сложенная преимущественно аргиллитами с редкими маломощными прослоями алевролитов и песчаников. Мощность алевролито-аргиллитовой пачки непостоянна и колеблется в широких пределах от 1.2 до 20 - 23 метров.

Выше по разрезу алевролито-аргиллитовая пачка сменяется отложениями марковского горизонта, прослеживающегося по всей площади месторождения и характеризующегося фациальной невыдержанностью, как по разрезу, так и по площади. Отложения горизонта представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Общая мощность отложений марковского горизонта колеблется от 11 - 12 до 18 - 29 метров. Однако, для большинства скважин она относительно постоянна и варьирует в пределах 20 - 26 метров.

Выше залегают породы парфеновского горизонта, состоящие из двух литологически разных частей: нижней – терригенной и верхней – карбонатной.

Мощность обеих частей разреза в пределах месторождения непостоянна и колеблется в широких пределах от 2.5 до 17 метров в терригенной части и от 3.6 до 26 метров в карбонатной. Терригенная часть горизонта представлена песчаниками серыми, светло- и темно-серыми, кварцевыми, мелко-,

среднезернистыми, прослоями глинистыми и карбонатизированными от сливных до слабосцементированных. Внизу песчаной части в некоторых скважинах появляются прослой алевролитов, реже аргиллитов.

Карбонатная часть горизонта представлена доломитами темно-серыми, мелко- и микрозернистыми до афанитовых, массивными, иногда слабоглинистыми, участками песчанистыми, в единичных скважинах с редкими тонкими прослоями доломитового песчаника.

Общая мощность парфеновского горизонта колеблется от 16 до 31 метра. Отложениями парфеновского горизонта заканчивается разрез нижнемотской подсвиты.

Общая толщина отложений нижнемотской подсвиты на Марковской площади изменяется от 95 до 122 м.

Далее Марковская площадь представлена среднемотской и верхнемотской подсвитой. Общая толщина мотской свиты в пределах Марковской площади колеблется от 353 до 397 м.

Разрез усольской свиты представлен мощной толщей карбонатно-галогенных отложений, согласно залегающих на породах мотской свиты.

В разрезе усольской свиты по соотношению и мощности галогенных и карбонатных пластов условно можно выделить три части: подосинскую, осинскую и надосинскую. Мощность отложений усольской свиты на Марковской площади колеблется от 160 до 1100 метров. Такие резкие изменения мощности свиты связаны с проявлениями соляной тектоники.

В верхней части разреза, в 15 - 20 метрах от кровли свиты, выделяется пласт доломитов, именуемый балыхтинским горизонтом. На Марковской площади из пород балыхтинского горизонта были получены небольшие притоки минерализованных вод и отмечены нефтепроявления.

Мощность балыхтинского горизонта на Марковской площади колеблется от 12 до 18 метров.

Разрез бельской свиты представлен галогено-карбонатными отложениями, согласно залегающими на породах усольской свиты.

Разрез булайской свиты представлен массивными темно-серыми и коричневато-серыми доломитами тонко-, мелкозернистыми, прослоями глинистыми, слабо трещиноватыми и кавернозными. Толщина свиты меняется в пределах от 117 м до 133 м.

В сводовой части структуры мощность ангарской свиты равна 80 – 120 метров, на крыльях она увеличивается до 1010 метров.

В разрезе среднего кембрия выделены отложения литвинцевской свиты, которая без видимого перерыва залегает на породах ангарской свиты. Разрез литвинцевской свиты, представлен известняками, известковистыми доломитами и доломитами. Толщина литвинцевской свиты изменяется в пределах от 100 м до 180 м.

Разрез верхоленской свиты начинается пестроцветными мергелями без видимого несогласия залегающими на доломитах литвинцевской свиты. Сложена свита преимущественно мергелями, чередующимися с прослоями доломитов, алевролитов, аргиллитов, реже гипсов в нижней части разреза и песчаников - в верхней. Толщина отложений верхоленской свиты 435 – 480 м.

Разрез илгинской свиты сложен в нижней части доломитами и песчаником. Верхняя часть разреза представлена песчаниками. Толщина свиты составляет 28 – 38 м. Отложениями илгинской свиты заканчивается разрез кембрийской системы.

На Марковской площади отложения ордовика представлены нижним, средним и, частично, верхним отделами. Породы ордовика слагают водораздельные участки и их склоны, поэтому они вскрыты незначительным количеством глубоких скважин, и не на полную мощность. Скважинами вскрыт разрез нижнего и, частично среднего ордовика.

Отложения криволицкой свиты со стратиграфическим несогласием залегают на породах усть-кутской свиты. Несогласное залегание обусловлено выпадением из разреза чунского яруса, в объеме которого выделяются ийская и бадарановская свиты. В нижней части свита сложена песчаниками и алевролитами грязно-зелёными, жёлто-серыми, серыми с прослоями и линзами аргиллитов. Верхняя часть свиты представляет собой однородную песчаниковую толщу желтовато-серого, светло-серого и серого цвета.

Общая толщина криволицкой свиты 68 – 100 м.

Отложения чертовской свиты согласно залегают на породах криволицкой свиты. Разрез чертовской свиты сложен глинистыми алевролитами, аргиллитами зеленого и грязно-зеленого цвета с редкими тонкими прослоями серых песчаников, приуроченных большей частью к кровле свиты. Толщина чертовской свиты колеблется от 30 м до 50 м.

Отложения макаровской свиты представлены, в основном, красновато-коричневыми алевролитами, в меньшей мере песчаниками кварцевыми, крепкими, известковистыми, с характерными голубоватыми и ярко-зелеными пятнами округлой формы. Подчиненное место в разрезе занимают аргиллиты. Толщина видимой части макаровской свиты - 42 метра [22].

В тектоническом отношении Марковское месторождение расположено в южной части Непско-Ботубинской антеклизы Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (рисунок 1.3). Непско-Ботубинская антеклиза имеет северо-восточное простирание. С юга она ограничена Ангаро-Ленской ступенью, с востока глубоким Предпатомским региональным прогибом. С юго-и северо-запада антеклиза граничит с Присаяно-Енисейской синеклизой, Катангской и Сюгджерской седловинами. В средней части выделяется погребенный Непский свод, являющийся наиболее приподнятой частью антеклизы.



В пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, как и в ряде других районов Иркутского амфитеатра в осадочной толще довольно отчетливо выделяется три структурно-тектонических этажа: подсолевой, солевой и надсолевой.

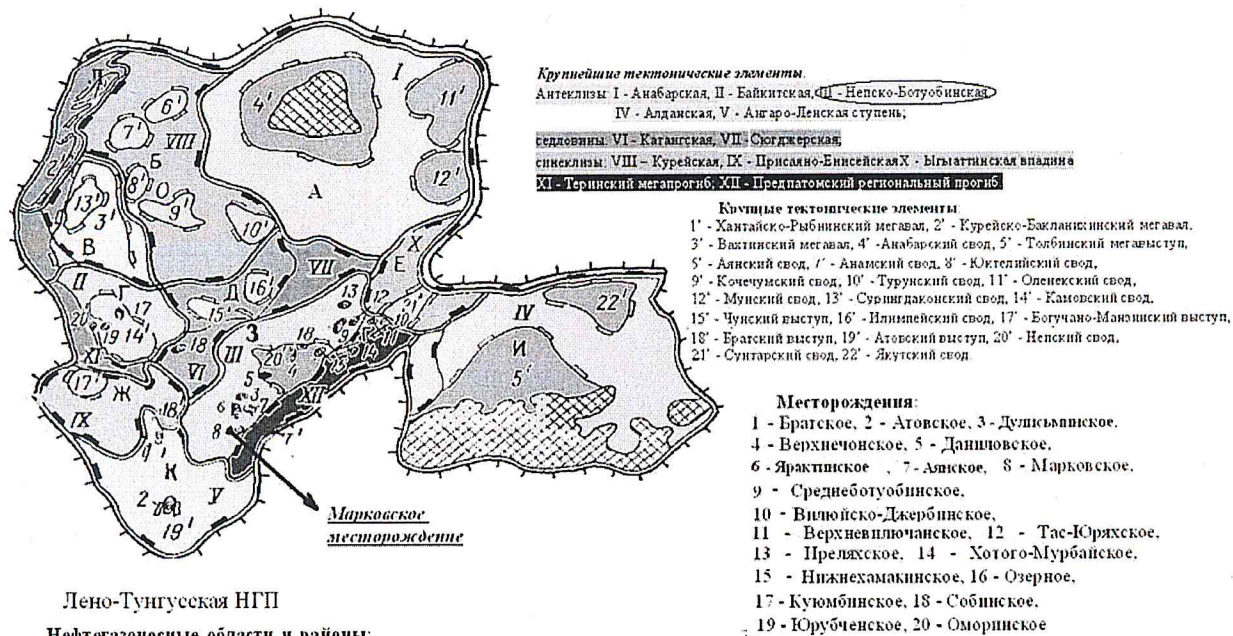


Рисунок 1.3 - Схема тектонического районирования и нефтегазоносности Лено-Тунгусской НГП

Подсолевой структурный этаж включает комплекс отложений от кровли мотской свиты до поверхности кристаллического фундамента. В среднем, по южному склону Непско-Ботуобинской антеклизы, градиент падения пород составляет по поверхности фундамента 3.5 м на 1 км, а по кровле мотской свиты около 2.7 м на 1 км. В направлении от погруженных зон к центральной части свода происходит значительное сокращение мощности осадочного чехла за счет выпадения нижней части разреза.

К среднему структурному этажу относятся отложения солевого комплекса, включающие в себя бельскую и усольскую свиты. Тектонический план среднего

структурного этажа, по данным глубокого бурения, имеет сложное строение за счет проявления в нем соляной тектоники.

Верхний (надсолевой) структурный этаж включает в себя отложения среднего, верхнего кембрия и ордовика и его на его строение также оказала влияние соляная тектоника.

Марковское месторождение по верхнему структурному этажу находится в пределах Южно-Марковской антиклинали и Северо-Марковской брахиантиклинали, расположенных на осевой части Марковского вала [22].

В целом по региону отмечается явное и устойчивое несовпадение структурных планов подсолевого, солевого и надсоленого структурных этажей.

### **1.3 Физико-химическая характеристика газа и конденсата**

Для проведения газоконденсатных исследований использовался промысловый сепаратор, рассчитанный на рабочее давление 6.4 МПа, а также самодельная газоконденсатная установка, рассчитанная на давление 20 МПа. Дебиты газа и депрессии в процессе исследований изменялись в диапазоне, соответственно, 24 - 321 тыс.м<sup>3</sup>/сут и 0.5 - 17.5 МПа. Термобарические условия сепарации также менялись в широких пределах - давление от 0.1 МПа до 13 МПа, температура – от -65 °С до 0 °С. Конденсатогазовый фактор стабильного конденсата в процессе исследований изменялся в диапазоне 138 - 633 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, среднее значение 280 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

На основе осреднения результатов газоконденсатных исследований при дебитах газа выше 100 тыс.м<sup>3</sup>/сут была получена зависимость КГФ стабильного конденсата от давления и температуры сепарации (рисунок 1.4).

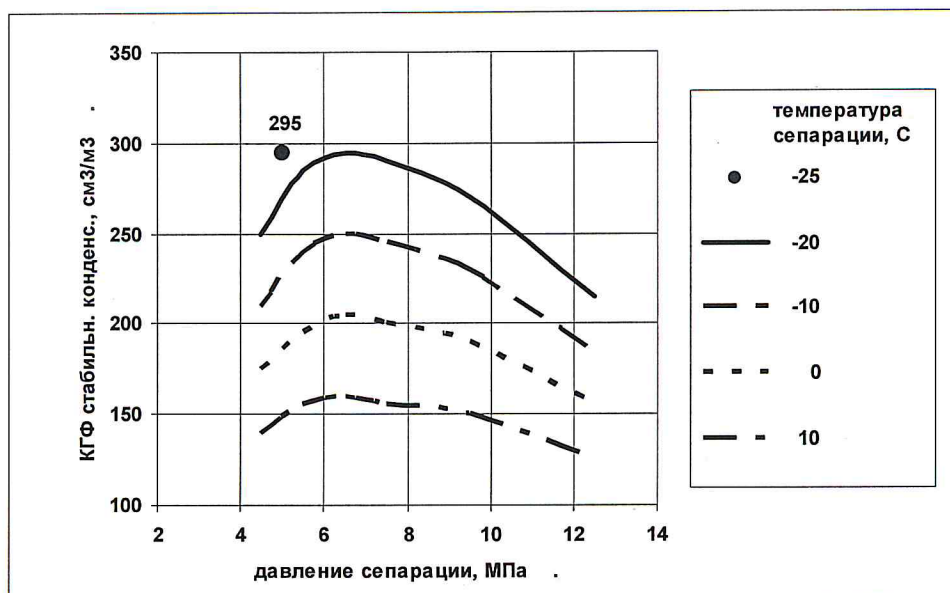


Рисунок 1.4 - Зависимость КГФ стабильного конденсата от давления и температуры сепарации

В процессе проведения исследований были отобраны пробы газа сепарации и сырого конденсата при давлении сепарации 4.9 МПа и температуре сепарации -25 °C. По результатам анализа этих проб был определен коэффициент усадки конденсата, плотность и молярная масса стабильного конденсата, составы газов сепарации, дегазации, количество газа дегазации, и рассчитан состав пластового газа.

В таблицах 1.1 и 1.2 приведены фракционный состав и физико-химические свойства стабильного конденсата [22].

Таблица 1.1 - Компонентный состав газа и конденсата

Компоненты	Состав пластового газа			
	моли	% мол.	г	% масс.
CH <sub>4</sub>	31,13	78,60	499,4	52,78
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2,93	7,40	88,1	9,31
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1,45	3,65	63,8	6,74
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,17	0,42	9,7	1,03
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,26	0,65	14,9	1,58
N <sub>2</sub>	1,24	3,13	34,7	3,67
CO <sub>2</sub>	0,24	0,60	10,5	1,11
He	0,12	0,30	0,5	0,05
C <sub>5+</sub> B	2,08	5,25	224,6	23,74
Всего	39,60	100,00	946,2	100,00
Мол.масса			23,9	

Таблица 1.2 - Фракционный состав и физико-химические свойства стабильного конденсата

№№ п/п	Наименование	Значение	
1	Фракционный состав		
	НК, оС	42	28
	10 % об. перегоняется при t °С	64	46
	20    "-	77	69
	30    "-	87	87
	40    "-	103	105
	50    "-	116	123
	60    "-	142	146
	70    "-	168	174
	80    "-	206	210
	90    "-	249	295
	КК, °С	310	307
	Отгон, %	98	96
	Остаток, %	2	0,5
Потери, %	0	3,5	
2	Плотность	0,726	0,697
3	Молекулярная масса	108	96
4	Температура помутнения, °С	ниже -25	-42
5	Температура застывания, °С	ниже -60	ниже -60
6	Вязкость, мПа·с		
	при 0 °С	0,936	0,572
	10 °С	0,821	0,514
	20 °С	0,715	0,464
	30 °С	0,634	0,429
	40 °С	0,576	0,393
7	50 °С	0,512	0,379
	Содержание, % масс.		
	общей серы	0,004	0,012
	твёрдых парафинов	отс.	следы
	смол	0,19	
	асфальтенов	отс.	

#### 1.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

В процессе бурения разведочных скважин, в стратиграфическом разрезе Марковского месторождения выявлено большое количество водоносных горизонтов, которые по своим гидрогеологическим особенностям объединяются в три водоносных комплекса: надсоленосный, соленосный и подсоленосный.

Надсоленосный комплекс в пределах Марковского месторождения является самым водообильным. В его состав входят отложения четвертичной

системы, ордовика, верхоленской и илгинской свит верхнего кембрия и литвинцевской свиты среднего-нижнего кембрия.

В состав соленосного комплекса входят отложения ангарской, булайской, бельской и усольской свит нижнего кембрия.

На Марковском месторождении водоносный горизонт в отложениях ангарской свиты выделяется в нижней части разреза, в 6-8 м выше ее подошвы. Водосодержащими породами являются трещиноватые и известковистые доломиты. Водоупором породы служат массивные доломиты булайской свиты. Дебит воды, в момент вскрытия водоносного пласта, равнялся 6-8 л/сек. Вода мутная, с сильным запахом сероводорода, на вкус горько-соленая, с удельным весом 1.1 г/см<sup>3</sup>. По химическому составу вода хлормagneиевого типа хлоридной группы, натриевой подгруппы. Эти воды не могут быть использованы для хозяйственных и технических целей.

В состав подсоленосного комплекса входят отложения, мотской свиты.

На Марковском месторождении только в терригенные отложения: нижнемотской подсвиты выявлено два водоносных горизонта, которые приурочены к песчаникам парфеновского и марковского горизонтов. В отложениях средне- и верхнемотской подсвитах, представленных преимущественно карбонатными породами с очень низкими коллекторскими свойствами, никаких водопроявлений не установлено.

В пределах песчаниковой литофациальной зоны парфеновского горизонта был получен приток пластовой воды с нефтью 16 м<sup>3</sup>/сут. Вода уд. веса 1.25 г/кг, ее минерализация достигает 268.8 г/кг.

Вода парфеновского горизонта прозрачная, жгуче-горько-соленая на вкус, с удельным весом 1.26-1 – 1.29 г/см<sup>3</sup>, содержит в своем составе до 5 г/кг брома и имеет общую минерализацию от 269 г/кг до 316.2 г/кг.

Таблица 1.3 - Химический состав вод парфеновского горизонта [22]

№ скважины	Форма выражения	K	Na	Mg	Ca	Cl	SO <sub>4</sub>	Br
x	г/кг	4.48	21.00	4.36	67.25	167.2	0.15	4.08
	г/экв	0.115	0.913	3.358	3.356	4.714	0.003	0.050
	% экв	1.21	9.58	3.76	35.22	49.48	0.05	0.52
X1	г/кг	4.40	30.59	4.36	65.78	180.31	0.24	4.9
	г/экв	0.11	1.33	4.65	3.28	5.09	0.01	-
	% экв	1.08	13.04	3.73	32.15	49.90	0.01	-
X2	г/кг	2.60	18.17	6.53	85.30	199	0.26	4.39
	г/экв	0.07	0.79	0.54	4.26	5.61	-	0.05
	% экв	0.62	6.98	4.77	37.63	49.56	-	0.04

По высокой степени минерализации и химическому составу вода, парфеновского горизонта является типичным седиментационным рассолом хлориднокальциевого типа.

Вмещающими породами для рассолов парфеновского горизонта являются песчаники с хорошими коллекторскими свойствами, которые на моноклиналильном склоне имеют полосообразное развитие в пределах разведанной части терригенной литофациальной зоны. В зоне хороших коллекторов парфеновского горизонта водонасыщенная часть пласта занимает пониженные участки площади. Вверх по восстанию моноклиналильного склона; песчаники везде насыщены газом или нефтью. Граница газонасыщенной части пласта с водонасыщенной в основной газоконденсатной залежи литологического типа проходит с юга по газо-водяному контакту.

### **1.5 Запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов**

Запасы свободного газа, конденсата, нефти и растворенного газа Марковского месторождения оценивались по состоянию изученности на 01.07.68 и утверждены ГКЗ СССР 24.01.69 (протокол № 5584).

Сводные данные о подсчетных параметрах и запасах свободного газа, конденсата и гелия приведены в таблице 1.4 [22].

Всего на сегодняшний день на балансе предприятия (Государственный баланс) по парфеновскому горизонту Марковского месторождения числятся запасы:

- газа (категории С1) – 13551 млн. м<sup>3</sup> (геологические), конденсата – 3198 тыс.т (запасы конденсата подсчитаны при содержании 236 г/м<sup>3</sup>)
- газа (категория С2) – 5150 тыс.т (геологические); конденсата – 1214 тыс.т.

Таблица 1.4 - запасы газа, стабильного конденсата и сопутствующих компонентов

Наименование	Величины
Начальные балансовые запасы газа, млн.м <sup>3</sup>	12873
Накопленная добыча газа на дату проектирования, млн.м <sup>3</sup>	617
Остаточные балансовые запасы газа на 01.07.06, млн.м <sup>3</sup>	12256
Начальные балансовые запасы стабильного конденсата, тыс.т	3198
Начальные извлекаемые запасы стабильного конденсата, тыс.т	1919
Накопленное извлечение стабильного конденсата, тыс.т	125
Остаточные балансовые запасы стабильного конденсата, тыс.т	3073
Остаточные извлекаемые запасы стабильного конденсата, тыс.т	1794

Таблица 1.5 - Сопоставление подсчетных параметров, запасов газа и стабильного конденсата

Подсчетные параметры	Утвержденные ГКЗ РФ	Принятые при проектировании	Изменения, относительно утвержденных ГКЗ РФ
Площадь газоносности, км <sup>2</sup>	130.95	130.01	-0.72
Газонасыщенная толщина, м	5.24	4.90	-6.49
Объем газонасыщенных пластов, 106м <sup>3</sup>	681.17	637.26	-7.13
Пористость, дол.ед.	0.094	0.099	5.32
Газонасыщенность, доли ед.	0.70	0.72	2.86

Окончание таблицы 1.5

Подсчетные параметры	Утвержденные ГКЗ РФ	Принятые при проектировании	Изменения, относительно утвержденных ГКЗ РФ
Пластовое давление, МПа	26.28	26.28	
Конечное пластовое давление, МПа	0.123	0.123	
Пластовая температура ОК	307	307	
Поправка, обратно пропорциональная коэффициенту сжимаемости реальных газов $Z_0$ при $p_0$	1.22	1.22	
Балансовые запасы пластового газа, млн.м <sup>3</sup>	13551	13800	1.84
Потенциальное содержание стабильного конденсата, г/м <sup>3</sup>	236.00	236.00	
Балансовые запасы "сухого" газа, млн.м <sup>3</sup>	12873.00	13109.5	
Балансовые запасы стабильного конденсата, тыс.т	3198.00	3256.77	1.84



## **2 Технологическая часть**

### **2.1 Текущее состояние разработки месторождения**

Согласно схеме нефтегеологического районирования Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, Марковское месторождение расположено в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области. Промышленная нефтегазоносность приурочена к верхнерифейско-вендским и нижнекембрийским карбонатным и песчано-терригенным отложениям.

Объектом рассмотрения данной работы, является газоконденсатная залежь парфеновского горизонта.

Газоконденсатная залежь в парфеновском горизонте была открыта 9 февраля 1964 года. Открытие залежи было подтверждено 29 марта 1964 года промышленным притоком газа из отложений парфеновского горизонта. Полностью залежь была оконтурена в 1968 году.

По состоянию на 01.07.2014 г. на месторождении парфеновский горизонт вскрыли 52 поисково-разведочных скважины. В период, прошедший с утверждения ГКЗ СССР (протоколу ГКЗ № 5584 от 24.01.69 г.) запасов нефти, свободного газа и конденсата Марковского месторождения, новых данных о геологическом строении парфеновского горизонта получено не было. Исходными данными для моделирования залежи являются геологическое обоснование залегания продуктивных пород и результаты обработки скважинных данных специалистами Восточно-Сибирского геологического управления по поискам и разведке нефти и газа.

## 2.2 Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения

Разведочные геофизические работы на Марковском месторождении проводились в шестидесятых годах. Для выяснения глубинного строения этого месторождения Восточным геофизическим трестом с 1962 по 1966 гг. проводится значительный объем полевых геофизических работ, которые включали в себя: одномиллигальную гравиметровую съемку, региональный сейсмический профиль МОВ от пос. Заярска через г. Усть-Кут и Марково до Киренска., площадные сейсмические работы МОВ и опытные сейсмические работы РНП и КМПВ на сложно-построенных участках Марковской площади. В зиму 1964 – 1965 гг. рекогносцировочно-площадными работами сейсморазведочными работами были завершены исследования полосы вдоль Лены от г. Киренска до Усть-Кута, шириной 30 – 50 км и площадью 12000 км<sup>2</sup>. Выполнение геофизических работ в северо-восточной части Иркутского амфитеатра по годам приведены в таблице 2.1

Таблица 2.1. - Развитие геофизических работ в северо-восточной части Иркутского амфитеатра

Виды работ	Ед. измерения.	Года					
		1962	1963	1964	1965	1966	1967
Сейсморазведка	п. км.	486	1696	3634	1681	1740	2346
Электроразведка	км.	7045	11651	20085		5968	10106
Гравиметрия	км <sup>2</sup>	6200	6200	16803	70820	85710	17100

В результате проведенных работ в сочетании с данными бурения была получена обширная информация о глубинном строении Усть-Куть-Киренской зоны, перспективах нефтегазоносности нижнекембрийского осадочного комплекса.

В 1966 г., было рассмотрено состояние геолого-геофизической изученности и пришла к заключению, что недостаточная эффективность геофизических и геологоразведочных работ обусловлена сложностью геологического строения изучаемой территории, несоблюдением стадийности в поисковых работах и отставанием объемов сейсморазведки от глубинного бурения. В результате этого в Приленском районе не были подтверждены глубоким бурением рекомендованные сейсморазведкой Восточно-Марковское поднятие, Красноярский и Криволукский актиклинальные перегибы.

Значительное отставание сейсморазведочных работ от глубинного бурения и их низкая эффективность практически исключили возможность использовать результаты сейсморазведки для более целесообразного размещения скважин.

Однако по итогам работ на сегодняшний день на месторождении пробурено 64 разведочные скважины, в т.ч. 21 – после рассмотрения материалов подсчета запасов месторождения ГКЗ СССР в 1967г. Глубины разведочных скважин 2164-3052м, общий метраж 174382м. Расстояние между скважинами 1-7.5км. Парфеновский горизонт вскрыт в 52 скважинах.

## **2.3 Параметры продуктивных пластов**

### **2.3.1 Пористость, проницаемость и начальная газонасыщенность**

Парфеновский горизонт литологически неоднороден. В верхней части он сложен карбонатными породами, в нижней – терригенными. По продуктивным скважинам с хорошими коллекторскими свойствами песчаников на диаграммах КС и НГК переход от доломитовой части к терригенной сопровождается четким

минимумом. В северном направлении песчаники полностью замещены доломито-ангидритовыми породами.

Терригенная часть в большинстве случаев представлена только песчаниками. Но в ряде скважин отмечаются прослои алевролитов, реже – аргиллитов, приуроченных, как правило, к нижней части разреза. По минералогическому составу песчаники кварцевые (от 50 до 100 %) с незначительным содержанием полевых шпатов (2...8 %) и акцессоров (циркон, турмалин, рутил). Преобладающими являются фракции 0.25...0.01 мм, 0.10...0.01мм и < 0.01 мм (от 12 до 70 %). Цементирующий материал подразделяется на глинистый, карбонатный и кварцевый. Общее содержание цемента колеблется от 1 до 45 %. Глинистому цементу соответствуют поровый, пленочный и контактовый типы, с преобладанием первых двух. Кварцевый цемент типа вдавливания и регенерации. Карбонатный цемент представлен доломитом, реже анкеритом. Тип цемента – базальный, реже пойкилитовый.

Керн из отложений парфеновского горизонта отбирался в 50 скважинах. В большинстве скважин планировалась 100% проходка с отбором керна. Фактически средний вынос керна составил 34.2% при колебании по отдельным скважинам от 2.2% до 73.4%. Из продуктивной части горизонта анализы образцов имеются только в 39 скважинах. На образцах, включая доломиты, алевролиты и песчаники, выполнены следующие анализы: коэффициент пористости методом насыщения - 487 определений, коэффициент газопроницаемости – 278 определений, карбонатности – 202 определения, коэффициент остаточной водонасыщенности (методом центрифугирования) 159 определений, коэффициент остаточной нефтенасыщенности (как оценивался не указано) 16 определений [22].

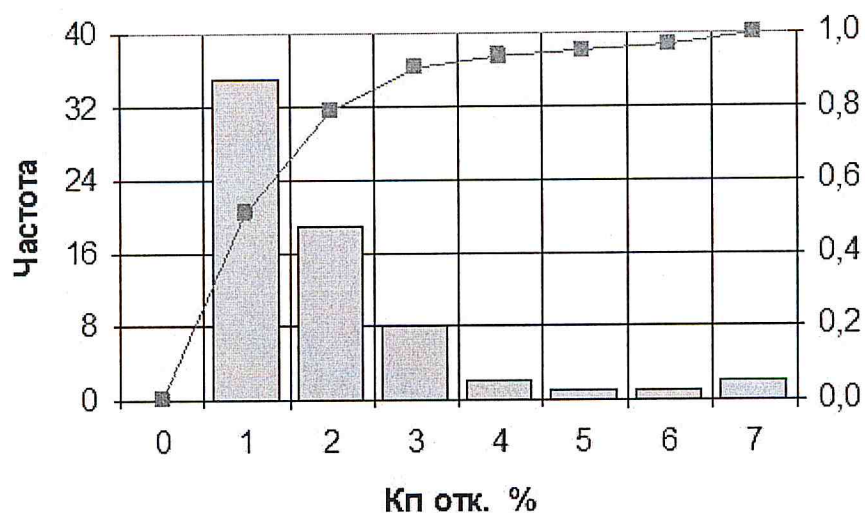


Рисунок 2.1 - Гистограмма распределения коэффициента открытой пористости доломитов по керну

Доломиты характеризуются низкими величинами коэффициента пористости и проницаемости. Только в 2 образцах  $K_{пр}$  равен 0.6 мД и 0.7 мД, остальные образцы – непроницаемые. Из гистограммы распределения  $K_{п}$  доломитов показанной на рисунке 2.1, видно, что основная масса образцов характеризуется  $K_{п}$  не выше 2%. Статистические характеристики распределения  $K_{п}$  доломитов следующие: ср. арифм. – 1.45%; стандарт – 1.33%; размах 0.2% – 6.4%; количество исследованных образцов – 68.

Песчаники характеризуются широким диапазоном изменения коэффициентов пористости и проницаемости. На рисунке 2.2 показана гистограмма распределения  $K_{п}$ .

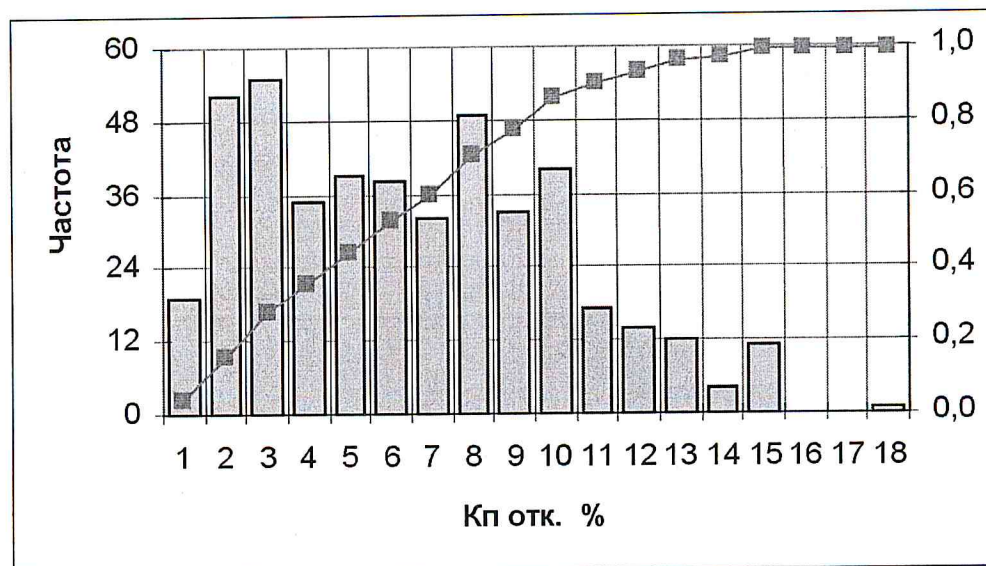


Рисунок 2.2 - Гистограмма распределения коэффициента открытой пористости песчаников по керну

На гистограмме отмечается максимум в области 2 – 3%, что соответствует алевролитам и песчаникам с высоким содержанием карбонатного цемента. Статистические характеристики приведенного распределения следующие: ср. арифм. – 6.04%; стандарт – 3.72%; размах 0.5% – 18.8%; количество исследованных образцов – 454.

На рисунке 2.3 показана гистограмма распределения  $K_{пр}$  образцов песчаника. Как видно, почти половина образцов непроницаемые. Среди проницаемых образцов небольшой максимум отмечается в интервале проницаемостей 0.1 мД – 10 мД. Статистические характеристики распределения посчитаны только для проницаемых образцов:  $K_{пр}$  средне-геометрическое – 2.98 мД, медиана – 1.30 мД, мода – 0.20 мД, размах 0.02 – 795.2 мД количество образцов – 171.

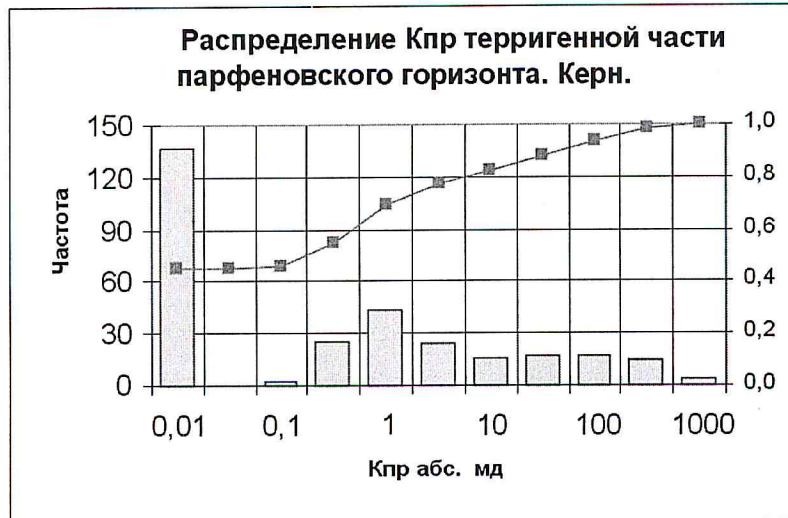


Рисунок 2.3 - Гистограмма распределения коэффициента газопроницаемости по терригенным образованиям парфеновского горизонта



Рисунок 2.4 - Сопоставление коэффициентов проницаемости и пористости терригенной части парфеновского горизонта

По результатам анализов керна рассмотрены петрофизические зависимости между породами. На рисунке 2.4 сопоставлены коэффициенты проницаемости и пористости по терригенной части разреза.

Сопоставление показывает наличие очень слабой связи между этими параметрами.

По результатам оценок  $K_{во}$  и  $K_{п\ отк}$  рассчитаны значения:

$$K_{п\ эфф} = K_{п\ отк} * (1 - K_{во}),$$

которые сопоставлены с  $K_{пр}$ .

На рисунке 2.5 приведено сопоставление  $K_{пр}$  и  $K_{п\ эфф}$ ., которое показывает наличие достаточно тесной связи, которая может быть использована для приблизительных количественных оценок некоторых параметров пород. В частности, по этой зависимости можно оценить величину абсолютного предела  $K_{пр}$  для границы коллектор – неколлектор, согласно установленной зависимости  $K_{пр}^{АБС.ПРЕД.} = 0.15$  мД. Этой проницаемости соответствует коэффициент открытой пористости около 6% рисунок 2.5. Следовательно, это значение открытой пористости можно считать абсолютным пределом по пористости.

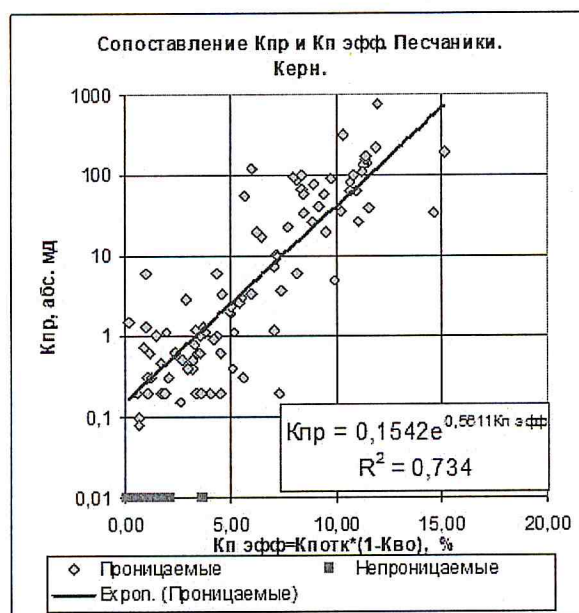


Рисунок 2.5 - Сопоставление коэффициентов проницаемости и эффективной пористости песчаников парфеновского горизонта

Величина нижнего предела  $K_{п\ отк}$  оценена путем анализа интегральных распределений  $K_{п\ отк}$  в пластах «сухих» и из которых получены промышленные притоки. Для этого были сформированы соответствующие выборки анализов керна. По этим выборкам оказалось возможным оценить только  $K_{п\ отк.ниж.пред.}$ . Если абсолютный предел показывает переход породы



от неколлектора к коллектору, то нижний предел показывает переход пласта в категорию промышленно-продуктивного коллектора. На рисунке 2.6 приведены кривые интегральных распределений, которые показывают, что пересечение кривых происходит в точке  $K_{п\text{ отк.}} = 7.9\% \sim 8$

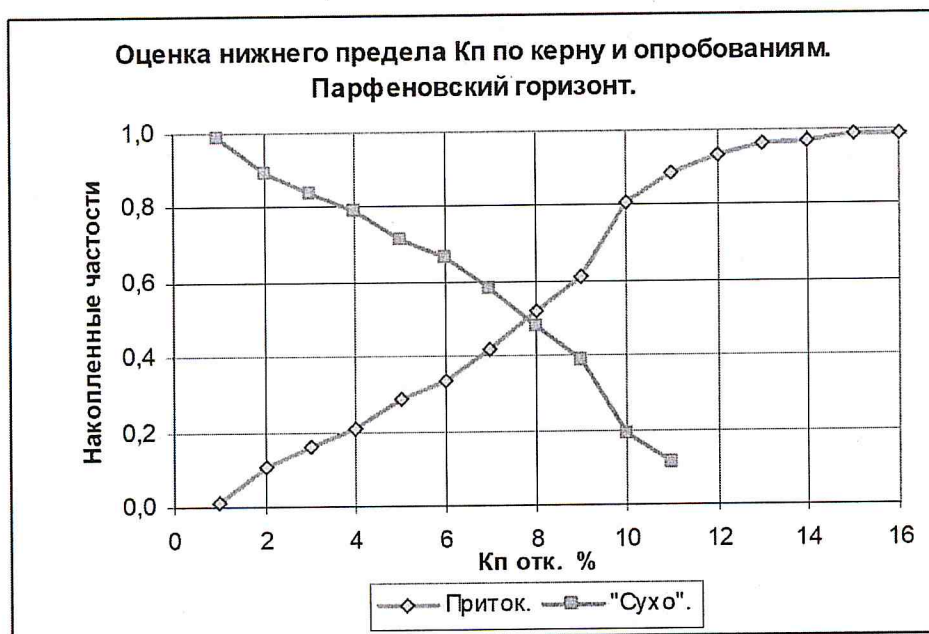


Рисунок 2.6 - Анализ интегральных кривых распределения  $K_{п\text{ отк.}}$  в пластах с притоком и «сухих», для песчаников парфеновского горизонта

Установленные по имеющемуся материалу величины нижних пределов, на настоящем уровне исследования залежи, можно принять для выделения промышленно-продуктивных пластов. Однако их следует рассматривать в качестве предварительных. Это следует из характера интегральных кривых распределений  $K_{п\text{ отк.}}$ , приведенных на рисунке 2.6. Они показывают, что эффективность классификации пород по установленной величине  $K_{п\text{ отк.}}$  ниж.пред. составляет всего около 0.51. Невысокая эффективность скорее всего обусловлена недостаточным выносом керна и количеством его исследований [5].

Среднестатистические характеристики по образцам керна приведены на рисунке 2.7.

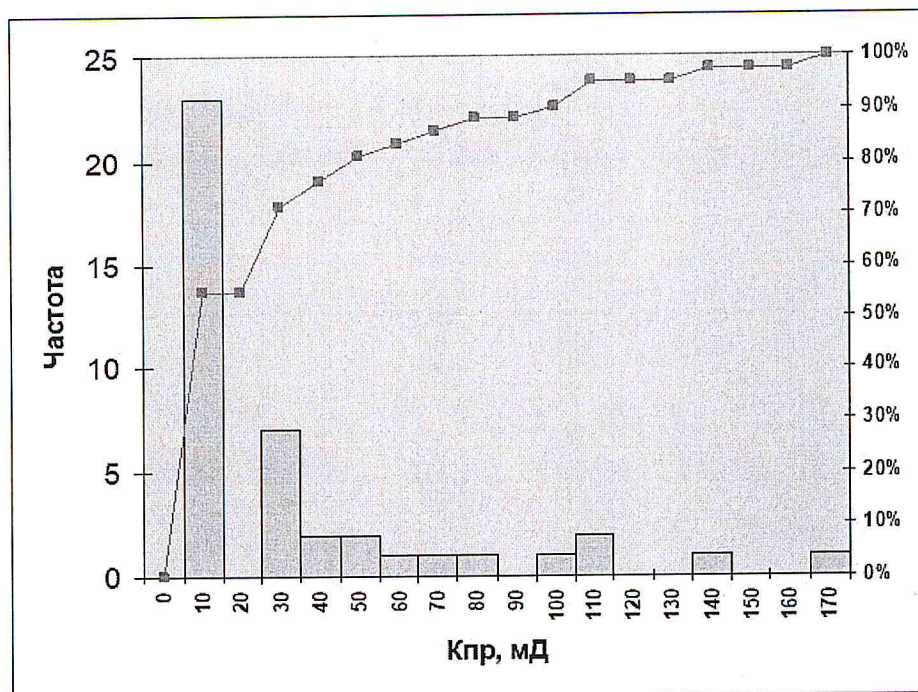


Рисунок 2.7 - Распределение абсолютной проницаемости по керну в коллекторах парфеновской терригенной пачки

### 2.3.2 Толщины продуктивных горизонтов (пластов) и показатели неоднородности

Доломито-песчаные отложения горизонта имеют в пределах Марковской площади довольно выдержанную мощность 22 - 26 метров, увеличиваясь в сторону погружения до 30 - 38 метров (рисунок 2.8).

Непосредственно терригенные образования в пределах парфеновского горизонта невыдержаны по площади и по разрезу. В северном направлении они полностью замещаются ангидрито-доломитовыми породами, а в южном — глинисто-алевритовыми. Зона терригенных пород парфеновского горизонта протягивается на 40 - 45 км при ширине 20 - 25 км в субширотном направлении (рисунок 2.9).

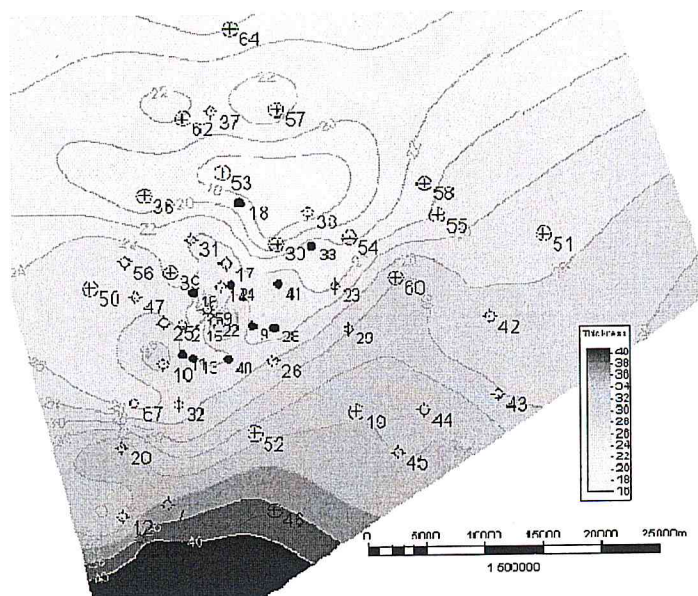


Рисунок 2.8 - Карта общих толщин парфеновских отложений в пределах Марковской площади

Толщина ее в пределах залежи меняется от 13.6 м до 19.5 м, в среднем составляя около 16 м. Проницаемые разности приурочены, в большинстве случаев, к верхней части терригенного разреза (2 м - 12.8 м по данным 16 скважин в районе залежи, в среднем около 7.5 м). Ухудшение коллекторских свойств в них связано со значительным количеством карбонатного цемента, что способствует образованию невыдержанных по площади тел, иногда значительной толщины (зона в районе скважин 2, 15, 22) В нижней части разреза (3 м - 8 м) преобладают глинистые разности.

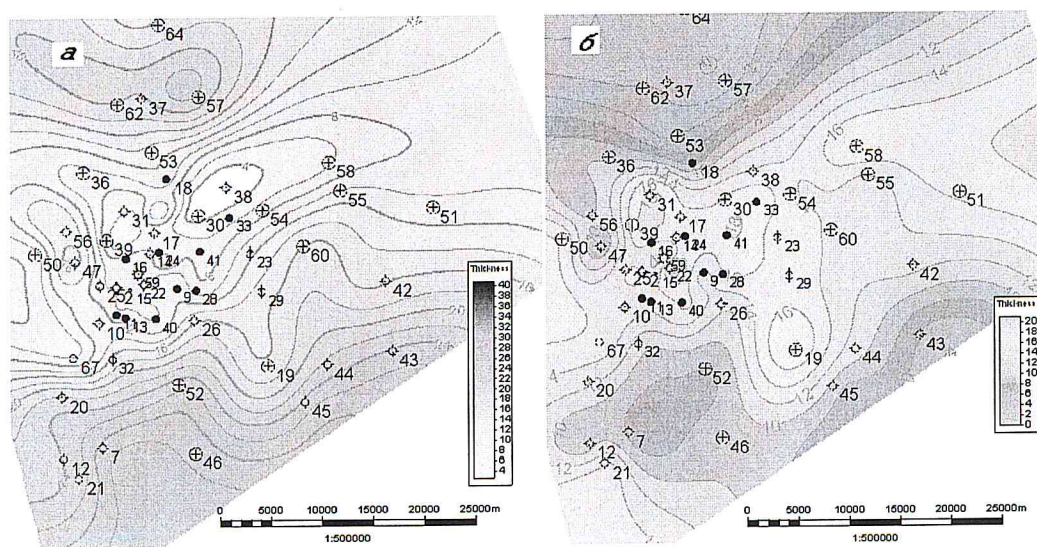


Рисунок 2.9 - Карты общих толщин парфеновской доломитовой (а) и терригенной (б) пачек

Эффективная толщина в пределах парфеновской терригенной пачки выделялась по комплексному анализу материалов промыслово-геофизических исследований, причем в большинстве случаев, на качественном уровне. Помимо этого учитывались результаты изучения коллекторских свойств керна, скорость проходки и количество поднятого керна из продуктивной части пласта. С севера граница замещения коллекторов, как отмечается в подсчете запасов, проведена довольно условно, так как в скважинах X2 и X8 при опробовании парфеновского горизонта были получены небольшие притоки газа.

Характеристики неоднородности коллекторов терригенной части парфеновского горизонта иллюстрируются на профилях, разрезающих месторождение в различных направлениях (рисунок 2.10-2.12).

Карта эффективных газонасыщенных толщин представлена на рисунке 2.13. Сведения о песчаности, расчлененности, эффективным и газонасыщенным толщинам представлены в таблицах 2.2-2.3.

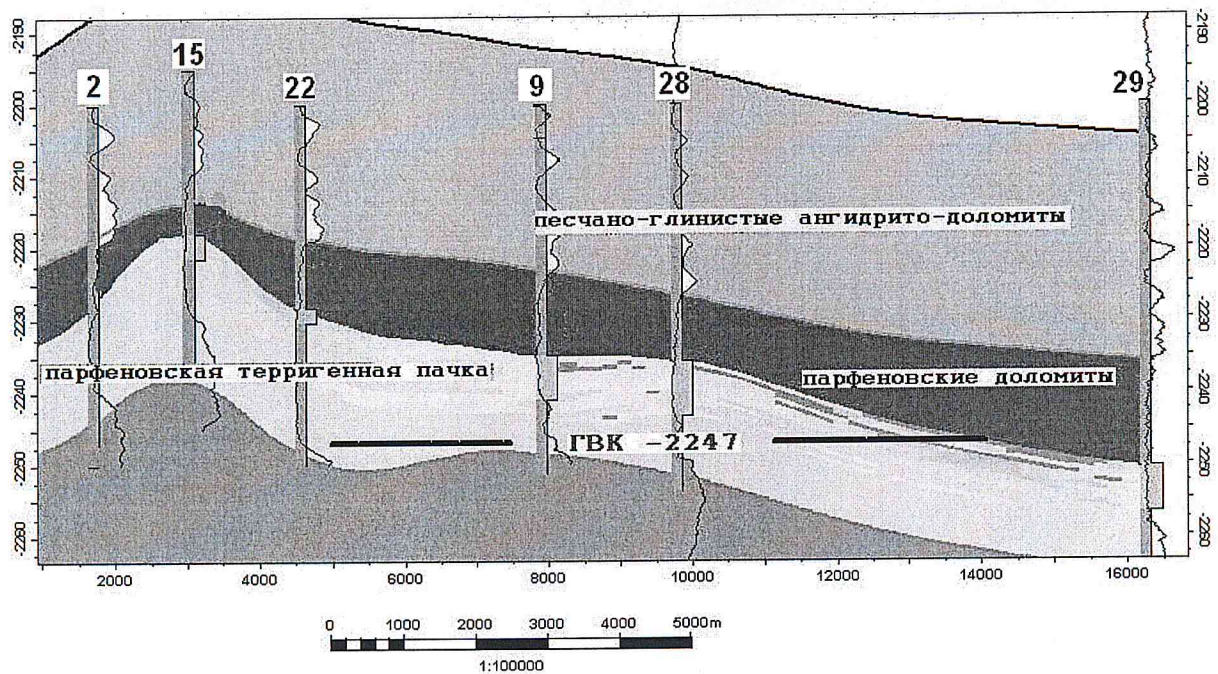


Рисунок 2.10 - Геологический профиль вдоль линии скважин (зона 1)

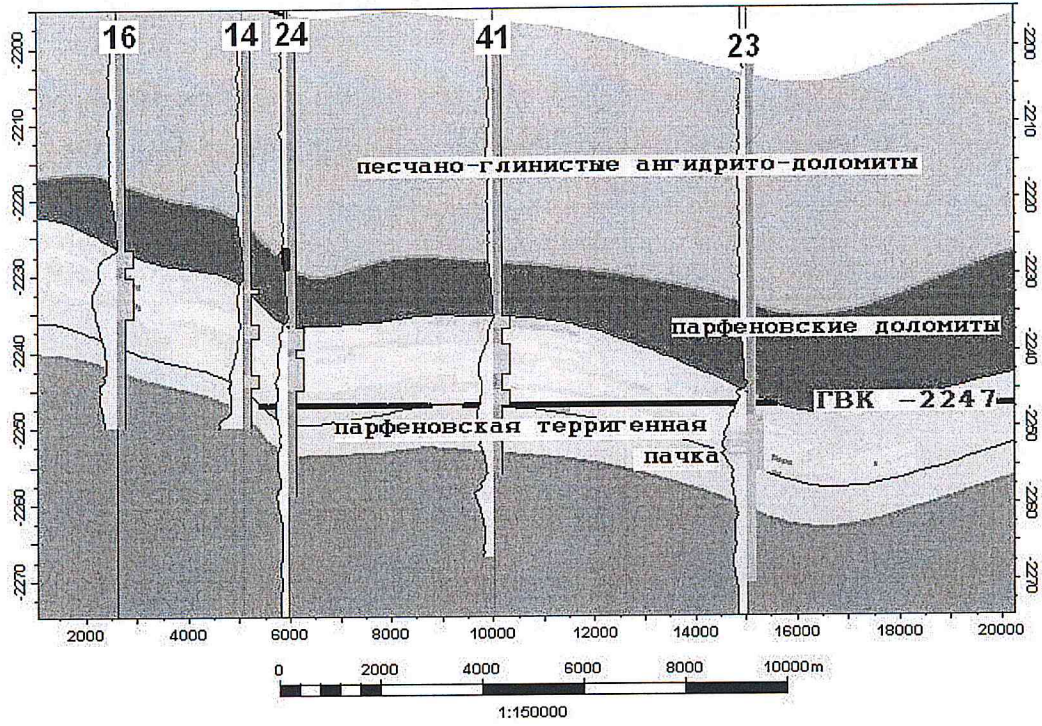


Рисунок 2.11 - Геологический профиль вдоль линии скважин (зона 2)

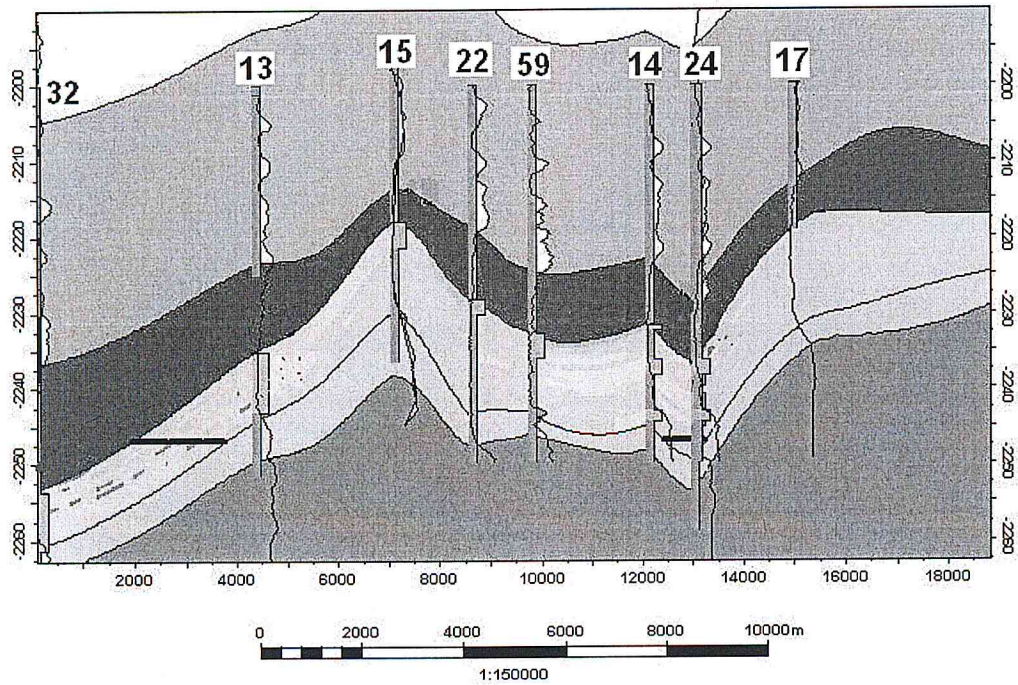


Рисунок 2.12 - Геологический профиль вдоль линии скважин (зона 3)

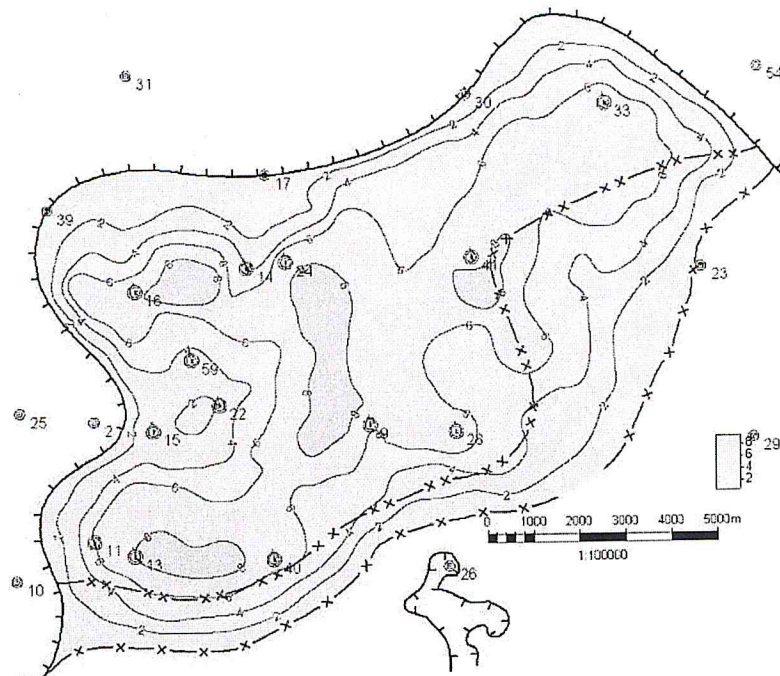


Рисунок 2.13 - Карта эффективных газонасыщенных толщин Парфеновского горизонта Марковского месторождения

Таблица 2.2- Статистические характеристики толщин пластов по скважинным данным

Толщина	Наименование характеристик	По пласту в целом
Общая	Средневзвешенные значения толщин, м	15.9
	Коэффициент вариации, доли ед.	0.100
	Интервал изменения, м	13.6 – 19.5
Газонасыщенная	Средневзвешенные значения толщин, м	6.0
	Коэффициент вариации, доли ед.	0.336
	Интервал изменения, м	2.0 – 8.0
Эффективная	Средневзвешенные значения толщин, м	6.4
	Коэффициент вариации, доли ед.	0.3
	Интервал изменения, м	2.0 – 8.0

Таблица 2.3 - Статистические показатели характеристик неоднородности парфеновской терригенной пачки Марковского месторождения

Кол-во скважин, используемых для определения	Коэффициент песчаности		Коэффициент расчлененности		Другие показатели неоднородности
	среднее знач-е	коэфф. вариации	среднее знач-е	коэфф. вариации	
Газонасыщенная: 13	0.87	0.246	1.50	0.505	
Водонасыщенная: 3	1.00	0.000	1.00	0.000	
По пласту:	0.9		1.4		

## 2.4 Анализ выработки запасов нефти

При подсчете запасов 1968 г. ГВК принят наклонным в юго-западном направлении. На подсчетном плане нанесен только внешний контур газоносности на абсолютной отметке кровли пласта -2244 м (рисунок 2.14). Поверхность ГВК не приводится, в связи с чем не определен внутренний контур и газоводяная часть (либо нефтяная оторочка) залежи не выделяются.

Подошва песчаных образований парфеновского горизонта в пределах залежи отбивается в этих скважинах на абсолютных отметках от -2235 м до -2250 м. Соответственно, подошва коллектора колеблется от 2221.4 м до 2247 м.

При опробовании интервала 2540 м – 2555 м был получен приток пластовой воды с нефтью.

Второй пропласток представлен керновым материалом. По лабораторным определениям коэффициент пористости равен 13.1%, проницаемость 26.3 мД. Кровля пропластка отбивается на абсолютной отметке -2248.6 м, которая и была принята за кровлю сообщающегося коллектора.

Данные опробования и испытания разведочных скважин с достаточной степенью уверенности обосновывают принятый контакт на абсолютной отметке

-2247 м. Дебиты газа при испытании достигают 443 тыс.м<sup>3</sup>/сут, конденсата – 50 м<sup>3</sup>/сут (скв.Х1); 526 тыс.м<sup>3</sup>/сут, конденсата – 50 м<sup>3</sup>/сут (скв. Х4).

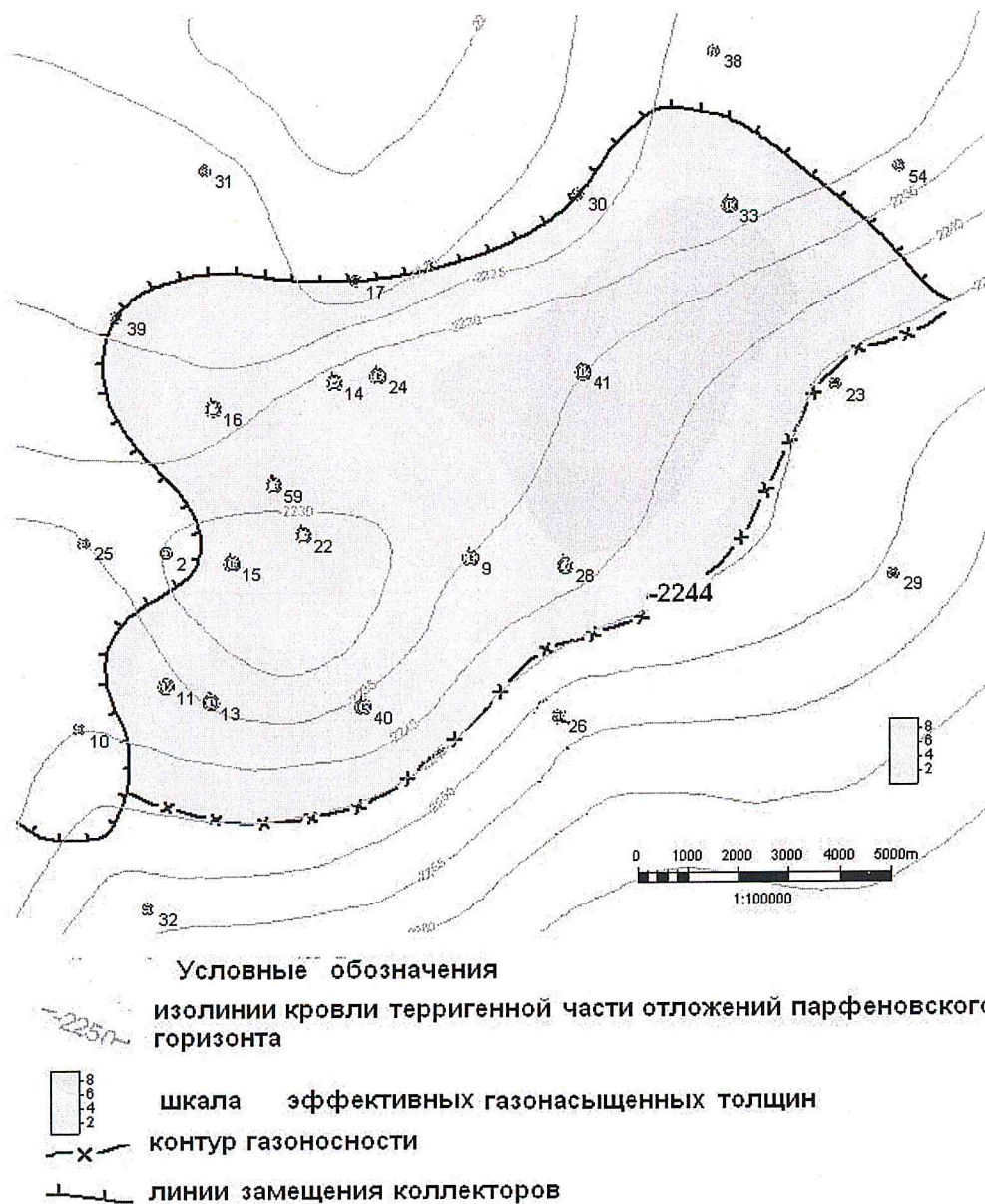


Рисунок 2.14 - Структурная карта по кровле терригенных образований и карта эффективных газонасыщенных толщин парфеновского горизонта (подсчет запасов 1968г.)

Покрышкой залежи служат доломиты верхней части парфеновского горизонта, средней толщиной от 6 м до 12 м, характеризующиеся низкими коллекторскими свойствами. Границей залежи в зоне отсутствия коллекторов



являются плотные и заглинизированные разности терригенных образований. Общая площадь газоносности парфеновской терригенной пачки составляет 130 км<sup>2</sup>. Газоконденсатная и газоводяная части составляют соответственно 102.14 и 27.86 км<sup>2</sup>

Абсолютная глубина залегания проницаемой части пласта в пределах залежи по данным 24 скважин колеблется от -2217.8 м до -2247 м, в среднем составляя -2232 м. Высота залежи – 29.2 м. Среднее пластовое давление в залежи равно 268 атм.

### **3 Специальная часть**

#### **3.1 Понятие гидродинамического моделирования и гидродинамической модели**

Гидродинамическая модель представляет собой математическую модель, которая воспроизводит физические процессы, происходящие на месторождении, при его разработке. Отличие гидродинамической модели от геологической заключается в наличии дополнительных параметров, большей схематизацией строения, возможным объединением нескольких геологических объектов в единый объект моделирования. При наличии истории разработки необходима адаптация гидродинамической модели к данным разработки. Под адаптацией модели понимается коррекция определенных параметров модели на основе согласования результатов расчетов, когда технологические показатели предшествующего периода разработки, полученные на модели, согласуются с фактической динамикой разбуривания объектов, добычи нефти, закачки агентов, пластовых и забойных давлений, обводненности продукции скважин и газовых факторов.

Процесс моделирования — это мощный метод управления пластом. Оно позволяет инженеру понять геологию пласта и предсказать его поведение при различных сценариях разработки. Прогнозирование поведения пласта используется для решения проблем, связанных с планированием эксплуатацией и диагностикой на всех стадиях разработки месторождения.

ГДМ включает в себя:

– Геологическую модель (ГМ). Сюда входят такие параметры как пористость, проницаемость, песчанистость, начальная, водонасыщенность, а так же данные сеймики и исследования керна.

- Данные разработки, такие как Гид, ГРП, техрежимы (забойное давление и т.п.)
- PVT-свойства. Сюда же входят вязкость нефти и воды, сжимаемость, объемный коэффициент и газонасыщенность [1].

### **3.2 Актуальность использования ГДМ при разработке месторождения**

Марковское месторождение и, в частности, парфеновский горизонт характеризуется высокой степенью изученности. Результатом всестороннего интегрированного анализа геолого-физической и промысловой информации являются достоверные геолого-технологические модели, на основе которых можно принимать решения по дальнейшему изучению и оптимизации разработки залежей углеводородов. Геологические и гидродинамические модели являются центральными объектами, на основании которых ведется разработка месторождений. Модели должны быть основаны на всем доступном объеме информации (сейсмические исследования, ГИС, промысловые исследования, история добычи), согласованной между собой и непротиворечивой. Для того, чтобы создать гидродинамическую модель, необходимо пройти множество этапов, начиная от исследований керна и заканчивая созданием геологической модели, а затем гидродинамической [7]. В настоящее время основными задачами геолого-геофизического и гидродинамического моделирования для большинства месторождений нефти сибирских регионов являются:

- прогнозирование зон остаточных извлекаемых запасов с целью повышения коэффициента извлечения нефти;
- рекомендации на проведение геолого-технических мероприятий на длительно разрабатываемых месторождениях;

- определение перспектив промышленной эксплуатации новых залежей, приуроченных к небольшим структурам и расположенных вблизи крупных месторождений с развитой инфраструктурой;
- построение детальных цифровых геолого-технологических моделей залежей углеводородов для достоверного прогноза технологических показателей разработки на гидродинамических моделях.

### **3.3 Обоснование расчетной модели**

Построение трехмерной гидродинамической (фильтрационной) композиционной модели, настройка ее на историю разработки, а также расчеты технологических показателей разработки выполнялись при помощи программного обеспечения ECLIPSE компании Schlumberger.

#### **3.3.1 Размерность гидродинамической сетки**

Для точного отражения деталей геологического строения залежи гидродинамическая сетка принята такая же, как в геологической модели. Общее число ячеек гидродинамической модели составляет 165135, в т. ч. активных – 38616. Число гидродинамических слоев равно 15, количество ячеек по латерали равно 11009 (109 x 101). Размеры гидродинамических ячеек по горизонтали составляют 200м x 200м., толщина ячеек варьирует в диапазоне 0.125 - 1.15м (средняя 0.7м). Число ячеек между проектными скважинами больше трех, что достаточно для корректного моделирования гидродинамического взаимодействия скважин.

Распределение пористости, проницаемости и начальной газонасыщенности в гидродинамической модели такое же, как в геологической модели. Начальные

запасы газа в модели соответствуют запасам, принятым для проектирования. На рисунке 3.1 представлено распределение начальной газонасыщенности в фильтрационной модели залежи в плане и на разрезах.

### 3.3.2 Начальные термобарические условия в пласте

Пластовая температура равна  $34^{\circ}\text{C}$ . Средневзвешенное по газонасыщенному поровому объему начальное пластовое давление соответствует величине, принятой при подсчете запасов газа - 26.3 МПа.

В модели осуществлена равновесная гравитационно-капиллярная инициализация путем задания глубины газоводяного контакта, начального пластового давления на нем и кривых относительных фазовых проницаемостей.

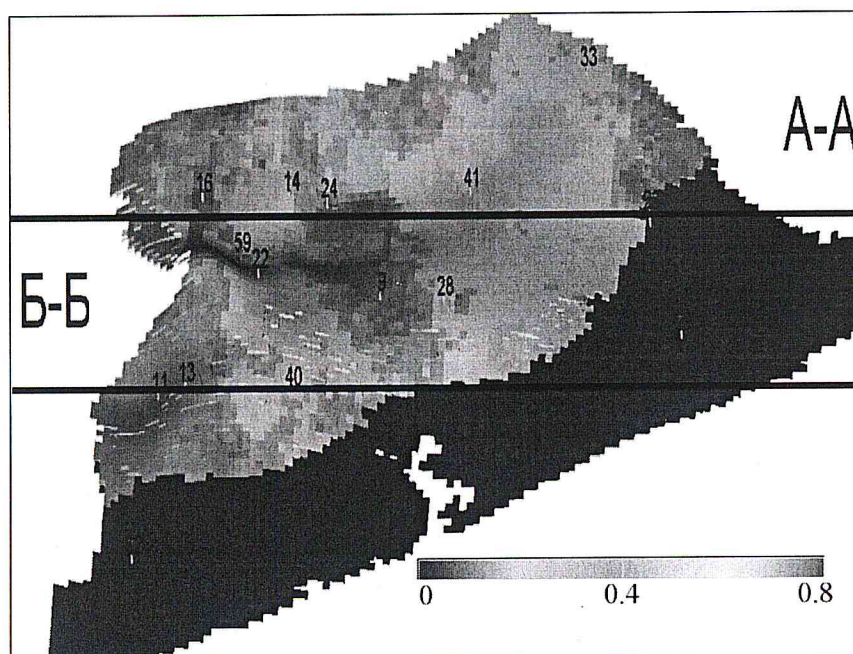


Рисунок 3.1 (а) - Общий вид фильтрационной модели, распределение начальной газонасыщенность

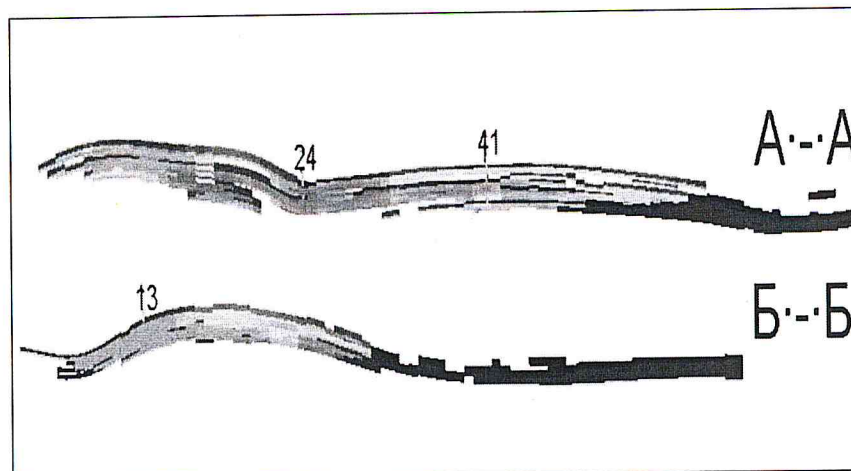


Рисунок 3.1 (б) - Общий вид фильтрационной модели, распределение начальной газонасыщенность

### 3.3.3 Относительные фазовые проницаемости

Так как экспериментальные исследования зависимости относительных фазовых проницаемостей от насыщенности на керне парфеновского горизонта не проводились, в модели использованы ОФП для терригенных пород со схожими свойствами, взятые по литературным данным (рисунок 3.2-3.3).

Принимается допущение об отсутствии переходной зоны на контакте газ-вода и, соответственно, нулевое капиллярное давление. Кривые ОФП в каждой ячейке гидродинамической модели заданы из исходного набора кривых путем масштабирования конечных точек.

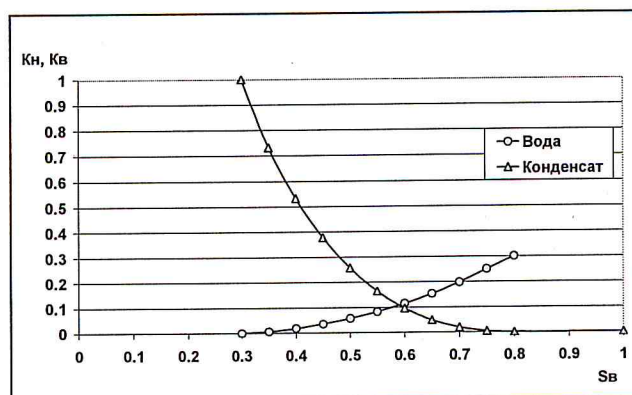


Рисунок 3.2 - Относительные фазовые проницаемости в системе вода-конденсат

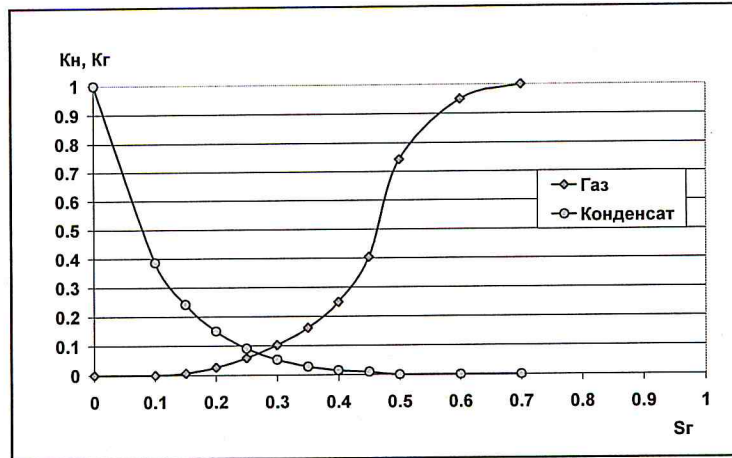


Рисунок 3.3 - Относительные фазовые проницаемости в системе газ-конденсат

### 3.3.4 Описание свойств пластовых флюидов

При построении PVT модели учитывались имеющиеся данные о составе и физико-химических характеристиках газа и конденсата, полученные в процессе промысловых и лабораторных исследований. Для описания свойств пластовой углеводородной смеси в гидродинамических расчетах принята 12-компонентная композиционная модель, созданная с использованием уравнения состояния (Peng-Robinson). Композиционная модель позволяет корректно учесть фазовые превращения в пласте, взаимодействие закачиваемого газа с пластовым, изменение свойств газа и конденсата при давлениях ниже давления начала конденсации, а также рассчитать динамику состава добываемого сырья в процессе разработки. Реальными компонентами модельной смеси являются: азот, углекислый газ, гелий, метан, этан, пропан, бутан. Углеводороды C5+ представлены пятью псевдокомпонентами, выделенными по результатам лабораторных исследований фракционного состава конденсата. Состав модельной смеси соответствует начальному составу пластового газа. Вязкость пластового газа в модели рассчитывается по эмпирическому методу (Lorenz-

Bray-Klark). На рисунок 3.4 приведена зависимость свойств пластового газа от давления по результатам расчета дифференциальной конденсации.

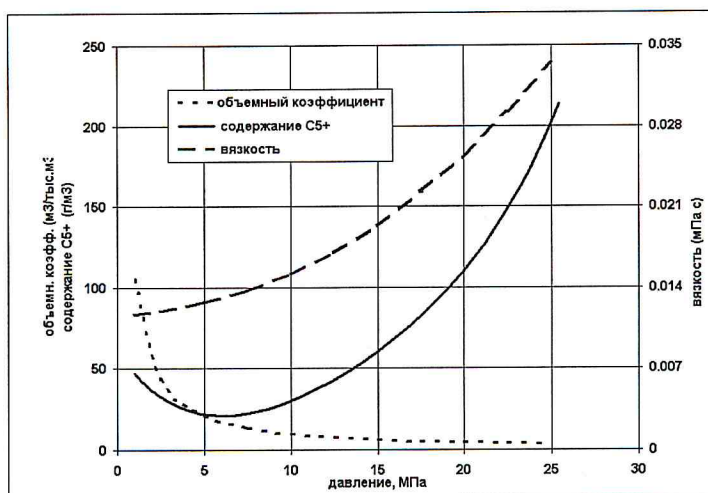


Рисунок 3.4 - Зависимость свойств пластового газа от давления

## 3.4 Построение ГДМ

### 3.4.1 Исходные данные для технологических расчетов

Исходными данными для технологических расчетов показателей разработки являются материалы геологоразведочных работ, утвержденные запасы газа и конденсата, результаты исследований и эксплуатации скважин; лабораторных исследований проб газа, конденсата и пластовой воды.

Геологические характеристики для технологических расчетов представлены в таблице 3.1.

При моделировании скважин в гидродинамической модели задается следующая информация:

- номер, координаты и статус скважины (добывающая, нагнетательная);
- интервалы перфорации, скин-фактор;
- коэффициент эксплуатации и технологические режимы работы скважин на конкретные даты.



Таблица 3.1 - Геологические характеристики для технологических расчетов

Наименование	Величины
Средняя глубина залегания пластов объекта, м	2585
Размеры объекта (длина/ширина), км	17.4 / 10
Площадь газоносности, км <sup>2</sup>	130
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	4.9
Средняя газонасыщенность, доли ед.	0.7
Средняя водонасыщенность, доли ед.	0.3
Средняя пористость, доли ед.	0.096
Средняя проницаемость, мД	14
Пластовое давление, МПа	
начальное	26.28
2006г. (район скв. 16 и 24)	24.45
Пластовая температура, оС	34
Свойства флюидов в пластовых условиях:	
плотность газа, г/см <sup>3</sup>	0.302
плотность воды, г/см <sup>3</sup>	1.26
вязкость газа, мПа·с	0.0367
вязкость воды, мПа·с	1.67
свехсжимаемость газа	0.8
Балансовые запасы пластового газа (категория С1), млрд.м <sup>3</sup>	13.551
Содержание стабильного конденсата, г/м <sup>3</sup>	236
Балансовые запасы стабильного конденсата (категория С1), тыс.т	3198

В качестве технологических ограничения на работу скважин принимаются максимально допустимая депрессия на пласт (4.5 МПа) и минимально допустимое устьевое давление (1 МПа) по добывающим скважинам, максимальное устьевое давление по нагнетательным скважинам (25 МПа).

Проведение на скважинах гидроразрыва пласта в модели отражается заданием скин-фактора равным  $-3$ .

Промысловые данные для технологических расчетов даны в таблице 3.2.

Таблица 3.2 -Промысловые данные для технологических расчетов

Наименование	Величины
Скин-фактор:	
для проектных скважин с ГРП	-3
для проектных скважин без ГРП	0
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	0.828
Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	0.8835
Максимально допустимая депрессия на пласт по добывающим скважинам, МПа	4.5
Минимально допустимое устьевое давление по добывающим скважинам, МПа	1
Максимальное устьевое давление по нагнетательным скважинам, МПа	25

### 3.4.2 Технологические показатели разработки

С использованием композиционной гидродинамической модели выполнены расчеты технологических показателей по 5 вариантам разработки:

- 1) применение ГРП;
- 2) разработка на истощение;
- 3) закачка в пласт газа, содержащего пропан и бутан;
- 4) применение горизонтальных добывающих скважин;
- 5) применение сайклинг процесса.

Анализ результатов расчетов технологических показателей разработки позволяет сделать следующие выводы:

– применение ГРП дает возможность обеспечить проектный уровень отбора газа 750 млн.м<sup>3</sup>/год меньшим числом скважин.

– при разработке на истощение коэффициент извлечения конденсата существенно ниже (29.4%), чем в вариантах с применением сайклинг-процесса (до 53.1%).

– закачкой в пласт газа, содержащего пропан и бутаны, достигается конденсатоотдача до 42.2%. Высокая концентрация в закачиваемом газе этих компонентов способствует повышению конденсатоотдачи, так как они являются хорошими растворителями.

– при применении горизонтальных добывающих скважин коэффициент извлечения конденсата ниже (41.6%), чем при применении ГРП (45.6%).

Конечный коэффициент извлечения конденсата зависит от продолжительности периода закачки.

При накопленной добыче газа 12.2 млрд.м<sup>3</sup> (90% от начальных запасов в пласте) накопленная добыча конденсата и выработка пропан-бутанов по рассмотренным вариантам составит:

по варианту 1 - конденсат - 1452 тыс.т; пропан-бутаны – 924 тыс.т ;

по варианту 2 - конденсат - 1415 тыс.т; пропан-бутаны – 928 тыс.т ;

по варианту 3 - конденсат - 1301 тыс.т; пропан-бутаны – 915 тыс.т;

по варианту 4 - конденсат - 913 тыс.т; пропан-бутаны – 883 тыс.т;

по варианту 5- конденсат – 1646 тыс.т; пропан-бутаны – 942 тыс.т.

Анализ результатов показателей эффективности разработки газоконденсатных ресурсов залежи свидетельствует о том, что проект является очень привлекательным по всем вариантам. Однако наиболее технологически эффективным вариантом является применение сайклинг-процесса.

Иллюстрация динамики технологических показателей рекомендуемого варианта представлена на рисунках 3.5-3.10 Распределение пластового давления по этому варианту на разные годы разработки, а также фронта закачки газа и конденсатонасыщенности пласта на 2022 год показано на рисунках 3.11 – 3.14.

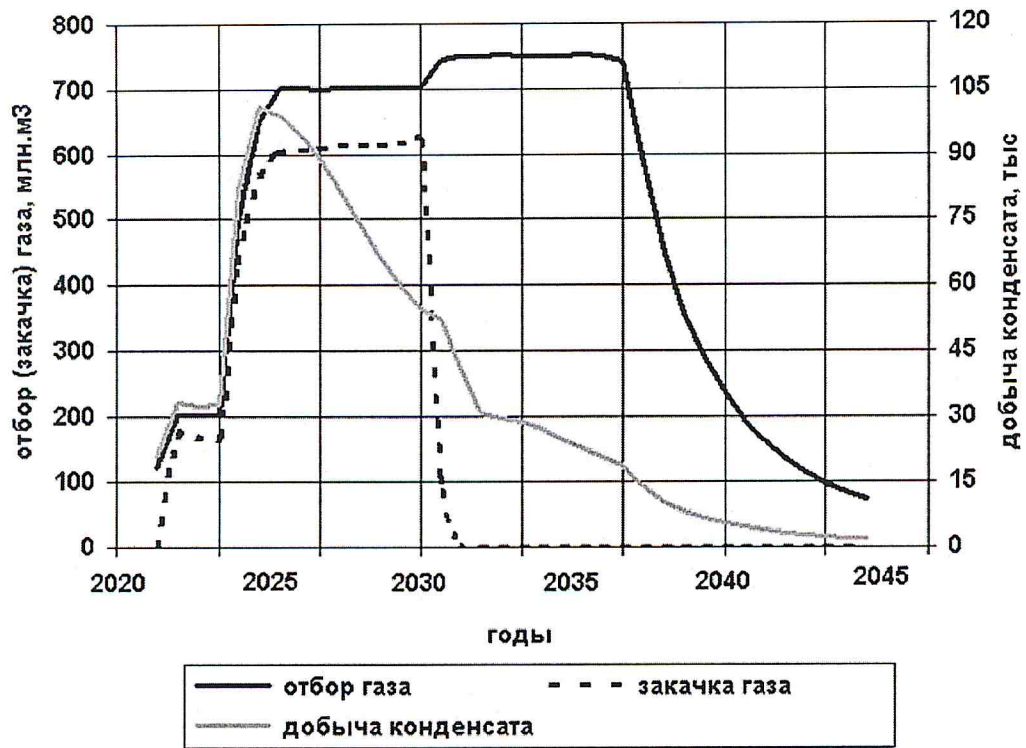


Рисунок 3.5 - Динамика годовой добычи конденсата, отбора и закачки газа по рекомендуемому варианту

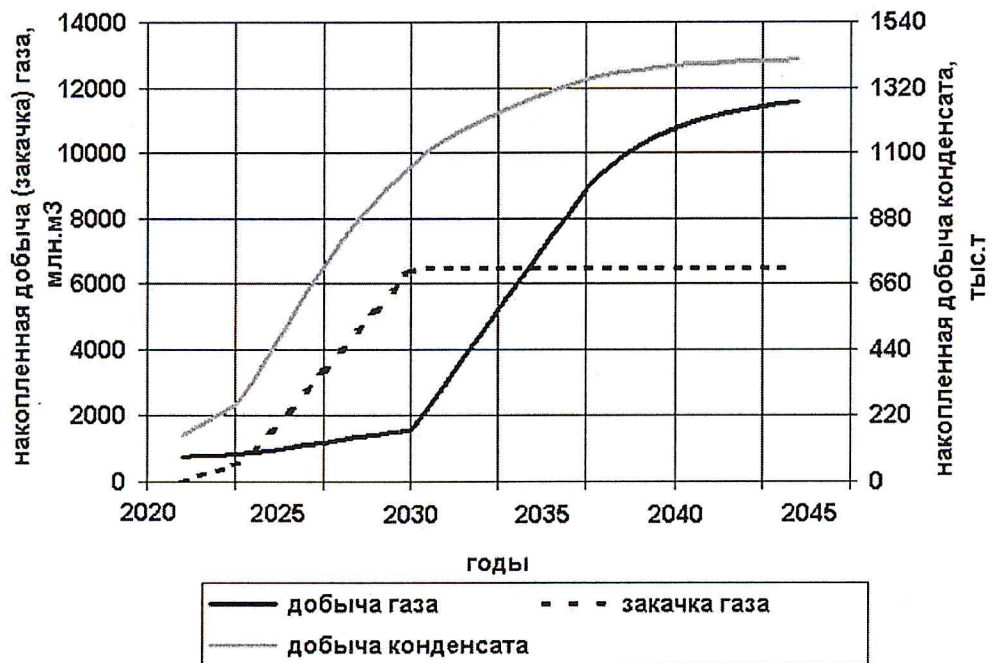


Рисунок 3.6 - Динамика накопленной добычи конденсата и газа, закачки газа по рекомендуемому варианту

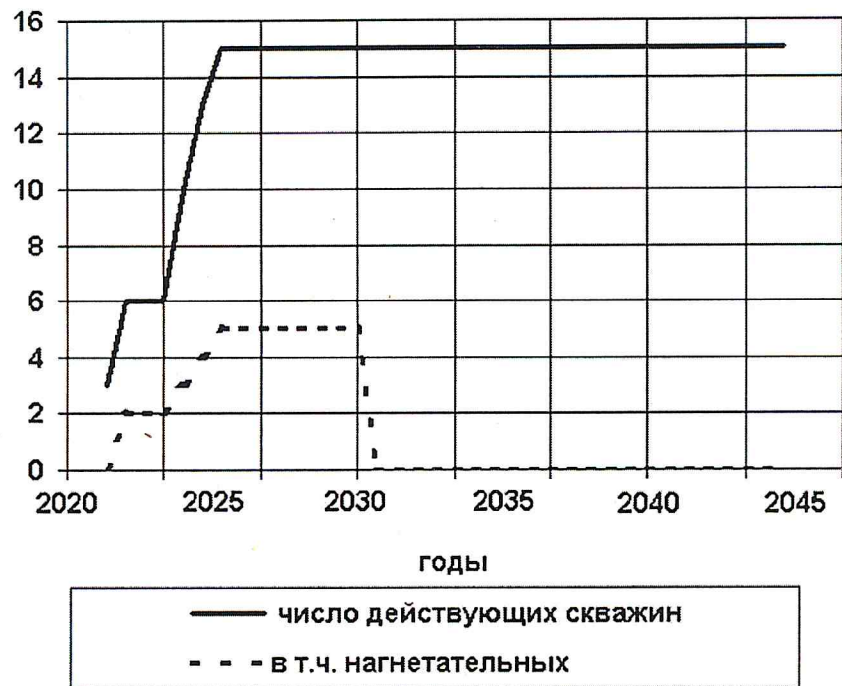


Рисунок 3.7 - Динамика числа действующих скважин по рекомендуемому варианту

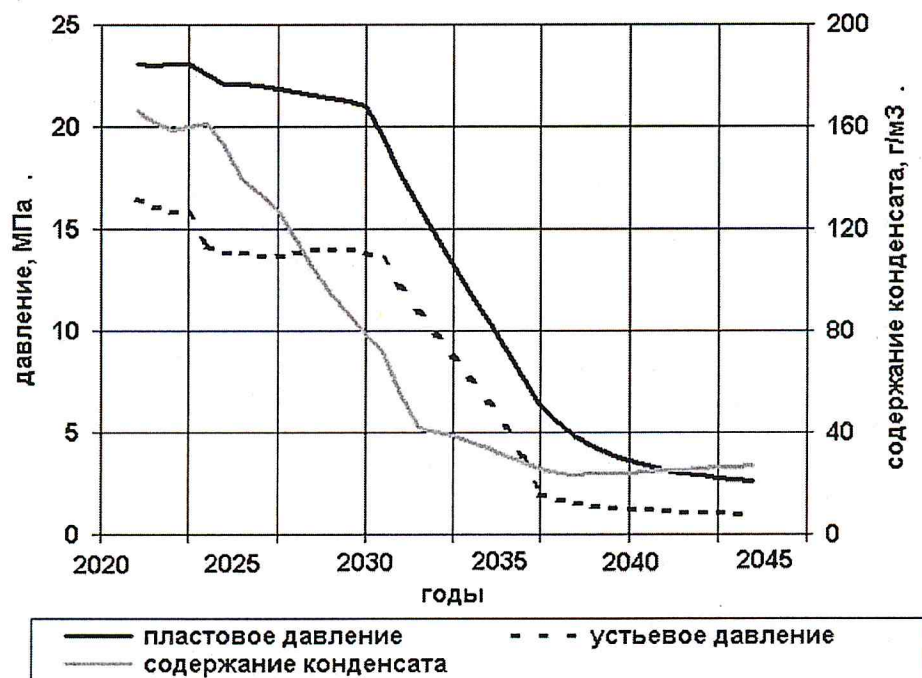


Рисунок 3.8 - Динамика пластового, устьевое давления по добывающим скважинам и конденсатосодержания добываемого газа для рекомендуемого варианта

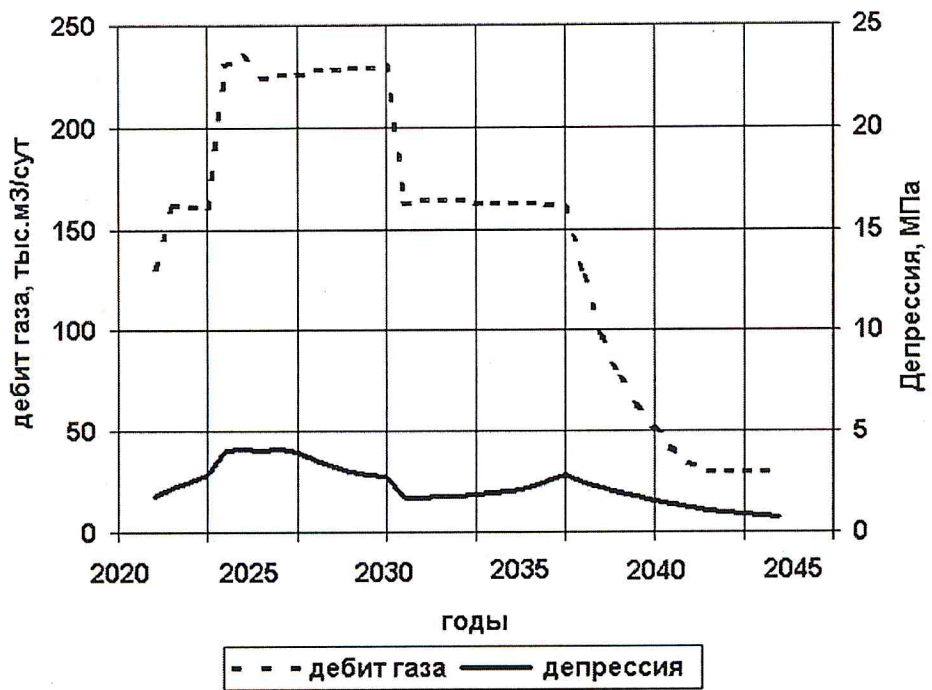


Рисунок 3.9 - Динамика среднего дебита и депрессии по добывающим скважинам для рекомендуемого варианта

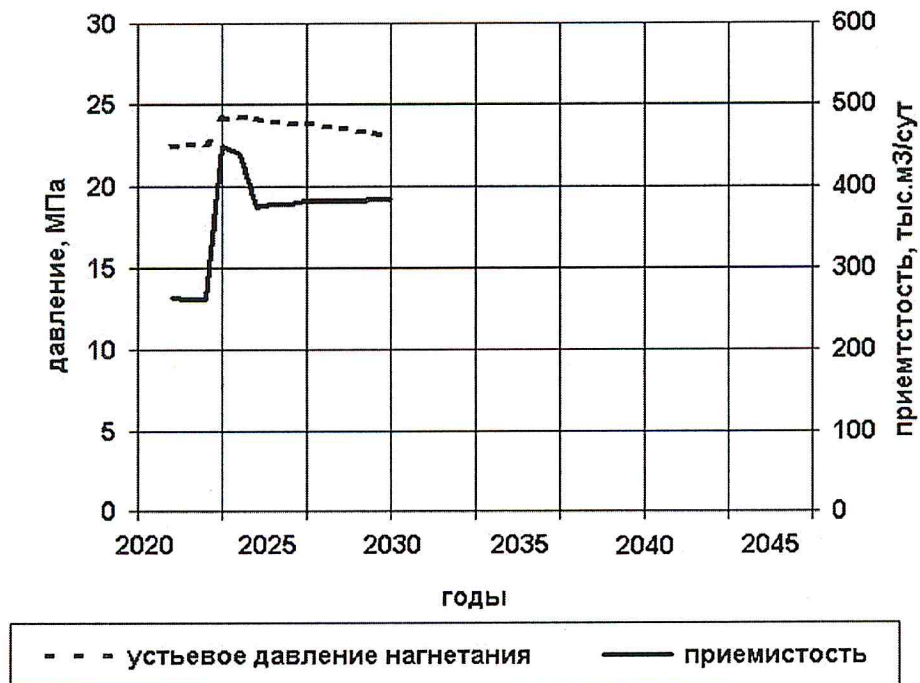


Рисунок 3.10 - Динамика средней приемистости и устьевого давления по нагнетающим скважинам для рекомендуемого варианта

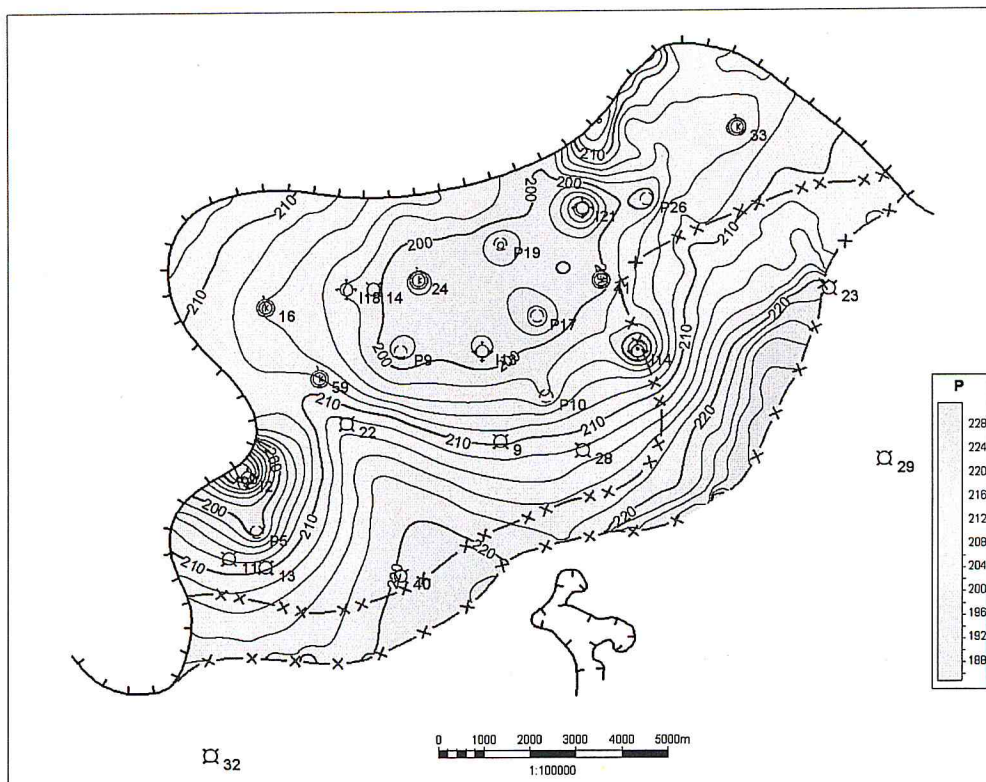


Рисунок 3.11 - Карта пластового давления на 2022 год по рекомендуемому варианту

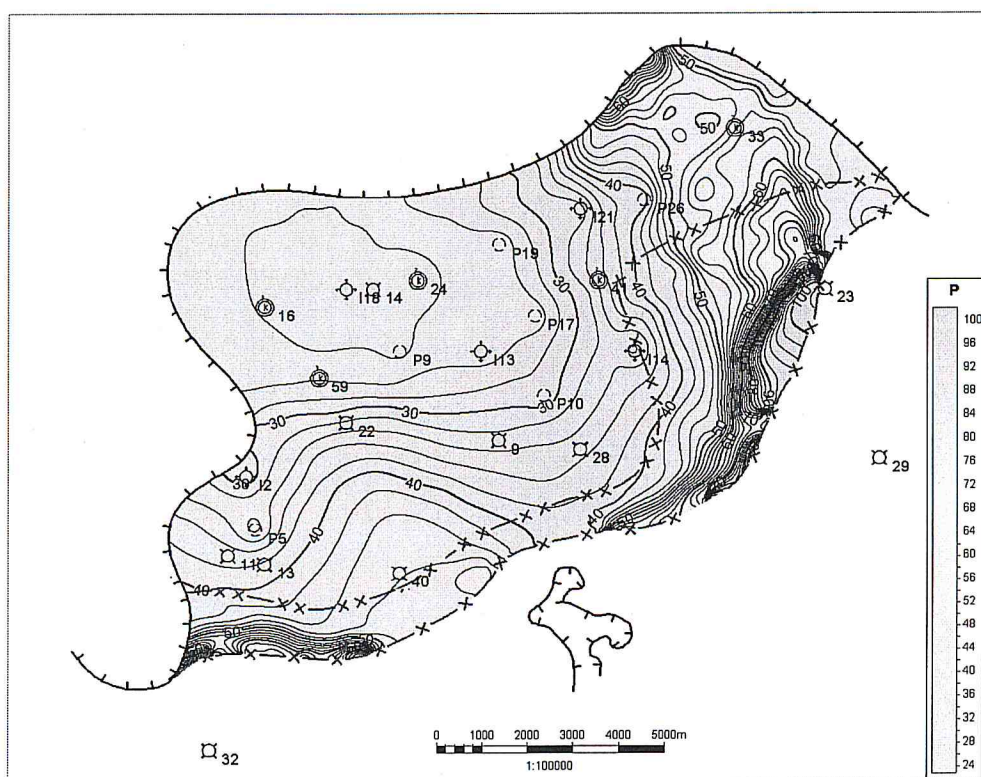


Рисунок 3.12 - Карта пластового давления на 2042 год по рекомендуемому варианту

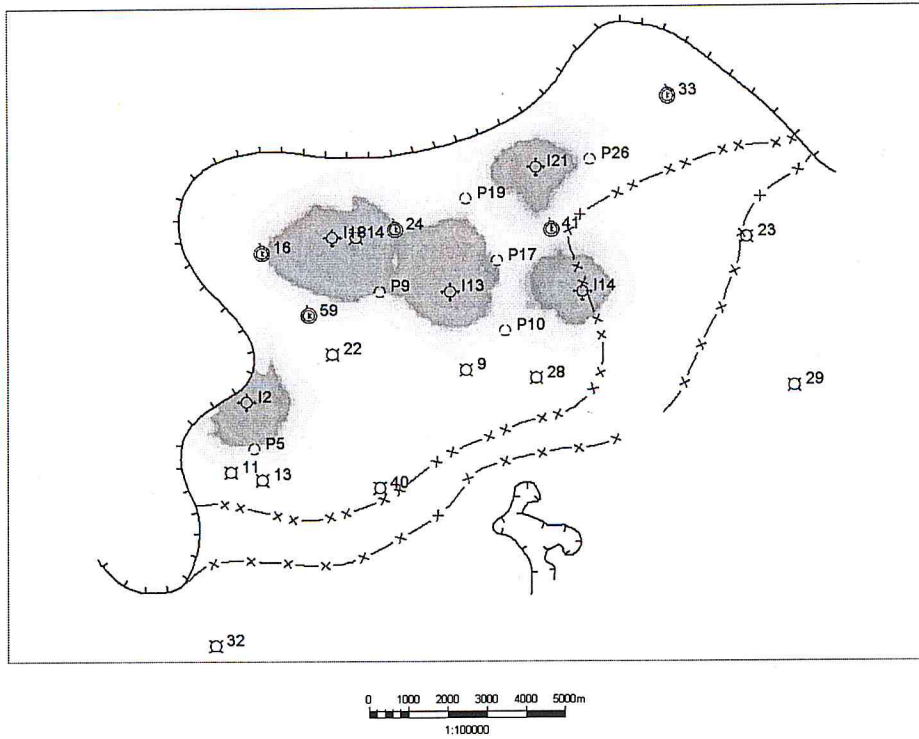


Рисунок 3.13 - Фронт закачки газа на 2022 год по рекомендуемому варианту

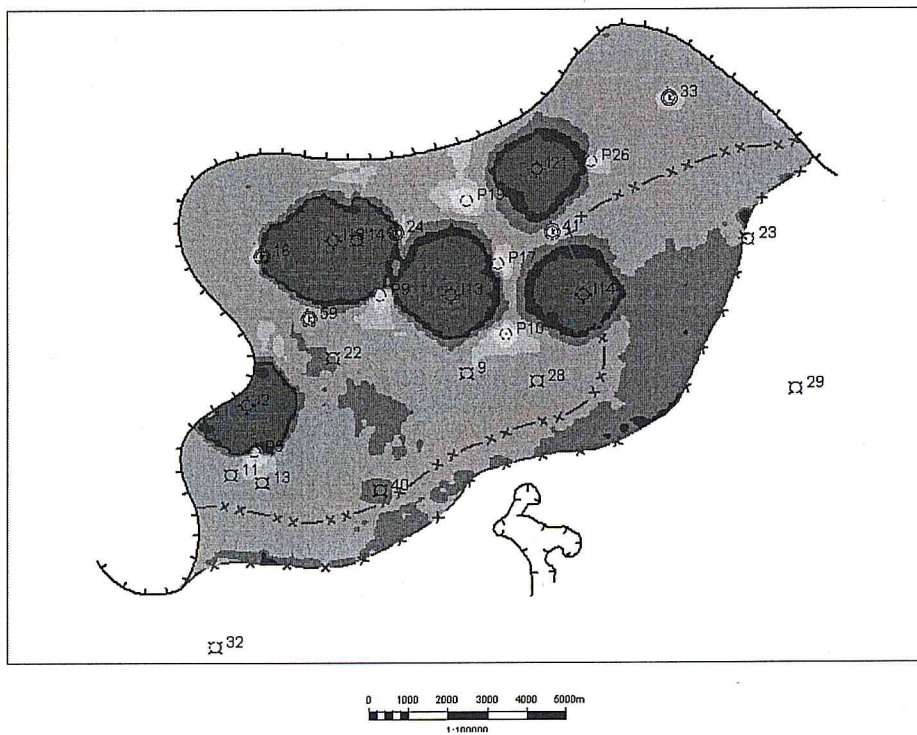


Рисунок 3.14 - Распределение конденсатонасыщенности пласта на 2022 год по рекомендуемому варианту



## **4 Экология и безопасность производства**

Целью данного раздела является рассмотрение нормативно-правовой документации, регламентирующей безопасное ведение работ на предприятиях нефтяной и газовой промышленности, направленных на минимизацию вредных воздействий на экосистему с учетом особенностей природной и геологической среды.

В настоящее время из-за вмешательства человека изменяются свойства и состав литосферы, повышается запыленность атмосферы, её нижние слои насыщаются вредными для живых организмов веществами, а загрязнение вод делают эту среду несовместимой с жизнью морских организмов. Одной из основных причин, отрицательно воздействующих на окружающую среду, является добыча углеводородов, которые представляют собой серьезную угрозу для жизни человека, флоры и фауны. Для России, одного из мировых лидеров по нефтедобыче, экологические проблемы стоят наиболее остро.

### **4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.**

Целью сооружения нефтяных и газовых скважин является достижение залежей углеводородов в земных недрах и получение промышленного притока. Все работы на завершающем этапе объединяют единым термином «заканчивания скважин», основным технологическим процессом которого является бурение ствола скважины.

Деятельность оператора буровой установки связана с техническим обслуживанием установки, контролем за процессом бурения, планированием и

расчетом траектории бурения. Все процессы проводятся непосредственно на буровой.

Общая оценка условий труда устанавливается по наиболее высокому классу и степени вредности отдельных факторов, общая оценка условий труда для оператора буровой установки соответствует 3 классу вредности 2 степени [2].

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда [23].

Наиболее опасной аварийной ситуацией является взрыв газовоздушной смеси, к которому может привести нарушение технологического процесса или изношенность оборудования.

## **4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Проведение работ происходит на открытом пространстве на площадке месторождения. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме. Марковское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Восточной Сибири на территории Усть-Кутского района Иркутской области. Согласно классификации климатического районирования, для строительства рассматриваемая территория относится к I климатическому району, подрайон ID [17].

Месторождение находится в зоне резко континентального климата умеренного пояса. Этот тип климата характеризуется постоянным господством континентального воздуха умеренных широт, малой облачностью, большой годовой амплитудой температур воздуха. В холодный период года в этих широтах расположен центр зимнего Азиатского антициклона с отрогом, поэтому зимой здесь преобладает режим высокого давления. По этой причине зимние осадки небольшие и убывают с удалением вглубь материка, снежный покров невысокий.

В рассматриваемом районе зима является преобладающим по продолжительности временем года. Для ее начала характерны сильные ветры, большие колебания температур. В январе преобладает ясная и морозная погода. В зимние месяцы вероятны редкие и кратковременные оттепели. Постоянный снежный покров держится с середины октября до начала мая. Высота его незначительная, что в сочетании с низкими температурами и продолжительной зимой обуславливает глубокое промерзание грунта.

В переходные периоды (весна, осень) погода характеризуется большим непостоянством: в течение одних и тех же суток ясная и теплая погода меняется на холодную и обратно. Лето теплое. Сравнительно высокие температуры в летние месяцы поддерживаются выносом прогретого континентального воздуха из южных районов. Из-за ночного выхолаживания максимальное прогревание воздуха наступает в середине лета [18].

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Отопительные приборы следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С [15].

### **4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования**

Территория месторождения делится на производственные площадки, которые определены знаками безопасности и аншлагами, места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда. Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м<sup>2</sup> на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м<sup>2</sup>. Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м<sup>2</sup> на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м<sup>2</sup>. Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках. Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды [13].

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 80 дБ [14].

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ должны быть обозначены знаками безопасности [14].

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 4.1 [16].

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении [16].

Каждый рабочий должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.) [11].

Таблица 4.1 – Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению

Рабочие места, подлежащие освещению.	Разряд зрительной работы	Место установки светильников	Отраслевая норма освещённости, лк	Рекомендуемая освещенность, лк
Роторный стол	II	На ногах вышки на высоте 4 м под углом 45-высоте 4 м под углом 45-вертикали	40	200
Щит КИП	I	Перед приборами	50	220
Полати верхового рабочего	II	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола полатей под углом не	25	150
Путь талевого блока	IV	На лестничных площадках, под углом не менее 65-	13	80
Кронблок	IV	Над кронблоком	25	80
Приемный мост	IV	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	13	80
Редукторное помещение	II	На высоте не менее 6 м	30	200
Насосное помещение	II	На высоте не менее 3 м	25	200
Глиномешалки	III	На высоте не менее 3 м	26	200
Превентор	III	Под полом буровой	26	200
Площадка горюче-смазочных материалов и инструментов	V	На высоте не менее 3 м	10	50
Желобная система	V	На высоте не менее 3 м. На всем протяжении желобов	10	50

При работе на площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами [12].

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками.

#### 4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Химические вещества, применяемые в процессе бурения и добычи, имеют различные свойства. Тяжесть и глубина их действия на организм человека зависит от вида веществ и их физико-химических свойств. Характеристики вредных веществ представлены в таблице 4.2 [4].

Таблица 4.2 – Характеристики вредных веществ при бурении и добыче

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Нефть	10	3
Углеводороды предельные С1-С10	300	4
СО	20	4
ПАВы (сульфанол, детергент и др.)	3	4
Полимеры и сополимеры на основе ПАН	10	3
ПАА (полиакриламид), Кем-Пас, Поли КемД	10	3
ДК-дрилл, сайпан	2	4
Сажа	4	3

Почти все вещества, используемые в современной технологии добычи нефти и газа, оказывают обще токсическое, раздражающее, канцерогенное и мутагенное действие на человека, представляя по этой причине опасность для его здоровья и жизни.

Сырая нефть вызывает экземы и дерматиты при соприкосновении с кожей человека. Природный газ главную опасность может представлять недостатком кислорода, которая возникает при большом количестве в воздухе метана, когда давление и удельное сопротивление кислорода резко уменьшается.

Пары бензина поступают в организм человека через дыхательные пути вместе с воздухом, после чего усваиваются в кровь. Результатом данного вида отравления является разрушение нервной системы, отравление бензином наступает при концентрации его паров в воздухе 0,005-0,01 мг/м<sup>3</sup>.

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. Анализ воздушной среды рабочей зоны

производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ.

Защита технологического оборудования и электроустановок от атмосферных перенапряжений осуществляется буровой вышкой (стержневой молниеотвод высотой 53 м). При размещении буровой на ровной площадке, практически все привышечные сооружения, имеющие высоту не более 7 м и расположенные в радиусе до 40 м от устья скважин, защищены буровой вышкой от прямого попадания молний.

#### **4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II. По взрывопожарной опасности буровая установка относится к категории А, степень огнестойкости II [2].

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

В таблице 4.3 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ [3].

Уровень взрывозащиты оборудования – “Gc” (повышенный), знак взрывозащиты вида “e” – повышенная взрывозащита [19].

Таблица 4.3 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	Метан	Нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup> в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Система пожарной сигнализации предназначена для автоматического обнаружения пожара, подачи управляющих сигналов на технические средства оповещения людей о пожаре и управления эвакуацией, на приборы управления автоматическими установками пожаротушения, инженерным и технологическим оборудованием. На рабочей площадке установлена автоматическая система пожарной сигнализации, оборудованная независимыми ручными пожарными извещателями на расстоянии через каждые 50 м [20].

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, V = 0,5 м<sup>3</sup> – 4 шт.;
- ящик с песком, V = 1 м<sup>3</sup> – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.; – ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.; – багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт [1].

Противопожарный инвентарь должен находиться на щитах в специально отведенных местах.



## **4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях**

Каждый работник, находящийся на территории рабочей площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций. Работа на объекте ведется круглосуточно. Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС.

Площадка и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

На территории всего месторождения имеются источники для образования вторичных факторов поражения, которыми являются склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

## **4.7 Экологичность проекта**

Обустройство месторождения связано со строительством промышленных и транспортных сооружений, строительством дорог, ЛЭП, поселков, что влечет за

собой в целом площадной характер нарушения растительного и почвенного покрова, срезки микрорельефа, нарушения поверхностного стока.

С целью минимизации возможного ущерба природной среде должны быть предусмотрены следующие организационные и инженерно-технические мероприятия:

- проведение строительных работ строго в границах территории, отведенной под строительство;
- устройство обвалования по периметру шламовых амбаров и площадок скважин на период бурения;
- гидроизоляция дна и стенок шламовых амбаров;
- сбор разливов воды, химреагентов при ремонте скважин в передвижные емкости с последующим вывозом на очистные сооружения;
- выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительной техники на почвенно-растительный покров;
- полная герметизация всего технологического процесса транспорта и подготовки газа;
- подземная прокладка трубопроводов;
- применение труб повышенной эксплуатационной надежности;
- прокладка подводных переходов ниже дна водотоков;
- засыпка береговых траншей с превышением над естественным уровнем поверхности земли для восстановления рельефа;
- установка запорной арматуры класса герметичности «А»;
- теплоизоляция запорной арматуры, надземных участков трубопроводов и переходных участков трубопроводов;
- организация на всех этапах строительства входного, операционного и приемочного контроля;

- предпусковая внутритрубная приборная диагностика участков трубопроводов, относящихся к особо опасным;
- устройство твердого покрытия внутриплощадочных дорог;
- организованный сбор дождевых сточных вод;
- автоматический контроль и сигнализация основных параметров работы технологического оборудования;
- сбор бытовых и строительных отходов в специальные контейнеры с последующим вывозом в специально отведенные места;
- соблюдение правил пожарной безопасности при производстве строительных работ;
- проведение работ по рекультивации нарушенных земель;
- постоянное наблюдение и контроль за состоянием трасс трубопроводов в процессе эксплуатации [9].

Также в течение всего периода проведения работ на месторождении необходим экологический мониторинг о текущем состоянии основных компонентов окружающей среды на территории Марковского месторождения: почв, поверхностных и грунтовых вод, донных отложений, атмосферного воздуха. Данные экологического мониторинга необходимы для принятия решений в области обеспечения экологической безопасности объектов нефтедобычи и разработки мер по смягчению негативных для окружающей среды последствий эксплуатации месторождения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был проведен анализ разработки Марковского месторождения путем построения гидродинамической модели.

Моделирование – это мощный метод управления пластом. Оно позволяет понять геологию пласта и предсказать его поведение при различных сценариях разработки. Прогнозирование поведения пласта используется для решения проблем, связанных с планированием, эксплуатацией и диагностикой на всех стадиях разработки месторождения. Современные методы компьютерного моделирования позволяют планировать разработку и принимать текущие решения на месторождениях любого размера и уровня сложности [24].

Построение модели начинается с обработки и подготовки скважинных данных. Для оценки текущих и будущих дебитов нефти, для определения методов разработки, анализа выработки запасов, прогноза работы скважин и планирования воздействий на пласты строится гидродинамическая модель с учетом всех физических свойств.

Следующим этапом построения является введение различных вариантов разработки в построенную модель. Сформированная трехмерная модель - основа для подсчета геологических запасов полезных ископаемых изучаемого объекта.

В процессе выполнения работы в трехмерную модель были введены пять вариантов разработки Марковского газоконденсатного месторождения. На основании данных модели был выбран наиболее технически-эффективный вариант разработки, а именно сайклинг-процесс, подразумевающий под собой способ разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления посредством обратной закачки газа в продуктивный горизонт.

По данным гидродинамической модели, выбранный способ разработки дает максимальную конденсат отдачу до 53,7%, а перспективы работы на месторождении представлены вплоть до 2045 года.

На сегодняшний день моделирование играет ключевую роль для получения данных при различных физических экспериментах в различных способах разработки нефтяных и газовых месторождений. При использовании данного метода разработки нефтяная отрасль имеет возможность экономить значительную часть средств на экспериментальных методах исследования, наблюдая и анализируя процессы, происходящие в коллекторе путем изменения вариантов воздействия на пласт в компьютерной гидродинамической модели. Моделирование является одним из немногих, имеющихся в наличии, средств для понимания процессов происходящих в коллекторе при различных этапах разработки. Это позволяет строить долгосрочные перспективы развития месторождений.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ГДМ – гидродинамическая модель;
- КГФ – газоконденсатный фактор;
- НГП – нефтегазоносная провинция;
- ГВК –газо-водный контакт;
- ГРП –гидроразрыв пласта;
- ЛЭП – линии электропередач;
- ГТЭС – гидротурбинная электростанция;
- ГИС – геофизическое исследование скважин;
- ПДК – предельно-допустимая концентрация;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гладков, Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование нефти и газа. - Томск, 2012. 87 с.
2. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность Введ. 01.07.1992. – Москва.
3. ГОСТ 12.1.044-89 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения. Введ. 01.01.1992. – Москва.
4. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Введ. 01.01.1989. – Москва.
5. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. Москва: Недра, 1986. 332 с.
6. Иркутская нефтяная компания официальный сайт компании [сайт] - Режим доступа: <http://irkutskoil.ru/>
7. Левин, Д.Н. Геолого-геофизическое и гидродинамическое моделирование залежей углеводородов для оптимизации их разработки. - Москва, 2012. 22 с.
9. Полозов М.Б. - Учебно-методическое пособие «Экология нефтегазодобывающего комплекса» - Ижевск 2012 г.
10. Савицкая, Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: учеб. – 5-е изд., перераб. и доп. / Г.В. Савицкая. – Москва: Инфра-М, 2015. – 345 с.
11. СанПиН 2.2.3.1384-03. Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ. Введ. 11.06.2003. – Москва. – 52 стр.
12. СанПиН 2.2.8.49-03. Средства индивидуальной защиты. Введ. 26.10.2003. – Москва.

13. СНиП 2.09.04-87. Административные и бытовые здания. Введ. 26.02.1991. – Москва.
14. СНиП 23-03-2003. Защита от шума. Введ. 28.10.2010. – Москва.
15. СНиП 41-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование. Введ. 26.06.2003. – Москва.
16. СНиП 11-4-79. Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению. Введ. 13.08.1998. – Москва.
17. СНиП 23.01-99\*. Строительная климатология. – М.: Госстрой России, 2004. Введ. 17.11.2015. – Москва.
18. Соколов А. А. Гидрография СССР (вод суши). Гидрометеиздат. – Л.: 1952
19. СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Введ. 09.12.2010 – Москва.
20. СП 5.13130.2009. Системы противопожарной защиты. Введ. 25.03.2009 – Москва.
21. СТО 4.2-07-2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению, оформлению документов учебной деятельности. Введ. 22.12.2014. – Красноярск, 2014. – 41 с.
22. Технологическая схема разработки газоконденсатной залежи Парфеновского горизонта Марковского месторождения (2016 г.)
23. ФЗ от 14.12.15 № 362-ФЗ «О страховых тарифах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний на 2016 год»
24. Чуев, Д. Э. Влияние научно-технического прогресса на рынок нефтесервисных услуг / Д. Э. Чуев // Бурение и нефть. – 2013. – №2. – С. 54-56.