

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения о месторождении

В географическом отношении Киняминская площадь находится в южной части Среднеобской низменности Западно-Сибирской равнины. В административном отношении месторождение входит в состав Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа, в 100 км к юго-востоку от г. Сургута и в 115 км на юго-запад от г. Нижневартовска. Крупных населенных пунктов на площади работ нет. Ближайшим является поселок Угут, расположенный в 30 км западней месторождения (рис.1.1).

На расстоянии около 30 км к северо-западу от площади работ проходят трассы действующих нефте- и газопроводов. В пределах района работ широко развита сеть межпромысловых трубопроводов.

Энергоснабжение месторождения осуществляет Сургутская ГРЭС.

В орографическом отношении площадь представляет собой озерно-аллювиальную, слабо всхолмленную равнину, абсолютные отметки которой колеблются в пределах от +52 м. до +85 м.

Гидрографическая сеть представлена небольшой речкой Сэккынгъяха, являющейся правым притоком реки Малый Юган, протекающей в непосредственной близости к западу от Киняминской площади. Реки - типично платформенные, с медленным течением и сильно извилистым руслом, образуют большое количество стариц и проток. Глубина промерзания рек до 1 м. Ледостав наступает в конце октября - начале ноября, ледоход - в середине мая. Река Малый Юган является в половодье судоходной. Притоки ее не судоходны.

Постоянная сеть автомобильных дорог с твердым покрытием на территории месторождения отсутствует. Ведутся работы по строительству автодороги, которая соединит Киняминское месторождение с базой НГДУ «Майскнефть», находящейся в поселке Мамонтово (около 180 км от Киняминского месторождения).

Растительность распространена вдоль рек и представлена елью, кедром, березой и осиной. Залесенность - 80%, заболоченность - 40%.

Климат резко-континентальный, максимальная температура летом +34 °С в июле, зимой -56 °С в январе. Снежный покров до 1,5 м.

С 1947 г. проводились региональные, а позднее все более детальные геолого-геофизические исследования. Киньяминская структура была выявлена по данным сейсморазведки, выполненной зимой 1965-66 гг. сеймопартиями треста Тюменьнефтегеофизика. Структурный план изучен по верхнеюрскому опорному отражающему горизонту "Б", нижнеаптскому отражающему горизонту М и сеноманскому отражающему горизонту Г.

В период с 1959 по 1987 гг. проводилось глубокое поисково-разведочное бурение на нефть и газ ГТПГУ Сургутской НРЭ, Правдинской НРЭ, Мегионской и Аганской НРЭ. Был изучен геологический разрез палеогеновых, меловых и юрских отложений. Киньяминское месторождение открыто в феврале 1986 г. При испытании пласта Ю₁¹ поисковой скважины 202Р был получен фонтанный приток нефти с дебитом 96 м³/сут. В честь открытия XXVII съезда ему было присвоено одноименное название, в дальнейшем месторождение переименовано в Киньяминское, по названию структуры. Нефтеносность месторождения установлена в юрских отложениях (пласты Ю₁¹ и Ю₁³ васюганской свиты верхнего отдела юрской системы). Разрабатывается объект Ю₁¹. Разбуривание участка пробной эксплуатации месторождения началось в 1989 году и проводилось небольшими объемами.

1.2 Характеристика продуктивных пластов и залежей нефти

В васюганской свите выделяются три крупных седиментационных цикла, к которым приурочены продуктивные пласты Ю₁³, Ю₁², Ю₁¹.

Геологический профиль пластов приведен на рис. 2.2, лист 3. Песчаноалевролитовые отложения пласта Ю₁³ развиты на всей площади месторождения. Залегает он на глубинах 2826 - 2972 м и характеризуется регрессивным типом разреза. Общая толщина пласта Ю₁³ колеблется от 4,2 м

Таблица 1.1

Характеристика залежей нефти Киньяминского месторождения

П л а с т	Залежи	Тип залежи	Средняя глубина залегания, м	Абсолютная отметка ВНК, м	Размер залежи м	Площадь нефтеносности, км ²	Высота Залежи, м	Площадь ВНЗ, %
Ю ₁ ¹	Северо-Западная	массивный	2828	2756	1,5*2	2,9	3	100
	Основная	литолого-структурный	2825	2747-2785	19*8	112,5	67	37
	Восточная	литолого-структурный	2861	2785-2805	10*1,5	23,8	37	30
Ю ₁ ³		литолого-структурный	2871	2780-2818	17*7	98,6	54	16

1.3 Свойства пластовых жидкостей и газов

Основные параметры пластовой нефти месторождения установлены при разведке месторождения и обобщены при подсчете его запасов. Отбор и исследование проб нефти и газа проводились по методикам, предусмотренным Госстандартом. Исследования проб проведены в Центральной лаборатории ГлавТюменьГеологии, были определены физико-химические характеристики, компонентный состав нефти и растворенного газа.

Для выяснения закономерностей изменения свойств нефти по разрезу продуктивных пластов, определены зависимости плотности нефти от проницаемости и от глубины залегания пласта, характеризующие как физико-химические свойства нефти, так и литологию пластов. Лучшим коллекторам соответствуют более легкие нефти; плотность нефти с глубиной увеличивается.

Для выяснения закономерностей изменения свойств нефти по разрезу продуктивных пластов, определены зависимости плотности нефти от проницаемости и от глубины залегания пласта, характеризующие как физико-химические свойства нефти, так и литологию пластов. Лучшим коллекторам соответствуют более легкие нефти; плотность нефти с глубиной увеличивается.

Пласт Ю₁³. Нефть этого пласта сернистая – 1,9 %, смолистая – 10,1 %, содержание парафина – 2,2 %, содержание асфальтенов – 3,1 %. Это обуславливает: вязкость нефти в пластовых условиях – 1,73 мПа*с и динамическую вязкость при 20 °С и давлении 0,1 МПа – 63 мПа*с.

Газовый фактор – 55 м³/т, температура застывания + 1 °С. Распределение этих параметров контролируется литологией пластов – возрастание их от первого литотипа к третьему подтверждается и прямо пропорциональной зависимостью плотности от проницаемости или эффективной толщины пласта.

Из-за слабой охарактеризованности глубинными пробами параметры пластовой нефти пласта Ю₁³ следует считать ориентировочными, нуждающимися в уточнении.

Пласт Ю₁¹. Нефть этого пласта содержит серы – 1,3 %, смол – 6,2 %, парафинов – 2,4 %, асфальтенов – 1,0 %. Вязкость в пластовых условиях – 0,96 и при $t = 20^{\circ}\text{C}$ – 13,80 мПа*с, газовый фактор – 72 м³/т, температура застывания - - 4 °С. Утяжеление нефти происходит не только сверху вниз по разрезу, но и по направлению к зонам глинизации и ВНК.

Свойства пластовых нефтей месторождения приведены в таблице 1.4. При сравнении физико-химических свойств поверхностных проб нефти из пластов Ю₁¹ и Ю₁³ явно видно их различие:

- нефть пласта Ю₁³ более тяжелая, с плотностью в поверхностных условиях 899 кг/м³, а по пласту Ю₁¹ – 865 кг/м³;

- нефть пласта Ю₁³ более вязкая, при 20 °С и давлении 0,1 МПа в среднем составляет 63 мПа*с, по пласту Ю₁¹ она равна 13 мПа*с;

- содержание серы в нефти пласта Ю₁³ выше – 1,89 %, чем по пласту Ю₁¹ – 1,25 %;

- содержание светлых фракций, выкипающих до 300⁰С, в пласте Ю₁¹ несколько выше (в среднем 42 %), чем в пласте Ю₁³ (в среднем 31,5 %);

- асфальтенов и смол в нефти пласта Ю₁³ несколько больше, чем в нефти пласта Ю₁¹; по содержанию парафинов они близки – 2,2 % и 2,4 % соответственно

Таблица 1.5

Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти

Наименование	Пласт Ю ₁ ¹				
	При однократном разгазировании пласт.нефти в станд. условиях		При дифференц. разгазировании пласт. нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Углекислый газ	1,62	0,02	1,77	0,01	0,64
Азот + редкие	0,71	0,00	0,77	0,00	0,28
метан	57,04	0,23	62,81	0,04	22,51
этан	9,89	0,29	10,65	0,38	4,04
пропан	16,14	1,90	14,75	3,43	7,47
изобутан	2,87	0,96	2,14	1,47	1,71
н-бутан	6,65	3,23	4,56	4,57	4,57
изопентан	1,36	1,76	0,77	2,06	1,60
н-пентан	1,77	3,05	0,97	3,42	2,54
Остаток (С ₆ + высшие)	1,95	88,56	0,81	84,62	54,64
Молекулярная масса	29,68	197	26,63	190	132
Плотность					
- газа, кг/м ³	1,234		1,107		
- газа относительная (по воздуху), доли ед.	1,024		0,919		
- нефти, кг/м ³		858		853	748

Анализ разработки выполнен на запасы, числящиеся на государственном балансе РФ, которые совпадают с запасами, утвержденными ГКЗ СССР в 1991 г.

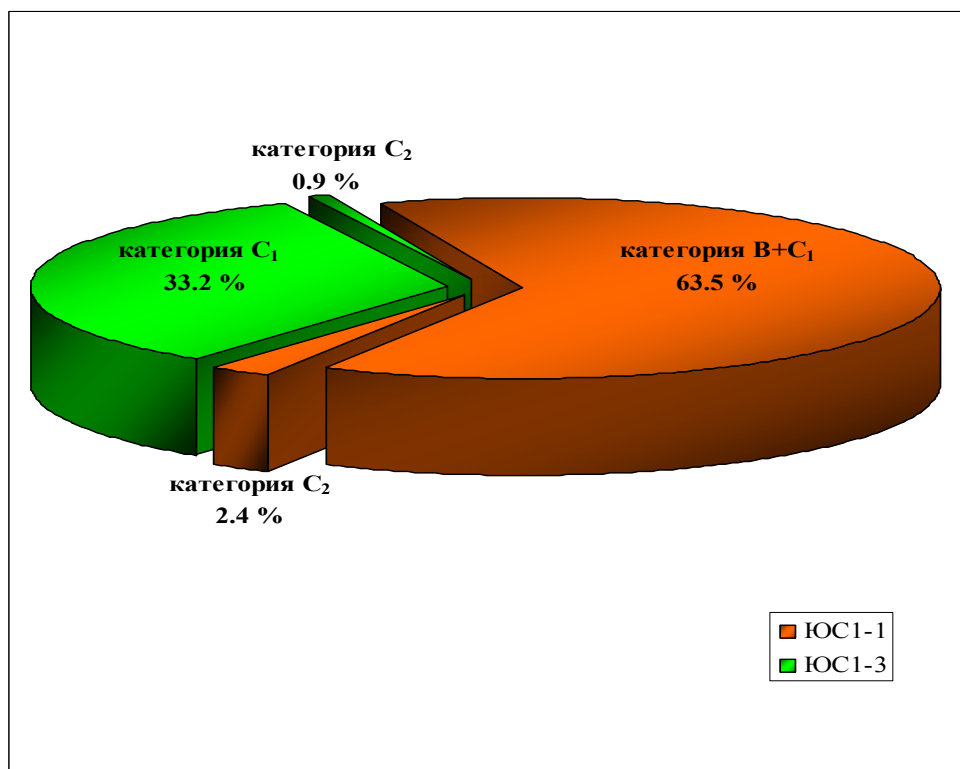


Рисунок 1.2 - Распределение запасов по пластам и категориям

1.5 Характеристика основных показателей разработки.

1.5.1 Текущее состояние разработки Киньяминского месторождения

По состоянию на 1.01.2005 г. на месторождении пробурено 114 скважин, из них 37 разведочных. В эксплуатации на нефть перебивало 75 скважин, в том числе 2 разведочных.

Накопленная добыча нефти по месторождению на 1.01.2005г. составляет 3645 тыс.т, вся добыча осуществляется из пласта ЮС₁¹. Накопленная добыча жидкости – 4302 тыс.т, водонефтяной фактор – 0,18.

За 2004г. по месторождению отобрано 842,56 тыс.т нефти, темп отбора от НИЗ ГКЗ составил 2,6 % при текущей обводненности 29 %. Месторождение находится на начальной стадии разработки.

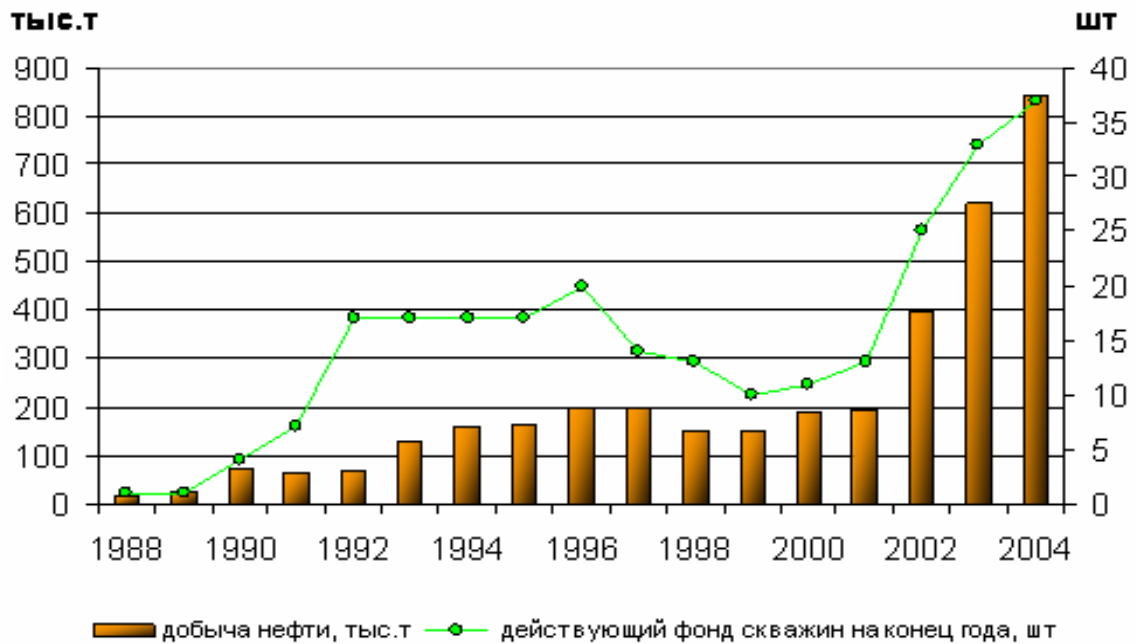
Накопленная добыча нефти на 1 скважину составляет 48,6 тыс.т. Текущий КНО равен 0,034.

Таблица 1.8

Структура фонда скважин на 01.01.2005 г

Фонд скважин	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Добывающие	Пробурено	80
	В том числе:	
	Действующие	37
	из них: фонтанные	1
	ЭЦН	36
	Бездействующие	2
	В освоении с текущего года	3
	В консервации	3
	В ликвидации	22
	В ожидании ликвидации	13
Нагнетательные	Пробурено	32
	В том числе:	
	Под закачкой	29
	Бездействующие	0
	В освоении	3
	В отработке на нефть	12
	В консервации	-
Ликвидированные	-	
Водозаборных	Всего	6
	В том числе:	
	Действующие	6
Прочие	Пробурено	3
	В том числе:	
	Контрольные	2
	Пьезометрические	1

Добыча нефти и фонд добывающих скважин



Дебиты нефти, жидкости и обводненность

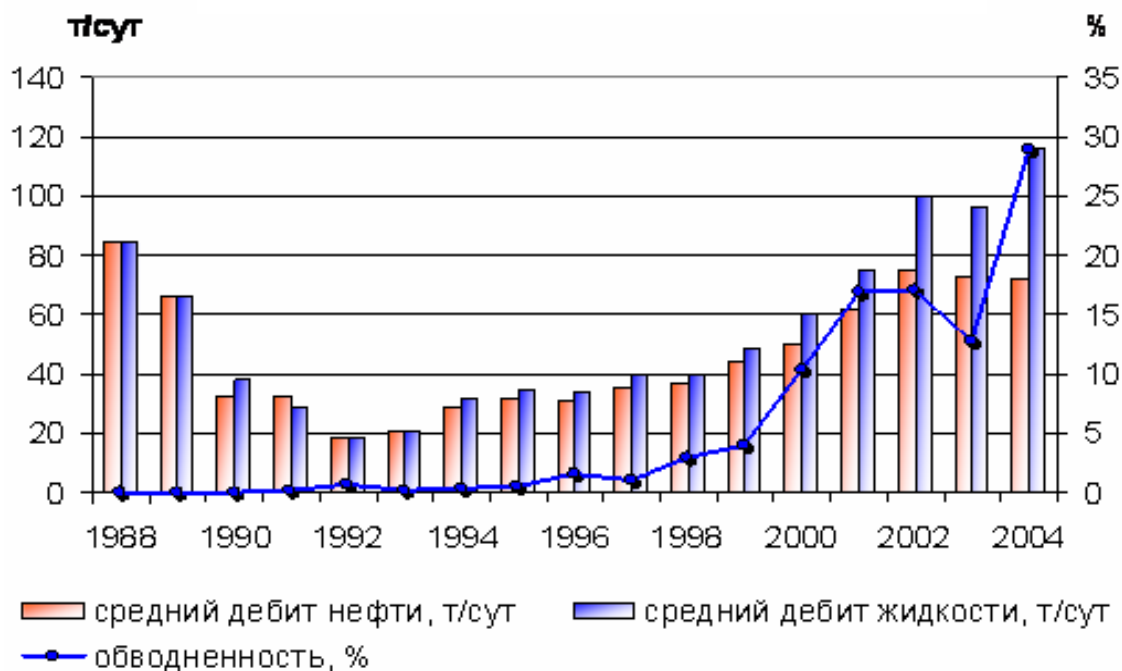


Рисунок 1.4 - Динамика основных показателей разработки по разбуренному участку.

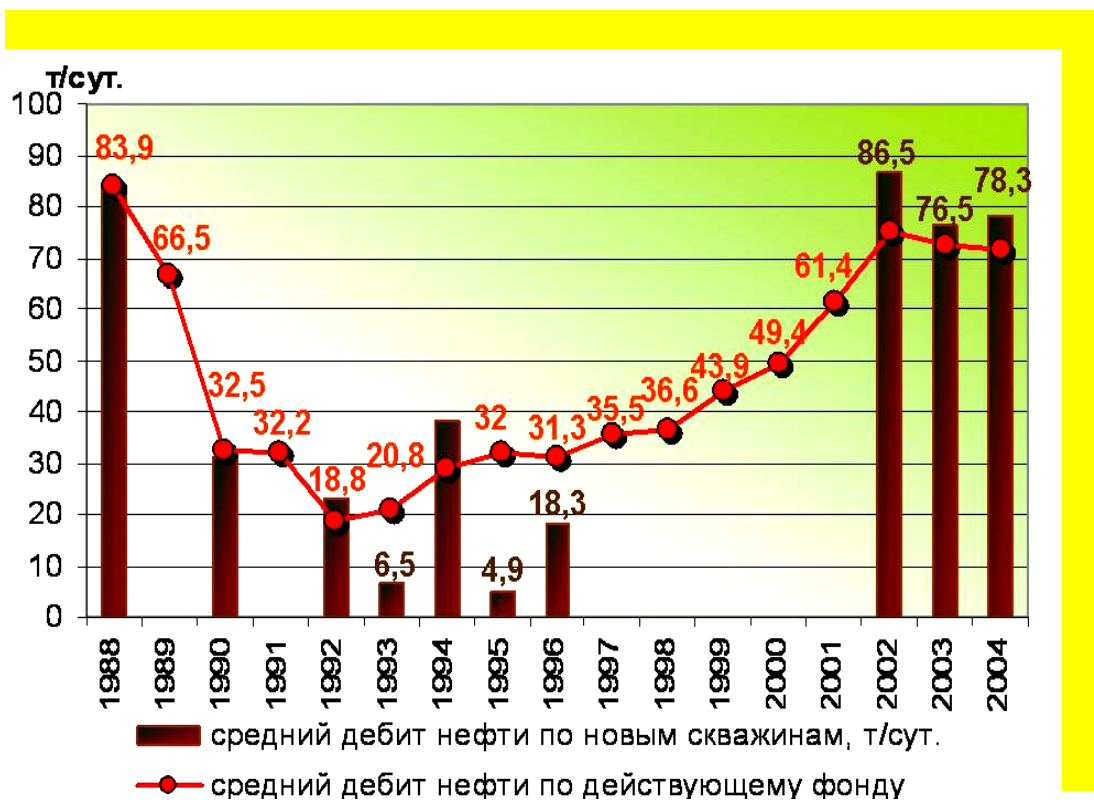


Рисунок 1.5 - Динамика среднего дебита нефти

С 1993 года на месторождении наблюдается тенденция роста среднего дебита нефти, за последние 10 лет дебит нефти увеличился почти в 4 раза по сравнению с минимальным (18,8 т/сут в 1992 г.) и в 2004 г. составил 71,6 т/сут., что обусловлено в основном, следующими положительными факторами:

- начало перевода скважин с 1991 года на механизированный способ эксплуатации и полная механизация добывающего фонда к 1995 году;
- начало закачки воды в 1995 году и ежегодное увеличение ее объемов;
- возобновление бурения в 2002 году

Как видно из таблицы 1.10 дебиты 23 (62 %) скважин находятся в интервале от 20 до 100 т./сут. Дебиты 9 (24,3 %) скважин превышают значение 100 т./сут. такие скважины относятся к золотому фонду. И только 5 скважин, 4 из которых находятся близко к зоне ВНК, имеют дебиты меньше 20 т./сут. Средний дебит действующих скважин составляет 71,6 т./сут.



Рисунок 1.6 – Динамика обводненности

Таблица 1.11

Параметры закачки и отборов

годы	Среднегодовые дебиты жидкости, т/сут.	Годовые отборы жидкости, тыс.т	Среднегодовая приемистость, м ³ /сут	Годовая закачка воды, тыс. м ³	Обводненность
1988	83,89	15,10	0	0,00	0,00
1989	66,48	24,20	0	0,00	0,00
1990	32,52	72,43	0	0,00	0,18
1991	32,19	66,76	0	0,00	0,09
1992	18,94	70,85	0	0,00	0,70
1993	20,81	127,88	0	0,00	0,06
1994	29,25	162,11	0	0,00	0,41
1995	32,20	163,14	304,03	29,19	0,50
1996	32,10	204,06	135,3	193,08	2,56
1997	35,95	201,04	137,34	185,00	1,16
1998	37,73	156,47	104,64	194,00	2,94
1999	45,93	159,28	89,8	207,00	
2000	55,53	215,08	100,55	276,00	11,12
2001	73,94	233,89	146,39	485,00	16,92
2002	94,96	500,53	128,57	562,00	20,80
2003	86,81	743,35	188,72	860,00	16,71
2004	100,81	1186,22	249,59	2140,00	28,97

Увеличение обводненности связано с вводом из бездействующего фонда высокообводненных скважин, бурением в 2002-2003 гг новых скважин, попавших в ВНЗ (кусты 11, 14), а также увеличением объемов

максимальной приемистости от 300 – 900 м³/сут. находятся 8 скважин, из них 4 пробурены в центральной части месторождения.

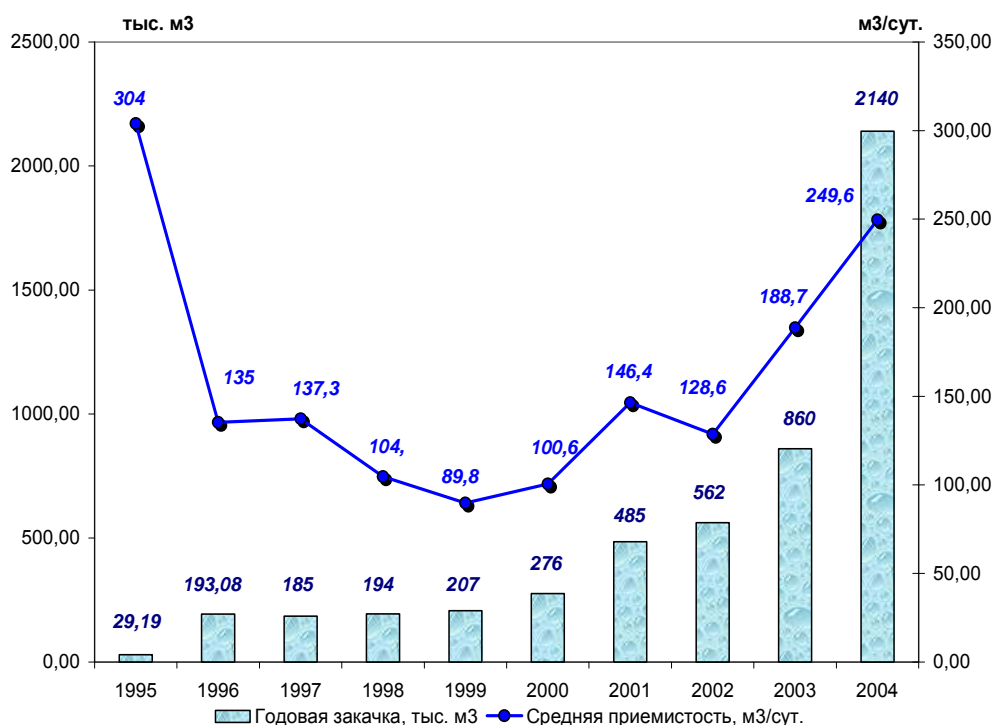


Рисунок 1.7 – Годовая закачка по годам

Выводы к разделу

За весь период разработки месторождения с 1988 по 2005 гг. из продуктивного пласта ЮС₁¹ добыто 3645 тыс. т., что составляет 2,6 % от начальных извлекаемых запасов.

Нефть Киняминского месторождения относится к легким (плотность в пластовых условиях 768 - 804 кг/м³), маловязким (средняя вязкость в пластовых условиях 0,96 - 1,73 мПа·с), сернистым (1,3 - 1,9 % масс), малосмолистым (6,2 - 10,1 % смол), малопарафинистым (2,2 - 2,4 %).

Нефтеносные пласты расположены на глубине 2822 – 2871 м.

По состоянию на 1.01.2005 г пробурено 113 скважин (27,6 % от общего проектного фонда), из них: 40 добывающих, 37 разведочных, 32 нагнетательных, 2 контрольные, 2 резервные. Действующий фонд на 1.01.2005 г составил 37 скважин (95 % от общего).

2 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

2.1 Анализ результатов исследований скважин и пластов, результатов пробной эксплуатации

Значительная часть исследований была проведена до 2002 г и отражена в Анализе разработки Киняминского месторождения, утвержденного ЦКР 23 мая 2002. Основные результаты этих исследований приведены ниже:

1. Продуктивные пласты ЮС₁¹ и ЮС₁³ Киняминского месторождения залегают в нормальных термобарических условиях, температура 90 и 91 °С соответственно. Начальное пластовое давление близко к гидростатическому (28,7 МПа, 28,8 МПа).

2. Индикаторные диаграммы свидетельствуют о линейном законе фильтрации в пласте Ю₁¹ выше давления насыщения.

3. Кривые восстановления давления имеют форму характерную для коллекторов порового типа.

4. Продуктивность верхнего пласта ЮС₁¹ (коэффициент продуктивности 5,4 м³/сут·МПа) примерно в 3,5 раза выше, чем у нижележащего пласта ЮС₁³ (коэффициент продуктивности 1,52 м³/сут·МПа).

По результатам геофизических исследований (ГИС) на эксплуатационных скважинах в пласте ЮС₁¹ 23 скважины попали в ЧНЗ и 15 скважин в водонефтяную зону. Сравнение с результатами пробной эксплуатации показало, что несколько скважин, отнесенных по результатам ГИС к ВНЗ, дали безводный приток нефти. В то же время в некоторых скважинах, отнесенных к ЧНЗ, был получен небольшой приток воды. Таким образом, точность использованного метода интерпретации ГИС является недостаточной.

Гидродинамические исследования скважин проводились методом восстановления давления. По кривым дебита жидкости и забойного давления был построен индикаторный график для определения пластового давления и коэффициента продуктивности

трещин в направлении добывающих скважин. Об этом свидетельствуют также и высокие скорости фильтрации.

При построении геологической модели Киняминского месторождения было предположено, что в районе скважин 102 и 115 находится разлом, проходящий в направлении с севера на юго-запад и изолирующий указанные скважины от остальных. Однако наличие гидродинамической связи между скважинами 102, 115 и добывающими скважинами 214, 112, 213, 117 опровергает это предположение.

Большинство эксплуатационных скважин характеризуются незначительной начальной обводненностью, кроме трех скважин, попавших в водонефтяную зону с большим начальным значением водонасыщенности (скважины 159, 513, 510). Эти скважины не учитывались при анализе добывающих скважин, так как они не характеризуют область, привлекательную с точки зрения добычи нефти

2.2 Выполнение проектных решений по технологии разработки

2.2.1 Характеристика предыдущих проектных документов

В истории проектирования разработки Киняминского месторождения необходимо выделить следующие основные проектные документы:

1) "Проект пробной эксплуатации Киняминского месторождения (им. 27 съезда КПСС)". Исполнитель: СибНИИНП, 1986 г.

В проекте выделен первоочередной участок разработки залежи нефти пласта ЮС₁¹ площадью 16 км² в районе высокопродуктивной разведочной скважины 202Р.

На участке предусмотрен ввод в эксплуатацию разведочной скважины 202Р и бурение 52 оценочных скважин (36 добывающих, 16 нагнетательных), размещенных по треугольной сетке 600 х 600 м (плотность 36 га/скв) трехрядной блоковой системы разработки.

Ввод месторождения в пробную эксплуатацию предусматривался в 1988 г.

2) В 1989 г. на геолого-техническом совещании НГДУ "Майскнефть" с

Средне-Угутское, Западно-Угутское, Киняминское" с целью предварительной оценки добывных возможностей указанной группы месторождений на полное их развитие.

По обоим пластам рекомендована трехрядная блоковая система разработки с плотностью расстановки скважин 25 га/скв.

7) В 1994 г. СибНИИНП выполнена работа «Технологическая схема разработки Киняминского месторождения».

Выделено 3 эксплуатационных объекта: ЮС₁¹, ЮС₁³ и ЮС₁¹ + ЮС₁³ (зона совместной нефтеносности пластов).

Выполнена технико-экономическая оценка разработки Киняминского месторождения полное развитие.

Проведены расчёты по трем вариантам разработки:

1. вариант 1 - трехрядная блоковая система с сеткой скважин 600 x 600 м (36 га/скв);
2. вариант 2 (рекомендуемый) - трехрядная блоковая система с сеткой скважин 500 x 500 м (25 га/скв);
3. вариант 3 - трехрядная блоковая система с сеткой скважин 400 x 400 м (16 га/скв).

На основе рекомендуемого варианта 2 проведена оценка добывных возможностей месторождения с использованием импортного глубиннонасосного оборудования для добычи нефти на наиболее продуктивных объектах ЮС₁¹ и ЮС₁¹ + ЮС₁³ основной залежи нефти.

8) В начале 1995 г. ОАО СибНИИНП выполнена работа «Дополнительная записка к технологической схеме разработки Киняминского месторождения».

Описано текущее состояние разработки, корректировка технологических показателей разработки на перспективу с учётом снижения темпов разбуривания месторождения, планирование добычи, повышение нефтеотдачи пластов, экономические показатели.

На 01.01.2005 года на месторождении пробурено лишь 39 скважин по пятиточечной системе разработки.

В) Рекомендовано проведение буровых работ в два этапа:

- на первом этапе - бурение по разреженной сетки 1414*1414 м (через одну скважину) с целью уточнения геологического строения месторождения;
- на втором этапе - уплотнение сетки до проектной с учетом особенностей выработки запасов нефти.

На 1.01.2005 г. опытно-промышленный участок разбурен по редкой сетки скважин.

Г) Реализовать программы доразведки, геолого-промысловых и лабораторных исследований.

Мероприятия	2002		2003		2004		Выполнение
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	
Индикаторные исследования	4	2	-	-	-	-	50 %
Отбор керна	2	-	3	1	2	1	30 %
ГДИС			-	8	-	4	100 %
Профиль притока	3	-	7	-	9	1	5 %
Профиль приемистости	3	-	7	-	9	3	23 %
Отбор глубинных проб					-	6	100 %
Отбор поверхностных проб					-	2	100 %

Как видно из приведенной таблицы программа по исследованиям и доразведки выполнена не в полном объеме.

Д) Провести пересчет геологических запасов Киньяминского месторождения с дальнейшим их рассмотрением ГКЗ МПР России, на базе пересчитанных запасов нефти составить проектный документ Киньяминского месторождения и представить его на рассмотрение ЦКР Минэнерго России в IV квартале 2004 г.

Указание не выполнено, пересчет запасов не произведен, на 01.01.05 выполняется Анализ разработки Киньяминского месторождения.

Таблица 2.2

Проектные и фактические показатели разработки

Показатели разработки	Годы		
	2002	2003	2004
Добыча нефти, тыс.т.			
проект	497	970	1380
факт	396,4	619,1	842,6
отклонение, %	-20,2	-36,2	-38,2
Добыча жидкости, тыс.т.			
проект	549	1100	1652
факт	501	743	1186
отклонение, %	-8,7	-32,5	-28,2
Действующий фонд добывающих скважин, шт			
проект	25	37	50
факт	25	33	37
отклонение, %	0	-10,8	-26
Действующий фонд нагнетательных скважин, шт			
проект	23	28	40
факт	12	16	29
отклонение, %	-47,8	-42,9	-27,5
Объем закачиваемой воды, тыс. м3			
проект	819	1630	2411
факт	562	860	2140
отклонение, %	-31,4	-47,2	-11,2
Обводненность, %			
проект	9,4	11,8	16,5
факт	20,8	16,7	29
отклонение, %	121,3	41,5	75,8
Среднесуточный дебит нефти действующего фонда скважин, т/сут			
проект	78,1	99,1	100,2
факт	75,2	72,3	71,6
отклонение, %	-3,7	-27	-28,5
Среднесуточный дебит жидкости действующего фонда скважин, т/сут			
проект	86,2	112,3	120
факт	95	86,8	100,8
отклонение, %	10,2	-22,7	-16

южного нагнетательного ряда несколько меньше. Это связано с различием объемов закачки и отбора в этих рядах скважин. Кроме того, присутствуют области пониженного давления в районе скважин 113, 213. Видимо, существенное снижение давления в районе указанных скважин связано со значительными отборами и недостаточным влиянием закачки.

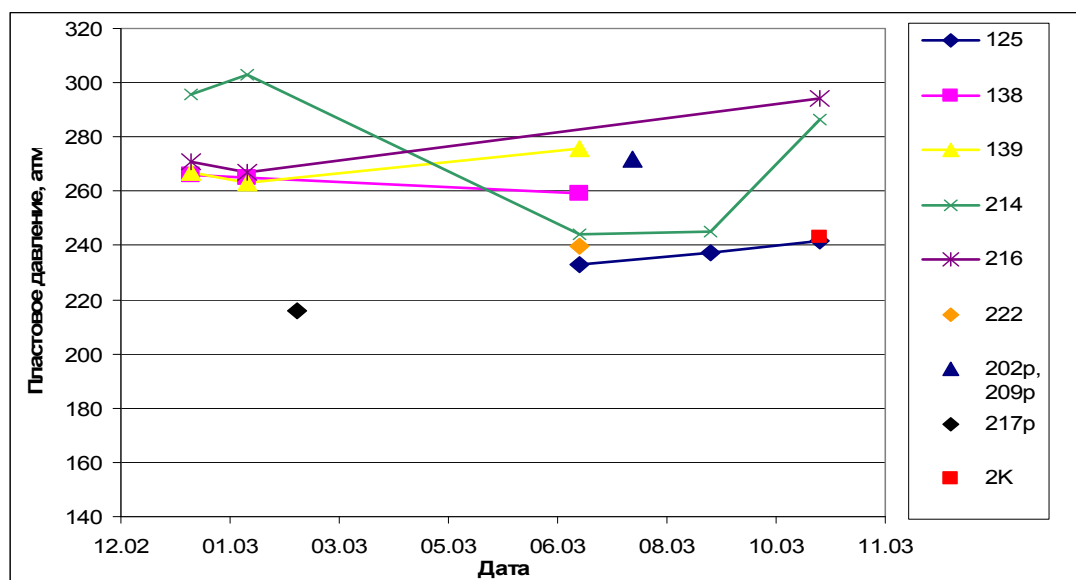


Рисунок 2.1 - Поскважинные замеры пластового давления на участке 1

В целом (по скважинам, расположенным вблизи нагнетательных рядов) наблюдается тенденция увеличения пластового давления связанное с увеличением компенсации в целом по участку, однако для большинства скважин уровень начального пластового давления не достигается.

К началу 2004 года закачка в южный нагнетательный ряд возросла, при этом снизились темпы отбора скважин южного добывающего ряда; также была переведена в нагнетание скважина 111, находящаяся в среднем добывающем ряду. Благодаря этому пластовое давление в районе скважин 113, 213 повышается до 220-240 атм; кроме того, происходит небольшой рост пластового давления на участке в целом. При этом значение накопленной компенсации составляет 0,9. В дальнейшем пластовое давление на участке остается практически на одном уровне.

Кроме того, после ввода новых нагнетательных скважин 215, 216 наблюдается повышение пластового давления в районе скважин 138, 139, что

По участку в целом за 2003 произошло существенное снижение давления. В течение 2004 с увеличением объемов закачиваемой в пласт воды начал наблюдаться постепенный рост пластового давления

Однако, в связи с тем, что система находится на стадии развития и нагнетательные скважины расположены нерегулярно, рост пластового давления происходит неравномерно. Например, согласно карте изобар на 01.01.2005 наблюдаются области пониженного давления в районе скважин 154, 158б, 512, несмотря на то, что отборы из этих скважин сравнительно небольшие.

Участок 3 – находится в районе разведочных скважин 213р, 215р, 227р, 229р, начал разрабатываться в 2004 году по пятиточечной системе. Замер, проведенный на скважине 164, показал что еще до начала добычи с участка 3 пластовое давление было понижено до 248 атм благодаря воздействию соседнего участка.

Участок 3 разрабатывался на режиме истощения до мая 2004, в результате чего в районе скважины 166 сформировалась обширная область пониженного пластового давления. После перевода в нагнетание скважин 514, 518, 521, размещение которых соответствует пятиточечной системе разработки, пластовое давление в области близлежащих добывающих скважин восстановилось до 220-240 атм при относительно небольшом значении накопленной компенсации (порядка 0,45).

В то же время на участке 2 размещение скважин больше напоминает законтурное заводнение, и области пониженного давления присутствуют даже при большей накопленной компенсации (порядка 0,75).

На участке 1 области пониженного давления исчезают при значении компенсации порядка 0,9.

Таким образом, с точки зрения поддержания пластового давления, размещение нагнетательных скважин по пятиточечной системе является более эффективным по сравнению с использованием законтурного заводнения или трехрядной системы разработки.

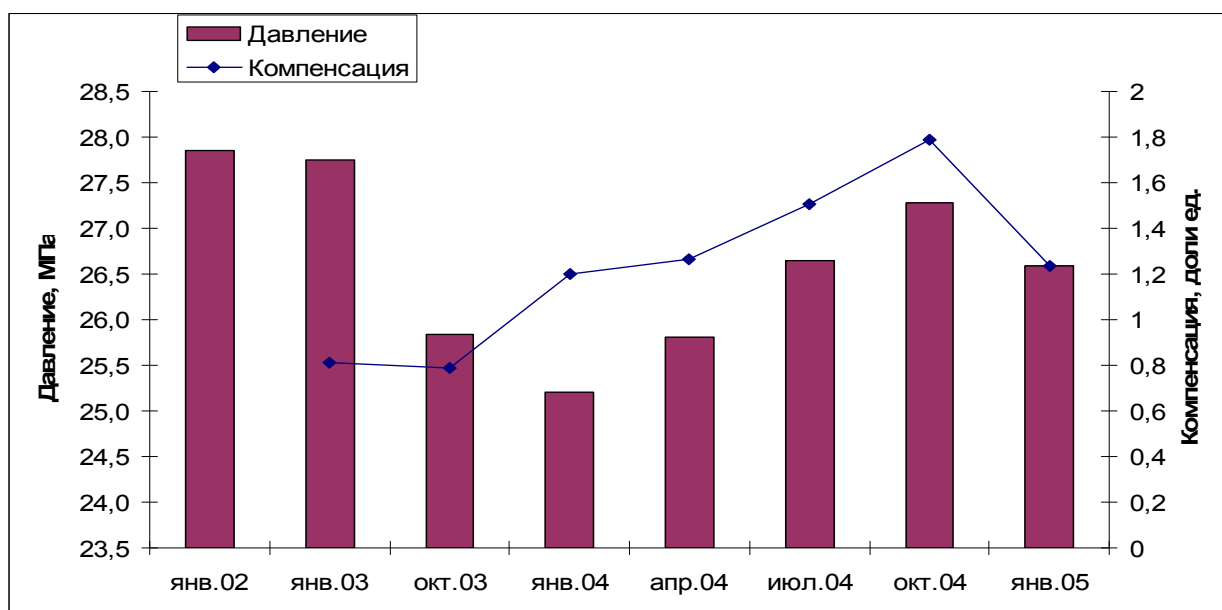


Рисунок 2.4 – Динамика изменения текущей компенсации и средневзвешенного давления по месторождению в целом

Таким образом, сформированная на месторождении система ППД является достаточно эффективной; однако на отдельных участках несвоевременный перевод скважин в нагнетание приводит к снижению пластового давления.

2.4 Анализ эффективности используемой системы разработки месторождения

Для анализа эффективности применения системы ППД и проведения ГРП на гидродинамической модели были рассчитаны соответствующие варианты. На рисунке 2.5 приведены графики накопленной добычи нефти в сравнении с базовым (фактическим) уровнем. Согласно результатам расчетов, дополнительная добыча нефти за счет проведения ГРП составила 550 тыс. т, за счет применения системы ППД – 1 646 тыс. т.

Значительный прирост добычи нефти за счет внедрения системы ППД связан с тем, что без компенсации отборов закачкой пластовое давление понижается за короткий промежуток времени, в результате небольшая депрессия не в состоянии обеспечить высокие дебиты. Кроме того, дополнительные отборы жидкости за счет скважин, не переведенных в

Значительная доля скважин характеризуются неустановившимся режимом притока, при котором коэффициент продуктивности не является постоянным. Для оценки эффективности проведения ГРП были использованы значения скин-фактора, полученные в результате анализа режимов работы скважин, поскольку эти величины позволяют рассчитать индекс продуктивности и прирост дебита на псевдоустановившемся режиме работы скважин.

Из известных значений скин-фактора были рассчитаны значения безразмерного индекса продуктивности. Затем были построены зависимости скин-фактора и безразмерного индекса продуктивности от концентрации проппанта, фактически полученной при проведении ГРП. Полученные зависимости были сравнены с теоретическими расчетами по методике числа проппанта. Фактические значения скин-фактора и безразмерного индекса продуктивности соответствуют теоретическим значениям полученным для трещин с проницаемостью 50 – 300 дарси. Эти значения проницаемости несколько ниже, чем проницаемость проппанта, заявляемая подрядчиками при дизайне ГРП (300 – 600 дарси).

Также фактические значения безразмерного индекса продуктивности были сопоставлены с оптимальными значениями для планируемой массы проппанта. Отношение фактического безразмерного индекса продуктивности к оптимальному приведено на графике в зависимости от отношения фактически закачанной массы проппанта к планируемой.

С учетом полученного значения эффективности ГРП были построены зависимости безразмерного индекса продуктивности и абсолютного прироста дебита нефти (при депрессии на пласт 120 атм) от количества проппанта на метр эффективной мощности. Абсолютный прирост дебита увеличивается с ростом количества проппанта и проницаемости пласта, поэтому поведение ГРП в областях месторождения с более высокой проницаемостью является оправданным с технической точки зрения. Однако при выборе кандидатов для проведения ГРП необходимо учитывать отношение эффективной

1) в данных пакетах возможно с высокой степенью точности моделировать все описанные модели трехфазной фильтрации. Модель предполагает, что в резервуаре содержатся нефть, растворенный газ и вода. Нефть и растворенный газ смешиваются в любых пропорциях. Процесс смешивания может быть различным в разных частях пласта /44/.

2) в пакете "TEMPEST MORE", при достаточной технической поддержке, возможно использование пространственной сетки большой размерности, что позволяет рассчитывать фильтрационную модель для реального месторождения.

3) изначально в пакетах гидродинамического моделирования предусмотрена визуализация входных и выходных данных, что дает возможность быстро оценивать результаты счета и вырабатывать стратегию дальнейшего совершенствования фильтрационной модели.

4) время расчета вариантов (в зависимости от размерности сетки и состава композиционной модели) - приемлемое для задач данного класса.

5) сервисные возможности пакета "TEMPEST MORE" позволяют производить расчет прогнозных вариантов, а так же осуществлять адаптацию модели к истории разработки.

6) с помощью пост-процессора возможна выдача необходимой информации в виде таблиц и графиков, предусмотренных регламентом.

7) надежность фильтрационной программы "TEMPEST MORE " подтверждена 1-м (а) и 7-м (b) тестами SPE (Society of Petroleum Engineers), что подтверждается сертификатом на программный продукт.

2.5.2 Исходные данные для построения цифровых фильтрационных моделей

Исходной информацией для создания ЦФМ являются следующие данные 3-х мерной геологической модели (ГМ):

1) пространственное положение в объеме резервуара коллекторов и разделяющих их непроницаемых прослоев, пространственное положение

- расположение контура нефтеносности;
- поле эффективных нефтенасыщенных толщин;
- граница водонефтяного контакта,

использовались для определения расчетной области фильтрационной модели (ФМ).

Специализированная база, регулярно обновляемая по каждому объекту разработки, содержит следующую информацию:

- номер скважины;
- сеточные координаты скважин;
- данные о месячных отборах (нагнетании) по скважинам и по фазам (нефть, вода, газ), дебитах (приемистости) скважин по фазам;
- фактический и приведенный радиусы скважин;
- устьевые, забойные давления пластов ЮС₁¹ и ЮС₁³;
- дебиты и коэффициенты продуктивности;
- начальные давления и температура пластов ЮС₁¹ и ЮС₁³;
- технологические режимы работы скважин;
- число часов работы каждой скважины в месяце;
- мероприятия на скважинах;
- результаты и обработка данных гидродинамических исследований скважин (на стационарных режимах, КВД, КВУ);
- сведения о техническом состоянии скважин и режимах их работы (способы подъема жидкости, характеристики насосов, высота подвески и т.д.).

Используемая на предприятии многопользовательская база, позволяет по SQL запросам выборочно передавать необходимую информацию в цифровую фильтрационную модель каждого пласта.

Физико-химические свойства пластовой нефти и воды для пластов ЮС₁¹ и ЮС₁³ отражены в разделе 2.3, где указаны:

Киньяминского месторождения ставила своей целью решение как тактических, так и стратегических задач оптимальной разработки месторождения, а именно:

- 1) изучить процессы фильтрации флюидов при различных воздействиях на пласты ЮС₁¹ и ЮС₁³
- 2) определить стратегию и тактику разработки Киньяминского месторождения в целом.
- 3) сформировать систему заводнения.

Решение поставленных целей позволило объяснить текущее состояние дел на Киньяминском месторождении и выработать оптимальные варианты разработки месторождения

Определение области исследования

Математическое моделирование проводилось для пластов ЮС₁¹ и ЮС₁³ по единой гидродинамической сетке. Размер расчетной сетки – 150x280x10. Причем первые 7 фильтрационные слоя описывают работу пласта ЮС₁¹, а 9 и 10 фильтрационные слоя – работу пласта ЮС₁³. Количество активных расчетных ячеек с учетом моделируемой области по пласту ЮС₁¹ – 73558, по пласту ЮС₁³ – 60488. Для моделирования вытеснения нефти водой при давлениях выше давления насыщения нефти газом использовалась модель “черная нефть”.

Выбор типа моделей

Как отмечалось выше, пакет "TEMPEST MORE" (п. 2.7.1) позволяют проводить расчет для трехмерной трехфазной модели фильтрации.

Математическая модель процесса разработки нефтяного пласта - это система дифференциальных уравнений в частных производных, выражающих сохранение массы и энергии. Известное правило устанавливает соответствие между сложностью модели и точностью исходной информации. Согласно данному правилу, как и говорилось выше, для моделирования вытеснения нефти водой при давлениях выше давления насыщения нефти газом достаточно использовать модель “черная нефть”, которая основывается

Таблица 2.3

Параметры модели пластов ЮС₁¹ и ЮС₁³ Киньяминского месторождения.

Пласт	Размерность модели	Средний размер ячейки, м
ЮС ₁ ¹ , ЮС ₁ ³	150x280x10	100x100x5.52

При математическом моделировании в процессе адаптации модели к истории разработки проводилось уточнение данных цифровых кубов.

2.7 Обоснование выделения эксплуатационных объектов

Основной целью рационального эксплуатационного объекта является достижение максимального извлечения запасов.

В процессе эксплуатационного разбуривания месторождения представление о геологическом строении залежей нефти уточнилось. В предыдущих проектных документах анализ геолого-физических характеристик пластов показал целесообразность выделения 2 самостоятельных эксплуатационных объектов: ЮС₁¹ и ЮС₁³ и зона совместного залегания пластов ЮС₁¹ + ЮС₁³. Выделение эксплуатационных объектов является оптимизационной задачей, т.к. окончательное решение необходимо выбрать из ряда возможных решений.

Критерии выделения эксплуатационных объектов:

- геолого-промысловые (геолого-физическая характеристика пластов, соотношение запасов нефти, расположение залежей в плане, ФЕС пластов и свойства пластовых флюидов);
- технологические (система разработки, плотность сетки скважин, возможность трансформации сетки скважин и системы воздействия);
- технические (оптимальные способы эксплуатации);
- гидродинамические (расчетная продуктивность при различных вариантах выделения эксплуатационных объектов, расчетная динамика технологических показателей разработки, продолжительность стадий разработки эксплуатационных объектов);

структурно-литологического типа с достаточно сложным в литологическом плане пластом ЮС₁³ и сложным залеганием нефти и воды в пласте.

Пласт ЮС₁³ нефтеносен лишь в северной части Киняминской площади, в южной он водоносен. На южной границе нефтеносности пласт истончается по эффективной толщине до 1,4 – 1,2 м.

Самостоятельная разработка пласта ЮС₁³ в зоне совмещения залежей в плане не рекомендуется из-за небольшой его толщины (в контуре Основной залежи ЮС₁¹).

Сравнительно небольшое расстояние между пластами ЮС₁¹ и ЮС₁³ (в среднем 30 м) позволяет без больших дополнительных затрат вовлечь пласт ЮС₁³ на участках совместного залегания с вышележащим пластом ЮС₁¹ в активную разработку путем приобщения к пласту ЮС₁¹ для совместной эксплуатации.

Совпадение площадей нефтеносности пластов ЮС₁¹ и ЮС₁³ в плане слабое. Основная залежь пласта ЮС₁¹ перекрывает площадь нефтеносности пласта ЮС₁³ лишь своей северной частью, составляющей около 25 % площади.

Таким образом, основным объектом разработки является пласт ЮС₁¹, исключая ту часть залежи (Северо-Западную), разработка которой из-за геологического строения (небольшая нефтенасыщенная толщина и мощная водонасыщенная толщина) как самостоятельного объекта нерентабельна, а возможна только на последней стадии. Впоследствии, рекомендуется ввести в разработку пласт ЮС₁³ и зону совместного залегания ЮС₁¹ + ЮС₁³, которые имеют, практически одинаковые ФЕС и приобщение их возможно без дополнительных затрат.

2.8 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные

2.8.1 Основные варианты разработки

Выбор возможных вариантов разработки производился исходя из следующих соображений. Киняминское месторождение начало разрабатываться по трехрядной системе согласно Технологической схеме

предусматривающие бурение скважин по площадной пятиточечной и трехрядной системе разработки.

Основные варианты разработки Киньяминского месторождения сформированы с учетом анализа текущего состояния разработки и выработки запасов, на основе геолого-математического моделирования. По месторождению в целом рассчитано 4 варианта.

Вариант 1 (базовый) предусматривает разработку месторождения по первоначально утвержденной трехрядной системе разработки. Кроме того, планируется уплотняющее бурение и перевод части добывающих скважин под закачку для формирования пятиточечной системы разработки с плотностью сетки скважин 25 га/скв на участке пробной эксплуатации. Данный вариант предусматривает бурение 354 новых скважин (272 добывающих и 82 нагнетательных).

Вариант 2 предусматривает разработку месторождения по площадной пятиточечной системе. Проведение буровых работ предлагается проводить в два этапа. На первом этапе, с целью уточнения геологического строения, выполняется бурение по разреженной сетки скважин (100 га/скв). На втором этапе – уплотнение сетки до проектной с учетом особенностей выработки запасов нефти (50 га/скв). Всего планируется пробурить 232 скважин, из которых 133 добывающих и 99 нагнетательных

Вариант 2 а рассчитан аналогично варианту 2 с учетом вовлечения в разработку запасов категории S_2 , применения физико-химических МУН, а также зарезки боковых горизонтальных стволов на трех скважинах южного участка в целях вовлечения в разработку неохваченных зон. По данному варианту предусмотрено бурение 240 новых скважин (138 добывающих, 102 нагнетательных).

Вариант 3(рекомендуемый) данный вариант предусматривает разработку месторождения по площадной пятиточечной системе. Выполнение буровых работ предполагается проводить в два этапа. На первом этапе производится уплотняющее бурение на опытно-промышленном

2011 год – 16 скважин

2012 год – 12 скважин;

Перевод нагнетательных скважин под закачку планируется после отработки на нефть в течение одного года. На всех пробуренных добывающих скважинах планируется проведение ГРП. На скважинах редкой сетки (1400 м) ГРП проводится через год после ввода в эксплуатацию, на уплотняющих скважинах – сразу после бурения.

2.8.2 Обоснование охвата пластов процессом вытеснения

Охват пластов процессом вытеснения характеризуется коэффициентом сетки скважин, при этом под коэффициентом сетки понимается отношение объема продуктивного пласта, вовлеченного в разработку, ко всему объему продуктивного пласта. Величина этого коэффициента определяется геологическими, технологическими и экономическими факторами. К геологическим факторам относятся прерывистость пласта, его песчанность и расчлененность, аномальные свойства нефти.

Из технологических факторов прежде всего следует выделить расположение скважин и среднюю продолжительность работы скважины, зависящую от ее конструкции и условий работы. Известно, что при преждевременном выходе скважин, работающих в сложных условиях, запасы нефти в зоне их дренирования вырабатываются не полностью, что приводит к снижению коэффициента сетки скважин. К экономическим факторам относятся нормативы затрат на бурение, обустройство и эксплуатацию скважин, а также отпускная цена на нефть и попутный газ. Эти факторы влияют на величины предельных дебитов нефти, толщин и запасов нефти пласта и, в конечном счете, определяют долю нерентабельных для разработки геологических запасов.

Оценка коэффициентов охвата проведена с применением математического моделирования. По полученным результатам построены зависимости коэффициентов охвата вытеснением от плотности сетки скважин (рисунок 2.7), использование которых позволяет контролировать

Из приведенного графика видно, что для одной и той же плотности размещения скважин коэффициент охвата сеткой при применении площадной пятиточечной системы выше по сравнению с трехрядной. Таким образом, пятиточечная система разработки может обеспечить большую величину КНО.

настоящее время разрабатывается только пласт ЮС₁¹, южная часть разрабатывается по трехрядной системе разработки, центральная и северная – по площадной пятиточечной системе с расстоянием между скважинами 1400 м.

Расчет технологических показателей разработки эксплуатационных объектов произведен с использованием пакетов гидродинамического моделирования "TEMPEST MORE". Всего было рассчитано пять вариантов разработки, расчет проводился до момента достижения предельной обводненности 98%.

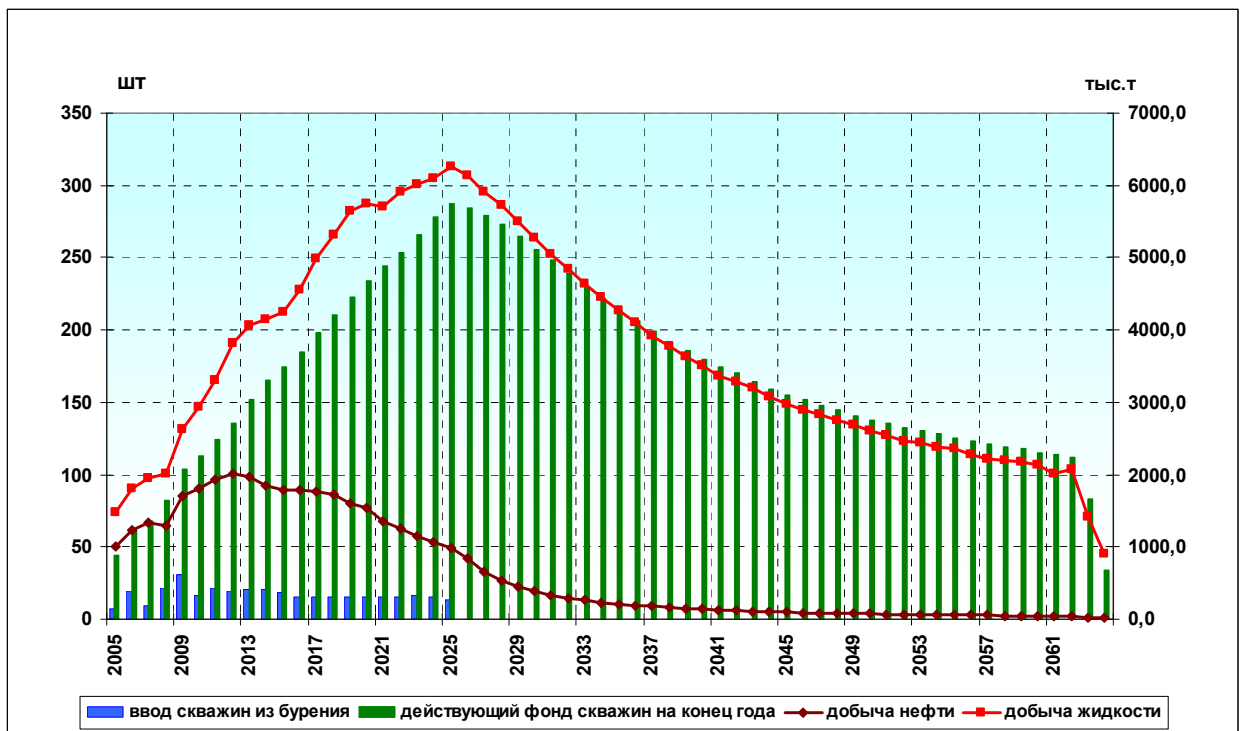


Рисунок 3.1 – Проектные накопленные показатели и фонд скважин по 1-му варианту разработки

Вариант 1 (базовый) предусматривает разработку месторождения по первоначально утвержденной трехрядной системе разработки. Кроме того, планируется уплотняющее бурение и перевод части добывающих скважин под закачку для формирования пятиточечной системы разработки с плотностью сетки скважин 25 га/скв на участке пробной эксплуатации. Данный вариант предусматривает бурение 354 новых скважин (272

Технологический срок разработки – 60 лет, максимальные уровни добычи нефти – 2269 тыс. т (2014 год) и жидкости – 6359 тыс. т (2022 год), закачки – 6630 тыс. куб. м (2019 год). Накопленная добыча нефти составит 40300 тыс. т, жидкости – 194458 тыс. т, накопленная закачка – 205854 тыс. куб. м, КНО – 0,370.

Вариант 2а рассчитан аналогично варианту 2 с учетом вовлечения в разработку запасов категории C_2 , применения физико-химических МУН, а также зарезки боковых горизонтальных стволов на трех скважинах южного участка в целях вовлечения в разработку неохваченных зон. По данному варианту предусмотрено бурение 240 новых скважин (138 добывающих, 102 нагнетательных). Рисунок 3.3

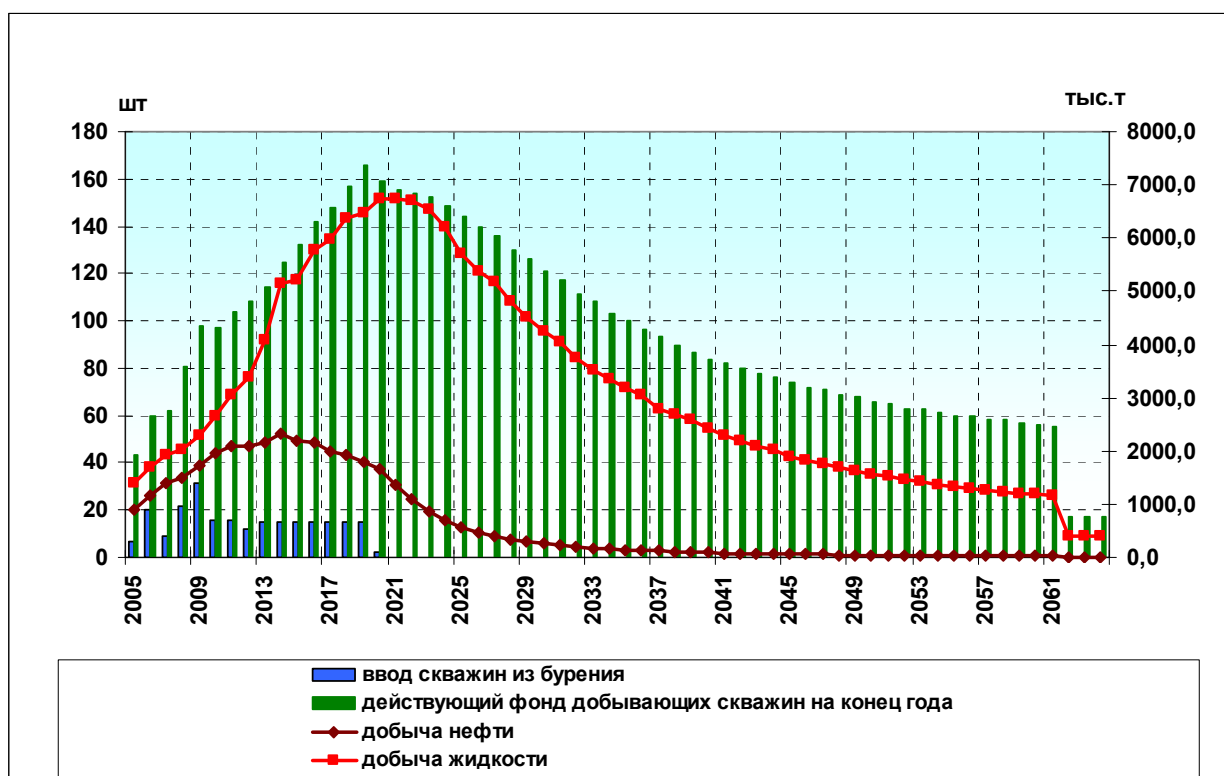


Рисунок 3.3 – Проектные накопленные показатели и фонд скважин по 2а варианту разработки

По данному варианту технологический срок разработки составит 59 лет, максимальные уровни добычи нефти – 2329 тыс. т (2014 год) и жидкости – 6748 тыс. т (2020 год), закачки – 7052 тыс. куб. м (2020 год). Накопленная

Технологический срок разработки составляет 42 года, максимальные уровни добычи нефти – 2887 тыс. т (2014 год) и жидкости – 11379 тыс. т (2020 год), закачки – 11687 тыс. куб. м (2020 год). Накопленная добыча нефти составит 44754 тыс. т, жидкости – 211331 тыс. т, накопленная закачка – 219503 тыс. куб. м, КНО – 0,411.

На рисунках 3.5 – 3.7 показана динамика добычи нефти, обводненности и закачки рабочего агента для рассчитанных вариантов разработки. В таблицах 3.1 – 3.4 представлены технические показатели в динамике. Кроме того, в таблице 3.5 приводятся основные технико-экономические показатели по объектам разработки и по месторождению в целом.

Из результатов расчета следует, что применение варианта 3 обеспечивает максимальный технологический КНО.

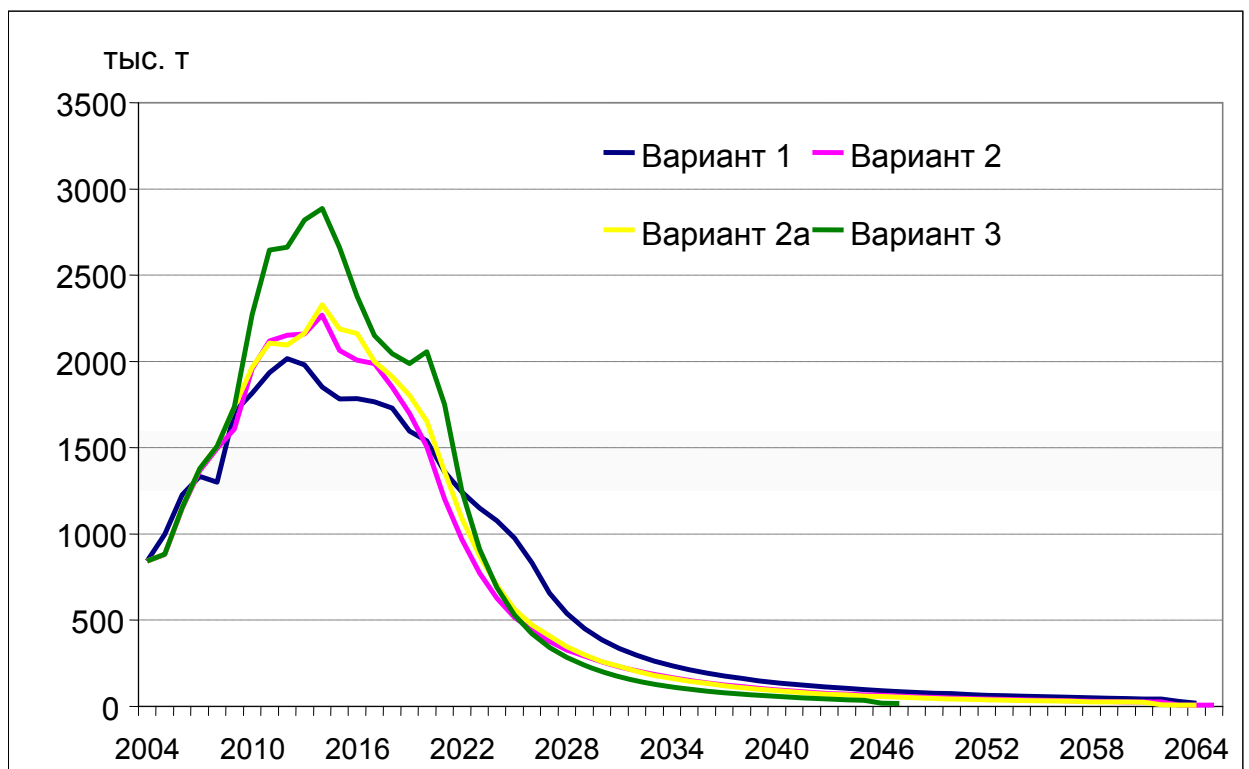


Рисунок 3.5 – Динамика добычи нефти

разработки составляет 60 лет, что на 17 лет больше чем по третьему варианту.

Таблица 3.7

Расчетные величины коэффициента извлечения нефти из недр.

Объект разработки	Вариант разработки	Расчетные величины, доли ед.			
		коэфф. вытеснения	коэфф. охвата вытеснением.	коэфф. заводнения	КНО
ЮС ₁ ¹	1	0.51	0.889	0.918	0.416
	2		0.846	0.920	0.397
	2а		0.846	0.957	0.413
	3		0.89	0.952	0.432
ЮС ₁ ³	1		0.889	0.721	0.327
	2		0.846	0.716	0.309
	2а		0.846	0.728	0.314
	3		0.89	0.784	0.356
Зона совместного залегания	1		0.889	0.891	0.404
	2		0.846	0.883	0.381
	2а		0.846	0.899	0.388
	3		0.89	0.936	0.425
По месторождению в целом	1		0.889	0.860	0.39
	2		0.846	0.858	0.37
	2а		0.846	0.883	0.381
	3		0.89	0.905	0.411

По 2-му и 2а вариантам разработки предполагается разбуривание месторождения по площадной пятиточечной системе с расстоянием между добывающими скважинами 1000 м. Различие вариантов в том, что в варианте 2а, так же как и в третьем варианте дополнительно предусмотрены мероприятия по зарезке трех боковых стволов и мероприятия по увеличению нефтеотдачи, а так же разбуривание площади месторождения с запасами категории С₂. Так по второму варианту заложено бурение 232 скважин,

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ КИНЯМИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

4.1 Общие положения

Представленные для экономической оценки технологические варианты разработки Киняминского месторождения разделены на следующие разрабатываемые объекты или предлагаемые к разработке: пласты ЮС₁¹, ЮС₁³, запасы категории С₂, суммарные варианты по пластам и по месторождению в целом.

Для оценки экономической эффективности предлагаемых вариантов разработки каждый пласт представлен группой до пяти технологических вариантов (первый - базовый вариант).

Группа технологических вариантов представлена индивидуальной комбинацией предлагаемых мероприятий: запуск скважин в работу; перевод скважин с пласта на пласт; врезка горизонтального второго ствола на скважине; гидроразрыв пласта на устье скважины, ликвидация или длительная консервация скважин и др.

Оценка экономической эффективности разработки объектов Киняминского месторождения осуществлялась на основе Регламента составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39-007-96), Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования, а также согласно основным положениям Налогового Кодекса РФ.

Доходы по проекту планируется получать за счет реализации добываемого углеводородного сырья (нефть и газ). Цена на мировом рынке принята на уровне 39 \$./барр., (прогноз правительства при составлении бюджета на 2005 год). Цена на внутреннем рынке принята на уровне 4500 руб./т. нефти с учетом НДС. Доля реализации нефти на внешнем рынке принята на уровне 50%. Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти составляют 25 долл./т. Курс доллара 29 рублей за 1 доллар США.

Окупаемость проекта характеризуется сроками возврата инвестиций, исчисляемыми без учета коэффициента дисконтирования или с его учетом:

- ✓ Сроком окупаемости без дисконта (PP) называется продолжительность наименьшего периода, по истечении которого накопленный дисконтированный эффект становится и в дальнейшем остается неотрицательным.
- ✓ Сроком окупаемости с учетом дисконта (DPP) называется продолжительность наименьшего периода, по истечении которого накопленный эффект становится и в дальнейшем остается неотрицательным.

Одним из основных критериев оценки экономической эффективности вложения средств является накопленный дисконтированный поток наличности (НЧДД). Положительное значение свидетельствует о целесообразности вложения инвестиций, отрицательное – об убыточности предлагаемых проектных решений.

Согласно действующему Налоговому Кодексу РФ в составе эксплуатационных затрат учитываются налоги и отчисления, относимые на себестоимость продукции. Кроме налогов и отчислений, включаемых в состав эксплуатационных затрат, учитываются налоги, относящиеся на финансовые результаты или уплачиваемые в счет уменьшения прибыли предприятия, а также налог на добавленную стоимость. Все эти виды налогов формируются при расчете показателей коммерческой и бюджетной эффективности эксплуатации месторождения, сумма всех налогов составляет доход государства от проекта.

Определение эксплуатационных затрат осуществляется с использованием удельных затрат, которые формируются на основе фактической калькуляции затрат за базовый период, выбранный для проведения расчетов эффективности. После определения капитальных и текущих затрат с учетом налогов и иных отчислений осуществляется расчет ряда показателей, характеризующих экономическую эффективность проекта.

капитальных затрат входят прочие затраты и затраты на природоохранные мероприятия (в процентном отношении к общей сумме капитальных затрат). Оценка капитальных вложений проводилась по вариантам разработки отдельных эксплуатационных объектов и в целом по месторождению. Капитальные вложения, необходимые для обустройства месторождения, приведены в таблице 5.1.

При определении эксплуатационных затрат были использованы данные калькуляции себестоимости добычи нефти на Киньяминском месторождении, ОАО Юганскнефтегаз, за 12 месяцев 2004 года, а также принимались во внимание конкретные условия эксплуатации месторождения и технологические показатели вариантов разработки эксплуатационных объектов и месторождения в целом. Данные по стоимости капитального ремонта скважин и стоимости отдельных мероприятий увеличения нефтеотдачи приняты согласно документу: «выполнение бюджета по ОТКРС» ОАО Юганскнефтегаз за 2004 год в целом.

Оценка эксплуатационных расходов выполнена в соответствии с текущими удельными затратами с учетом проектируемых показателей по добыче нефти и жидкости, среднедействующего фонда скважин и закачки воды по следующим элементам затрат:

- обслуживание добывающих и нагнетательных скважин;
- капитальный ремонт скважин;
- затраты на электроэнергию;
- сбор и транспорт нефти;
- затраты на подготовку нефти;
- амортизация скважин и прочих основных фондов;
- затраты на проведение мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов;
- налоги и платежи, включаемые в себестоимость нефти.

нефти и газа на условно-постоянные и условно-переменные. Кроме того, учитывались конкретные условия разработки лицензионного участка и предлагаемые методы повышения текущей и конечной нефтеотдачи пластов.

Исходные данные для расчета проекта разработки Киньяминского месторождения приведены в таблице 4.1.

4.4 Налоговая система

Величина налоговых отчислений и платежей, а также платежей в бюджетные и во внебюджетные фонды определялась в соответствии с действовавшим в 2005 году в Российской Федерации Налоговым Кодексом. Все ставки налоговых отчислений представлены в таблице 4.1.

Налог на добычу полезных ископаемых. В период по 31 декабря 2006 года налог на добычу нефти рассчитывается исходя из установленной ставки (419 руб./т) с коэффициентом, характеризующим динамику мировых цен на нефть.

Расчет коэффициента цен проводится по нижеприведенной формуле:

$$K_{ц} = \frac{(\text{Цена Юралс } \$ / \text{барр.} - 9 \text{ долл.} / \text{барр.}) * \text{курс } \$}{261}$$

Затем установленная ставка была скорректирована с учетом полученного коэффициента = 3,333. Таким образом, налог на добычу полезных ископаемых составил $3,333 * 419 = 1396,67$ рублей за тонну нефти.

Экспортная пошлина. Размер экспортной пошлины дифференцирован в зависимости от уровня цены на нефть на внешнем рынке. При цене нефти выше 25 \$/баррель. - ставка равна 29,2 долл./т плюс 65 % от разницы между ценой Юралс в долларах за 1 тонну и 182,5 долларов (где 182,5 – цена Юралс в долларах за 1 тонну, как 25 \$/барр.*7,3);

Таким образом, размер экспортной пошлины составил 95,4 \$/т. или 2765,9 руб./т. нефти.

Единый социальный налог и страхование от несчастных случаев
Состоит из следующих составляющих:

пенсионный фонд

20,0

4.6 Техничко-экономический анализ вариантов разработки

Экономическое обоснование выполнено на основе анализа технологических вариантов разработки, отличающихся между собой уровнями добываемой нефти, темпами отбора нефти, динамикой добычи жидкости и другими технологическими показателями.

Основные экономические показатели, такие как эксплуатационные затраты на добычу нефти, себестоимость, налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды различных уровней, чистая прибыль от реализации продукции на внешнем и внутреннем рынках, поток денежных средств, накопленный чистый дисконтированный доход рассчитаны по годам, за рентабельный (экономически предельный) и весь сроки разработки.

Все экономические расчеты были выполнены в условиях лицензионной формы соглашения. Целью экономической оценки вариантов разработки является выбор наилучшего варианта, обеспечивающего наибольшую экономическую эффективность разработки месторождения в целом, так и отдельных его объектов, с учётом выбора наиболее эффективной технологии освоения и разработки рассматриваемого объекта (пласт, месторождение).

В целом представлены четыре суммарных вариантов, образованные аналогично вариантам, сформированным по объектам месторождения:

1 (базовый) вариант предусматривает разработку месторождения по первоначально утвержденной трехрядной системе разработки. Кроме того, планируется уплотняющее бурение и перевод части добывающих скважин под закачку для формирования пятиточечной системы разработки с расстоянием 1000 м на участке пробной эксплуатации. Вариант характеризуется 3-х рядной сеткой расположения скважин. Рентабельный срок разработки пласта по данному варианту до 2026 года. НЧДД = 22983,3 млн. рублей и доход государства к рентабельному сроку составит 46032,9 млн. рублей (дисконт 10%). Индекс доходности капитальных вложений $PI_{КВ} = 3,07$, Индекс доходности общих затрат $PI_{Общ} = 1,27$;

Киньяминского месторождения. Основные экономические показатели разработки месторождения в целом представлены ниже, (таблица 4.2).

Таблица 4.2

Основные оценочные показатели суммарных вариантов разработки.

Показатель	варианты разработки месторождения в целом			
	1	2	2а	3(рек)
Капитальные вложения, тыс. р.				
рентабельный срок	11090.1	7502.9	7794.6	15698.0
весь срок	14993.5	9926.6	11085.7	18045.1
Эксплуатационные затраты, тыс. р.				
рентабельный срок	74790.5	62926.7	64867.1	72071.2
весь срок	146410.5	106434.5	107862.4	124888.5
НЧДД, тыс. руб.				
рентабельный срок	22983.3	26557.8	27409.8	27914.1
весь срок	21467.3	25722.8	26597.9	26086.6
Индекс доходности	3,07	4,54	4,52	2,78
Доход государства, тыс. руб.				
рентабельный срок	46032.9	47568.6	48826.7	53646.5
весь срок	47009.2	48336.3	49615.1	55238.4
Рентабельный срок разработки, год	2026	2025	2025	2022

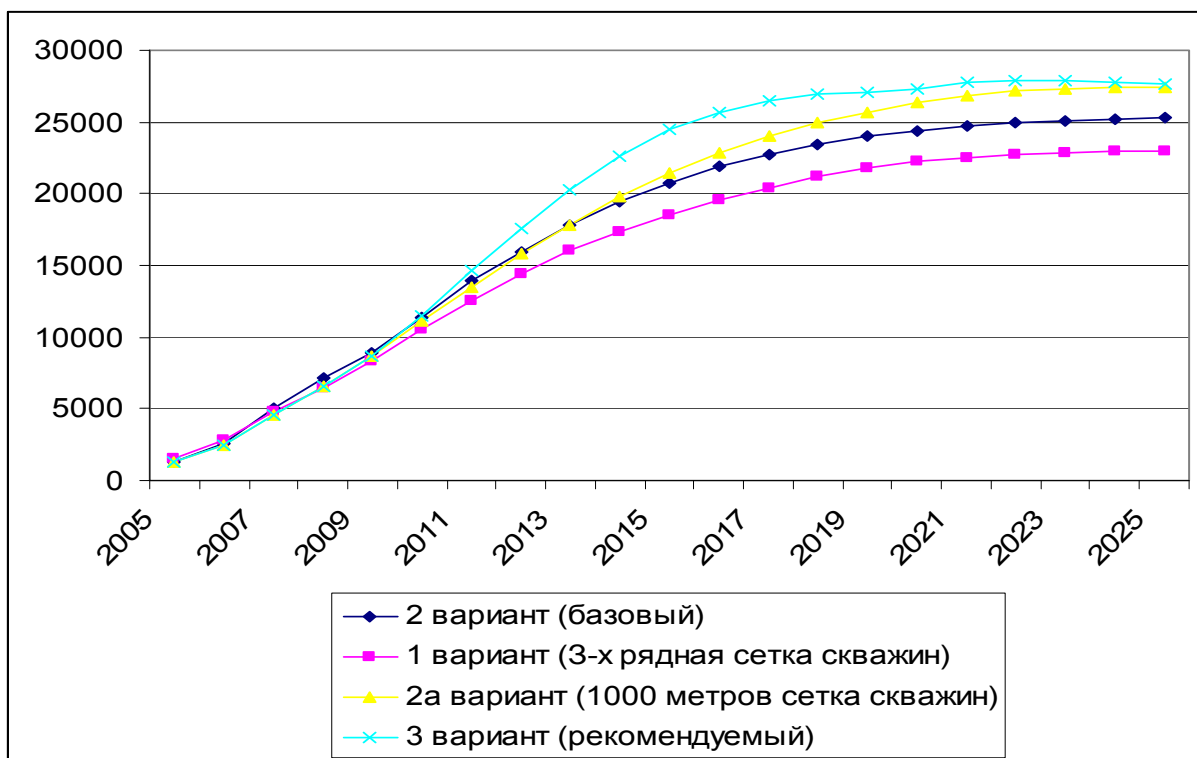


Рисунок 4.2 – Динамика НЧДД для суммарных вариантов по месторождению в целом.

5 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

В дипломном проекте проведен анализ состояния разработки месторождения и предложены 4 варианта разработки с различной схемой размещения скважин, воздействий на пласт и применяемых МУН

5.1 Основные опасные и вредные факторы при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

К основным опасным и вредным факторам при производстве работ в нефтегазодобывающей промышленности относятся:

- физические: движущиеся машины и механизмы; повышенная запыленность воздуха рабочей зоны; повышенная загазованность воздуха рабочей зоны; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; повышенный уровень статического электричества; шумы и вибрации;
- химические: раздражающие; действующие через кожный покров; канцерогенные;
- биологические: микроорганизмы; бактерии; вирусы; кровососущие насекомые;
- психофизиологические: физические нагрузки (статические, динамические); нервно-психические перегрузки; перенапряжение анализаторов; эмоциональные нагрузки.

Произведем оценку состояния травматизма, профессиональных заболеваний и причин их вызывающих, степени риска.

Оценка риска R производится по формуле:

$$R = C_n / N_p, \quad (5.1.)$$

где C_n – число несчастных случаев на производстве за год;

N_p – число работающих в сфере производства.

По НГДУ «Майскнефть» в 2004 году зафиксировано 2 несчастных случая. Число работающих в НГДУ «Майскнефть» составляет 1200 человек. Тогда по формуле 5.1. определим степень риска по НГДУ в 2004 году.

безопасности и установленными методами их соблюдения, а также с опасностями, связанными с выполнением таких операций;

- персонал должен иметь постоянный доступ к технической документации, относящейся к оборудованию и выполнять содержащиеся в этой документации инструкции;
- любой не квалифицированный персонал должен находиться на безопасном расстоянии от оборудования;
- любые работы на оборудовании должны проводиться после его остановки, снятия давления и напряжения;
- при обслуживании и ремонте оборудования на щите (пульте) управления должно быть установлено блокирующее устройство, предотвращающее использование оборудования неуполномоченными лицами и непредусмотренное включение оборудования во время его обслуживания;
- непосредственно после завершения работ должны быть вновь установлены защитные приспособления;
- насосы и оборудование, работающие на хим. реагентах, опасные для здоровья человека, перед ремонтом должны быть дезактивированы;
- к эксплуатации, обслуживанию и ремонту электрооборудования должны привлекаться лица, допущенные в установленном порядке к работам с электроустановками напряжением до 1000 В;
- при проверке электрической прочности и измерении электрического сопротивления изоляции должны соблюдаться требования безопасности по ГОСТ 12997-84;
- к работам по обслуживанию и ремонту необходимо приступать не ранее, чем через 5 минут после снятия напряжения.

5.2.2 Санитарные требования

Киньяминское месторождение расположено в 45 км от поселка Угут и в 120 км от г.Пыть-Ях. Рабочие к месту работы доставляются – вахтовым транспортом.

зоне с учетом избытков явного тепла, тяжести выполняемой работы и сезона года.

Условия труда на нефтяных промыслах Западной Сибири имеют свои особенности в связи с суровыми климатическими условиями. Климат района резко континентальный; холодная зима с сильными ветрами и холодное лето.

Условия труда на нефтяных промыслах Западной Сибири имеют свои особенности в связи с суровыми климатическими условиями. Климат района резко континентальный; холодная зима с сильными ветрами и холодное лето.

В зимнее время активированные дни устанавливаются при температуре воздуха -45°C .

Искусственное освещение нормируется в соответствии со СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования».

В качестве источников света на производстве чаще всего используют лампы накаливания и люминесцентные характеризующиеся высокой светоотдачей, повышенным КПД, меньшей яркостью, не высокой температурой нагрева. В таблице 5.2. приведены нормы электрического освещения для производственных объектов.

Таблица 5.2

Нормы электрического освещения для производственных объектов

Наименование объекта	Общая минимальная освещённость, лк
1	2
Устья нефтяных скважин, станки качалки	13
Рабочие места при текущем и капитальном ремонте скважины:	
устье скважины	26
лебёдка	15
подъёмная мачта	2
люлька верхнего рабочего	15
приёмные мостки	15
Нефтяные трапы, газовые сепараторы и т.п.	20
Механические мастерские	50
Стоянки машин	10
АГЗУ	75

Классификация средств защиты и общие требования к ним даны в ГОСТ 12.4.011-75 «Средства защиты работающих. Классификация».

К индивидуальным средствам защиты на промыслах относятся: спецодежда, спецобувь, головные уборы, рукавицы, перчатки, приспособления для защиты органов дыхания, зрения и слуха (противогазы, респираторы, очки различных типов, антифоны), предохранительные пояса и др..

Требования к спецодежде регламентируются ГОСТ 2.4.103-83. К ней предъявляются такие требования как: хорошие теплозащитные свойства, воздухопроницаемость, малая влагоёмкость и нефтепроницаемость.

Спецобувь предназначена для предохранения ног от механических повреждений и от действия кислот, щелочей и т.п.

Головные уборы (каска) предназначены для защиты головы от механических повреждений. Каски бывают текстильные (ТУ 6-19-186-81), пластмассовые (ГОСТ 12.4.091-80).

Рукавицы предназначены для предохранения рук от механических повреждений, загрязнений, а в зимнее время при работе на открытом воздухе и от холода. При работе с химическими веществами, кислотами и щелочами рабочие должны быть снабжены резиновыми перчатками.

Защитные очки предназначены для защиты глаз от механических повреждений осколками твёрдых частиц, брызг кислот и щелочей, пыли и лучистой энергии и выполняются в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.013-85.

На нефтегазодобывающих предприятиях при чистке нефтяных ёмкостей, ремонтных работах у скважин, ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов, работе с пылящими веществами и т.д. в атмосфере, содержащей вредные вещества (газы, пары и пыль) в концентрациях, превышающих предельно допустимые санитарные нормы, применяют средства защиты органов дыхания, к которым относятся противогазы и противопылевые респираторы (ГОСТ 12.4.094-85).

5.3 Анализ эффективности мероприятий по обеспечению экологической безопасности

5.3.1. Влияние проектируемых работ на окружающую среду

Освоение Киняминского месторождения оказывает комплексное воздействие на окружающую среду. В соответствии с действующими нормативными документами и законодательством в области охраны окружающей среды предусматриваются мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану окружающей среды и недр от возможных вредных воздействий, связанных с разработкой месторождения, предвидеть все существенные воздействия на окружающую среду.

При эксплуатации объектов Киняминского месторождения загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения:

- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (скважины, сепараторы, емкости, насосы);
- продуктов сгорания попутного нефтяного газа (факел);
- небольшого количества легких фракций химреагентов (ингибитор коррозии);
- сварочных аэрозолей и др. вредных веществ от оборудования ОПБ;
- углеводородов от емкостей для хранения топлива.

При эксплуатации технологического оборудования по добыче нефти через неплотности запорно-регулирующей арматуры и дыхательные клапаны емкостей выделяться небольшое количество легких углеводородов.

При сгорании газа на факеле выделяются в атмосферу: оксиды азота и углерода, сажа, углеводороды и бенз(а)пирен.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу от объектов эксплуатации Киняминского месторождения являются:

1. Площадка ДНС: источники загрязнения - неплотности фланцевых соединений запорной арматуры, а также подвижных соединений (насосы). Неорганизованный выброс ЗВ площадного типа.

- прямые выбросы вредных веществ в водотоки и водоемы при порывах трубопроводов, строительстве дорог и других объектов;
- шламовые амбары, свалки, порубочные остатки, замазученные участки по трассам трубопроводов и кустам добывающих скважин;

Таблица 5.5

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

№ п/п	Код	Наименование вещества	Класс опасности	ПДК мг/м ³	Валовый выброс, т/год	Максим. разовый выброс, г/сек
1	0123	Железа оксид	3	0,04	0,0079	0,000598
2	0143	Марганец и его соединения	2	0,01	0,000774	0,0000632
3	0301	Азота диоксид	2	0,085	12,6	0,399
4	0304	Азота оксид	3	0,4	2,048	0,0649
5	0328	Сажа	3	0,15	236,336	7,49
6	0337	Углерода оксид	4	5,0	1969,47	62,45
7	0342	Фтористый водород	2	0,020	0,000225	0,0000285
8	0344	Фториды	2	0,20	0,00099	0,000125
9	0410	Метан			636,264	20,175
10	0415	Смесь углевод. предельных C1 -C5		50,0	6,71	0,259
11	0416	Смесь углевод. предельных C6 -C10		30,0	1,06	0,0339
12	0703	Бенз(а)пирен (3,4 - Бензапирен)	1		0,0000006	0,0000001
13	1052	Спирт метиловый	3	1,0	2,6	0,08
14	2754	Углеводороды предельные C12 -C19	4	1,0	0,668	0,0265
15	2908	Пыль неорганическая (20-70% SiO ₂)	3	0,30	0,000543	0,0000533
Всего веществ			17		2891,838	91,91
В том числе твердых			5		263,34	7,495
Жидких/газообразных			12		2660,49	84,415

По нарастанию экологического воздействия на нефтепромысловые объекты можно расположить следующим образом: линии связи и электропередачи, трассы протаскивания буровых установок, газопроводы,

При разливе нефти на территории месторождения сильному загрязнению подвергаются почвы, поверхностные и подземные воды.

Таблица 5.6

Масштабы и степень воздействия аварийных сбросов, загрязняющих веществ на абиотические составляющие экосистем

Вид воздействия	Пространственный масштаб воздействия	Временной масштаб воздействия	Степень воздействия
Разлив нефти на почву на территории месторождения	локальный-местный	временный-долгопериодный	низкая-умеренная
Разлив нефти в водные источники	локальный-местный	временный-долгопериодный	умеренная
Пожар (взрыв) на территории месторождения	локальный	долгопериодный многолетний	низкая

5.3.2. Мероприятия по защите окружающей среды

На всех стадиях разработки Киньяминского месторождения должен быть предусмотрен контроль состояния окружающей среды с регулярными проверками эффективности природоохранных мероприятий и выявлением ранее не предсказанных экологических эффектов. В соответствии со статьей 71 “Закона об охране окружающей природной среды” производственный экологический контроль осуществляется экологической службой предприятия и ставит своей задачей проверку выполнения планов и мероприятий по охране природы и оздоровлению окружающей среды, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов, соблюдения нормативов качества природной среды, выполнения требований природоохранительного законодательства.

Задачами мониторинга окружающей среды являются:

- проверка эффективности экологически обоснованных конструктивных решений и природоохранных мероприятий, а также эффективности

2. При планируемой разработке месторождения предусматривается использование подземных вод для водоснабжения. Предлагаемые мероприятия обеспечивают охрану поверхностных и подземных вод от загрязнения. Загрязнение пресных подземных вод в пределах Среднеобского бассейна носит локальный характер, т.е. наблюдается в отдельных скважинах и затрагивает небольшие участки водоносного горизонта.

3. Учитывая естественную способность атмосферы к рассеиванию и проведения плановых мероприятий по регулированию выбросов загрязняющих веществ и их контролю, величины приземных концентраций загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны не превышают предельно допустимых.

4. Из всех видов отрицательного воздействия приоритет по глубине нарушения биоценозов и почв занимает нефтяное загрязнение и требует проведения рекультивационных работ.

же бурение на не разбуренной площади месторождения сеткой скважин плотностью 50 га/скв. На втором этапе производится уплотняющее бурение зависимыми скважинами с учетом особенностей выработки запасов до 25 га/скв. Планируется пробурить 516 скважины (275 добывающих и 241 нагнетательных), так же предполагается применение физико-химических МУН и зарезки горизонтальных стволов на трех скважинах южного участка в целях вовлечения в разработку неохваченных зон.

По данному варианту рентабельный срок разработки составит 42 года, максимальные уровни добычи нефти – 2887 тыс. т (2014 год) и жидкости – 11379 тыс. т (2020 год), закачки – 11687 тыс. куб. м (2020 год). Накопленная добыча нефти составит 44754 тыс. т, жидкости – 211331 тыс. т, накопленная закачка – 219503 тыс. куб. м, конечный КНО – 0,41.

Из результатов расчета следует, что применение варианта 3 обеспечивает наибольший коэффициент извлечения нефти за рентабельный срок разработки, достаточно высокий технологический КНО, а также наибольший доход государства.