

СОДЕРЖАНИЕ

ТОМ II		
6	Методы повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов	461
6.1	Анализ эффективности применяемых методов	461
6.2	Обоснование применения методов повышения коэффициентов извлечения и интенсификации добычи УВС на прогнозный период. Программа применения методов	463
7	Экономический анализ вариантов разработки	477
7.1	Методика и исходные данные для экономической оценки. Макроэкономические показатели	477
7.2	Показатели экономической эффективности	478
7.3	Налоговая система	480
7.4	Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат	485
7.5	Технико-экономические показатели рекомендуемого варианта месторождения в целом и лицензионных участков месторождения	492
7.6	Технико-экономические показатели разработки ЭО	492
7.7	Определение рекомендуемого варианта разработки	494
7.8	Анализ чувствительности проекта	496
8	Характеристика извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения углеводородов	586
8.1	Анализ расчетных величин коэффициентов извлечения УВС	586
8.2	Обоснование рекомендуемых извлекаемых запасов и КИН	598
8.3	Анализ изменения извлекаемых запасов и КИН	599
9	Конструкции скважин, производство буровых работ, методы вскрытия пластов и освоения скважин, консервации и ликвидации скважин	602
9.1	Конструкции скважин и производство буровых работ	603
9.1.1	Профили и конструкции скважин	603
9.1.2	Рекомендации по технологии производства буровых работ	610
9.2	Методы вскрытия и освоения продуктивных пластов	613
9.3	Освоение добывающих и нагнетательных скважин	617
9.4	Консервация и ликвидация скважин	619
9.5	Геофизические и геолого-технологические исследования в процессе бурения скважин	622
9.6	Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с использованием недр	623
10	Техника и технология добычи углеводородов	627
10.1	Анализ фактических режимов эксплуатации добывающих скважин	627
10.2	Обоснование способа и технологических параметров эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования	628
10.3	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	639
10.4	Рекомендации к системе внутринефтепромыслового сбора, подготовки и учета продукции скважин	644
10.5	Рекомендации к системе поддержания пластового давления для нефтяных залежей	649
10.6	Обоснование геологических объектов и конструкции поглощающих скважин для утилизации попутно добываемой воды	652
10.7	Варианты мероприятий по использованию и утилизации попутного нефтяного газа, в том числе для целей повышения нефтеотдачи	652

11	Контролирование процесса разработки	653
11.1	Обоснование сети наблюдательных и пьезометрических скважин	653
11.2	Состав и объем исследовательских работ по контролю за разработкой	654
11.3	Рекомендации по регулированию разработки	661
12	Доразведка и научно-исследовательские работы	665
12.1	Выполнение программы доразведки и научно-исследовательских работ	665
12.2	Программа доразведки и научно-исследовательских работ на прогнозный период	666
12.2.1	Отбор и исследование керна	672
12.2.2	Промыслово-геофизические исследования скважин	673
12.2.3	Промысловые и гидродинамические исследования скважин	675
12.2.4	Физико-химические исследования пластовых флюидов	677
13	Мероприятия по рациональному использованию и охране недр, обеспечению требований в области ООС и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами	680
13.1	Состояние окружающей среды	680
13.2	Основные источники воздействия на недра при бурении и эксплуатации скважин	691
13.3	Мероприятия по охране недр при производстве буровых работ	695
13.4	Мероприятия по охране недр при эксплуатации скважин	698
13.5	Мероприятия по обеспечению рационального использования и утилизации попутного нефтяного газа	700
13.6	Мероприятия по контролю состояния окружающей среды	701
	Заключение	706
	Список использованных источников	708
	Техническое задание	715

СПИСОК ТАБЛИЦ

ТОМ II		
6.1	Распределение количества мероприятий и дополнительной добычи нефти по технологиям	462
6.2	Ожидаемая эффективность применения технологий увеличения нефтеизвлечения на объектах Граничного месторождения	468
6.3	Проектные показатели по применению технологий увеличения нефтеизвлечения (динамика дополнительной добычи нефти) в целом на объектах Граничного месторождения (по 2 варианту)	470
6.4	Проектные показатели по применению технологий увеличения нефтеизвлечения (динамика дополнительной добычи нефти) на объектах каширских отложений Граничного месторождения (по 2 варианту)	472
6.5	Проектные показатели по применению технологий увеличения нефтеизвлечения (динамика дополнительной добычи нефти) на объектах верейских отложений Граничного месторождения (по 2 варианту)	472
6.6	Проектные показатели по применению технологий увеличения нефтеизвлечения (динамика дополнительной добычи нефти) на объектах башкирских отложений Граничного месторождения (по 2 варианту)	473
6.7	Проектные показатели по применению технологий увеличения нефтеизвлечения (динамика дополнительной добычи нефти) на объектах бобриковских отложений Граничного месторождения (по 2 варианту)	474
6.8	Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения коэффициента нефтеотдачи (КИН) и интенсификации добычи нефти, прогноз их применения на Граничном нефтяном месторождении	476
7.1	Макроэкономические показатели	478
7.2	Расчет экспортного нетбэка – нефть	478
7.3	Исходные данные для экономической оценки	487
7.4	Основные технико-экономические показатели. Граничное месторождение - суммарный, рекомендуемый вариант	489
7.5	Определение рекомендуемого варианта разработки на основе интегрального показателя Топт	495
7.6	Определение рекомендуемого варианта разработки на основе интегрального показателя Топт	495
7.7	Определение рекомендуемого варианта разработки на основе интегрального показателя Топт	495
7.8	Определение рекомендуемого варианта разработки на основе интегрального показателя Топт	496
7.9	Характеристика расчетных технико-экономических показателей разработки	498
7.10	Сводные технико-экономические показатели вариантов разработки	500
7.11	Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - суммарный (рекомендуемый) вариант	501
7.12	НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с". Граничное месторождение - суммарный (рекомендуемый) вариант	503
7.13	Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - суммарный (рекомендуемый) вариант	505
7.14	Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - суммарный (рекомендуемый) вариант	507
7.15	Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб. Граничное месторождение - суммарный (рекомендуемый) вариант	509
7.16	Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - суммарный	510

	(рекомендуемый) вариант	
7.17	Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 0 вариант, каширский ЭО	511
7.18	НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 0 вариант, каширский ЭО	512
7.19	Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, каширский ЭО	512
7.20	Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, каширский ЭО	513
7.21	Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, каширский ЭО	514
7.22	Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - рекомендуемый вариант, каширский ЭО	514
7.23	НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - рекомендуемый вариант, каширский ЭО	515
7.24	Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - рекомендуемый вариант, каширский ЭО	515
7.25	Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - рекомендуемый вариант, каширский ЭО	516
7.26	Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб. Граничное месторождение - рекомендуемый вариант, каширский ЭО	516
7.27	Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - рекомендуемый вариант, каширский ЭО	517
7.28	Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 0 вариант, верейский ЭО	517
7.29	НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 0 вариант, верейский ЭО	518
7.30	Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, верейский ЭО	519
7.31	Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, верейский ЭО	519
7.32	Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб. Граничное месторождение – 0 вариант, верейский ЭО	520
7.33	Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, верейский ЭО	520
7.34	Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 1 вариант, верейский ЭО	521
7.35	НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 1 вариант, верейский ЭО	522
7.36	Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 1 вариант, верейский ЭО	524
7.37	Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 1 вариант, верейский ЭО	525
7.38	Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб. Граничное месторождение - 1 вариант, верейский ЭО	526
7.39	Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 1 вариант, верейский ЭО	527
7.40	Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), верейский ЭО	528
7.41	НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), верейский ЭО	529

7.42	Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), верейский ЭО	530
7.43	Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), верейский ЭО	531
7.44	Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), верейский ЭО	532
7.45	Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), верейский ЭО	533
7.46	Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 3 вариант, верейский ЭО	534
7.47	НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 3 вариант, верейский ЭО	535
7.48	Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 3 вариант, верейский ЭО	536
7.49	Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 3 вариант, верейский ЭО	537
7.50	Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб. Граничное месторождение - 3 вариант, верейский ЭО	538
7.51	Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 3 вариант, верейский ЭО	539
7.52	Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 0 вариант, башкирский ЭО	540
7.53	НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 0 вариант, башкирский ЭО	540
7.54	Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, башкирский ЭО	541
7.55	Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, башкирский ЭО	541
7.56	Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, башкирский ЭО	542
7.57	Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, башкирский ЭО	542
7.58	Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 1 вариант, башкирский ЭО	543
7.59	НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 1 вариант, башкирский ЭО	544
7.60	Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 1 вариант, башкирский ЭО	545
7.61	Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 1 вариант, башкирский ЭО	546
7.62	Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб. Граничное месторождение - 1 вариант, башкирский ЭО	547
7.63	Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 1 вариант, башкирский ЭО	548
7.64	Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), башкирский ЭО	549
7.65	НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), башкирский ЭО	550
7.66	Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), башкирский ЭО	551

7.67	Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), башкирский ЭО	552
7.68	Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), башкирский ЭО	553
7.69	Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), башкирский ЭО	554
7.70	Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 3 вариант, башкирский ЭО	555
7.71	НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 3 вариант, башкирский ЭО	556
7.72	Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 3 вариант, башкирский ЭО	557
7.73	Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 3 вариант, башкирский ЭО	558
7.74	Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб. Граничное месторождение - 3 вариант, башкирский ЭО	559
7.75	Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 3 вариант, башкирский ЭО	560
7.76	Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 0 вариант, бобриковский ЭО	561
7.77	НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 0 вариант, бобриковский ЭО	562
7.78	Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, бобриковский ЭО	563
7.79	Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, бобриковский ЭО	564
7.80	Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, бобриковский ЭО	565
7.81	Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, бобриковский ЭО	566
7.82	Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 1 вариант, бобриковский ЭО	567
7.83	НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 1 вариант, бобриковский ЭО	568
7.84	Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 1 вариант, бобриковский ЭО	569
7.85	Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 1 вариант, бобриковский ЭО	570
7.86	Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб. Граничное месторождение - 1 вариант, бобриковский ЭО	571
7.87	Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 1 вариант, бобриковский ЭО	572
7.88	Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), бобриковский ЭО	573
7.89	НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), бобриковский ЭО	574
7.90	Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), бобриковский ЭО	575
7.91	Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), бобриковский ЭО	576

7.92	Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), бобриковский ЭО	577
7.93	Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), бобриковский ЭО	578
7.94	Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 3 вариант, бобриковский ЭО	579
7.95	НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 3 вариант, бобриковский ЭО	580
7.96	Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 3 вариант, бобриковский ЭО	581
7.97	Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 3 вариант, бобриковский ЭО	582
7.98	Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб. Граничное месторождение - 3 вариант, бобриковский ЭО	583
7.99	Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 3 вариант, бобриковский ЭО	584
7.100	Анализ чувствительности изменения ЧДД пользователя недр и рентабельно извлекаемых запасов УВС. Граничное месторождение - суммарный (рекомендуемый) вариант	585
8.1	Значения КИН по технико-экономическим расчетам	587
8.2	Сравнение геолого-физических параметров Граничного нефтяного месторождения с параметрами соседних месторождений Республики Татарстан	589
8.3	Принятые коэффициенты вытеснения для обоснования КИН	591
8.4	Основные исходные данные и результаты расчета КИН по коэффициентному методу	594
8.5	Средние величины параметров для условий методики Кожякина С.В. для терригенных коллекторов	595
8.6	Средние величины параметров для условий методики МИНГЕО-87 для карбонатных коллекторов	596
8.7	Средние величины параметров для условий методики МИНГЕО-87 для терригенных коллекторов	596
8.8	Средние величины параметров для условий методики ПАО «Гипровостокнефть»	597
8.9	Сопоставление коэффициентов извлечения нефти по вариантам разработки	598
8.10	Сопоставление по вариантам разработки извлекаемых запасов нефти, коэффициентов извлечения нефти	599
8.11	Обоснование и сопоставление рекомендуемого технологического КИН с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых РФ	600
8.12	Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов нефти и КИН с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых РФ (рентабельно и технологически обоснованных)	601
9.1	Варианты конструкций наклонно-направленных скважин	608
9.2	Технико-технологические мероприятия безопасного ведения работ	624
10.1	Соответствие насосов по АНИ и ОСТ 26.16.06-86	629
10.2	Параметры внутрискважинного оборудования установок	631
10.3	Распределение пластовых и поверхностных проб по горизонтам	640
10.4	Мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин	644
10.5	Схема сбора продукции скважин	645
10.6	Показатели степени подготовки нефти	645

10.7	Допустимое содержание в воде нефти и механических примесей	650
11.1	Программа мероприятий по контролю за разработкой	655
12.1	Выполнение программы исследовательских работ и доразведки, Граничное месторождение	667
12.2	Программа исследовательских работ и доразведки, Граничное месторождение	669
13.1	Химический состав воздуха	682
13.2	Химический состав поверхностных вод Граничного нефтяного месторождения (данные НГДУ «Нурлатнефть»)	686
13.3	Химический состав поверхностных вод Граничного нефтяного месторождения (данные ТатНИПИнефть)	687
13.4	Химический состав подземных вод Граничного нефтяного месторождения (данные НГДУ «Нурлатнефть»)	688
13.5	Химический состав подземных вод Граничного нефтяного месторождения (данные ТатНИПИнефть)	688
13.6	Предельно допустимые и ориентировочно допустимые концентрации веществ в почве	689
13.7	Химический состав проб грунта на территории Граничного нефтяного месторождения (данные ТатНИПИнефть)	690

СПИСОК РИСУНКОВ

ТОМ II		
10.1	Схема однолифтовой установки УОРЭ-146(168)	634
10.2	Схема двухлифтовой установки УОРЭ РПП-146(168, 178)	635
10.3	Схема установки ОРЭ для скважин малого диаметра	636
10.4	Установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов, совмещающая добычу с заводнением УОРЭДЗ-146(168)	638
10.5	Установка для одновременно-раздельного заводнения двух объектов УОРЗ-146 (168)	651

6 Методы повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов

6.1 Анализ эффективности применяемых методов

Анализ геолого-технических мероприятий основан на данных по состоянию на 01.01.2018 года, специальные исследования с целью определения эффективности мероприятий не проводились.

Всего с начала применения методов повышения нефтеизвлечения на объектах Граничного месторождения произведено 21 мероприятие. В результате чего было добыто более 9,8 тыс. т дополнительной нефти (таблица 6.1). На 01.01.2018 года опробовано 11 технологий в условиях добывающих скважин. Большинство технологий (ПАКС, КСМД, ЦНСКО, солянокислотные ОПЗ), применяемых на Граничном месторождении, относится к группе технологий химического увеличения проницаемости.

В условиях каширского горизонта проведена одна обработка скважины №1027 солянокислотной композицией HCl 15 МЛ в сентябре 2013 года, дополнительная добыча нефти составляет 966 т.

В условиях верейского горизонта произведено пять скв.-операции, всего дополнительно добыто 2410 т нефти. В результате закачки солянокислотной композиции HCl 15 МЛ так же на скважине №1027 (в сентябре 2013 года) получено 870 т нефти дополнительно. После проведения обработки скважин поверхностно-активным составом (ПАКС) и циклической направленной соляно-кислотной обработки (ЦНСКО) эффект составил 570 и 970 т нефти соответственно.

Сущность технологии ЦНСКО заключается во временном блокировании всех работающих зон и участков пласта [12]. В качестве блокирующего материала используется вязкая обратная эмульсия, которая имеет регулируемую в широком диапазоне вязкость, инертна к соляной кислоте, а главное, разжижается нефтью, поступающей из пласта при освоении скважины после ОПЗ. Закачка обратной эмульсии и соляной кислоты проводится циклами, количество которых определяется толщиной продуктивного пласта. Высоковязкая обратная эмульсия в низкопроницаемые зоны не проникает, они остаются открытыми для контакта и реакции с кислотой.

В условиях башкирского яруса проведено 13 скв.-операций, дополнительно

добыто более 5,6 тыс.т нефти. По многим технологиям были проведены единичные обработки. По технологиям КСМД, HCl 24 МЛ и HCl 24 НЛ эффект получен не был. Но самые высокие значения средней дополнительной добычи нефти отмечены после проведения солянокислотной ОПЗ (1400 т) и HCl 15 МЛ (889 т).

Технология солянокислотной ОПЗ основана на реакции растворения соляной кислотой известняка и доломита, содержащихся в скелете продуктивных коллекторов. В результате реакции в породе образуются каналы растворения. Продукты реакции – водорастворимые соли, вода и углекислый газ легко удаляются из пласта при создании депрессии. Выделяющийся углекислый газ оказывает дополнительное воздействие на пластовую систему.

В состав рабочего агента при СКО помимо воды и соляной кислоты входят уксусная кислота, ингибитор коррозии и поверхностно-активные вещества. Уксусную кислоту в количестве 4–5 % добавляют для замедления темпа нейтрализации кислотности раствора карбонатными породами или включениями.

В условиях бобриково-радаевского горизонта проведены три обработки по трем технологиям, дополнительно добыто 503 т нефти.

Таблица 6.1 - Распределение количества мероприятий и дополнительной добычи нефти по технологиям

Технология	Количество скважино-операций	Текущая дополнительная добыча нефти, т	Средняя текущая доп. добыча нефти на 1 скважино-операцию	Горизонт
HCl 15 МЛ	1	0	966	Каширский горизонт
Технология с использованием ПАКС	1	0	570	Верейский горизонт
HCl 15 МЛ	1	0	870	
Циклическая направленная соляно-кислотная обработка	4	306	970	
ОПЗ с применением реагента ИТПС-РС(ОПР)	1	36	36	Башкирский ярус
Технология КСМД	1	0	0	
Солянокислотная ОПЗ	3	0	4201	
Глинокислотная ОПЗ	1	0	211	
Шешма-2(композиция по удалению АСПО, HCL, HF)	1	0	82	
HCl 15 МЛ	1	0	889	
HCl 24 МЛ	1	0	0	
HCl 24 НЛ	2	0	0	
Циклическая направленная соляно-кислотная обработка	2	25	216	
ОПЗ с применением реагента ИТПС-РС(ОПР)	1	0	0	
Глинокислотная ОПЗ	1	0	0	
ОПЗ растворителями	1	0	503	Бобриково-радаевский горизонт

6.2 Обоснование применения методов повышения коэффициентов извлечения и интенсификации добычи УВС на прогнозный период. Программа применения методов

Представляется необходимым продолжение систематизированного применения технологических процессов увеличения нефтеизвлечения, на практике подтвердивших высокую эффективность. Полагается также, что в последующем научно-технический прогресс обеспечит замену применяющихся в настоящее время технологий усовершенствованными технологиями, эффективность которых при воздействии на пласты в аналогичных условиях окажется не хуже предшествующих.

Оптимальное использование каждой технологии ориентировано на характерные условия эксплуатации скважин, отражающие ту или иную стадию выработанности запасов нефти рассматриваемого геологического объекта. Отход от условий оптимального применения технологий сопряжён не только со снижением прироста дебита нефти, но и с увеличением прироста дебита воды. Указанное приводит к ухудшению показателей технологической и экономической эффективности применения технологий такого типа. Используется следующая схема применения комплекса различных методов увеличения нефтеизвлечения через нагнетательные и добывающие скважины.

С установлением путей фильтрации закачиваемой воды в зону отбора на более поздней стадии заводнения рекомендуются составы, загущающие вытесняющий агент на основе слабосшитых полимеров (НКПС-М).

Технология НКПС-М предназначена для повышения нефтеотдачи продуктивных пластов. Применение технологии позволяет решить следующие задачи регулирования заводнения: выравнивание профиля приемистости, ограничение прорыва воды в добывающие скважины, блокирование промытых зон и трещин.

Применение технологии для условий низкой приемистости нагнетательных скважин приводит к полному или частичному блокированию промытых водой более проницаемых зон коллектора композициями на основе низкоконцентрированных растворов полимеров.

Закачка растворов ПАВ способствует разрушению водонефтяной эмульсии и увеличивает смачиваемость породы. Благодаря свойствам используемых составов

проникать в более проницаемые промытые зоны, создаются условия перераспределения потоков пластовых флюидов в зоны с меньшей проницаемостью, тем самым, обеспечивая более полное извлечение нефти низкопроницаемых пропластков [13].

Нефтенасыщенная толщина пласта должна быть не менее 2 м. Среднее содержание воды в продукции добывающих скважин участка воздействия не менее 40 % и не более 98 %.

В это же время целесообразно выполнение работ по обеспечению заданных уровней отбора нефти.

В зонах распространения низкопроницаемых коллекторов выполняется разрыв пласта с целью увеличения его проницаемости (ГРП). Планирование динамики осуществления мероприятий тесно увязывается с динамикой ввода скважин в эксплуатацию. Разрыв пласта производится с использованием мобильных технических средств.

При ГРП жидкость разрыва под большим давлением закачивается в продуктивный пласт. В результате происходит раскрытие естественных или образование искусственных трещин. Закачкой песчано-жидкостной смеси или кислотного раствора расклинивают трещины гидроразрыва, обеспечивая сохранение их высокой пропускной способности после окончания процесса и снижения давления. В качестве расклинивающих трещины агентов используются зернистые материалы: песок, керамические шарики, корунд и др.

Для стимуляции отбора нефти через скважины, расположенные в карбонатных пластах целесообразно увеличение проницаемости пласта путём растворения коллектора за счёт использования солянокислотного воздействия на примере ГКРП, ПАКС, ЦНСКО и т.п.). Планирование динамики осуществления мероприятий увязывается с динамикой ввода скважин в эксплуатацию. С целью увеличения проницаемости терригенных коллекторов рекомендуется проведение депрессионной перфорации совместно с термобароимплозией на примере (ДП+ТБИВ).

Технология кислотного гидравлического разрыв пласта (ГКРП) основана на применении загущенных кислотосодержащих рабочих жидкостей. Непосредственно разрыв пласта осуществляют закачкой нефtekислотной смеси с расчетными вязкостью и плотностью. Геометрию трещины заранее регулируют посредством

предварительных работ на скважине. Дальнейшее развитие трещины в пласте осуществляют закачкой кислотной смеси медленного действия. Отличительной особенностью технологии ГКРП является отсутствие операции закрепления трещины песком. Раскрытость трещины обеспечивается неоднородностью карбонизации материала пласта. В результате взаимодействия с кислотой стенки трещины приобретают шероховатую поверхность, изрезанную сетью мелких и крупных каналов, по которым и происходит фильтрация нефти к стволу скважины

ПАКС – основа технологии кислотной обработки порово-трещиноватых карбонатных коллекторов [14]. Технология предполагает закачку в пласт при больших скоростях оторочки ПАКС и ее продавку в глубь пласта. Механизм действия ПАКС основан на усилении кислотного воздействия за счет снижения поверхностного натяжения на границе фаз, изменения смачиваемости поверхности породы, увеличения глубины проникновения обрабатывающего состава, снижения скорости реакции, более полного удаления продуктов реакции из пласта при освоении. ПАКС может применяться в процессе первичной кислотной обработки при освоении пробуренной скважины, для обработки пласта под давлением, в технологии кавернонакопителей и др. способах СКО.

ПАКС должен применяться на нефтедобывающих скважинах на любой стадии их эксплуатации, имеющие низкую продуктивность после бурения или снизившие ее в процессе разработки месторождения.

Суть способа термобароимплозионного воздействия (ТБИВ) на призабойную зону пласта заключается в сжигании в интервале перфорации высокоэнергетического заряда твердого горючего вещества, воздействия на пласт температуры, выделяющегося атомарного водорода и давления с последующим созданием депрессии путем открывания имплозионной камеры [15].

По мере эксплуатации скважин их продуктивность естественным образом снижается в силу кольтматации порового пространства прискважинной зоны частицами коллектора, солями, асфальтосмолопарафиновыми отложениями. Это требует мер по восстановлению проницаемости пласта. За основу приняты технологии, основанные на использовании физико-химических и депрессионных воздействий (на примере СНПХ-9030 и т.п.). На поздней стадии выработки запасов нефти эти процессы менее ощутимы, поэтому мероприятия по восстановлению

продуктивности оказываются менее эффективными. Мероприятия осуществляются с использованием мобильных технических средств.

В технологии СНПХ-9030 применяется метод глубокой комплексной обработки призабойной зоны пласта путём физико-химического воздействия в сочетании с депрессионным воздействием [16].

Физико-химическое воздействие осуществляется кислотной композицией СНПХ-9030, обладающей комплексным действием благодаря наличию в ней функционально назначенных химических реагентов – соляной и плавиковой кислот, органического растворителя и масловодорастворимого поверхностно-активного вещества (ПАВ).

Плавиковая и соляные кислоты позволяют изменить структуру порового пространства породы за счёт разрушения части скелета, диспергирования и частичного растворения цементообразующих минералов, включая диспергирование (разглинизацию) глинистого минерала. Органический растворитель разрушает и диспергирует АСПО в призабойной зоне и принимает участие в отмывании плёночной нефти, обеспечивая тем самым доступ кислот к стенкам породы. ПАВ создаёт благоприятные условия для проникновения композиции в породу и обеспечивает отмывание пленочной нефти.

Депрессионное воздействие осуществляется с целью эффективного выноса продуктов реакции из обрабатываемой зоны пласта и улучшения дренажа пласта пластовой или закачиваемой жидкостью в случае добывающих и нагнетательных скважин соответственно путём свабирования.

Вышеуказанные работы проводятся с целью увеличения или восстановления продуктивности скважин и в неблагоприятном случае сопряжены с определённым риском получения не только прироста дебита нефти, но и прироста дебита воды.

Одновременно происходит увеличение отбора попутной воды за счёт естественного замещения нефти в пласте водой, вследствие чего снижаются отборы нефти и увеличиваются расходы на подготовку добытой нефти. Это требует проведения работ по ограничению притока воды в скважины, причём масштабы их применения нарастают с увеличением выработки запасов нефти. Опыт показывает, что применение технологий водоограничения является наиболее рискованным видом работ в смысле достижения ожидаемого результата (целевая задача –

продолжительное снижение отбора воды и, лишь как следствие, получение дополнительной добычи нефти). К тому же, обычно они выполняются в скважинах, рентабельность эксплуатации которых уже низка вследствие малого дебита нефти и высокой обводнённости. При соответственно небольшом приросте дебита и довольно высокой стоимости технологии водоограничения обречены на невысокую экономическую эффективность и поэтому обычно применяются не в должных масштабах. За основу приняты технологии с использованием высоковязких эмульсий (на примере СНПХ-9633), сшитых полимеров (на примере ВПСД). Мероприятия осуществляются с использованием мобильных технических средств.

В качестве характерного примера селективного повышения фильтрационного сопротивления водонасыщенных интервалов пласта и улучшения условий фильтрации нефти по нефтенасыщенным пропласткам (снижения обводнённости) предлагается закачка реагента СНПХ-9633. Технология основана на способности реагента СНПХ-9633 при взаимодействии с минерализованной водой образовывать вязкие устойчивые эмульсии с внешней углеводородной фазой и блокировать промытые высокопроницаемые зоны (селективная изоляция) [17].

Реагент СНПХ-9633 представляет собой раствор композиции ПАВ в углеводородном растворителе. Реагент продавливают в пласт минерализованной водой.

Технология эффективна на терригенных и карбонатных коллекторах с обводнённостью добываемой продукции более 90 %, с плотностью добываемых вод 1015-1185 кг/м³.

Для ограничения водопритока с помощью тампонирувания водонасыщенных пропластков рекомендуется закачка высокопрочных полимерных систем (ВПСД) [18]. Механизм ее действия основан на создании в призабойной зоне пласта, обладающих высокой сдвиговой прочностью стабильных гелей на основе полимеров различного происхождения (химического синтеза, растительного, микробиологического) и индукторов гелеобразования, блокирующих водопроявляющие интервалы пласта, следствием чего является уменьшение (стабилизация) притока воды в добывающую скважину.

Технология применяется как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах, которые должны характеризоваться следующими параметрами: дебит жидкости не

менее 10 м³/сут; обводненность не более 99 %; нефтенасыщенная толщина пласта (пластов) вскрытого перфорацией не менее 3 м; температура пласта от 15 °С до 90 °С.

Используемые в настоящей работе значения ожидаемой эффективности применения проектируемых технологий приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Ожидаемая эффективность применения технологий увеличения нефтеизвлечения на объектах Граничного месторождения

Технология	Принятые	
	дополнительная добыча, т	продолжительность эффекта, мес.
Каширский объект		
ПАКС (доб.)	400	24
Верейский объект		
НКПС-М (нагн.)	1200	36
ПАКС (доб.)	400	24
ЦНСКО (доб.)	500	24
СНПХ-9633 (доб.)	600	18
Башкирский объект		
ГКРП (доб.)	1000	24
ПАКС (доб.)	300	18
ЦНСКО (доб.)	400	18
ВПСД (доб.)	500	24
Бобриковский объект		
ГРП (доб.)	1200	36
ДП+ТБИВ (доб.)	500	24
СНПХ-9030 (доб.)	600	24
ВПСД (доб.)	700	24

С учётом изложенного, при проектировании полагается следующее:

- допустимо и эффективно одновременное применение различных технологий воздействия на одни и те же запасы (как путем совершенствования вытеснения, так и путём обработки призабойной зоны пласта); при этом результирующая эффективность аддитивна;

- допустимо и эффективно повторное применение почти любых (за исключением ПАВ и ГРП) технологий воздействия на запасы, ранее уже испытывавшие воздействия любых других технологий увеличения нефтеизвлечения; при этом

эффективность применения одной и той же технологии при разработке одного и того же объекта будет снижаться во времени в связи с естественным ухудшением структуры остающихся невыработанными запасов.

В расчётах применение технологии привязывается к некоторому элементу залежи (участку или отдельной скважине), разработка которого характеризуется усредненными показателями, определяемыми вариантом эксплуатации без применения методов увеличения нефтеизвлечения – обычным заводнением или разработкой без поддержания пластового давления. Расчеты показателей применения технологий выполняются для элемента залежи с использованием принятых нормативов эффективности применения технологий в заданных условиях, которые определяются на основании обобщения опыта применения рассматриваемой технологии при разработке объектов с аналогичными характеристиками.

Показатели применения технологии при разработке всего объекта рассчитываются тиражированием расчетных показателей элемента в соответствии с принятой динамикой осуществления мероприятий по применению технологии увеличения нефтеизвлечения. В случае ограниченности в средствах на реализацию мероприятий по увеличению нефтеизвлечения максимальное количество мероприятий принимается пропорциональным доступным средствам на их осуществление.

Показатели применения совокупности технологий увеличения нефтеизвлечения при разработке всего объекта складываются из соответствующих показателей применения отдельных технологий увеличения нефтеизвлечения.

Критерии применимости и эффективность технологий приняты неизменными для всех вариантов разработки рассматриваемого горизонта. Отличия вариантов определяются количеством, предназначением и размещением скважин.

Результаты расчета ожидаемой дополнительной добычи нефти от применения предлагаемых технологий в целом по месторождению и объемы применения представлены в таблице 6.3, отдельно по объектам - в таблицах 6.4-6.7.

Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения коэффициента нефтеотдачи (КИН) и интенсификации добычи нефти, прогноз их применения представлено в таблице 6.8.

Таблица 6.3 Проектные показатели по применению технологий увеличения нефтеизвлечения (динамика дополнительной добычи нефти) в целом на объектах Граничного месторождения (по 2 варианту)

год	Всего		Назначение технологии																			
			Нагнетательные скважины		Добывающие скважины																	
			Отклонение потока закачиваемой воды		Увеличение проницаемости прискважинной зоны пласта										Восстановление проницаемости		Селективное снижение проницаемости пласта		Тампонирующие пути поступления воды			
			НКПС-М		ГРП		ГКРП		Растворение (на примере ПАКС)		Растворение (на примере ЦНСКО)		Повторная перфорация (на примере ДП+ТБИВ)		Пептизация (на примере СНПХ-9030)		Загущение (на примере СНПХ-9633)		Гелирование (на примере ВПСД)			
	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год
2018	3	0,7	1	0,2					2	0,4			1	0,3							1	0,3
2019	1	0,8								0,3				0,2								0,2
2020	2	0,6							1	0,2											1	0,3
2021	1	0,8								0,1												0,2
2022	4	1,4							1	0,2												0,3
2023	3	2,4								0,7											1	0,3
2024	4	1,6							1	0,3												0,2
2025	4	2,5								0,7											1	0,3
2026	4	2,3							1	1,0												0,2
2027	4	3,0							1	1,2											1	0,3
2028	3	2,1		0,1						0,7			2	0,5								0,2
2029	3	2,1							1	0,3				0,4							1	0,3
2030	4	1,6								0,2												0,2
2031	3	2,1							1	0,7											1	0,3
2032	3	1,4								0,3												0,2
2033	3	1,3							1	0,3											1	0,3
2034	5	1,8								0,1			2	0,5								0,2
2035	3	1,8							1	0,3			1	0,2							1	0,3
2036	4	1,8								0,5											1	0,4
2037	3	1,6							1	0,2			1	0,4							1	0,5
2038	5	2,0							2	0,4											1	0,5
2039	3	1,9								0,3			1	0,2								0,5
2040	4	1,8							1	0,2											1	0,5
2041	3	1,6								0,1			1	0,4							1	0,5
2042	5	2,1							2	0,4											2	0,9
2043	3	1,9								0,3			1	0,2							1	0,8
2044	5	2,1							1	0,2			1	0,5							1	0,5
2045	3	1,8								0,1			1	0,4							1	0,5
2046	5	2,0							2	0,4											1	0,5
2047	3	1,9								0,3			1	0,2							1	0,5
2048	5	2,2							1	0,2											2	0,9
2049	3	1,9								0,1			1	0,4							1	0,8
2050	5	2,0							2	0,4											1	0,5
2051	3	1,8								0,3			1	0,2							1	0,5
2052	5	2,1							1	0,2			1	0,5							1	0,5

Продолжение таблицы 6.3

2053	3	1,9							0,1	1	0,4					0,3	1	0,6	1	0,5
2054	4	1,9						1	0,2		0,2						1	0,6	2	0,9
2055	3	1,7							0,1	1	0,2						1	0,6	1	0,8
2056	3	1,5						1	0,2		0,2	1	0,3					0,3	1	0,5
2057	3	1,3							0,1	1	0,2		0,2				1	0,3	1	0,5
2058	3	1,5						1	0,2		0,2			1	0,3			0,3	1	0,5
2059	3	1,4							0,1	1	0,2				0,3		1	0,3	1	0,5
2060	3	1,6						1	0,2		0,2							0,3	2	0,9
2061	2	1,1							0,1	1	0,2								1	0,8
2062	3	1,2								1	0,4	1	0,3						1	0,5
2063	2	1,1								1	0,4		0,2						1	0,5
2064	3	1,2								1	0,4			1	0,3				1	0,5
2065	2	1,2								1	0,4				0,3				1	0,5
2066	3	1,4									0,2								3	1,2
2067	2	1,2																	2	1,2
2068	3	1,3										1	0,3						2	1,0
2069	2	1,2											0,2						2	1,0
2070	3	1,3												1	0,3				2	1,0
2071	2	1,3													0,3				2	1,0
2072	3	1,4																	3	1,4
2073	1	1,1																	1	1,1
2074	2	0,8										1	0,3						1	0,5
2075	1	0,7											0,2						1	0,5
2076	2	0,8												1	0,3				1	0,5
2077	1	0,8													0,3				1	0,5
2078	1	0,7																	1	0,7
2079		0,3																		0,3
2080	1	0,3										1	0,3							
2081		0,2											0,2							
2082	1	0,3												1	0,3					
2083		0,3													0,3					
2084	1	0,4																	1	0,4
2085		0,3																		0,3
2086	1	0,3										1	0,3							
2087	1	0,6											0,2						1	0,4
2088	1	0,6												1	0,3					0,3
2089	1	0,7													0,3				1	0,4
2090	1	0,6																	1	0,6
2091	1	0,7																	1	0,7
2092	1	0,7										1	0,3							0,4
2093	1	0,6											0,2						1	0,4
2094	1	0,6																	1	0,6
2095	1	0,7																	1	0,7
2096	1	0,7																	1	0,7
2097	1	0,7																	1	0,7
	202	105,0	1	1,2	3	3,6	5	5,0	38	12,6	27	11,5	11	5,5	11	6,6	30	18,0	76	41,0

Таблица 6.4 - Проектные показатели по применению технологий увеличения нефтеизвлечения (динамика дополнительной добычи нефти) на объектах каширских отложений Граничного месторождения (по 2 варианту)

год	Всего		Назначение технологии	
			Добывающие скважины	
			Увеличение проницаемости прискважинной зоны пласта	
			Растворение (на примере ПАКС)	
	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год
2022	1	0,2	1	0,2
2023		0,2		0,2
2024	1	0,2	1	0,2
2025		0,2		0,2
	2	0,8	2	0,8

Таблица 6.5 - Проектные показатели по применению технологий увеличения нефтеизвлечения (динамика дополнительной добычи нефти) на объектах верейских отложений Граничного месторождения (по 2 варианту)

год	Всего		Назначение технологии							
			Нагнетательные скважины		Добывающие скважины					
			Увеличение потока закачиваемой нефти		Увеличение проницаемости прискважинной зоны пласта				Селективное снижение проницаемости пласта	
			НКПС-М		Растворение (на примере ПАКС)		Растворение (на примере ЦНСКО)		Загущение (на примере СНПХ-9633)	
	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год
2018	1	0,2			1	0,2				
2019		0,2				0,2				
2020	1	0,2	1	0,2						
2021		0,4		0,4						
2022	1	0,5		0,3	1	0,2				
2023	1	0,7		0,2		0,2			1	0,3
2024	1	0,6		0,1	1	0,2				0,3
2025	1	0,5				0,2			1	0,3
2026	1	0,5			1	0,2				0,3
2027	1	0,5				0,2			1	0,3
2028	1	0,6					1	0,3		0,3
2029	1	0,5						0,2	1	0,3
2030	1	0,5			1	0,2				0,3
2031	1	0,5				0,2			1	0,3
2032	1	0,6					1	0,3		0,3
2033	1	0,5						0,2	1	0,3
2034	2	0,8			1	0,2			1	0,6
2035	1	0,8				0,2			1	0,6
2036	2	0,9					1	0,3	1	0,6
2037	1	0,8						0,2	1	0,6
2038	2	0,8			1	0,2			1	0,6
2039	1	0,8				0,2			1	0,6
2040	2	0,9					1	0,3	1	0,6
2041	1	0,8						0,2	1	0,6
2042	2	0,8			1	0,2			1	0,6
2043	1	0,8				0,2			1	0,6
2044	2	0,9					1	0,3	1	0,6
2045	1	0,8						0,2	1	0,6

Продолжение таблицы 6.5

2046	2	0,8			1	0,2			1	0,6
2047	1	0,8				0,2			1	0,6
2048	2	0,9					1	0,3	1	0,6
2049	1	0,8						0,2	1	0,6
2050	2	0,8			1	0,2			1	0,6
2051	1	0,8				0,2			1	0,6
2052	2	0,9					1	0,3	1	0,6
2053	1	0,8						0,2	1	0,6
2054	1	0,6							1	0,6
2055	1	0,6							1	0,6
2056		0,3								0,3
2057	1	0,3							1	0,3
2058		0,3								0,3
2059	1	0,3							1	0,3
2060		0,3								0,3
	48	26,7	1	1,2	10	4,0	7	3,5	30	18,0

Таблица 6.6 - Проектные показатели по применению технологий увеличения нефтеизвлечения (динамика дополнительной добычи нефти) на объектах башкирских отложений Граничного месторождения (по 2 варианту)

год	Всего		Назначение технологии							
			Добывающие скважины							
			Увеличение проницаемости прискважинной зоны пласта						Тампонирующие скважины	
			ГКРП		Растворение (на примере ПАКС)		Растворение (на примере ЦНСКО)		Гелирование (на примере ВПСД)	
	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год
2018	1	0,2			1	0,2				
2019	1	0,4				0,1			1	0,3
2020	1	0,4			1	0,2				0,2
2021	1	0,4				0,1			1	0,3
2022	1	0,4	1	0,2						0,2
2023	2	1,2		0,7	1	0,2			1	0,3
2024	2	0,8	1	0,3	1	0,3				0,2
2025	2	1,3		0,7	1	0,3			1	0,3
2026	2	0,8	1	0,3	1	0,3				0,2
2027	2	1,3		0,7	1	0,3			1	0,3
2028	2	0,8	1	0,3		0,1	1	0,2		0,2
2029	2	1,4		0,7	1	0,2		0,2	1	0,3
2030	2	0,8	1	0,3	1	0,3				0,2
2031	2	1,3		0,7	1	0,3			1	0,3
2032	2	0,8		0,1	1	0,3	1	0,2		0,2
2033	2	0,8			1	0,3		0,2	1	0,3
2034	2	0,7			1	0,3			1	0,4
2035	2	0,8				0,1	1	0,2	1	0,5
2036	2	0,9			1	0,2		0,2	1	0,5
2037	2	0,8				0,1	1	0,2	1	0,5
2038	2	0,9			1	0,2		0,2	1	0,5
2039	2	0,8				0,1	1	0,2	1	0,5
2040	2	0,9			1	0,2		0,2	1	0,5
2041	2	0,8				0,1	1	0,2	1	0,5
2042	2	0,9			1	0,2		0,2	1	0,5
2043	2	0,8				0,1	1	0,2	1	0,5
2044	2	0,9			1	0,2		0,2	1	0,5
2045	2	0,8				0,1	1	0,2	1	0,5

Продолжение таблицы 6.6

2046	2	0,9			1	0,2	2,0		1	0,5	
2047	2	0,8				1	0,1	1	0,2	1	0,5
2048	2	0,9			1	0,2		0,2	1	0,5	
2049	2	0,8				0,1	1	0,2	1	0,5	
2050	2	0,9			1	0,2		0,2	1	0,5	
2051	2	0,8				0,1	1	0,2	1	0,5	
2052	2	0,9			1	0,2		0,2	1	0,5	
2053	2	0,8				0,1	1	0,2	1	0,5	
2054	2	0,9			1	0,2		0,2	1	0,5	
2055	2	0,8				0,1	1	0,2	1	0,5	
2056	2	0,9			1	0,2		0,2	1	0,5	
2057	2	0,8				0,1	1	0,2	1	0,5	
2058	2	0,9			1	0,2		0,2	1	0,5	
2059	2	0,8				0,1	1	0,2	1	0,5	
2060	2	0,9			1	0,2		0,2	1	0,5	
2061	2	0,8				0,1	1	0,2	1	0,5	
2062	2	0,9					1	0,4	1	0,5	
2063	2	0,9					1	0,4	1	0,5	
2064	2	0,9					1	0,4	1	0,5	
2065	2	0,9					1	0,4	1	0,5	
2066	2	1,0						0,2	2	0,8	
2067	2	0,9							2	0,9	
2068	2	1,0							2	1	
2069	2	1,0							2	1	
2070	2	1,0							2	1	
2071	2	1,0							2	1	
2072	2	1,0							2	1	
2073	1	0,8							1	0,8	
2074	1	0,5							1	0,5	
2075	1	0,5							1	0,5	
2076	1	0,5							1	0,5	
2077	1	0,5							1	0,5	
2078		0,3								0,3	
	110	50,3			5	5,0	26	7,8	20	8,0	59

Таблица 6.7 Проектные показатели по применению технологий увеличения нефтеизвлечения (динамика дополнительной добычи нефти) на объектах бобриковских отложений Граничного месторождения (по 2 варианту)

год	Всего		Назначение технологии							
			Добывающие скважины							
			Увеличение проницаемости прискважинной зоны пласта				Восстановление проницаемости		Тампонирующее поступление воды	
			ГРП		Повторная перфорация (на примере ДП+ТБИВ)		Пептизация (на примере СНПХ-9030)		Гелирование (на примере ВПСД)	
	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год	количество мероприятий в год	доп.добыча нефти тыс.т/год
2018	1	0,3			1	0,3				
2019		0,2				0,2				
2020										
2021										
2022	1	0,3					1	0,3		
2023		0,3						0,3		
2024										
2025	1	0,5	1	0,5						
2026	1	1,0	1	1						
2027	1	1,2	1	1,2						
2028		0,7		0,7						
2029		0,2		0,2						
2030	1	0,3					1	0,3		

Продолжение таблицы 6.7

Продолжение таблицы 6										
2031	0,3						0,3			
2032										
2033										
2034	1	0,3			1	0,3				
2035		0,2				0,2				
2036										
2037										
2038	1	0,3					1	0,3		
2039		0,3						0,3		
2040										
2041										
2042	1	0,4							1	0,4
2043		0,3								0,3
2044	1	0,3			1	0,3				
2045		0,2			0,2					
2046	1	0,3					1	0,3		
2047		0,3						0,3		
2048	1	0,4							1	0,4
2049		0,3								0,3
2050	1	0,3			1	0,3				
2051		0,2			0,2					
2052	1	0,3					1	0,3		
2053		0,3						0,3		
2054	1	0,4							1	0,4
2055		0,3								0,3
2056	1	0,3			1	0,3				
2057		0,2			0,2					
2058	1	0,3					1	0,3		
2059		0,3						0,3		
2060	1	0,4							1	0,4
2061		0,3								0,3
2062	1	0,3			1	0,3				
2063		0,2			0,2					
2064	1	0,3					1	0,3		
2065		0,3						0,3		
2066	1	0,4							1	0,4
2067		0,3								0,3
2068	1	0,3			1	0,3				
2069		0,2			0,2					
2070	1	0,3					1	0,3		
2071		0,3						0,3		
2072	1	0,4							1	0,4
2073		0,3								0,3
2074	1	0,3			1	0,3				
2075		0,2			0,2					
2076	1	0,3					1	0,3		
2077		0,3						0,3		
2078	1	0,4							1	0,4
2079		0,3								0,3
2080	1	0,3			1	0,3				
2081		0,2			0,2					
2082	1	0,3					1	0,3		
2083		0,3						0,3		
2084	1	0,4							1	0,4
2085		0,3								0,3
2086	1	0,3			1	0,3				
2087	1	0,6			0,2				1	0,4
2088	1	0,6					1	0,3	0,3	
2089	1	0,7						0,3	1	0,4
2090	1	0,6							1	0,6
2091	1	0,7							1	0,7
2092	1	0,7			1	0,3			0,4	
2093	1	0,6			0,2				1	0,4
2094	1	0,6							1	0,6
2095	1	0,7							1	0,7
2096	1	0,7							1	0,7
2097	1	0,7							1	0,7
	42	27,2	3	3,6	11	5,5	11	6,6	17	11,5

Таблица 6.8 - Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения коэффициента нефтеотдачи (КИН) и интенсификации добычи нефти, прогноз их применения на Граничном нефтяном месторождении

Применяемые МУН	Сумм. с начала разработки на 1.01.2018 г.	Годы разработки																				Итого за прогноз. период	Всего	Прирост КИН, доли ед.
		2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	2033-2037	2038-2042	2043-2047	2048-2052	2053-2057	2058-2062	2063-2067	2068-2072	2073-2077	2078-2082	2083-2087	2088-2092	2093-2098			
	факт	прогн.	прогн.	прогн.	прогн.	прогн.	прогн.	прогн.	прогн.	прогн.	прогн.	прогн.	прогн.	прогн.	прогн.	прогн.	прогн.	прогн.	прогн.	прогн.	прогн.			
1. ГРП																								
а) кол-во провед. опер.							3															3	3	
б) доп. добыча нефти, тыс.т							2,7	0,9														3,6	3,6	
2. Зарезка боковых стволлов																								
а) кол-во пробур. скв.																								
б) доп. добыча нефти, тыс. т																								
3. Физико-химические методы ОПЗ																								
а) кол-во провед. опер.	21	3		1		4	10	12	8	9	9	10	6	7	4	2	2	2	1	2		92	113	
б) доп. добыча нефти, тыс.т	9,8	0,7	0,5	0,2	0,1	0,9	6,0	5,7	3,4	3,5	3,9	3,8	2,7	2,7	2,2	1,1	1,1	0,8	0,8	0,9	0,2	41,2	51,0	
в) дополнительная добыча нефти на одну тонну реагента, тыс. т		0,018	0,013	0,005	0,003	0,023	0,156	0,148	0,089	0,091	0,102	0,099	0,070	0,070	0,057	0,029	0,029	0,021	0,021	0,023	0,005	1,073	1,073	
г) дополнительная добыча нефти на одну обработку, тыс. т		0,233		0,200		0,225	0,600	0,475	0,425	0,389	0,433	0,380	0,450	0,386	0,550	0,550	0,550	0,400	0,800	0,450		7,496	7,496	
4. Потокоотклоняющие технологии																								
а) кол-во провед. опер.				1																		1	1	
б) доп. добыча нефти, тыс.т				0,2	0,4	0,3	0,3															1,2	1,2	
в) дополнительная добыча нефти на одну тонну реагента, тыс. т																								
г) дополнительная добыча нефти на одну обработку, тыс. т																								
5. Нестационарное заводнение																								
а) количество циклов																								
б) доп. добыча нефти, тыс.т																								
Итого доп.добыча нефти, тыс.т (по п.п. 1-5)	9,8	0,7	0,5	0,4	0,5	1,2	9,0	6,6	3,4	3,5	3,9	3,8	2,7	2,7	2,2	1,1	1,1	0,8	0,8	0,9	0,2	46,0	55,8	
6. Прочие методы, в т.ч.:																								
6.1 Оптимизация работы насосного оборудования																								
а) кол-во провед. опер.																								
б) доп. добыча нефти, тыс.т																								
6.2 ВИР и РИР																								
а) кол-во провед. опер.			1		1		6	4	10	11	10	11	10	7	8	11	5	1	2	3	5	106	106	
б) доп. добыча нефти, тыс.т			0,3	0,2	0,3	0,2	2,8	2,7	4,9	5,9	5,8	6,2	5,6	4,1	3,9	5,4	3,1	1,0	1,1	2,4	3,1	59,0	59,0	
6.3 Перфорационные методы																								
а) кол-во провед. опер.																								
б) доп. добыча нефти, тыс.т																								
Итого доп.добыча нефти, тыс.т (по п.б)																								
а) кол-во провед. опер.			1		1		6	4	10	11	10	11	10	7	8	11	5	1	2	3	5	106	106	
б) доп. добыча нефти, тыс.т			0,3	0,2	0,3	0,2	2,8	2,7	4,9	5,9	5,8	6,2	5,6	4,1	3,9	5,4	3,1	1,0	1,1	2,4	3,1	59,0	59,0	
Итого доп.добыча нефти, тыс.т (по п.п. 1-6)	9,8	0,7	0,8	0,6	0,8	1,4	11,8	9,3	8,3	9,4	9,7	10,0	8,3	6,8	6,1	6,5	4,2	1,8	1,9	3,3	3,3	105,0	114,8	

7 Экономический анализ вариантов разработки

7.1 Методика и исходные данные для экономической оценки. Макроэкономические показатели

Экономическая оценка проводилась на основе четырех вариантов разработки Граничного нефтяного месторождения.

Конечная цель экономической оценки – выбор варианта, обеспечивающего оптимальную эксплуатацию проектируемого месторождения, наиболее эффективную добычу нефти для достижения необходимой нефтеотдачи с максимальным значением чистого дисконтированного дохода (ЧДД) пользователя недр.

Расчеты технико-экономических показателей проводились согласно требованиям Национального стандарта Российской Федерации (ГОСТ Р53710-2009). «Месторождения нефтяные и газонефтяные» и Распоряжением Минприроды РФ № 12-р от 18.05.2016 «Методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья».

Использованная экономическая модель для расчета экономических показателей выполняется в условиях действующего законодательства РФ, базируется на действующих законах и нормативных документах в области исчисления и уплаты налогов и иных обязательных платежей. Все расчеты проводились в реальном (без учета инфляции) выражении, без учета кредитования. Реализация нефти – по 50 % на внутренний и на внешний рынок.

Макроэкономические показатели.

Для обоснования уровня выбора цен на УВС на экспортных рынках и соответствующего им обменного курса российского рубля первого года экономической оценки используются средние значения цен на УВС на экспортных рынках и соответствующие им значения обменного курса российского рубля за 12 календарных месяцев, предшествующих моменту выполнения данной работы. Значения цен на УВС на экспортных рынках и соответствующего обменного курса рубля для второго и последующих проектных лет приравнивается значениям первого года.

Согласно данным, опубликованным ФНС России, средняя за 12 месяцев цена

нефти Юралс принята в размере 56,37 долл./барр. Среднее значение курса доллара США принято в размере 57,86 руб./долл. (табл. 7.1).

Таблица 7.1 – Макроэкономические показатели

Показатель \ Месяц	апр.17	май.17	июн.17	июл.17	авг.17	сен.17	окт.17	ноя.17	дек.17	янв.18	фев.18	мар.18
Ср. цена нефти марки Urals, долл./барр.	50,91	48,96	45,41	47,80	51,15	54,63	56,36	62,15	63,77	68,60	63,14	63,58
Ср. курс рубля к доллару США, в руб.	56,43	57,17	57,83	59,67	59,65	57,70	57,73	58,92	58,59	56,79	56,81	57,03
Среднеарифметическая цена нефти марки Urals за 12 месяцев, долл./барр.											56,37	
Среднеарифметический курс рубля к доллару США за 12 месяцев, руб.											57,86	

Источник - http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_50642/

Расчет экспортного нетбэка (нефть) с учетом коммерческих расходов, таможенной пошлины и скидки за качество продукции приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Расчет экспортного нетбэка – нефть

Годы	Цена нефти Urals	Скидка (-) / Премия (+) к цене	Коммерческие расходы			Таможенная пошлина на сырую нефть (без льготы по таможенной пошлине)	Таможенная пошлина на сырую нефть (с учетом льготы по таможенной пошлине)	Коэффициент перевода т в барр.	Обменный курс	Экспортный нетбэк на сырую нефть (без льготы по таможенной пошлине)
			Расходы в \$ за т	Расходы в % от цены	Расходы в руб за т					
	\$/барр.	\$/барр.	\$/т	\$/т	\$/т	\$/т	\$/т	барр./т	руб/\$	руб/т
2018 и далее	56,37	-2,2	0,08	0,45	19,90	97,90	15,52	7,23	57,86	15815,0

Чистая цена нефти при реализации на экспорт (экспортный нетбэк) определяется как цена нефти на экспортном рынке за вычетом скидки/премии за качество, затрат на транспорт нефти и вывозной таможенной пошлины на нефть сырую. Чистая цена нефти (Netback) на внутреннем рынке РФ равна чистой цене нефти при реализации на экспорт без учета НДС.

При проведении расчетов по оценке экономической эффективности соблюдалось требование сопоставимости измеряемых в различные периоды времени стоимостей. Влияние фактора времени учитывается через показатель дисконтирования.

7.2 Показатели экономической эффективности

Для экономической оценки использовались следующие основные показатели

эффективности:

- чистый доход (поток наличности) (ЧД, PV);
- чистый дисконтированный доход (дисконтированный поток денежной наличности) (ЧДД, NPV);
- внутренняя норма рентабельности (IRR);
- индекс доходности затрат;
- индекс доходности инвестиций (PI).

В систему оценочных показателей включены:

- капитальные вложения на освоение месторождения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа;
- прибыль от реализации;
- доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РФ);
- прочие показатели, предусмотренные Регламентом составления проектных технологических документов и методическими рекомендациями, по оценке эффективности инвестиционных проектов.

Чистый дисконтированный доход (дисконтированный поток денежной наличности) (ЧДД, NPV) – сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году, и выражается следующей формулой:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1 + E_H)^{t-1}} = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t-1}}$$

где D_t – величина текущего денежного потока t -го года. Величина потока денежной наличности (D_t) представляет собой сумму прибыли от реализации в t -м году (Π_t) и амортизационных отчислений (A_t), уменьшенная на величину капитальных вложений направляемых на освоение нефтяного месторождения (K_t). E_H – норматив дисконтирования, доли ед.

Рентабельный срок разработки – часть проектного срока разработки, в течение которого достигается максимальное положительное значение накопленного дисконтированного денежного потока пользователя недр.

Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR) представляет собой то значение нормы дисконта, при котором сумма чистого дохода от инвестиций равна сумме инвестиций, т.е. капиталовложения окупаются. Или другими словами, это то

значение норматива дисконтирования, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный срок равна нулю:

$$\sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1 + IRR)^{t-1}} = 0$$

Если IRR проекта выше нормы дисконтирования (E_n), то проект считается эффективным. Чем выше внутренняя норма рентабельности, тем выше эффективность вложения капитала. IRR не может быть вычислена в следующих ситуациях: все значения годового потока наличности отрицательны, все значения годового потока наличности положительны; есть переход с положительных значений ЧДД на отрицательные и обратно на положительные (свойственно для уже разрабатываемых месторождений).

Индекс доходности дисконтированных затрат характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных поступлений (прибыли от реализации нефти и амортизационных отчислений), т.е. суммарных дисконтированных денежных притоков к суммарному дисконтированному объему денежных оттоков.

Индекс доходности (PI) дисконтированных инвестиций – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы денежного потока от инвестиционной деятельности. PI равен увеличенному на единицу отношению NPV к накопленному дисконтированному объему инвестиций.

Доход государства – налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды страны.

Капитальные вложения представляют собой совокупность затрат на создание основных фондов. Они включают затраты на выполнение необходимого объема работ по эксплуатационному бурению и нефтепромысловому обустройству месторождения.

Эксплуатационные затраты – это расходы предприятия, связанные с осуществлением производственных процессов по добыче продукции и ее реализации.

7.3 Налоговая система

Экономические расчеты проведены с учетом налогов и платежей,

соответствующих действующему Налоговому Законодательству РФ.

При расчетах экономической эффективности проекта учитывались следующие основные налоги и сборы, уплачиваемые недропользователем в бюджеты различных уровней на территории РФ:

Федеральные налоги: взносы в государственные внебюджетные фонды; таможенная (экспортная) пошлина; налог на добычу полезных ископаемых; часть налога на прибыль организаций.

Региональные налоги: часть налога на прибыль организаций; налог на имущество организаций; налог на землю.

Ниже приводятся основные положения порядка исчисления и уплаты учитываемых в расчетах налогов и сборов.

Таможенная пошлина 97,90 долл./т в 2018 г и далее, с учетом принятой в расчетах прогнозной цены на нефть на мировом рынке.

Законодательная база. Порядок исчисления и уплаты определяются Законом Российской Федерации «О таможенном тарифе» от 21 мая 1993 года № 5003-I, ред. от 30.12.2008 г. с учетом последних изменений.

Налоговая база. Налоговой базой в отношении специфических вывозных таможенных пошлин для нефти является количество вывозимой нефти, выраженное в метрических тоннах.

Налоговая ставка (Статья 3). Ставки вывозных таможенных пошлин на нефть сырую устанавливаются Правительством Российской Федерации с учетом средней цены на нефть сырую марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) за последний период мониторинга и вводятся в действие с 1-го числа календарного месяца, следующего за окончанием периода мониторинга.

Ставки вывозных таможенных пошлин на нефть сырую не должны превышать размер предельной ставки пошлины, рассчитываемой следующим образом: при превышении сложившейся за период мониторинга средней цены на нефть сырую марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) уровня 182,5 доллара США за 1 тонну – в размере, не превышающем суммы 29,2 доллара США за 1 тонну и 30 процентов (для всех календарных месяцев, приходящихся на период с 1 января 2017 года) разницы между сложившейся за

период мониторинга средней ценой указанной нефти в долларах США за 1 тонну и 182,5 доллара США.

Распределение между бюджетами. Налог уплачивается в Федеральный бюджет.

Налог на добычу полезных ископаемых

Законодательная база. Порядок исчисления, уплаты и ставка налога определяется **Налоговым кодексом Российской Федерации**.

Налоговая база. (Статья 338). Налоговая база при добыче углеводородного сырья (нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной) определяется как количество добытых полезных ископаемых в натуральном выражении.

Налоговая ставка (Статья 342). Налоговая ставка устанавливается в размере:

- **919** рублей за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной (Федеральный закон от 24 ноября 2014 г. №366-ФЗ). При этом указанная налоговая ставка умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (Кц). Полученное произведение уменьшается на величину показателя Дм, характеризующего особенности добычи нефти.

Порядок исчисления налога при добыче нефти.

Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (Кц), определяется путем умножения среднего за налоговый период уровня цен нефти сорта "Юралс", выраженного в долларах США, за баррель (Ц), уменьшенного на 15, на среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации (Р), и деления на 261:

$$K_{ц} = (Ц - 15) \times \frac{P}{261}.$$

Показатель, характеризующий особенности добычи нефти (Дм), рассчитывается по следующей формуле:

$$Дм = K_{ндпи} * K_{ц} * (1 - K_{в} * K_{з} * K_{д} * K_{дв} * K_{кан}) - K_{к},$$

где Кндпи равно 559 - на период с 1 января 2016 года;

Кд – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти;

Кдв – коэффициент, характеризующего степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья;

Кв – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр;

Кз – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр;

Ккан – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти.

Кк устанавливается равным 357 на период с 1 января по 31 декабря 2018 года включительно, 428 – на период с 1 января 2019 по 31 декабря 2020 года включительно, 0 – с 1 января 2021 года.

В случае если степень выработанности запасов конкретного участка недр больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент Кв рассчитывается по формуле:

$$K_B = 3,8 - 3,5 \times \frac{N}{V},$$

где N – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (включая потери при добыче) по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;

V – начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти (за исключением списания запасов добытой нефти и потерь при добыче) и определяемые как сумма запасов категорий А, В, С1 и С2 по конкретному участку недр в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых на 1 января 2006 года.

В случае если запасы нефти по конкретному участку недр не были поставлены на государственный баланс запасов полезных ископаемых по состоянию на 1 января 2006 года, начальные извлекаемые запасы нефти (V) определяются на основании данных государственного баланса запасов полезных ископаемых по состоянию на 1 января года, следующего за годом, в котором запасы нефти по этому участку недр впервые поставлены на государственный баланс запасов полезных ископаемых.

В случае, если степень выработанности запасов конкретного участка недр превышает 1, коэффициент Кв принимается равным 0,3.

В иных случаях коэффициент Кв принимается равным 1.

Понижающий коэффициент Кз, принятый в экономической оценке составляет 1 ед.

Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти (Ккан), принимается равным 1, за исключением случаев, указанных в настоящем пункте. Коэффициент Ккан принимается равным 0 в отношении сверхвязкой нефти, добываемой из участков недр, содержащих нефть вязкостью более 200 мПа * с и менее 10 000 мПа * с (в пластовых условиях).

Распределение между бюджетами. Налог уплачивается в Федеральный бюджет.

Налог на имущество (в расчетах принят в размере 2,2 % от среднегодовой стоимости ОФ);

Законодательная база. Порядок исчисления, уплаты и ставка налога определяются Главой 30 части второй Налогового кодекса Российской Федерации.

Налоговая база. (Статья 375). Налоговая база определяется как среднегодовая стоимость имущества предприятия. Основные средства, нематериальные активы, малоценные и быстроизнашивающиеся предметы учитываются по остаточной стоимости.

Налоговая ставка (Статья 6). Предельный размер налоговой ставки на имущество предприятия не может превышать 2,2 процентов от налогооблагаемой базы.

Распределение между бюджетами (Статья 7). Сумма платежей по налогу на имущество предприятий зачисляется равными долями в республиканский бюджет республики в составе Российской Федерации, краевой, областной бюджет края, области, областной бюджет автономной области, бюджет автономного округа, в районный бюджет района или городской бюджет города по месту нахождения предприятия.

Налог на прибыль

Законодательная база. Порядок исчисления, уплаты и ставка налога определяются Главой 25 части второй Налогового кодекса Российской Федерации.

Объект налогообложения (Статья 247). Объектом налогообложения по налогу на прибыль организаций признается прибыль, полученная налогоплательщиком. Прибылью признается полученный доход, уменьшенный на величину произведенных расходов.

Налоговая ставка (Статья 284). Налоговая ставка устанавливается в размере 20 %.

Распределение между бюджетами:

- федеральный бюджет – сумма налога, исчисленная по налоговой ставке в размере 2 %,
- бюджет субъекта Российской Федерации – сумма налога, исчисленная по налоговой ставке в размере 18 %.

Налоги, взносы и платежи, исчисляемые от фонда оплаты труда

От фонда оплаты труда исчисляются страховые взносы в государственные внебюджетные фонды в размере 30 % до 2020 года и 34 % с 2021 года, а также тариф на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний в размере 0,5 %.

Прочие налоги и платежи (земельный налог, водный, транспортный, отчисления за использование природных ресурсов и пр.) – приняты в размере 0,05 тыс. руб./скв. год.

7.4 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат

Оценка капитальных и эксплуатационных затрат по проекту проводилась в соответствии с графиком осуществления мероприятий по разработке месторождения (эксплуатационного объекта (ЭО)) и прогнозом добычи нефти.

Затраты рассчитывались на основании фактической информации и данных проектно-сметной документации.

Капитальные вложения

Месторождение находится в активной разработке, дополнительные объемы капитальных вложений предполагают:

- бурение скважин;
- затраты на природоохранные мероприятия;
- оборудование, не входящее в сметы строек;
- обновление основных средств.

Эксплуатационные затраты

Оценка эксплуатационных затрат выполнена на основе удельных нормативов,

рассчитанных по фактической калькуляции затрат НГДУ «Нурлатнефть» ПАО «Татнефть» за 2017 год.

В составе эксплуатационных затрат учтены затраты на добычу продукции из недр, налоги, отчисления и платежи, относимые на себестоимость продукции, амортизационные отчисления.

Оценка затрат на добычу проводилась на основе удельных нормативов и объемных технологических показателей.

Данные по принятым удельным нормативам представлены в таблице 7.3.

Налоги, отчисления и платежи, включаемые в себестоимость продукции:

- налог на добычу полезных ископаемых,
- взносы в государственные внебюджетные фонды,
- отчисления по социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний,
- природопользовательские платежи;
- налог на имущество.

Подробное описание налоговой системы и применимые ставки налогов и отчислений приведены в разделе 7.3 и таблице 7.3.

Амортизационные отчисления рассчитываются линейным методом исходя из стоимости вновь вводимых мощностей и остаточной стоимости основных производственных фондов на 01.01.2018 г.

Ликвидационные затраты

Действующий налоговый режим не предусматривает возможности формирования специального ликвидационного фонда путем регулярных отчислений, которые могли бы списываться недропользователем с налоговой базы при исчислении налога на прибыль.

Списанию подлежат только фактически осуществленные затраты на ликвидацию (консервацию) скважин и оборудования, а также затраты на рекультивацию территории (Налоговый Кодекс РФ, Статья 265 (9)).

В настоящей работе ликвидационные затраты рассматривались как единовременные внереализационные расходы по факту выбывания фондов из эксплуатации и учитывались в расчётах по ЭО и вариантам разработки. На ликвидацию объектов обустройства и рекультивацию земель в экономических

расчётах заложено 8% от суммарных капитальных вложений.

Таблица 7.3 – Исходные данные для экономической оценки

NN п/п	Показатели	Значение
1	2	3
1	Капитальные вложения:	
	Бурение скважин	
	- добывающая газовая скважина, руб./м	
	- разведочная нефтяная, руб./м	
	- добывающая нефтяная /нагнетательная наклонно-направленная скважина , руб./м	23519
	- добывающая нефтяная горизонтальная скважина, руб./м	27201
	- добывающая нефтяная многозабойная скважина, руб./м	28000
	- добывающая нефтяная малого диаметра (наклонно-направленная), руб./м	19801
	- добывающая нефтяная малого диаметра (горизонтальная), руб./м	22901
	- добывающая нефтяная малого диаметра (уплотнение сетки), руб./м	
	- нагнетательная скважина (газоконденсатный промысел сайклинг-процесс), руб./м	
	- бурение бокового ствола, тыс. руб./скв. *)	23100
	- бурение бокового горизонтального ствола, тыс. руб./скв*)	28000
	Оборудование, не входящее в сметы строек для нефтедобычи, тыс.руб./добыв. скв.	903
	Оборудование, не входящее в сметы строек для системы ППД, тыс.руб./нагн. скв.	576
	Оборудование, не входящее в сметы строек для нефтедобычи, тыс.руб./добыв. скв. СМД (упл. сетки)	
	Оборудование, не входящее в сметы строек для ОРЭ, тыс.руб./скв.	1630
	Оборудование, не входящее в сметы строек для ОРЗ, тыс.руб./скв.	3080
	Промысловое обустройство:	
	газовый промысел	
	- отсыпка и обвязка скважин, тыс.руб./скв.	
	- газосборные коллекторы, тыс.руб./скв.	
	- УКППГ, млн.руб./шт	
	- электроснабжение, тыс.руб./скв.	
	- внутрипромысловые дороги, тыс.руб./скв.	
	газоконденсатный промысел	
	- отсыпка и обвязка скважин, тыс.руб./скв.	
	- газосборные коллекторы, тыс.руб./скв.	
	- УСК, млн.руб./шт	
	- конденсатосборные коллекторы, тыс.руб./скв.	
	- метанолопровод, тыс.руб./скв.	
	- внутрипромысловые дороги, тыс.руб./скв.	
	- электроснабжение, тыс.руб./скв.	
	- система закачки газа (включая компрессоры), млн.руб.	
	- шлейфы для нагнетательных газовых скважин, млн.руб./скв.	
	нефтяной промысел	
	- строительство, тыс.руб./скв.	1015
	- базы производственного обслуживания, тыс.руб./скв.	0
	- сбор и транспортировка, тыс. руб./скв.	204
	- технологическая подготовка нефти, тыс.руб./доб.скв.	11
	- комплексная автоматизация, тыс.руб./скв. доб.	81
	- электроснабжение и связь, тыс.руб./скв. доб	27
	- внутрипромысловые дороги, тыс.руб./скв.добр.	50
	- система ППД, тыс.руб./скв. нагн.	1612
	- прочие затраты, %	0
	Природоохранные мероприятия, %	10

[illegible]

Таблица 7.4 - Основные технико-экономические показатели. Граничное месторождение - суммарный, рекомендуемый вариант

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Выручка от реализации нефти, млн руб.	Капитальные вложения, млн руб			Эксплуатационные расходы, млн руб.	Себестоимость 1 т нефти, руб./т	Дисконтированная чистая прибыль при ставке 15%, млн руб.	ЧДД при ставке 15%, млн руб.	Накопленный ЧДД при ставке 15%, млн руб.	Дисконтированный доход государства при ставке 15%, млн руб.
			в бурение	НПС и ОПФ	ВСЕГО						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2018	7,3	115	0,0	0,9	0,9	69	9447	37	38	38	81
2019	8,0	126	0,0	5,8	5,8	75	9398	36	32	70	78
2020	8,7	138	0,0	3,5	3,5	85	9801	32	31	101	74
2021	11,5	181	0,0	7,5	7,5	99	8638	43	40	141	83
2022	13,1	207	0,0	4,3	4,3	113	8670	43	42	184	82
2023	15,2	240	21,8	5,2	27,0	131	8636	40	30	214	82
2024	18,8	298	44,9	7,9	52,8	171	9091	41	24	238	88
2025	26,6	420	82,5	19,4	101,9	250	9405	49	20	258	107
2026	34,4	544	71,3	15,6	86,9	313	9083	58	42	299	122
2027	41,8	661	97,4	16,9	114,2	380	9093	62	44	343	129
2028	51,9	821	92,1	11,7	103,8	470	9043	68	57	400	140
2029	55,5	877	49,5	7,8	57,3	497	8954	64	66	467	130
2030	57,5	910	43,6	8,0	51,6	523	9085	57	61	527	117
2031	59,0	933	49,5	8,2	57,7	538	9123	50	53	581	104
2032	59,9	947	55,4	9,4	64,8	487	8137	51	53	634	85
2033	61,1	967	43,6	8,9	52,5	412	6746	55	57	691	68
2034	61,0	965	43,6	9,5	53,1	414	6778	47	49	740	59
2035	62,4	987	55,2	7,0	62,1	414	6636	43	43	783	53
2036	63,8	1008	0,0	4,3	4,3	405	6345	39	43	825	47
2037	62,5	988	0,0	3,2	3,2	388	6216	34	37	862	40
2038	61,3	969	0,0	3,2	3,2	375	6120	29	31	893	34
2039	61,4	972	0,0	3,2	3,2	377	6135	25	27	920	30
2040	61,5	973	0,0	3,2	3,2	362	5879	23	24	944	26

Продолжение таблицы 7.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2041	59,3	938	0,0	4,1	4,1	346	5837	19	20	963	22
2042	58,2	920	0,0	7,1	7,1	336	5778	16	17	980	19
2043	57,2	904	0,0	3,0	3,0	322	5632	14	14	994	16
2044	56,0	886	0,0	3,0	3,0	318	5673	12	12	1006	14
2045	54,9	869	0,0	3,0	3,0	311	5664	10	10	1016	12
2046	52,9	837	0,0	3,0	3,0	304	5737	9	9	1025	10
2047	51,0	806	0,0	3,0	3,0	293	5759	7	7	1032	8
2048	49,1	776	0,0	3,0	3,0	287	5854	6	6	1038	7
2049	47,2	747	0,0	3,0	3,0	277	5866	5	5	1043	6
2050	45,5	719	0,0	3,0	3,0	271	5956	4	4	1047	5
2051	43,8	693	0,0	3,0	3,0	262	5985	3	3	1050	4
2052	42,2	667	0,0	3,0	3,0	256	6079	3	3	1053	3
2053	40,6	643	0,0	3,0	3,0	248	6113	2	2	1055	3
2054	39,1	619	0,0	3,0	3,0	243	6216	2	2	1057	2
2055	37,7	596	0,0	3,0	3,0	237	6276	2	2	1059	2
2056	36,3	575	0,0	3,0	3,0	230	6339	1	1	1060	2
2057	35,0	554	0,0	3,0	3,0	227	6485	1	1	1061	1
2058	33,7	533	0,0	3,0	3,0	222	6592	1	1	1062	1
2059	32,5	514	0,0	3,0	3,0	222	6828	1	1	1063	1
2060	31,3	495	0,0	3,0	3,0	224	7168	1	1	1064	1
2061	25,5	404	0,0	2,0	2,0	159	6226	0	0	1064	1
2062	24,7	391	0,0	2,0	2,0	156	6306	0	0	1065	0
2063	23,9	378	0,0	2,0	2,0	152	6344	0	0	1065	0
2064	23,1	366	0,0	2,0	2,0	149	6431	0	0	1065	0
2065	22,4	354	0,0	2,0	2,0	145	6472	0	0	1065	0
2066	21,7	343	0,0	2,0	2,0	143	6591	0	0	1066	0
2067	20,9	331	0,0	2,0	2,0	139	6612	0	0	1066	0
2068	20,3	320	0,0	2,0	2,0	136	6715	0	0	1066	0

Продолжение таблицы 7.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2069	19,6	310	0,0	2,0	2,0	133	6767	0	0	1066	0
2070	18,9	300	0,0	2,0	2,0	130	6880	0	0	1066	0
2071	18,3	290	0,0	2,0	2,0	127	6943	0	0	1066	0
2072	17,7	280	0,0	2,0	2,0	126	7104	0	0	1066	0
2073	17,1	271	0,0	2,0	2,0	121	7082	0	0	1066	0
2074	16,6	262	0,0	2,0	2,0	120	7223	0	0	1066	0
2075	16,0	253	0,0	2,0	2,0	117	7306	0	0	1066	0
2076	15,5	245	0,0	2,0	2,0	116	7467	0	0	1066	0
2077	15,0	237	0,0	2,0	2,0	113	7566	0	0	1066	0
2078	14,5	229	0,0	2,0	2,0	112	7714	0	0	1066	0
2079	14,0	221	0,0	2,0	2,0	109	7800	0	0	1066	0
2080	13,5	214	0,0	2,0	2,0	108	8020	0	0	1066	0
2081	13,1	207	0,0	2,0	2,0	107	8184	0	0	1066	0
2082	12,6	200	0,0	2,0	2,0	107	8465	0	0	1066	0
2083	12,2	193	0,0	2,0	2,0	106	8703	0	0	1067	0
2084	11,8	187	0,0	2,0	2,0	108	9147	0	0	1067	0
2085	11,4	181	0,0	2,0	2,0	109	9519	0	0	1067	0
2086	11,0	174	0,0	2,0	2,0	113	10239	0	0	1067	0
2087	5,7	90	0,0	0,6	0,6	40	6992	0	0	1067	0
2088	5,5	87	0,0	0,6	0,6	38	6979	0	0	1067	0
2089	5,3	84	0,0	0,6	0,6	38	7175	0	0	1067	0
2090	5,2	82	0,0	0,6	0,6	38	7292	0	0	1067	0
2091	5,0	79	0,0	0,6	0,6	37	7427	0	0	1067	0
2092	4,8	77	0,0	0,6	0,6	36	7477	0	0	1067	0
2093	4,7	74	0,0	0,6	0,6	36	7791	0	0	1067	0
2094	4,5	72	0,0	0,6	0,6	37	8052	0	0	1067	0
2095	4,4	69	0,0	0,6	0,6	37	8408	0	0	1067	0
2096	4,2	67	0,0	0,6	0,6	38	8941	0	0	1067	0
2097	4,1	65	0,0	0,6	0,6	41	9884	0	0	1067	0
2098	4,0	63	0,0	0,6	0,6	46	11615	0	0	1067	0
Всего	2377	37591	750	300	1050	16509	6946	1146	1067	1067	1998

7.5 Технико-экономические показатели рекомендуемого варианта месторождения в целом и лицензионных участков месторождения

По Граничному месторождению в целом:

Рекомендуемый вариант. За проектный/рентабельный период (81 год) планируется добыть 2377 тыс. т нефти. ЧДД недропользователя составит 1067 млн. руб. (табл. 7.11 -7.16).

7.6 Технико-экономические показатели разработки ЭО

Каширский ЭО

В экономической оценке рассмотрено два варианта дальнейшей разработки продуктивного объекта:

Вариант 0 (базовый). За проектный/рентабельный период (9 лет) планируется добыть 4 тыс. т нефти. ЧДД недропользователя составит 17 млн. руб. (табл. 7.17 - 7.21);

Рекомендуемый вариант. За проектный/рентабельный период (15 лет) планируется добыть 9 тыс. т нефти. ЧДД недропользователя составит 23 млн. руб. (табл. 7.22 -7.27).

Верейский ЭО

В экономической оценке рассмотрено четыре варианта дальнейшей разработки продуктивного объекта:

Вариант 0. За проектный период (22 года) планируется добыть 28 тыс. т нефти, рентабельный период составит 15 лет с добычей нефти 24 тыс. т. ЧДД недропользователя за рентабельный период составит 62 млн. руб. (табл. 7.28 -7.33);

Вариант 1. За проектный период (69 лет) планируется добыть 298 тыс. т нефти, рентабельный период составит 68 лет с добычей нефти 296 тыс. т. ЧДД недропользователя за рентабельный период составит 166 млн. руб. (табл. 7.34 -7.39);

Вариант 2 (рекомендуемый). За проектный период (43 года) планируется добыть 419 тыс. т нефти, рентабельный период составит 42 года с добычей нефти 414 тыс. т. ЧДД недропользователя за рентабельный период составит 333 млн. руб. (табл. 7.40 -7.45);

Вариант 3. За проектный период (43 года) планируется добыть 421 тыс. т нефти, рентабельный период составит 42 года с добычей нефти 416 тыс. т. ЧДД недропользователя за рентабельный период составит 325 млн. руб. (табл. 7.46 -7.51).

Баширский ЭО

В экономической оценке рассмотрено четыре варианта дальнейшей разработки продуктивного объекта:

Вариант 0. За проектный период (15 лет) планируется добыть 15 тыс. т нефти, рентабельный период составит 14 лет с добычей нефти 14 тыс. т. ЧДД недропользователя за рентабельный период составит 38 млн. руб. (табл. 7.52 -7.57);

Вариант 1. За проектный период (56 лет) планируется добыть 674 тыс. т нефти, рентабельный период составит 55 лет с добычей нефти 671 тыс. т. ЧДД недропользователя за рентабельный период составит 235 млн. руб. (табл. 7.58 -7.63);

Вариант 2 (рекомендуемый). За проектный период (69 лет) планируется добыть 979 тыс. т нефти, рентабельный период составит 68 лет с добычей нефти 974 тыс. т. ЧДД недропользователя за рентабельный период составит 410 млн. руб. (табл. 7.64 -7.69);

Вариант 3. За проектный период (69 лет) планируется добыть 984 тыс. т нефти, рентабельный период составит 68 лет с добычей нефти 978 тыс. т. ЧДД недропользователя за рентабельный период составит 396 млн. руб. (табл. 7.70 -7.75).

Бобриковский ЭО

В экономической оценке рассмотрено четыре варианта дальнейшей разработки продуктивного объекта:

Вариант 0. За проектный период (52 года) планируется добыть 30 тыс. т нефти, рентабельный период составит 17 лет с добычей нефти 19 тыс. т. ЧДД недропользователя за рентабельный период составит 27 млн. руб. (табл. 7.76 -7.81);

Вариант 1. За проектный/рентабельный период (87 лет) планируется добыть 985 тыс. т нефти. ЧДД недропользователя за рентабельный период составит 231 млн. руб. (табл. 7.82-7.87);

Вариант 2 (рекомендуемый). За проектный/рентабельный период (81 год) планируется добыть 970 тыс. т нефти. ЧДД недропользователя за рентабельный период составит 301 млн. руб. (табл. 7.88 - 7.93);

Вариант 3. За проектный/рентабельный период (81 год) планируется добыть

976 тыс. т нефти. ЧДД недропользователя за рентабельный период составит 290 млн. руб. (табл. 7.94 -7.99).

7.7 Определение рекомендуемого варианта разработки

Общим принципом определения рекомендуемого варианта разработки послужил расчет интегрального показателя $T_{\text{опт}}(i)$ для каждого варианта разработки – месторождения по лицензии ПАО «Татнефть» и месторождению в целом согласно ПТД:

$$T_{\text{опт}}(i) = H_{\text{кин}}(i) + H_{\text{NPV}}(i) + H_{\text{ДДГ}}(i);$$

$$H_{\text{кин}}(i) = K_{\text{кин}}(i) / \text{макс} (K_{\text{кин}}(0) \dots K_{\text{кин}}(3));$$

$$H_{\text{ЧДД}}(i) = \text{NPV}(i) / \text{макс} (\text{NPV}(0) \dots \text{NPV}(3));$$

$$H_{\text{ДДГ}}(i) = \text{ДДГ}(i) / \text{макс} (\text{ДДГ}(0) \dots \text{ДДГ}(3)); \text{ где}$$

$T_{\text{опт}}(i)$ – интегральный показатель оптимальности i -го варианта разработки;

$H_{\text{кин}}(i)$ – нормированный коэффициент извлечения нефти 4-х вариантов разработки для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$H_{\text{ЧДД}}(i)$ – нормированный ЧДД пользователя недр i -го варианта разработки для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$\text{NPV}(0) \dots \text{NPV}(4)$ – ЧДД пользователя недр по вариантам разработки для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$H_{\text{ДДГ}}(i)$ – нормированный накопленный дисконтированный доход государства для i -го варианта разработки для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$\text{ДДГ}(0) \dots \text{ДДГ}(4)$ – накопленные дисконтированные доходы Государства по вариантам разработки для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

Показатели ЧДД пользователя недр и накопленный дисконтированный доход Государства (далее ДДГ) рассчитываются за рентабельный срок разработки.

Таким образом, для расчета $H_{\text{кин}}(3)$, $H_{\text{ДДГ}}(3)$ и $H_{\text{ЧДД}}(3)$ соответствующие показатели $K_{\text{кин}}(3)$, $\text{ДДГ}(3)$ и $\text{ЧДД}(3)$ для четырех вариантов разработки нормируются (делятся) на соответствующие максимальные значения среди вариантов разработки рассчитанных в ПТД.

$T_{\text{опт}}(i)$ округляется до третьего знака после запятой. Рекомендуемый вариант разработки определяется, как вариант разработки с максимальным значением

показателя $T_{\text{опт}}(i)$.

Расчет интегрального показателя $T_{\text{опт}}$ представлен в таблицах 7.5 - 7.8.

Таблица 7.5 – Определение рекомендуемого варианта разработки на основе интегрального показателя $T_{\text{опт}}$

	по каширскому ЭО	
	вар. 0	вар. 1,2,3
КИНрен	0,147	0,208
ЧДДрен	17,3	23,1
ДДГрен	28,8	39,8
<i>Нкин</i>	0,707	1,000
<i>Нчдд</i>	0,751	1,000
<i>Нддг</i>	0,724	1,000
Топт	2,182	3,000

Таблица 7.6 – Определение рекомендуемого варианта разработки на основе интегрального показателя $T_{\text{опт}}$

	по верейскому ЭО			
	вар. 0	вар. 1	вар. 2	вар. 3
КИНрен	0,040	0,193	0,259	0,260
ЧДДрен	62,50	166,42	332,66	325,10
ДДГрен	142,80	334,51	587,76	597,60
<i>Нкин</i>	0,156	0,741	0,996	1,000
<i>Нчдд</i>	0,188	0,500	1,000	0,977
<i>Нддг</i>	0,239	0,560	0,984	1,000
Топт	0,582	1,801	2,980	2,977

Таблица 7.7 – Определение рекомендуемого варианта разработки на основе интегрального показателя $T_{\text{опт}}$

	по башкирскому ЭО			
	вар. 0	вар. 1	вар. 2	вар. 3
КИНрен	0,026	0,322	0,459	0,462
ЧДДрен	38,26	234,66	410,09	395,70
ДДГрен	85,40	504,28	829,61	834,89
<i>Нкин</i>	0,055	0,698	0,995	1,000
<i>Нчдд</i>	0,093	0,572	1,000	0,965
<i>Нддг</i>	0,102	0,604	0,994	1,000
Топт	0,251	1,874	2,989	2,965

Таблица 7.8 – Определение рекомендуемого варианта разработки на основе интегрального показателя Топт

	по бобриковскому ЭО			
	вар. 0	вар. 1	вар. 2	вар. 3
КИНрен	0,016	0,349	0,344	0,346
ЧДДрен	27,28	230,67	300,72	289,62
ДДГрен	95,57	576,19	540,31	546,90
<i>Нкин</i>	0,046	1,000	0,985	0,991
<i>Нчдд</i>	0,091	0,767	1,000	0,963
<i>Нддг</i>	0,166	1,000	0,938	0,949
Топт	0,303	2,767	2,923	2,903

Из таблиц 7.5 - 7.8 следует, что максимальное значение Топт имеет вариант 2. Второй вариант разработки и рекомендуется к дальнейшему применению.

Характеристика расчетных технико-экономических показателей вариантов разработки приведены в таблице 7.9. Сводные технико-экономические показатели вариантов разработки представлены в таблице 7.10.

Основные технико-экономические показатели по годам по рекомендуемому варианту в целом представлены в таблице 7.4.

7.8 Анализ чувствительности проекта

Экономический риск определяется как «опасность, возможность убытка или ущерба», то есть потери предприятием части своих ресурсов, недополучение доходов или появление дополнительных расходов в результате осуществления производственной или финансовой деятельности.

Экономический риск оценивается анализом чувствительности основных показателей эффективности к изменению различных факторов.

В качестве факторов, влияющих на уровень основного экономического показателя разработки – чистого дисконтированного дохода (ЧДД), а также чистого дисконтированного дохода государства (ЧДДГ) и рентабельно извлекаемых запасов УВС выбраны:

- изменение цены реализации нефти;
- изменение текущих (эксплуатационных) затрат;
- изменение капитальных вложений;

Снижение и увеличение цены, текущих затрат и капитальных вложений предусмотрено в диапазоне 20 %.

Сводные результаты расчетов на базе рекомендуемого варианта (третьего) при норме дисконта 15 % ЧДД и ЧДДГ приведены в таблице 7.100.

Из анализа чувствительности видно, что уменьшение цены нефти на 20% сокращает ЧДД недропользователя, однако это не приводит к отрицательной экономической эффективности и изменению устойчивости рассматриваемого фактора.

Анализ чувствительности показал, что такие факторы как капитальные и текущие затраты оказывают минимальное влияние на чистый дисконтированные доход недропользователя и государства, рентабельно извлекаемые запасы.

Таблица 7.9 - Характеристика расчетных технико-экономических показателей разработки

№ п/п	Параметр	Ед.изм.	Объекты разработки														Месторождение
			каширский		верейский			башкирский			бобриковский						
			базовый	1, 2, 3	базовый	1	2	3	базовый	1	2	3	базовый	1	2	3	
1	Система разработки		истощение		заводнение			заводнение			заводнение						
	Вид воздействия																
	Плотность сетки скважин (приведенная)	га/скв.	49,0	24,5	75,0	21,9	18,1	18,1	111,5	16,9	15,9	15,9	48,6	18,7	12,8	12,8	
	Максимальные уровни добычи: нефти	тыс.т	0,6	0,9	2,7	6,4	15,4	16,0	1,6	24,8	29,5	27,3	1,6	17,3	25,9	24,2	67,9
	растворенного газа	млн.м ³								0,032	0,028	0,027	0,008	0,069	0,109	0,096	0,132
	жидкости	тыс.т	16,0	30,4	24,2	121,6	262,0	244,1	27,9	172,6	223,9	263,8	5,9	278,8	177,6	204,1	366,6
	газа газовых шапок	млн.м ³															
	свободного газа	млн.м ³															
	конденсата	тыс.т															
	Проектные уровни закачки: воды	тыс.м ³				122,3	162	245,6		173,7	216,9	284,6		268,0	162,5	186,6	278,7
	газа	млн.м ³															
	Проектный срок разработки	годы	9	15	22	69	43	43	15	56	69	69	52	87	81	81	81
	Рентабельный период разработки	годы	9	15	15	68	42	42	14	55	68	68	17	87	81	81	81
	Накопленная добыча нефти за проектный период	тыс.т	4	9	28	298	419	421	15	674	979	984	30	985	970	976	2377
	Накопленная добыча нефти за рентабельный период	тыс.т	4	9	72	296	464,7	416	14	671	974,0	978	19	985	970	976	2377
	Накопленная добыча нефти с начала разработки	тыс.т	11	16	78	348	469	477	57	716	1021	1035	58	1013	998	1023	2504
	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли ед.	0,147	0,210	0,043	0,178	0,241	0,241	0,026	0,169	0,241	0,242	0,020	0,317	0,312	0,314	0,265
	Коэффициент извлечения нефти за рентабельный период (КИНр)	доли ед.	0,147	0,210	0,040	0,177	0,238	0,239	0,026	0,168	0,240	0,241	0,016	0,317	0,312	0,314	0,265
	Накопленная закачка с начала разработки: воды	тыс.м ³				1855,9	1502,6	2553,3		4182,6	3945,4	6154,6			2117,2	2695,4	7565,1
	газа	млн.м ³															
	Накопленная добыча жидкости с начала разработки	тыс.т	44,2	93,6	205,3	1814,4	1992,4	2475,2	161,0	3974,3	4259,1	5791,9	108,7	3688,9	2885,9	2966,7	9231,0
	Средний дебит добывающей скважины по нефти на конец проектного периода	т/с	1,0	0,9	0,5	1,0	1,0	0,8	0,6	0,7	0,6	0,8	0,2	1,0	0,6	0,9	0,2
	Средний дебит добывающей скважины по нефти на конец рентабельного периода	т/с	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	0,6	0,7	0,6	0,8	0,5	1,0	0,6	0,9	0,2
	Средняя обводненность продукции на конец проектного периода	%	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98
	Средняя обводненность продукции на конец рентабельного периода	%	98	98	98	82,6	97,3	95,9	96,8	95,3	97,3	96,5	97,5	43,8	98	98	98
	Накопленная добыча свободного газа за проектный период	млн.м ³															
	Накопленная добыча свободного газа за рентабельный период	млн.м ³															
	Накопленная добыча газа газовых шапок за проектный период	млн.м ³															
	Накопленная добыча газа газовых шапок с начала разработки	млн.м ³															
	Коэффициент извлечения газа (КИГ)	доли ед.															
	Коэффициент извлечения газа (КИГ р) за рентабельный период	доли ед.															
	Накопленная добыча конденсата за проектный период	тыс. т															
	Накопленная добыча конденсата с начала разработки	тыс. т															
	Коэффициент извлечения конденсата (КИК)	доли ед.															
	Коэффициент извлечения конденсата (КИК) за рентабельный период	доли ед.															
	Фонд скважин за весь срок разработки, всего	шт.	1	2	7	24	29	29	5	33	35	35	5	13	19	19	45
	В том числе: добывающих	шт.	1	2	6	16	22	22	3	23	24	24	5	11	15	15	29
	из них горизонтальных	шт.								2	3	3		2	3	3	6
	нагнетательных	шт.				7	6	6	2	10	11	11		2	2	2	13
	из них горизонтальных	шт.															
	добывающих газовых	шт.															
	из них горизонтальных	шт.															
	контрольные	шт.															
	водозаборных	шт.															
	поглощающих	шт.															
	ликвидированных по геологическим причинам	шт.			1	1	1	1									2
	Фонд скважин для бурения всего	шт.															
	В том числе: добывающих	шт.															
	из них горизонтальных	шт.															
	нагнетательных	шт.															
	из них горизонтальных	шт.															
	добывающих газовых	шт.															
	из них горизонтальных	шт.															
	контрольные	шт.															
	водозаборных	шт.															
	поглощающие	шт.															
	Зарезка боковых стволов при КРС	шт.				3	1	1		4	3	3		5	1	1	5
	из них горизонтальных	шт.				1	1	2		1		1		1		1	1
	Фонд скважин, переведенных с другого объекта	шт.				8	8	8		7	1	1		2	4	4	
	В том числе: добывающих	шт.				6	6	6		7	1	1		2	4	4	
	нагнетательных	шт.					2	2									
	Ввод скважин с технологией ОРЭ, ОРЗ, всего	шт.		1			12	12		4	10	10					
	в том числе: добывающих	шт.					9	9		3	9	9					
	нагнетательных	шт.					3	3		1	1	1					

Продолжение таблицы 7.9

2	Экономические показатели эффективности вариантов разработки																
	Норма дисконта 15%																
	Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн. руб.	17	23	61	166	333	325	38	235	410	396	26	231	301	290	1067
	за рентабельный период	млн. руб.	17	23	62	166	333	325	38	235	410	396	27	231	301	290	1067
	Внутренняя норма рентабельности (IRR)	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Индекс доходности инвестиций	доли ед.	-	44,339	25,726	9,453	11,075	7,631	50,921	3,366	4,178	3,634	8,588	2,738	5,004	4,097	5,487
	за рентабельный период	доли ед.	-	44,339	28,507	9,453	11,078	7,632	52,603	3,367	4,178	3,634	9,708	2,738	5,004	4,097	5,487
	Индекс доходности затрат	доли ед.	1,753	1,693	1,405	1,512	1,610	1,571	1,432	1,433	1,475	1,446	1,217	1,360	1,556	1,513	1,538
	за рентабельный период	доли ед.	1,753	1,693	1,436	1,512	1,610	1,572	1,446	1,433	1,475	1,446	1,240	1,360	1,556	1,513	1,538
Срок окупаемости		лет	не опред.	в теч. 1г.	в теч. 1г.	в теч. 1г.	в теч. 1г.	в теч. 1г.	в теч. 1г.	в теч. 1г.	в теч. 1г.	в теч. 1г.	в теч. 1г.	6	в теч. 1г.	в теч. 1г.	в теч. 1г.
3	Оценочные показатели																
	Норма дисконта 15%																
	Капитальные вложения на освоение месторождения	млн. руб.	0	1	2	20	33	49	1	99	129	150	3	133	75	94	238
	за рентабельный период	млн. руб.	0	1	2	20	33	49	1	99	129	150	3	133	75	94	238
	в том числе на бурение скважин	млн. руб.	0	0	0	13	17	33	0	87	102	123	0	120	66	84	185
	за рентабельный период	млн. руб.	0	0	0	13	17	33	0	87	102	123	0	120	66	84	185
	Эксплуатационные затраты	млн. руб.	1	3	44	71	102	113	24	131	201	215	50	168	120	132	426
	за рентабельный период	млн. руб.	1	3	39	71	102	113	23	131	201	215	46	168	120	132	426
	Доход государства	млн. руб.	29	40	147	335	588	598	86	504	830	835	99	576	540	547	1998
	за рентабельный период	млн. руб.	29	40	143	335	588	598	85	504	830	835	96	576	540	547	1998
	Топт	ед.	2,182	3,000	0,582	1,801	2,980	2,977	0,251	1,874	2,989	2,965	0,303	2,767	2,923	2,903	-

Таблица 7.10 – Сводные технико-экономические показатели вариантов разработки

Показатели	Варианты разработки по лицензии ПАО "Татнефть"														
	каширский		верейский				башкирский				бобриковский				суммарный
	вар. 0	вар. 1,2,3	вар. 0	вар. 1	вар. 2	вар. 3	вар. 0	вар. 1	вар. 2	вар. 3	вар. 0	вар. 1	вар. 2	вар. 3	рекомендуемый
Продолжительность разработки - всего, лет															
- проектного периода	9	15	22	69	43	43	15	56	69	69	52	87	81	81	81
- рентабельного периода	9	15	15	68	42	42	14	55	68	68	17	87	81	81	81
Добыча нефти, тыс.т															
- за проектный период	4	9	28	298	419	421	15	674	979	984	30	985	970	976	2377
- за рентабельный период	4	9	24	296	414	416	14	671	974	978	19	985	970	976	2377
Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс. т															
- за проектный период	11	16	77	347	468	469	57	716	1021	1026	58	1013	998	1004	2503
- за рентабельный период	11	16	72	344	463	464	56	713	1016	1020	47	1013	998	1004	2503
КИН, доли ед.															
- проектный срок	0,147	0,208	0,043	0,194	0,262	0,263	0,026	0,324	0,462	0,464	0,020	0,349	0,344	0,346	0,359
- рентабельный срок	0,147	0,208	0,040	0,193	0,259	0,260	0,026	0,322	0,459	0,462	0,016	0,349	0,344	0,346	0,359
Выручка от реализации нефти, млн руб															
- за проектный период	62	136	449	4720	6633	6660	237	10660	15483	15556	475	15579	15338	15433	37591
- за рентабельный период	62	136	381	4681	6555	6583	228	10605	15401	15474	297	15579	15338	15433	37591
Капитальные вложения, млн руб															
- за проектный период	0	2	7	144	115	143	2	469	587	615	22	421	347	375	1050
- за рентабельный период	0	2	5	144	114	142	2	468	585	613	8	421	347	375	1050
Эксплуатационные затраты, млн руб															
- за проектный период	29	68	333	2489	3066	3107	155	5062	7473	7526	515	6021	5890	5950	16509
- за рентабельный период	29	68	253	2452	3004	3046	146	5012	7398	7451	244	6021	5890	5950	16509
Эксплуатационные затраты без амортизации и налогов, млн руб															
- за проектный период	3	10	123	842	815	814	51	1232	2126	2129	261	932	1044	1046	3994
- за рентабельный период	3	10	77	817	776	776	45	1199	2077	2079	97	932	1044	1046	3994
Себестоимость добычи нефти, руб./т															
- за проектный период	7477	7850	11713	8341	7310	7379	10374	7510	7633	7651	17129	6112	6073	6097	6946
- за рентабельный период	7477	7850	10510	8286	7248	7318	10152	7474	7597	7615	13000	6112	6073	6097	6946
Затраты на транспортировку экспортной нефти, млн. руб.															
- за проектный период	2	5	17	176	248	249	9	398	579	581	18	582	573	577	1405
- за рентабельный период	2	5	14	175	245	246	9	396	576	578	11	582	573	577	1405
Внереализационные затраты, млн. руб.															
- за проектный период	0	0	10	52	46	49	3	84	118	121	8	34	28	30	193
- за рентабельный период	0	0	1	12	9	11	0	38	47	49	2	34	28	30	193
Чистый доход недропользователя, млн руб															
- за проектный период	26	54	85	1737	2813	2800	63	4399	6296	6310	-51	7627	7541	7568	16721
- за рентабельный период	26	54	106	1775	2834	2821	66	4441	6360	6374	46	7627	7541	7568	16721
Чистый дисконтированный доход недропользователя (ставка дисконтирования 15 %), млн руб															
- за проектный период	17	23	61	166	333	325	38	235	410	396	26	231	301	290	1067
- за рентабельный период	17	23	62	166	333	325	38	235	410	396	27	231	301	290	1067
Индекс доходности затрат (ставка дисконтирования 15 %), доли ед.															
- за проектный период	1,75	1,69	1,40	1,51	1,61	1,57	1,43	1,43	1,48	1,45	1,22	1,36	1,56	1,51	1,54
- за рентабельный период	1,75	1,69	1,44	1,51	1,61	1,57	1,45	1,43	1,48	1,45	1,24	1,36	1,56	1,51	1,54
Доход государства , млн руб															
- за проектный период	44	95	304	2790	4032	4047	161	6384	9129	9168	321	9357	9126	9179	22365
- за рентабельный период	44	95	261	2771	3996	4011	155	6358	9091	9130	198	9357	9126	9179	22365
Дисконтированный доход государства (ставка 15%), млн руб															
- за проектный период	29	40	147	335	588	598	86	504	830	835	99	576	540	547	1998
- за рентабельный период	29	40	143	335	588	598	85	504	830	835	96	576	540	547	1998

Таблица 7.11 - Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - суммарный (рекомендуемый) вариант

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Товарный объем нефти, тыс. т		Поставка газа на внутр. рынке, тыс.м3	Выручка от реализации нефти, млн руб		Выручка от реал. газа на внутреннем рынке	ВСЕГО выручка от реализации
		внутренний рынок	внешний рынок		внутренний рынок	внешний рынок		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2018	7,25	3,63	3,63	0	57	57	0	115
2019	7,98	3,99	3,99	0	63	63	0	126
2020	8,72	4,36	4,36	0	69	69	0	138
2021	11,48	5,74	5,74	0	91	91	0	181
2022	13,07	6,54	6,54	0	103	103	0	207
2023	15,20	7,60	7,60	0	120	120	0	240
2024	18,85	9,42	9,42	0	149	149	0	298
2025	26,56	13,28	13,28	0	210	210	0	420
2026	34,41	17,20	17,20	0	272	272	0	544
2027	41,79	20,90	20,90	0	330	330	0	661
2028	51,93	25,96	25,96	0	411	411	0	821
2029	55,48	27,74	27,74	0	439	439	0	877
2030	57,51	28,76	28,76	0	455	455	0	910
2031	59,00	29,50	29,50	0	467	467	0	933
2032	59,90	29,95	29,95	0	474	474	0	947
2033	61,13	30,56	30,56	0	483	483	0	967
2034	61,01	30,51	30,51	0	482	482	0	965
2035	62,43	31,21	31,21	0	494	494	0	987
2036	63,77	31,88	31,88	0	504	504	0	1008
2037	62,48	31,24	31,24	0	494	494	0	988
2038	61,29	30,64	30,64	0	485	485	0	969
2039	61,44	30,72	30,72	0	486	486	0	972
2040	61,54	30,77	30,77	0	487	487	0	973
2041	59,29	29,65	29,65	0	469	469	0	938
2042	58,20	29,10	29,10	0	460	460	0	920
2043	57,15	28,58	28,58	0	452	452	0	904
2044	56,01	28,01	28,01	0	443	443	0	886
2045	54,95	27,47	27,47	0	434	434	0	869
2046	52,91	26,46	26,46	0	418	418	0	837
2047	50,96	25,48	25,48	0	403	403	0	806
2048	49,06	24,53	24,53	0	388	388	0	776
2049	47,24	23,62	23,62	0	374	374	0	747
2050	45,49	22,75	22,75	0	360	360	0	719
2051	43,81	21,91	21,91	0	346	346	0	693
2052	42,19	21,10	21,10	0	334	334	0	667
2053	40,64	20,32	20,32	0	321	321	0	643
2054	39,14	19,57	19,57	0	310	310	0	619
2055	37,71	18,85	18,85	0	298	298	0	596
2056	36,33	18,16	18,16	0	287	287	0	575
2057	35,00	17,50	17,50	0	277	277	0	554
2058	33,73	16,87	16,87	0	267	267	0	533
2059	32,51	16,25	16,25	0	257	257	0	514
2060	31,32	15,66	15,66	0	248	248	0	495
2061	25,55	12,77	12,77	0	202	202	0	404
2062	24,72	12,36	12,36	0	195	195	0	391
2063	23,91	11,96	11,96	0	189	189	0	378
2064	23,14	11,57	11,57	0	183	183	0	366
2065	22,39	11,19	11,19	0	177	177	0	354

Продолжение таблицы 7.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2066	21,66	10,83	10,83	0	171	171	0	343
2067	20,95	10,47	10,47	0	166	166	0	331
2068	20,26	10,13	10,13	0	160	160	0	320
2069	19,59	9,80	9,80	0	155	155	0	310
2070	18,95	9,47	9,47	0	150	150	0	300
2071	18,32	9,16	9,16	0	145	145	0	290
2072	17,72	8,86	8,86	0	140	140	0	280
2073	17,14	8,57	8,57	0	135	135	0	271
2074	16,57	8,29	8,29	0	131	131	0	262
2075	16,03	8,01	8,01	0	127	127	0	253
2076	15,50	7,75	7,75	0	123	123	0	245
2077	14,98	7,49	7,49	0	118	118	0	237
2078	14,48	7,24	7,24	0	114	114	0	229
2079	14,00	7,00	7,00	0	111	111	0	221
2080	13,53	6,76	6,76	0	107	107	0	214
2081	13,08	6,54	6,54	0	103	103	0	207
2082	12,64	6,32	6,32	0	100	100	0	200
2083	12,22	6,11	6,11	0	97	97	0	193
2084	11,81	5,90	5,90	0	93	93	0	187
2085	11,41	5,71	5,71	0	90	90	0	181
2086	11,03	5,52	5,52	0	87	87	0	174
2087	5,69	2,85	2,85	0	45	45	0	90
2088	5,51	2,76	2,76	0	44	44	0	87
2089	5,34	2,67	2,67	0	42	42	0	84
2090	5,16	2,58	2,58	0	41	41	0	82
2091	5,00	2,50	2,50	0	40	40	0	79
2092	4,84	2,42	2,42	0	38	38	0	77
2093	4,68	2,34	2,34	0	37	37	0	74
2094	4,53	2,27	2,27	0	36	36	0	72
2095	4,39	2,19	2,19	0	35	35	0	69
2096	4,25	2,12	2,12	0	34	34	0	67
2097	4,11	2,06	2,06	0	33	33	0	65
2098	3,98	1,99	1,99	0	31	31	0	63
Всего	2377	1188	1188	0	18795	18795	0	37591

Таблица 7.12 - НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с". Граничное месторождение - суммарный (рекомендуемый) вариант

Годы	Добыча нефти,	Базовая ставка,	Расчет показателя, характеризующего особенности добычи, Дм								Расчет Кз		Расчет Кв (Кдв)				Расчет Кц			Ставка	ИТОГО
			Кндпи	Кц	Кв (Кдв)	Кз	Кд	Ккан	Кк	Дм	Vз	Кз	N	V	отбор	Кв	Цена	Курс	Кц	НДПИ	НДПИ
			руб/т	руб/т	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	руб/т	руб/т	млн т	д.е.	тыс. т	тыс. т	%	д.е.	\$/барр	руб/\$	руб/т	руб/т	млн руб
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2018	7,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	357	1537	2,0	1,00	80	483	16,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6891	50
2019	8,0	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	87	483	18,1	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	56
2020	8,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	95	483	19,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	61
2021	11,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	104	483	21,5	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	75
2022	13,1	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	115	483	23,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	85
2023	15,2	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	128	483	26,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	99
2024	18,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	144	483	29,8	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	123
2025	26,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	163	483	33,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	174
2026	34,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	189	483	39,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	225
2027	41,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	224	483	46,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	273
2028	51,9	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	265	483	54,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	339
2029	55,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	317	483	65,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	363
2030	57,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	373	483	77,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	376
2031	59,0	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	430	483	89,1	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	386
2032	59,9	919	559	9,17	0,68	1,00	1,00	1,00	0	2921	2,0	1,00	489	483	101,3	0,68	56,37	57,86	9,17	5508	330
2033	61,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	549	483	113,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	261
2034	61,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	610	483	126,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	261
2035	62,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	671	483	139,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	267
2036	63,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	734	483	151,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	272
2037	62,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	797	483	165,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	267
2038	61,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	860	483	178,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	262
2039	61,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	921	483	190,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	262
2040	61,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	983	483	203,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	263
2041	59,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1044	483	216,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	253
2042	58,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1104	483	228,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	249
2043	57,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1162	483	240,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	244
2044	56,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1219	483	252,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	239
2045	54,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1275	483	263,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	235
2046	52,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1330	483	275,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	226
2047	51,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1383	483	286,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	218
2048	49,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1434	483	296,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	210
2049	47,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1483	483	307,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	202
2050	45,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1530	483	316,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	194
2051	43,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1575	483	326,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	187

Продолжение таблицы 7.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2051	43,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1575	483	326,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	187
2052	42,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1619	483	335,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	180
2053	40,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1661	483	344,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	174
2054	39,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1702	483	352,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	167
2055	37,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1741	483	360,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	161
2056	36,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1779	483	368,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	155
2057	35,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1815	483	375,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	150
2058	33,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1850	483	383,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	144
2059	32,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1884	483	390,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	139
2060	31,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1917	483	396,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	134
2061	25,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1948	483	403,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	109
2062	24,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1973	483	408,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	106
2063	23,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	1998	483	413,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	102
2064	23,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2022	483	418,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	99
2065	22,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2045	483	423,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	96
2066	21,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2068	483	428,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	93
2067	20,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2089	483	432,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	89
2068	20,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2110	483	436,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	87
2069	19,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2130	483	441,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	84
2070	18,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2150	483	445,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	81
2071	18,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2169	483	449,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	78
2072	17,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2187	483	452,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	76
2073	17,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2205	483	456,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	73
2074	16,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2222	483	460,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	71
2075	16,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2239	483	463,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	68
2076	15,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2255	483	466,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	66
2077	15,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2270	483	470,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	64
2078	14,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2285	483	473,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	62
2079	14,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2300	483	476,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	60
2080	13,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2314	483	479,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	58
2081	13,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2327	483	481,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	56
2082	12,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2340	483	484,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	54
2083	12,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2353	483	487,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	52
2084	11,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2365	483	489,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	50
2085	11,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2377	483	492,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	49
2086	11,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2388	483	494,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	47
2087	5,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2399	483	496,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	24
2088	5,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2405	483	498,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	24
2089	5,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2411	483	499,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	23
2090	5,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2416	483	500,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	22
2091	5,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2421	483	501,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	21
2092	4,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2426	483	502,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	21
2093	4,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2431	483	503,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	20
2094	4,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2436	483	504,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	19
2095	4,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2440	483	505,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	19
2096	4,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2445	483	506,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	18
2097	4,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2449	483	507,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	18
2098	4,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	2453	483	507,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	17
Beero																					11185

Таблица 7.13 - Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - суммарный (рекомендуемый) вариант

Годы	ГРР	Бурение скважин									Затраты при бурении (БС, БГС, прочие)	ОНВСС для добыч. и нагн. скв. ОРЭ и ОРЗ	Нефтепромысловое строительство и обустройство										Внешняя инфраструктура				Прочие объекты	Поддержание объектов ОС	Освоение природных ресурсов	Затраты пользователей недр	Капитал, вложения, всего		Дисконтир. капитал, вложения			
		Всего	в т.ч.										строитель-ство	сбор и транспор-тировка	подго-товка нефти	ППЦ	электро-снабжение	автодо-роги	вязь и автомат и-зация	базы МТО	природо-охрана и экология	Итого пром. обустройство	нефте-провод	ДНС	авто-дороги	обустройство скважин и стоимость инфраструктуры для СВН					Годовые	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
			ННС	ГС	СМД ННС	СМД ГС	Уплотненная сетка	МЭС	ЭС (SAGD)	ЭС (парацислика)																							Годовые	Накопл.	Годовые	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	1	1	1	1
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	6	7	5	6	5	6
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	4	10	3	9	3	9
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	8	18	6	15	5	14
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	4	22	3	18	2	16
2023	0	22	0	0	22	0	0	0	0	0	0	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	0	0	27	49	17	34	13	29
2024	0	22	0	0	22	0	0	0	0	0	23	5	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	53	102	30	64	23	52
2025	0	82	0	0	44	39	0	0	0	0	0	13	3	1	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	2	0	0	102	204	52	117	38	91
2026	0	71	0	0	71	0	0	0	0	0	0	9	2	0	0	2	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	2	0	0	87	291	41	157	28	119
2027	0	97	0	0	22	76	0	0	0	0	0	8	3	1	0	2	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	2	0	0	114	405	48	205	32	151
2028	0	64	0	0	0	64	0	0	0	0	28	6	2	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	3	0	0	104	509	40	246	26	177
2029	0	50	0	0	50	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	3	0	0	57	566	20	266	12	189
2030	0	44	0	0	44	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	3	0	0	52	618	16	282	10	199
2031	0	50	0	0	50	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	3	0	0	58	675	17	299	9	208
2032	0	55	0	0	55	0	0	0	0	0	0	3	2	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	3	0	0	65	740	17	316	9	218
2033	0	44	0	0	44	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	3	0	0	52	793	13	328	6	224
2034	0	44	0	0	44	0	0	0	0	0	0	3	2	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	3	0	0	53	846	12	340	6	230
2035	0	32	0	0	0	32	0	0	0	0	23	2	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	3	0	0	62	908	12	352	6	235
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	4	912	1	353	0	236
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	915	1	354	0	236
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	918	0	354	0	236
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	922	0	354	0	236
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	925	0	355	0	237
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	4	929	0	355	0	237
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	3	0	0	7	936	1	356	0	237
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	939	0	356	0	237
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	942	0	357	0	237
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	945	0	357	0	237
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	948	0	357	0	237
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	951	0	357	0	237
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	954	0	357	0	237
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	957	0	358	0	237
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	960	0	358	0	237
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	963	0	358	0	237
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	966	0	358	0	238
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	969	0	358	0	238
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	972	0	358	0	238
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	975	0	358	0	238
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	978	0	358	0	238
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	982	0	358	0	238
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	985	0	358	0	238
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	988	0	358	0	238
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	3	991	0	359	0	238
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	993	0	359	0	238
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	995	0	359	0	238
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	997	0	359	0	238
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	999	0	359	0	238
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	1001	0	359	0	238
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	1003	0	3		

Продолжение таблицы 7.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	1005	0	359	0	238
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	1007	0	359	0	238
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	1009	0	359	0	238
2070	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	1011	0	359	0	238
2071	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	1013	0	359	0	238
2072	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	1015	0	359	0	238
2073	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	1017	0	359	0	238
2074	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	1019	0	359	0	238
2075	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	1021	0	359	0	238
2076	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	1023	0	359	0	238
2077	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	1025	0	359	0	238
2078	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	1027	0	359	0	238
2079	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	1029	0	359	0	238
2080	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	1031	0	359	0	238
2081	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	1033	0	359	0	238
2082	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	1035	0	359	0	238
2083	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	1037	0	359	0	238
2084	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	1039	0	359	0	238
2085	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	1041	0	359	0	238
2086	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	1043	0	359	0	238
2087	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1044	0	359	0	238
2088	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1044	0	359	0	238
2089	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1045	0	359	0	238
2090	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1046	0	359	0	238
2091	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1046	0	359	0	238
2092	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1047	0	359	0	238
2093	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1047	0	359	0	238
2094	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1048	0	359	0	238
2095	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1048	0	359	0	238
2096	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1049	0	359	0	238
2097	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1050	0	359	0	238
2098	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1050	0	359	0	238
Всего	2	679	4	5	471	218	8	9	10	11	86	94	40	20	16	20	19	20	22	21	26	66	24	25	26	27	28	204	30	31	1082	1049	393	359	274	238

Таблица 7.14 - Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - суммарный (рекомендуемый) вариант

	Расходы на энергию по извлечению жидкости (при добыче нефти)	Расходы по искусственному воздействию на пласт	Расходы по транспорту нефти	Расходы по технологической подготовке нефти	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования				Общезайственные и общепроизводственные затраты			Перевод, возврат, релiquidация	Затраты на МУН	ПРС для ОРЗ и ОРЭ	КРС	ГРР	ИТОГО текущие затраты	Налоги и отчисления					Амортизационные отчисления		Эксплуатацион. затраты, всего		Дисконтированные эксплуатационные затраты			
					содержание и эксплуатация	численность ППП	расходы на оплату труда ППП	расходы на оплату труда СВН	общепроизводственные затраты	затраты на АУП	прочие							НДПИ на нефть	налог на имущество	расходы на социальное страхование ППП	прочие налоги	Итого	ранее введенные ОФ	новые ОФ	Годовые	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
																											Годовые	Накопл.	Годовые	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
2018	3	1	1	1	4	4	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	16	50	0	1	0,0	51	1	0	69	69	69	69	69	69
2019	3	1	1	1	4	4	3	0	2	1	1	0	1	1	0	0	16	56	0	1	0,0	57	1	1	75	144	68	137	65	134
2020	3	1	1	1	5	4	3	0	2	1	1	3	2	1	0	0	21	61	0	1	0,0	62	1	1	85	229	71	207	65	198
2021	4	1	1	1	5	4	3	0	2	1	1	0	1	2	0	0	19	75	0	1	0,0	77	1	2	99	328	74	282	65	264
2022	4	2	2	1	5	4	3	0	2	1	1	0	4	1	0	0	23	85	1	1	0,0	87	1	2	113	441	77	359	65	328
2023	4	2	2	1	5	5	4	0	2	1	1	0	4	1	0	0	23	99	1	1	0,0	101	1	5	131	573	82	441	65	394
2024	5	2	2	1	6	6	5	0	3	1	1	3	5	1	0	0	32	123	1	2	0,0	126	1	12	171	744	97	537	74	468
2025	7	2	3	2	8	8	6	0	4	1	2	8	6	3	0	0	46	174	3	2	0,0	178	1	24	250	994	128	666	94	562
2026	8	3	4	2	10	9	7	0	4	1	2	2	6	2	0	0	45	225	4	2	0,0	231	1	35	313	1306	146	811	102	664
2027	9	3	5	3	11	10	8	0	5	2	3	0	6	2	0	0	49	273	5	3	0,0	281	1	48	380	1686	161	973	108	772
2028	11	4	7	4	13	12	9	0	6	2	3	5	4	1	0	0	60	339	7	3	0,0	349	0	61	470	2156	181	1154	116	888
2029	12	4	7	4	14	13	10	0	6	2	3	0	4	0	0	0	57	363	7	3	0,0	373	0	67	497	2653	174	1328	107	995
2030	13	4	8	4	15	14	11	0	7	2	3	2	4	0	0	0	63	376	7	4	0,0	386	0	73	523	3175	166	1494	98	1092
2031	14	5	8	4	16	15	11	0	7	2	4	2	4	0	0	0	66	386	6	4	0,0	396	0	77	538	3714	156	1650	87	1180
2032	15	6	9	4	16	15	11	0	7	2	4	3	3	0	0	0	69	330	6	4	0,0	340	0	79	487	4201	128	1778	69	1249
2033	14	6	8	4	16	15	12	0	7	3	4	2	4	0	0	0	68	261	5	4	0,0	270	0	74	412	4613	99	1877	51	1299
2034	14	8	8	4	16	15	12	0	7	3	4	3	5	0	0	0	73	261	5	4	0,0	270	0	71	414	5027	90	1967	44	1344
2035	14	9	9	4	16	15	11	0	7	2	4	6	4	0	0	0	75	267	5	4	0,0	275	0	64	414	5441	82	2049	38	1382
2036	14	10	9	4	15	14	11	0	7	2	3	3	5	0	0	0	73	272	4	4	0,0	280	0	52	405	5846	73	2122	33	1415
2037	14	10	9	4	15	14	11	0	7	2	3	2	4	0	0	0	71	267	3	4	0,0	274	0	44	388	6234	64	2185	27	1442
2038	14	10	9	4	15	14	11	0	7	2	3	0	5	0	0	0	70	262	2	4	0,0	268	0	38	375	6609	56	2241	23	1465
2039	14	10	9	4	15	14	11	0	7	2	3	9	4	0	0	0	78	262	2	4	0,0	268	0	31	377	6986	51	2292	20	1485
2040	14	10	10	4	15	14	11	0	7	2	3	0	5	0	0	0	70	263	1	4	0,0	268	0	24	362	7348	44	2337	17	1502
2041	14	11	9	4	14	13	10	0	6	2	3	3	4	0	0	0	71	253	1	3	0,0	257	0	18	346	7694	39	2375	14	1516
2042	14	11	10	4	14	13	10	0	6	2	3	0	6	1	0	0	71	249	1	3	0,0	253	0	12	336	8030	34	2409	12	1527
2043	14	11	10	4	14	13	10	0	6	2	3	0	4	0	0	0	69	244	0	3	0,0	248	0	5	322	8352	30	2439	10	1537
2044	14	11	10	4	14	13	10	0	6	2	3	0	5	0	0	0	71	239	0	3	0,0	243	0	4	318	8670	27	2466	8	1545
2045	14	11	10	4	14	13	10	0	6	2	3	0	4	0	0	0	69	235	0	3	0,0	239	0	4	311	8981	24	2489	7	1553
2046	14	11	10	4	14	13	10	0	6	2	3	0	5	0	0	0	70	226	0	3	0,0	230	0	4	304	9285	21	2511	6	1559
2047	14	11	10	4	14	13	10	0	6	2	3	0	4	0	0	0	68	218	0	3	0,0	222	0	4	293	9578	19	2529	5	1564
2048	14	11	10	3	14	13	10	0	6	2	3	0	6	0	0	0	70	210	0	3	0,0	213	0	4	287	9865	16	2545	4	1568
2049	14	11	10	3	14	13	10	0	6	2	3	0	4	0	0	0	68	202	0	3	0,0	206	0	4	277	10142	14	2560	4	1572
2050	14	11	10	3	14	13	10	0	6	2	3	0	5	0	0	0	69	194	0	3	0,0	198	0	4	271	10413	13	2573	3	1575
2051	14	11	10	3	14	13	10	0	6	2	3	0	4	0	0	0	68	187	0	3	0,0	191	0	3	262	10676	11	2584	3	1577
2052	14	11	10	3	14	13	10	0	6	2	3	0	5	0	0	0	69	180	0	3	0,0	184	0	3	256	10932	10	2594	2	1580
2053	14	11	10	3	14	13	10	0	6	2	3	0	4	0	0	0	68	174	0	3	0,0	177	0	3	248	11181	9	2603	2	1582
2054	14	11	10	3	14	13	10	0	6	2	3	0	5	0	0	0	69	167	0	3	0,0	171	0	3	243	11424	8	2611	2	1583
2055	14	11	10	3	14	13	10	0	6	2	3	0	4	0	0	0	69	161	0	3	0,0	165	0	3	237	11661	7	2618	1	1584
2056	15	12	11	3	14	13	10	0	6	2	3	0	3	0	0	0	68	155	0	3	0,0	159	0	3	230	11891	6	2624	1	1586
2057	15	12	11	2	14	13	10	0	6	2	3	0	4	0	0	0	71	150	0	3	0,0	153	0	3	227	12118	6	2629	1	1587
2058	16	12	12	2	14	13	10	0	6	2	3	0	3	0	0	0	71	144	0	3	0,0	148	0	3	222	12340	5	2634	1	1587
2059	17	13	14	2	14	13	10	0	6	2	3	0	4	0	0	0	76	139	0	3	0,0	143	0	3	222	12562	4	2639	1	1588
2060	19	15	19	2	14	13	10	0	6	2	3	0	3	0	0	0	84	134	0	3	0,0	138	0	3	224	12787	4	2643	1	1589
2061	9	8	6	2	10	9	7	0	4	1	2	0	2	0	0	0	44	109	0	2	0,0	112	0	3	159	12946	3	2646	0	1589
2062	9	8	6	2	10	9	7	0	4	1	2	0	3	0	0	0	45	106	0	2	0,0	108	0	3	156	13102	2	2648	0	1589
2063	9	8	6	2	10	9	7	0	4	1	2	0	2	0	0	0	44	102	0	2	0,0	105	0	3	152	13253	2	2650	0	1590
2064	9	8	6	2	10	9	7	0	4	1	2	0	3	0	0	0	45	99	0	2	0,0	101	0	3	149	13402	2	2652	0	1590
2065	9	8	6	2	10	9	7	0	4	1	2	0	2	0	0	0	44	96	0											

Продолжение таблицы 7.14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22,0	23	24	25	26	27	28	29	30	31
2066	9	8	6	2	10	9	7	0	4	1	2	0	3	0	0	0	45	93	0	2	0,0	95	0	2	143	13690	1	2655	0	1590
2067	9	8	6	1	10	9	7	0	4	1	2	0	2	0	0	0	44	89	0	2	0,0	92	0	2	139	13828	1	2656	0	1591
2068	9	8	6	1	10	9	7	0	4	1	2	0	3	0	0	0	45	87	0	2	0,0	89	0	2	136	13964	1	2657	0	1591
2069	9	8	6	1	10	9	7	0	4	1	2	0	2	0	0	0	44	84	0	2	0,0	86	0	2	133	14097	1	2658	0	1591
2070	9	8	6	1	10	9	7	0	4	1	2	0	3	0	0	0	45	81	0	2	0,0	83	0	2	130	14227	1	2659	0	1591
2071	9	8	6	1	10	9	7	0	4	1	2	0	2	0	0	0	44	78	0	2	0,0	81	0	2	127	14354	1	2660	0	1591
2072	9	8	6	1	10	9	7	0	4	1	2	0	3	0	0	0	46	76	0	2	0,0	78	0	2	126	14480	1	2661	0	1591
2073	9	8	6	1	10	9	7	0	4	1	2	0	1	0	0	0	44	73	0	2	0,0	76	0	2	121	14602	1	2662	0	1591
2074	9	8	6	1	10	9	7	0	4	1	2	0	2	0	0	0	44	71	0	2	0,0	73	0	2	120	14721	1	2662	0	1591
2075	9	8	7	1	10	9	7	0	4	1	2	0	1	0	0	0	44	68	0	2	0,0	71	0	2	117	14838	1	2663	0	1591
2076	10	8	7	1	10	9	7	0	4	1	2	0	2	0	0	0	45	66	0	2	0,0	69	0	2	116	14954	0	2663	0	1591
2077	10	9	7	1	10	9	7	0	4	1	2	0	1	0	0	0	45	64	0	2	0,0	67	0	2	113	15067	0	2663	0	1591
2078	10	9	7	1	10	9	7	0	4	1	2	0	1	0	0	0	45	62	0	2	0,0	64	0	2	112	15179	0	2664	0	1591
2079	10	9	8	1	10	9	7	0	4	1	2	0	0	0	0	0	45	60	0	2	0,0	62	0	2	109	15288	0	2664	0	1591
2080	10	9	8	1	10	9	7	0	4	1	2	0	1	0	0	0	46	58	0	2	0,0	60	0	2	108	15397	0	2664	0	1591
2081	10	9	9	1	10	9	7	0	4	1	2	0	0	0	0	0	47	56	0	2	0,0	58	0	2	107	15504	0	2665	0	1591
2082	11	9	9	1	10	9	7	0	4	1	2	0	1	0	0	0	48	54	0	2	0,0	57	0	2	107	15611	0	2665	0	1591
2083	11	10	10	1	10	9	7	0	4	1	2	0	0	0	0	0	50	52	0	2	0,0	55	0	2	106	15717	0	2665	0	1591
2084	12	10	11	1	10	9	7	0	4	1	2	0	1	0	0	0	53	50	0	2	0,0	53	0	2	108	15825	0	2665	0	1591
2085	13	11	13	1	10	9	7	0	4	1	2	0	0	0	0	0	55	49	0	2	0,0	51	0	2	109	15934	0	2666	0	1591
2086	14	12	16	1	10	9	7	0	4	1	2	0	1	0	0	0	61	47	0	2	0,0	50	0	2	113	16047	0	2666	0	1591
2087	3	2	2	0	3	2	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	13	24	0	1	0,0	25	0	2	40	16087	0	2666	0	1591
2088	3	2	2	0	3	2	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	12	24	0	1	0,0	24	0	2	38	16125	0	2666	0	1591
2089	3	2	2	0	3	2	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	13	23	0	1	0,0	24	0	2	38	16163	0	2666	0	1591
2090	3	2	2	0	3	2	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	13	22	0	1	0,0	23	0	1	38	16201	0	2666	0	1591
2091	3	2	3	0	3	2	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	14	21	0	1	0,0	22	0	1	37	16238	0	2666	0	1591
2092	3	2	3	0	3	2	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	14	21	0	1	0,0	21	0	1	36	16274	0	2666	0	1591
2093	3	2	3	0	3	2	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	15	20	0	1	0,0	21	0	1	36	16311	0	2666	0	1591
2094	4	2	4	0	3	2	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	16	19	0	1	0,0	20	0	1	37	16347	0	2666	0	1591
2095	4	2	4	0	3	2	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	17	19	0	1	0,0	19	0	1	37	16384	0	2666	0	1591
2096	4	3	5	0	3	2	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	19	18	0	1	0,0	19	0	1	38	16422	0	2666	0	1591
2097	5	3	7	0	3	2	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	22	18	0	1	0,0	18	0	1	41	16463	0	2666	0	1591
2098	7	5	11	0	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	28	17	0	1	0,0	18	0	1	46	16509	0	2666	0	1591
Всего	825	607	591	170	829	784	592	9	384	137	201	72	242	32	16	17	4012	11182	109	222	22,1	11476	38	1073	16535	16463	2694	2666	1621	1591

Таблица 7.15 - Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб.

Граничное месторождение - суммарный (рекомендуемый) вариант

Годы	Выручка от реализации	Эксплуатационные расходы	Внерезализационные расходы, текущая ликвидация			Коммерческие расходы при экспорте нефти	Прибыль к налогообложению	Налог на прибыль	Чистая прибыль		Капитальные затраты	Амортизационные отчисления	Чистый доход		Чистый дисконтированный доход			
			Ликвидационный фонд	Прочие	Итого				Годовая	Накопл.			Годовой	Накопл.	коэф.	0,10	коэф.	0,15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2018	115	69	0	0	0	4	46	9	37	37	1	2	38	38	38	38	38	38
2019	126	75	0	0	0	5	51	10	41	78	6	2	37	75	34	71	32	70
2020	138	85	0	0	0	5	52	10	42	120	4	2	41	116	34	105	31	101
2021	181	99	0	0	0	7	82	16	66	186	8	3	62	177	46	152	40	141
2022	207	113	0	0	0	8	93	19	75	260	4	4	74	251	51	202	42	184
2023	240	131	8	0	8	9	101	20	81	341	27	7	61	312	38	240	30	214
2024	298	171	8	0	8	11	118	24	95	436	53	13	55	367	31	271	24	238
2025	420	250	8	0	8	16	162	32	129	565	102	26	53	420	27	298	20	258
2026	544	313	8	0	8	20	223	45	179	744	87	36	128	548	60	358	42	295
2027	661	380	8	0	8	25	273	55	218	962	114	50	154	702	65	423	44	343
2028	821	470	8	0	8	31	343	69	275	1236	104	61	232	933	89	512	57	400
2029	877	497	8	0	8	33	372	74	298	1534	57	67	308	1241	108	620	66	467
2030	910	523	8	0	8	34	379	76	303	1837	52	73	325	1566	103	724	61	527
2031	933	538	8	0	8	35	386	77	309	2146	58	77	328	1894	95	819	53	581
2032	947	487	8	0	8	35	452	90	361	2507	65	79	375	2269	99	917	53	634
2033	967	412	0	0	0	36	554	111	444	2951	52	74	465	2734	111	1029	57	691
2034	965	414	0	0	0	36	551	110	441	3392	53	71	459	3193	100	1129	49	740
2035	987	414	0	0	0	37	573	115	458	3850	62	64	461	3654	91	1220	43	783
2036	1008	405	0	0	0	38	604	121	483	4334	4	52	530	4184	95	1315	43	825
2037	988	388	0	0	0	37	600	120	480	4813	3	44	521	4705	85	1400	37	862
2038	969	375	0	0	0	36	594	119	475	5289	3	38	510	5215	76	1476	31	893
2039	972	377	0	0	0	36	595	119	476	5764	3	31	504	5719	68	1544	27	920
2040	973	362	0	0	0	36	611	122	489	6254	3	24	510	6229	63	1607	24	944
2041	938	346	0	0	0	35	592	118	473	6727	4	18	487	6716	54	1661	20	963
2042	920	336	0	0	0	34	584	117	467	7194	7	12	472	7188	48	1709	17	980
2043	904	322	0	0	0	34	582	116	466	7660	3	5	467	7656	43	1752	14	994
2044	886	318	0	0	0	33	568	114	454	8114	3	4	456	8111	38	1791	12	1006
2045	869	311	0	0	0	32	558	112	446	8560	3	4	447	8558	34	1825	10	1016
2046	837	304	0	0	0	31	533	107	427	8987	3	4	427	8985	30	1854	9	1025
2047	806	293	0	0	0	30	512	102	410	9397	3	4	410	9396	26	1880	7	1032
2048	776	287	0	0	0	29	489	98	391	9788	3	4	391	9787	22	1903	6	1038
2049	747	277	0	0	0	28	470	94	376	10164	3	4	377	10164	20	1922	5	1043
2050	719	271	0	0	0	27	449	90	359	10523	3	4	359	10523	17	1939	4	1047
2051	693	262	0	0	0	26	431	86	345	10867	3	3	345	10868	15	1954	3	1050
2052	667	256	0	0	0	25	411	82	329	11196	3	3	329	11197	13	1967	3	1053
2053	643	248	0	0	0	24	394	79	315	11511	3	3	315	11512	11	1978	2	1055
2054	619	243	0	0	0	23	376	75	301	11812	3	3	301	11813	10	1988	2	1057
2055	596	237	0	0	0	22	360	72	288	12100	3	3	288	12100	8	1996	2	1059
2056	575	230	0	0	0	21	344	69	275	12375	3	3	275	12376	7	2004	1	1060
2057	554	227	0	0	0	21	327	65	261	12636	3	3	261	12637	6	2010	1	1061
2058	533	222	0	0	0	20	311	62	249	12885	3	3	249	12886	5	2016	1	1062
2059	514	222	0	0	0	19	292	58	234	13119	3	3	234	13120	5	2020	1	1063
2060	495	224	0	37	37	19	234	47	187	13306	3	3	187	13307	3	2024	1	1064
2061	404	159	0	0	0	15	245	49	196	13502	2	3	197	13503	3	2027	0	1064
2062	391	156	0	0	0	15	235	47	188	13690	2	3	189	13692	3	2030	0	1065
2063	378	152	0	0	0	14	227	45	181	13871	2	3	182	13874	2	2032	0	1065
2064	366	149	0	0	0	14	217	43	174	14045	2	3	174	14048	2	2034	0	1065
2065	354	145	0	0	0	13	209	42	167	14212	2	3	168	14216	2	2036	0	1065
2066	343	143	0	0	0	13	200	40	160	14372	2	2	160	14377	2	2038	0	1066
2067	331	139	0	0	0	12	193	39	154	14526	2	2	155	14531	1	2039	0	1066
2068	320	136	0	0	0	12	184	37	147	14674	2	2	148	14679	1	2041	0	1066
2069	310	133	0	0	0	12	177	35	142	14815	2	2	142	14821	1	2042	0	1066
2070	300	130	0	0	0	11	169	34	135	14951	2	2	135	14956	1	2043	0	1066
2071	290	127	0	0	0	11	163	33	130	15081	2	2	130	15086	1	2044	0	1066
2072	280	126	0	0	0	10	154	31	123	15204	2	2	123	15210	1	2044	0	1066
2073	271	121	0	0	0	10	150	30	120	15324	2	2	120	15329	1	2045	0	1066
2074	262	120	0	0	0	10	142	28	114	15438	2	2	114	15443	1	2045	0	1066
2075	253	117	0	0	0	9	136	27	109	15547	2	2	109	15552	0	2046	0	1066
2076	245	116	0	0	0	9	129	26	104	15651	2	2	104	15656	0	2046	0	1066
2077	237	113	0	0	0	9	124	25	99	15749	2	2	99	15755	0	2047	0	1066
2078	229	112	0	0	0	9	117	23	94	15843	2	2	94	15849	0	2047	0	1066
2079	221	109	0	0	0	8	112	22	90	15933	2	2	90	15938	0	2047	0	1066
2080	214	108	0	0	0	8	105	21	84	16017	2	2	84	16023	0	2048	0	1066
2081	207	107	0	0	0	8	100	20	80	16097	2	2	80	16102	0	2048	0	1066
2082	200	107	0	0	0	7	93	19	74	16171	2	2	74	16177	0	2048	0	1066
2083	193	106	0	0	0	7	87	17	70	16241	2	2	70	16246	0	2048	0	1067
2084	187	108	0	0	0	7	79	16	63	16304	2	2	63	16309	0	2048	0	1067
2085	181	109	0	0	0	7	72	14	57	16361	2	2	57	16367	0	2048	0	1067
2086	174	113	0	71	71	7	-10	0	-10	16352	2	2	-10	16357	0	2048		

Таблица 7.16 - Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - суммарный (рекомендуемый) вариант

Годы	Вывозная таможен-ная пошлина	НДПИ	Налог на иму-щество	Расходы на социальное страхование ППП	Прочие налоги и отчис-ления	Налог на прибыль	Доход государства		Дисконтированный доход государства			
							Годовой	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
									Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2018	21	50	0	1	0	9	81	81	81	81	81	81
2019	23	56	0	1	0	10	90	171	82	162	78	159
2020	25	61	0	1	0	10	97	268	80	243	74	233
2021	33	75	0	1	0	16	126	394	94	337	83	315
2022	37	85	1	1	0	19	143	536	98	435	82	397
2023	43	99	1	1	0	20	165	701	102	537	82	479
2024	53	123	1	2	0	24	203	904	115	652	88	566
2025	75	174	3	2	0	32	286	1190	147	798	107	674
2026	97	225	4	2	0	45	373	1563	174	972	122	796
2027	118	273	5	3	0	55	454	2017	193	1165	129	925
2028	147	339	7	3	0	69	565	2582	218	1383	140	1065
2029	157	363	7	3	0	74	604	3186	212	1595	130	1194
2030	163	376	7	4	0	76	625	3811	199	1794	117	1311
2031	167	386	6	4	0	77	640	4451	185	1979	104	1415
2032	170	330	6	4	0	90	599	5050	158	2137	85	1500
2033	173	261	5	4	0	111	554	5605	133	2270	68	1568
2034	173	261	5	4	0	110	553	6157	120	2390	59	1627
2035	177	267	5	4	0	115	567	6724	112	2502	53	1680
2036	181	272	4	4	0	121	581	7305	105	2606	47	1727
2037	177	267	3	4	0	120	571	7876	93	2700	40	1767
2038	174	262	2	4	0	119	560	8436	83	2783	34	1801
2039	174	262	2	4	0	119	561	8997	76	2859	30	1831
2040	174	263	1	4	0	122	564	9561	69	2928	26	1857
2041	168	253	1	3	0	118	544	10105	61	2989	22	1879
2042	165	249	1	3	0	117	534	10639	54	3043	19	1897
2043	162	244	0	3	0	116	526	11165	49	3092	16	1913
2044	159	239	0	3	0	114	515	11681	43	3135	14	1927
2045	156	235	0	3	0	112	506	12186	39	3173	12	1939
2046	150	226	0	3	0	107	486	12673	34	3207	10	1948
2047	144	218	0	3	0	102	468	13141	30	3237	8	1956
2048	139	210	0	3	0	98	450	13591	26	3263	7	1963
2049	134	202	0	3	0	94	433	14025	23	3285	6	1969
2050	129	194	0	3	0	90	417	14441	20	3305	5	1974
2051	124	187	0	3	0	86	401	14842	17	3322	4	1978
2052	120	180	0	3	0	82	386	15228	15	3337	3	1981
2053	115	174	0	3	0	79	371	15599	13	3350	3	1984
2054	111	167	0	3	0	75	357	15956	12	3362	2	1986
2055	107	161	0	3	0	72	344	16300	10	3372	2	1988
2056	103	155	0	3	0	69	331	16631	9	3381	2	1990
2057	99	150	0	3	0	65	318	16949	8	3389	1	1991
2058	96	144	0	3	0	62	306	17254	7	3395	1	1992
2059	92	139	0	3	0	58	293	17547	6	3401	1	1993
2060	89	134	0	3	0	47	273	17820	5	3406	1	1994
2061	72	109	0	2	0	49	233	18054	4	3410	1	1995
2062	70	106	0	2	0	47	225	18279	3	3414	0	1995
2063	68	102	0	2	0	45	218	18497	3	3417	0	1995
2064	66	99	0	2	0	43	210	18707	3	3419	0	1996
2065	63	96	0	2	0	42	203	18910	2	3421	0	1996
2066	61	93	0	2	0	40	196	19107	2	3423	0	1996
2067	59	89	0	2	0	39	190	19297	2	3425	0	1996
2068	57	87	0	2	0	37	183	19480	2	3427	0	1997
2069	55	84	0	2	0	35	177	19657	1	3428	0	1997
2070	54	81	0	2	0	34	171	19828	1	3429	0	1997
2071	52	78	0	2	0	33	165	19993	1	3430	0	1997
2072	50	76	0	2	0	31	159	20153	1	3431	0	1997
2073	49	73	0	2	0	30	154	20307	1	3432	0	1997
2074	47	71	0	2	0	28	149	20455	1	3433	0	1997
2075	45	68	0	2	0	27	144	20599	1	3434	0	1997
2076	44	66	0	2	0	26	139	20738	1	3434	0	1997
2077	42	64	0	2	0	25	134	20871	0	3435	0	1997
2078	41	62	0	2	0	23	129	21000	0	3435	0	1997
2079	40	60	0	2	0	22	124	21124	0	3435	0	1997
2080	38	58	0	2	0	21	120	21244	0	3436	0	1997
2081	37	56	0	2	0	20	115	21360	0	3436	0	1997
2082	36	54	0	2	0	19	111	21471	0	3436	0	1997
2083	35	52	0	2	0	17	107	21577	0	3436	0	1997
2084	33	50	0	2	0	16	102	21679	0	3437	0	1997
2085	32	49	0	2	0	14	98	21777	0	3437	0	1998
2086	31	47	0	2	0	0	81	21858	0	3437	0	1998
2087	16	24	0	1	0	10	51	21910	0	3437	0	1998
2088	16	24	0	1	0	10	50	21959	0	3437	0	1998
2089	15	23	0	1	0	9	48	22007	0	3437	0	1998
2090	15	22	0	1	0	9	46	22053	0	3437	0	1998
2091	14	21	0	1	0	8	45	22098	0	3437	0	1998
2092	14	21	0	1	0	8	43	22141	0	3437	0	1998
2093	13	20	0	1	0	8	42	22183	0	3437	0	1998
2094	13	19	0	1	0	7	40	22223	0	3437	0	1998
2095	12	19	0	1	0	7	38	22261	0	3437	0	1998
2096	12	18	0	1	0	6	37	22298	0	3437	0	1998
2097	12	18	0	1	0	5	35	22333	0	3437	0	1998
2098	11	17	0	1	0	3	32	22365	0	3437	0	1998
Всего	6732	11163	89	201	0	4180	22365	22365	3437	3437	1998	1998

Таблица 7.17 - Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 0 вариант, каширский ЭО

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Товарный объем нефти, тыс. т		Поставка газа на внутр. рынке, тыс.м3	Выручка от реализации нефти, млн руб		Выручка от реал. газа на внутреннем рынке	ВСЕГО выручка от реализации
		внутренний рынок	внешний рынок		внутренний рынок	внешний рынок		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2018	0,57	0,29	0,29	0	5	5	0	9
2019	0,53	0,27	0,27	0	4	4	0	8
2020	0,50	0,25	0,25	0	4	4	0	8
2021	0,46	0,23	0,23	0	4	4	0	7
2022	0,43	0,21	0,21	0	3	3	0	7
2023	0,40	0,20	0,20	0	3	3	0	6
2024	0,37	0,19	0,19	0	3	3	0	6
2025	0,34	0,17	0,17	0	3	3	0	5
2026	0,32	0,16	0,16	0	3	3	0	5
Всего	3,92	1,96	1,96	0	31	31	0	62

Таблица 7.18 - НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 0 вариант, каширский ЭО

Годы	Добыча нефти,	Базовая ставка,	Расчет показателя, характеризующего особенности добычи, Дм								Расчет Кз		Расчет Кв (Кдв)				Расчет Кц			Ставка НДПИ руб/т	ИТОГО НДПИ млн руб
			Кндпи	Кц	Кв (Кдв)	Кз	Кд	Ккан	Кк	Дм	Vз	Кз	N	V	отбор	Кв	Цена	Курс	Кц		
			руб/т	руб/т	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	руб/т	руб/т	млн т	д.е.	тыс. т	тыс. т	%	д.е.	\$/барр	руб/\$	руб/т		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2018	0,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	357	1537	2,0	1,00	80	483	16,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6891	4
2019	0,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	81	483	16,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	4
2020	0,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	81	483	16,8	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	3
2021	0,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	82	483	16,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	3
2022	0,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	82	483	17,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	3
2023	0,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	82	483	17,1	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	3
2024	0,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	83	483	17,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	2
2025	0,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	83	483	17,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	2
2026	0,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	84	483	17,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	2
Всего																					26

Таблица 7.19 - Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, каширский ЭО

Годы	Расходы на энергию по извлечению жидкости (при добыче нефти)	Расходы по искусственному воздействию на пласт	Расходы по сбору и транспортировке нефти	Расходы по технологической подготовке нефти	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования				Общезаявственные и общепроизводственные затраты			Перевод, возврат, реликвидация	Затраты на МУН	ПРС для ОРЗ и ОРЭ	КРС	ГРР	ИТОГО текущие затраты	Налоги и отчисления					Амортизационные отчисления		Эксплуатацион. затраты, всего		Дисконтированные эксплуатационные затраты			
					содержание и эксплуатация	численность ППП	расходы на оплату труда ППП	расходы на оплату труда СВН	общепроизводственные затраты	затраты на АУП	прочие							НДПИ на нефть	налог на имущество	расходы на социальное страхование ППП	прочие налоги	Итого	ранее введенные ОФ	новые ОФ	Годовые	Накопл.	коэф.	0,10	коэф.	0,15
																											Годовые	Накопл.	Годовые	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0,0	4	0	0	4	4	4	4	4	4
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0,0	4	0	0	4	8	4	8	3	7
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0,0	3	0	0	4	12	3	11	3	10
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0,0	3	0	0	3	15	2	13	2	12
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0,0	3	0	0	3	18	2	15	2	14
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0,0	3	0	0	3	21	2	17	1	15
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0,0	2	0	0	3	23	2	18	1	17
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0,0	2	0	0	3	26	1	20	1	18
2026	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0,0	2	0	0	3	29	2	21	1	19
Всего	1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	26	0	0	0,0	26	0	0	29	29	21	21	19	19

Таблица 7.20 - Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, каширский ЭО

Годы	Выручка от реализации	Эксплуатационные расходы	Внереализационные расходы, текущая ликвидация			Коммерческие расходы при экспорте нефти	Прибыль к налогообложению	Налог на прибыль	Чистая прибыль		Капитальные затраты	Амортизационные отчисления	Чистый доход		Чистый дисконтированный доход			
			Ликвидационный фонд	Прочие	Итого				Годовая	Накопл.			Годовой	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
															Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2018	9	4	0	0	0	0	5	1	4	4	0	0	4	4	4	4	4	4
2019	8	4	0	0	0	0	5	1	4	8	0	0	4	8	3	7	3	7
2020	8	4	0	0	0	0	4	1	3	11	0	0	3	11	3	10	3	10
2021	7	3	0	0	0	0	4	1	3	14	0	0	3	14	2	13	2	12
2022	7	3	0	0	0	0	4	1	3	17	0	0	3	17	2	15	2	14
2023	6	3	0	0	0	0	3	1	3	20	0	0	3	20	2	16	1	15
2024	6	3	0	0	0	0	3	1	3	23	0	0	3	23	1	18	1	16
2025	5	3	0	0	0	0	3	1	2	25	0	0	2	25	1	19	1	17
2026	5	3	0	0	0	0	2	0	1	26	0	0	1	26	1	20	0	17
Всего	62	29	0	0	0	2	33	7	26	26	0	0	26	26	20	20	17	17

Таблица 7.21 - Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, каширский ЭО

Годы	Вывозная таможен- ная пошлина	НДПИ	Налог на иму- щество	Расходы на социальное страхование ППП	Прочие налоги и отчис- ления	Налог на прибыль	Доход государства		Дисконтированный доход государства			
							Годовой	Накопл.	коэф. 0,10	коэф. 0,15		
									Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2018	2	4	0	0	0	1	7	7	7	7	7	7
2019	2	4	0	0	0	1	6	13	6	12	5	12
2020	1	3	0	0	0	1	6	18	5	17	4	16
2021	1	3	0	0	0	1	5	24	4	21	3	20
2022	1	3	0	0	0	1	5	28	3	24	3	22
2023	1	3	0	0	0	1	4	33	3	27	2	25
2024	1	2	0	0	0	1	4	37	2	29	2	26
2025	1	2	0	0	0	1	4	41	2	31	1	28
2026	1	2	0	0	0	0	3	44	2	33	1	29
Всего	11	26	0	0	0	7	44	44	33	33	29	29

Таблица 7.22 - Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - рекомендуемый вариант, каширский ЭО

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Товарный объем нефти, тыс. т		Поставка газа на внутр. рынке, тыс.м3	Выручка от реализации нефти, млн руб		Выручка от реал. газа на внутреннем рынке	ВСЕГО выручка от реализации
		внутренний рынок	внешний рынок		внутренний рынок	внешний рынок		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2018	0,57	0,29	0,29	0	5	5	0	9
2019	0,53	0,26	0,26	0	4	4	0	8
2020	0,49	0,25	0,25	0	4	4	0	8
2021	0,45	0,23	0,23	0	4	4	0	7
2022	0,42	0,21	0,21	0	3	3	0	7
2023	0,39	0,20	0,20	0	3	3	0	6
2024	0,36	0,18	0,18	0	3	3	0	6
2025	0,34	0,17	0,17	0	3	3	0	5
2026	0,62	0,31	0,31	0	5	5	0	10
2027	0,89	0,44	0,44	0	7	7	0	14
2028	0,82	0,41	0,41	0	7	7	0	13
2029	0,76	0,38	0,38	0	6	6	0	12
2030	0,71	0,35	0,35	0	6	6	0	11
2031	0,66	0,33	0,33	0	5	5	0	10
2032	0,61	0,30	0,30	0	5	5	0	10
Всего	8,62	4,31	4,31	0	68	68	0	136

Таблица 7.23 - НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - рекомендуемый вариант, каширский ЭО

Годы	Добыч а нефти,	Базова я ставка,	Расчет показателя, характеризующего особенности добычи, Дм								Расчет Кз		Расчет Кв (Кдв)				Расчет Кц			Ставка	ИТОГО	
			Кндпи	Кц	Кв (Кдв)	Кз	Кд	Ккан	Кк	Дм	Вз	Кз	N	V	отбор	Кв	Цена	Курс	Кц	НДПИ		НДПИ
			руб/т	руб/т	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	руб/т	руб/т	млн т	д.е.	тыс. т	тыс. т	%	д.е.	\$/барр	руб/\$	руб/т		руб/т	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
2018	0,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	357	1537	2,0	1,00	80	483	16,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6891	4	
2019	0,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	81	483	16,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	4	
2020	0,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	81	483	16,8	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	3	
2021	0,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	82	483	16,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	3	
2022	0,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	82	483	17,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	3	
2023	0,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	82	483	17,1	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	3	
2024	0,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	83	483	17,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	2	
2025	0,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	83	483	17,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	2	
2026	0,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	84	483	17,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	4	
2027	0,9	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	84	483	17,4	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	6	
2028	0,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	85	483	17,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	5	
2029	0,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	86	483	17,8	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	5	
2030	0,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	87	483	17,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	5	
2031	0,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	87	483	18,1	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	4	
2032	0,6	919	559	9,17	0,68	1,00	1,00	1,00	0	2921	2,0	1,00	88	483	18,2	0,68	56,37	57,86	9,17	5508	3	
Всего																						56

Таблица 7.24 - Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - рекомендуемый вариант, каширский ЭО

Годы	ГРР	Бурение скважин									Затраты при бурении (БС, ГС, прочие)	ОНВЭС для добычи и нагн. скв. ОПЗ и ОРЗ	строитель-	Нефтепромысловое строительство и обустройство									Внешняя инфраструктура				Прочие объекты	Поддерж- жание объектов ОС	Основные природ- ных ресур- сов	Затраты пользова- теля недр	Капитал, вложения, всего		Дисконтпр. капитал, вложения			
		в т.ч.																															коэф. 0,10		коэф. 0,15	
		Всего	ННС	ГС	СМД ННС	СМД ГС	Уплотненная сетка	МЗС	ЭС (SAGD)	ЭС (паралимпика)							сбор и транспортировка	подго- товка нефти	ПЦД	электро-снабжение	автодо- рогн	связь и автомат- изация	базы МТО	природо- охрана и экология	Итого пром. обу- стройство	нефте- пром.					ДНС	авто- дорогов	обустройство скважин и строительство инфраструктуры для СВН	Годовые	Накопл.	Годовые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27	0	0	0	0	2	2	1	1	1	1
Всего	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	1	1	1	1

Таблица 7.25 - Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - рекомендуемый вариант, каширский ЭО

Годы	Расходы на энергию по извлечению жидкости (при добыче нефти)	Расходы по искусственному воздействию на пласт	Расходы по сбору и транспортировке нефти	Расходы по технологической подготовке нефти	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования				Общезаявственные и общепроизводственные затраты			Перевод, возврат, реликвидация	Затраты на МУН	ПРС для ОРЗ и ОРЭ	КРС	ГРР	ИТОГО текущие затраты	Налоги и отчисления					Амортизационные отчисления		Эксплуатацион. затраты, всего		Дисконтированные эксплуатационные затраты			
					содержа-ние и эксплуа-тация	числен-ность ППП	расходы на оплату труда ППП	расходы на оплату труда СВН	общепро-изводст-венные затраты	затраты на АУП	прочие							НДПИ на нефть	налог на имуще-ство	расходы на социальное страхование ППП	прочие налоги	Итого	ранее введен-ные ОФ	новые ОФ	Годовые	Накопл.	коэф. 0,10 коэф. 0,15			
																											Годовые	Накопл.	Годовые	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0,0	4	0	0	4	4	4	4	4	4
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0,0	4	0	0	4	8	3	8	3	7
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0,0	3	0	0	4	11	3	10	3	10
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0,0	3	0	0	3	15	2	13	2	12
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	3	0	0	0,0	3	0	0	4	18	3	15	2	14
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0,0	3	0	0	3	21	2	17	1	16
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	2	0	0	0,0	2	0	0	3	25	2	19	2	17
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0,0	2	0	0	2	27	1	20	1	18
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	4	0	0	0,0	4	0	0	5	32	2	23	2	20
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0,0	6	0	0	6	39	3	26	2	22
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	5	0	0	0,0	5	0	0	6	45	2	28	2	23
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	5	0	0	0,0	5	0	0	6	51	2	30	1	24
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	5	0	0	0,0	5	0	0	6	56	2	32	1	25
2031	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	4	0	0	0,0	4	0	0	6	62	2	33	1	26
2032	1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	0,0	3	0	0	6	68	2	35	1	27
Всего	2	0	4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	0	10	56	0	0	0,0	57	0	1	68	68	35	35	27	27

Таблица 7.26 - Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб. Граничное месторождение - рекомендуемый вариант, каширский ЭО

Годы	Выручка от реализации	Эксплуатационные расходы	Внерезализационные расходы, текущая ликвидация			Коммерческие расходы при экспорте нефти	Прибыль к налоговому обложению	Налог на прибыль	Чистая прибыль		Капитальные затраты	Амортизационные отчисления	Чистый доход		Чистый дисконтированный доход			
			Ликвидационный фонд	Прочие	Итого				Годовая	Накопл.			Годовой	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
															Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2018	9	4	0	0	0	0	5	1	4	4	0	0	4	4	4	4	4	4
2019	8	4	0	0	0	0	5	1	4	8	0	0	4	8	3	7	3	7
2020	8	4	0	0	0	0	4	1	3	11	0	0	3	11	3	10	3	10
2021	7	3	0	0	0	0	4	1	3	14	0	0	3	14	2	13	2	12
2022	7	4	0	0	0	0	3	1	2	16	0	0	2	16	2	14	1	13
2023	6	3	0	0	0	0	3	1	3	19	0	0	3	19	2	16	1	14
2024	6	3	0	0	0	0	2	0	2	21	0	0	2	21	1	17	1	15
2025	5	2	0	0	0	0	3	1	2	23	0	0	2	23	1	18	1	16
2026	10	5	0	0	0	0	5	1	4	27	2	0	2	26	1	19	1	17
2027	14	6	0	0	0	1	8	2	6	33	0	0	6	32	3	22	2	19
2028	13	6	0	0	0	0	7	1	6	39	0	0	6	38	2	24	1	20
2029	12	6	0	0	0	0	6	1	5	44	0	0	5	43	2	26	1	21
2030	11	6	0	0	0	0	6	1	4	48	0	0	5	47	1	27	1	22
2031	10	6	0	0	0	0	5	1	4	52	0	0	4	51	1	28	1	23
2032	10	6	0	0	0	0	4	1	3	55	0	0	3	54	1	29	0	23
Всего	136	68	0	0	0	5	69	14	55	55	2	1	54	54	29	29	23	23

Таблица 7.27 - Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - рекомендуемый вариант, каширский ЭО

Годы	Вывозная таможен- ная пошлина	НДПИ	Налог на иму- щество	Расходы на социальное страхование ППП	Прочие налоги и отчис- ления	Налог на прибыль	Доход государства		Дисконтированный доход государства			
							Годовой	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
									Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2018	2	4	0	0	0	1	7	7	7	7	7	7
2019	1	4	0	0	0	1	6	13	6	12	5	12
2020	1	3	0	0	0	1	6	18	5	17	4	16
2021	1	3	0	0	0	1	5	23	4	21	3	19
2022	1	3	0	0	0	1	5	28	3	24	3	22
2023	1	3	0	0	0	1	4	32	3	26	2	24
2024	1	2	0	0	0	0	4	36	2	29	2	26
2025	1	2	0	0	0	1	4	40	2	30	1	27
2026	2	4	0	0	0	1	7	47	3	34	2	29
2027	3	6	0	0	0	2	10	56	4	38	3	32
2028	2	5	0	0	0	1	9	66	4	41	2	35
2029	2	5	0	0	0	1	8	74	3	44	2	36
2030	2	5	0	0	0	1	8	82	2	47	1	38
2031	2	4	0	0	0	1	7	89	2	49	1	39
2032	2	3	0	0	0	1	6	95	2	50	1	40
Всего	24	56	0	0	0	14	95	95	50	50	40	40

Таблица 7.28 - Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 0 вариант, верейский ЭО

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Товарный объем нефти, тыс. т		Поставка газа на внутр. рынке, тыс.м3	Выручка от реализации нефти, млн руб		Выручка от реал. газа на внутреннем рынке	ВСЕГО выручка от реализации
		внутренний рынок	внешний рынок		внутренний рынок	внешний рынок		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2018	2,70	1,35	1,35	0	21	21	0	43
2019	2,48	1,24	1,24	0	20	20	0	39
2020	2,29	1,14	1,14	0	18	18	0	36
2021	2,10	1,05	1,05	0	17	17	0	33
2022	1,93	0,97	0,97	0	15	15	0	31
2023	1,78	0,89	0,89	0	14	14	0	28
2024	1,64	0,82	0,82	0	13	13	0	26
2025	1,51	0,75	0,75	0	12	12	0	24
2026	1,39	0,69	0,69	0	11	11	0	22
2027	1,27	0,64	0,64	0	10	10	0	20
2028	1,17	0,59	0,59	0	9	9	0	19
2029	1,08	0,54	0,54	0	9	9	0	17
2030	0,99	0,50	0,50	0	8	8	0	16
2031	0,91	0,46	0,46	0	7	7	0	14
2032	0,84	0,42	0,42	0	7	7	0	13
2033	0,77	0,39	0,39	0	6	6	0	12
2034	0,71	0,36	0,36	0	6	6	0	11
2035	0,65	0,33	0,33	0	5	5	0	10
2036	0,60	0,30	0,30	0	5	5	0	10
2037	0,56	0,28	0,28	0	4	4	0	9
2038	0,53	0,26	0,26	0	4	4	0	8
2039	0,50	0,25	0,25	0	4	4	0	8
Всего	28,41	14,21	14,21	0	225	225	0	449

Таблица 7.29 - НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 0 вариант, верейский ЭО

Годы	Добыча нефти,	Базовая ставка,	Расчет показателя, характеризующего особенности добычи, Дм								Расчет Кз		Расчет Кв (Кдв)				Расчет Кц			Ставка НДПИ руб/т	ИТОГО НДПИ млн руб
			Кндпи	Кц	Кв (Кдв)	Кз	Кд	Ккан	Кк	Дм	Vз	Кз	N	V	отбор	Кв	Цена	Курс	Кц		
			руб/т	руб/т	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	руб/т	руб/т	млн т	д.е.	тыс. т	тыс. т	%	д.е.	\$/барр	руб/\$	руб/т		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2018	2,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	357	1537	2,0	1,00	80	483	16,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6891	19
2019	2,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	83	483	17,1	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	17
2020	2,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	85	483	17,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	16
2021	2,1	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	87	483	18,1	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	14
2022	1,9	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	90	483	18,5	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	13
2023	1,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	92	483	18,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	12
2024	1,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	93	483	19,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	11
2025	1,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	95	483	19,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	10
2026	1,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	96	483	20,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	9
2027	1,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	98	483	20,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	8
2028	1,2	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	99	483	20,5	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	8
2029	1,1	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	100	483	20,8	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	7
2030	1,0	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	101	483	21,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	6
2031	0,9	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	102	483	21,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	6
2032	0,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	103	483	21,4	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	5
2033	0,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	104	483	21,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	5
2034	0,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	105	483	21,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	5
2035	0,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	106	483	21,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	4
2036	0,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	106	483	22,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	4
2037	0,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	107	483	22,1	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	4
2038	0,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	107	483	22,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	3
2039	0,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	108	483	22,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	3
Всего																				189	

Таблица 7.30 - Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, верейский ЭО

Годы	ГРР	Бурение скважин										Затраты при бурении (БС, БГ С, прочие)	ОНВСС для добыч. и нагн. скв. ОРЭ и ОРЗ	Нефтепромысловое строительство и обустройство										Внешняя инфраструктура					Прочие объекты	Поддержание объектов ОС	Освоение природных ресурсов	Затраты пользователя недр	Капитал. вложения, всего		Дисконтигр. капитал. вложения			
		Всего	ННС	ГС	СМД ННС	СМД ГС	в т.ч.							строитель-ство	сбор и транспор-тировка	подго-товка нефти	ППД	электро-снабжение	автодо-роги	связь и автомат и-зация	базы МТО	природо-охрана и экология	Итого пром. обу-стройство	нефте-провод	ДНС	авто-дороги	обустройство скважин и строительство инфраструктуры для СВН	Годовые					Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15		
							Уплотненная сетка	МЗС	ЭС (SAGD)	ЭС (парацелика)	Годовые																							Накопл.	Годовые	Накопл.	Годовые	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37		
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1		
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1			
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1			
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1	0	1			
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2	0	1			
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2	0	2			
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	2	0	2			
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	2	0	2			
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	2	0	2			
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	2	0	2			
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	3	0	2			
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	3	0	2			
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	3	0	2			
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	3	0	2			
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	3	0	2			
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	3	0	2			
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	3	0	2			
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	3	0	2			
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	3	0	2			
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	3	0	2			
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	3	0	2			
Всего	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	7	3	3	2	2			

Таблица 7.31 - Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, верейский ЭО

Годы	Расходы на энергию по извлечению жидкости (при добыче нефти)	Расходы по искусственному воздействию на пласт	Расходы по сбору и транспортировке нефти	Расходы по технологической подготовке нефти	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования				Общепроизводственные и общепроизводственные затраты			Перевод, возврат, реликвидация	Затраты на МУН	ПРС для ОРЭ и ОРЗ	КРС	ГРР	ИТОГО текущие затраты	Налоги и отчисления					Амортизационные отчисления		Эксплуатацион. затраты, всего		Дисконтированные эксплуатационные затраты			
					содержа-ние и эксплуа-тация	числен-ность ППП	расходы на оплату труда ППП	расходы на оплату труда СВН	общепро-изводст-венные затраты	затраты на АУП	прочие							НДПИ на нефть	налог на иму-щество	расходы на социальное страхование ППП	прочие налоги	Итого	ранее введен-ные ОФ	новые ОФ	Годовые	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
																											Годовые	Накопл.	Годовые	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
2018	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	6	19	0	0	0,0	19	1	0	25	25	25	25	25	25
2019	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	17	0	0	0,0	18	1	0	23	48	21	46	20	45
2020	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	2	0	0	0	6	16	0	0	0,0	16	1	0	23	72	19	65	18	63
2021	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	14	0	0	0,0	14	1	0	19	91	15	80	13	76
2022	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	6	13	0	0	0,0	13	1	0	19	110	13	93	11	87
2023	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	12	0	0	0,0	12	1	0	17	128	11	104	9	95
2024	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	2	0	0	0	6	11	0	0	0,0	11	1	0	18	146	10	114	8	103
2025	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	4	10	0	0	0,0	10	1	0	16	161	8	122	6	109
2026	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	5	9	0	0	0,0	9	1	0	16	177	7	130	5	114
2027	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	4	8	0	0	0,0	9	1	0	14	191	6	136	4	118
2028	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	2	0	0	0	6	8	0	0	0,0	8	0	0	15	206	6	141	4	122
2029	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	4	7	0	0	0,0	7	0	0	12	218	4	145	3	124
2030	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	2	0	0	0	6	6	0	0	0,0	7	0	0	13	231	4	150	2	127
2031	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	4	6	0	0	0,0	6	0	0	11	242	3	153	2	129
2032	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	4	5	0	0	0,0	6	0	0	11	253	3	156	2	130
2033	1	1	0	0	2	1	1	0	1	0	0	5	0	0	0	0	10	5	0	0	0,0	5	0	0	16	269	4	160	2	132
2034	1	1	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	0	0,0	5	0	0	11	280	2	162	1	133
2035	1	1	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	6	4	0	0	0,0	5	0	0	11	291	2	164	1	134
2036	1	1	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	6	4	0	0	0,0	4	0	0	10	301	2	166	1	135
2037	1	1	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	6	4	0	0	0,0	4	0	0	10	311	2	168	1	136
2038	1	1	1	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	6	3	0	0	0,0	4	0	0	10	321	2	169	1	137
2039	2	1	1	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	7	3	0	0	0,0	4	0	0	11	333	2	171	1	137
Всего	26	10	7	2	35	33	25	0	16	5	8	5	9	0	0	0	123	189	1	8	0,0	198	5	6	333	333	171	171	137	137

Таблица 7.32 - Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб.

Граничное месторождение – 0 вариант, верейский ЭО

Годы	Выручка от реализации	Эксплуатационные расходы	Внебюджетные расходы, текущая ликвидация			Коммерческие расходы при экспорте нефти	Прибыль к налогообложению	Налог на прибыль	Чистая прибыль		Капитальные затраты	Амортизационные отчисления	Чистый доход		Чистый дисконтированный доход			
			Ликвидационный фонд	Прочие	Итого				Годовая	Накопл.			Годовой	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
															Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2018	43	25	0	0	0	2	17	3	14	14	0	1	14	14	14	14	14	14
2019	39	23	0	0	0	1	16	3	13	27	0	1	13	27	12	26	12	26
2020	36	23	0	0	0	1	13	3	10	37	0	1	11	38	9	35	8	34
2021	33	19	0	0	0	1	14	3	11	48	0	1	11	49	9	44	7	41
2022	31	19	0	0	0	1	11	2	9	57	0	1	9	59	6	50	5	47
2023	28	17	0	0	0	1	11	2	9	66	0	1	9	68	6	56	4	51
2024	26	18	0	0	0	1	8	2	6	72	0	1	7	74	4	59	3	54
2025	24	16	0	0	0	1	8	2	7	79	0	1	7	81	4	63	3	57
2026	22	16	0	0	0	1	6	1	5	83	0	1	5	87	3	65	2	58
2027	20	14	0	0	0	1	6	1	5	88	0	1	5	92	2	68	2	60
2028	19	15	0	0	0	1	4	1	3	91	0	0	3	95	1	69	1	61
2029	17	12	0	0	0	1	5	1	4	95	0	0	4	99	1	70	1	61
2030	16	13	0	0	0	1	2	0	2	97	0	0	2	101	1	71	0	62
2031	14	11	0	0	0	1	3	1	3	100	0	0	3	104	1	72	0	62
2032	13	11	0	0	0	0	3	1	2	102	0	0	2	106	1	72	0	62
2033	12	16	0	0	0	0	-4	0	-4	98	0	0	-4	102	-1	71	0	62
2034	11	11	0	0	0	0	0	0	0	98	0	0	0	102	0	71	0	62
2035	10	11	0	0	0	0	0	0	0	98	0	0	0	102	0	71	0	62
2036	10	10	0	0	0	0	-1	0	-1	97	0	0	-1	101	0	71	0	62
2037	9	10	0	0	0	0	-1	0	-1	96	0	0	-1	100	0	71	0	62
2038	8	10	0	0	0	0	-2	0	-2	94	0	0	-2	98	0	71	0	62
2039	8	11	0	9	9	0	-13	0	-13	81	0	0	-13	85	-2	69	-1	61
Всего	449	333	1	9	10	17	107	26	81	81	7	11	85	85	69	69	61	61

Таблица 7.33 - Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, верейский ЭО

Годы	Вывозная таможенная пошлина	НДПИ	Налог на имущество	Расходы на социальное страхование ППП	Прочие налоги и отчисления	Налог на прибыль	Доход государства		Дисконтированный доход государства			
							Годовой	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
									Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2018	8	19	0	0	0	3	30	30	30	30	30	30
2019	7	17	0	0	0	3	28	58	25	56	24	55
2020	6	16	0	0	0	3	25	84	21	77	19	74
2021	6	14	0	0	0	3	23	107	17	94	15	89
2022	5	13	0	0	0	2	21	127	14	108	12	101
2023	5	12	0	0	0	2	19	147	12	120	10	110
2024	5	11	0	0	0	2	17	164	10	130	7	118
2025	4	10	0	0	0	2	16	180	8	138	6	124
2026	4	9	0	0	0	1	15	195	7	145	5	129
2027	4	8	0	0	0	1	14	208	6	151	4	133
2028	3	8	0	0	0	1	12	221	5	156	3	136
2029	3	7	0	0	0	1	11	232	4	160	2	138
2030	3	6	0	0	0	0	10	242	3	163	2	140
2031	3	6	0	0	0	1	10	252	3	166	2	142
2032	2	5	0	0	0	1	9	261	2	168	1	143
2033	2	5	0	0	0	0	8	268	2	170	1	144
2034	2	5	0	0	0	0	7	276	2	171	1	145
2035	2	4	0	0	0	0	7	282	1	173	1	145
2036	2	4	0	0	0	0	6	288	1	174	0	146
2037	2	4	0	0	0	0	6	294	1	175	0	146
2038	1	3	0	0	0	0	5	299	1	175	0	146
2039	1	3	0	0	0	0	5	304	1	176	0	147
Всего	80	189	1	8	0	26	304	304	176	176	147	147

Таблица 7.34 - Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 1
вариант, верейский ЭО

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Товарный объем нефти, тыс. т		Поставка газа на внутр. рынке, тыс.м3	Выручка от реализации нефти, млн руб		Выручка от реал. газа на внутреннем рынке	ВСЕГО выручка от реализации
		внутренний рынок	внешний рынок		внутренний рынок	внешний рынок		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2018	3,79	1,90	1,90	0	30	30	0	60
2019	3,95	1,98	1,98	0	31	31	0	63
2020	3,72	1,86	1,86	0	29	29	0	59
2021	3,50	1,75	1,75	0	28	28	0	55
2022	3,31	1,65	1,65	0	26	26	0	52
2023	3,12	1,56	1,56	0	25	25	0	49
2024	3,56	1,78	1,78	0	28	28	0	56
2025	4,09	2,05	2,05	0	32	32	0	65
2026	3,93	1,96	1,96	0	31	31	0	62
2027	4,76	2,38	2,38	0	38	38	0	75
2028	5,54	2,77	2,77	0	44	44	0	88
2029	5,28	2,64	2,64	0	42	42	0	83
2030	5,03	2,51	2,51	0	40	40	0	80
2031	4,77	2,38	2,38	0	38	38	0	75
2032	4,52	2,26	2,26	0	36	36	0	72
2033	4,79	2,39	2,39	0	38	38	0	76
2034	4,94	2,47	2,47	0	39	39	0	78
2035	4,71	2,36	2,36	0	37	37	0	75
2036	4,50	2,25	2,25	0	36	36	0	71
2037	4,31	2,16	2,16	0	34	34	0	68
2038	4,13	2,06	2,06	0	33	33	0	65
2039	5,28	2,64	2,64	0	42	42	0	83
2040	6,40	3,20	3,20	0	51	51	0	101
2041	6,13	3,06	3,06	0	48	48	0	97
2042	5,87	2,94	2,94	0	46	46	0	93
2043	5,62	2,81	2,81	0	44	44	0	89
2044	5,39	2,69	2,69	0	43	43	0	85
2045	5,16	2,58	2,58	0	41	41	0	82
2046	5,43	2,71	2,71	0	43	43	0	86
2047	5,70	2,85	2,85	0	45	45	0	90
2048	5,45	2,73	2,73	0	43	43	0	86
2049	5,22	2,61	2,61	0	41	41	0	83
2050	4,99	2,50	2,50	0	39	39	0	79
2051	5,27	2,64	2,64	0	42	42	0	83
2052	5,55	2,77	2,77	0	44	44	0	88
2053	5,31	2,66	2,66	0	42	42	0	84
2054	5,08	2,54	2,54	0	40	40	0	80
2055	4,86	2,43	2,43	0	38	38	0	77
2056	4,66	2,33	2,33	0	37	37	0	74
2057	4,46	2,23	2,23	0	35	35	0	70
2058	4,26	2,13	2,13	0	34	34	0	67
2059	4,08	2,04	2,04	0	32	32	0	65
2060	3,90	1,95	1,95	0	31	31	0	62
2061	3,74	1,87	1,87	0	30	30	0	59
2062	4,57	2,28	2,28	0	36	36	0	72
2063	5,37	2,69	2,69	0	42	42	0	85
2064	5,14	2,57	2,57	0	41	41	0	81
2065	4,92	2,46	2,46	0	39	39	0	78
2066	4,71	2,36	2,36	0	37	37	0	74
2067	4,51	2,25	2,25	0	36	36	0	71
2068	4,31	2,16	2,16	0	34	34	0	68
2069	4,13	2,06	2,06	0	33	33	0	65
2070	3,95	1,98	1,98	0	31	31	0	62
2071	3,78	1,89	1,89	0	30	30	0	60
2072	3,62	1,81	1,81	0	29	29	0	57
2073	3,46	1,73	1,73	0	27	27	0	55
2074	3,31	1,66	1,66	0	26	26	0	52
2075	3,17	1,59	1,59	0	25	25	0	50
2076	3,04	1,52	1,52	0	24	24	0	48
2077	2,90	1,45	1,45	0	23	23	0	46
2078	2,78	1,39	1,39	0	22	22	0	44
2079	2,99	1,50	1,50	0	24	24	0	47
2080	3,20	1,60	1,60	0	25	25	0	51
2081	3,06	1,53	1,53	0	24	24	0	48
2082	2,93	1,46	1,46	0	23	23	0	46
2083	2,80	1,40	1,40	0	22	22	0	44
2084	2,68	1,34	1,34	0	21	21	0	42
2085	2,57	1,28	1,28	0	20	20	0	41
2086	2,46	1,23	1,23	0	19	19	0	39
Beero	298,42	149,21	149,21	0	2360	2360	0	4720

Таблица 7.35 - НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 1 вариант, верейский ЭО

Годы	Добыча нефти,	Базовая ставка,	Расчет показателя, характеризующего особенности добычи, Дм								Расчет Кз		Расчет Кв (Кдв)				Расчет Кц			Ставка НДПИ	ИТОГО НДПИ
			Кндпи	Кц	Кв (Кдв)	Кз	Кд	Ккан	Кк	Дм	Вз	Кз	N	V	отбор	Кв	Цена	Курс	Кц		
			руб/т	руб/т	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	руб/т	руб/т	млн т	д.е.	тыс. т	тыс. т	%	д.е.	\$/барр	руб/\$	руб/т		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2018	3,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	357	1537	2,0	1,00	80	483	16,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6891	26
2019	4,0	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	84	483	17,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	28
2020	3,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	88	483	18,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	26
2021	3,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	91	483	18,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	23
2022	3,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	95	483	19,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	22
2023	3,1	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	98	483	20,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	20
2024	3,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	101	483	21,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	23
2025	4,1	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	105	483	21,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	27
2026	3,9	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	109	483	22,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	26
2027	4,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	113	483	23,4	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	31
2028	5,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	118	483	24,4	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	36
2029	5,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	123	483	25,5	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	34
2030	5,0	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	129	483	26,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	33
2031	4,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	134	483	27,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	31
2032	4,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	138	483	28,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	30
2033	4,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	143	483	29,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	31
2034	4,9	919	559	9,17	0,87	1,00	1,00	1,00	0	2315	2,0	1,00	148	483	30,6	0,87	56,37	57,86	9,17	6114	30
2035	4,7	919	559	9,17	0,55	1,00	1,00	1,00	0	3351	2,0	1,00	153	483	31,6	0,55	56,37	57,86	9,17	5078	24
2036	4,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	157	483	32,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	19
2037	4,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	162	483	33,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	18
2038	4,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	166	483	34,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	18
2039	5,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	170	483	35,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	23
2040	6,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	176	483	36,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	27
2041	6,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	182	483	37,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	26
2042	5,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	188	483	38,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	25
2043	5,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	194	483	40,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	24
2044	5,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	200	483	41,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	23
2045	5,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	205	483	42,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	22
2046	5,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	210	483	43,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	23
2047	5,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	216	483	44,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	24
2048	5,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	221	483	45,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	23
2049	5,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	227	483	46,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	22
2050	5,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	232	483	48,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	21
2051	5,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	237	483	49,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	23
2052	5,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	242	483	50,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	24
2053	5,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	248	483	51,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	23
2054	5,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	253	483	52,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	22
2055	4,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	258	483	53,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	21

Продолжение таблицы 7.35

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2056	4,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	263	483	54,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	20
2057	4,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	268	483	55,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	19
2058	4,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	272	483	56,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	18
2059	4,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	276	483	57,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	17
2060	3,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	280	483	58,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	17
2061	3,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	284	483	58,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	16
2062	4,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	288	483	59,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	20
2063	5,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	293	483	60,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	23
2064	5,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	298	483	61,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	22
2065	4,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	303	483	62,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	21
2066	4,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	308	483	63,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	20
2067	4,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	313	483	64,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	19
2068	4,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	317	483	65,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	18
2069	4,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	322	483	66,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	18
2070	4,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	326	483	67,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	17
2071	3,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	330	483	68,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	16
2072	3,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	333	483	69,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	15
2073	3,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	337	483	69,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	15
2074	3,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	341	483	70,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	14
2075	3,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	344	483	71,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	14
2076	3,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	347	483	71,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	13
2077	2,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	350	483	72,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	12
2078	2,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	353	483	73,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	12
2079	3,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	356	483	73,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	13
2080	3,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	359	483	74,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	14
2081	3,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	362	483	74,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	13
2082	2,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	365	483	75,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	13
2083	2,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	368	483	76,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	12
2084	2,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	371	483	76,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	11
2085	2,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	373	483	77,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	11
2086	2,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	376	483	77,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	10
Всего																					1467

Таблица 7.36 - Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 1 вариант, верейский ЭО

[illegible]

Таблица 7.37 - Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 1 вариант, верейский ЭО

Года	Расходы на энергию по извлечению жидкости (при добыче нефти)	Расходы по искусственному возделанию на пласт	Расходы по сбору и транспортировке нефти	Расходы по тепло-логическ-кой подго-товке нефти	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования				Общезаводские и общепроизводственные затраты			Перевод, возврат, релави-дация	Затраты на МУН	ПРС для ОРЗ и ОРЭ	КРС	ГРР	ИТОГО текущие затраты	Налоги и отчисления					Амортизационные отчисления		Эксплуатацион. затраты, всего		Дисконтированные эксплуатационные затраты			
					содержа-ние и эксплуа-тация	числен-ность ППП	расходы на оплату труда ППП	расходы на оплату труда СВН	общепро-изводст-венные затраты	затраты на АУП	прочие							НДПИ на нефть	налог на иму-щество	расходы на социальное страхование ППП	прочие налоги	Итого	ранее введен-ные ОФ	новые ОФ	Годовые	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
																											Годовые	Накопл.	Годовые	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
2018	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	1	1	0	0	7	26	0	0	0,0	27	1	0	34	34	34	34	34	34
2019	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	28	0	0	0,0	28	1	0	34	68	31	65	29	63
2020	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	6	26	0	0	0,0	26	1	0	33	101	27	92	25	88
2021	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	23	0	0	0,0	23	1	0	29	130	22	114	19	108
2022	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	2	1	0	0	7	22	0	0	0,0	22	1	0	30	160	21	135	17	125
2023	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	20	0	0	0,0	21	1	1	27	187	17	151	13	138
2024	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	6	23	0	0	0,0	24	1	4	34	221	19	171	15	153
2025	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	27	1	0	0,0	28	1	4	37	258	19	190	14	167
2026	1	1	0	0	2	1	1	0	1	0	0	2	1	0	0	0	9	26	0	0	0,0	27	1	4	40	298	19	208	13	180
2027	2	1	1	0	3	2	2	0	1	0	1	5	0	0	0	0	13	31	0	1	0,0	32	1	4	50	348	21	229	14	194
2028	2	1	1	0	3	2	2	0	1	0	1	2	0	0	0	0	12	36	0	1	0,0	37	0	4	52	400	20	249	13	207
2029	2	1	1	0	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	9	34	0	1	0,0	35	0	4	48	449	17	266	10	217
2030	2	2	1	0	3	2	2	0	1	0	1	2	2	0	0	0	14	33	0	1	0,0	34	0	4	51	500	16	283	10	227
2031	2	2	1	0	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	10	31	0	1	0,0	32	0	4	45	545	13	296	7	234
2032	2	2	1	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	8	30	0	1	0,0	30	0	1	39	584	10	306	6	240
2033	1	2	1	0	2	1	1	0	1	0	0	2	0	0	0	0	9	31	0	0	0,0	32	0	1	42	626	10	316	5	245
2034	1	2	1	0	2	1	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	8	30	0	0	0,0	31	0	0	39	665	9	325	4	249
2035	1	2	1	0	2	1	1	0	1	0	0	2	0	0	0	0	10	24	0	0	0,0	24	0	0	35	700	7	331	3	252
2036	1	2	1	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	7	19	0	0	0,0	20	0	0	28	727	5	336	2	255
2037	1	2	1	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	7	18	0	0	0,0	19	0	0	27	754	4	341	2	256
2038	1	2	1	0	2	1	1	0	1	0	0	0	2	0	0	0	9	18	0	0	0,0	18	0	0	27	781	4	345	2	258
2039	2	2	1	0	2	2	2	0	1	0	0	2	0	0	0	0	11	23	1	1	0,0	24	0	7	42	823	6	350	2	260
2040	2	2	1	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	10	27	1	1	0,0	29	0	7	45	868	6	356	2	262
2041	2	2	1	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	9	26	1	1	0,0	28	0	7	44	912	5	361	2	264
2042	2	2	1	0	2	2	2	0	1	0	0	0	1	0	0	0	10	25	1	1	0,0	26	0	7	44	955	4	365	2	266
2043	2	2	1	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	9	24	1	1	0,0	25	0	7	41	997	4	369	1	267
2044	2	2	1	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	9	23	0	1	0,0	24	0	7	40	1037	3	372	1	268
2045	2	2	1	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	9	22	0	1	0,0	23	0	7	39	1075	3	375	1	269
2046	2	3	1	0	2	2	2	0	1	0	0	4	2	0	0	0	16	23	0	1	0,0	24	0	7	47	1122	3	379	1	270
2047	2	3	1	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	11	24	0	1	0,0	25	0	1	36	1158	2	381	1	270
2048	2	3	1	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	10	23	0	1	0,0	24	0	1	35	1193	2	383	1	271
2049	2	3	1	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	10	22	0	1	0,0	23	0	1	34	1227	2	385	0	271
2050	2	3	1	0	2	2	2	0	1	0	0	0	1	0	0	0	11	21	0	1	0,0	22	0	1	34	1261	2	386	0	272
2051	2	3	1	0	3	2	2	0	1	0	1	2	0	0	0	0	14	23	0	1	0,0	23	0	1	38	1300	2	388	0	272
2052	2	3	1	0	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	24	0	1	0,0	24	0	1	37	1337	1	389	0	273
2053	2	3	1	0	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	23	0	1	0,0	23	0	1	36	1373	1	391	0	273
2054	2	3	1	0	3	2	2	0	1	0	1	0	2	0	0	0	14	22	0	1	0,0	22	0	1	37	1410	1	392	0	273
2055	2	3	1	0	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	21	0	1	0,0	21	0	1	34	1444	1	393	0	273
2056	2	3	1	0	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	20	0	1	0,0	21	0	1	33	1477	1	394	0	273
2057	2	3	1	0	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	19	0	1	0,0	20	0	1	32	1509	1	395	0	274
2058	2	3	1	0	3	2	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	13	18	0	1	0,0	19	0	1	32	1541	1	395	0	274
2059	2	3	1	0	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	17	0	1	0,0	18	0	1	30	1571	1	396	0	274
2060	2	3	1	0	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	17	0	1	0,0	17	0	1	30	1601	1	396	0	274
2061	2	3	1	0	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	16	0	1	0,0	17	0	1	29	1630	0	397	0	274
2062	3	3	1	0	3	3	2	0	1	0	1	2	2	0	0	0	17	20	0	1	0,0	21	0	3	41	1671	1	398	0	274
2063	3	4	2	0	3	3	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	14	23	0	1	0,0	24	0	3	42	1713	1	398	0	274
2064	3	4	2	0	3	3	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	14	22	0	1	0,0	23	0	3	41	1754	1	399	0	274
2065	3	4	2	0	3	3																								

Таблица 7.38 - Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб.

Граничное месторождение - 1 вариант, верейский ЭО

Годы	Выручка от реализации	Эксплуатационные расходы	Внебюджетные расходы, текущая ликвидация			Коммерческие расходы при экспорте нефти	Прибыль к налогообложению	Налог на прибыль	Чистая прибыль		Капитальные затраты	Амортизационные отчисления	Чистый доход		Чистый дисконтированный доход			
			Ликвидационный фонд	Прочие	Итого				Годовая	Накопл.			Годовой	Накопл.	коэф. 0,10	коэф. 0,15		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2018	60	34	0	0	0	2	26	5	21	21	2	1	20	20	20	20	20	20
2019	63	34	0	0	0	2	29	6	23	44	0	1	23	43	21	41	20	40
2020	59	33	0	0	0	2	26	5	21	64	0	1	21	64	17	58	16	56
2021	55	29	0	0	0	2	26	5	21	85	0	1	21	85	16	74	14	70
2022	52	30	0	0	0	2	22	4	18	103	2	1	17	102	11	86	9	79
2023	49	27	1	0	1	2	21	4	17	120	0	1	18	120	11	97	9	88
2024	56	34	1	0	1	2	21	4	17	137	27	4	-5	114	-3	94	-2	86
2025	65	37	1	0	1	2	26	5	21	158	0	4	25	140	13	107	9	95
2026	62	40	1	0	1	2	21	4	17	175	0	4	21	161	10	116	7	102
2027	75	50	1	0	1	3	24	5	20	194	1	4	23	184	10	126	7	109
2028	88	52	1	0	1	3	34	7	27	222	1	4	30	214	12	138	8	116
2029	83	48	1	0	1	3	34	7	27	249	1	4	30	245	11	149	7	123
2030	80	51	1	0	1	3	27	5	22	271	1	4	25	270	8	157	5	128
2031	75	45	1	0	1	3	29	6	23	294	1	4	26	296	8	164	4	132
2032	72	39	1	0	1	3	31	6	25	319	0	1	25	322	7	171	4	136
2033	76	42	0	0	0	3	34	7	27	346	0	1	28	349	7	178	3	139
2034	78	39	0	0	0	3	39	8	31	377	0	0	31	381	7	184	3	142
2035	75	35	0	0	0	3	40	8	32	409	0	0	32	413	6	191	3	145
2036	71	28	0	0	0	3	44	9	35	444	0	0	35	448	6	197	3	148
2037	68	27	0	0	0	3	42	8	33	477	0	0	33	481	5	203	2	150
2038	65	27	0	0	0	2	38	8	30	508	0	0	30	511	5	207	2	152
2039	83	42	0	0	0	3	42	8	33	541	52	7	-11	500	-2	206	-1	152
2040	101	45	0	0	0	4	56	11	45	586	0	7	51	551	6	212	2	154
2041	97	44	0	0	0	4	53	11	43	628	0	7	49	600	5	217	2	156
2042	93	44	0	0	0	3	49	10	39	668	0	7	46	646	5	222	2	158
2043	89	41	0	0	0	3	48	10	38	706	0	7	45	690	4	226	1	159
2044	85	40	0	0	0	3	45	9	36	742	0	7	42	733	4	230	1	160
2045	82	39	0	0	0	3	43	9	34	776	0	7	41	773	3	233	1	161
2046	86	47	0	0	0	3	39	8	31	808	3	7	35	808	2	235	1	162
2047	90	36	0	0	0	3	54	11	43	851	0	1	43	852	3	238	1	162
2048	86	35	0	0	0	3	51	10	41	892	0	1	41	893	2	240	1	163
2049	83	34	0	0	0	3	48	10	39	930	0	1	39	932	2	242	1	164
2050	79	34	0	0	0	3	45	9	36	966	0	1	36	968	2	244	0	164
2051	83	38	0	0	0	3	45	9	36	1003	1	1	36	1005	2	246	0	164
2052	88	37	0	0	0	3	51	10	40	1043	1	1	41	1045	2	247	0	165
2053	84	36	0	0	0	3	48	10	38	1081	1	1	39	1084	1	248	0	165
2054	80	37	0	0	0	3	44	9	35	1116	1	1	35	1119	1	250	0	165
2055	77	34	0	0	0	3	43	9	34	1150	1	1	34	1153	1	251	0	165
2056	74	33	0	0	0	3	41	8	33	1183	1	1	33	1186	1	251	0	166
2057	70	32	0	0	0	3	38	8	31	1214	1	1	31	1217	1	252	0	166
2058	67	32	0	0	0	3	35	7	28	1242	1	1	28	1245	1	253	0	166
2059	65	30	0	0	0	2	34	7	27	1269	1	1	27	1272	1	253	0	166
2060	62	30	0	0	0	2	32	6	26	1295	1	1	26	1298	0	254	0	166
2061	59	29	0	0	0	2	30	6	24	1319	1	1	24	1322	0	254	0	166
2062	72	41	0	0	0	3	31	6	25	1344	24	3	4	1326	0	254	0	166
2063	85	42	0	0	0	3	43	9	35	1378	1	3	37	1364	1	255	0	166
2064	81	41	0	0	0	3	41	8	32	1411	1	3	35	1399	0	255	0	166
2065	78	40	0	0	0	3	38	8	31	1441	1	3	33	1432	0	256	0	166
2066	74	40	0	0	0	3	35	7	28	1469	1	4	31	1463	0	256	0	166
2067	71	38	0	0	0	3	33	7	27	1496	1	4	30	1492	0	256	0	166
2068	68	37	0	0	0	3	31	6	25	1521	1	4	28	1520	0	256	0	166
2069	65	36	0	0	0	2	29	6	23	1544	1	4	26	1547	0	257	0	166
2070	62	34	0	0	0	2	28	6	23	1567	1	1	23	1569	0	257	0	166
2071	60	32	0	0	0	2	28	6	22	1589	1	1	22	1592	0	257	0	166
2072	57	31	0	0	0	2	26	5	21	1610	1	1	21	1613	0	257	0	166
2073	55	30	0	0	0	2	24	5	19	1630	1	1	19	1632	0	257	0	166
2074	52	31	0	0	0	2	21	4	17	1647	1	1	17	1649	0	257	0	166
2075	50	29	0	0	0	2	21	4	17	1664	1	1	17	1666	0	257	0	166
2076	48	29	0	0	0	2	19	4	15	1679	1	1	15	1681	0	257	0	166
2077	46	28	0	0	0	2	18	4	14	1693	1	1	14	1695	0	257	0	166
2078	44	30	0	0	0	2	14	3	11	1704	1	1	11	1707	0	258	0	166
2079	47	33	0	0	0	2	14	3	11	1716	1	1	11	1718	0	258	0	166
2080	51	33	0	0	0	2	18	4	14	1730	1	1	14	1732	0	258	0	166
2081	48	33	0	0	0	2	16	3	13	1742	1	1	13	1745	0	258	0	166
2082	46	34	0	0	0	2	12	2	10	1752	1	1	10	1754	0	258	0	166
2083	44	33	0	0	0	2	12	2	9	1761	1	1	9	1763	0	258	0	166
2084	42	33	0	0	0	2	9	2	7	1769	1	1	7	1770	0	258	0	166
2085	41	34	0	0	0	2	6	1	5	1773	1	1	5	1775	0	258	0	166
2086	39	37	0	40	40	1	-38	0	-38	1735	1	1	-38	1737	0	258	0	166
Всего	4720	2489	12	40	52	176	2179	443	1735	1735	144	146	1737	1737	258	258	166	166

Таблица 7.39 - Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 1
вариант, верейский ЭО

Годы	Вывозная таможен- ная пошлина	НДПИ	Налог на иму- щество	Расходы на социальное страхование ППП	Прочие налоги и отчис- ления	Налог на прибыль	Доход государства		Дисконтированный доход государства			
							Годовой	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
									Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2018	11	26	0	0	0	5	43	43	43	43	43	43
2019	11	28	0	0	0	6	45	87	41	83	39	82
2020	11	26	0	0	0	5	42	130	35	118	32	113
2021	10	23	0	0	0	5	38	168	29	147	25	139
2022	9	22	0	0	0	4	36	204	24	172	20	159
2023	9	20	0	0	0	4	34	238	21	193	17	176
2024	10	23	0	0	0	4	38	276	22	214	17	193
2025	12	27	1	0	0	5	45	321	23	237	17	210
2026	11	26	0	0	0	4	42	363	20	257	14	223
2027	13	31	0	1	0	5	51	413	21	278	14	238
2028	16	36	0	1	0	7	60	473	23	301	15	252
2029	15	34	0	1	0	7	57	530	20	321	12	265
2030	14	33	0	1	0	5	53	583	17	338	10	275
2031	14	31	0	1	0	6	51	635	15	353	8	283
2032	13	30	0	1	0	6	49	684	13	366	7	290
2033	14	31	0	0	0	7	52	736	12	378	6	296
2034	14	30	0	0	0	8	52	788	11	390	6	302
2035	13	24	0	0	0	8	46	834	9	399	4	306
2036	13	19	0	0	0	9	41	875	7	406	3	309
2037	12	18	0	0	0	8	39	914	6	413	3	312
2038	12	18	0	0	0	8	37	952	6	418	2	314
2039	15	23	1	1	0	8	47	999	6	425	2	317
2040	18	27	1	1	0	11	58	1057	7	432	3	320
2041	17	26	1	1	0	11	55	1112	6	438	2	322
2042	17	25	1	1	0	10	53	1165	5	443	2	324
2043	16	24	1	1	0	10	51	1216	5	448	2	325
2044	15	23	0	1	0	9	48	1264	4	452	1	326
2045	15	22	0	1	0	9	46	1310	4	456	1	328
2046	15	23	0	1	0	8	47	1357	3	459	1	328
2047	16	24	0	1	0	11	52	1409	3	462	1	329
2048	15	23	0	1	0	10	50	1458	3	465	1	330
2049	15	22	0	1	0	10	47	1506	2	467	1	331
2050	14	21	0	1	0	9	45	1551	2	470	1	331
2051	15	23	0	1	0	9	47	1598	2	472	0	332
2052	16	24	0	1	0	10	50	1648	2	474	0	332
2053	15	23	0	1	0	10	48	1696	2	475	0	333
2054	14	22	0	1	0	9	46	1742	1	477	0	333
2055	14	21	0	1	0	9	44	1786	1	478	0	333
2056	13	20	0	1	0	8	42	1828	1	479	0	333
2057	13	19	0	1	0	8	40	1868	1	480	0	333
2058	12	18	0	1	0	7	38	1906	1	481	0	334
2059	12	17	0	1	0	7	37	1942	1	482	0	334
2060	11	17	0	1	0	6	35	1977	1	482	0	334
2061	11	16	0	1	0	6	33	2010	1	483	0	334
2062	13	20	0	1	0	6	40	2050	1	483	0	334
2063	15	23	0	1	0	9	48	2098	1	484	0	334
2064	15	22	0	1	0	8	46	2144	1	485	0	334
2065	14	21	0	1	0	8	44	2188	0	485	0	334
2066	13	20	0	1	0	7	41	2229	0	486	0	334
2067	13	19	0	1	0	7	40	2269	0	486	0	334
2068	12	18	0	1	0	6	38	2307	0	486	0	334
2069	12	18	0	1	0	6	36	2343	0	487	0	334
2070	11	17	0	1	0	6	35	2377	0	487	0	334
2071	11	16	0	1	0	6	33	2411	0	487	0	334
2072	10	15	0	1	0	5	32	2442	0	487	0	334
2073	10	15	0	1	0	5	30	2473	0	487	0	334
2074	9	14	0	1	0	4	29	2501	0	488	0	334
2075	9	14	0	1	0	4	28	2529	0	488	0	334
2076	9	13	0	1	0	4	26	2555	0	488	0	334
2077	8	12	0	1	0	4	25	2580	0	488	0	334
2078	8	12	0	1	0	3	23	2604	0	488	0	334
2079	8	13	0	1	0	3	25	2629	0	488	0	334
2080	9	14	0	1	0	4	27	2656	0	488	0	334
2081	9	13	0	1	0	3	26	2682	0	488	0	335
2082	8	13	0	1	0	2	24	2706	0	488	0	335
2083	8	12	0	1	0	2	23	2729	0	488	0	335
2084	8	11	0	1	0	2	22	2751	0	488	0	335
2085	7	11	0	1	0	1	20	2771	0	488	0	335
2086	7	10	0	1	0	0	18	2790	0	488	0	335
Всего	845	1445	13	43	0	443	2790	2790	488	488	335	335

Таблица 7.40 - Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), верейский ЭО

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Товарный объем нефти, тыс. т		Поставка газа на внутр. рынке, тыс.м3	Выручка от реализации нефти, млн руб		Выручка от реал. газа на внутреннем рынке	ВСЕГО выручка от реализации
		внутренний рынок	внешний рынок		внутренний рынок	внешний рынок		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2018	3,38	1,69	1,69	0	27	27	0	53
2019	3,74	1,87	1,87	0	30	30	0	59
2020	4,09	2,05	2,05	0	32	32	0	65
2021	4,96	2,48	2,48	0	39	39	0	78
2022	4,69	2,35	2,35	0	37	37	0	74
2023	5,01	2,51	2,51	0	40	40	0	79
2024	6,38	3,19	3,19	0	50	50	0	101
2025	7,88	3,94	3,94	0	62	62	0	125
2026	9,31	4,65	4,65	0	74	74	0	147
2027	10,11	5,05	5,05	0	80	80	0	160
2028	13,62	6,81	6,81	0	108	108	0	215
2029	15,83	7,91	7,91	0	125	125	0	250
2030	15,58	7,79	7,79	0	123	123	0	246
2031	15,35	7,68	7,68	0	121	121	0	243
2032	14,55	7,28	7,28	0	115	115	0	230
2033	13,80	6,90	6,90	0	109	109	0	218
2034	13,08	6,54	6,54	0	103	103	0	207
2035	12,93	6,46	6,46	0	102	102	0	204
2036	12,78	6,39	6,39	0	101	101	0	202
2037	12,06	6,03	6,03	0	95	95	0	191
2038	11,39	5,69	5,69	0	90	90	0	180
2039	13,06	6,53	6,53	0	103	103	0	207
2040	14,64	7,32	7,32	0	116	116	0	232
2041	13,82	6,91	6,91	0	109	109	0	219
2042	13,63	6,81	6,81	0	108	108	0	215
2043	13,44	6,72	6,72	0	106	106	0	213
2044	12,69	6,34	6,34	0	100	100	0	201
2045	11,97	5,99	5,99	0	95	95	0	189
2046	11,29	5,64	5,64	0	89	89	0	179
2047	10,65	5,32	5,32	0	84	84	0	168
2048	10,04	5,02	5,02	0	79	79	0	159
2049	9,47	4,73	4,73	0	75	75	0	150
2050	8,93	4,46	4,46	0	71	71	0	141
2051	8,42	4,21	4,21	0	67	67	0	133
2052	7,93	3,96	3,96	0	63	63	0	125
2053	7,47	3,73	3,73	0	59	59	0	118
2054	7,04	3,52	3,52	0	56	56	0	111
2055	6,63	3,31	3,31	0	52	52	0	105
2056	6,24	3,12	3,12	0	49	49	0	99
2057	5,88	2,94	2,94	0	47	47	0	93
2058	5,54	2,77	2,77	0	44	44	0	88
2059	5,22	2,61	2,61	0	41	41	0	83
2060	4,92	2,46	2,46	0	39	39	0	78
Всего	419,41	209,71	209,71	0	3317	3317	0	6633

Таблица 7.41 - НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), верейский ЭО

Годы	Добыча нефти,	Базовая ставка,	Расчет показателя, характеризующего особенности добычи, Дм								Расчет Кз		Расчет Кв (Кдв)				Расчет Кц			Ставка	ИТОГО
			Кндпи	Кц	Кв (Кдв)	Кз	Кд	Ккан	Кк	Дм	Вз	Кз	N	V	отбор	Кв	Цена	Курс	Кц	НДПИ	НДПИ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2018	3,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	357	1537	2,0	1,00	80	483	16,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6891	23
2019	3,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	83	483	17,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	26
2020	4,1	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	87	483	18,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	28
2021	5,0	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	91	483	18,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	32
2022	4,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	96	483	19,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	31
2023	5,0	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	101	483	20,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	33
2024	6,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	106	483	21,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	42
2025	7,9	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	112	483	23,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	51
2026	9,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	120	483	24,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	61
2027	10,1	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	129	483	26,8	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	66
2028	13,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	140	483	28,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	89
2029	15,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	153	483	31,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	103
2030	15,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	169	483	35,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	102
2031	15,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	185	483	38,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	100
2032	14,6	919	559	9,17	0,68	1,00	1,00	1,00	0	2921	2,0	1,00	200	483	41,4	0,68	56,37	57,86	9,17	5508	80
2033	13,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	214	483	44,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	59
2034	13,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	228	483	47,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	56
2035	12,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	241	483	50,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	55
2036	12,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	254	483	52,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	55
2037	12,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	267	483	55,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	52
2038	11,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	279	483	57,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	49
2039	13,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	291	483	60,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	56
2040	14,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	304	483	62,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	63
2041	13,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	318	483	65,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	59
2042	13,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	332	483	68,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	58
2043	13,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	346	483	71,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	57
2044	12,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	359	483	74,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	54
2045	12,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	372	483	77,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	51
2046	11,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	384	483	79,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	48
2047	10,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	395	483	81,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	45
2048	10,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	406	483	84,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	43
2049	9,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	416	483	86,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	40
2050	8,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	425	483	88,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	38
2051	8,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	434	483	89,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	36
2052	7,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	443	483	91,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	34
2053	7,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	450	483	93,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	32
2054	7,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	458	483	94,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	30
2055	6,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	465	483	96,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	28
2056	6,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	472	483	97,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	27
2057	5,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	478	483	98,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	25
2058	5,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	484	483	100,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	24
2059	5,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	489	483	101,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	22
2060	4,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	494	483	102,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	21
Всего																				2085	

Таблица 7.42 - Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), верейский ЭО

Годы	ГРР	Бурение скважин										Затраты при бурении (БС, БГ С, прочие)	ОНВСС для добыч. и нагп. скв. ОРЭ и ОРЗ	Нефтепромысловое строительство и обустройство										Внешняя инфраструктура				Прочие объекты	Поддержание объектов ОС	Освоение природных ресурсов	Затраты пользователя недр	Капитал. вложения, всего		Дисконтир. капитал. вложения			
		Всего	в т.ч.											строитель-ство	сбор и транспор-тировка	подго-товка нефти	ППД	электро-снабжение	автопо-роги	связь и автомат и-зация	базы МТО	природо-охрана и экология	Итого пром. обу-стройство	нефте-провод	ДНС	авто-дороги	обустройство скважин и стоеитель-ство инфра-структуры для СВН					Годовые	Накопл.	коэф. 0,10	коэф. 0,15		
			ННС	ГС	СМД ННС	СМД ГС	Уплотненная сетка	МЗС	ЭС (SAGD)	ЭС (парацислика)	Годовые																									Накопл.	Годовые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	3	4	3	3		
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	6	2	5	1	5			
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	9	3	8	2	7			
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	8	0	8			
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	12	1	9	1	8			
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	38	15	24	11	20			
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	43	3	27	2	22			
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	45	1	28	1	22			
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	2	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	5	50	2	30	1	24			
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32	82	12	42	8	32			
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	82	0	42	0	32			
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	83	0	43	0	32			
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	84	0	43	0	32			
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	85	0	43	0	32			
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	85	0	43	0	32			
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	86	0	43	0	32			
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	87	0	43	0	32			
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	87	0	43	0	32			
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	88	0	44	0	32			
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	89	0	44	0	32			
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	90	0	44	0	33			
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	92	0	44	0	33			
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	94	0	44	0	33			
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	96	0	45	0	33			
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	97	0	45	0	33			
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	98	0	45	0	33			
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	99	0	45	0	33			
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	100	0	45	0	33			
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	101	0	45	0	33			
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	102	0	45	0	33			
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	103	0	45	0	33			
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	104	0	45	0	33			
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	105	0	45	0	33			
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	106	0	45	0	33			
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	107	0	45	0	33			
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	108	0	45	0	33			
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	109	0	45	0	33			
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	111	0	45	0	33			
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	112	0	45	0	33			
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	113	0	45	0	33			
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	114	0	45	0	33			
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	115	0	45	0	33			
Всего	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	51	27	0	0	0	2	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	35	0	0	115	115	45	45	33	33

Таблица 7.43 - Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), верейский ЭО

Годы	Расходы на энергию по извлечению жидкости (при добыче нефти)	Расходы по искусственному воздействию на пласт	Расходы по сбору и транспортировке нефти	Расходы по технологической подготовке нефти	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования				Общехозяйственные и общепроизводственные затраты			Перевод, возврат, реликвидация	Затраты на МУН	ПРС для ОРЗ и ОРЭ	КРС	ГРР	ИТОГО текущие затраты	Налоги и отчисления					Амортизационные отчисления		Эксплуатацион. затраты, всего		Дисконтированные эксплуатационные затраты			
					содержание и эксплуатация	численность ППП	расходы на оплату труда ППП	расходы на оплату труда СВН	общепроизводственные затраты	затраты на АУП	прочие							НДПИ на нефть	налог на имущество	расходы на социальное страхование ППП	прочие налоги	Итого	ранее введенные Оф	новые Оф	Годовые	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
																											Годовые	Накопл.	Годовые	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
2018	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	6	23	0	0	0,0	24	1	0	30	30	30	30	30	30
2019	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	6	26	0	0	0,0	27	1	0	33	63	30	60	29	59
2020	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	1	1	0	0	7	28	0	0	0,0	29	1	1	37	100	30	91	28	87
2021	1	0	1	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	6	32	0	0	0,0	33	1	1	41	141	31	121	27	114
2022	1	0	1	0	2	1	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	6	31	0	0	0,0	31	1	1	39	180	27	148	22	136
2023	1	0	1	0	2	1	1	0	1	0	0	0	2	1	0	0	8	33	0	0	0,0	33	1	1	43	223	27	175	21	157
2024	2	0	1	0	2	2	2	0	1	0	0	3	1	1	0	0	12	42	0	1	0,0	43	1	4	60	282	34	208	26	183
2025	2	0	1	1	2	2	2	0	1	0	0	0	2	1	0	0	11	51	1	1	0,0	53	1	5	69	351	35	244	26	209
2026	2	1	1	1	3	2	2	0	1	0	1	2	1	1	0	0	14	61	1	1	0,0	62	1	5	81	432	38	281	27	235
2027	2	1	1	1	3	2	2	0	1	0	1	0	2	1	0	0	12	66	1	1	0,0	67	1	6	86	518	36	318	24	260
2028	3	1	2	1	3	3	2	0	1	0	1	2	1	1	0	0	18	89	1	1	0,0	91	0	9	118	636	45	363	29	289
2029	3	1	2	1	3	3	2	0	1	0	1	0	2	0	0	0	15	103	1	1	0,0	105	0	9	130	766	45	409	28	317
2030	4	1	2	1	4	3	3	0	2	1	1	2	1	0	0	0	18	102	1	1	0,0	104	0	9	131	897	42	450	24	341
2031	3	1	2	1	3	3	2	0	1	0	1	0	2	0	0	0	16	100	1	1	0,0	102	0	9	126	1023	36	487	20	362
2032	3	1	2	1	3	3	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	15	80	0	1	0,0	81	0	6	102	1125	27	514	14	376
2033	3	1	2	1	3	3	2	0	1	0	1	0	2	0	0	0	15	59	0	1	0,0	60	0	6	81	1206	19	533	10	386
2034	3	1	2	1	3	3	2	0	1	0	1	0	3	0	0	0	16	56	0	1	0,0	57	0	5	78	1284	17	550	8	394
2035	3	1	2	1	4	3	3	0	2	1	1	2	2	0	0	0	19	55	0	1	0,0	56	0	5	80	1364	16	566	7	402
2036	4	1	2	1	4	3	3	0	2	1	1	0	3	0	0	0	18	55	0	1	0,0	56	0	1	75	1439	13	580	6	408
2037	4	1	2	1	4	3	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	16	52	0	1	0,0	53	0	1	70	1509	11	591	5	413
2038	3	1	2	1	4	3	3	0	2	1	1	0	3	0	0	0	17	49	0	1	0,0	50	0	1	68	1577	10	601	4	417
2039	5	2	3	1	6	5	4	0	3	1	1	9	2	0	0	0	32	56	0	1	0,0	57	0	1	90	1666	12	613	5	422
2040	5	2	3	1	6	5	4	0	3	1	1	0	3	0	0	0	25	63	0	1	0,0	64	0	1	89	1756	11	624	4	426
2041	5	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	3	2	0	0	0	25	59	0	1	0,0	60	0	1	86	1842	10	634	3	429
2042	5	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	3	1	0	0	24	58	0	1	0,0	60	0	1	84	1926	9	642	3	432
2043	5	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	22	57	0	1	0,0	59	0	1	82	2008	8	650	2	435
2044	5	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	3	0	0	0	23	54	0	1	0,0	56	0	1	80	2088	7	657	2	437
2045	5	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	22	51	0	1	0,0	52	0	1	76	2164	6	662	2	439
2046	5	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	3	0	0	0	23	48	0	1	0,0	50	0	1	74	2237	5	667	1	440
2047	5	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	22	45	0	1	0,0	47	0	1	70	2307	4	672	1	441
2048	5	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	3	0	0	0	23	43	0	1	0,0	44	0	1	68	2376	4	676	1	442
2049	5	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	22	40	0	1	0,0	42	0	1	65	2440	3	679	1	443
2050	5	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	3	0	0	0	23	38	0	1	0,0	39	0	1	64	2504	3	682	1	444
2051	5	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	22	36	0	1	0,0	37	0	1	60	2564	3	685	1	445
2052	5	3	4	1	5	4	3	0	2	1	1	0	3	0	0	0	23	34	0	1	0,0	35	0	1	60	2624	2	687	1	445
2053	5	3	4	1	5	4	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	23	32	0	1	0,0	33	0	1	57	2681	2	689	0	445
2054	5	3	4	0	5	4	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	23	30	0	1	0,0	31	0	1	55	2736	2	691	0	446
2055	5	3	4	0	5	4	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	24	28	0	1	0,0	30	0	1	54	2791	2	693	0	446
2056	6	3	5	0	5	4	3	0	2	1	1	0	0	0	0	0	23	27	0	1	0,0	28	0	1	52	2842	1	694	0	446
2057	6	4	6	0	5	4	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	26	25	0	1	0,0	26	0	1	53	2896	1	695	0	447
2058	7	4	7	0	5	4	3	0	2	1	1	0	0	0	0	0	26	24	0	1	0,0	25	0	1	52	2948	1	696	0	447
2059	8	5	9	0	5	4	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	32	22	0	1	0,0	24	0	1	56	3004	1	697	0	447
2060	10	6	13	0	5	4	3	0	2	1	1	0	0	0	0	0	38	21	0	1	0,0	22	0	1	62	3066	1	699	0	447
Всего	170	87	127	29	163	154	116	0	74	25	38	25	67	9	0	0	815	2085	10	40	0,0	2136	5	110	3066	3066	699	699	447	447

Таблица 7.44 - Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), верейский ЭО

Годы	Выручка от реализации	Эксплуатационные расходы	Внереализационные расходы, текущая ликвидация			Коммерческие расходы при экспорте нефти	Прибыль к налогообложению	Налог на прибыль	Чистая прибыль		Капитальные затраты	Амортизационные отчисления	Чистый доход		Чистый дисконтированный доход			
			Ликвидационный фонд	Прочие	Итого				Годовая	Накопл.			Годовой	Накопл.	коэф. 0,10	коэф. 0,15		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2018	53	30	0	0	0	2	23	5	19	19	0	1	19	19	19	19	19	19
2019	59	33	0	0	0	2	26	5	21	39	4	1	18	37	16	35	16	35
2020	65	37	0	0	0	2	28	6	22	62	2	1	21	58	18	53	16	51
2021	78	41	0	0	0	3	38	8	30	92	4	1	28	87	21	74	19	69
2022	74	39	0	0	0	3	35	7	28	120	0	2	29	116	20	94	17	86
2023	79	43	1	0	1	3	35	7	28	148	2	2	28	144	17	112	14	100
2024	101	60	1	0	1	4	40	8	32	181	26	5	11	155	6	118	5	105
2025	125	69	1	0	1	5	55	11	44	225	5	5	44	199	23	141	17	122
2026	147	81	1	0	1	5	65	13	52	277	2	6	55	255	26	167	18	140
2027	160	86	1	0	1	6	73	15	58	335	5	6	60	315	25	192	17	157
2028	215	118	1	0	1	8	97	19	77	412	32	9	55	370	21	213	14	170
2029	250	130	1	0	1	9	120	24	96	508	1	9	104	474	37	250	22	193
2030	246	131	1	0	1	9	115	23	92	600	1	9	100	574	32	281	19	211
2031	243	126	1	0	1	9	116	23	93	693	1	9	101	674	29	311	16	228
2032	230	102	1	0	1	9	127	25	102	794	1	6	107	781	28	339	15	243
2033	218	81	0	0	0	8	137	27	110	904	1	6	115	896	27	366	14	257
2034	207	78	0	0	0	8	128	26	103	1007	1	5	108	1004	23	390	11	268
2035	204	80	0	0	0	8	124	25	99	1106	1	5	104	1108	21	410	10	278
2036	202	75	0	0	0	8	127	25	102	1208	1	1	103	1210	18	429	8	286
2037	191	70	0	0	0	7	121	24	97	1305	1	1	97	1307	16	445	7	293
2038	180	68	0	0	0	7	112	22	90	1395	1	1	90	1397	13	458	5	299
2039	207	90	0	0	0	8	117	23	93	1488	1	1	93	1490	13	470	5	304
2040	232	89	0	0	0	9	142	28	114	1602	1	1	113	1603	14	484	5	309
2041	219	86	0	0	0	8	132	26	106	1708	2	1	105	1708	12	496	4	313
2042	215	84	0	0	0	8	131	26	105	1813	3	1	104	1811	11	507	4	317
2043	213	82	0	0	0	8	131	26	104	1917	1	1	105	1916	10	516	3	320
2044	201	80	0	0	0	7	121	24	97	2014	1	1	97	2013	8	524	3	322
2045	189	76	0	0	0	7	114	23	91	2105	1	1	91	2104	7	531	2	324
2046	179	74	0	0	0	7	105	21	84	2189	1	1	84	2188	6	537	2	326
2047	168	70	0	0	0	6	98	20	79	2268	1	1	79	2267	5	542	1	328
2048	159	68	0	0	0	6	90	18	72	2340	1	1	73	2340	4	546	1	329
2049	150	65	0	0	0	6	85	17	68	2408	1	1	68	2408	4	550	1	330
2050	141	64	0	0	0	5	78	16	62	2470	1	1	62	2471	3	553	1	330
2051	133	60	0	0	0	5	73	15	58	2528	1	1	58	2529	3	555	1	331
2052	125	60	0	0	0	5	66	13	53	2581	1	1	53	2582	2	557	0	331
2053	118	57	0	0	0	4	61	12	49	2630	1	1	49	2631	2	559	0	332
2054	111	55	0	0	0	4	56	11	45	2674	1	1	45	2675	1	561	0	332
2055	105	54	0	0	0	4	51	10	40	2715	1	1	40	2716	1	562	0	332
2056	99	52	0	0	0	4	47	9	37	2752	1	1	37	2753	1	563	0	332
2057	93	53	0	0	0	3	40	8	32	2784	1	1	32	2785	1	564	0	332
2058	88	52	0	0	0	3	35	7	28	2812	1	1	28	2813	1	564	0	333
2059	83	56	0	0	0	3	26	5	21	2833	1	1	21	2834	0	565	0	333
2060	78	62	0	37	37	3	-21	0	-21	2812	1	1	-21	2813	0	564	0	333
Всего	6633	3066	9	37	46	248	3521	708	2812	2812	115	115	2813	2813	564	564	333	333

Таблица 7.45 - Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), верейский ЭО

Годы	Вывозная таможен- ная пошлина	НДПИ	Налог на иму- щество	Расходы на социальное страхование ППП	Прочие налоги и отчис- ления	Налог на прибыль	Доход государства		Дисконтированный доход государства			
							Годовой	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
									Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2018	10	23	0	0	0	5	38	38	38	38	38	38
2019	11	26	0	0	0	5	42	80	38	76	37	75
2020	12	28	0	0	0	6	46	126	38	115	35	110
2021	14	32	0	0	0	8	55	181	41	156	36	146
2022	13	31	0	0	0	7	52	233	35	191	29	175
2023	14	33	0	0	0	7	55	287	34	225	27	202
2024	18	42	0	1	0	8	69	356	39	264	30	232
2025	22	51	1	1	0	11	86	442	44	308	32	264
2026	26	61	1	1	0	13	101	544	47	355	33	297
2027	29	66	1	1	0	15	111	654	47	402	31	329
2028	39	89	1	1	0	19	148	803	57	459	37	366
2029	45	103	1	1	0	24	174	976	61	520	37	403
2030	44	102	1	1	0	23	171	1147	54	575	32	435
2031	43	100	1	1	0	23	168	1315	49	623	27	462
2032	41	80	0	1	0	25	148	1463	39	662	21	483
2033	39	59	0	1	0	27	127	1590	30	693	16	499
2034	37	56	0	1	0	26	120	1710	26	719	13	511
2035	37	55	0	1	0	25	118	1827	23	742	11	522
2036	36	55	0	1	0	25	117	1945	21	763	9	532
2037	34	52	0	1	0	24	111	2055	18	781	8	540
2038	32	49	0	1	0	22	104	2160	16	797	6	546
2039	37	56	0	1	0	23	118	2278	16	813	6	552
2040	41	63	0	1	0	28	134	2411	16	829	6	559
2041	39	59	0	1	0	26	126	2537	14	843	5	564
2042	39	58	0	1	0	26	124	2662	13	856	4	568
2043	38	57	0	1	0	26	123	2785	11	867	4	572
2044	36	54	0	1	0	24	116	2900	10	877	3	575
2045	34	51	0	1	0	23	109	3009	8	885	3	577
2046	32	48	0	1	0	21	102	3112	7	892	2	579
2047	30	45	0	1	0	20	97	3208	6	898	2	581
2048	28	43	0	1	0	18	91	3299	5	903	1	582
2049	27	40	0	1	0	17	85	3385	4	908	1	583
2050	25	38	0	1	0	16	80	3465	4	912	1	584
2051	24	36	0	1	0	15	76	3540	3	915	1	585
2052	22	34	0	1	0	13	71	3611	3	918	1	586
2053	21	32	0	1	0	12	67	3678	2	920	1	586
2054	20	30	0	1	0	11	62	3740	2	922	0	587
2055	19	28	0	1	0	10	58	3799	2	924	0	587
2056	18	27	0	1	0	9	55	3854	1	925	0	587
2057	17	25	0	1	0	8	51	3905	1	927	0	587
2058	16	24	0	1	0	7	48	3952	1	928	0	588
2059	15	22	0	1	0	5	44	3996	1	928	0	588
2060	14	21	0	1	0	0	36	4032	1	929	0	588
Всего	1188	2085	10	40	0	708	4032	4032	929	929	588	588

Таблица 7.46 - Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 3 вариант, верейский ЭО

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Товарный объем нефти, тыс. т		Поставка газа на внутр. рынке, тыс.м3	Выручка от реализации нефти, млн руб		Выручка от реал. газа на внутреннем рынке	ВСЕГО выручка от реализации
		внутренний рынок	внешний рынок		внутренний рынок	внешний рынок		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2018	3,38	1,69	1,69	0	27	27	0	53
2019	3,74	1,87	1,87	0	30	30	0	59
2020	4,09	2,05	2,05	0	32	32	0	65
2021	4,96	2,48	2,48	0	39	39	0	78
2022	4,94	2,47	2,47	0	39	39	0	78
2023	5,49	2,75	2,75	0	43	43	0	87
2024	6,83	3,41	3,41	0	54	54	0	108
2025	8,27	4,13	4,13	0	65	65	0	131
2026	9,64	4,82	4,82	0	76	76	0	152
2027	10,37	5,19	5,19	0	82	82	0	164
2028	13,84	6,92	6,92	0	109	109	0	219
2029	16,01	8,00	8,00	0	127	127	0	253
2030	15,72	7,86	7,86	0	124	124	0	249
2031	15,45	7,73	7,73	0	122	122	0	244
2032	14,62	7,31	7,31	0	116	116	0	231
2033	13,83	6,91	6,91	0	109	109	0	219
2034	13,08	6,54	6,54	0	103	103	0	207
2035	12,95	6,48	6,48	0	102	102	0	205
2036	12,79	6,40	6,40	0	101	101	0	202
2037	12,06	6,03	6,03	0	95	95	0	191
2038	11,37	5,69	5,69	0	90	90	0	180
2039	13,04	6,52	6,52	0	103	103	0	206
2040	14,60	7,30	7,30	0	115	115	0	231
2041	13,77	6,89	6,89	0	109	109	0	218
2042	13,56	6,78	6,78	0	107	107	0	215
2043	13,37	6,68	6,68	0	106	106	0	211
2044	12,61	6,30	6,30	0	100	100	0	199
2045	11,89	5,94	5,94	0	94	94	0	188
2046	11,21	5,61	5,61	0	89	89	0	177
2047	10,57	5,29	5,29	0	84	84	0	167
2048	9,97	4,98	4,98	0	79	79	0	158
2049	9,40	4,70	4,70	0	74	74	0	149
2050	8,86	4,43	4,43	0	70	70	0	140
2051	8,36	4,18	4,18	0	66	66	0	132
2052	7,87	3,94	3,94	0	62	62	0	125
2053	7,42	3,71	3,71	0	59	59	0	117
2054	6,99	3,49	3,49	0	55	55	0	111
2055	6,58	3,29	3,29	0	52	52	0	104
2056	6,20	3,10	3,10	0	49	49	0	98
2057	5,84	2,92	2,92	0	46	46	0	92
2058	5,50	2,75	2,75	0	44	44	0	87
2059	5,18	2,59	2,59	0	41	41	0	82
2060	4,88	2,44	2,44	0	39	39	0	77
Всего	421,11	210,56	210,56	0	3330	3330	0	6660

Таблица 7.47 - НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 3 вариант, верейский ЭО

Годы	Добыча нефти,	Базовая ставка,	Расчет показателя, характеризующего особенности добычи, Дм								Расчет Кз		Расчет Кв (Кдв)				Расчет Кц			Ставка НДПИ	ИТОГО НДПИ
			Кндпи	Кц	Кв (Кдв)	Кз	Кд	Ккан	Кк	Дм	Vз	Кз	N	V	отбор	Кв	Цена	Курс	Кц		
			руб/т	руб/т	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	руб/т	руб/т	млн т	д.е.	тыс. т	тыс. т	%	д.е.	\$/барр	руб/\$	руб/т		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2018	3,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	357	1537	2,0	1,00	80	483	16,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6891	23
2019	3,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	83	483	17,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	26
2020	4,1	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	87	483	18,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	28
2021	5,0	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	91	483	18,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	32
2022	4,9	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	96	483	19,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	32
2023	5,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	101	483	20,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	36
2024	6,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	107	483	22,1	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	45
2025	8,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	113	483	23,5	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	54
2026	9,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	122	483	25,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	63
2027	10,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	131	483	27,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	68
2028	13,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	142	483	29,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	90
2029	16,0	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	156	483	32,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	105
2030	15,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	172	483	35,5	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	103
2031	15,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	187	483	38,8	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	101
2032	14,6	919	559	9,17	0,64	1,00	1,00	1,00	0	3057	2,0	1,00	203	483	42,0	0,64	56,37	57,86	9,17	5371	79
2033	13,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	217	483	45,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	59
2034	13,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	231	483	47,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	56
2035	13,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	244	483	50,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	55
2036	12,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	257	483	53,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	55
2037	12,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	270	483	55,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	52
2038	11,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	282	483	58,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	49
2039	13,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	293	483	60,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	56
2040	14,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	306	483	63,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	62
2041	13,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	321	483	66,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	59
2042	13,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	335	483	69,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	58
2043	13,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	348	483	72,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	57
2044	12,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	362	483	74,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	54
2045	11,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	374	483	77,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	51
2046	11,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	386	483	80,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	48
2047	10,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	397	483	82,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	45
2048	10,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	408	483	84,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	43
2049	9,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	418	483	86,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	40
2050	8,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	427	483	88,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	38
2051	8,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	436	483	90,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	36
2052	7,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	445	483	92,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	34
2053	7,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	453	483	93,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	32
2054	7,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	460	483	95,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	30
2055	6,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	467	483	96,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	28
2056	6,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	474	483	98,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	26
2057	5,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	480	483	99,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	25
2058	5,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	486	483	100,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	24
2059	5,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	491	483	101,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	22
2060	4,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	496	483	102,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	21
Всего																					2097

Таблица 7.48 - Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 3 вариант, верейский ЭО

Годы	ГРР	Бурение скважин										Затраты при бурении (БС, БГС, прочие)	ОНВСС для добыч. и нагн. скв. ОРЭ и ОРЗ	Нефтепромысловое строительство и обустройство										Внешняя инфраструктура					Прочие объекты	Поддерж- жание объектов ОС	Освоение природ- ных ресур- сов	Затраты пользова- теля недр	Капитал. вложения, всего		Дисконтпр. капитал. вложения			
		Всего	в т.ч.											строи- тельство	сбор и транпор- тировка	подго- товка нефти	ППД	электро-снабжение	автодо- роги	связь и автомат и-зация	базы МТО	природо-охрана и экология	Итого пром. обустройство	нефте-провод	ДНС	авто-дороги	обустройство скважин и стонительство инфраструктуры для СВН	Годовые					Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15		
			ННС	ГС	СМД ННС	СМД ГС	Уплотненная сетка	МЗС	ЭС (SAGD)	ЭС (парацikliка)	Годовые																							Накопл.	Годовые	Накопл.	Годовые	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37		
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	3	4	3	3			
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	6	2	5	1	5				
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	9	3	8	2	7				
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	38	19	27	16	24				
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	40	1	29	1	24				
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	66	15	43	11	36				
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	71	3	46	2	38				
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	73	1	47	1	38				
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	2	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	5	78	2	49	1	40				
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32	110	12	61	8	48				
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	110	0	61	0	48				
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	111	0	62	0	48				
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	112	0	62	0	48				
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	113	0	62	0	48				
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	113	0	62	0	48				
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	114	0	62	0	48				
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	115	0	62	0	48				
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	115	0	63	0	48				
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	116	0	63	0	48				
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	117	0	63	0	49				
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	118	0	63	0	49				
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	120	0	63	0	49				
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	122	0	63	0	49				
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	124	0	64	0	49				
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	125	0	64	0	49				
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	126	0	64	0	49				
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	127	0	64	0	49				
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	128	0	64	0	49				
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	129	0	64	0	49				
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	130	0	64	0	49				
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	131	0	64	0	49				
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	132	0	64	0	49				
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	133	0	64	0	49				
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	134	0	64	0	49				
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	135	0	64	0	49				
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	136	0	64	0	49				
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	137	0	64	0	49				
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	139	0	64	0	49				
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	140	0	64	0	49				
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	141	0	64	0	49				
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	142	0	65	0	49				
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	143	0	65	0	49				
Всего	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	79	27	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	143	143	65	65	49	49				

Таблица 7.49 - Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 3 вариант, верейский ЭО

Годы	Расходы на энергию по извлечению жидкости (при добыче нефти)	Расходы по искусственному воздействию на пласт	Расходы по сбору и транспортировке нефти	Расходы по технологичес-кой подго-товке нефти	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования				Общезавйственные и общепроизводственные затраты			Перевод, возврат, реликви-дация	Затраты на МУН	ПРС для ОРЗ и ОРЭ	КРС	ГРР	ИТОГО текущие затраты	Налоги и отчисления					Амортизационные отчисления		Эксплуатацион. затраты, всего		Дисконтированные эксплуатационные затраты			
					содержа-ние и эксплуа-тация	числен-ность ППП	расходы на оплату труда ППП	расходы на оплату труда СВН	общепро-изводст-венные затраты	затраты на АУП	прочие							НДПИ на нефть	налог на иму-щество	расходы на социальное страхование ППП	прочие налоги	Итого	ранее введен-ные ОФ	новые ОФ	Годовые	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
																											Годовые	Накопл.	Годовые	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
2018	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	6	23	0	0	0,0	24	1	0	30	30	30	30	30	30
2019	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	6	26	0	0	0,0	27	1	0	33	63	30	60	29	59
2020	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	1	1	0	0	7	28	0	0	0,0	29	1	1	37	100	30	91	28	87
2021	1	0	1	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	6	32	0	0	0,0	33	1	1	41	141	31	121	27	114
2022	1	0	1	0	2	1	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	6	32	0	0	0,0	33	1	4	45	185	30	152	25	139
2023	1	0	1	0	2	1	1	0	1	0	0	0	2	1	0	0	8	36	1	0	0,0	37	1	5	50	235	31	183	25	164
2024	2	0	1	0	2	2	2	0	1	0	0	3	1	1	0	0	12	45	1	1	0,0	46	1	8	67	302	38	220	29	193
2025	2	0	1	1	2	2	2	0	1	0	0	0	2	1	0	0	11	54	1	1	0,0	56	1	8	75	377	39	259	28	221
2026	2	1	1	1	3	2	2	0	1	0	1	2	1	1	0	0	14	63	1	1	0,0	65	1	9	87	465	41	300	29	250
2027	2	1	1	1	3	2	2	0	1	0	1	0	2	1	0	0	13	68	1	1	0,0	69	1	9	91	556	39	339	26	276
2028	3	1	2	1	3	3	2	0	1	0	1	2	1	1	0	0	18	90	1	1	0,0	92	0	13	123	679	47	386	30	306
2029	3	1	2	1	3	3	2	0	1	0	1	0	2	0	0	0	15	105	1	1	0,0	106	0	13	134	813	47	433	29	335
2030	4	1	2	1	4	3	3	0	2	1	1	2	1	0	0	0	18	103	1	1	0,0	104	0	9	132	945	42	475	25	359
2031	3	1	2	1	3	3	2	0	1	0	1	0	2	0	0	0	16	101	1	1	0,0	102	0	9	127	1072	37	512	21	380
2032	3	1	2	1	3	3	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	15	79	0	1	0,0	80	0	6	100	1172	26	538	14	394
2033	3	1	2	1	3	3	2	0	1	0	1	0	2	0	0	0	15	59	0	1	0,0	60	0	6	81	1254	19	558	10	404
2034	3	1	2	1	3	3	2	0	1	0	1	0	3	0	0	0	16	56	0	1	0,0	57	0	5	78	1332	17	575	8	413
2035	4	1	2	1	4	3	3	0	2	1	1	2	2	0	0	0	19	55	0	1	0,0	56	0	5	80	1412	16	591	7	420
2036	4	1	2	1	4	3	3	0	2	1	1	0	3	0	0	0	18	55	0	1	0,0	56	0	1	75	1487	13	604	6	426
2037	4	1	2	1	4	3	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	16	52	0	1	0,0	53	0	1	70	1557	11	615	5	431
2038	3	1	2	1	4	3	3	0	2	1	1	0	3	0	0	0	17	49	0	1	0,0	50	0	1	68	1624	10	625	4	435
2039	5	2	3	1	6	5	4	0	3	1	1	9	2	0	0	0	32	56	0	1	0,0	57	0	1	90	1714	12	638	5	440
2040	5	2	3	1	6	5	4	0	3	1	1	0	3	0	0	0	25	62	0	1	0,0	64	0	1	89	1803	11	649	4	444
2041	5	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	3	2	0	0	0	25	59	0	1	0,0	60	0	1	86	1889	10	658	3	447
2042	5	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	3	1	0	0	24	58	0	1	0,0	59	0	1	84	1973	9	667	3	450
2043	5	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	22	57	0	1	0,0	58	0	1	82	2055	8	674	2	453
2044	5	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	3	0	0	0	23	54	0	1	0,0	55	0	1	79	2134	7	681	2	455
2045	5	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	22	51	0	1	0,0	52	0	1	75	2210	6	687	2	457
2046	5	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	3	0	0	0	23	48	0	1	0,0	49	0	1	73	2283	5	692	1	458
2047	5	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	22	45	0	1	0,0	46	0	1	70	2352	4	696	1	459
2048	5	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	3	0	0	0	23	43	0	1	0,0	44	0	1	68	2420	4	700	1	460
2049	5	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	22	40	0	1	0,0	41	0	1	65	2485	3	703	1	461
2050	5	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	3	0	0	0	23	38	0	1	0,0	39	0	1	63	2548	3	706	1	462
2051	5	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	22	36	0	1	0,0	37	0	1	60	2608	3	709	1	463
2052	5	3	4	1	5	4	3	0	2	1	1	0	3	0	0	0	23	34	0	1	0,0	35	0	1	59	2668	2	711	1	463
2053	5	3	4	1	5	4	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	23	32	0	1	0,0	33	0	1	57	2724	2	713	0	464
2054	5	3	4	0	5	4	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	23	30	0	1	0,0	31	0	1	55	2779	2	715	0	464
2055	5	3	4	0	5	4	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	24	28	0	1	0,0	29	0	1	54	2833	2	717	0	464
2056	6	3	5	0	5	4	3	0	2	1	1	0	0	0	0	0	23	26	0	1	0,0	28	0	1	52	2885	1	718	0	464
2057	6	4	5	0	5	4	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	26	25	0	1	0,0	26	0	1	53	2938	1	719	0	465
2058	7	4	7	0	5	4	3	0	2	1	1	0	0	0	0	0	26	24	0	1	0,0	25	0	1	52	2990	1	720	0	465
2059	8	5	9	0	5	4	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	32	22	0	1	0,0	23	0	1	56	3046	1	722	0	465
2060	10	6	13	0	5	4	3	0	2	1	1	0	0	0	0	0	38	21	0	1	0,0	22	0	1	61	3107	1	723	0	465
Всего	170	87	127	29	163	154	116	0	74	25	38	25	67	9	0	0	814	2097	13	40	0,0	2150	5	138	3107	3107	723	723	465	465

Таблица 7.50 - Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб. Граничное месторождение - 3 вариант, верейский ЭО

Годы	Выручка от реализации	Эксплуатационные расходы	Внереализационные расходы, текущая ликвидация			Коммерческие расходы при экспорте нефти	Прибыль к налогообложению	Налог на прибыль	Чистая прибыль		Капитальные затраты	Амортизационные отчисления	Чистый доход		Чистый дисконтированный доход			
			Ликвидационный фонд	Прочие	Итого				Годовая	Накопл.			Годовой	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
															Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2018	53	30	0	0	0	2	23	5	19	19	0	1	19	19	19	19	19	19
2019	59	33	0	0	0	2	26	5	21	39	4	1	18	37	16	35	16	35
2020	65	37	0	0	0	2	28	6	22	62	2	1	21	58	18	53	16	51
2021	78	41	0	0	0	3	38	8	30	92	4	1	28	87	21	74	19	69
2022	78	45	0	0	0	3	34	7	27	119	28	5	4	90	2	77	2	71
2023	87	50	1	0	1	3	36	7	28	147	2	5	32	122	20	96	16	87
2024	108	67	1	0	1	4	40	8	32	180	26	8	15	136	8	105	6	93
2025	131	75	1	0	1	5	54	11	43	223	5	9	47	184	24	129	18	111
2026	152	87	1	0	1	6	64	13	51	274	2	9	58	242	27	156	19	130
2027	164	91	1	0	1	6	72	14	57	331	5	10	62	304	26	182	18	148
2028	219	123	1	0	1	8	95	19	76	407	32	13	57	361	22	204	14	162
2029	253	134	1	0	1	9	118	24	94	501	1	13	106	467	37	241	23	185
2030	249	132	1	0	1	9	116	23	92	594	1	9	101	568	32	273	19	204
2031	244	127	1	0	1	9	117	23	93	687	1	9	101	669	29	303	16	220
2032	231	100	1	0	1	9	130	26	104	791	1	6	109	778	29	331	15	235
2033	219	81	0	0	0	8	138	28	110	901	1	6	115	893	28	359	14	250
2034	207	78	0	0	0	8	128	26	103	1003	1	5	108	1000	23	382	11	261
2035	205	80	0	0	0	8	125	25	100	1103	1	5	104	1104	21	403	10	271
2036	202	75	0	0	0	8	128	26	102	1205	1	1	103	1207	18	421	8	279
2037	191	70	0	0	0	7	121	24	97	1302	1	1	97	1304	16	437	7	286
2038	180	68	0	0	0	7	112	22	90	1392	1	1	90	1394	13	451	5	291
2039	206	90	0	0	0	8	116	23	93	1485	1	1	93	1486	13	463	5	296
2040	231	89	0	0	0	9	142	28	113	1598	1	1	113	1599	14	477	5	301
2041	218	86	0	0	0	8	132	26	105	1704	2	1	104	1704	12	489	4	306
2042	215	84	0	0	0	8	131	26	104	1808	3	1	103	1807	10	499	4	309
2043	211	82	0	0	0	8	130	26	104	1912	1	1	104	1911	10	509	3	312
2044	199	79	0	0	0	7	120	24	96	2008	1	1	96	2007	8	517	3	315
2045	188	75	0	0	0	7	113	23	90	2098	1	1	91	2097	7	524	2	317
2046	177	73	0	0	0	7	104	21	83	2181	1	1	84	2181	6	530	2	319
2047	167	70	0	0	0	6	98	20	78	2259	1	1	78	2259	5	534	1	320
2048	158	68	0	0	0	6	90	18	72	2331	1	1	72	2331	4	539	1	321
2049	149	65	0	0	0	6	84	17	67	2398	1	1	68	2399	4	542	1	322
2050	140	63	0	0	0	5	77	15	62	2460	1	1	62	2461	3	545	1	323
2051	132	60	0	0	0	5	72	14	58	2518	1	1	58	2518	2	548	1	323
2052	125	59	0	0	0	5	65	13	52	2570	1	1	52	2571	2	550	0	324
2053	117	57	0	0	0	4	61	12	49	2618	1	1	49	2619	2	551	0	324
2054	111	55	0	0	0	4	55	11	44	2663	1	1	44	2664	1	553	0	324
2055	104	54	0	0	0	4	50	10	40	2703	1	1	40	2704	1	554	0	325
2056	98	52	0	0	0	4	46	9	37	2740	1	1	37	2741	1	555	0	325
2057	92	53	0	0	0	3	39	8	31	2771	1	1	31	2772	1	556	0	325
2058	87	52	0	0	0	3	35	7	28	2799	1	1	28	2800	1	556	0	325
2059	82	56	0	0	0	3	26	5	21	2820	1	1	21	2821	0	557	0	325
2060	77	61	0	37	37	3	-21	0	-21	2799	1	1	-21	2800	0	556	0	325
Всего	6660	3107	11	37	49	249	3504	705	2799	2799	143	143	2800	2800	556	556	325	325

Таблица 7.51 - Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 3 вариант, верейский ЭО

Годы	Вывозная таможен- ная пошлина	НДПИ	Налог на иму- щество	Расходы на социальное страхование ППП	Прочие налоги и отчис- ления	Налог на прибыль	Доход государства		Дисконтированный доход государства			
							Годовой	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
									Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2018	10	23	0	0	0	5	38	38	38	38	38	38
2019	11	26	0	0	0	5	42	80	38	76	37	75
2020	12	28	0	0	0	6	46	126	38	115	35	110
2021	14	32	0	0	0	8	55	181	41	156	36	146
2022	14	32	0	0	0	7	54	235	37	192	31	176
2023	16	36	1	0	0	7	60	295	37	229	30	206
2024	19	45	1	1	0	8	73	368	41	271	32	238
2025	23	54	1	1	0	11	90	458	46	317	34	272
2026	27	63	1	1	0	13	105	562	49	366	34	306
2027	29	68	1	1	0	14	113	675	48	414	32	338
2028	39	90	1	1	0	19	150	826	58	472	37	375
2029	45	105	1	1	0	24	175	1001	61	533	38	413
2030	45	103	1	1	0	23	172	1173	55	588	32	445
2031	44	101	1	1	0	23	169	1342	49	637	28	472
2032	41	79	0	1	0	26	147	1489	39	676	21	493
2033	39	59	0	1	0	28	127	1616	30	706	16	509
2034	37	56	0	1	0	26	120	1736	26	732	13	522
2035	37	55	0	1	0	25	118	1854	23	755	11	532
2036	36	55	0	1	0	26	117	1971	21	777	9	542
2037	34	52	0	1	0	24	111	2082	18	795	8	550
2038	32	49	0	1	0	22	104	2186	15	810	6	556
2039	37	56	0	1	0	23	117	2304	16	826	6	562
2040	41	62	0	1	0	28	134	2437	16	842	6	569
2041	39	59	0	1	0	26	125	2563	14	856	5	574
2042	38	58	0	1	0	26	124	2687	13	869	4	578
2043	38	57	0	1	0	26	122	2809	11	880	4	582
2044	36	54	0	1	0	24	115	2924	10	890	3	585
2045	34	51	0	1	0	23	108	3032	8	898	2	587
2046	32	48	0	1	0	21	102	3134	7	905	2	589
2047	30	45	0	1	0	20	96	3230	6	911	2	591
2048	28	43	0	1	0	18	90	3320	5	916	1	592
2049	27	40	0	1	0	17	85	3405	4	921	1	593
2050	25	38	0	1	0	15	80	3484	4	925	1	594
2051	24	36	0	1	0	14	75	3559	3	928	1	595
2052	22	34	0	1	0	13	70	3630	3	931	1	596
2053	21	32	0	1	0	12	66	3696	2	933	0	596
2054	20	30	0	1	0	11	62	3758	2	935	0	596
2055	19	28	0	1	0	10	58	3816	2	937	0	597
2056	18	26	0	1	0	9	55	3870	1	938	0	597
2057	17	25	0	1	0	8	51	3921	1	939	0	597
2058	16	24	0	1	0	7	47	3968	1	940	0	597
2059	15	22	0	1	0	5	43	4011	1	941	0	598
2060	14	21	0	1	0	0	36	4047	1	942	0	598
Всего	1193	2097	13	40	0	705	4047	4047	942	942	598	598

Таблица 7.52 - Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 0 вариант, башкирский ЭО

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Товарный объем нефти, тыс. т		Поставка газа на внутр. рынке, тыс.м3	Выручка от реализации нефти, млн руб		Выручка от реал. газа на внутреннем рынке	ВСЕГО выручка от реализации
		внутренний рынок	внешний рынок		внутренний рынок	внешний рынок		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2018	1,58	0,79	0,79	0	13	13	0	25
2019	1,47	0,74	0,74	0	12	12	0	23
2020	1,37	0,68	0,68	0	11	11	0	22
2021	1,27	0,64	0,64	0	10	10	0	20
2022	1,18	0,59	0,59	0	9	9	0	19
2023	1,10	0,55	0,55	0	9	9	0	17
2024	1,02	0,51	0,51	0	8	8	0	16
2025	0,95	0,48	0,48	0	8	8	0	15
2026	0,88	0,44	0,44	0	7	7	0	14
2027	0,82	0,41	0,41	0	7	7	0	13
2028	0,77	0,38	0,38	0	6	6	0	12
2029	0,71	0,36	0,36	0	6	6	0	11
2030	0,66	0,33	0,33	0	5	5	0	10
2031	0,62	0,31	0,31	0	5	5	0	10
2032	0,57	0,29	0,29	0	5	5	0	9
Всего	14,98	7,49	7,49	0	118	118	0	237

Таблица 7.53 - НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 0 вариант, башкирский ЭО

Годы	Добыч а нефти	Базова я ставка	Расчет показателя, характеризующего особенности добычи, Дм								Расчет Кз		Расчет Кв (Кдв)					Расчет Кц			Ставка НДПИ	ИТОГО НДПИ
			Кцши руб/т	Кц руб/т	Кв (Кдв) д.е.	Кз д.е.	Кд д.е.	Ккан д.е.	Кк руб/т	Дм руб/т	Vз млн т	Кз д.е.	N тыс. т	V тыс. т	отбор %	Кв д.е.	Цена \$/барр	Курс руб/\$	Кц руб/т			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
2018	1,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	357	1537	2,0	1,00	80	483	16,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6891	11	
2019	1,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	82	483	16,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	10	
2020	1,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	83	483	17,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	10	
2021	1,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	84	483	17,5	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	8	
2022	1,2	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	86	483	17,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	8	
2023	1,1	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	87	483	18,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	7	
2024	1,0	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	88	483	18,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	7	
2025	1,0	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	89	483	18,4	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	6	
2026	0,9	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	90	483	18,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	6	
2027	0,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	91	483	18,8	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	5	
2028	0,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	92	483	19,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	5	
2029	0,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	92	483	19,1	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	5	
2030	0,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	93	483	19,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	4	
2031	0,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	94	483	19,4	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	4	
2032	0,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	94	483	19,5	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	4	
Всего																					100	

Таблица 7.54 - Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, башкирский ЭО

Годы	ГРР	Бурение скважин										Затраты при бурении (БС, БГС, прочие)	ОНВСС для добыч. и нагл. скв. ОРЭ и ОРЗ	Нефтепромысловое строительство и обустройство										Внешняя инфраструктура				Прочие объекты	Поддержание объектов ОС	Освоение природных ресурсов	Затраты пользователя недр	Капитал. вложения, всего		Дисконтир. капитал. вложения				
		Всего	в т.ч.											строитель-ство	сбор и транспор-тировка	подго-товка нефти	ППЦ	электро-снабжение	автодо-роги	связь и автомат и-зация	базы МТО	природо-охрана и экология	Итого пром. обу-стройство	нефте-провод	ДНС	авто-дороги	обустройство скважин и строительство инфраструктуры для СВН							коэф. 0,10	коэф. 0,15			
			ННС	ГС	СМД ННС	СМД ГС	Уплотненная сетка	МЗС	ЭС (SAGD)	ЭС (парацелика)	Годовые																									Накопл.	Годовые	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37		
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0		
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0		
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1			
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1			
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1			
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1			
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1			
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1			
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1			
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1	0	1			
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1	0	1			
Всего	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	2	1	1	1	1		

Таблица 7.55 - Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, башкирский ЭО

Годы	Расходы на энергию по извлечению жидкости (при добыче нефти)	Расходы по искусственному воздействию на пласт	Расходы по сбору и транспортировке нефти	Расходы по технологической подготовке нефти	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования				Общехозяйственные и общепроизводственные затраты			Перевод, возврат, реликвидация	Затраты на МУН	ПРС для ОРЭ и ОРЭ	КРС	ГРР	ИТОГО текущие затраты	Налоги и отчисления					Амортизационные отчисления		Эксплуатацион. затраты, всего		Дисконтинированные эксплуатационные затраты				
					содержание и эксплуатация	численность ППП	расходы на оплату труда ППП	расходы на оплату труда СВН	общепроизводственные затраты	затраты на АУП	прочие							НДПИ на нефть	налог на имущество	расходы на социальное страхование ППП	прочие налоги	Итого	ранее введенные ОФ	новые ОФ	Годовые	Накопл.	коэф. 0,10	коэф. 0,15			
																													Годовые	Накопл.	Годовые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
2018	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	4	11	0	0	0,0	11	0	0	15	15	15	15	15	15	15
2019	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	10	0	0	0,0	10	0	0	13	29	12	27	12	27	12
2020	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	4	10	0	0	0,0	10	0	0	14	42	11	39	10	37	10
2021	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	8	0	0	0,0	8	0	0	11	54	9	47	8	45	8
2022	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	4	8	0	0	0,0	8	0	0	12	66	8	56	7	52	7
2023	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	7	0	0	0,0	7	0	0	10	76	6	62	5	57	5
2024	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	4	7	0	0	0,0	7	0	0	11	87	6	68	5	62	5
2025	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	6	0	0	0,0	6	0	0	9	97	5	73	4	65	4
2026	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	6	0	0	0,0	6	0	0	9	106	4	77	3	68	3
2027	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	5	0	0	0,0	6	0	0	9	114	4	81	2	71	2
2028	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	5	0	0	0,0	5	0	0	8	123	3	84	2	73	2
2029	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	5	0	0	0,0	5	0	0	8	131	3	87	2	74	2
2030	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	4	0	0	0,0	4	0	0	8	138	2	89	1	76	1
2031	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	0	0	0,0	4	0	0	8	146	2	92	1	77	1
2032	1	2	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	4	0	0	0,0	4	0	0	9	155	2	94	1	78	1
Всего	8	17	6	1	8	7	6	0	4	1	2	0	4	0	0	0	51	100	0	2	0,0	102	2	1	155	155	94	94	78	78	78

Таблица 7.56 - Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб.

Граничное месторождение - 0 вариант, башкирский ЭО

Годы	Выручка от реализации	Эксплуатационные расходы	Внебюджетные расходы, текущая ликвидация			Коммерческие расходы при экспорте нефти	Прибыль к налогообложению	Налог на прибыль	Чистая прибыль		Капитальные затраты	Амортизационные отчисления	Чистый доход		Чистый дисконтированный доход			
			Ликвидационный фонд	Прочие	Итого				Годовая	Накопл.			Годовой	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
															Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2018	25	15	0	0	0	1	10	2	8	8	0	0	8	8	8	8	8	8
2019	23	13	0	0	0	1	10	2	8	16	0	0	8	16	7	15	7	15
2020	22	14	0	0	0	1	8	2	6	22	0	0	6	22	5	21	5	20
2021	20	11	0	0	0	1	9	2	7	29	0	0	7	29	5	26	5	24
2022	19	12	0	0	0	1	7	1	5	34	0	0	5	35	4	30	3	27
2023	17	10	0	0	0	1	7	1	6	40	0	0	6	41	4	33	3	30
2024	16	11	0	0	0	1	5	1	4	44	0	0	4	45	2	36	2	32
2025	15	9	0	0	0	1	6	1	4	49	0	0	5	49	2	38	2	34
2026	14	9	0	0	0	1	5	1	4	52	0	0	4	54	2	40	1	35
2027	13	9	0	0	0	0	4	1	3	56	0	0	4	57	2	41	1	36
2028	12	8	0	0	0	0	4	1	3	59	0	0	3	60	1	43	1	37
2029	11	8	0	0	0	0	3	1	3	62	0	0	3	63	1	43	1	38
2030	10	8	0	0	0	0	3	1	2	64	0	0	2	65	1	44	0	38
2031	10	8	0	0	0	0	2	0	1	65	0	0	1	66	0	45	0	38
2032	9	9	0	3	3	0	-3	0	-3	62	0	0	-3	63	-1	44	0	38
Всего	237	155	0	3	3	9	78	16	62	62	2	3	63	63	44	44	38	38

Таблица 7.57 - Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант,

башкирский ЭО

Годы	Вывозная таможенная пошлина	НДПИ	Налог на имущество	Расходы на социальное страхование ППП	Прочие налоги и отчисления	Налог на прибыль	Доход государства		Дисконтированный доход государства			
							Годовой	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
									Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2018	4	11	0	0	0	2	17	17	17	17	17	17
2019	4	10	0	0	0	2	17	34	15	33	14	32
2020	4	10	0	0	0	2	15	49	12	45	11	43
2021	4	8	0	0	0	2	14	63	10	55	9	52
2022	3	8	0	0	0	1	13	76	9	64	7	60
2023	3	7	0	0	0	1	12	87	7	71	6	65
2024	3	7	0	0	0	1	11	98	6	77	5	70
2025	3	6	0	0	0	1	10	108	5	83	4	74
2026	3	6	0	0	0	1	9	118	4	87	3	77
2027	2	5	0	0	0	1	9	126	4	91	2	79
2028	2	5	0	0	0	1	8	135	3	94	2	81
2029	2	5	0	0	0	1	7	142	3	96	2	83
2030	2	4	0	0	0	1	7	149	2	99	1	84
2031	2	4	0	0	0	0	6	155	2	100	1	85
2032	2	4	0	0	0	0	6	161	1	102	1	86
Всего	42	100	0	2	0	16	161	161	102	102	86	86

Таблица 7.58 - Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 1 вариант, башкирский ЭО

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Товарный объем нефти, тыс. т		Поставка газа на внутр. рынке, тыс.м3	Выручка от реализации нефти, млн руб		Выручка от реал. газа на внутреннем рынке	ВСЕГО выручка от реализации
		внутренний рынок	внешний рынок		внутренний рынок	внешний рынок		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2018	1,62	0,81	0,81	0	13	13	0	26
2019	1,53	0,77	0,77	0	12	12	0	24
2020	1,46	0,73	0,73	0	12	12	0	23
2021	1,38	0,69	0,69	0	11	11	0	22
2022	1,31	0,65	0,65	0	10	10	0	21
2023	1,49	0,74	0,74	0	12	12	0	24
2024	1,65	0,83	0,83	0	13	13	0	26
2025	3,17	1,58	1,58	0	25	25	0	50
2026	3,00	1,50	1,50	0	24	24	0	47
2027	6,79	3,40	3,40	0	54	54	0	107
2028	12,41	6,20	6,20	0	98	98	0	196
2029	16,41	8,21	8,21	0	130	130	0	260
2030	20,88	10,44	10,44	0	165	165	0	330
2031	22,97	11,48	11,48	0	182	182	0	363
2032	22,78	11,39	11,39	0	180	180	0	360
2033	23,76	11,88	11,88	0	188	188	0	376
2034	24,20	12,10	12,10	0	191	191	0	383
2035	23,46	11,73	11,73	0	185	185	0	371
2036	22,75	11,38	11,38	0	180	180	0	360
2037	22,25	11,13	11,13	0	176	176	0	352
2038	21,78	10,89	10,89	0	172	172	0	344
2039	23,30	11,65	11,65	0	184	184	0	369
2040	24,77	12,39	12,39	0	196	196	0	392
2041	24,17	12,08	12,08	0	191	191	0	382
2042	23,60	11,80	11,80	0	187	187	0	373
2043	22,40	11,20	11,20	0	177	177	0	354
2044	21,26	10,63	10,63	0	168	168	0	336
2045	20,14	10,07	10,07	0	159	159	0	319
2046	19,08	9,54	9,54	0	151	151	0	302
2047	18,07	9,03	9,03	0	143	143	0	286
2048	17,01	8,50	8,50	0	134	134	0	269
2049	15,64	7,82	7,82	0	124	124	0	247
2050	14,71	7,35	7,35	0	116	116	0	233
2051	13,75	6,88	6,88	0	109	109	0	217
2052	12,93	6,46	6,46	0	102	102	0	204
2053	12,15	6,08	6,08	0	96	96	0	192
2054	11,42	5,71	5,71	0	90	90	0	181
2055	10,72	5,36	5,36	0	85	85	0	170
2056	10,07	5,03	5,03	0	80	80	0	159
2057	9,45	4,73	4,73	0	75	75	0	149
2058	8,87	4,44	4,44	0	70	70	0	140
2059	8,33	4,17	4,17	0	66	66	0	132
2060	7,83	3,91	3,91	0	62	62	0	124
2061	7,35	3,67	3,67	0	58	58	0	116
2062	6,90	3,45	3,45	0	55	55	0	109
2063	6,48	3,24	3,24	0	51	51	0	102
2064	6,08	3,04	3,04	0	48	48	0	96
2065	5,71	2,86	2,86	0	45	45	0	90
2066	5,36	2,68	2,68	0	42	42	0	85
2067	5,04	2,52	2,52	0	40	40	0	80
2068	4,73	2,36	2,36	0	37	37	0	75
2069	4,44	2,22	2,22	0	35	35	0	70
2070	4,17	2,09	2,09	0	33	33	0	66
2071	3,92	1,96	1,96	0	31	31	0	62
2072	3,68	1,84	1,84	0	29	29	0	58
2073	3,45	1,73	1,73	0	27	27	0	55
Всего	674,01	337,01	337,01	0	5330	5330	0	10660

Таблица 7.59 - НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 1 вариант, башкирский ЭО

Годы	Добыча нефти,	Базовая ставка,	Расчет показателя, характеризующего особенности добычи, Дм								Расчет Кз		Расчет Кв (Кдв)				Расчет Кц			Ставка НДПИ	ИТОГО НДПИ
			Кндпи	Кц	Кв (Кдв)	Кз	Кд	Ккан	Кк	Дм	Вз	Кз	N	V	отбор	Кв	Цена	Курс	Кц		
			руб/т	руб/т	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	руб/т	руб/т	млн т	д.е.	тыс. т	тыс. т	%	д.е.	\$/барр	руб/\$	руб/т		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2018	1,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	357	1537	2,0	1,00	80	483	16,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6891	11
2019	1,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	82	483	16,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	11
2020	1,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	83	483	17,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	10
2021	1,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	85	483	17,5	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	9
2022	1,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	86	483	17,8	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	9
2023	1,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	87	483	18,1	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	10
2024	1,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	89	483	18,4	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	11
2025	3,2	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	90	483	18,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	21
2026	3,0	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	94	483	19,4	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	20
2027	6,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	97	483	20,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	44
2028	12,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	103	483	21,4	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	81
2029	16,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	116	483	24,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	107
2030	20,9	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	132	483	27,4	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	136
2031	23,0	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	153	483	31,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	150
2032	22,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	176	483	36,5	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	149
2033	23,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	199	483	41,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	155
2034	24,2	919	559	9,17	0,87	1,00	1,00	1,00	0	2315	2,0	1,00	223	483	46,1	0,87	56,37	57,86	9,17	6114	148
2035	23,5	919	559	9,17	0,55	1,00	1,00	1,00	0	3351	2,0	1,00	247	483	51,1	0,55	56,37	57,86	9,17	5078	119
2036	22,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	270	483	56,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	97
2037	22,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	293	483	60,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	95
2038	21,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	315	483	65,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	93
2039	23,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	337	483	69,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	100
2040	24,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	360	483	74,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	106
2041	24,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	385	483	79,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	103
2042	23,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	409	483	84,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	101
2043	22,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	433	483	89,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	96
2044	21,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	455	483	94,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	91
2045	20,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	477	483	98,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	86
2046	19,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	497	483	102,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	81
2047	18,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	516	483	106,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	77
2048	17,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	534	483	110,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	73
2049	15,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	551	483	114,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	67
2050	14,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	566	483	117,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	63
2051	13,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	581	483	120,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	59
2052	12,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	595	483	123,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	55
2053	12,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	608	483	125,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	52
2054	11,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	620	483	128,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	49
2055	10,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	631	483	130,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	46
2056	10,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	642	483	133,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	43
2057	9,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	652	483	135,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	40
2058	8,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	662	483	137,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	38
2059	8,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	671	483	138,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	36
2060	7,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	679	483	140,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	33
2061	7,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	687	483	142,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	31
2062	6,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	694	483	143,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	29
2063	6,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	701	483	145,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	28
2064	6,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	707	483	146,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	26
2065	5,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	714	483	147,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	24
2066	5,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	719	483	148,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	23
2067	5,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	725	483	150,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	22
2068	4,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	730	483	151,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	20
2069	4,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	734	483	152,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	19
2070	4,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	739	483	153,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	18
2071	3,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	743	483	153,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	17
2072	3,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	747	483	154,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	16
2073	3,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	751	483	155,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	15
Всего																					3267

Таблица 7.60 - Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 1 вариант, башкирский ЭО

Годы	ГРР	Бурение скважин										Затраты при бурении (БС, БГС, прочие)	ОНВСС для добыч. и нагн. скв. ОРЗ и ОРЗ	Нефтепромысловое строительство и обустройство										Внешняя инфраструктура				Прочие объекты	Поддержание объектов ОС	Освоение природных ресурсов	Затраты пользователя недр	Капитал, вложения, всего		Дисконтпр. капитал, вложения			
		Всего	в т.ч.											строитель-ство	сбор и транспор-тировка	подгото-вка нефти	ППД	электро-снабжение	автодоро-ги	связь и автомат-изация	базы МТО	природо-охрана и экология	Итого пром. обуст-ройство	нефте-провод	ДНС	авто-дороги	обустройство скважин и строительство инфраструктуры для СВН					Годовые	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
			ННС	ГС	СМД ННС	СМД ГС	Уплотненная сетка	МЭС	ЭС (SAGD)	ЭС (параликника)	Годовые																							Накопл.	Годовые	Накопл.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0		
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	1		
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	1	2	1		
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	2	0		
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	2	0		
2027	0	116	0	71	0	0	0	45	0	0	0	4	3	1	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	125	127	53	55	35	37	
2028	0	71	71	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	5	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	78	205	30	85	19	56	
2029	0	71	71	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	2	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	78	283	27	112	17	73	
2030	0	118	118	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	0	0	0	0	0	0	1	8	0	0	0	0	0	0	1	0	131	414	42	154	24	97	
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3	417	1	154	0	98	
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	418	0	155	0	98	
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2	420	0	155	0	98	
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2	422	0	156	0	98	
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	423	0	156	0	98	
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	424	0	156	0	98
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	425	0	156	0	99	
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	426	0	156	0	99	
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	427	0	156	0	99	
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	428	0	157	0	99	
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	429	0	157	0	99	
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	431	0	157	0	99	
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	4	435	0	157	0	99
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	436	0	157	0	99	
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	438	0	157	0	99	
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	439	0	157	0	99	
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	440	0	158	0	99	
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	441	0	158	0	99	
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	442	0	158	0	99	
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	443	0	158	0	99	
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	444	0	158	0	99	
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	446	0	158	0	99	
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	447	0	158	0	99	
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	448	0	158	0	99	
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	449	0	158	0	99	
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	450	0	158	0	99	
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	451	0	158	0	99	
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	452	0	158	0	99	
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	453	0	158	0	99	
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	455	0	158	0	99	
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	456	0	158	0	99	
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	457	0	158	0	99	
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	458	0	158	0	99	
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	459	0	158	0	99	
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	460	0	158	0	99	
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	461	0	158	0	99	
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																	

Таблица 7.61 - Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 1 вариант, башкирский ЭО

Годы	Расходы на энергию по извлечению жидкости (при добыче нефти)	Расходы по искусственному воздействию на пласт	Расходы по сбору и транспортировке нефти	Расходы по технологической подготовке нефти	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования				Общезаводские и общепроизводственные затраты			Перевод, возврат, реализация	Затраты на МУН	ПРС для ОРЗ и ОРЭ	КРС	ГРР	ИТОГО текущие затраты	Налоги и отчисления					Амортизационные отчисления		Эксплуатацион. затраты, всего		Дисконтированные эксплуатационные затраты					
					содержание и эксплуатация	численность ППП	расходы на оплату труда ППП	расходы на оплату труда СВН	общепроизводственные затраты	затраты на АУП	прочие							НДПИ на нефть	налог на имущество	расходы на социальное страхование ППП	прочие налоги	Итого	ранее введенные ОФ	новые ОФ	Годовые	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15			
																											Годовые	Накопл.	Годовые	Накопл.	Годовые	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31		
2018	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	4	11	0	0	0,0	11	0	0	15	15	15	15	15	15		
2019	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	11	0	0	0,0	11	0	0	14	29	13	28	12	27		
2020	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	4	10	0	0	0,0	10	0	0	14	43	12	40	11	38		
2021	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	9	0	0	0,0	9	0	0	12	56	9	49	8	46		
2022	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	4	9	0	0	0,0	9	0	0	13	68	9	57	7	53		
2023	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	10	0	0	0,0	10	0	0	13	81	8	65	6	60		
2024	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	5	11	0	0	0,0	11	0	0	16	97	9	75	7	67		
2025	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	21	0	0	0,0	21	0	0	25	122	13	87	9	76		
2026	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	4	20	0	0	0,0	20	0	0	24	146	11	98	8	84		
2027	1	1	1	0	1	1	1	0	0	0	0	0	3	1	0	0	9	44	1	0	0,0	46	0	16	71	217	30	128	20	104		
2028	2	2	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	3	0	0	0	11	81	3	0	0,0	84	0	25	121	337	46	175	30	134		
2029	2	3	3	1	2	2	2	0	1	0	0	0	3	0	0	0	16	107	4	1	0,0	112	0	35	163	500	57	232	35	169		
2030	4	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	3	0	0	0	23	136	5	1	0,0	143	0	51	217	717	69	301	41	209		
2031	5	3	4	2	5	4	3	0	2	1	1	0	1	1	0	0	24	150	6	1	0,0	157	0	51	232	949	67	368	38	247		
2032	5	3	4	2	5	5	4	0	2	1	1	2	1	0	0	0	27	149	5	1	0,0	155	0	51	233	1182	61	430	33	280		
2033	6	4	4	2	5	5	4	0	2	1	1	6	1	0	0	0	32	155	4	1	0,0	160	0	51	244	1426	58	488	30	310		
2034	5	5	4	2	4	4	3	0	2	1	1	3	1	0	0	0	28	148	3	1	0,0	152	0	51	231	1656	50	538	25	335		
2035	5	4	4	2	5	4	3	0	2	1	1	2	1	0	0	0	28	119	2	1	0,0	122	0	37	186	1843	37	575	17	352		
2036	5	4	4	2	5	4	3	0	2	1	1	0	1	0	0	0	25	97	1	1	0,0	99	0	28	153	1995	27	602	12	364		
2037	5	4	4	2	5	4	3	0	2	1	1	0	1	0	0	0	25	95	0	1	0,0	97	0	19	140	2136	23	625	10	374		
2038	5	4	4	2	5	4	3	0	2	1	1	0	1	0	0	0	25	93	0	1	0,0	94	0	3	123	2258	18	644	7	382		
2039	6	4	5	2	6	5	4	0	3	1	1	7	1	0	0	0	36	100	0	1	0,0	101	0	3	139	2398	19	662	7	389		
2040	6	5	5	2	6	5	4	0	3	1	1	0	1	0	0	0	30	106	0	1	0,0	107	0	1	138	2536	17	679	6	395		
2041	6	5	5	2	6	5	4	0	3	1	1	0	1	0	0	0	30	103	0	1	0,0	105	0	1	136	2672	15	695	5	401		
2042	6	5	5	2	6	5	4	0	3	1	1	0	1	0	0	0	30	101	0	1	0,0	102	0	1	133	2805	14	708	5	405		
2043	6	5	5	2	6	5	4	0	3	1	1	0	1	1	0	0	30	96	0	1	0,0	97	0	2	129	2934	12	720	4	409		
2044	6	4	5	1	6	5	4	0	3	1	1	0	1	0	0	0	29	91	0	1	0,0	92	0	1	123	3057	10	730	3	413		
2045	6	4	5	1	6	5	4	0	3	1	1	0	1	0	0	0	29	86	0	1	0,0	88	0	1	118	3175	9	739	3	415		
2046	6	4	5	1	5	5	4	0	2	1	1	0	1	0	0	0	27	81	0	1	0,0	83	0	2	112	3286	8	747	2	418		
2047	6	4	5	1	5	5	4	0	2	1	1	0	1	0	0	0	27	77	0	1	0,0	79	0	2	107	3393	7	754	2	419		
2048	6	4	5	1	5	5	4	0	2	1	1	0	1	0	0	0	27	73	0	1	0,0	74	0	2	102	3496	6	760	2	421		
2049	6	4	4	1	5	5	4	0	2	1	1	0	1	0	0	0	26	67	0	1	0,0	68	0	2	96	3592	5	765	1	422		
2050	6	4	4	1	5	5	4	0	2	1	1	0	1	0	0	0	26	63	0	1	0,0	64	0	2	92	3683	4	769	1	423		
2051	6	4	4	1	5	5	4	0	2	1	1	0	1	0	0	0	26	59	0	1	0,0	60	0	1	87	3770	4	773	1	424		
2052	5	4	4	1	5	5	4	0	2	1	1	0	1	0	0	0	25	55	0	1	0,0	57	0	1	83	3854	3	776	1	425		
2053	5	4	4	1	5	5	4	0	2	1	1	0	1	0	0	0	25	52	0	1	0,0	53	0	1	80	3933	3	779	1	425		
2054	5	4	4	1	5	5	4	0	2	1	1	0	1	0	0	0	25	49	0	1	0,0	50	0	1	76	4009	2	781	0	426		
2055	5	4	4	1	5	5	4	0	2	1	1	0	1	0	0	0	25	46	0	1	0,0	47	0	1	73	4083	2	784	0	426		
2056	5	4	4	1	5	5	4	0	2	1	1	0	1	0	0	0	25	43	0	1	0,0	44	0	1	70	4153	2	785	0	427		
2057	5	4	4	1	5	5	4	0	2	1	1	0	1	0	0	0	24	40	0	1	0,0	42	0	1	67	4220	2	787	0	427		
2058	5	4	4	1	5	5	4	0	2	1	1	0	0	0	0	0	23	38	0	1	0,0	39	0	1	64	4284	1	788	0	427		
2059	5	4	4	1	5	5	4	0	2	1	1	0	1	0	0	0	24	36	0	1	0,0	37	0	1	62	4346	1	790	0	427		
2060	5	4	4	1	5	5	4	0	2	1	1	0	0	0	0	0	23	33	0	1	0,0	35	0	1	59	4405	1	791	0	428		
2061	5	4	4	1	5	5	4	0	2	1	1	0	1	0	0	0	24	31	0	1	0,0	33	0	1	58	4463	1	792	0	428		
2062	5	4	4	0	5	5	4	0	2	1	1	0	0	0	0	0	23	29	0	1	0,0	31	0	1	55	4519	1	793	0	428		
2063	5	4	4	0	5	5	4	0	2	1	1	0	1	0	0	0	24	28	0	1	0,0	29	0	1	55	4573	1	793	0	428		
2064	5	4	4	0	5	5	4	0	2	1	1	0	0	0	0	0	23	26	0	1	0,0	27	0	1	52	4625	1	794	0	428		
2065	5	4	4	0	5	5	4	0	2	1	1	0	1	0	0	0	25	24	0	1	0,0	26	0	1	52	4676	1	795	0	428		
2066	5	4	4																													

Таблица 7.62 - Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб. Граничное месторождение - 1 вариант, башкирский ЭО

Годы	Выручка от реализации	Эксплуатационные расходы	Внереализационные расходы, текущая ликвидация			Коммерческие расходы при экспорте нефти	Прибыль к налогообложению	Налог на прибыль	Чистая прибыль		Капитальные затраты	Амортизационные отчисления	Чистый доход		Чистый дисконтированный доход			
			Ликвидационный фонд	Прочие	Итого				Годовая	Накопл.			Годовой	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
															Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2018	26	15	0	0	0	1	10	2	8	8	0	0	8	8	8	8	8	8
2019	24	14	0	0	0	1	10	2	8	17	0	0	8	17	8	16	7	16
2020	23	14	0	0	0	1	9	2	7	24	0	0	7	24	6	22	5	21
2021	22	12	0	0	0	1	10	2	8	31	0	0	8	32	6	28	5	26
2022	21	13	0	0	0	1	8	2	6	38	0	0	7	38	4	32	4	30
2023	24	13	4	0	4	1	7	1	5	43	0	0	6	44	3	36	3	33
2024	26	16	4	0	4	1	6	1	5	48	2	0	4	48	2	38	2	34
2025	50	25	4	0	4	2	22	4	17	66	0	0	18	65	9	47	7	41
2026	47	24	4	0	4	2	20	4	16	81	0	0	16	81	7	54	5	46
2027	107	71	4	0	4	4	33	7	26	108	125	16	-82	-1	-35	19	-23	23
2028	196	121	4	0	4	7	72	14	58	165	78	25	5	4	2	21	1	24
2029	260	163	4	0	4	10	93	19	75	240	78	35	31	35	11	32	7	31
2030	330	217	4	0	4	12	109	22	87	327	131	51	7	42	2	35	1	32
2031	363	232	4	0	4	14	127	25	102	429	3	51	150	192	44	78	24	56
2032	360	233	4	0	4	13	123	25	99	528	1	51	149	341	39	117	21	77
2033	376	244	0	0	0	14	132	26	106	634	2	51	155	497	37	154	19	97
2034	383	231	0	0	0	14	152	30	122	755	2	51	171	667	37	192	18	115
2035	371	186	0	0	0	14	185	37	148	903	1	37	184	851	36	228	17	132
2036	360	153	0	0	0	13	207	41	166	1069	1	28	193	1044	35	263	16	147
2037	352	140	0	0	0	13	212	42	169	1238	1	19	187	1231	31	293	13	161
2038	344	123	0	0	0	13	222	44	177	1415	1	3	180	1410	27	320	11	172
2039	369	139	0	0	0	14	229	46	183	1599	1	3	185	1595	25	345	10	181
2040	392	138	0	0	0	15	253	51	203	1801	1	1	203	1798	25	370	9	191
2041	382	136	0	0	0	14	246	49	197	1999	1	1	197	1995	22	392	8	199
2042	373	133	0	0	0	14	240	48	192	2191	1	1	192	2187	20	411	7	205
2043	354	129	0	0	0	13	225	45	180	2371	4	2	177	2364	16	428	5	211
2044	336	123	0	0	0	13	213	43	171	2542	1	1	171	2535	14	442	5	215
2045	319	118	0	0	0	12	201	40	161	2702	1	1	161	2696	12	454	4	219
2046	302	112	0	0	0	11	190	38	152	2854	1	2	153	2849	11	465	3	222
2047	286	107	0	0	0	11	179	36	143	2997	1	2	143	2992	9	474	2	225
2048	269	102	0	0	0	10	167	33	133	3131	1	2	134	3126	8	481	2	227
2049	247	96	0	0	0	9	152	30	121	3252	1	2	122	3247	6	488	2	228
2050	233	92	0	0	0	9	141	28	113	3365	1	2	113	3361	5	493	1	229
2051	217	87	0	0	0	8	130	26	104	3469	1	1	105	3465	5	498	1	230
2052	204	83	0	0	0	8	121	24	97	3566	1	1	97	3562	4	501	1	231
2053	192	80	0	0	0	7	113	23	90	3656	1	1	90	3652	3	505	1	232
2054	181	76	0	0	0	7	104	21	84	3739	1	1	84	3736	3	507	1	233
2055	170	73	0	0	0	6	96	19	77	3816	1	1	77	3813	2	510	0	233
2056	159	70	0	0	0	6	89	18	71	3888	1	1	71	3884	2	512	0	233
2057	149	67	0	0	0	6	82	16	66	3953	1	1	66	3950	2	513	0	234
2058	140	64	0	0	0	5	77	15	61	4015	1	1	61	4011	1	515	0	234
2059	132	62	0	0	0	5	69	14	55	4070	1	1	55	4067	1	516	0	234
2060	124	59	0	0	0	5	65	13	52	4122	1	1	52	4118	1	517	0	234
2061	116	58	0	0	0	4	58	12	46	4168	1	1	46	4165	1	517	0	234
2062	109	55	0	0	0	4	54	11	43	4211	1	1	43	4208	1	518	0	234
2063	102	55	0	0	0	4	48	10	38	4250	1	1	38	4246	1	519	0	234
2064	96	52	0	0	0	4	44	9	36	4285	1	1	36	4282	0	519	0	235
2065	90	52	0	0	0	3	39	8	31	4316	1	1	31	4313	0	519	0	235
2066	85	49	0	0	0	3	36	7	29	4345	1	1	29	4342	0	520	0	235
2067	80	49	0	0	0	3	30	6	24	4369	1	1	24	4366	0	520	0	235
2068	75	47	0	0	0	3	28	6	22	4391	1	1	22	4388	0	520	0	235
2069	70	48	0	0	0	3	23	5	18	4409	1	1	18	4406	0	520	0	235
2070	66	46	0	0	0	2	20	4	16	4425	1	1	16	4422	0	520	0	235
2071	62	48	0	0	0	2	14	3	11	4436	1	1	11	4433	0	520	0	235
2072	58	48	0	0	0	2	10	2	8	4445	1	1	8	4441	0	520	0	235
2073	55	50	0	47	47	2	-42	0	-42	4402	1	1	-42	4399	0	520	0	235
Всего	10660	5062	38	47	84	398	5513	1111	4402	4402	469	466	4399	4399	520	520	235	235

Таблица 7.63 - Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 1 вариант, башкирский ЭО

Годы	Вывозная таможен- ная пошлина	НДПИ	Налог на иму- щество	Расходы на социальное страхование ППП	Прочие налоги и отчис- ления	Налог на прибыль	Доход государства		Дисконтированный доход государства			
							Годовой	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
									Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2018	5	11	0	0	0	2	18	18	18	18	18	18
2019	4	11	0	0	0	2	17	35	16	34	15	33
2020	4	10	0	0	0	2	16	51	13	47	12	45
2021	4	9	0	0	0	2	15	66	11	58	10	55
2022	4	9	0	0	0	2	14	80	10	68	8	63
2023	4	10	0	0	0	1	15	96	10	77	8	71
2024	5	11	0	0	0	1	17	113	10	87	7	78
2025	9	21	0	0	0	4	34	147	18	105	13	91
2026	8	20	0	0	0	4	32	179	15	120	11	101
2027	19	44	1	0	0	7	72	251	30	150	20	122
2028	35	81	3	0	0	14	134	385	52	202	33	155
2029	46	107	4	1	0	19	177	562	62	264	38	193
2030	59	136	5	1	0	22	224	786	71	335	42	235
2031	65	150	6	1	0	25	248	1033	72	407	40	275
2032	65	149	5	1	0	25	244	1277	64	471	34	310
2033	67	155	4	1	0	26	254	1531	61	532	31	341
2034	69	148	3	1	0	30	250	1782	55	586	27	368
2035	66	119	2	1	0	37	225	2007	45	631	21	388
2036	64	97	1	1	0	41	205	2212	37	668	17	405
2037	63	95	0	1	0	42	202	2414	33	701	14	419
2038	62	93	0	1	0	44	200	2614	30	731	12	431
2039	66	100	0	1	0	46	213	2827	29	759	11	443
2040	70	106	0	1	0	51	228	3056	28	787	11	453
2041	68	103	0	1	0	49	223	3278	25	812	9	462
2042	67	101	0	1	0	48	217	3495	22	834	8	470
2043	63	96	0	1	0	45	206	3701	19	853	6	476
2044	60	91	0	1	0	43	195	3896	16	870	5	481
2045	57	86	0	1	0	40	185	4081	14	884	4	486
2046	54	81	0	1	0	38	175	4256	12	896	3	489
2047	51	77	0	1	0	36	166	4422	10	906	3	492
2048	48	73	0	1	0	33	156	4577	9	915	2	494
2049	44	67	0	1	0	30	143	4720	7	923	2	496
2050	42	63	0	1	0	28	134	4854	6	929	2	498
2051	39	59	0	1	0	26	125	4979	5	934	1	499
2052	37	55	0	1	0	24	117	5097	5	939	1	500
2053	34	52	0	1	0	23	110	5207	4	943	1	501
2054	32	49	0	1	0	21	103	5311	3	946	1	501
2055	30	46	0	1	0	19	97	5407	3	949	1	502
2056	29	43	0	1	0	18	91	5498	2	952	0	502
2057	27	40	0	1	0	16	85	5583	2	954	0	503
2058	25	38	0	1	0	15	80	5663	2	955	0	503
2059	24	36	0	1	0	14	74	5737	1	957	0	503
2060	22	33	0	1	0	13	70	5807	1	958	0	503
2061	21	31	0	1	0	12	65	5872	1	959	0	504
2062	20	29	0	1	0	11	61	5934	1	960	0	504
2063	18	28	0	1	0	10	57	5991	1	961	0	504
2064	17	26	0	1	0	9	53	6044	1	962	0	504
2065	16	24	0	1	0	8	50	6094	1	962	0	504
2066	15	23	0	1	0	7	47	6141	0	963	0	504
2067	14	22	0	1	0	6	43	6184	0	963	0	504
2068	13	20	0	1	0	6	41	6224	0	963	0	504
2069	13	19	0	1	0	5	37	6262	0	964	0	504
2070	12	18	0	1	0	4	35	6297	0	964	0	504
2071	11	17	0	1	0	3	32	6329	0	964	0	504
2072	10	16	0	1	0	2	30	6358	0	964	0	504
2073	10	15	0	1	0	0	26	6384	0	964	0	504
Всего	1909	3267	38	59	0	1111	6384	6384	964	964	504	504

Таблица 7.64 - Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 2
вариант (рекомендуемый), башкирский ЭО

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Товарный объем нефти, тыс. т		Поставка газа на внутр. рынке, тыс.м3	Выручка от реализации нефти, млн руб		Выручка от реал. газа на внутреннем рынке	ВСЕГО выручка от реализации
		внутренний рынок	внешний рынок		внутренний рынок	внешний рынок		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2018	1,65	0,83	0,83	0	13	13	0	26
2019	2,12	1,06	1,06	0	17	17	0	33
2020	2,58	1,29	1,29	0	20	20	0	41
2021	4,55	2,28	2,28	0	36	36	0	72
2022	6,50	3,25	3,25	0	51	51	0	103
2023	8,39	4,19	4,19	0	66	66	0	133
2024	10,73	5,37	5,37	0	85	85	0	170
2025	14,05	7,02	7,02	0	111	111	0	222
2026	16,26	8,13	8,13	0	129	129	0	257
2027	17,85	8,92	8,92	0	141	141	0	282
2028	20,85	10,43	10,43	0	165	165	0	330
2029	22,75	11,38	11,38	0	180	180	0	360
2030	23,59	11,80	11,80	0	187	187	0	373
2031	23,91	11,96	11,96	0	189	189	0	378
2032	24,19	12,10	12,10	0	191	191	0	383
2033	23,44	11,72	11,72	0	185	185	0	371
2034	24,76	12,38	12,38	0	196	196	0	392
2035	26,03	13,02	13,02	0	206	206	0	412
2036	27,20	13,60	13,60	0	215	215	0	430
2037	26,36	13,18	13,18	0	208	208	0	417
2038	25,54	12,77	12,77	0	202	202	0	404
2039	24,75	12,38	12,38	0	196	196	0	391
2040	23,98	11,99	11,99	0	190	190	0	379
2041	23,24	11,62	11,62	0	184	184	0	368
2042	23,01	11,50	11,50	0	182	182	0	364
2043	22,80	11,40	11,40	0	180	180	0	361
2044	22,07	11,03	11,03	0	175	175	0	349
2045	21,36	10,68	10,68	0	169	169	0	338
2046	20,68	10,34	10,34	0	164	164	0	327
2047	20,02	10,01	10,01	0	158	158	0	317
2048	19,36	9,68	9,68	0	153	153	0	306
2049	18,72	9,36	9,36	0	148	148	0	296
2050	18,10	9,05	9,05	0	143	143	0	286
2051	17,50	8,75	8,75	0	138	138	0	277
2052	16,92	8,46	8,46	0	134	134	0	268
2053	16,37	8,18	8,18	0	129	129	0	259
2054	15,83	7,91	7,91	0	125	125	0	250
2055	15,30	7,65	7,65	0	121	121	0	242
2056	14,80	7,40	7,40	0	117	117	0	234
2057	14,31	7,16	7,16	0	113	113	0	226
2058	13,84	6,92	6,92	0	109	109	0	219
2059	13,38	6,69	6,69	0	106	106	0	212
2060	12,93	6,46	6,46	0	102	102	0	204
2061	12,49	6,24	6,24	0	99	99	0	197
2062	12,06	6,03	6,03	0	95	95	0	191
2063	11,65	5,83	5,83	0	92	92	0	184
2064	11,26	5,63	5,63	0	89	89	0	178
2065	10,87	5,44	5,44	0	86	86	0	172
2066	10,50	5,25	5,25	0	83	83	0	166
2067	10,14	5,07	5,07	0	80	80	0	160
2068	9,78	4,89	4,89	0	77	77	0	155
2069	9,44	4,72	4,72	0	75	75	0	149
2070	9,11	4,55	4,55	0	72	72	0	144
2071	8,79	4,40	4,40	0	70	70	0	139
2072	8,48	4,24	4,24	0	67	67	0	134
2073	8,19	4,09	4,09	0	65	65	0	129
2074	7,90	3,95	3,95	0	62	62	0	125
2075	7,62	3,81	3,81	0	60	60	0	121
2076	7,36	3,68	3,68	0	58	58	0	116
2077	7,10	3,55	3,55	0	56	56	0	112
2078	6,85	3,42	3,42	0	54	54	0	108
2079	6,61	3,31	3,31	0	52	52	0	105
2080	6,38	3,19	3,19	0	50	50	0	101
2081	6,16	3,08	3,08	0	49	49	0	97
2082	5,94	2,97	2,97	0	47	47	0	94
2083	5,73	2,87	2,87	0	45	45	0	91
2084	5,53	2,77	2,77	0	44	44	0	87
2085	5,34	2,67	2,67	0	42	42	0	84
2086	5,15	2,58	2,58	0	41	41	0	81
Всего	979,00	489,50	489,50	0	7741	7741	0	15483

Таблица 7.65 - НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), башкирский ЭО

Годы	Добыч и нефти,	Базова я ставка,	Расчет показателя, характеризующего особенности добычи, Дм								Расчет Кз		Расчет Кв (Кдв)				Расчет Кц				Ставка НДПИ руб/т	ИТОГО НДПИ млн руб
			Кдпи руб/т	Кц руб/т	Кв (Кдв) д.е.	Кз д.е.	Кд д.е.	Ккан д.е.	Кк руб/т	Дм руб/т	Vз млн т	Кз д.е.	N тыс. т	V тыс. т	отбор %	Кв д.е.	Цена \$/барр	Курс руб/\$	Кц руб/т			
																				4		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
2018	1,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	357	1537	2,0	1,00	80	483	16,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6891	11	
2019	2,1	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	82	483	16,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	15	
2020	2,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	84	483	17,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	18	
2021	4,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	86	483	17,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	30	
2022	6,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	91	483	18,8	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	42	
2023	8,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	97	483	20,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	55	
2024	10,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	106	483	21,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	70	
2025	14,0	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	117	483	24,1	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	92	
2026	16,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	131	483	27,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	106	
2027	17,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	147	483	30,4	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	117	
2028	20,9	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	165	483	34,1	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	136	
2029	22,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	186	483	38,4	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	149	
2030	23,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	208	483	43,1	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	154	
2031	23,9	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	232	483	48,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	156	
2032	24,2	919	559	9,17	0,68	1,00	1,00	1,00	0	2921	2,0	1,00	256	483	53,0	0,68	56,37	57,86	9,17	5508	133	
2033	23,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	280	483	58,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	100	
2034	24,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	303	483	62,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	106	
2035	26,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	328	483	67,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	111	
2036	27,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	354	483	73,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	116	
2037	26,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	381	483	79,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	113	
2038	25,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	408	483	84,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	109	
2039	24,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	433	483	89,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	106	
2040	24,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	458	483	94,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	102	
2041	23,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	482	483	99,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	99	
2042	23,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	505	483	104,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	98	
2043	22,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	528	483	109,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	97	
2044	22,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	551	483	114,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	94	
2045	21,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	573	483	118,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	91	
2046	20,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	595	483	123,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	88	
2047	20,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	615	483	127,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	86	
2048	19,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	635	483	131,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	83	
2049	18,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	655	483	135,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	80	
2050	18,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	673	483	139,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	77	
2051	17,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	691	483	143,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	75	
2052	16,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	709	483	146,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	72	
2053	16,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	726	483	150,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	70	
2054	15,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	742	483	153,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	68	
2055	15,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	758	483	156,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	65	
2056	14,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	773	483	160,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	63	
2057	14,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	788	483	163,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	61	
2058	13,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	802	483	166,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	59	
2059	13,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	816	483	169,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	57	
2060	12,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	830	483	171,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	55	
2061	12,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	843	483	174,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	53	
2062	12,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	855	483	177,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	52	
2063	11,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	867	483	179,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	50	
2064	11,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	879	483	181,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	48	
2065	10,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	890	483	184,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	46	
2066	10,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	901	483	186,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	45	
2067	10,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0</											

Таблица 7.66 - Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), башкирский ЭО

Годы	ГРР	Бурение скважин									Затраты при бурении (БС, БГС, прочие)	ОНВСС для добычи и паче. св. ОРЭ и ОРЭ	Нефтепромысловое строительство и обустройство											Внешняя инфраструктура				Прочие объекты	Поддерж- жание объектов ОС	Основные природ- ные ресур- соров	Затраты пользо- вателя недр	Капитал, вложения, всего		Дисконтпр. капитал, вложения			
		Всего	ННС	ГС	СМД ННС	СМД ГС	в т.ч.						стро- итель- ство	сбор и транспор- тировка	подго- товка нефти	ППЦ	электро-снабжение	автоло- роги	связь и автомат и- зация	балы МТО	природо- охрана и экология	Итого прир. обу- стро- ения	нефте- провод	ДНС	авто- дороги	обустройство скважин и стоелищной инфраструктуры для СБН	Годовые					Накопл.	Годовые	Накопл.	Годовые	Накопл.	
							Уплотненная сетка	МЭС	ЭС (SAGWB)	ЭС (парациска)																											коэф.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	2	2	2		
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3	1	3	1	2			
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	6	3	5	2	5			
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	10	2	8	2	7			
2023	0	22	0	0	22	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	25	35	15	23	12	19			
2024	0	22	0	0	22	0	0	0	0	0	0	3	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	26	61	15	38	11	30			
2025	0	44	0	0	44	0	0	0	0	0	0	7	2	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	55	116	28	66	21	51			
2026	0	44	0	0	44	0	0	0	0	0	0	5	1	0	0	2	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	52	168	24	90	17	68			
2027	0	22	0	0	22	0	0	0	0	0	0	4	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	28	196	12	102	8	76			
2028	0	64	0	0	64	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	70	267	27	129	17	94			
2029	0	22	0	0	22	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	26	292	9	138	5	99			
2030	0	44	0	0	44	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	50	342	16	154	9	108			
2031	0	22	0	0	22	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	26	368	8	162	4	113			
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	371	1	162	0	113			
2033	0	44	0	0	44	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	51	421	12	175	6	119			
2034	0	44	0	0	44	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	50	472	11	186	5	125			
2035	0	32	0	0	32	0	0	0	0	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	37	509	7	193	3	128			
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	511	0	193	0	128			
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	513	0	194	0	128			
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	514	0	194	0	128			
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	516	0	194	0	128			
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	517	0	194	0	128			
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	518	0	194	0	129			
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	4	522	0	195	0	129			
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	524	0	195	0	129			
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	525	0	195	0	129			
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	527	0	195	0	129			
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	528	0	195	0	129			
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	529	0	195	0	129			
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	531	0	195	0	129			
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	532	0	195	0	129			
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	534	0	195	0	129			
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	535	0	196	0	129			
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	537	0	196	0	129			
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	538	0	196	0	129			
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	540	0	196	0	129			
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	541	0	196	0	129			
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	543	0	196	0	129			
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	544	0	196	0	129			
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	546	0	196	0	129			
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	547	0	196	0	129			
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	548	0	196	0	129			
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	550	0	196	0	129			
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	551	0	196	0	129			
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	553	0	196	0	129			
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	554	0	196	0	129			
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	556	0	196	0	129			
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	557	0	196	0	129			
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	559	0	196	0	129			
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	560	0	196	0	129			
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																						

Таблица 7.67 - Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), башкирский ЭО

Годы	Расходы на энергию по извлечению жидкости (при добыче нефти)	Расходы по искусственному воздействию на пласт	Расходы по сбору и транспортировке нефти	Расходы по технологической подготовке нефти	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования				Общезаявительные и общепроизводственные затраты			Перевод, релiquidация	Затраты на МУН	ПРС для ОРЗ и ОРЭ	КРС	ГРР	ИТОГО текущие затраты	Налоги и отчисления				Амортизационные отчисления		Эксплуатацион. затраты, всего		Дисконтированные эксплуатационные затраты				
					содержание и эксплуатация	численность ППП	расходы на оплату труда ППП	расходы на оплату труда СВН	общепроизводственные затраты	затраты на АУП	прочие							НДПИ на нефть	налог на имущество	расходы на социальное страхование ППП	прочие налоги	Итого	ранее введенные ОФ	новые ОФ	Годовые	Накопл.	коэф. 0,10	коэф. 0,15	Годовые	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
2018	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	4	11	0	0	0,0	12	0	0	16	16	16	16	16	16
2019	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	5	15	0	0	0,0	15	0	0	20	36	18	34	17	33
2020	1	1	0	0	1	1	1	0	0	0	0	3	1	0	0	0	9	18	0	0	0,0	18	0	0	27	63	23	56	21	54
2021	1	1	1	0	1	1	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	8	30	0	0	0,0	30	0	1	39	101	29	85	25	79
2022	1	1	1	0	1	1	1	0	0	0	0	0	2	1	0	0	9	42	0	0	0,0	43	0	1	53	155	36	122	30	109
2023	1	1	1	1	2	1	1	0	1	0	0	0	2	0	0	0	10	55	0	0	0,0	56	0	4	69	224	43	165	35	144
2024	2	2	2	1	2	2	2	0	1	0	0	0	3	1	0	0	13	70	1	1	0,0	71	0	7	92	316	52	217	40	184
2025	3	2	2	1	4	3	3	0	2	1	1	5	2	1	0	0	24	92	2	1	0,0	94	0	14	132	448	68	284	50	233
2026	4	2	2	1	4	4	3	0	2	1	1	0	3	1	0	0	21	106	2	1	0,0	110	0	20	151	599	70	355	49	283
2027	4	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	2	1	0	0	23	117	3	1	0,0	120	0	23	167	766	71	426	47	330
2028	5	3	3	1	6	5	4	0	3	1	1	0	3	0	0	0	26	136	3	1	0,0	141	0	32	199	965	77	502	49	379
2029	6	3	3	2	6	6	5	0	3	1	1	0	2	0	0	0	27	149	4	2	0,0	154	0	35	216	1181	76	578	46	426
2030	6	3	4	2	7	7	5	0	3	1	2	0	3	0	0	0	31	154	4	2	0,0	159	0	41	232	1412	74	652	43	469
2031	7	3	4	2	8	7	6	0	4	1	2	0	2	0	0	0	32	156	3	2	0,0	162	0	41	235	1647	68	720	38	507
2032	6	4	4	2	7	6	5	0	3	1	2	3	2	0	0	0	34	133	3	2	0,0	138	0	38	210	1857	55	775	30	537
2033	6	5	4	2	7	7	5	0	3	1	2	2	2	0	0	0	34	100	3	2	0,0	105	0	39	177	2034	42	817	22	559
2034	7	5	4	2	8	8	6	0	4	1	2	0	2	0	0	0	35	106	3	2	0,0	111	0	39	185	2219	40	858	20	578
2035	7	6	4	2	8	7	6	0	4	1	2	3	2	0	0	0	39	111	3	2	0,0	116	0	40	195	2414	39	896	18	596
2036	7	7	5	2	7	6	5	0	3	1	2	3	2	0	0	0	38	116	3	2	0,0	121	0	31	190	2604	34	930	15	612
2037	6	7	5	2	6	6	5	0	3	1	1	0	2	0	0	0	34	113	2	2	0,0	116	0	28	177	2781	29	959	12	624
2038	6	7	5	2	6	6	5	0	3	1	1	0	2	0	0	0	33	109	2	2	0,0	112	0	22	167	2948	25	984	10	634
2039	6	7	5	2	6	6	5	0	3	1	1	0	2	0	0	0	33	106	1	2	0,0	108	0	19	160	3109	22	1006	9	643
2040	6	7	5	2	6	6	5	0	3	1	1	0	2	0	0	0	33	102	1	2	0,0	105	0	18	156	3265	19	1025	7	650
2041	6	7	4	2	6	6	5	0	3	1	1	0	2	0	0	0	33	99	0	2	0,0	101	0	13	147	3411	16	1041	6	656
2042	7	7	5	2	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	34	98	0	2	0,0	100	0	7	141	3553	14	1056	5	661
2043	7	7	5	2	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	34	97	0	2	0,0	99	0	3	136	3689	13	1068	4	665
2044	7	7	5	2	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	34	94	0	2	0,0	96	0	2	132	3822	11	1080	3	669
2045	7	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	34	91	0	2	0,0	93	0	2	129	3951	10	1089	3	672
2046	7	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	34	88	0	2	0,0	90	0	2	126	4076	9	1098	3	674
2047	7	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	34	86	0	2	0,0	87	0	2	123	4199	8	1106	2	676
2048	7	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	34	83	0	2	0,0	85	0	2	120	4319	7	1113	2	678
2049	7	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	34	80	0	2	0,0	82	0	2	117	4436	6	1119	2	680
2050	7	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	77	0	2	0,0	79	0	2	114	4550	5	1124	1	681
2051	7	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	75	0	2	0,0	77	0	2	112	4662	5	1129	1	682
2052	7	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	72	0	2	0,0	74	0	1	109	4771	4	1133	1	683
2053	7	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	70	0	2	0,0	72	0	1	106	4877	4	1137	1	684
2054	7	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	68	0	2	0,0	69	0	1	104	4981	3	1140	1	684
2055	6	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	65	0	2	0,0	67	0	1	102	5083	3	1143	1	685
2056	6	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	63	0	2	0,0	65	0	1	99	5182	3	1146	0	685
2057	6	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	61	0	2	0,0	63	0	1	97	5280	2	1148	0	686
2058	6	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	59	0	2	0,0	61	0	1	95	5375	2	1151	0	686
2059	6	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	57	0	2	0,0	59	0	1	93	5468	2	1152	0	687
2060	6	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	55	0	2	0,0	57	0	1	91	5559	2	1154	0	687
2061	6	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	53	0	2	0,0	55	0	1	89	5648	1	1156	0	687
2062	6	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	52	0	2	0,0	53	0	1	88	5736	1	1157	0	687
2063	6	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	50	0	2	0,0	52	0	1	86	5822	1	1158	0	687
2064	6	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	48	0	2	0,0	50	0	1	84	5906	1	1159	0	688
2065	6	7	4																											

Таблица 7.68 - Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб.

Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), башкирский ЭО

Годы	Выручка от реализации	Эксплуатационные расходы	Внебюджетные расходы, текущая ликвидация			Коммерческие расходы при экспорте нефти	Прибыль к налогообложению	Налог на прибыль	Чистая прибыль		Капитальные затраты	Амортизационные отчисления	Чистый доход		Чистый дисконтированный доход			
			Ликвидационный фонд	Прочие	Итого				Годовая	Накопл.			Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2018	26	16	0	0	0	1	11	2	8	8	0	0	9	9	9	9	9	9
2019	33	20	0	0	0	1	13	3	11	19	2	0	9	18	9	17	8	17
2020	41	27	0	0	0	2	14	3	11	30	1	0	10	28	8	26	8	24
2021	72	39	0	0	0	3	33	7	27	57	3	1	24	52	18	44	16	40
2022	103	53	0	0	0	4	50	10	40	96	3	1	37	90	25	69	21	62
2023	133	69	5	0	5	5	58	12	47	143	25	4	26	116	16	85	13	75
2024	170	92	5	0	5	6	73	15	58	201	26	7	39	155	22	108	17	92
2025	222	132	5	0	5	8	86	17	69	270	55	14	28	183	14	122	10	102
2026	257	151	5	0	5	10	102	20	81	351	52	20	49	232	23	145	16	118
2027	282	167	5	0	5	11	110	22	88	440	28	24	84	316	35	180	24	142
2028	330	199	5	0	5	12	126	25	101	541	70	32	63	378	24	204	15	157
2029	360	216	5	0	5	13	139	28	111	652	26	35	121	499	42	247	26	183
2030	373	232	5	0	5	14	137	27	109	761	50	41	100	599	32	279	19	202
2031	378	235	5	0	5	14	139	28	111	872	26	41	126	726	37	315	21	223
2032	383	210	5	0	5	14	168	34	134	1007	3	38	170	896	45	360	24	247
2033	371	177	0	0	0	14	194	39	155	1162	51	39	143	1039	34	394	18	264
2034	392	185	0	0	0	15	207	41	165	1327	50	39	154	1193	34	428	16	281
2035	412	195	0	0	0	15	217	43	173	1501	37	40	176	1368	35	463	16	297
2036	430	190	0	0	0	16	240	48	192	1693	3	31	221	1589	40	502	18	315
2037	417	177	0	0	0	16	239	48	192	1885	1	28	218	1807	36	538	15	330
2038	404	167	0	0	0	15	237	47	189	2074	1	22	210	2017	31	569	13	343
2039	391	160	0	0	0	15	231	46	185	2259	1	19	202	2219	27	596	11	354
2040	379	156	0	0	0	14	223	45	179	2437	1	18	196	2415	24	620	9	363
2041	368	147	0	0	0	14	221	44	177	2614	1	13	188	2603	21	641	8	370
2042	364	141	0	0	0	14	222	44	178	2792	4	7	181	2784	18	660	6	377
2043	361	136	0	0	0	13	224	45	179	2971	1	3	181	2964	17	676	5	382
2044	349	132	0	0	0	13	217	43	173	3145	1	2	174	3138	15	691	5	387
2045	338	129	0	0	0	13	209	42	167	3312	1	2	167	3306	13	704	4	391
2046	327	126	0	0	0	12	201	40	161	3473	1	2	161	3467	11	715	3	394
2047	317	123	0	0	0	12	194	39	155	3628	1	2	155	3622	10	725	3	397
2048	306	120	0	0	0	11	186	37	149	3777	1	2	149	3771	9	733	2	399
2049	296	117	0	0	0	11	179	36	143	3920	1	2	143	3915	7	741	2	401
2050	286	114	0	0	0	11	172	34	138	4058	1	2	138	4052	7	747	2	402
2051	277	112	0	0	0	10	165	33	132	4190	1	2	132	4185	6	753	1	404
2052	268	109	0	0	0	10	159	32	127	4317	1	1	127	4312	5	758	1	405
2053	259	106	0	0	0	10	152	30	122	4439	1	1	122	4434	4	762	1	406
2054	250	104	0	0	0	9	146	29	117	4556	1	1	117	4551	4	766	1	406
2055	242	102	0	0	0	9	140	28	112	4668	1	1	112	4663	3	769	1	407
2056	234	99	0	0	0	9	135	27	108	4776	1	1	108	4771	3	772	1	408
2057	226	97	0	0	0	8	129	26	103	4879	1	1	103	4874	3	775	0	408
2058	219	95	0	0	0	8	124	25	99	4978	1	1	99	4973	2	777	0	408
2059	212	93	0	0	0	8	118	24	95	5073	1	1	95	5068	2	779	0	409
2060	204	91	0	0	0	8	113	23	91	5163	1	1	91	5159	2	781	0	409
2061	197	89	0	0	0	7	108	22	87	5250	1	1	87	5245	1	782	0	409
2062	191	88	0	0	0	7	103	21	83	5332	1	1	83	5328	1	783	0	409
2063	184	86	0	0	0	7	99	20	79	5411	1	1	79	5406	1	784	0	409
2064	178	84	0	0	0	7	94	19	75	5486	1	1	75	5482	1	785	0	410
2065	172	82	0	0	0	6	90	18	72	5558	1	1	72	5553	1	786	0	410
2066	166	81	0	0	0	6	85	17	68	5626	1	1	68	5621	1	787	0	410
2067	160	79	0	0	0	6	81	16	65	5691	1	1	65	5686	1	787	0	410
2068	155	78	0	0	0	6	77	15	61	5752	1	1	61	5748	1	788	0	410
2069	149	77	0	0	0	6	73	15	58	5811	1	1	58	5806	0	788	0	410
2070	144	75	0	0	0	5	69	14	55	5866	1	1	55	5861	0	789	0	410
2071	139	74	0	0	0	5	65	13	52	5918	1	1	52	5913	0	789	0	410
2072	134	73	0	0	0	5	61	12	49	5967	1	1	49	5962	0	789	0	410
2073	129	71	0	0	0	5	59	12	47	6014	1	1	47	6009	0	790	0	410
2074	125	70	0	0	0	5	55	11	44	6058	1	1	44	6053	0	790	0	410
2075	121	69	0	0	0	5	52	10	41	6099	1	1	41	6095	0	790	0	410
2076	116	68	0	0	0	4	48	10	39	6138	1	1	39	6133	0	790	0	410
2077	112	67	0	0	0	4	45	9	36	6174	1	1	36	6169	0	790	0	410
2078	108	66	0	0	0	4	43	9	34	6208	1	1	34	6204	0	790	0	410
2079	105	65	0	0	0	4	39	8	32	6240	1	1	32	6235	0	791	0	410
2080	101	65	0	0	0	4	36	7	29	6269	1	1	29	6264	0	791	0	410
2081	97	65	0	0	0	4	32	6	26	6295	1	1	26	6290	0	791	0	410
2082	94	65	0	0	0	4	29	6	23	6318	1	1	23	6313	0	791	0	410
2083	91	66	0	0	0	3	25	5	20	6337	1	1	20	6333	0	791	0	410
2084	87	67	0	0	0	3	20	4	16	6353	1	1	16	6349	0	791	0	410
2085	84	70	0	0	0	3	14	3	12	6365	1	1	12	6360	0	791	0	410
2086	81	74	0	71	71	3	-64	0	-64	6301	1	1	-64	6296	0	791	0	410
Всего	15483	7473	47	71	118	579	7892	1591	6301	6301	587	582	6296	6296	791	791	410	410

Таблица 7.69 - Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), башкирский ЭО

Годы	Вывозная таможен- ная пошлина	НДПИ	Налог на иму- щество	Расходы на социальное страхование ППП	Прочие налоги и отчис- ления	Налог на прибыль	Доход государства		Дисконтированный доход государства			
							Годовой	Накопл.	коэф.	0,10	коэф.	0,15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2018	5	11	0	0	0	2	18	18	18	18	18	18
2019	6	15	0	0	0	3	24	42	21	40	21	39
2020	7	18	0	0	0	3	28	70	23	63	21	60
2021	13	30	0	0	0	7	50	120	37	101	33	93
2022	18	42	0	0	0	10	71	191	49	149	41	134
2023	24	55	0	0	0	12	91	282	57	206	45	179
2024	30	70	1	1	0	15	116	399	66	271	50	229
2025	40	92	2	1	0	17	151	550	78	349	57	286
2026	46	106	2	1	0	20	176	726	82	431	58	344
2027	51	117	3	1	0	22	193	919	82	513	55	398
2028	59	136	3	1	0	25	225	1144	87	600	56	454
2029	64	149	4	2	0	28	246	1390	86	686	53	507
2030	67	154	4	2	0	27	254	1644	81	767	47	554
2031	68	156	3	2	0	28	257	1901	74	841	42	596
2032	69	133	3	2	0	34	240	2141	63	904	34	630
2033	66	100	3	2	0	39	210	2350	50	955	26	656
2034	70	106	3	2	0	41	222	2573	48	1003	24	680
2035	74	111	3	2	0	43	233	2806	46	1049	22	701
2036	77	116	3	2	0	48	246	3051	44	1093	20	721
2037	75	113	2	2	0	48	239	3290	39	1132	17	738
2038	72	109	2	2	0	47	232	3522	34	1167	14	752
2039	70	106	1	2	0	46	225	3747	30	1197	12	764
2040	68	102	1	2	0	45	217	3964	27	1224	10	774
2041	66	99	0	2	0	44	211	4175	24	1247	8	783
2042	65	98	0	2	0	44	210	4385	21	1269	7	790
2043	65	97	0	2	0	45	209	4594	19	1288	6	796
2044	63	94	0	2	0	43	202	4796	17	1305	5	802
2045	61	91	0	2	0	42	195	4991	15	1320	4	806
2046	59	88	0	2	0	40	189	5180	13	1333	4	810
2047	57	86	0	2	0	39	183	5363	12	1345	3	813
2048	55	83	0	2	0	37	177	5540	10	1355	3	816
2049	53	80	0	2	0	36	171	5710	9	1364	2	818
2050	51	77	0	2	0	34	165	5875	8	1371	2	820
2051	50	75	0	2	0	33	159	6034	7	1378	2	821
2052	48	72	0	2	0	32	154	6188	6	1384	1	823
2053	46	70	0	2	0	30	149	6337	5	1389	1	824
2054	45	68	0	2	0	29	144	6480	5	1394	1	825
2055	43	65	0	2	0	28	139	6619	4	1398	1	826
2056	42	63	0	2	0	27	134	6753	4	1402	1	826
2057	41	61	0	2	0	26	129	6882	3	1405	1	827
2058	39	59	0	2	0	25	125	7007	3	1408	0	827
2059	38	57	0	2	0	24	121	7127	2	1410	0	828
2060	37	55	0	2	0	23	116	7244	2	1412	0	828
2061	35	53	0	2	0	22	112	7356	2	1414	0	828
2062	34	52	0	2	0	21	108	7464	2	1416	0	828
2063	33	50	0	2	0	20	104	7568	1	1417	0	829
2064	32	48	0	2	0	19	101	7669	1	1418	0	829
2065	31	46	0	2	0	18	97	7766	1	1420	0	829
2066	30	45	0	2	0	17	93	7859	1	1420	0	829
2067	29	43	0	2	0	16	90	7950	1	1421	0	829
2068	28	42	0	2	0	15	87	8036	1	1422	0	829
2069	27	40	0	2	0	15	83	8120	1	1423	0	829
2070	26	39	0	2	0	14	80	8200	1	1423	0	829
2071	25	38	0	2	0	13	77	8277	0	1424	0	829
2072	24	36	0	2	0	12	74	8352	0	1424	0	829
2073	23	35	0	2	0	12	72	8423	0	1425	0	829
2074	22	34	0	2	0	11	69	8492	0	1425	0	829
2075	22	33	0	2	0	10	66	8559	0	1425	0	830
2076	21	31	0	2	0	10	64	8622	0	1425	0	830
2077	20	30	0	2	0	9	61	8684	0	1426	0	830
2078	19	29	0	2	0	9	59	8743	0	1426	0	830
2079	19	28	0	2	0	8	57	8799	0	1426	0	830
2080	18	27	0	2	0	7	54	8854	0	1426	0	830
2081	17	26	0	2	0	6	52	8906	0	1426	0	830
2082	17	25	0	2	0	6	50	8956	0	1426	0	830
2083	16	24	0	2	0	5	47	9003	0	1427	0	830
2084	16	24	0	2	0	4	45	9048	0	1427	0	830
2085	15	23	0	2	0	3	43	9091	0	1427	0	830
2086	15	22	0	2	0	0	38	9129	0	1427	0	830
Всего	2773	4612	49	104	0	1591	9129	9129	1427	1427	830	830

Таблица 7.70 - Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 3
вариант, башкирский ЭО

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Товарный объем нефти, тыс. т		Поставка газа на внутр. рынке, тыс.м3	Выручка от реализации нефти, млн руб		Выручка от реал. газа на внутреннем рынке	ВСЕГО выручка от реализации
		внутренний рынок	внешний рынок		внутренний рынок	внешний рынок		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2018	1,65	0,83	0,83	0	13	13	0	26
2019	2,12	1,06	1,06	0	17	17	0	33
2020	2,58	1,29	1,29	0	20	20	0	41
2021	4,72	2,36	2,36	0	37	37	0	75
2022	6,66	3,33	3,33	0	53	53	0	105
2023	8,54	4,27	4,27	0	68	68	0	135
2024	10,88	5,44	5,44	0	86	86	0	172
2025	14,19	7,10	7,10	0	112	112	0	224
2026	16,40	8,20	8,20	0	130	130	0	259
2027	17,98	8,99	8,99	0	142	142	0	284
2028	20,98	10,49	10,49	0	166	166	0	332
2029	22,88	11,44	11,44	0	181	181	0	362
2030	23,72	11,86	11,86	0	188	188	0	375
2031	24,04	12,02	12,02	0	190	190	0	380
2032	24,31	12,16	12,16	0	192	192	0	384
2033	23,56	11,78	11,78	0	186	186	0	373
2034	24,87	12,44	12,44	0	197	197	0	393
2035	26,14	13,07	13,07	0	207	207	0	413
2036	27,31	13,65	13,65	0	216	216	0	432
2037	26,46	13,23	13,23	0	209	209	0	418
2038	25,64	12,82	12,82	0	203	203	0	406
2039	24,85	12,42	12,42	0	196	196	0	393
2040	24,08	12,04	12,04	0	190	190	0	381
2041	23,33	11,67	11,67	0	184	184	0	369
2042	23,10	11,55	11,55	0	183	183	0	365
2043	22,88	11,44	11,44	0	181	181	0	362
2044	22,15	11,07	11,07	0	175	175	0	350
2045	21,44	10,72	10,72	0	170	170	0	339
2046	20,75	10,38	10,38	0	164	164	0	328
2047	20,09	10,05	10,05	0	159	159	0	318
2048	19,43	9,71	9,71	0	154	154	0	307
2049	18,79	9,39	9,39	0	149	149	0	297
2050	18,17	9,08	9,08	0	144	144	0	287
2051	17,57	8,78	8,78	0	139	139	0	278
2052	16,99	8,49	8,49	0	134	134	0	269
2053	16,43	8,21	8,21	0	130	130	0	260
2054	15,88	7,94	7,94	0	126	126	0	251
2055	15,36	7,68	7,68	0	121	121	0	243
2056	14,85	7,43	7,43	0	117	117	0	235
2057	14,36	7,18	7,18	0	114	114	0	227
2058	13,89	6,94	6,94	0	110	110	0	220
2059	13,43	6,72	6,72	0	106	106	0	212
2060	12,97	6,49	6,49	0	103	103	0	205
2061	12,53	6,27	6,27	0	99	99	0	198
2062	12,11	6,05	6,05	0	96	96	0	191
2063	11,70	5,85	5,85	0	92	92	0	185
2064	11,30	5,65	5,65	0	89	89	0	179
2065	10,91	5,46	5,46	0	86	86	0	173
2066	10,54	5,27	5,27	0	83	83	0	167
2067	10,17	5,09	5,09	0	80	80	0	161
2068	9,82	4,91	4,91	0	78	78	0	155
2069	9,47	4,74	4,74	0	75	75	0	150
2070	9,14	4,57	4,57	0	72	72	0	145
2071	8,82	4,41	4,41	0	70	70	0	140
2072	8,51	4,26	4,26	0	67	67	0	135
2073	8,22	4,11	4,11	0	65	65	0	130
2074	7,93	3,96	3,96	0	63	63	0	125
2075	7,65	3,83	3,83	0	60	60	0	121
2076	7,38	3,69	3,69	0	58	58	0	117
2077	7,12	3,56	3,56	0	56	56	0	113
2078	6,87	3,44	3,44	0	54	54	0	109
2079	6,63	3,32	3,32	0	52	52	0	105
2080	6,40	3,20	3,20	0	51	51	0	101
2081	6,18	3,09	3,09	0	49	49	0	98
2082	5,96	2,98	2,98	0	47	47	0	94
2083	5,75	2,88	2,88	0	45	45	0	91
2084	5,55	2,78	2,78	0	44	44	0	88
2085	5,36	2,68	2,68	0	42	42	0	85
2086	5,17	2,58	2,58	0	41	41	0	82
Всего	983,63	491,82	491,82	0	7778	7778	0	15556

Таблица 7.71 - НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 3 вариант, башкирский ЭО

Годы	Добыча нефти,	Базовая ставка,	Расчет показателя, характеризующего особенности добычи, Дм								Расчет Кз		Расчет Кв (Кдв)			Расчет Кц			Ставка НДПИ	ИТОГО НДПИ	
			Кндпи руб/т	Кц руб/т	Кв (Кдв) д.е.	Кз д.е.	Кд д.е.	Ккан д.е.	Кк руб/т	ДМ руб/т	Вз млн т	Кз д.е.	Н тыс. т	У тыс. т	отбор %	Кв д.е.	Цена \$/барр	Курс руб/\$			Кц руб/т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2018	1,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	357	1537	2,0	1,00	80	483	16,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6891	11
2019	2,1	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	82	483	16,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	15
2020	2,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	84	483	17,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	18
2021	4,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	86	483	17,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	31
2022	6,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	91	483	18,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	44
2023	8,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	98	483	20,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	56
2024	10,9	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	106	483	22,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	71
2025	14,2	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	117	483	24,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	93
2026	16,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	131	483	27,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	107
2027	18,0	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	148	483	30,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	118
2028	21,0	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	166	483	34,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	137
2029	22,9	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	187	483	38,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	150
2030	23,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	210	483	43,4	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	155
2031	24,0	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	233	483	48,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	157
2032	24,3	919	559	9,17	0,64	1,00	1,00	1,00	0	3057	2,0	1,00	257	483	53,3	0,64	56,37	57,86	9,17	5371	131
2033	23,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	282	483	58,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	101
2034	24,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	305	483	63,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	106
2035	26,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	330	483	68,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	112
2036	27,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	356	483	73,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	117
2037	26,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	384	483	79,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	113
2038	25,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	410	483	84,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	110
2039	24,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	436	483	90,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	106
2040	24,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	460	483	95,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	103
2041	23,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	485	483	100,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	100
2042	23,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	508	483	105,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	99
2043	22,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	531	483	109,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	98
2044	22,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	554	483	114,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	95
2045	21,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	576	483	119,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	92
2046	20,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	597	483	123,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	89
2047	20,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	618	483	128,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	86
2048	19,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	638	483	132,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	83
2049	18,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	658	483	136,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	80
2050	18,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	677	483	140,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	78
2051	17,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	695	483	143,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	75
2052	17,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	712	483	147,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	73
2053	16,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	729	483	151,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	70
2054	15,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	746	483	154,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	68
2055	15,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	762	483	157,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	66
2056	14,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	777	483	160,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	63
2057	14,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	792	483	163,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	61
2058	13,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	806	483	166,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	59
2059	13,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	820	483	169,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	57
2060	13,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	833	483	172,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	55
2061	12,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	846	483	175,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	54
2062	12,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	859	483	177,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	52
2063	11,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	871	483	180,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	50
2064	11,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	883	483	182,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	48
2065	10,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	894	483	185,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	47
2066	10,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	905	483	187,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	45
2067	10,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	916	483	189,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	43
2068	9,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	926	483	191,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	42
2069	9,5	919	559	9,17																	

Таблица 7.72 - Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 3 вариант, башкирский ЭО

Годы	ГРР	Бурение скважин										Затраты при бурении (БС, БГС, прочие)	ОНВСС для добычи и нагн. скв. ОРЗ и ОРЗ	Нефтепромысловое строительство и обустройство										Внешняя инфраструктура				Прочие объекты	Поддерживающие объекты ОС	Освоение природных ресурсов	Затраты пользователя недр	Капитал, вложения, всего		Дисконтпр. капитал, вложения			
		в т.ч.												строительство	сбор и транспортировка	подготовка нефти	ПНД	электро-снабжение	автотранспорт	связь и автоматизация	базы МТО	природоохрана и экология	Итого пром. обустройство	нефтепровод	ДНС	автодороги	обустройство скважин и строительство инфраструктуры для СЭН					Головные	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
		Всего	ННС	ГС	СМД ННС	СМД ГС	Уплотнительная сетка	МЗС	ЭС (SAGD)	ЭС (паралимпика)	Годовые																							Накопл.	Годовые	Накопл.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2		
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29	31	24	26	22	24		
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	34	3	28	2	26		
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	38	2	31	2	28		
2023	0	22	0	0	22	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	25	63	15	46	12	40		
2024	0	22	0	0	22	0	0	0	0	0	0	3	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	26	89	15	61	11	52		
2025	0	44	0	0	44	0	0	0	0	0	0	7	2	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	1	0	55	144	28	89	21	72		
2026	0	44	0	0	44	0	0	0	0	0	0	5	1	0	0	2	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	1	0	52	196	24	113	17	89		
2027	0	22	0	0	22	0	0	0	0	0	0	4	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	1	0	28	224	12	125	8	97		
2028	0	64	0	0	0	64	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	1	0	70	295	27	153	17	115		
2029	0	22	0	0	22	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	1	0	26	320	9	162	5	120		
2030	0	44	0	0	44	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	2	0	50	370	16	177	9	130		
2031	0	22	0	0	22	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	2	0	26	396	8	185	4	134		
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3	399	1	186	0	134		
2033	0	44	0	0	44	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	2	0	51	449	12	198	6	140		
2034	0	44	0	0	44	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	3	500	11	209	5	0	2	0	50	500	11	209	5	146			
2035	0	32	0	0	0	32	0	0	0	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	2	0	37	537	7	216	3	149			
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3	539	0	217	0	149			
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	541	0	217	0	149			
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	542	0	217	0	150			
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	544	0	217	0	150			
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	545	0	217	0	150			
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	546	0	217	0	150			
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	0	4	550	0	218	0	150			
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	552	0	218	0	150			
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	553	0	218	0	150			
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	555	0	218	0	150			
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	556	0	218	0	150			
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	557	0	218	0	150			
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	559	0	218	0	150			
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	560	0	219	0	150			
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	562	0	219	0	150			
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	563	0	219	0	150			
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	565	0	219	0	150			
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	566	0	219	0	150			
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	568	0	219	0	150			
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	569	0	219	0	150			
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	571	0	219	0	150			
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	572	0	219	0	150			
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	574	0	219	0	150			
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	575	0	219	0	150			
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	576	0	219	0	150			
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	578	0	219	0	150			
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	579	0	219	0	150			
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	581	0	219	0	150			
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	582	0	219	0	150			
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	584	0	219	0	150			
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	585	0	219	0	150			
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	587	0	219	0	150			
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	588	0	219	0	150			
2069	0	0	0	0	0	0																															

Таблица 7.73 - Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 3 вариант, башкирский ЭО

Годы	Расходы на энергию по извлечению жидкости (при добыче нефти)	Расходы по искусственному воздействию на пласт	Расходы по сбору и транспортировке нефти	Расходы по технологической подготовке нефти	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования				Общехозяйственные и общепроизводственные затраты			Перевод, возврат, реликвидация	Затраты на МУН	ПРС для ОРЗ и ОРЭ	КРС	ГРР	ИТОГО текущие затраты	Налоги и отчисления					Амортизационные отчисления		Эксплуатацион. затраты, всего		Дисконтированные эксплуатационные затраты			
					содержание и эксплуатация	численность ППП	расходы на оплату труда ППП	расходы на оплату труда СВН	общепроизводственные затраты	затраты на АУП	прочие							НДПИ на нефть	налог на имущество	расходы на социальное страхование ППП	прочие налоги	Итого	ранее введенные ОФ	новые ОФ	Годовые	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
																											Годовые	Накопл.	Годовые	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
2018	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	4	11	0	0	0,0	12	0	0	16	16	16	16	16	16
2019	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	5	15	0	0	0,0	15	0	0	20	36	18	34	17	33
2020	1	1	0	0	1	1	1	0	0	0	0	3	1	0	0	0	9	18	0	0	0,0	19	0	4	31	67	26	59	23	56
2021	1	1	1	0	1	1	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	8	31	1	0	0,0	32	0	4	44	110	33	92	29	85
2022	1	1	1	0	1	1	1	0	0	0	0	0	2	1	0	0	9	44	1	0	0,0	44	0	4	58	169	40	132	33	118
2023	1	1	1	1	2	1	1	0	1	0	0	0	2	0	0	0	10	56	1	0	0,0	57	0	7	74	243	46	178	37	155
2024	2	2	2	1	2	2	2	0	1	0	0	0	3	1	0	0	13	71	1	1	0,0	73	0	11	97	340	55	233	42	197
2025	3	2	2	1	4	3	3	0	2	1	1	5	2	1	0	0	24	93	2	1	0,0	95	0	17	136	476	70	303	51	249
2026	4	2	2	1	4	4	3	0	2	1	1	0	3	1	0	0	21	107	2	1	0,0	111	0	24	155	632	72	375	51	299
2027	4	3	3	1	5	4	3	0	2	1	1	0	2	1	0	0	23	118	3	1	0,0	121	0	27	172	803	73	448	49	348
2028	5	3	3	1	6	5	4	0	3	1	1	0	3	0	0	0	26	137	3	1	0,0	142	0	32	200	1003	77	525	49	398
2029	6	3	4	2	6	6	5	0	3	1	1	0	2	0	0	0	27	150	4	2	0,0	155	0	35	217	1220	76	601	47	444
2030	6	3	4	2	7	7	5	0	3	1	2	0	3	0	0	0	31	155	4	2	0,0	160	0	41	232	1453	74	675	43	488
2031	7	3	4	2	8	7	6	0	4	1	2	0	2	0	0	0	32	157	3	2	0,0	162	0	41	235	1688	68	744	38	526
2032	6	4	4	2	7	6	5	0	3	1	2	3	2	0	0	0	34	131	3	2	0,0	135	0	38	207	1896	55	798	29	555
2033	6	5	4	2	7	7	5	0	3	1	2	2	2	0	0	0	34	101	3	2	0,0	105	0	39	177	2073	42	841	22	577
2034	7	5	4	2	8	8	6	0	4	1	2	0	2	0	0	0	35	106	3	2	0,0	111	0	39	185	2258	40	881	20	597
2035	7	6	4	2	8	7	6	0	4	1	2	3	2	0	0	0	39	112	3	2	0,0	117	0	40	195	2454	39	920	18	615
2036	7	7	5	2	7	6	5	0	3	1	2	3	2	0	0	0	38	117	3	2	0,0	121	0	31	190	2644	34	954	15	630
2037	6	7	5	2	6	6	5	0	3	1	1	0	2	0	0	0	34	113	2	2	0,0	117	0	28	178	2822	29	983	13	643
2038	6	7	5	2	6	6	5	0	3	1	1	0	2	0	0	0	33	110	2	2	0,0	113	0	22	168	2990	25	1008	10	653
2039	6	7	5	2	6	6	5	0	3	1	1	0	2	0	0	0	33	106	1	2	0,0	109	0	19	161	3151	22	1030	9	662
2040	6	7	5	2	6	6	5	0	3	1	1	0	2	0	0	0	33	103	1	2	0,0	105	0	18	156	3307	19	1049	7	669
2041	6	7	4	2	6	6	5	0	3	1	1	0	2	0	0	0	33	100	0	2	0,0	102	0	13	147	3454	16	1065	6	675
2042	7	7	5	2	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	34	99	0	2	0,0	101	0	7	142	3596	14	1080	5	680
2043	7	7	5	2	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	34	98	0	2	0,0	100	0	3	137	3733	13	1092	4	684
2044	7	7	5	2	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	34	95	0	2	0,0	96	0	2	133	3866	11	1103	4	688
2045	7	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	34	92	0	2	0,0	93	0	2	129	3995	10	1113	3	690
2046	7	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	34	89	0	2	0,0	91	0	2	126	4121	9	1122	3	693
2047	7	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	34	86	0	2	0,0	88	0	2	123	4244	8	1130	2	695
2048	7	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	34	83	0	2	0,0	85	0	2	120	4364	7	1137	2	697
2049	7	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	34	80	0	2	0,0	82	0	2	117	4482	6	1143	2	698
2050	7	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	78	0	2	0,0	79	0	2	115	4596	5	1148	1	700
2051	7	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	75	0	2	0,0	77	0	2	112	4708	5	1153	1	701
2052	7	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	73	0	2	0,0	74	0	1	109	4817	4	1157	1	702
2053	7	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	70	0	2	0,0	72	0	1	107	4924	4	1161	1	703
2054	7	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	68	0	2	0,0	70	0	1	104	5028	3	1165	1	703
2055	7	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	66	0	2	0,0	67	0	1	102	5130	3	1168	1	704
2056	6	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	63	0	2	0,0	65	0	1	100	5230	3	1170	0	704
2057	6	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	61	0	2	0,0	63	0	1	98	5327	2	1173	0	705
2058	6	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	59	0	2	0,0	61	0	1	95	5423	2	1175	0	705
2059	6	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	57	0	2	0,0	59	0	1	93	5516	2	1177	0	705
2060	6	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	55	0	2	0,0	57	0	1	91	5608	2	1178	0	706
2061	6	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	54	0	2	0,0	55	0	1	90	5697	1	1180	0	706
2062	6	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	52	0	2	0,0	54	0	1	88	5785	1	1181	0	706
2063	6	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	50	0	2	0,0	52	0	1	86	5871	1	1182	0	706
2064	6	7	4	1	7	6	5	0	3	1	2	0	2	0	0	0	33	48	0	2	0,0	50	0							

Таблица 7.74 -Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб.

Граничное месторождение - 3 вариант, башкирский ЭО

Годы	Выручка от реализации	Эксплуатационные расходы	Внебюджетные расходы, текущая ликвидация			Коммерческие расходы при экспорте нефти	Прибыль к налогообложению	Налог на прибыль	Чистая прибыль		Капитальные затраты	Амортизационные отчисления	Чистый доход		Чистый дисконтированный доход			
			Ликвидационный фонд	Прочие	Итого				Годовая	Накопл.			Годовой	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
															Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2018	26	16	0	0	0	1	11	2	8	8	0	0	9	9	9	9	9	9
2019	33	20	0	0	0	1	13	3	11	19	2	0	9	18	9	17	8	17
2020	41	31	0	0	0	2	10	2	8	27	29	4	-17	1	-14	3	-13	4
2021	75	44	0	0	0	3	31	6	25	52	3	4	26	26	19	22	17	20
2022	105	58	0	0	0	4	47	9	38	89	3	5	39	65	27	48	22	43
2023	135	74	5	0	5	5	56	11	45	134	25	8	28	93	17	66	14	56
2024	172	97	5	0	5	6	70	14	56	190	26	11	41	133	23	89	18	74
2025	224	136	5	0	5	8	83	17	66	257	55	17	29	163	15	104	11	85
2026	259	155	5	0	5	10	99	20	79	336	52	24	51	213	24	127	17	102
2027	284	172	5	0	5	11	108	22	86	422	28	27	85	298	36	163	24	126
2028	332	200	5	0	5	12	127	25	102	524	70	32	63	362	24	188	16	141
2029	362	217	5	0	5	14	140	28	112	636	26	35	121	483	43	230	26	167
2030	375	232	5	0	5	14	138	28	110	746	50	41	101	584	32	263	19	186
2031	380	235	5	0	5	14	140	28	112	858	26	41	127	711	37	299	21	207
2032	384	207	5	0	5	14	172	34	138	996	3	38	173	884	46	345	24	232
2033	373	177	0	0	0	14	195	39	156	1152	51	39	144	1029	35	379	18	249
2034	393	185	0	0	0	15	208	42	166	1318	50	39	155	1184	34	413	17	266
2035	413	195	0	0	0	15	218	44	174	1492	37	40	177	1360	35	448	16	282
2036	432	190	0	0	0	16	242	48	193	1686	3	31	222	1582	40	488	18	300
2037	418	178	0	0	0	16	241	48	192	1878	1	28	219	1801	36	524	15	315
2038	406	168	0	0	0	15	238	48	190	2069	1	22	211	2011	31	555	13	328
2039	393	161	0	0	0	15	232	46	186	2254	1	19	203	2214	27	583	11	339
2040	381	156	0	0	0	14	224	45	179	2434	1	18	196	2411	24	607	9	348
2041	369	147	0	0	0	14	222	44	177	2611	1	13	189	2600	21	628	8	356
2042	365	142	0	0	0	14	223	45	179	2790	4	7	182	2782	18	646	6	362
2043	362	137	0	0	0	14	225	45	180	2970	1	3	181	2963	17	663	6	368
2044	350	133	0	0	0	13	217	43	174	3144	1	2	175	3137	15	678	5	372
2045	339	129	0	0	0	13	210	42	168	3312	1	2	168	3306	13	690	4	376
2046	328	126	0	0	0	12	202	40	162	3473	1	2	162	3467	11	702	3	379
2047	318	123	0	0	0	12	195	39	156	3629	1	2	156	3623	10	711	3	382
2048	307	120	0	0	0	11	187	37	150	3779	1	2	150	3773	9	720	2	384
2049	297	117	0	0	0	11	180	36	144	3922	1	2	144	3917	8	728	2	386
2050	287	115	0	0	0	11	173	35	138	4061	1	2	138	4056	7	734	2	388
2051	278	112	0	0	0	10	166	33	133	4193	1	2	133	4188	6	740	1	389
2052	269	109	0	0	0	10	160	32	128	4321	1	1	128	4316	5	745	1	390
2053	260	107	0	0	0	10	153	31	122	4443	1	1	122	4439	4	749	1	391
2054	251	104	0	0	0	9	147	29	118	4561	1	1	118	4556	4	753	1	392
2055	243	102	0	0	0	9	141	28	113	4674	1	1	113	4669	3	756	1	393
2056	235	100	0	0	0	9	135	27	108	4782	1	1	108	4777	3	759	1	393
2057	227	98	0	0	0	8	130	26	104	4886	1	1	104	4881	3	762	0	394
2058	220	95	0	0	0	8	124	25	99	4985	1	1	99	4980	2	764	0	394
2059	212	93	0	0	0	8	119	24	95	5080	1	1	95	5075	2	766	0	394
2060	205	91	0	0	0	8	114	23	91	5171	1	1	91	5166	2	768	0	394
2061	198	90	0	0	0	7	109	22	87	5258	1	1	87	5253	1	769	0	395
2062	191	88	0	0	0	7	104	21	83	5341	1	1	83	5336	1	770	0	395
2063	185	86	0	0	0	7	99	20	79	5420	1	1	79	5416	1	771	0	395
2064	179	84	0	0	0	7	94	19	76	5496	1	1	76	5491	1	772	0	395
2065	173	83	0	0	0	6	90	18	72	5568	1	1	72	5563	1	773	0	395
2066	167	81	0	0	0	6	86	17	68	5636	1	1	68	5631	1	774	0	395
2067	161	80	0	0	0	6	81	16	65	5701	1	1	65	5697	1	774	0	395
2068	155	78	0	0	0	6	77	15	62	5763	1	1	62	5758	1	775	0	395
2069	150	77	0	0	0	6	73	15	58	5822	1	1	58	5817	0	775	0	395
2070	145	75	0	0	0	5	69	14	55	5877	1	1	55	5872	0	776	0	396
2071	140	74	0	0	0	5	65	13	52	5929	1	1	52	5924	0	776	0	396
2072	135	73	0	0	0	5	62	12	49	5978	1	1	49	5974	0	776	0	396
2073	130	71	0	0	0	5	59	12	47	6026	1	1	47	6021	0	777	0	396
2074	125	70	0	0	0	5	56	11	44	6070	1	1	44	6065	0	777	0	396
2075	121	69	0	0	0	5	52	10	42	6112	1	1	42	6107	0	777	0	396
2076	117	68	0	0	0	4	49	10	39	6151	1	1	39	6146	0	777	0	396
2077	113	67	0	0	0	4	45	9	36	6187	1	1	36	6182	0	777	0	396
2078	109	66	0	0	0	4	43	9	34	6222	1	1	34	6217	0	777	0	396
2079	105	65	0	0	0	4	40	8	32	6253	1	1	32	6249	0	778	0	396
2080	101	65	0	0	0	4	36	7	29	6282	1	1	29	6277	0	778	0	396
2081	98	65	0	0	0	4	33	7	26	6308	1	1	26	6304	0	778	0	396
2082	94	65	0	0	0	4	29	6	23	6332	1	1	23	6327	0	778	0	396
2083	91	66	0	0	0	3	25	5	20	6351	1	1	20	6347	0	778	0	396
2084	88	68	0	0	0	3	20	4	16	6368	1	1	16	6363	0	778	0	396
2085	85	70	0	0	0	3	15	3	12	6379	1	1	12	6374	0	778	0	396
2086	82	75	0	71	71	3	-64	0	-64	6315	1	1	-64	6310	0	778	0	396
Всего	15556	7526	49	71	121	581	7910	1595	6315	6315	615	610	6310	6310	778	778	396	396

Таблица 7.75 - Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 3 вариант, башкирский ЭО

Годы	Вывозная таможен- ная пошлина	НДПИ	Налог на иму- щество	Расходы на социальное страхование ППП	Прочие налоги и отчис- ления	Налог на прибыль	Доход государства		Дисконтированный доход государства			
							Годовой	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
									Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2018	5	11	0	0	0	2	18	18	18	18	18	18
2019	6	15	0	0	0	3	24	42	21	40	21	39
2020	7	18	0	0	0	2	28	70	23	63	21	60
2021	13	31	1	0	0	6	51	121	39	101	34	94
2022	19	44	1	0	0	9	73	194	50	151	42	135
2023	24	56	1	0	0	11	92	286	57	208	46	181
2024	31	71	1	1	0	14	118	404	66	275	51	232
2025	40	93	2	1	0	17	152	556	78	353	57	289
2026	46	107	2	1	0	20	177	733	83	435	58	347
2027	51	118	3	1	0	22	194	927	82	517	55	402
2028	59	137	3	1	0	25	227	1153	87	605	56	458
2029	65	150	4	2	0	28	247	1400	87	691	53	511
2030	67	155	4	2	0	28	255	1655	81	773	48	559
2031	68	157	3	2	0	28	258	1914	75	848	42	601
2032	69	131	3	2	0	34	238	2152	63	910	34	635
2033	67	101	3	2	0	39	211	2363	50	961	26	660
2034	70	106	3	2	0	42	223	2586	49	1009	24	684
2035	74	112	3	2	0	44	234	2821	46	1056	22	706
2036	77	117	3	2	0	48	247	3067	44	1100	20	726
2037	75	113	2	2	0	48	240	3307	39	1139	17	743
2038	73	110	2	2	0	48	233	3540	35	1174	14	757
2039	70	106	1	2	0	46	226	3765	30	1204	12	769
2040	68	103	1	2	0	45	218	3984	27	1231	10	779
2041	66	100	0	2	0	44	212	4196	24	1255	9	788
2042	65	99	0	2	0	45	211	4406	21	1276	7	795
2043	65	98	0	2	0	45	209	4616	19	1296	6	801
2044	63	95	0	2	0	43	203	4818	17	1313	5	807
2045	61	92	0	2	0	42	196	5015	15	1328	5	811
2046	59	89	0	2	0	40	190	5204	13	1341	4	815
2047	57	86	0	2	0	39	183	5388	12	1352	3	818
2048	55	83	0	2	0	37	177	5565	10	1362	3	821
2049	53	80	0	2	0	36	171	5736	9	1371	2	823
2050	51	78	0	2	0	35	165	5902	8	1379	2	825
2051	50	75	0	2	0	33	160	6061	7	1386	2	827
2052	48	73	0	2	0	32	154	6216	6	1392	1	828
2053	47	70	0	2	0	31	149	6365	5	1397	1	829
2054	45	68	0	2	0	29	144	6509	5	1402	1	830
2055	44	66	0	2	0	28	139	6648	4	1406	1	831
2056	42	63	0	2	0	27	134	6783	4	1410	1	831
2057	41	61	0	2	0	26	130	6912	3	1413	1	832
2058	39	59	0	2	0	25	125	7038	3	1416	0	832
2059	38	57	0	2	0	24	121	7159	2	1418	0	833
2060	37	55	0	2	0	23	117	7276	2	1420	0	833
2061	35	54	0	2	0	22	113	7388	2	1422	0	833
2062	34	52	0	2	0	21	109	7497	2	1424	0	834
2063	33	50	0	2	0	20	105	7601	1	1425	0	834
2064	32	48	0	2	0	19	101	7702	1	1427	0	834
2065	31	47	0	2	0	18	97	7800	1	1428	0	834
2066	30	45	0	2	0	17	94	7894	1	1429	0	834
2067	29	43	0	2	0	16	90	7984	1	1429	0	834
2068	28	42	0	2	0	15	87	8071	1	1430	0	834
2069	27	40	0	2	0	15	84	8155	1	1431	0	835
2070	26	39	0	2	0	14	81	8235	1	1431	0	835
2071	25	38	0	2	0	13	78	8313	0	1432	0	835
2072	24	36	0	2	0	12	75	8388	0	1432	0	835
2073	23	35	0	2	0	12	72	8460	0	1433	0	835
2074	22	34	0	2	0	11	69	8529	0	1433	0	835
2075	22	33	0	2	0	10	67	8595	0	1433	0	835
2076	21	32	0	2	0	10	64	8659	0	1434	0	835
2077	20	30	0	2	0	9	62	8721	0	1434	0	835
2078	19	29	0	2	0	9	59	8780	0	1434	0	835
2079	19	28	0	2	0	8	57	8837	0	1434	0	835
2080	18	27	0	2	0	7	55	8892	0	1434	0	835
2081	17	26	0	2	0	7	52	8944	0	1434	0	835
2082	17	25	0	2	0	6	50	8994	0	1435	0	835
2083	16	25	0	2	0	5	48	9042	0	1435	0	835
2084	16	24	0	2	0	4	45	9087	0	1435	0	835
2085	15	23	0	2	0	3	43	9130	0	1435	0	835
2086	15	22	0	2	0	0	39	9168	0	1435	0	835
Всего	2786	4632	51	104	0	1595	9168	9168	1435	1435	835	835

Таблица 7.76 - Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 0
вариант, бобриковский ЭО

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Товарный объем нефти, тыс. т		Поставка газа на внутр. рынке, тыс.м3	Выручка от реализации нефти, млн руб		Выручка от реал. газа на внутреннем рынке	ВСЕГО выручка от реализации
		внутренний рынок	внешний рынок		внутренний рынок	внешний рынок		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2018	1,62	0,81	0,81	0	13	13	0	26
2019	1,53	0,77	0,77	0	12	12	0	24
2020	1,46	0,73	0,73	0	12	12	0	23
2021	1,38	0,69	0,69	0	11	11	0	22
2022	1,32	0,66	0,66	0	10	10	0	21
2023	1,25	0,62	0,62	0	10	10	0	20
2024	1,19	0,59	0,59	0	9	9	0	19
2025	1,13	0,56	0,56	0	9	9	0	18
2026	1,07	0,54	0,54	0	8	8	0	17
2027	1,02	0,51	0,51	0	8	8	0	16
2028	0,97	0,48	0,48	0	8	8	0	15
2029	0,92	0,46	0,46	0	7	7	0	15
2030	0,87	0,44	0,44	0	7	7	0	14
2031	0,83	0,41	0,41	0	7	7	0	13
2032	0,79	0,39	0,39	0	6	6	0	12
2033	0,75	0,37	0,37	0	6	6	0	12
2034	0,71	0,36	0,36	0	6	6	0	11
2035	0,68	0,34	0,34	0	5	5	0	11
2036	0,64	0,32	0,32	0	5	5	0	10
2037	0,61	0,30	0,30	0	5	5	0	10
2038	0,58	0,29	0,29	0	5	5	0	9
2039	0,55	0,28	0,28	0	4	4	0	9
2040	0,52	0,26	0,26	0	4	4	0	8
2041	0,50	0,25	0,25	0	4	4	0	8
2042	0,47	0,24	0,24	0	4	4	0	7
2043	0,45	0,22	0,22	0	4	4	0	7
2044	0,43	0,21	0,21	0	3	3	0	7
2045	0,40	0,20	0,20	0	3	3	0	6
2046	0,38	0,19	0,19	0	3	3	0	6
2047	0,36	0,18	0,18	0	3	3	0	6
2048	0,35	0,17	0,17	0	3	3	0	5
2049	0,33	0,16	0,16	0	3	3	0	5
2050	0,31	0,16	0,16	0	2	2	0	5
2051	0,30	0,15	0,15	0	2	2	0	5
2052	0,28	0,14	0,14	0	2	2	0	4
2053	0,27	0,13	0,13	0	2	2	0	4
2054	0,25	0,13	0,13	0	2	2	0	4
2055	0,24	0,12	0,12	0	2	2	0	4
2056	0,23	0,11	0,11	0	2	2	0	4
2057	0,22	0,11	0,11	0	2	2	0	3
2058	0,21	0,10	0,10	0	2	2	0	3
2059	0,20	0,10	0,10	0	2	2	0	3
2060	0,19	0,09	0,09	0	1	1	0	3
2061	0,18	0,09	0,09	0	1	1	0	3
2062	0,17	0,08	0,08	0	1	1	0	3
2063	0,16	0,08	0,08	0	1	1	0	3
2064	0,15	0,08	0,08	0	1	1	0	2
2065	0,14	0,07	0,07	0	1	1	0	2
2066	0,14	0,07	0,07	0	1	1	0	2
2067	0,13	0,07	0,07	0	1	1	0	2
2068	0,12	0,06	0,06	0	1	1	0	2
2069	0,12	0,06	0,06	0	1	1	0	2
Всего	30,06	15,03	15,03	0	238	238	0	475

Таблица 7.77 - НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 0 вариант, бобриковский ЭО

Годы	Добыча а нефти,	Базовая ставка,	Расчет показателя, характеризующего особенности добычи, Дм								Расчет Кз		Расчет Кв (Кдв)				Расчет Кц			Ставка НДПИ	ИТОГО НДПИ
			Кцдм руб/т	Кц руб/т	Кв (Кдв) д.е.	Кз д.е.	Кд д.е.	Ккан д.е.	Кк руб/т	Дм руб/т	Вз млн т	Кз д.е.	Н тыс. т	В тыс. т	отбор %	Кв д.е.	Цена \$/барр	Курс руб/\$	Кц руб/т		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2018	1,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	357	1537	2,0	1,00	80	483	16,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6891	11
2019	1,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	82	483	16,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	11
2020	1,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	83	483	17,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	10
2021	1,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	85	483	17,5	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	9
2022	1,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	86	483	17,8	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	9
2023	1,2	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	87	483	18,1	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	8
2024	1,2	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	89	483	18,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	8
2025	1,1	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	90	483	18,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	7
2026	1,1	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	91	483	18,8	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	7
2027	1,0	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	92	483	19,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	7
2028	1,0	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	93	483	19,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	6
2029	0,9	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	94	483	19,4	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	6
2030	0,9	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	95	483	19,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	6
2031	0,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	96	483	19,8	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	5
2032	0,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	97	483	20,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	5
2033	0,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	97	483	20,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	5
2034	0,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	98	483	20,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	5
2035	0,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	99	483	20,5	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	4
2036	0,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	99	483	20,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	4
2037	0,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	100	483	20,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	4
2038	0,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	101	483	20,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	4
2039	0,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	101	483	21,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	4
2040	0,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	102	483	21,1	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	3
2041	0,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	102	483	21,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	3
2042	0,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	103	483	21,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	3
2043	0,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	103	483	21,4	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	3
2044	0,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	104	483	21,5	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	3
2045	0,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	104	483	21,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	3
2046	0,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	105	483	21,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	3
2047	0,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	105	483	21,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	2
2048	0,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	105	483	21,8	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	2
2049	0,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	106	483	21,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	2
2050	0,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	106	483	22,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	2
2051	0,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	106	483	22,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	2
2052	0,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	107	483	22,1	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	2
2053	0,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	107	483	22,1	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	2
2054	0,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	107	483	22,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	2
2055	0,2	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	107	483	22,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	2
2056	0,2	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	108	483	22,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	2
2057	0,2	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	108	483	22,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	1
2058	0,2	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	108	483	22,4	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	1
2059	0,2	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	108	483	22,4	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	1
2060	0,2	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	109	483	22,5	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	1
2061	0,2	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	109	483	22,5	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	1
2062	0,2	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	109	483	22,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	1
2063	0,2	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	109	483	22,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	1
2064	0,2	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	109	483	22,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	1
2065	0,1	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	109	483	22,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	1
2066	0,1	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	110	483	22,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	1
2067	0,1	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	110	483	22,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	1
2068	0,1	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	110	483	22,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	1
2069	0,1	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	110	483	22,8	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	1
Всего																					198

Таблица 7.78 - Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, бобриковский ЭО

Годы	ГРР	Бурение скважин										Затраты при бурении (БС, БГС, прочие)	ОНВСС для добыч. и нагн. скв. ОРЭ и ОРЗ	Нефтепромысловое строительство и обустройство										Внешняя инфраструктура				Прочие объекты	Поддержание объектов ОС	Освоение природных ресурсов	Затраты пользователя недр	Капитал. вложения, всего		Дисконтир. капитал. вложения			
		Всего	в т.ч.											строитель-ство	сбор и транспор-тировка	подго-товка нефти	ППД	электро-снабжение	автодо-роги	связь и автомат и-зация	базы МТО	природо-охрана и экология	Итого пром. обу-стройство	нефте-провод	ДНС	авто-дороги	обустройство скважин и стонительство инфраструктуры для СВН					Годовые	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
			ННС	ГС	СМД ННС	СМД ГС	Уплотненная сетка	МЗС	ЭС (SAGD)	ЭС (парацислика)	Годовые																							Накопл.	Годовые	Накопл.	Годовые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1		
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1		
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2	0	1			
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2	0	2			
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	2	0	2			
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	2	0	2			
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	3	0	2			
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	3	0	2			
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	3	0	3			
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	3	0	3			
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	3	0	3			
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	4	0	3			
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	4	0	3			
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	4	0	3			
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	4	0	3			
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	4	0	3			
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	4	0	3			
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0	4	0	3			
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0	4	0	3			
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0	4	0	3			
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	4	0	3			
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	4	0	3			
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0	4	0	3			
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0	4	0	3			
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0	5	0	3			
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0	5	0	3			
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13	0	5	0	3			
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13	0	5	0	3			
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	0	5	0	3			
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	0	5	0	3			
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	0	5	0	3			
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0	5	0	3			
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0	5	0	3			
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	5	0	3			
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	5	0	3			
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	0	5	0	3			
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	0	5	0	3			
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18	0	5	0	3			
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18	0	5	0	3			
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18	0	5	0	3			
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	5	0	3			
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	5	0	3			
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	5	0	3			
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	0	5	0	3			
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																										

Таблица 7.79 - Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, бобриковский ЭО

Годы	Расходы на энергию по извлечению жидкости (при добыче нефти)	Расходы по искусственному воздействию на пласт	Расходы по сбору и транспортировке нефти	Расходы по технологичес-кой подгото-товке нефти	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования				Общезаявственные и общепроизводственные затраты			Перевод, возврат, реинкви-дация	Затраты на МУН	ПРС для ОРЗ и ОРЭ	КРС	ГРР	ИТОГО текущие затраты	Налоги и отчисления					Амортизационные отчисления		Эксплуатацион. затраты, всего		Дисконтированные эксплуатационные затраты			
					содержа-ние и эксплуа-тация	числен-ность ППП	расходы на оплату труда ППП	расходы на оплату труда СВН	общепро-изводст-венные затраты	затраты на АУП	прочие							НДПИ на нефть	налог на иму-щество	расходы на социальное страхование ППП	прочие налоги	Итого	ранее введен-ные ОФ	новые ОФ	Годовые	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
																											Годовые	Накопл.	Годовые	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
2018	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	1	0	0	0	6	11	0	0	0,0	12	1	0	19	19	19	19	19	19
2019	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	11	0	0	0,0	11	1	0	18	36	16	34	15	34
2020	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	6	10	0	0	0,0	11	1	0	18	54	15	49	13	47
2021	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	9	0	1	0,0	10	1	0	16	70	12	61	11	58
2022	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	1	0	0	0	6	9	0	1	0,0	9	1	0	16	86	11	72	9	67
2023	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	8	0	1	0,0	9	1	0	15	101	9	82	8	74
2024	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	1	0	0	0	6	8	0	1	0,0	8	1	0	15	116	9	90	7	81
2025	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	7	0	1	0,0	8	1	0	14	131	7	98	5	87
2026	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	1	0	0	0	6	7	0	1	0,0	8	1	0	15	146	7	105	5	91
2027	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	7	0	1	0,0	7	1	0	14	160	6	111	4	95
2028	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	1	0	0	0	6	6	0	1	0,0	7	0	0	13	173	5	116	3	99
2029	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	6	0	1	0,0	7	0	0	12	186	4	120	3	101
2030	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	1	0	0	0	6	6	0	1	0,0	6	0	0	13	199	4	124	2	104
2031	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	1	0,0	6	0	0	12	211	3	128	2	106
2032	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	1	0,0	6	0	0	12	222	3	131	2	107
2033	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	1	0,0	5	0	0	11	233	3	133	1	109
2034	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	1	0,0	5	0	0	11	244	2	136	1	110
2035	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	4	0	1	0,0	5	0	0	11	255	2	138	1	111
2036	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	4	0	1	0,0	5	0	0	11	266	2	140	1	112
2037	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	4	0	1	0,0	5	0	0	10	276	2	142	1	113
2038	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	4	0	1	0,0	4	0	0	10	286	2	143	1	113
2039	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	4	0	1	0,0	4	0	0	10	296	1	144	1	114
2040	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	3	0	1	0,0	4	0	0	10	306	1	146	0	114
2041	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	3	0	1	0,0	4	0	0	10	315	1	147	0	114
2042	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	3	0	1	0,0	4	0	0	9	325	1	148	0	115
2043	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	3	0	1	0,0	3	0	0	9	334	1	148	0	115
2044	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	3	0	1	0,0	3	0	0	9	343	1	149	0	115
2045	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	3	0	1	0,0	3	0	0	9	352	1	150	0	116
2046	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	3	0	1	0,0	3	0	0	9	361	1	151	0	116
2047	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	2	0	1	0,0	3	0	0	9	370	1	151	0	116
2048	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	2	0	1	0,0	3	0	0	9	378	0	152	0	116
2049	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	2	0	1	0,0	3	0	0	8	387	0	152	0	116
2050	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	2	0	1	0,0	3	0	0	8	395	0	152	0	116
2051	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	2	0	1	0,0	3	0	0	8	403	0	153	0	116
2052	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	2	0	1	0,0	2	0	0	8	411	0	153	0	116
2053	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	2	0	1	0,0	2	0	0	8	420	0	153	0	116
2054	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	2	0	1	0,0	2	0	0	8	428	0	154	0	116
2055	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	2	0	1	0,0	2	0	0	8	435	0	154	0	117
2056	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	2	0	1	0,0	2	0	0	8	443	0	154	0	117
2057	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	1	0	1	0,0	2	0	0	8	451	0	154	0	117
2058	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	1	0	1	0,0	2	0	0	8	459	0	154	0	117
2059	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	4	1	0	0	0,0	2	0	0	6	465	0	155	0	117
2060	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	4	1	0	0	0,0	2	0	0	6	471	0	155	0	117
2061	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	4	1	0	0	0,0	2	0	0	6	477	0	155	0	117
2062	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	4	1	0	0	0,0	2	0	0	6	483	0	155	0	117
2063	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	4	1	0	0	0,0	1	0	0	6	489	0	155	0	117
2064	1	0	0	0	2	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	4	1	0	0	0,0	1	0	0	6	495	0	155	0	117
2065	1	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	1	0	0	0,0	1	0	0	4	499	0	155	0	117
2066	1	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	1</												

Таблица 7.80 - Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб.

Граничное месторождение - 0 вариант, бобриковский ЭО

Годы	Выручка от реализации	Эксплуатационные расходы	Внереализационные расходы, текущая ликвидация			Коммерческие расходы при экспорте нефти	Прибыль к налогообложению	Налог на прибыль	Чистая прибыль		Капитальные затраты	Амортизационные отчисления	Чистый доход		Чистый дисконтированный доход			
			Ликвидационный фонд	Прочие	Итого				Годовая	Накопл.			Годовой	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
															Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2018	26	19	0	0	0	1	7	1	6	6	0	1	6	6	6	6	6	6
2019	24	18	0	0	0	1	7	1	5	11	0	1	6	12	5	11	5	11
2020	23	18	0	0	0	1	5	1	4	15	0	1	5	16	4	15	4	15
2021	22	16	0	0	0	1	6	1	5	20	0	1	5	22	4	19	3	18
2022	21	16	0	0	0	1	5	1	4	24	0	1	4	26	3	22	2	20
2023	20	15	0	0	0	1	4	1	4	27	0	1	4	30	3	24	2	22
2024	19	15	0	0	0	1	3	1	3	30	0	1	3	33	2	26	1	24
2025	18	14	0	0	0	1	3	1	3	32	0	1	3	36	2	28	1	25
2026	17	15	0	0	0	1	2	0	1	34	0	1	2	38	1	29	1	26
2027	16	14	0	0	0	1	2	0	2	35	0	1	2	41	1	30	1	26
2028	15	13	0	0	0	1	2	0	1	37	0	0	1	42	1	30	0	27
2029	15	12	0	0	0	1	2	0	2	38	0	0	2	44	1	31	0	27
2030	14	13	0	0	0	1	0	0	0	39	0	0	0	44	0	31	0	27
2031	13	12	0	0	0	0	1	0	1	40	0	0	1	45	0	31	0	27
2032	12	12	0	0	0	0	1	0	1	40	0	0	1	45	0	31	0	27
2033	12	11	0	0	0	0	1	0	0	41	0	0	0	46	0	31	0	27
2034	11	11	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	46	0	31	0	27
2035	11	11	0	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	46	0	31	0	27
2036	10	11	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	46	0	31	0	27
2037	10	10	0	0	0	0	-1	0	-1	40	0	0	-1	45	0	31	0	27
2038	9	10	0	0	0	0	-1	0	-1	39	0	0	-1	44	0	31	0	27
2039	9	10	0	0	0	0	-1	0	-1	38	0	0	-1	43	0	31	0	27
2040	8	10	0	0	0	0	-1	0	-1	36	0	0	-1	41	0	31	0	27
2041	8	10	0	0	0	0	-2	0	-2	34	0	0	-2	39	0	31	0	27
2042	7	9	0	0	0	0	-2	0	-2	32	0	0	-2	38	0	30	0	27
2043	7	9	0	0	0	0	-2	0	-2	30	0	0	-2	35	0	30	0	27
2044	7	9	0	0	0	0	-2	0	-2	28	0	0	-2	33	0	30	0	27
2045	6	9	0	0	0	0	-3	0	-3	25	0	0	-3	30	0	30	0	27
2046	6	9	0	0	0	0	-3	0	-3	22	0	0	-3	28	0	30	0	27
2047	6	9	0	0	0	0	-3	0	-3	20	0	0	-3	25	0	29	0	27
2048	5	9	0	0	0	0	-3	0	-3	16	0	0	-3	22	0	29	0	27
2049	5	8	0	0	0	0	-3	0	-3	13	0	0	-3	18	0	29	0	26
2050	5	8	0	0	0	0	-3	0	-3	10	0	0	-3	15	0	29	0	26
2051	5	8	0	0	0	0	-4	0	-4	6	0	0	-4	11	0	29	0	26
2052	4	8	0	0	0	0	-4	0	-4	3	0	0	-4	8	0	29	0	26
2053	4	8	0	0	0	0	-4	0	-4	-1	0	0	-4	4	0	28	0	26
2054	4	8	0	0	0	0	-4	0	-4	-5	0	0	-4	0	0	28	0	26
2055	4	8	0	0	0	0	-4	0	-4	-9	0	0	-4	-4	0	28	0	26
2056	4	8	0	0	0	0	-4	0	-4	-13	0	0	-4	-8	0	28	0	26
2057	3	8	0	0	0	0	-4	0	-4	-18	0	0	-4	-13	0	28	0	26
2058	3	8	0	0	0	0	-4	0	-4	-22	0	0	-4	-17	0	28	0	26
2059	3	6	0	3	3	0	-6	0	-6	-28	0	0	-6	-23	0	28	0	26
2060	3	6	0	0	0	0	-3	0	-3	-31	0	0	-3	-26	0	28	0	26
2061	3	6	0	0	0	0	-3	0	-3	-35	0	0	-3	-29	0	28	0	26
2062	3	6	0	0	0	0	-3	0	-3	-38	0	0	-3	-32	0	28	0	26
2063	3	6	0	0	0	0	-3	0	-3	-41	0	0	-3	-36	0	28	0	26
2064	2	6	0	0	0	0	-3	0	-3	-45	0	0	-3	-39	0	28	0	26
2065	2	4	0	3	3	0	-5	0	-5	-50	0	0	-5	-44	0	27	0	26
2066	2	4	0	0	0	0	-2	0	-2	-52	0	0	-2	-46	0	27	0	26
2067	2	4	0	0	0	0	-2	0	-2	-54	0	0	-2	-48	0	27	0	26
2068	2	4	0	0	0	0	-2	0	-2	-57	0	0	-2	-51	0	27	0	26
2069	2	3	0	0	0	0	-1	0	-1	-58	0	0	-1	-51	0	27	0	26
Всего	475	515	2	6	8	18	-47	10	-58	-58	22	28	-51	-51	27	27	26	26

Таблица 7.81 - Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 0 вариант, бобриковский ЭО

Годы	Вывозная таможен- ная пошлина	НДПИ	Налог на иму- щество	Расходы на социальное страхование ППП	Прочие налоги и отчис- ления	Налог на прибыль	Доход государства		Дисконтированный доход государства			
							Годовой	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
									Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2018	5	11	0	0	0	1	18	18	18	18	18	18
2019	4	11	0	0	0	1	17	35	15	33	15	32
2020	4	10	0	0	0	1	16	51	13	46	12	45
2021	4	9	0	1	0	1	15	65	11	57	10	54
2022	4	9	0	1	0	1	14	79	9	67	8	62
2023	4	8	0	1	0	1	13	93	8	75	7	69
2024	3	8	0	1	0	1	12	105	7	82	5	74
2025	3	7	0	1	0	1	12	117	6	88	4	79
2026	3	7	0	1	0	0	11	128	5	93	4	82
2027	3	7	0	1	0	0	11	138	4	98	3	85
2028	3	6	0	1	0	0	10	148	4	102	2	88
2029	3	6	0	1	0	0	10	158	3	105	2	90
2030	2	6	0	1	0	0	9	167	3	108	2	91
2031	2	5	0	1	0	0	9	175	2	110	1	93
2032	2	5	0	1	0	0	8	183	2	112	1	94
2033	2	5	0	1	0	0	8	191	2	114	1	95
2034	2	5	0	1	0	0	7	198	2	116	1	96
2035	2	4	0	1	0	0	7	205	1	117	1	96
2036	2	4	0	1	0	0	7	212	1	118	1	97
2037	2	4	0	1	0	0	6	218	1	119	0	97
2038	2	4	0	1	0	0	6	224	1	120	0	98
2039	2	4	0	1	0	0	6	230	1	121	0	98
2040	1	3	0	1	0	0	5	235	1	122	0	98
2041	1	3	0	1	0	0	5	240	1	122	0	98
2042	1	3	0	1	0	0	5	245	1	123	0	98
2043	1	3	0	1	0	0	5	250	0	123	0	99
2044	1	3	0	1	0	0	5	255	0	124	0	99
2045	1	3	0	1	0	0	4	259	0	124	0	99
2046	1	3	0	1	0	0	4	263	0	124	0	99
2047	1	2	0	1	0	0	4	267	0	124	0	99
2048	1	2	0	1	0	0	4	271	0	125	0	99
2049	1	2	0	1	0	0	4	274	0	125	0	99
2050	1	2	0	1	0	0	3	278	0	125	0	99
2051	1	2	0	1	0	0	3	281	0	125	0	99
2052	1	2	0	1	0	0	3	285	0	125	0	99
2053	1	2	0	1	0	0	3	288	0	125	0	99
2054	1	2	0	1	0	0	3	291	0	126	0	99
2055	1	2	0	1	0	0	3	293	0	126	0	99
2056	1	2	0	1	0	0	3	296	0	126	0	99
2057	1	1	0	1	0	0	3	299	0	126	0	99
2058	1	1	0	1	0	0	3	301	0	126	0	99
2059	1	1	0	0	0	0	2	304	0	126	0	99
2060	1	1	0	0	0	0	2	306	0	126	0	99
2061	1	1	0	0	0	0	2	308	0	126	0	99
2062	0	1	0	0	0	0	2	310	0	126	0	99
2063	0	1	0	0	0	0	2	312	0	126	0	99
2064	0	1	0	0	0	0	2	314	0	126	0	99
2065	0	1	0	0	0	0	2	315	0	126	0	99
2066	0	1	0	0	0	0	2	317	0	126	0	99
2067	0	1	0	0	0	0	2	318	0	126	0	99
2068	0	1	0	0	0	0	1	320	0	126	0	99
2069	0	1	0	0	0	0	1	321	0	126	0	99
Всего	85	198	3	25	0	10	321	321	126	126	99	99

Таблица 7.82 - Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 1
вариант, бобриковский ЭО

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Товарный объем нефти, тыс. т		Поставка газа на внутр. рынке, тыс.м3	Выручка от реализации нефти, млн руб		Выручка от реал. газа на внутреннем рынке	ВСЕГО выручка от реализации
		внутренний рынок	внешний рынок		внутренний рынок	внешний рынок		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2018	1,54	0,77	0,77	0	12	12	0	24
2019	1,40	0,70	0,70	0	11	11	0	22
2020	1,27	0,64	0,64	0	10	10	0	20
2021	2,82	1,41	1,41	0	22	22	0	45
2022	4,41	2,21	2,21	0	35	35	0	70
2023	5,44	2,72	2,72	0	43	43	0	86
2024	8,82	4,41	4,41	0	70	70	0	140
2025	11,50	5,75	5,75	0	91	91	0	182
2026	13,37	6,68	6,68	0	106	106	0	211
2027	14,23	7,12	7,12	0	113	113	0	225
2028	14,05	7,02	7,02	0	111	111	0	222
2029	13,87	6,93	6,93	0	110	110	0	219
2030	13,56	6,78	6,78	0	107	107	0	215
2031	13,27	6,63	6,63	0	105	105	0	210
2032	14,46	7,23	7,23	0	114	114	0	229
2033	15,68	7,84	7,84	0	124	124	0	248
2034	15,34	7,67	7,67	0	121	121	0	243
2035	15,82	7,91	7,91	0	125	125	0	250
2036	16,33	8,17	8,17	0	129	129	0	258
2037	15,97	7,99	7,99	0	126	126	0	253
2038	15,62	7,81	7,81	0	124	124	0	247
2039	15,28	7,64	7,64	0	121	121	0	242
2040	14,94	7,47	7,47	0	118	118	0	236
2041	14,61	7,31	7,31	0	116	116	0	231
2042	14,29	7,15	7,15	0	113	113	0	226
2043	13,98	6,99	6,99	0	111	111	0	221
2044	15,64	7,82	7,82	0	124	124	0	247
2045	17,33	8,66	8,66	0	137	137	0	274
2046	16,93	8,47	8,47	0	134	134	0	268
2047	16,54	8,27	8,27	0	131	131	0	262
2048	16,16	8,08	8,08	0	128	128	0	256
2049	15,79	7,89	7,89	0	125	125	0	250
2050	15,43	7,71	7,71	0	122	122	0	244
2051	15,07	7,54	7,54	0	119	119	0	238
2052	14,72	7,36	7,36	0	116	116	0	233
2053	14,39	7,19	7,19	0	114	114	0	228
2054	15,04	7,52	7,52	0	119	119	0	238
2055	15,72	7,86	7,86	0	124	124	0	249
2056	15,36	7,68	7,68	0	121	121	0	243
2057	15,01	7,50	7,50	0	119	119	0	237
2058	14,66	7,33	7,33	0	116	116	0	232
2059	14,33	7,16	7,16	0	113	113	0	227
2060	14,00	7,00	7,00	0	111	111	0	221
2061	13,68	6,84	6,84	0	108	108	0	216
2062	13,36	6,68	6,68	0	106	106	0	211
2063	13,05	6,53	6,53	0	103	103	0	206
2064	13,50	6,75	6,75	0	107	107	0	213
2065	13,95	6,98	6,98	0	110	110	0	221
2066	13,63	6,82	6,82	0	108	108	0	216
2067	13,32	6,66	6,66	0	105	105	0	211
2068	13,01	6,51	6,51	0	103	103	0	206
2069	12,71	6,36	6,36	0	101	101	0	201
2070	12,42	6,21	6,21	0	98	98	0	196
2071	12,14	6,07	6,07	0	96	96	0	192
2072	11,86	5,93	5,93	0	94	94	0	188
2073	11,58	5,79	5,79	0	92	92	0	183
2074	11,32	5,66	5,66	0	89	89	0	179
2075	11,06	5,53	5,53	0	87	87	0	175
2076	10,80	5,40	5,40	0	85	85	0	171
2077	10,56	5,28	5,28	0	83	83	0	167
2078	10,31	5,16	5,16	0	82	82	0	163
2079	10,08	5,04	5,04	0	80	80	0	159
2080	9,84	4,92	4,92	0	78	78	0	156
2081	9,62	4,81	4,81	0	76	76	0	152
2082	9,40	4,70	4,70	0	74	74	0	149
2083	9,18	4,59	4,59	0	73	73	0	145
2084	8,97	4,48	4,48	0	71	71	0	142
2085	8,76	4,38	4,38	0	69	69	0	139
2086	8,56	4,28	4,28	0	68	68	0	135
2087	8,36	4,18	4,18	0	66	66	0	132
2088	8,17	4,09	4,09	0	65	65	0	129
2089	7,98	3,99	3,99	0	63	63	0	126
2090	7,80	3,90	3,90	0	62	62	0	123
2091	7,62	3,81	3,81	0	60	60	0	121
2092	7,45	3,72	3,72	0	59	59	0	118
2093	7,27	3,64	3,64	0	58	58	0	115
2094	7,11	3,55	3,55	0	56	56	0	112
2095	6,94	3,47	3,47	0	55	55	0	110
2096	6,78	3,39	3,39	0	54	54	0	107
2097	6,63	3,31	3,31	0	52	52	0	105
2098	6,48	3,24	3,24	0	51	51	0	102
2099	6,33	3,16	3,16	0	50	50	0	100
2100	6,18	3,09	3,09	0	49	49	0	98
2101	6,04	3,02	3,02	0	48	48	0	95
2102	5,90	2,95	2,95	0	47	47	0	93
2103	5,76	2,88	2,88	0	46	46	0	91
2104	5,63	2,82	2,82	0	45	45	0	89
Всего	985,10	492,55	492,55	0	7790	7790	0	15579

Таблица 7.83 - НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 1 вариант, бобриковский ЭО

Годы	Добыча нефти,	Базовая ставка,	Расчет показателя, характеризующего особенности добычи, Дм								Расчет Кз		Расчет Кв (Кдв)				Расчет Кц			Ставка НДПИ	ИТОГО НДПИ
			Кцнши	Кц	Кв (Кдв)	Кз	Кд	Ккан	Кк	Дм	Вз	Кз	Н	В	отбор	Кв	Цена	Курс	Кц	руб/т	млн руб
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2018	1,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	357	1537	2,0	1,00	80	483	16,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6891	11
2019	1,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	82	483	16,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	10
2020	1,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	83	483	17,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	9
2021	2,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	84	483	17,4	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	18
2022	4,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	87	483	18,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	29
2023	5,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	91	483	18,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	36
2024	8,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	97	483	20,1	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	58
2025	11,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	106	483	21,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	75
2026	13,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	117	483	24,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	87
2027	14,2	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	131	483	27,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	93
2028	14,0	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	145	483	30,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	92
2029	13,9	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	159	483	32,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	91
2030	13,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	173	483	35,8	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	89
2031	13,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	186	483	38,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	87
2032	14,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	200	483	41,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	94
2033	15,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	214	483	44,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	102
2034	15,3	919	559	9,17	0,87	1,00	1,00	1,00	0	2315	2,0	1,00	230	483	47,6	0,87	56,37	57,86	9,17	6114	94
2035	15,8	919	559	9,17	0,55	1,00	1,00	1,00	0	3351	2,0	1,00	245	483	50,7	0,55	56,37	57,86	9,17	5078	80
2036	16,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	261	483	54,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	70
2037	16,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	277	483	57,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	68
2038	15,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	293	483	60,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	67
2039	15,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	309	483	63,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	65
2040	14,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	324	483	67,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	64
2041	14,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	339	483	70,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	62
2042	14,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	354	483	73,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	61
2043	14,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	368	483	76,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	60
2044	15,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	382	483	79,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	67
2045	17,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	398	483	82,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	74
2046	16,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	415	483	85,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	72
2047	16,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	432	483	89,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	71
2048	16,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	448	483	92,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	69
2049	15,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	464	483	96,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	67
2050	15,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	480	483	99,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	66
2051	15,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	496	483	102,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	64
2052	14,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	511	483	105,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	63
2053	14,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	525	483	108,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	61
2054	15,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	540	483	111,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	64
2055	15,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	555	483	114,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	67
2056	15,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	571	483	118,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	66
2057	15,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	586	483	121,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	64
2058	14,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	601	483	124,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	63
2059	14,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	616	483	127,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	61
2060	14,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	630	483	130,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	60
2061	13,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	644	483	133,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	58
2062	13,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	658	483	136,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	57
2063	13,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	671	483	138,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	56
2064	13,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	684	483	141,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	58
2065	14,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	698	483	144,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	60
2066	13,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	712	483	147,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	58
2067	13,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	725	483	150,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	57
2068	13,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	738	483	152,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	56
2069	12,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	752	483	155,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	54
2070	12,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	764	483	158,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	53
2071	12,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	777	483	160,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	52
2072	11,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	789	483	163,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	51
2073	11,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	801	483	165,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	49
2074	11,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	812	483	168,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	48
2075	11,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	824	483	170,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	47
2076	10,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	835	483	172,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	46
2077	10,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	845	483	175,0	0,30	56,37				

Таблица 7.84 - Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 1 вариант, бобриковский ЭО

[illegible]

Таблица 7.85 - Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 1 вариант, бобриковский ЭО

Годы	Расходы на энергию по извлечению жидкости (при добыче нефти)	Расходы по искусственному воздействию на пласт	Расходы по сбору и транспортировке нефти	Расходы по технологической подготовке нефти	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования				Общезастынные и общепроизводственные затраты				Перевод, возврат, релаксация	Затраты на МУН	ПРС для ОРЗ и ОРЗ	КРС	ГРР	ИТОГО текущие затраты	Налоги и отчисления				Амортизационные отчисления		Эксплуатацион. затраты, всего		Дисконтированные эксплуатационные затраты				
					содержа-ние эксплуа-тация	числен-ность ППП	расходы на оплату труда ППП	расходы на оплату труда СВН	общепро-изводст-венные затраты	затраты на АУП	прочие	НДПИ на нефть							налог на иму-щество	расходы на социальное страхование ППП	прочие налоги	Итого	ранее введен-ные ОФ	новые ОФ	Годовые	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15		
																											Годовые	Накопл.	Годовые	Накопл.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
2018	1	0	0	0	2	2	2	0	2	0	0	0	1	0	0	0	6	11	0	0	0,0	11	1	0	18	18	18	18	18	18	18
2019	1	0	0	0	2	2	2	0	2	1	0	0	0	0	0	0	5	10	0	0	0,0	10	1	0	17	35	15	33	14	32	
2020	1	0	0	0	2	2	2	0	2	1	0	0	0	0	0	0	5	9	0	0	0,0	9	1	0	16	50	13	46	12	44	
2021	2	0	0	0	3	2	2	0	3	1	0	1	0	2	0	0	9	18	1	1	0,0	20	1	7	37	87	27	74	24	68	
2022	2	0	0	0	3	3	2	0	3	1	0	1	0	0	0	0	9	29	2	1	0,0	31	1	14	55	142	38	111	31	100	
2023	2	0	0	0	4	3	3	0	4	2	1	1	0	2	0	0	12	36	2	1	0,0	39	1	18	70	211	43	154	35	134	
2024	3	0	1	1	4	4	3	0	5	2	1	1	0	0	0	0	12	58	3	1	0,0	61	1	22	96	307	54	208	42	176	
2025	3	0	1	1	5	4	3	0	6	2	1	1	0	2	0	0	16	75	3	1	0,0	79	1	26	122	429	63	271	46	222	
2026	4	0	1	1	5	5	4	0	7	2	1	1	0	0	0	0	16	87	3	1	0,0	92	1	31	139	568	65	336	45	267	
2027	4	0	1	1	5	5	4	0	7	2	1	1	0	0	0	0	16	93	3	1	0,0	97	1	31	144	712	61	397	41	308	
2028	4	0	1	1	5	5	4	0	7	2	1	1	0	0	0	0	16	92	2	1	0,0	95	0	31	141	853	54	451	35	343	
2029	4	1	1	1	5	4	3	0	7	2	1	1	2	0	0	0	17	91	1	1	0,0	93	0	24	134	987	47	498	29	372	
2030	3	1	1	1	4	4	3	0	6	2	1	1	2	1	0	0	17	89	1	1	0,0	91	0	18	125	1112	40	538	23	395	
2031	3	1	1	1	4	4	3	0	6	2	1	1	0	0	0	0	14	87	1	1	0,0	88	0	14	116	1228	34	572	19	414	
2032	3	1	1	1	4	4	3	0	6	2	1	1	0	0	0	0	15	94	1	1	0,0	96	0	13	123	1352	32	604	17	431	
2033	3	1	1	1	4	4	3	0	6	2	1	1	0	0	0	0	15	102	1	1	0,0	104	0	9	127	1479	31	635	16	447	
2034	3	1	1	1	4	4	3	0	6	2	1	1	0	0	0	0	15	94	0	1	0,0	95	0	4	115	1594	25	660	12	459	
2035	3	1	1	1	4	4	3	0	6	2	1	1	0	0	0	0	14	80	0	1	0,0	82	0	4	99	1694	20	679	9	468	
2036	3	1	1	1	4	3	3	0	6	2	1	1	0	0	0	0	14	70	0	1	0,0	71	0	4	89	1782	16	695	7	476	
2037	3	1	1	1	4	3	3	0	6	2	1	1	0	0	0	0	14	68	0	1	0,0	69	0	4	87	1869	14	709	6	482	
2038	3	1	1	1	4	3	3	0	6	2	1	1	0	0	0	0	14	67	0	1	0,0	68	0	4	86	1955	13	722	5	487	
2039	2	1	1	1	2	2	2	0	5	1	0	0	0	0	0	0	10	65	0	1	0,0	66	0	4	79	2035	11	733	4	491	
2040	2	1	1	1	2	2	2	0	5	1	0	0	0	0	0	0	10	64	0	1	0,0	64	0	1	75	2109	9	742	3	495	
2041	2	1	1	1	2	2	2	0	5	1	0	0	0	0	0	0	10	62	0	1	0,0	63	0	1	73	2183	8	750	3	498	
2042	2	1	1	1	2	2	2	0	5	1	0	0	0	0	0	0	11	61	0	1	0,0	62	0	1	73	2256	7	758	3	500	
2043	2	1	1	1	2	2	2	0	5	1	0	0	0	0	0	0	10	60	0	1	0,0	60	0	1	70	2326	7	764	2	502	
2044	2	2	2	2	2	2	2	0	6	1	0	0	0	0	0	0	11	67	1	1	0,0	68	0	7	85	2412	7	771	2	505	
2045	2	2	2	2	2	2	2	0	6	1	0	0	0	0	0	0	10	74	1	1	0,0	75	0	7	93	2504	7	779	2	507	
2046	2	2	2	2	2	2	2	0	6	1	0	0	0	0	0	0	11	72	1	1	0,0	74	0	7	92	2596	6	785	2	509	
2047	2	2	2	2	2	2	2	0	6	1	0	0	0	0	0	0	10	71	1	1	0,0	72	0	7	89	2685	6	791	2	510	
2048	2	2	2	2	2	2	2	0	6	1	0	0	0	0	0	0	11	69	1	1	0,0	70	0	7	88	2773	5	796	1	511	
2049	2	2	2	2	2	2	2	0	6	1	0	0	0	0	0	0	10	67	0	1	0,0	68	0	7	85	2859	4	800	1	513	
2050	2	2	2	2	2	2	2	0	6	1	0	0	0	0	0	0	11	66	0	1	0,0	67	0	7	84	2943	4	804	1	514	
2051	2	2	2	2	2	2	2	0	6	1	0	0	0	0	0	0	9	64	0	0	0,0	65	0	7	81	3024	3	807	1	514	
2052	2	2	2	2	2	2	2	0	6	1	0	0	0	0	0	0	9	63	0	0	0,0	63	0	0	73	3097	3	810	1	515	
2053	2	2	2	2	2	2	2	0	6	1	0	0	0	0	0	0	9	61	0	0	0,0	62	0	71	71	3168	3	813	1	515	
2054	2	2	2	2	2	2	2	0	6	1	0	0	0	0	0	0	10	64	0	0	0,0	65	0	6	81	3250	3	816	1	516	
2055	2	2	2	2	2	2	2	0	6	1	0	0	0	0	0	0	9	67	1	0	0,0	68	0	6	84	3334	2	818	0	516	
2056	2	2	2	2	2	2	2	0	6	1	0	0	0	0	0	0	10	66	1	0	0,0	67	0	6	83	3416	2	820	0	517	
2057	2	2	2	2	2	2	2	0	6	1	0	0	0	0	0	0	9	64	1	0	0,0	65	0	6	80	3497	2	822	0	517	
2058	2	2	2	2	2	2	2	0	6	1	0	0	0	0	0	0	10	63	0	0	0,0	64	0	6	79	3576	2	824	0	518	
2059	2	2	2	2	2	2	2	0	6	1	0	0	0	0	0	0	9	61	0	0	0,0	62	0	6	77	3653	2	825	0	518	
2060	2	2	2	2	2	2	2	0	6	1	0	0	0	0	0	0	10	60	0	0	0,0	60	0	6	77	3730	1	827	0	518	
2061	2	2	2	2	2	2	2	0	6	1	0	0	0	0	0	0	9	58	0	0	0,0	59	0	6	74	3804	1	828	0	518	
2062	2	2	2	2	2	2	2	0	6	1	0	0	0	0	0	0	8	57	0	0	0,0	57	0	6	66	3870	1	829	0	518	
2063	2	2	2	2	2	2	2	0	6	1	0	0	0	0	0	0	8	56	0	0	0,0	56	0	0	64	3934	1	830	0	518	
2064	2	2	2	2	2	2	2	0	6	1	0	0	0	0	0	0	8	58	0	0	0,0	58	0	3	70	4004	1	831	0	519	
2065	2	2	2	2	2	2	2	0	6	1	0	0																			

Таблица 7.86 - Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб.

Граничное месторождение - 1 вариант, бобриковский ЭО

Годы	Выручка от реализации	Эксплуатационные расходы	Внебюджетные расходы, текущая ликвидация			Коммерческие расходы при экспорте нефти	Прибыль к налогообложению	Налог на прибыль	Чистая прибыль		Капитальные затраты	Амортизационные отчисления	Чистый доход		Чистый дисконтированный доход			
			Ликвидационный фонд	Прочие	Итого				Годовая	Накопл.			Годовой	Накопл.	коэф. 0,10	коэф. 0,15		
																	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2018	24	18	0	0	0	1	6	1	5	5	0	1	5	5	5	5	5	5
2019	22	17	0	0	0	1	6	1	4	9	0	1	5	10	4	10	4	10
2020	20	16	0	0	0	1	4	1	4	13	0	1	4	14	3	13	3	12
2021	45	37	0	0	0	2	8	2	6	19	57	8	-43	-29	-32	-19	-28	-16
2022	70	55	0	0	0	3	15	3	12	31	55	15	-28	-57	-19	-39	-16	-32
2023	86	70	3	0	3	3	13	3	11	42	34	19	-4	-62	-3	-41	-2	-34
2024	140	96	3	0	3	5	40	8	32	74	34	23	21	-40	12	-29	9	-25
2025	182	122	3	0	3	7	57	11	45	119	34	27	38	-2	20	-10	14	-10
2026	211	139	3	0	3	8	69	14	56	175	34	31	53	51	25	15	17	7
2027	225	144	3	0	3	8	78	16	62	237	1	31	93	144	39	54	26	33
2028	222	141	3	0	3	8	77	15	62	299	1	31	92	235	35	90	23	56
2029	219	134	3	0	3	8	82	16	66	364	2	24	88	323	31	120	19	75
2030	215	125	3	0	3	8	86	17	69	433	1	18	85	409	27	148	16	91
2031	210	116	3	0	3	8	90	18	72	506	1	14	85	494	25	172	14	104
2032	229	123	3	0	3	9	102	20	82	587	24	13	70	564	19	191	10	114
2033	248	127	0	0	0	9	121	24	96	684	1	9	104	668	25	216	13	127
2034	243	115	0	0	0	9	127	25	102	786	1	4	106	773	23	239	11	138
2035	250	99	0	0	0	9	151	30	121	906	1	4	124	897	25	263	12	150
2036	258	89	0	0	0	10	170	34	136	1042	1	4	139	1036	25	288	11	161
2037	253	87	0	0	0	9	166	33	132	1174	1	4	136	1172	22	310	10	171
2038	247	86	0	0	0	9	161	32	129	1303	1	4	132	1304	20	330	8	179
2039	242	79	0	0	0	9	162	32	130	1433	0	4	133	1437	18	348	7	186
2040	236	75	0	0	0	9	161	32	129	1562	0	1	129	1566	16	364	6	192
2041	231	73	0	0	0	9	158	32	126	1688	0	1	126	1693	14	378	5	197
2042	226	73	0	0	0	8	153	31	122	1811	0	1	123	1816	12	390	4	201
2043	221	70	0	0	0	8	151	30	120	1931	0	1	121	1936	11	402	4	205
2044	247	85	0	0	0	9	162	32	130	2061	52	7	85	2021	7	409	2	207
2045	274	93	0	0	0	10	181	36	145	2206	0	7	151	2173	12	420	3	211
2046	268	92	0	0	0	10	176	35	141	2347	0	7	147	2320	10	430	3	214
2047	262	89	0	0	0	10	172	34	138	2485	0	7	144	2464	9	440	3	216
2048	256	88	0	0	0	10	167	33	134	2619	0	7	140	2605	8	448	2	218
2049	250	85	0	0	0	9	164	33	131	2750	0	7	138	2742	7	455	2	220
2050	244	84	0	0	0	9	160	32	128	2878	0	7	134	2876	6	461	2	221
2051	238	81	0	0	0	9	158	32	126	3004	0	7	133	3009	6	467	1	223
2052	233	73	0	0	0	9	160	32	128	3132	0	0	128	3137	5	472	1	224
2053	228	71	0	0	0	9	156	31	125	3257	0	0	125	3262	4	476	1	225
2054	238	81	0	0	0	9	156	31	125	3382	47	6	85	3347	3	479	1	225
2055	249	84	0	0	0	9	165	33	132	3514	0	6	138	3485	4	483	1	226
2056	243	83	0	0	0	9	160	32	128	3642	0	6	134	3619	4	487	1	227
2057	237	80	0	0	0	9	157	31	126	3767	0	6	131	3750	3	490	1	227
2058	232	79	0	0	0	9	153	31	122	3889	0	6	128	3878	3	493	0	228
2059	227	77	0	0	0	8	149	30	119	4009	0	6	125	4003	3	495	0	228
2060	221	77	0	0	0	8	145	29	116	4125	0	6	121	4125	2	497	0	229
2061	216	74	0	0	0	8	142	28	114	4238	0	6	120	4244	2	499	0	229
2062	211	66	0	0	0	8	145	29	116	4355	0	0	116	4360	2	501	0	229
2063	206	64	0	0	0	8	142	28	114	4469	0	0	114	4474	2	503	0	229
2064	213	70	0	0	0	8	144	29	115	4583	23	3	95	4569	1	504	0	230
2065	221	72	0	0	0	8	149	30	119	4703	0	3	122	4691	1	505	0	230
2066	216	71	0	0	0	8	144	29	116	4818	0	3	118	4810	1	506	0	230
2067	211	69	0	0	0	8	142	28	114	4932	0	3	117	4926	1	508	0	230
2068	206	68	0	0	0	8	138	28	110	5042	0	3	113	5040	1	509	0	230
2069	201	66	0	0	0	8	135	27	108	5150	0	3	111	5151	1	509	0	230
2070	196	65	0	0	0	7	131	26	105	5255	0	3	108	5258	1	510	0	230
2071	192	63	0	0	0	7	129	26	103	5358	0	3	106	5364	1	511	0	230
2072	188	60	0	0	0	7	127	25	102	5460	0	0	102	5466	1	511	0	230
2073	183	58	0	0	0	7	125	25	100	5560	0	0	100	5566	1	512	0	230
2074	179	58	0	0	0	7	121	24	97	5657	0	0	97	5663	0	512	0	230
2075	175	56	0	0	0	7	119	24	95	5752	0	0	95	5758	0	513	0	230
2076	171	55	0	0	0	6	115	23	92	5844	0	0	92	5851	0	513	0	231
2077	167	54	0	0	0	6	113	23	90	5935	0	0	90	5941	0	514	0	231
2078	163	54	0	0	0	6	109	22	87	6022	0	0	87	6028	0	514	0	231
2079	159	50	0	0	0	6	109	22	87	6109	0	0	87	6116	0	514	0	231
2080	156	50	0	0	0	6	106	21	85	6194	0	0	85	6200	0	514	0	231
2081	152	48	0	0	0	6	104	21	83	6277	0	0	83	6283	0	515	0	231
2082	149	48	0	0	0	6	100	20	80	6357	0	0	80	6364	0	515	0	231
2083	145	47	0	0	0	5	98	20	79	6436	0	0	79	6442	0	515	0	231
2084	142	47	0	0	0	5	95	19	76	6512	0	0	76	6518	0	515	0	231
2085	139	45	0	0	0	5	94	19	75	6587	0	0	75	6593	0	515	0	231
2086	135	45	0	0	0	5	91	18	72	6659	0	0	72	6666	0	515	0	231
2087	132	45	0	0	0	5	88	18	70	6729	0	0	70	6736	0	515	0	231
2088	129	43	0	0	0	5	86	17	69	6798	0	0	69	6805	0	515	0	

Таблица 7.87 - Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 1 вариант, бобриковский ЭО

Годы	Вывозная таможен- ная пошлина	НДПИ	Налог на иму- щество	Расходы на социальное страхование ППП	Прочие налоги и отчис- ления	Налог на прибыль	Доход государства		Дисконтированный доход государства			
							Годовой	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
									Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2018	4	11	0	0	0	1	17	17	17	17	17	17
2019	4	10	0	0	0	1	15	32	14	31	13	30
2020	4	9	0	0	0	1	14	46	12	42	11	41
2021	8	18	1	1	0	2	29	75	22	64	19	60
2022	12	29	2	1	0	3	47	122	32	96	27	87
2023	15	36	2	1	0	3	57	179	35	132	28	115
2024	25	58	3	1	0	8	94	273	53	185	41	156
2025	33	75	3	1	0	11	123	396	63	248	46	202
2026	38	87	3	1	0	14	143	539	67	315	47	249
2027	40	93	3	1	0	16	153	692	65	379	43	292
2028	40	92	2	1	0	15	150	842	58	437	37	329
2029	39	91	1	1	0	16	149	991	52	489	32	361
2030	38	89	1	1	0	17	146	1137	47	536	27	389
2031	38	87	1	1	0	18	144	1281	42	578	23	412
2032	41	94	1	1	0	20	157	1439	41	619	22	434
2033	44	102	1	1	0	24	173	1611	41	661	21	455
2034	43	94	0	1	0	25	164	1776	36	696	18	473
2035	45	80	0	1	0	30	157	1932	31	727	15	488
2036	46	70	0	1	0	34	151	2083	27	754	12	500
2037	45	68	0	1	0	33	148	2231	24	779	10	510
2038	44	67	0	1	0	32	144	2375	21	800	9	519
2039	43	65	0	1	0	32	142	2517	19	819	8	527
2040	42	64	0	1	0	32	139	2656	17	836	6	533
2041	41	62	0	1	0	32	136	2792	15	851	5	538
2042	40	61	0	1	0	31	133	2925	13	865	5	543
2043	40	60	0	1	0	30	130	3055	12	877	4	547
2044	44	67	1	1	0	32	145	3199	12	889	4	551
2045	49	74	1	1	0	36	161	3360	12	901	4	554
2046	48	72	1	1	0	35	157	3517	11	912	3	558
2047	47	71	1	1	0	34	153	3670	10	922	3	560
2048	46	69	1	1	0	33	149	3819	9	930	2	563
2049	45	67	0	1	0	33	146	3965	8	938	2	564
2050	44	66	0	1	0	32	142	4107	7	945	2	566
2051	43	64	0	0	0	32	139	4247	6	951	1	567
2052	42	63	0	0	0	32	137	4384	5	956	1	569
2053	41	61	0	0	0	31	134	4517	5	961	1	570
2054	43	64	0	0	0	31	139	4656	4	965	1	571
2055	45	67	1	0	0	33	146	4802	4	970	1	571
2056	44	66	1	0	0	32	142	4945	4	973	1	572
2057	43	64	1	0	0	31	139	5084	3	977	1	573
2058	42	63	0	0	0	31	136	5219	3	980	1	573
2059	41	61	0	0	0	30	132	5352	3	982	0	574
2060	40	60	0	0	0	29	129	5481	2	985	0	574
2061	39	58	0	0	0	28	126	5607	2	987	0	574
2062	38	57	0	0	0	29	124	5731	2	989	0	575
2063	37	56	0	0	0	28	121	5852	2	990	0	575
2064	38	58	0	0	0	29	125	5978	2	992	0	575
2065	40	60	0	0	0	30	130	6107	1	994	0	575
2066	39	58	0	0	0	29	126	6234	1	995	0	575
2067	38	57	0	0	0	28	124	6357	1	996	0	575
2068	37	56	0	0	0	28	121	6478	1	997	0	576
2069	36	54	0	0	0	27	118	6595	1	998	0	576
2070	35	53	0	0	0	26	115	6710	1	999	0	576
2071	34	52	0	0	0	26	112	6823	1	999	0	576
2072	34	51	0	0	0	25	110	6933	1	1000	0	576
2073	33	49	0	0	0	25	108	7040	1	1001	0	576
2074	32	48	0	0	0	24	105	7145	1	1001	0	576
2075	31	47	0	0	0	24	103	7248	0	1002	0	576
2076	31	46	0	0	0	23	100	7348	0	1002	0	576
2077	30	45	0	0	0	23	98	7446	0	1002	0	576
2078	29	44	0	0	0	22	95	7541	0	1003	0	576
2079	29	43	0	0	0	22	94	7635	0	1003	0	576
2080	28	42	0	0	0	21	91	7726	0	1003	0	576
2081	27	41	0	0	0	21	89	7815	0	1003	0	576
2082	27	40	0	0	0	20	87	7902	0	1004	0	576
2083	26	39	0	0	0	20	85	7987	0	1004	0	576
2084	25	38	0	0	0	19	83	8070	0	1004	0	576
2085	25	37	0	0	0	19	81	8151	0	1004	0	576
2086	24	37	0	0	0	18	79	8230	0	1004	0	576
2087	24	36	0	0	0	18	77	8307	0	1004	0	576
2088	23	35	0	0	0	17	75	8382	0	1004	0	576
2089	23	34	0	0	0	17	73	8456	0	1004	0	576
2090	22	33	0	0	0	16	72	8528	0	1005	0	576
2091	22	33	0	0	0	16	70	8598	0	1005	0	576
2092	21	32	0	0	0	15	68	8666	0	1005	0	576
2093	21	31	0	0	0	15	67	8733	0	1005	0	576
2094	20	30	0	0	0	14	65	8797	0	1005	0	576
2095	20	30	0	0	0	14	63	8861	0	1005	0	576
2096	19	29	0	0	0	13	62	8923	0	1005	0	576
2097	19	28	0	0	0	13	60	8983	0	1005	0	576
2098	18	28	0	0	0	13	59	9042	0	1005	0	576
2099	18	27	0	0	0	12	57	9099	0	1005	0	576
2100	18	26	0	0	0	12	56	9154	0	1005	0	576
2101	17	26	0	0	0	11	54	9208	0	1005	0	576
2102	17	25	0	0	0	10	52	9260	0	1005	0	576
2103	16	25	0	0	0	9	50	9310	0	1005	0	576
2104	16	24	0	0	0	7	47	9357	0	1005	0	576
Всего	2790	4589	34	38	0	1905	9357	9357	1005	1005	576	576

Таблица 7.88 - Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), бобриковский ЭО

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Товарный объем нефти, тыс. т		Поставка газа на внутр. рынке, тыс.м3	Выручка от реализации нефти, млн руб		Выручка от реал. газа на внутреннем рынке	ВСЕГО выручка от реализации
		внутренний рынок	внешний рынок		внутренний рынок	внешний рынок		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2018	1,65	0,82	0,82	0	13	13	0	26
2019	1,60	0,80	0,80	0	13	13	0	25
2020	1,55	0,78	0,78	0	12	12	0	25
2021	1,50	0,75	0,75	0	12	12	0	24
2022	1,46	0,73	0,73	0	12	12	0	23
2023	1,42	0,71	0,71	0	11	11	0	22
2024	1,37	0,69	0,69	0	11	11	0	22
2025	4,30	2,15	2,15	0	34	34	0	68
2026	8,22	4,11	4,11	0	65	65	0	130
2027	12,95	6,48	6,48	0	102	102	0	205
2028	16,64	8,32	8,32	0	132	132	0	263
2029	16,14	8,07	8,07	0	128	128	0	255
2030	17,63	8,82	8,82	0	139	139	0	279
2031	19,08	9,54	9,54	0	151	151	0	302
2032	20,55	10,27	10,27	0	162	162	0	325
2033	23,89	11,94	11,94	0	189	189	0	378
2034	23,17	11,59	11,59	0	183	183	0	366
2035	23,47	11,73	11,73	0	186	186	0	371
2036	23,78	11,89	11,89	0	188	188	0	376
2037	24,06	12,03	12,03	0	190	190	0	380
2038	24,35	12,18	12,18	0	193	193	0	385
2039	23,62	11,81	11,81	0	187	187	0	374
2040	22,92	11,46	11,46	0	181	181	0	362
2041	22,23	11,11	11,11	0	176	176	0	352
2042	21,56	10,78	10,78	0	170	170	0	341
2043	20,91	10,46	10,46	0	165	165	0	331
2044	21,26	10,63	10,63	0	168	168	0	336
2045	21,61	10,81	10,81	0	171	171	0	342
2046	20,94	10,47	10,47	0	166	166	0	331
2047	20,29	10,15	10,15	0	160	160	0	321
2048	19,67	9,83	9,83	0	156	156	0	311
2049	19,06	9,53	9,53	0	151	151	0	301
2050	18,47	9,23	9,23	0	146	146	0	292
2051	17,89	8,95	8,95	0	141	141	0	283
2052	17,34	8,67	8,67	0	137	137	0	274
2053	16,80	8,40	8,40	0	133	133	0	266
2054	16,28	8,14	8,14	0	129	129	0	257
2055	15,78	7,89	7,89	0	125	125	0	249
2056	15,29	7,64	7,64	0	121	121	0	242
2057	14,81	7,41	7,41	0	117	117	0	234
2058	14,35	7,18	7,18	0	113	113	0	227
2059	13,91	6,95	6,95	0	110	110	0	220
2060	13,48	6,74	6,74	0	107	107	0	213
2061	13,06	6,53	6,53	0	103	103	0	207
2062	12,65	6,33	6,33	0	100	100	0	200
2063	12,26	6,13	6,13	0	97	97	0	194
2064	11,88	5,94	5,94	0	94	94	0	188
2065	11,51	5,76	5,76	0	91	91	0	182
2066	11,16	5,58	5,58	0	88	88	0	176
2067	10,81	5,41	5,41	0	85	85	0	171
2068	10,48	5,24	5,24	0	83	83	0	166
2069	10,15	5,08	5,08	0	80	80	0	161
2070	9,84	4,92	4,92	0	78	78	0	156
2071	9,53	4,77	4,77	0	75	75	0	151
2072	9,24	4,62	4,62	0	73	73	0	146
2073	8,95	4,47	4,47	0	71	71	0	142
2074	8,67	4,34	4,34	0	69	69	0	137
2075	8,40	4,20	4,20	0	66	66	0	133
2076	8,14	4,07	4,07	0	64	64	0	129
2077	7,88	3,94	3,94	0	62	62	0	125
2078	7,63	3,82	3,82	0	60	60	0	121
2079	7,39	3,69	3,69	0	58	58	0	117
2080	7,15	3,57	3,57	0	57	57	0	113
2081	6,92	3,46	3,46	0	55	55	0	109
2082	6,70	3,35	3,35	0	53	53	0	106
2083	6,48	3,24	3,24	0	51	51	0	103
2084	6,28	3,14	3,14	0	50	50	0	99
2085	6,08	3,04	3,04	0	48	48	0	96
2086	5,88	2,94	2,94	0	47	47	0	93
2087	5,69	2,85	2,85	0	45	45	0	90
2088	5,51	2,76	2,76	0	44	44	0	87
2089	5,34	2,67	2,67	0	42	42	0	84
2090	5,16	2,58	2,58	0	41	41	0	82
2091	5,00	2,50	2,50	0	40	40	0	79
2092	4,84	2,42	2,42	0	38	38	0	77
2093	4,68	2,34	2,34	0	37	37	0	74
2094	4,53	2,27	2,27	0	36	36	0	72
2095	4,39	2,19	2,19	0	35	35	0	69
2096	4,25	2,12	2,12	0	34	34	0	67
2097	4,11	2,06	2,06	0	33	33	0	65
2098	3,98	1,99	1,99	0	31	31	0	63
Всего	969,87	484,93	484,93	0	7669	7669	0	15338

Таблица 7.89 - НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), бобриковский ЭО

Годы	Добыча нефти, т	Базовая ставка,	Расчет показателя, характеризующего особенности добычи, Дм								Расчет Кз		Расчет Кв (Кдв)					Расчет Кц			Ставка НДПИ	ИТОГО НДПИ
			Кцпш	Кц	Кв (Кдв)	Кз	Кд	Ккан	Кк	Дм	Вз	Кз	N	V	отбор	Кв	Цена \$/барр	Курс руб/\$	Кц руб/т	руб/т	млн руб	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
2018	1,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	357	1537	2,0	1,00	80	483	16,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6891	11	
2019	1,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	82	483	16,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	11	
2020	1,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	83	483	17,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	11	
2021	1,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	85	483	17,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	10	
2022	1,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	86	483	17,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	10	
2023	1,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	88	483	18,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	9	
2024	1,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	89	483	18,5	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	9	
2025	4,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	91	483	18,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	28	
2026	8,2	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	95	483	19,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	54	
2027	13,0	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	103	483	21,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	85	
2028	16,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	116	483	24,0	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	109	
2029	16,1	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	133	483	27,5	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	105	
2030	17,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	149	483	30,8	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	115	
2031	19,1	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	166	483	34,5	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	125	
2032	20,5	919	559	9,17	0,68	1,00	1,00	1,00	0	2921	2,0	1,00	186	483	38,4	0,68	56,37	57,86	9,17	5508	113	
2033	23,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	206	483	42,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	102	
2034	23,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	230	483	47,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	99	
2035	23,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	253	483	52,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	100	
2036	23,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	277	483	57,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	102	
2037	24,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	300	483	62,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	103	
2038	24,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	324	483	67,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	104	
2039	23,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	349	483	72,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	101	
2040	22,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	372	483	77,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	98	
2041	22,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	395	483	81,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	95	
2042	21,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	418	483	86,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	92	
2043	20,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	439	483	90,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	89	
2044	21,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	460	483	95,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	91	
2045	21,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	481	483	99,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	92	
2046	20,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	503	483	104,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	89	
2047	20,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	524	483	108,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	87	
2048	19,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	544	483	112,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	84	
2049	19,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	564	483	116,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	81	
2050	18,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	583	483	120,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	79	
2051	17,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	601	483	124,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	76	
2052	17,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	619	483	128,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	74	
2053	16,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	637	483	131,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	72	
2054	16,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	653	483	135,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	70	
2055	15,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	670	483	138,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	67	
2056	15,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	685	483	141,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	65	
2057	14,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	701	483	145,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	63	
2058	14,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	716	483	148,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	61	
2059	13,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	730	483	151,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	59	
2060	13,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	744	483	154,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	58	
2061	13,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	757	483	156,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	56	
2062	12,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	770	483	159,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	54	
2063	12,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	783	483	162,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	52	
2064	11,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	795	483	164,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	51	
2065	11,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	807	483	167,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	49	
2066	11,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	819	483	169,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	48	
2067	10,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	830	483	171,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	46	

Таблица 7.90 - Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), бобриковский ЭО

Годы	ГРР	Бурение скважин									Затраты при бурении (БС, ИС, СС, прочие)	ОИВСС для добычи и лаг. скв. ОПЗ и ОРЗ	Нефтепромысловое строительство и обустройство											Внешняя инфраструктура				Прочие объекты	Поддерж- жание объектов ОС	Освоение природ- ных ресур- сов	Затраты на пользова- ния нефр	Капитал, вложения, всего		Дисконтир. капитал, вложения			
		Всего	ННС	ГС	СМД ННС	СМД ГС	в т.ч.						строит- ельство	сбор и транспор- тировка	подго- товка нефти	ППД	электро-снабжение	автодо- рог	связь и адекват- ность	базы МТО	природо- оохраны и экология	Итого пром. обу- стройство	нефте- провод	ДНС	авто- дороги	обустройство скважин и столбовых ин- фраструктуры для СНИ	Годовые					Накопл.	Годовые	Накопл.	Годовые	Накопл.	
							Уплотненная сетка	МЭС	ЭС (SAGD)	ЭС (паралисника)																											коэф. 0,10
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1		
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1		
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2	0	1		
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2	0		
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	2	0		
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	2	0	2		
2025	0	39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	45	22	24	16	18		
2026	0	28	0	0	0	28	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	31	76	14	38	10		
2027	0	76	0	0	0	76	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	81	157	34	73	23		
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	159	1	73	0			
2029	0	28	0	0	28	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	31	190	11	84	7		
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	191	0	84	0			
2031	0	28	0	0	28	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	31	222	9	94	5		
2032	0	55	0	0	55	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	62	283	16	110	0		
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	284	0	110	0			
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	287	0	110	0			
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24	311	5	115	2			
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	312	0	115	0			
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	313	0	116	0			
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	314	0	116	0			
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	314	0	116	0			
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	315	0	116	0			
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	315	0	116	0			
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	316	0	116	0			
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	316	0	116	0			
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	317	0	116	0			
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	318	0	116	0			
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	318	0	116	0			
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	319	0	116	0			
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	319	0	116	0			
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	320	0	116	0			
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	320	0	116	0			
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	321	0	116	0			
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	321	0	116	0			
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	322	0	116	0			
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	323	0	116	0			
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	323	0	116	0			
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	324	0	116	0			
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	324	0	116	0			
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	325	0	116	0			
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	325	0	116	0			
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	326	0	116	0			
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	327	0	116	0			
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	327	0	116	0			
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	328	0	116	0			
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	328	0	116	0			
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	329	0	116	0			
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	329	0	116	0			
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	330	0	116	0			
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	330	0	117	0			
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																	

Таблица 7.91 - Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), бобриковский ЭО

Года	Расходы на электроэнергию извне (при добыче нефти)	Расходы по извлечению жидкости (при добыче нефти)	Расходы по энергетическому воздействию на пласт	Расходы по сбору и транспортировке нефти	Расходы по логистическим и технологическим расходам	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования				Общезаводские и общепроизводственные затраты			Перевод, возврат, реликвидация	Затраты на МУН	ПРС для ОРЭ и ОРЭ	КРС	ГРР	ИТОГО текущие затраты	Налоги и отчисления					Амортизационные отчисления		Эксплуатационные затраты, всего		Дисконтированные эксплуатационные затраты			
						содержание и эксплуатация	численность ППП	расходы на оплату труда ППП	расходы на оплату труда СВН	общепроизводственные затраты	затраты на АУП	прочие							НДПИ на нефть	налог на имущество	расходы на социальное страхование ППП	прочие налоги	Итого	ранее введенные ОФ	новые ОФ	Годовые	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
																												Годовые	Накопл.	Годовые	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
2018	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	1	0	0	0	6	11	0	0	0,0	12	1	0	19	19	19	19	19	19	
2019	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	11	0	0	0,0	12	1	0	18	37	16	35	16	34	
2020	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	11	0	0	0,0	11	1	0	18	55	15	50	13	48	
2021	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	10	0	1	0,0	10	1	0	17	71	13	62	11	59	
2022	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	1	0	0	0	6	10	0	1	0,0	10	1	0	17	88	12	74	10	69	
2023	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	9	0	1	0,0	10	1	0	16	105	10	84	8	77	
2024	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	9	0	1	0,0	10	1	0	16	121	9	93	7	84	
2025	2	0	0	0	3	2	2	0	1	0	1	2	2	0	0	0	11	28	0	1	0,0	29	1	5	47	168	24	117	18	101	
2026	2	0	1	1	3	2	2	0	1	0	1	0	2	0	0	0	10	54	1	1	0,0	55	1	9	75	243	35	153	25	126	
2027	2	0	1	1	4	3	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	13	85	2	1	0,0	88	1	19	121	364	51	204	34	160	
2028	3	0	1	1	4	3	3	0	2	1	1	3	0	0	0	0	15	109	2	1	0,0	112	0	19	147	510	57	260	36	197	
2029	3	0	1	1	4	4	3	0	2	1	1	0	0	0	0	0	13	105	2	1	0,0	109	0	23	145	656	51	311	31	228	
2030	3	0	1	1	4	3	3	0	2	1	1	0	1	0	0	0	13	115	2	1	0,0	118	0	23	154	810	49	360	29	257	
2031	4	0	1	1	5	4	3	0	2	1	1	2	0	0	0	0	17	125	2	1	0,0	128	0	27	172	982	50	410	28	285	
2032	4	0	2	1	6	5	4	0	3	1	1	0	0	0	0	0	18	113	2	1	0,0	117	0	34	169	1151	45	455	24	309	
2033	5	0	2	2	6	5	4	0	3	1	1	0	0	0	0	0	19	102	2	1	0,0	106	0	30	154	1306	37	492	19	328	
2034	4	2	2	2	5	4	3	0	2	1	1	3	1	0	0	0	22	99	2	1	0,0	102	0	26	150	1456	33	524	16	344	
2035	4	2	2	2	4	4	3	0	2	1	1	0	0	0	0	0	17	100	2	1	0,0	103	0	20	139	1595	28	552	13	356	
2036	4	2	2	2	4	4	3	0	2	1	1	0	0	0	0	0	17	102	1	1	0,0	104	0	19	140	1735	25	577	11	368	
2037	4	2	2	2	5	4	3	0	2	1	1	2	0	0	0	0	21	103	1	1	0,0	105	0	15	141	1876	23	600	10	378	
2038	4	2	2	2	5	4	3	0	2	1	1	0	0	0	0	0	19	104	1	1	0,0	106	0	15	140	2016	21	621	9	386	
2039	3	2	2	2	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	101	0	1	0,0	102	0	12	127	2143	17	638	7	393	
2040	3	2	2	2	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	98	0	1	0,0	99	0	5	116	2259	14	652	5	398	
2041	3	2	2	2	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	95	0	1	0,0	96	0	4	113	2372	13	665	5	403	
2042	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	14	92	0	1	0,0	93	0	4	111	2483	11	676	4	407	
2043	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	89	0	1	0,0	90	0	1	104	2586	10	686	3	410	
2044	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	91	0	1	0,0	92	0	1	106	2692	9	695	3	413	
2045	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	92	0	1	0,0	93	0	1	107	2799	8	703	2	415	
2046	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	89	0	1	0,0	90	0	1	104	2903	7	710	2	417	
2047	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	87	0	1	0,0	87	0	1	101	3004	6	716	2	419	
2048	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	14	84	0	1	0,0	85	0	1	99	3102	6	722	1	420	
2049	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	81	0	1	0,0	82	0	1	95	3198	5	727	1	422	
2050	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	79	0	1	0,0	80	0	1	93	3291	4	731	1	423	
2051	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	76	0	1	0,0	77	0	1	90	3381	4	735	1	424	
2052	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	74	0	1	0,0	75	0	1	88	3469	3	739	1	424	
2053	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	72	0	1	0,0	72	0	1	85	3554	3	742	1	425	
2054	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	70	0	1	0,0	70	0	1	84	3638	3	745	1	426	
2055	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	67	0	1	0,0	68	0	1	81	3719	2	747	0	426	
2056	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	65	0	1	0,0	66	0	1	79	3798	2	749	0	426	
2057	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	63	0	1	0,0	64	0	1	76	3874	2	751	0	427	
2058	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	61	0	1	0,0	62	0	1	75	3949	2	753	0	427	
2059	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	59	0	1	0,0	60	0	1	72	4022	1	754	0	427	
2060	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	58	0	1	0,0	58	0	1	72	4093	1	755	0	428	
2061	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	56	0	1	0,0	56	0	1	69	4162	1	756	0	428	
2062	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	54	0	1	0,0	55	0	1	67	4230	1	757	0	428	
2063	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	52	0	1	0,0	53	0	1	65	4295	1	758	0	428	
2064	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	51	0	1	0,0	51	0	1	64	4359	1	759	0	428	
2065	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	11	49	0												

Таблица 7.92 - Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб.

Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), бобриковский ЭО

Годы	Выручка от реализации	Эксплуатационные расходы	Внебюджетные расходы, текущая ликвидация			Коммерческие расходы при экспорте нефти	Прибыль к налогообложению	Налог на прибыль	Чистая прибыль		Капитальные затраты	Амортизационные отчисления	Чистый доход		Чистый дисконтированный доход			
			Ликвидационный фонд	Прочие	Итого				Годовая	Накопл.			Годовой	Накопл.	коэф.	0,10	коэф.	0,15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2018	26	19	0	0	0	1	7	1	6	6	0	1	6	6	6	6	6	6
2019	25	18	0	0	0	1	7	1	6	12	0	1	6	12	6	12	5	12
2020	25	18	0	0	0	1	7	1	5	17	0	1	6	18	5	17	4	16
2021	24	17	0	0	0	1	7	1	6	23	0	1	6	24	5	21	4	20
2022	23	17	0	0	0	1	6	1	5	27	0	1	5	29	4	25	3	23
2023	22	16	3	0	3	1	3	1	3	30	0	1	3	33	2	27	2	25
2024	22	16	3	0	3	1	3	1	2	32	0	1	3	36	2	28	1	26
2025	68	47	3	0	3	3	18	4	15	47	42	6	-21	15	-11	18	-8	18
2026	130	75	3	0	3	5	52	10	42	89	31	10	21	35	10	27	7	25
2027	205	121	3	0	3	8	81	16	65	154	81	20	4	39	2	29	1	26
2028	263	147	3	0	3	10	114	23	91	245	2	19	109	148	42	71	27	53
2029	255	145	3	0	3	10	107	21	86	330	31	23	78	226	27	98	17	69
2030	279	154	3	0	3	10	122	24	97	428	1	23	120	345	38	136	22	92
2031	302	172	3	0	3	11	127	25	101	529	31	27	97	443	28	164	16	107
2032	325	169	3	0	3	12	153	31	122	652	62	34	95	538	25	189	13	121
2033	378	154	0	0	0	14	224	45	179	830	1	30	207	745	50	239	25	146
2034	366	150	0	0	0	14	216	43	173	1003	2	26	197	942	43	282	21	168
2035	371	139	0	0	0	14	232	46	186	1189	24	20	181	1124	36	318	17	184
2036	376	140	0	0	0	14	236	47	189	1378	1	19	207	1331	37	355	17	201
2037	380	141	0	0	0	14	240	48	192	1569	1	15	206	1537	34	389	14	216
2038	385	140	0	0	0	14	245	49	196	1765	1	15	210	1747	31	420	13	228
2039	374	127	0	0	0	14	247	49	198	1963	1	12	209	1956	28	448	11	240
2040	362	116	0	0	0	14	246	49	197	2160	1	5	201	2157	25	473	9	249
2041	352	113	0	0	0	13	239	48	191	2351	1	4	195	2351	22	495	8	257
2042	341	111	0	0	0	13	230	46	184	2535	1	4	188	2539	19	514	7	263
2043	331	104	0	0	0	12	227	45	182	2717	1	1	182	2721	17	530	6	269
2044	336	106	0	0	0	13	231	46	184	2901	1	1	185	2906	15	546	5	274
2045	342	107	0	0	0	13	235	47	188	3089	1	1	188	3094	14	560	4	278
2046	331	104	0	0	0	12	227	45	182	3271	1	1	182	3276	13	573	4	282
2047	321	101	0	0	0	12	220	44	176	3447	1	1	176	3452	11	584	3	285
2048	311	99	0	0	0	12	212	42	170	3617	1	1	170	3621	10	594	3	287
2049	301	95	0	0	0	11	206	41	165	3782	1	1	165	3786	9	602	2	289
2050	292	93	0	0	0	11	199	40	159	3941	1	1	159	3946	8	610	2	291
2051	283	90	0	0	0	11	193	39	154	4095	1	1	154	4100	7	617	2	293
2052	274	88	0	0	0	10	186	37	149	4244	1	1	149	4249	6	622	1	294
2053	266	85	0	0	0	10	180	36	144	4388	1	1	144	4393	5	628	1	295
2054	257	84	0	0	0	10	173	35	139	4527	1	1	139	4532	4	632	1	296
2055	249	81	0	0	0	9	169	34	135	4662	1	1	135	4667	4	636	1	297
2056	242	79	0	0	0	9	163	33	130	4792	1	1	130	4797	3	639	1	297
2057	234	76	0	0	0	9	158	32	126	4919	1	1	126	4923	3	643	1	298
2058	227	75	0	0	0	8	152	30	122	5040	1	1	122	5045	3	645	0	298
2059	220	72	0	0	0	8	148	30	118	5158	1	1	118	5163	2	648	0	299
2060	213	72	0	0	0	8	142	28	113	5272	1	1	113	5276	2	650	0	299
2061	207	69	0	0	0	8	138	28	110	5382	1	1	110	5386	2	651	0	299
2062	200	67	0	0	0	7	133	27	106	5488	1	1	106	5493	2	653	0	300
2063	194	65	0	0	0	7	129	26	103	5591	1	1	103	5596	1	655	0	300
2064	188	64	0	0	0	7	124	25	99	5690	1	1	99	5695	1	656	0	300
2065	182	62	0	0	0	7	120	24	96	5786	1	1	96	5791	1	657	0	300
2066	176	61	0	0	0	7	115	23	92	5878	1	1	92	5883	1	658	0	300
2067	171	59	0	0	0	6	112	22	90	5968	1	1	90	5973	1	659	0	300
2068	166	58	0	0	0	6	108	22	86	6054	1	1	86	6059	1	659	0	300
2069	161	56	0	0	0	6	105	21	84	6138	1	1	84	6142	1	660	0	300
2070	156	55	0	0	0	6	100	20	80	6218	1	1	80	6223	1	661	0	300
2071	151	53	0	0	0	6	98	20	78	6296	1	1	78	6301	0	661	0	300
2072	146	53	0	0	0	5	93	19	74	6371	1	1	74	6375	0	661	0	301
2073	142	51	0	0	0	5	91	18	73	6443	1	1	73	6448	0	662	0	301
2074	137	50	0	0	0	5	87	17	70	6513	1	1	70	6518	0	662	0	301
2075	133	48	0	0	0	5	85	17	68	6581	1	1	68	6585	0	663	0	301
2076	129	48	0	0	0	5	81	16	65	6645	1	1	65	6650	0	663	0	301
2077	125	46	0	0	0	5	79	16	63	6708	1	1	63	6713	0	663	0	301
2078	121	46	0	0	0	5	75	15	60	6768	1	1	60	6772	0	663	0	301
2079	117	44	0	0	0	4	73	15	58	6826	1	1	58	6831	0	663	0	301
2080	113	44	0	0	0	4	69	14	56	6882	1	1	56	6886	0	664	0	301
2081	109	42	0	0	0	4	67	13	54	6935	1	1	54	6940	0	664	0	301
2082	106	42	0	0	0	4	64	13	51	6987	1	1	51	6991	0	664	0	301
2083	103	40	0	0	0	4	62	12	50	7037	1	1	50	7041	0	664	0	301
2084	99	41	0	0	0	4	59	12	47	7083	1	1	47	7088	0	664	0	301
2085	96	39	0	0	0	4	57	11	46	7129	1	1	46	7134	0	664	0	301
2086	93	39	0	0	0	3	55	11	44	7173	1	1	44	7178	0	664	0	301
2087	90	38	0	0	0	3	52	10	41	7214	1	1	41	7219	0	664	0	301
2088	87	37	0	0	0	3	50	10	40	7254	1	1	40	7259	0	664	0	301
2089	84	37	0	0	0	3	47	9	38	7292	1	1	38	7297	0	664	0	301
2090	82	37	0	0	0	3	45	9	36	7								

Таблица 7.93 - Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 2 вариант (рекомендуемый), бобриковский ЭО

Годы	Вывозная таможен- ная пошлина	НДПИ	Налог на иму- щество	Расходы на социальное страхование ППП	Прочие налоги и отчис- ления	Налог на прибыль	Доход государства		Дисконтированный доход государства			
							Годовой	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
									Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2018	5	11	0	0	0	1	18	18	18	18	18	18
2019	5	11	0	0	0	1	18	36	16	34	15	34
2020	4	11	0	0	0	1	17	53	14	48	13	46
2021	4	10	0	1	0	1	16	69	12	61	11	57
2022	4	10	0	1	0	1	15	85	11	71	9	66
2023	4	9	0	1	0	1	15	99	9	80	7	73
2024	4	9	0	1	0	1	14	113	8	88	6	79
2025	12	28	0	1	0	4	45	158	23	111	17	96
2026	23	54	1	1	0	10	89	247	42	153	29	125
2027	37	85	2	1	0	16	140	388	60	212	40	165
2028	47	109	2	1	0	23	182	570	70	283	45	210
2029	46	105	2	1	0	21	176	746	62	344	38	248
2030	50	115	2	1	0	24	193	939	61	406	36	284
2031	54	125	2	1	0	25	207	1146	60	466	34	318
2032	58	113	2	1	0	31	206	1352	54	520	29	347
2033	68	102	2	1	0	45	218	1570	52	572	27	374
2034	66	99	2	1	0	43	211	1781	46	618	23	396
2035	66	100	2	1	0	46	216	1996	43	661	20	416
2036	67	102	1	1	0	47	219	2215	39	700	18	434
2037	68	103	1	1	0	48	221	2436	36	736	16	449
2038	69	104	1	1	0	49	224	2660	33	769	14	463
2039	67	101	0	1	0	49	218	2878	29	799	12	475
2040	65	98	0	1	0	49	213	3091	26	825	10	485
2041	63	95	0	1	0	48	206	3297	23	848	8	493
2042	61	92	0	1	0	46	200	3497	20	868	7	500
2043	59	89	0	1	0	45	195	3692	18	886	6	506
2044	60	91	0	1	0	46	198	3890	17	903	5	511
2045	61	92	0	1	0	47	201	4091	15	918	5	516
2046	59	89	0	1	0	45	195	4286	14	932	4	520
2047	57	87	0	1	0	44	189	4475	12	944	3	523
2048	56	84	0	1	0	42	183	4658	10	954	3	526
2049	54	81	0	1	0	41	177	4835	9	963	2	528
2050	52	79	0	1	0	40	172	5007	8	972	2	530
2051	51	76	0	1	0	39	166	5173	7	979	2	531
2052	49	74	0	1	0	37	161	5334	6	985	1	533
2053	48	72	0	1	0	36	156	5490	6	991	1	534
2054	46	70	0	1	0	35	151	5641	5	995	1	535
2055	45	67	0	1	0	34	147	5788	4	1000	1	536
2056	43	65	0	1	0	33	142	5930	4	1004	1	537
2057	42	63	0	1	0	32	137	6067	3	1007	1	537
2058	41	61	0	1	0	30	133	6200	3	1010	0	538
2059	39	59	0	1	0	30	129	6329	3	1012	0	538
2060	38	58	0	1	0	28	125	6454	2	1015	0	538
2061	37	56	0	1	0	28	121	6575	2	1017	0	539
2062	36	54	0	1	0	27	117	6692	2	1018	0	539
2063	35	52	0	1	0	26	114	6806	2	1020	0	539
2064	34	51	0	1	0	25	110	6916	1	1021	0	539
2065	33	49	0	1	0	24	107	7022	1	1023	0	540
2066	32	48	0	1	0	23	103	7125	1	1024	0	540
2067	31	46	0	1	0	22	100	7225	1	1025	0	540
2068	30	45	0	1	0	22	97	7322	1	1025	0	540
2069	29	43	0	1	0	21	94	7416	1	1026	0	540
2070	28	42	0	1	0	20	91	7506	1	1027	0	540
2071	27	41	0	1	0	20	88	7594	1	1027	0	540
2072	26	39	0	1	0	19	85	7679	0	1028	0	540
2073	25	38	0	1	0	18	82	7762	0	1028	0	540
2074	25	37	0	1	0	17	80	7841	0	1029	0	540
2075	24	36	0	1	0	17	77	7919	0	1029	0	540
2076	23	35	0	1	0	16	75	7993	0	1029	0	540
2077	22	34	0	1	0	16	72	8066	0	1030	0	540
2078	22	33	0	1	0	15	70	8136	0	1030	0	540
2079	21	32	0	1	0	15	68	8203	0	1030	0	540
2080	20	31	0	1	0	14	65	8269	0	1030	0	540
2081	20	30	0	1	0	13	63	8332	0	1030	0	540
2082	19	29	0	1	0	13	61	8393	0	1030	0	540
2083	18	28	0	1	0	12	59	8452	0	1031	0	540
2084	18	27	0	1	0	12	57	8509	0	1031	0	540
2085	17	26	0	1	0	11	55	8565	0	1031	0	540
2086	17	25	0	1	0	11	53	8618	0	1031	0	540
2087	16	24	0	1	0	10	51	8670	0	1031	0	540
2088	16	24	0	1	0	10	50	8720	0	1031	0	540
2089	15	23	0	1	0	9	48	8768	0	1031	0	540
2090	15	22	0	1	0	9	46	8814	0	1031	0	540
2091	14	21	0	1	0	9	45	8859	0	1031	0	540
2092	14	21	0	1	0	8	43	8902	0	1031	0	540
2093	13	20	0	1	0	8	42	8944	0	1031	0	540
2094	13	19	0	1	0	7	40	8984	0	1031	0	540
2095	12	19	0	1	0	7	38	9022	0	1031	0	540
2096	12	18	0	1	0	6	37	9059	0	1031	0	540
2097	12	18	0	1	0	5	35	9094	0	1031	0	540
2098	11	17	0	1	0	3	32	9126	0	1031	0	540
Всего	2747	4409	29	57	0	1884	9126	9126	1031	1031	540	540

Таблица 7.94 - Выручка от реализации продукции. Граничное месторождение - 3
вариант, бобриковский ЭО

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Товарный объем нефти, тыс. т		Поставка газа на внутр. рынке, тыс.м3	Выручка от реализации нефти, млн руб		Выручка от реал. газа на внутреннем рынке	ВСЕГО выручка от реализации
		внутренний рынок	внешний рынок		внутренний рынок	внешний рынок		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2018	1,65	0,82	0,82	0	13	13	0	26
2019	1,60	0,80	0,80	0	13	13	0	25
2020	1,55	0,78	0,78	0	12	12	0	25
2021	1,60	0,80	0,80	0	13	13	0	25
2022	1,66	0,83	0,83	0	13	13	0	26
2023	1,61	0,80	0,80	0	13	13	0	25
2024	1,56	0,78	0,78	0	12	12	0	25
2025	4,48	2,24	2,24	0	35	35	0	71
2026	8,39	4,20	4,20	0	66	66	0	133
2027	13,12	6,56	6,56	0	104	104	0	208
2028	16,80	8,40	8,40	0	133	133	0	266
2029	16,30	8,15	8,15	0	129	129	0	258
2030	17,79	8,89	8,89	0	141	141	0	281
2031	19,23	9,62	9,62	0	152	152	0	304
2032	20,69	10,35	10,35	0	164	164	0	327
2033	24,03	12,02	12,02	0	190	190	0	380
2034	23,31	11,65	11,65	0	184	184	0	369
2035	23,60	11,80	11,80	0	187	187	0	373
2036	23,91	11,96	11,96	0	189	189	0	378
2037	24,18	12,09	12,09	0	191	191	0	382
2038	24,48	12,24	12,24	0	194	194	0	387
2039	23,74	11,87	11,87	0	188	188	0	375
2040	23,03	11,51	11,51	0	182	182	0	364
2041	22,34	11,17	11,17	0	177	177	0	353
2042	21,67	10,83	10,83	0	171	171	0	343
2043	21,02	10,51	10,51	0	166	166	0	332
2044	21,36	10,68	10,68	0	169	169	0	338
2045	21,71	10,86	10,86	0	172	172	0	343
2046	21,04	10,52	10,52	0	166	166	0	333
2047	20,39	10,19	10,19	0	161	161	0	322
2048	19,75	9,88	9,88	0	156	156	0	312
2049	19,14	9,57	9,57	0	151	151	0	303
2050	18,55	9,27	9,27	0	147	147	0	293
2051	17,97	8,99	8,99	0	142	142	0	284
2052	17,42	8,71	8,71	0	138	138	0	275
2053	16,88	8,44	8,44	0	133	133	0	267
2054	16,35	8,18	8,18	0	129	129	0	259
2055	15,85	7,92	7,92	0	125	125	0	251
2056	15,36	7,68	7,68	0	121	121	0	243
2057	14,88	7,44	7,44	0	118	118	0	235
2058	14,42	7,21	7,21	0	114	114	0	228
2059	13,97	6,99	6,99	0	110	110	0	221
2060	13,54	6,77	6,77	0	107	107	0	214
2061	13,12	6,56	6,56	0	104	104	0	207
2062	12,71	6,36	6,36	0	101	101	0	201
2063	12,32	6,16	6,16	0	97	97	0	195
2064	11,94	5,97	5,97	0	94	94	0	189
2065	11,57	5,78	5,78	0	91	91	0	183
2066	11,21	5,60	5,60	0	89	89	0	177
2067	10,86	5,43	5,43	0	86	86	0	172
2068	10,52	5,26	5,26	0	83	83	0	166
2069	10,20	5,10	5,10	0	81	81	0	161
2070	9,88	4,94	4,94	0	78	78	0	156
2071	9,57	4,79	4,79	0	76	76	0	151
2072	9,28	4,64	4,64	0	73	73	0	147
2073	8,99	4,50	4,50	0	71	71	0	142
2074	8,71	4,36	4,36	0	69	69	0	138
2075	8,44	4,22	4,22	0	67	67	0	134
2076	8,18	4,09	4,09	0	65	65	0	129
2077	7,92	3,96	3,96	0	63	63	0	125
2078	7,66	3,83	3,83	0	61	61	0	121
2079	7,42	3,71	3,71	0	59	59	0	117
2080	7,18	3,59	3,59	0	57	57	0	114
2081	6,95	3,48	3,48	0	55	55	0	110
2082	6,73	3,36	3,36	0	53	53	0	106
2083	6,51	3,26	3,26	0	52	52	0	103
2084	6,31	3,15	3,15	0	50	50	0	100
2085	6,10	3,05	3,05	0	48	48	0	97
2086	5,91	2,95	2,95	0	47	47	0	93
2087	5,72	2,86	2,86	0	45	45	0	90
2088	5,54	2,77	2,77	0	44	44	0	88
2089	5,36	2,68	2,68	0	42	42	0	85
2090	5,19	2,59	2,59	0	41	41	0	82
2091	5,02	2,51	2,51	0	40	40	0	79
2092	4,86	2,43	2,43	0	38	38	0	77
2093	4,71	2,35	2,35	0	37	37	0	74
2094	4,56	2,28	2,28	0	36	36	0	72
2095	4,41	2,20	2,20	0	35	35	0	70
2096	4,27	2,13	2,13	0	34	34	0	68
2097	4,13	2,07	2,07	0	33	33	0	65
2098	4,00	2,00	2,00	0	32	32	0	63
Beero	975,87	487,93	487,93	0	7717	7717	0	15433

Таблица 7.95 - НДПИ для ВВН менее 200 мПа*с. Граничное месторождение - 3 вариант, бобриковский ЭО

Годы	Добыч а нефти,	Базов я ставка,	Расчет показателя, характеризующего особенности добычи, Дм								Расчет Кз		Расчет Кв (Кдв)				Расчет Кц			Ставка	ИТОГО
			Кндпи	Кц	Кв (Кдв)	Кз	Кд	Ккан	Кк	Дм	Вз	Кз	N	V	отбор	Кв	Цена	Курс	Кц	НДПИ	НДПИ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2018	1,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	357	1537	2,0	1,00	80	483	16,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6891	11
2019	1,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	82	483	16,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	11
2020	1,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	428	1466	2,0	1,00	83	483	17,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6962	11
2021	1,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	85	483	17,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	10
2022	1,7	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	86	483	17,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	11
2023	1,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	88	483	18,2	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	11
2024	1,6	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	90	483	18,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	10
2025	4,5	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	91	483	18,9	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	29
2026	8,4	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	96	483	19,8	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	55
2027	13,1	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	104	483	21,6	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	86
2028	16,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	117	483	24,3	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	110
2029	16,3	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	134	483	27,7	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	106
2030	17,8	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	150	483	31,1	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	116
2031	19,2	919	559	9,17	1,00	1,00	1,00	1,00	0	1894	2,0	1,00	168	483	34,8	1,00	56,37	57,86	9,17	6534	126
2032	20,7	919	559	9,17	0,64	1,00	1,00	1,00	0	3057	2,0	1,00	187	483	38,8	0,64	56,37	57,86	9,17	5371	111
2033	24,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	208	483	43,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	103
2034	23,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	232	483	48,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	100
2035	23,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	255	483	52,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	101
2036	23,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	279	483	57,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	102
2037	24,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	303	483	62,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	103
2038	24,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	327	483	67,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	105
2039	23,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	352	483	72,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	101
2040	23,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	375	483	77,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	98
2041	22,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	398	483	82,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	95
2042	21,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	421	483	87,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	93
2043	21,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	442	483	91,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	90
2044	21,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	463	483	95,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	91
2045	21,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	485	483	100,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	93
2046	21,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	506	483	104,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	90
2047	20,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	527	483	109,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	87
2048	19,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	548	483	113,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	84
2049	19,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	568	483	117,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	82
2050	18,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	587	483	121,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	79
2051	18,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	605	483	125,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	77
2052	17,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	623	483	129,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	74
2053	16,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	641	483	132,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	72
2054	16,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	658	483	136,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	70
2055	15,8	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	674	483	139,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	68
2056	15,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	690	483	142,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	66
2057	14,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	705	483	146,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	64
2058	14,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	720	483	149,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	62
2059	14,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	734	483	152,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	60
2060	13,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	748	483	154,9	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	58
2061	13,1	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	762	483	157,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	56
2062	12,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	775	483	160,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	54
2063	12,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	788	483	163,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	53
2064	11,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	800	483	165,6	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	51
2065	11,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	812	483	168,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	49
2066	11,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	824	483	170,5	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	48
2067	10,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	835	483	172,8	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	46
2068	10,5	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	846	483	175,1	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	45
2069	10,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	856	483	177,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	44
2070	9,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	866	483	179,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	42
2071	9,6	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	876	483	181,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	41
2072	9,3	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	886	483	183,4	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	40
2073	9,0	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	895	483	185,3	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	38
2074	8,7	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	904	483	187,2	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	37
2075	8,4	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	913	483	189,0	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	36
2076	8,2	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	921	483	190,7	0,30	56,37	57,86	9,17	4272	35
2077	7,9	919	559	9,17	0,30	1,00	1,00	1,00	0	4157	2,0	1,00	929	483	192,4	0,30					

Таблица 7.96 - Капитальные вложения, млн руб. Граничное месторождение - 3 вариант, бобриковский ЭО

Годы	ГРП	Бурение скважин										Затраты при бурении (БС, БГС, прочие)	ОНВСС для добычи, переработки, скв. ОРЭ и ОРЗ	Нефтепромысловое строительство и обустройство												Внешняя инфраструктура				Прочие объекты	Поддерж. объекты ОС	Освоение природных ресурсов	Затраты пользователей недр	Капитал. вложения, всего		Дисконтир. капитал. вложения				
		Всего	ННС	ГС	СМД ННС	СМД ГС	в т.ч.				Уплотнительная сетка			МЭС	ЭС (САГД)	ЭС (паранклянка)	строитель-ство	сбор и транспор-тировка	подго-товка нефти	ППО	электро-снабжение	автодо-роги	связь и автомат и-зация	база МТО	природо-охрана и экология	Итого пром. обу-стройство	нефте-провод	ДНС	авто-дороги					обустройство скважин и соору-жения ин-фраструктуры для СВН	Годовые	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
							Уплотнительная сетка	МЭС	ЭС (САГД)	ЭС (паранклянка)																											Годовые	Накопл.	Годовые	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37				
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	30	21	23	19	20				
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	23	0	20				
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31	0	23	0	20				
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31	0	23	0	21				
2025	0	39	0	0	0	39	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	42	73	22	45	16	36			
2026	0	28	0	0	28	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	0	0	31	104	14	59	10	46				
2027	0	76	0	0	76	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	1	0	0	81	185	34	94	23	69				
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	2	187	1	94	0	70				
2029	0	28	0	0	28	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	0	0	31	218	11	105	7	77				
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	219	0	106	0	77				
2031	0	28	0	0	28	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	0	0	31	250	9	115	5	82				
2032	0	55	0	0	55	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	1	0	0	62	311	16	131	9	90				
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	312	0	131	0	91				
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	2	315	0	132	0	91				
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	24	339	5	136	2	93				
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	340	0	136	0	93				
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	341	0	137	0	93				
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	342	0	137	0	93				
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	342	0	137	0	93				
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	343	0	137	0	93				
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	343	0	137	0	93				
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	344	0	137	0	93				
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	344	0	137	0	93				
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	345	0	137	0	93				
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	346	0	137	0	93				
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	346	0	137	0	93				
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	347	0	137	0	93				
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	347	0	137	0	93				
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	348	0	137	0	93				
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	348	0	137	0	93				
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	349	0	137	0	93				
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	349	0	137	0	93				
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	350	0	137	0	93				
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	351	0	137	0	93				
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	351	0	137	0	93				
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	352	0	137	0	93				
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	352	0	137	0	93				
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	353	0	137	0	93				
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0</														

Таблица 7.97 - Текущие затраты (по статьям калькуляции), млн руб. Граничное месторождение - 3 вариант, бобриковский ЭО

Годы	Расходы на энергию по извлечению жидкости (при добыче нефти)	Расходы по искусственному воздействию на пласт	Расходы по сбору и транспорту нефти	Расходы по тепло-логичес-кой подогр-товке нефти	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования				Общепроизводственные затраты			Перевод, возврат, рециркуляция	Затраты на МУП	ПРС для ОРЭ и ОРЭ	КРС	ГРР	ИТОГО текущие затраты	Налоги и отчисления					Амортизационные отчисления		Эксплуатацион. затраты, всего		Дисконтированные эксплуатационные затраты			
					содержа-ние и эксплуа-тация	числен-ность ППП	расходы на оплату труда ППП	расходы на оплату труда СВН	общепро-изводст-венные затраты	затраты на АУП	прочие							НДПИ на нефть	налог на иму-щество	расходы на социальное стра-хование ППП	прочие налоги	Итого	ранее введен-ные ОФ	новые ОФ	Годовые	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
																											Годовые	Накопл.	Годовые	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
2018	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	1	0	0	0	6	11	0	0	0,0	12	1	0	19	19	19	19	19	
2019	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	11	0	0	0,0	12	1	0	18	37	16	35	16	34
2020	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	11	0	0	0,0	11	1	0	18	55	15	50	13	48
2021	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	10	0	1	0,0	11	1	4	21	76	16	66	14	62
2022	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	1	0	0	0	6	11	1	1	0,0	12	1	4	22	98	15	81	13	75
2023	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	11	1	1	0,0	12	1	4	22	120	13	94	11	85
2024	1	0	0	0	2	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	5	10	0	1	0,0	11	1	4	21	141	12	106	9	95
2025	2	0	0	0	3	2	2	0	1	0	1	2	2	0	0	0	11	29	1	1	0,0	31	1	9	52	193	27	133	20	114
2026	2	0	1	1	3	2	2	0	1	0	1	0	2	0	0	0	10	55	1	1	0,0	57	1	13	80	273	37	170	26	140
2027	2	0	1	1	4	3	3	0	2	1	1	0	2	0	0	0	13	89	86	1	0,0	89	1	23	125	398	53	224	36	176
2028	3	0	1	1	4	3	3	0	2	1	1	3	0	0	0	0	15	110	3	1	0,0	113	0	23	151	550	58	282	37	213
2029	3	0	1	1	4	4	3	0	2	1	1	0	0	0	0	0	13	106	2	1	0,0	110	0	23	146	696	51	333	31	245
2030	3	0	1	1	4	3	3	0	2	1	1	0	1	0	0	0	13	116	2	1	0,0	119	0	23	155	851	50	383	29	274
2031	4	0	1	1	5	4	3	0	2	1	1	2	0	0	0	0	17	126	2	1	0,0	129	0	27	173	1025	50	433	28	302
2032	4	0	2	1	6	5	4	0	3	1	1	0	0	0	0	0	18	111	2	1	0,0	115	0	34	167	1192	44	477	24	326
2033	5	0	2	2	6	5	4	0	3	1	1	0	0	0	0	0	19	103	2	1	0,0	106	0	30	155	1347	37	514	19	345
2034	4	2	2	2	5	4	3	0	2	1	1	3	1	0	0	0	22	100	2	1	0,0	103	0	26	151	1497	33	547	16	361
2035	4	2	2	2	4	4	3	0	2	1	1	0	0	0	0	0	17	101	2	1	0,0	103	0	20	140	1637	28	575	13	374
2036	4	2	2	2	4	4	3	0	2	1	1	0	0	0	0	0	17	102	1	1	0,0	105	0	19	141	1778	25	600	11	385
2037	4	2	2	2	5	4	3	0	2	1	1	2	0	0	0	0	21	103	1	1	0,0	106	0	15	142	1919	23	623	10	395
2038	4	2	2	2	5	4	3	0	2	1	1	0	1	0	0	0	19	105	1	1	0,0	106	0	15	141	2060	21	644	9	404
2039	3	2	2	2	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	101	0	1	0,0	103	0	12	127	2187	17	661	7	410
2040	3	2	2	2	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	98	0	1	0,0	99	0	5	117	2304	14	675	5	416
2041	3	2	2	2	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	96	0	1	0,0	96	0	4	113	2418	13	688	5	420
2042	3	2	2	2	3	2	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	14	93	0	1	0,0	93	0	4	111	2529	11	699	4	424
2043	3	2	2	2	1	3	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	90	0	1	0,0	90	0	1	104	2633	10	709	3	427
2044	3	2	2	2	1	3	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	91	0	1	0,0	92	0	1	106	2739	9	718	3	430
2045	3	2	2	2	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	93	0	1	0,0	93	0	1	107	2846	8	726	2	433
2046	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	13	90	0	1	0,0	91	0	1	105	2951	7	733	2	435
2047	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	87	0	1	0,0	88	0	1	101	3052	6	740	2	436
2048	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	14	84	0	1	0,0	85	0	1	99	3151	6	745	2	438
2049	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	82	0	1	0,0	82	0	1	96	3247	5	750	1	439
2050	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	79	0	1	0,0	80	0	1	94	3340	4	755	1	440
2051	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	77	0	1	0,0	77	0	1	90	3431	4	759	1	441
2052	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	13	74	0	1	0,0	75	0	1	89	3519	3	762	1	442
2053	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	72	0	1	0,0	73	0	1	86	3605	3	765	1	443
2054	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	13	70	0	1	0,0	71	0	1	84	3689	3	768	1	443
2055	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	68	0	1	0,0	68	0	1	81	3770	2	770	0	444
2056	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	13	66	0	1	0,0	66	0	1	79	3849	2	772	0	444
2057	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	64	0	1	0,0	64	0	1	77	3926	2	774	0	444
2058	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	62	0	1	0,0	62	0	1	75	4001	2	776	0	445
2059	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	60	0	1	0,0	60	0	1	73	4074	1	777	0	445
2060	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	13	58	0	1	0,0	59	0	1	72	4146	1	779	0	445
2061	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	56	0	1	0,0	57	0	1	69	4215	1	780	0	445
2062	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	12	54	0	1	0,0	55	0	1	68	4283	1	781	0	445
2063	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	53	0	1	0,0	53	0	1	65	4348	1	782	0	445
2064	3	2	2	1	3	2	2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	12	51	0	1	0,0	52	0	1						

Таблица 7.98 - Прибыль от реализации продукции и ЧДД пользователя недр, млн руб.

Граничное месторождение - 3 вариант, бобриковский ЭО

Годы	Выручка от реализации	Эксплуатационные расходы	Внерезилиционные расходы, текущая ликвидация			Коммерческие расходы при экспорте нефти	Прибыль к налогообложению	Налог на прибыль	Чистая прибыль		Капитальные затраты	Амортизационные отчисления	Чистый доход		Чистый дисконтированный доход			
			Ликвидационный фонд	Прочие	Итого				Годовая	Накопл.			Годовой	Накопл.	коэф. 0,10	коэф. 0,15		
																	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2018	26	19	0	0	0	1	7	1	6	6	0	1	6	6	6	6	6	6
2019	25	18	0	0	0	1	7	1	6	12	0	1	6	12	6	12	5	12
2020	25	18	0	0	0	1	7	1	5	17	0	1	6	18	5	17	4	16
2021	25	21	0	0	0	1	4	1	3	20	28	4	-21	-3	-16	1	-14	2
2022	26	22	0	0	0	1	4	1	3	23	0	4	7	4	5	6	4	6
2023	25	22	3	0	3	1	1	0	1	24	0	4	5	9	3	9	2	9
2024	25	21	3	0	3	1	1	0	0	25	0	5	4	14	3	11	2	11
2025	71	52	3	0	3	3	16	3	13	37	42	10	-19	-6	-10	1	-7	3
2026	133	80	3	0	3	5	50	10	40	77	31	13	22	17	10	12	7	11
2027	208	125	3	0	3	8	79	16	63	140	81	23	6	22	2	14	2	12
2028	266	151	3	0	3	10	111	22	89	229	2	23	110	132	43	57	27	39
2029	258	146	3	0	3	10	108	22	87	316	31	23	79	211	28	84	17	56
2030	281	155	3	0	3	11	123	25	98	414	1	23	121	332	38	123	23	79
2031	304	173	3	0	3	11	128	26	102	517	31	27	98	430	28	151	16	95
2032	327	167	3	0	3	12	157	31	126	642	62	34	99	529	26	177	14	109
2033	380	155	0	0	0	14	225	45	180	822	1	30	208	737	50	227	26	134
2034	369	151	0	0	0	14	218	44	174	997	2	26	199	936	43	270	21	156
2035	373	140	0	0	0	14	234	47	187	1184	24	20	182	1118	36	306	17	173
2036	378	141	0	0	0	14	237	47	190	1374	1	19	208	1326	37	344	17	189
2037	382	142	0	0	0	14	241	48	193	1566	1	15	207	1534	34	378	15	204
2038	387	141	0	0	0	14	246	49	197	1763	1	15	211	1745	31	409	13	217
2039	375	127	0	0	0	14	248	50	199	1962	1	12	210	1955	28	437	11	228
2040	364	117	0	0	0	14	247	49	198	2160	1	5	202	2157	25	462	9	237
2041	353	113	0	0	0	13	240	48	192	2352	1	4	196	2352	22	484	8	245
2042	343	111	0	0	0	13	232	46	185	2537	1	4	189	2541	19	503	7	252
2043	332	104	0	0	0	12	228	46	183	2720	1	1	183	2724	17	520	6	257
2044	338	106	0	0	0	13	232	46	185	2905	1	1	186	2910	16	536	5	262
2045	343	107	0	0	0	13	236	47	189	3094	1	1	189	3099	14	550	4	267
2046	333	105	0	0	0	12	228	46	182	3277	1	1	183	3281	13	563	4	270
2047	322	101	0	0	0	12	221	44	177	3454	1	1	177	3458	11	574	3	273
2048	312	99	0	0	0	12	213	43	170	3624	1	1	170	3629	10	584	3	276
2049	303	96	0	0	0	11	207	41	166	3790	1	1	166	3794	9	592	2	278
2050	293	94	0	0	0	11	200	40	160	3950	1	1	160	3954	8	600	2	280
2051	284	90	0	0	0	11	194	39	155	4105	1	1	155	4109	7	607	2	282
2052	275	89	0	0	0	10	187	37	150	4254	1	1	150	4259	6	612	1	283
2053	267	86	0	0	0	10	181	36	145	4399	1	1	145	4404	5	618	1	284
2054	259	84	0	0	0	10	174	35	139	4539	1	1	139	4543	5	622	1	285
2055	251	81	0	0	0	9	170	34	136	4675	1	1	136	4679	4	626	1	286
2056	243	79	0	0	0	9	163	33	131	4805	1	1	131	4810	3	630	1	286
2057	235	77	0	0	0	9	159	32	127	4932	1	1	127	4937	3	633	1	287
2058	228	75	0	0	0	9	153	31	122	5054	1	1	122	5059	3	635	0	287
2059	221	73	0	0	0	8	148	30	119	5173	1	1	119	5178	2	638	0	288
2060	214	72	0	0	0	8	142	28	114	5287	1	1	114	5291	2	640	0	288
2061	207	69	0	0	0	8	139	28	111	5398	1	1	111	5402	2	642	0	288
2062	201	68	0	0	0	8	133	27	107	5504	1	1	107	5509	2	643	0	288
2063	195	65	0	0	0	7	129	26	103	5608	1	1	103	5612	1	645	0	289
2064	189	64	0	0	0	7	124	25	100	5707	1	1	100	5712	1	646	0	289
2065	183	62	0	0	0	7	121	24	97	5804	1	1	97	5809	1	647	0	289
2066	177	62	0	0	0	7	116	23	92	5896	1	1	92	5901	1	648	0	289
2067	172	59	0	0	0	6	113	23	90	5986	1	1	90	5991	1	649	0	289
2068	166	58	0	0	0	6	108	22	87	6073	1	1	87	6078	1	650	0	289
2069	161	56	0	0	0	6	105	21	84	6157	1	1	84	6162	1	650	0	289
2070	156	55	0	0	0	6	101	20	81	6238	1	1	81	6243	1	651	0	289
2071	151	53	0	0	0	6	98	20	78	6316	1	1	78	6321	1	651	0	289
2072	147	53	0	0	0	5	93	19	75	6391	1	1	75	6396	0	652	0	289
2073	142	51	0	0	0	5	91	18	73	6464	1	1	73	6469	0	652	0	289
2074	138	50	0	0	0	5	88	18	70	6534	1	1	70	6539	0	652	0	289
2075	134	49	0	0	0	5	85	17	68	6602	1	1	68	6607	0	653	0	290
2076	129	48	0	0	0	5	81	16	65	6667	1	1	65	6672	0	653	0	290
2077	125	46	0	0	0	5	79	16	63	6730	1	1	63	6735	0	653	0	290
2078	121	46	0	0	0	5	75	15	60	6790	1	1	60	6795	0	653	0	290
2079	117	44	0	0	0	4	73	15	59	6849	1	1	59	6853	0	654	0	290
2080	114	44	0	0	0	4	70	14	56	6905	1	1	56	6909	0	654	0	290
2081	110	42	0	0	0	4	68	14	54	6959	1	1	54	6963	0	654	0	290
2082	106	42	0	0	0	4	65	13	52	7010	1	1	52	7015	0	654	0	290
2083	103	40	0	0	0	4	63	13	50	7060	1	1	50	7065	0	654	0	290
2084	100	41	0	0	0	4	59	12	47	7108	1	1	47	7112	0	654	0	290
2085	97	39	0	0	0	4	58	12	46	7154	1	1	46	7159	0	654	0	290
2086	93	39	0	0	0	3	55	11	44	7198	1	1	44	7202	0	654	0	290
2087	90	38	0	0	0	3	52	10	42	7239	1	1	42	7244	0	654	0	290
2088	88	37	0	0	0	3	50	10	40	7279	1	1	40	7284	0	654	0	290
2089	85	37	0	0	0	3	47	9	38	7317	1	1	38	7322	0	655	0	290
2090	82	37	0	0	0	3	4											

Таблица 7.99 - Доход государства, млн руб. Граничное месторождение - 3 вариант, бобриковский ЭО

Годы	Вывозная таможен- ная пошлина	НДПИ	Налог на иму- щество	Расходы на социальное страхование ППП	Прочие налоги и отчис- ления	Налог на прибыль	Доход государства		Дисконтированный доход государства			
							Годовой	Накопл.	коэф. 0,10		коэф. 0,15	
									Годовой	Накопл.	Годовой	Накопл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2018	5	11	0	0	0	1	18	18	18	18	18	18
2019	5	11	0	0	0	1	18	36	16	34	15	34
2020	4	11	0	0	0	1	17	53	14	48	13	46
2021	5	10	0	1	0	1	17	70	13	61	11	58
2022	5	11	1	1	0	1	17	87	12	73	10	67
2023	5	11	1	1	0	0	16	103	10	83	8	76
2024	4	10	0	1	0	0	16	119	9	92	7	82
2025	13	29	1	1	0	3	47	166	24	116	18	100
2026	24	55	1	1	0	10	90	256	42	158	30	129
2027	37	86	2	1	0	16	142	398	60	218	40	170
2028	48	110	3	1	0	22	183	581	71	289	45	215
2029	46	106	2	1	0	22	178	759	62	351	38	253
2030	50	116	2	1	0	25	194	953	62	413	36	290
2031	54	126	2	1	0	26	209	1162	61	473	34	323
2032	59	111	2	1	0	31	205	1367	54	527	29	352
2033	68	103	2	1	0	45	220	1586	53	580	27	379
2034	66	100	2	1	0	44	212	1799	46	626	23	402
2035	67	101	2	1	0	47	217	2016	43	669	20	422
2036	68	102	1	1	0	47	220	2235	40	709	18	440
2037	68	103	1	1	0	48	222	2457	36	745	16	456
2038	69	105	1	1	0	49	225	2682	33	778	14	469
2039	67	101	0	1	0	50	219	2902	30	808	12	481
2040	65	98	0	1	0	49	214	3116	26	834	10	491
2041	63	95	0	1	0	48	207	3323	23	857	8	499
2042	61	93	0	1	0	46	201	3524	20	878	7	506
2043	60	90	0	1	0	46	196	3720	18	896	6	512
2044	60	91	0	1	0	46	199	3919	17	913	5	517
2045	61	93	0	1	0	47	202	4121	15	928	5	522
2046	60	90	0	1	0	46	196	4317	14	942	4	526
2047	58	87	0	1	0	44	190	4507	12	954	3	529
2048	56	84	0	1	0	43	184	4690	11	964	3	532
2049	54	82	0	1	0	41	178	4868	9	973	2	534
2050	53	79	0	1	0	40	172	5041	8	981	2	536
2051	51	77	0	1	0	39	167	5208	7	989	2	538
2052	49	74	0	1	0	37	162	5370	6	995	1	539
2053	48	72	0	1	0	36	157	5527	6	1001	1	541
2054	46	70	0	1	0	35	152	5678	5	1006	1	542
2055	45	68	0	1	0	34	147	5826	4	1010	1	542
2056	43	66	0	1	0	33	142	5968	4	1014	1	543
2057	42	64	0	1	0	32	138	6106	3	1017	1	544
2058	41	62	0	1	0	31	134	6240	3	1020	0	544
2059	40	60	0	1	0	30	130	6370	3	1023	0	545
2060	38	58	0	1	0	28	125	6495	2	1025	0	545
2061	37	56	0	1	0	28	122	6616	2	1027	0	545
2062	36	54	0	1	0	27	118	6734	2	1029	0	546
2063	35	53	0	1	0	26	114	6848	2	1030	0	546
2064	34	51	0	1	0	25	110	6959	1	1032	0	546
2065	33	49	0	1	0	24	107	7066	1	1033	0	546
2066	32	48	0	1	0	23	103	7169	1	1034	0	546
2067	31	46	0	1	0	23	100	7269	1	1035	0	546
2068	30	45	0	1	0	22	97	7367	1	1036	0	546
2069	29	44	0	1	0	21	94	7461	1	1036	0	547
2070	28	42	0	1	0	20	91	7552	1	1037	0	547
2071	27	41	0	1	0	20	88	7640	1	1038	0	547
2072	26	40	0	1	0	19	85	7725	0	1038	0	547
2073	25	38	0	1	0	18	83	7808	0	1039	0	547
2074	25	37	0	1	0	18	80	7888	0	1039	0	547
2075	24	36	0	1	0	17	78	7966	0	1039	0	547
2076	23	35	0	1	0	16	75	8041	0	1040	0	547
2077	22	34	0	1	0	16	73	8114	0	1040	0	547
2078	22	33	0	1	0	15	70	8184	0	1040	0	547
2079	21	32	0	1	0	15	68	8252	0	1040	0	547
2080	20	31	0	1	0	14	66	8318	0	1040	0	547
2081	20	30	0	1	0	14	64	8381	0	1041	0	547
2082	19	29	0	1	0	13	61	8443	0	1041	0	547
2083	18	28	0	1	0	13	59	8502	0	1041	0	547
2084	18	27	0	1	0	12	57	8560	0	1041	0	547
2085	17	26	0	1	0	12	56	8615	0	1041	0	547
2086	17	25	0	1	0	11	54	8669	0	1041	0	547
2087	16	24	0	1	0	10	52	8720	0	1041	0	547
2088	16	24	0	1	0	10	50	8771	0	1041	0	547
2089	15	23	0	1	0	9	48	8819	0	1041	0	547
2090	15	22	0	1	0	9	47	8865	0	1041	0	547
2091	14	21	0	1	0	9	45	8910	0	1041	0	547
2092	14	21	0	1	0	8	43	8954	0	1041	0	547
2093	13	20	0	1	0	8	42	8996	0	1041	0	547
2094	13	19	0	1	0	7	40	9036	0	1041	0	547
2095	12	19	0	1	0	7	39	9074	0	1042	0	547
2096	12	18	0	1	0	6	37	9111	0	1042	0	547
2097	12	18	0	1	0	5	35	9146	0	1042	0	547
2098	11	17	0	1	0	3	32	9179	0	1042	0	547
Beero	2764	4436	31	57	0	1891	9179	9179	1042	1042	547	547

Таблица 7.100 - Анализ чувствительности изменения ЧДД пользователя недр и рентабельно извлекаемых запасов УВС. Граничное месторождение - суммарный (рекомендуемый) вариант

ЧДД пользователя недр, млн.руб.

Показатели	Отклонение показателей (+/-)		
	-20%	0%	+20%
Экспортная цена нефти	806	1067	1327
Капитальные вложения	1114	1067	1019
Текущие затраты	1112	1067	1021

Чистый дисконтированный доход государства, млн.руб.

Показатели	Отклонение показателей (+/-)		
	-20%	0%	+20%
Экспортная цена нефти	1488	1998	2508
Капитальные вложения	2002	1998	1993
Текущие затраты	2006	1998	1989

Рентабельно извлекаемые запасы категорий A+B1+B2

Показатели	Отклонение показателей (+/-)		
	-20%	0%	+20%
Экспортная цена нефти	2493	2493	2493
Капитальные вложения	2493	2493	2493
Текущие затраты	2493	2493	2493

8 Характеристика извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения углеводородов

8.1 Анализ расчетных величин коэффициентов извлечения УВС

Для обоснования КИН и извлекаемых запасов нефти разработано множество методов, различных по подходу и набору определяющих геолого-физических параметров, по систематизации, масштабу осреднения и обобщения первичных данных, а также по надежности прогноза.

В рассматриваемой работе расчеты технологических показателей выполнены на базе геолого-технологической модели, учитывающей особенности сложного геологического строения залежей месторождения, свойства пластовых флюидов, сложный механизм и геометрию фильтрационных потоков, динамику разбуривания, степени выработки запасов, пластовых и забойных давлений. Наряду с этим оценка КИН выполнена также «покоэффициентной» методикой. Полученные при этом коэффициенты извлечения нефти использовались только для сопоставительных оценок с коэффициентами извлечения нефти, полученными при повариантных расчетах.

Расчеты технологических показателей разработки по вариантам, проведенные с использованием геолого-технологической модели позволили оценить динамику отборов нефти и конечный КИН как по объектам и в целом по месторождению.

Под коэффициентом нефтеизвлечения понимается относительная величина, показывающая какую часть от начальных геологических запасов можно извлечь из пластов для конкретных геолого-физических условий объекта при разработке его до предела экономической рентабельности по заданной технологии.

Для расчета конечной величины нефтеизвлечения существуют статистические и гидродинамические методы.

Оценка КИН технико-экономическими расчетами

В данной работе расчеты технологических показателей выполнены на базе геолого-технологической модели. Результаты гидродинамических расчетов технологических показателей предшествующего периода разработки были адаптированы с динамикой добычи нефти, пластовых и забойных давлений,

обводненности добываемой продукции по скважинам. В результате такого согласования математическая модель, используемая для прогноза коэффициента нефтеизвлечения, максимально идентифицирована с реальными параметрами залежи по данным истории разработки месторождения.

Расчеты технологических показателей разработки по вариантам позволили оценить динамику отборов нефти и конечный КИН по объектам разработки и по месторождению в целом. Прогнозируемые отборы нефти за проектный срок разработки и значения конечных коэффициентов нефтеизвлечения, полученные в результате технологических расчетов, приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Значения КИН по технико-экономическим расчетам

Варианты	Объекты	Балансовые запасы нефти, тыс.т	Отобрано за весь срок разработки, тыс.т	КИН, д.ед.		ЧДД, млн руб.
				расчетный	утвержденный	
базовый	каширский	77	11	0,147	0,210	17
1			16	0,210		23
2			16	0,210		23
3			16	0,210		23
базовый	верейский	1950	78	0,044	0,239	61
1			348	0,178		166
2			469	0,241		333
3			471	0,241		325
базовый	башкирский	4233	57	0,026	0,219	38
1			716	0,169		235
2			1021	0,241		410
3			1026	0,242		396
базовый	бобриков-ский	3201	58	0,200	0,311	26
1			998	0,312		231
2			998	0,312		301
3			1004	0,314		290
базовый	Месторож-дение в целом	9461	204	0,029	0,260	142
1			2078	0,220		655
2			2504	0,265		1067
3			2516	0,266		1034

Метод оценки КИН с использованием метода аналогий

Метод аналогии основан на идентификации прогнозируемого КИН по результатам разработки залежей с близкими геолого-физическими свойствами, сходными системами разработки и имеющими достаточно длительную историю промышленной разработки, что гарантирует определенность фактических КИН.

Использование фактических данных по месторождениям, приуроченных к единому нефтегазоносному району с близкими геолого-физическими свойствами, позволяет получить наиболее достоверный результат.

В качестве месторождений-аналогов использованы данные Вишнево-Полянского и Пионерского месторождений Республики Татарстан. Сравнение геолого-физических параметров Граничного нефтяного месторождения с параметрами соседних месторождений Республики Татарстан приведено в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Сравнение геолого-физических параметров Граничного нефтяного месторождения с параметрами соседних месторождений Республики Татарстан

Месторождение	Средняя глубина залегания кровли, м	Нефте- насы- щенная толщина, м	Расчле- неность, ед	Порис- тость, %	Прони- цаемость, мкм ²	Вязкость, мПа*с	Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	Газовый фактор, м ³ /т	Содер- жание серы в нефти, %	Содер- жание парафина в нефти, %	Давление насыщ. нефти газом, МПа	Кoeff. вытесне- ния, д.ед.	Кoeff. охвата, д. ед	КИН, д.ед.
Каширский объект														
Граничное	835,9	1,7	1,4	16,0	0,036	50,13	0,898	6,06	2,98	-	1,7	0,269	0,781	0,210
Вишнево- Полянское	950,0	3,4	3,0	17,0- 19,0	0,095	263,80	0,901	1,61	4,12	2,64	1,14	0,313	0,613	0,192
Пионерское	941,4	2,0	1,5	19,8	0,051	160,70	0,889	2,81	3,7	2,8	0,9	0,320	0,703	0,225
Верейский объект														
Граничное	855,4	5,3	3,7	15,4	0,240	69,23	0,900	4,05	3,53	2,37	1,3	0,466	0,517	0,241
Вишнево- Полянское	1010,0	5,5	3,0	16,0	0,388- 0,497	86,30	0,884	4,33	3,66	2,59	2,7	0,37	0,735	0,272
Пионерское	1006,5	3,6	2,8	16,0	0,131	97,30	0,902	5,61	3,8	3,00	1,5	0,35	0,703	0,246
Башкирский объект														
Граничное	879,2	11,0	8,0	14,8	0,133	148,63	0,915	2	3,93	2,77	0,6	0,315	0,765	0,241
Вишнево- Полянское	1068	13,9	8,0	15,0- 16,5	0,208- 0,302	200,4	0,925	3,4	3,88	2,99	1,94	0,299	0,957	0,286
Пионерское	1054,8	7,2	6,6	15,0	0,129	201,1	0,909	1,22	3,8	2,8	0,5	0,369	0,640	0,236
Бобриковский объект														
Граничное	1177,4	7,8	3,0	23,8	0,435	186,39	0,915	4,18	3,81	2,77	1,5	0,597	0,523	0,312
Вишнево- Полянское	1264	10,6	4,0	21,0- 34,0	0,869- 0,956	155,2	0,918	3,55	3,76	2,97	2,6	0,68	0,535	0,364
Пионерское	1341,2	5,4	2,5	24,0	1,169	82,7	0,892	10,43	3,5	2,9	2,0	0,545	0,716	0,390

«Покоэффициентный» расчет коэффициента нефтеизвлечения

Определение коэффициента извлечения нефти по методике ТатНИПИнефть. Для гидродинамических расчетов при обосновании коэффициента нефтеизвлечения необходимыми исходными параметрами являются проницаемость, коэффициенты продуктивности скважин, данные о неоднородности пластов, о физических свойствах пластовых нефтей и вод, соотношение скважин.

Коэффициент извлечения нефти из недр представляется произведением трех коэффициентов:

$$K_{ИН} = K_c \cdot K_B \cdot K_3$$

(8.1)

где K_c – коэффициент сетки, K_B – коэффициент вытеснения;

K_3 – коэффициент заводнения.

Каждый сомножитель формулы является интегральной величиной и количественно характеризует совместное действие отдельной группы факторов.

Определение коэффициента вытеснения

Коэффициент вытеснения (K_B) нефти в микрообъеме пласта при неограниченно большой прокачке вытесняющего агента, учитывающий микрон неоднородность пористой породы пластов, а также капиллярные силы, действующие на контакте нефти и вытесняющего агента, и замыкающие остаточную нефть, определяемый обычно в лабораторных условиях на образцах керна. Лабораторные исследования по оценке коэффициента вытеснения на месторождении не проводились. Поэтому для оценки возможной величины коэффициента вытеснения использовалась зависимость коэффициента вытеснения от проницаемости породы и вязкости нефти, установленная при статистической обработке результатов исследования этого процесса в лабораторных условиях.

Принятые параметры для подсчета запасов по объектам Граничного месторождения приведены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 - Принятые коэффициенты вытеснения для обоснования КИН

Пласт	Проницаемость, мкм ²	Нефтенасыщенность, %	Коэффициент вытеснения, д.ед.
Каширский (C _{2ks})	0,036	73,0	0,269
Верейский (C _{2vr})	0,240	74,6	0,466
Башкирский (C _{2b})	0,133	75,0	0,315
Бобриковский (C _{1bb})	0,435	90,0	0,597

Определение коэффициента сетки

Второй коэффициент K_c называется коэффициентом охвата сеткой скважин, который показывает долю дренируемого объема во всем объеме нефтяного пласта для любой проектной сетки скважин. Коэффициент охвата процессом вытеснения определяется по формуле Щелкачева В.Н.:

$$K_c = e^{-\alpha \cdot S},$$

(8.2)

где α - коэффициент пропорциональности, зависящий от коллекторских свойств пласта и насыщающих его жидкостей;

S – площадь, приходящаяся на одну скважину, км².

Коэффициент α можно определить по нескольким приближенным формулам. Установлено, что коэффициент α для месторождений с терригенными коллекторами колеблется от 0,4 до 2,5, для карбонатных коллекторов – от 1,1 до 6,3.

$$\alpha = 2,675 + 0,255 \cdot V_{расч}^2 - 0,0272 \cdot \frac{K_{прон}}{\mu_n}$$

(8.3)

где $V_{расч}^2$ - расчетная неоднородность;

$K_{прон}$ – коэффициент проницаемости;

μ_n – вязкость нефти в пластовых условиях.

Определение коэффициента охвата заводнением

Третий коэффициент K_3 называют коэффициентом охвата заводнением,

который показывает долю извлечения подвижных запасов нефти, то есть учитывает то обстоятельство, что не весь вовлеченный в работу объем удастся заводнить. По экономическим соображениям скважины не могут эксплуатироваться до полной обводненности, так как при этом стоимость добычи одной тонны нефти будет недопустимо большой. Величина коэффициента охвата заводнением зависит от предельной обводненности добываемой жидкости и неравномерности вытеснения нефти агентом. Весовая предельная обводненность добываемой продукции A_2 зависит от предельной себестоимости добычи одной тонны нефти $C_{пр}$, выше которой эксплуатация скважин становится нерентабельной, и дебита жидкости на одну скважину. Весовая предельная доля агента в дебите добываемой жидкости A_2 переводится в расчетную предельную долю агента A по формуле:

$$A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2} \quad (8.4)$$

где μ_0 - коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента. Этот коэффициент определяется для залежей с водонефтяной зоной по формуле:

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{\mu_n}{\mu_v} \cdot K_\phi \right) \cdot \frac{\gamma_v}{\gamma_n} \quad (8.5)$$

где μ_n и μ_v - вязкость нефти и воды в пластовых условиях;

γ_v / γ_n - отношение удельных весов воды и нефти;

Фильтрационный коэффициент:

$$K_\phi = K_2^{1.5} \quad (8.6)$$

K_v - коэффициент вытеснения нефти.

Неравномерность вытеснения нефти агентом, от которой зависит коэффициент охвата заводнением, количественно характеризуется квадратом коэффициента вариации V^2 , в условиях размещения нагнетательных и добывающих скважин по равномерной сетке, определяется следующим образом:

$$V^2 = V_n^2 + (V_n^2 + 1) \frac{2}{1+m} \left[\left(0,1 \cdot \frac{2\mu_*}{1+\mu_*} + 1 \right) \frac{V_3^2 + 1}{\frac{V_3^2}{4} + 1} - 1 \right] \quad (8.7)$$

где V^2 - расчетная неоднородность продуктивных пластов, V_1^2 - послойная неоднородность нефтяных пластов, определяемая в скважинах с помощью глубинного расходомера или по исследованию керновых данных, V_3^2 - зональная неоднородность пласта или неоднородность по коэффициенту продуктивности,

m – коэффициент, учитывающий неоднородность скважин по продуктивности и различия нефти и вытесняющего агента.

$$m = \nu \cdot \sqrt{\mu_*} \quad (8.8)$$

ν – коэффициент, учитывающий различие скважин по продуктивности;

$$\nu = 1 + \frac{V_3^2}{0,3 - \frac{0,02}{V_3^2}} \quad (8.9)$$

По значениям V^2 и A определяется коэффициент охвата заводнением по формулам:

$$K_3 = K_{3H} + (K_{3K} - K_{3H}) \cdot A, \quad (8.10)$$

$$K_{3H} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \cdot V^2}, \quad (8.11)$$

$$K_{3K} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot V^2} \leq 1, \quad (8.12)$$

Коэффициент охвата заводнением для водонефтяной зоны характеризует долю отбираемых подвижных запасов нефти и зависит от многих факторов: расчетной неоднородности пластов по скорости фильтрации жидкости V^2 , соотношения нефтенасыщенной и водонасыщенной мощностей; наличия и выдержанности непроницаемого пропластка; предельной доли воды в продукции добывающих скважин, системы размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин.

Основные исходные данные и результаты расчета КИН приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 - Основные исходные данные и результаты расчета КИН по коэффициентному методу

Параметр	Обозначение	Объекты			
		Каширский	Верейский	Башкирский	Бобриковский
Зональная неоднородность пласта, д.ед.	$V_{зон}$	2,3	0,860	5,0	1,042
Послойная неоднородность пласта, д.ед.	$V_{посл}$	0,630	1,040	0,620	0,505
Коэффициент проницаемости, мкм ²	$K_{прон}$	0,036	0,240	0,133	0,435
Коэффициент вытеснения, д.ед.	$K_{выт}$	0,269	0,466	0,315	0,597
Коэффициент фильтрации, д.ед.	K_f	0,140	0,318	0,297	0,461
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	μ_n	50,13	69,23	148,6	186,39
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	$\mu_{воды}$	1,44	1,57	1,53	1,66
Соотношение плотностей нефти и воды в пластовых условиях, д.ед.	γ^*	0,802	0,629	0,806	0,790
Коэфф., учитывающий соотношение вязкостей и плотностей нефти и воды в пластовых условиях, д.ед.	μ_0	6,06	17,03	35,77	64,84
Предельная весовая обводненность, д.ед.	A_2	0,980	0,980	0,980	0,980
Расчетная предельная доля вытесняющего агента	A	0,890	0,733	0,578	0,430
Коэффициент заводнения, д.ед.	K_z	0,787	0,623	0,617	0,548
Коэффициент пропорциональности, д.ед.	α	1,0	1,0	1,0	0,41
Коэффициент сетки, д.ед.	K_c	0,990	0,829	0,878	0,954
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	КИН	0,210	0,241	0,241	0,312

Статистическая многофакторная модель (метод Кожякина)

Коэффициент нефтеизвлечения по статистической модели рассчитывался по формуле:

$$\begin{aligned}
 \text{КИН} = & 0,507 - 0,167 \cdot \lg \mu_0 + 0,0275 \cdot \lg K - 0,05 \cdot W_k + 0,0018 \cdot h_n + \\
 & + 0,071 \cdot K_n - 0,000855 \cdot S
 \end{aligned}
 \tag{8.15}$$

где μ_0 – относительная вязкость нефти в пластовых условиях, д.ед.;

K – коэффициент проницаемости, мкм²;

W_k – коэффициент вариации проницаемости, д.ед;

h_n – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

K_n – коэффициент песчанистости;

S – плотность сетки скважин в пределах внешнего контура нефтеносности, га/скв.

Исходные данные для расчетов конечного КИН по данной методике приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Средние величины параметров для условий методики Кожакина С.В. для терригенных коллекторов

Параметры	Предельные значения	Бобриковский
μ_0 , д.ед.	0,5 – 34,3	114,1
K , мкм ²	0,109 – 3,2	0,435
W_k , д.ед.	0,33 – 3,24	0,586
h_n , м	2,6 – 26,9	7,8
K_n , д.ед.	0,51 – 0,94	0,359

Определение КИН методом МИНГЕО-87

Коэффициент нефтеизвлечения по методике МИНГЕО-87 рассчитывался по формуле:

- для карбонатных коллекторов

$$\begin{aligned}
 K_{ИН} = & 0,105 + \left(\frac{0,648 \cdot m \cdot K_{nn}}{b} \right) + 0,039 \cdot \lg k \cdot \frac{\mu_v}{\mu_n} + 0,001 \cdot k_{прод} + 0,217 \cdot k_{песч} \\
 & - 0,005 \cdot k_{расч} + 0,011 \cdot \left(\frac{P_{пл}}{P_{нас}} \right) + 0,002 \cdot h_{эфф.нн}
 \end{aligned}
 \tag{8.16}$$

- для терригенных коллекторов

$$\begin{aligned}
 K_{ИН} = & 0,114 + \left(\frac{0,509 \cdot m \cdot K_{nn}}{b} \right) + 0,044 \cdot \lg k \cdot \frac{\mu_v}{\mu_n} + 0,003 \cdot k_{прод} + 0,166 \cdot k_{песч} - 0,003 \cdot k_{расч} \\
 & + 0,006 \cdot \left(\frac{P_{пл}}{P_{нас}} \right) + 0,005 \cdot h_{эфф.нн}
 \end{aligned}
 \tag{8.17}$$

где m - пористость;

$K_{н/н}$ - коэффициент нефтенасыщенности;

b - объемный коэффициент;

μ_v/μ_n – отношение вязкостей воды и нефти;

k – проницаемость;

$K_{прод.}$ - коэффициент продуктивности;

$K_{песч.}$ - коэффициент песчанистости;

$K_{расч.}$ - коэффициент расчлененности;

$P_{пл}/P_{нас}$ - пережатие;

$h_{эфф. н/н}$ - эффективная нефтенасыщенная толщина.

Исходные данные и результаты расчетов конечного значения КИН по данной методике представлены в таблице 8.6 и 8.7.

Таблица 8.6 – Средние величины параметров для условий методики МИНГЕО-87 для карбонатных коллекторов

Параметры	Пределы изменения	Каширский	Верейский	Башкирский
m , д.ед.	-	0,160	0,154	0,148
$K_{н/н}$, д.ед.	0,55 – 0,95	0,730	0,746	0,780
b , д.ед.	1,028 – 1,408	1,025	1,017	1,016
μ_v/μ_n , д.ед.	0,07 – 1,0	0,029	0,023	0,010
k , мкм ²	0,002 – 0,158	0,036	0,240	0,133
$K_{прод}$, т/сут*МПа	0,3 – 44,3	1,81	7,23	3,07
$K_{песч}$, д.ед.	0,281 – 0,82	0,181	0,115	0,443
$K_{расч}$, д.ед.	3,5 – 14,4	1,4	3,7	8,0
$P_{пл}/P_{нас}$, д.ед.	1,4 – 8,3	5,2	6,9	18,2
$h_{эфф.н/н}$, м	1,5 – 20,6	1,7	5,3	11,0

Таблица 8.7 – Средние величины параметров для условий методики МИНГЕО-87 для терригенных коллекторов

Параметры	Пределы изменения	Бобриковский
m , д.ед.	0,086 – 0,22	0,238
$K_{н/н}$, д.ед.	0,48 – 0,91	0,900
b , д.ед.	-	1,011
μ_v/μ_n , д.ед.	0,05 – 1,0	0,009
k , мкм ²	0,002 – 0,6	0,435
$K_{прод}$, т/сут/атм	0,1 – 50,0	1,07
$K_{песч}$, д.ед.	0,35 – 0,9	0,359
$K_{расч}$, д.ед.	1,0 – 12,0	3,0
$P_{пл}/P_{нас}$, д.ед.	1,0 – 4,0	10,1
$h_{эфф.н/н}$, м	1,0 – 22,6	7,8

Методика ПАО «Гипровостокнефть» для карбонатных коллекторов

Коэффициент нефтеизвлечения для карбонатных коллекторов по методике ОАО «Гипровостокнефть» рассчитывался по формуле:

$$КИН = \left(\frac{1}{m} \right) \cdot L_n \cdot \left(0,441 \cdot m - 0,01 \cdot \lg \mu_0 - \frac{(0,323 \cdot S \cdot S_p \cdot h^{-1})}{10000} \right), \quad (8.17)$$

где m – пористость, д.ед.;

L_n – средняя нефтенасыщенность, д.ед.;

μ_0 – относительная вязкость нефти в пластовых условиях, д.ед.;

S – плотность сетки скважин в пределах внешнего контура нефтеносности, га/скв.;

S_p - плотность сетки скважин в зоне разбуривания, га/скв;

h - нефтенасыщенная толщина, м.

Исходные данные и результаты расчетов конечного значения КИН по данной методике представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Средние величины параметров для условий методики ПАО «Гипровостокнефть»

Параметры	Предельные параметры	Каширский	Верейский	Башкирский
m , д.ед.	0,091 – 0,235	0,160	0,154	0,148
L_m , д.ед.	0,75 – 0,91	0,730	0,746	0,780
μ_0 , д.ед.	1,0 – 34,7	34,8	44,1	97,1
S , га/скв	12,3 – 65,0	24,5	18,7	12,9
S_p , га/скв	12,3 – 65,0	17,2	13,1	19,9
$h_{эф.н/н}$, м	3,6 – 31,1	1,7	5,3	11,0

Как видно из таблиц, средние величины параметров объектов не соответствуют интервалам, при которых справедливы уравнения, поэтому расчет КИН по методикам Мингео-87, ПАО «Гипровостокнефть» и Кожакина в данном случае невозможен.

Метод оценки КИН с использованием гидродинамической модели

Гидродинамическая модель основана на математическом описании механизмов процесса нефтеизвлечения и позволяет учесть в рамках имеющейся информации влияние особенностей геологического строения и системы разработки эксплуатационного объекта (системы размещения добывающих и нагнетательных скважин, плотности сетки, режимов нагнетания и отбора и т.д.), физико-химических свойств пластовых и закачиваемых флюидов на технологические показатели разработки.

Схематизация строения залежей в гидродинамической модели основана на построении детерминированной геологической модели пластов, в которой основные параметры (проницаемость, пористость, нефтенасыщенность, эффективная толщина) считаются заданными функциями координат.

Результаты гидродинамических расчетов технологических показателей предшествующего периода разработки согласованы с динамикой разбуривания объекта, добычи нефти, закачки воды, пластовых и забойных давлений, обводненности продукции скважин, в результате чего данная модель была

использована для прогноза КИН. Данный метод оценки КИН наиболее надежен, т.к. максимально учитывает особенности строения и условия разработки.

На Граничном месторождении выделено четыре объекта разработки, по которому рассчитано три прогнозных варианта разработки.

Таким образом, значения КИН, определённые при гидродинамическом моделировании, не выходят за рамки значений, полученных другими методами. Это позволяет сделать вывод о приемлемой достоверности результатов, полученных при гидродинамическом моделировании.

8.2. Обоснование рекомендуемых извлекаемых запасов и КИН

В данной работе приведены результаты расчетов конечного коэффициента нефтеизвлечения тремя методами: с использованием геолого-технологической модели месторождения, «покоэффициентному» и метода аналогий.

Сопоставление утвержденных и расчетных величин КИН представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Сопоставление коэффициентов извлечения нефти по вариантам разработки

ЭО	Вариант разработки	Расчетные величины					
		Коэффициент вытеснения	Коэффициент охвата	КИН	Технологические расчеты	КИН по другим методикам и/или месторождениям-аналогам	
						«Покоэффициентный» метод	Метод аналогий
C _{2ks}	2	0,269	0,781	0,210	0,210	0,210	0,192 – 0,225
C _{2vr}	2	0,466	0,517	0,241	0,241	0,241	0,246 – 0,272
C _{2b}	2	0,315	0,765	0,241	0,241	0,241	0,236 – 0,286
C _{1bb}	2	0,597	0,523	0,312	0,312	0,312	0,364 – 0,390

Таким образом, значения КИН, определённые при гидродинамическом моделировании, соизмеримы со значениями, полученными другими методами. Это позволяет сделать вывод о приемлемой достоверности результатов, полученных при гидродинамическом моделировании. По технико-экономическим показателям авторами рекомендуются значения КИН по 2 варианту, которые получены по

геолого-технологической модели, при котором КИН по месторождению составит 0,265 д.ед.

Сопоставление по вариантам разработки извлекаемых запасов нефти, коэффициентов извлечения нефти приведено в таблице 8.10.

Таблица 8.10 - Сопоставление по вариантам разработки извлекаемых запасов нефти, коэффициентов извлечения нефти

ЭО	Вариант разработки	Геологические запасы		КИН, д.ед.	Извлекаемые запасы	
		Нефти, тыс.т	Раств. газа, млн.м ³		Нефти, тыс.т	Раств. газа, млн.м ³
Каширский (C _{2ks})	Базовый	77	-	0,147	11	-
	1			0,210	16	-
	2			0,210	16	-
	3			0,210	16	-
Верейский (C _{2vr})	Базовый	1950	7	0,044	78	-
	1			0,178	348	-
	2			0,241	469	-
	3			0,241	471	-
Башкирский (C _{2b})	Базовый	4233	8	0,026	57	-
	1			0,169	716	1
	2			0,241	1021	1
	3			0,242	1026	1
Бобриковский (C _{1bb})	Базовый	3201	16	0,200	58	-
	1			0,312	998	4
	2			0,312	998	4
	3			0,314	1004	4
Месторождение в целом	Базовый	9461	31	0,029	204	-
	1			0,220	2078	4
	2			0,265	2504	5
	3			0,266	2516	5

8.3. Анализ изменения извлекаемых запасов и КИН

Сопоставление извлекаемых запасов нефти и КИН по рекомендуемому варианту с ранее утвержденными и числящимися на Государственном балансе полезных ископаемых РФ (рентабельно и технологически обоснованных) приводится в таблицах 8.11 и 8.12.

Результаты технико-экономических расчетов показывают, что с экономической точки зрения (показатель Топт) лучшим является третий вариант, при котором КИН по месторождению по категории А+В1+В2 составит 0,265 д.ед. Извлекаемые запасы

по месторождению по категории А+В1+В2 составят 2504 тыс.т.

Таблица 8.11 - Обоснование и сопоставление рекомендуемого технологического КИН с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых РФ

Наименование документа, в котором произведен расчет КИН	Организация, производившая расчет КИН, дата	Номер протокола ГКЗ Российской Федерации, дата	Подсчетный объект	Числящиеся на госбалансе			Рекомендуемые			Изменение	Комментарий (причины изменения)
				Коэффициент вытеснения, доли ед.	Коэффициент охвата, доли ед.	КИН, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Коэффициент охвата, доли ед.	КИН, доли ед.		
Подсчет запасов нефти Граничного нефтяного месторождения	Институт «ГипроНефть»	2018 г.	C _{2ks}	0,275	0,764	0,210	0,269	0,781	0,210	0	
			C _{2vr}	0,449	0,532	0,239	0,466	0,517	0,241	+0,002	Бурение скв.
			C _{2b}	0,314	0,697	0,219	0,315	0,765	0,241	+0,022	Бурение скв.
			C _{1bb}	0,552	0,563	0,311	0,597	0,523	0,312	+0,001	Бурение скв.
			В целом			0,260			0,265	+ 0,005	Бурение скв.

Таблица 8.12 - Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов нефти и КИН с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых РФ (рентабельно и технологически обоснованных)

Наименование документа, в котором произведен расчет КИН	Организация, производившая расчет КИН, дата	Номер протокола ГКЗ Российской Федерации, дата	Подсчетный объект	Числящиеся на госбалансе				Рекомендуемые				Изменение				Комментарии (причины изменения)
				Извлекаемые запасы, тыс.т	Рентабельно извлекаемые запасы, тыс.т	КИН _р , доли ед.	КИН, доли ед.	Извлекаемые запасы, тыс.т	Рентабельно извлекаемые запасы, тыс.т	КИН _р , доли ед.	КИН, доли ед.	Извлекаемые запасы, ± тыс.т ± %	КИН, ± доли ед.	Рентабельно извлекаемые запасы, ± тыс.т ± %	КИН _р , ± доли ед.	
Подсчет запасов нефти Граничного нефтяного месторождения	Институт «ТатНИПИнефть»	2018 г	C ₂ ks	8			0,210	16			0,210	+ 16 + 100 %	0			Ввод возвратных скважин
			C ₂ vr	348			0,239	469			0,241	+ 121 + 34,8 %	+0,002			Бурение скв.
			C ₂ b	716			0,219	1021			0,241	+ 305 + 42,6 %	+0,022			Бурение скв.
			C ₁ bb	1013			0,311	998			0,312	- 15 - 1,2 %	+0,001			Изменение средневзвешенной нефтенасыщенности толщины
			В целом	2085			0,260	2504			0,265	+ 419 + 11,9 %	+ 0,005			Бурение скв..

9 Конструкции скважин, производство буровых работ, методы вскрытия пластов и освоения скважин, консервации и ликвидации скважин

Настоящим проектом предусматривается:

- строительство скважин малого диаметра на отложения среднего и нижнего карбона в бобриковском горизонте и башкирском ярусе;
- строительство горизонтальных скважин малого диаметра на бобриковский горизонт и башкирский ярус;
- восстановление бездействующего фонда скважин путем зарезки боковых стволов (БС) на отложения верейского, бобриковского горизонтов и башкирского яруса, и боковых горизонтальных стволов (БГС) из ранее пробуренных скважин на отложения верейского горизонта;

Характерными особенностями геологического разреза, определяющими сложность бурения скважин на данном месторождении, являются:

Поглощение бурового раствора наблюдаются в отложениях пермской системы и в серпуховского ярусе. Ликвидация поглощений осуществляется намывом инертного наполнителя, цементными заливками. Перекрытие этих зон осуществляется спуском и цементированием: кондуктора – для пермских отложений и эксплуатационной колонной – для серпуховских отложений.

Обвалы слабосцементированных пород ожидаются в отложениях четвертичной системы и верхнепермских отложений. Для безаварийной проводки данных интервалов, в качестве промывочной жидкости, необходимо применить глинистый раствор плотностью 1120 – 1160 кг/м³. Перекрытие таких интервалов осуществляется спуском направления и кондуктора.

Обвалы пород также характерны для бобриковских отложений, для безаварийного прохождения которых необходимо использовать буровой раствор с пониженной фильтратоотдачей (4÷6см³/30 мин) и плотностью, обеспечивающей проводку интервала без осложнений и аварий.

Образования каверн возможны в отложениях верейского горизонта, для ликвидации которых, в случае необходимости, применяют цементные заливки.

Учитывая характерные особенности геологического разреза, опыт строительства скважин на Граничном месторождении, в данном разделе

предлагаются следующие рекомендации к технологиям и производству работ.

9.1 Конструкции скважин и производство буровых работ

9.1.1 Профили и конструкции скважин

Для предотвращения пересечения стволов скважин при кустовом бурении геологической и маркшейдерской службами разрабатываются кроки местоположения устьев скважин и схемы перенесения скважин в натуру. На основе крок и схемы, геологический и технологический отделы разрабатывают план на разбуривание куста и профиль проводки скважин. При составлении схем кустования пересечение плоскостей стволов скважин, расположенных на одном или соседних кустах, не допускается.

Очередность бурения скважины определяется в зависимости от величины угла, измеряемого от направления движения буровой установки до проектного направления на забой скважины по ходу часовой стрелки. В первую очередь бурятся скважины, для которых указанный угол расположен в секторе $120^{\circ} - 240^{\circ}$ (первая скважина забуривается с минимальной глубины и глубина забуривания наклонного ствола каждой последующей скважины выбирается больше предыдущей). Затем бурятся скважины, которые попадают в секторы $60^{\circ} - 120^{\circ}$ и $240^{\circ} - 300^{\circ}$. В последнюю очередь ведется бурение скважин, для которых вышеуказанный угол ограничен секторами $0^{\circ} - 60^{\circ}$ и $300^{\circ} - 360^{\circ}$.

Расстояние по вертикали между точками забуривания наклонного ствола должно быть:

- не менее 30 м, если разность в азимутах забуривания менее 10° ;
- не менее 20 м, если разность составляет $10^{\circ} - 20^{\circ}$;
- не менее 10 м, если азимуты отличаются более чем на 20° .

После бурения каждой скважины на план куста наносится часть горизонтальной проекции пробуренной скважины. Бурение каждой последующей скважины куста производить с рекомендациями по предупреждению пересечений стволов.

Профиль направленной скважины должен обеспечить высокое качество

скважины как объекта последующей эксплуатации; бурение и крепление скважины с применением существующих технологий и технических средств; минимальные затраты на строительство скважины; безаварийное бурение и крепление; минимальные нагрузки на буровое оборудование при спуско-подъемных операциях; надежную работу внутрискважинного оборудования; свободное прохождение по стволу скважины приборов и устройств.

При кустовом бурении профиль направленной скважины должен обеспечить заданную сетку разбуривания нефтегазового месторождения. Проектирование профиля скважины заключается в выборе типа и вида профиля. Тип проектного профиля выбирается с учетом требований бурения с кустовой площадки, прочностных характеристик пород, слагающих геологический разрез, закономерностей искривления, характерных для используемых компоновок низа бурильных колонн (КНБК).

С учетом вышесказанного и в зависимости от глубины скважины по вертикали и проектного отклонения забоя рекомендуются следующие типы профилей:

а) Трехинтервальный состоит из участков:

- вертикального;
- набора зенитного угла;
- естественного снижения либо стабилизации зенитного угла до проектной

глубины.

б) Четырехинтервальный состоит из участков:

- вертикального;
- набора зенитного угла;
- стабилизации зенитного угла;
- естественного снижения зенитного угла.

в) Профиля для пологих и горизонтальных скважин состоят из:

- вертикального участка;
- первого участка набора кривизны;
- первого участка стабилизации зенитного угла;
- второго участка набора кривизны;
- второго участка стабилизации зенитного угла в пределах продуктивного

пласта.

Максимальный зенитный угол ствола скважины в зоне установки электропогружных и штанговых насосов, с целью их нормальной эксплуатации, не должен превышать 40° .

Допустимая интенсивность искривления в скважине для интервала работы электропогружных и штанговых насосов установлена в пределах $1,5^{\circ}/10$ м по зенитному углу и $2^{\circ}/10$ м по пространственному углу.

Не допускается отклонение от проектной точки вскрытия продуктивного пласта скважиной.

Проектный профиль конкретной скважины должен принимать во внимание следующие требования:

1) достижение стабилизации азимута обеспечивается при зенитных углах не менее 7° .

2) исключить смену КНБК в зонах осложнений и за 50 м до и после них с целью проведения изоляционных работ.

Расчет необходимого профиля скважины осуществляется согласно «Инструкции по бурению наклонно-направленных скважин».

Профиль проектного бокового ствола и бокового горизонтального ствола должен минимизировать затраты на его проводку с учетом требований его дальнейшей эксплуатации и технической возможности ее реализации имеющимися техническими средствами. Величина отхода от точки забуривания до начала эксплуатационного забоя ограничивается техническими характеристиками буровой установки, инструмента и глубиной забуривания.

Траектория бокового ствола должна исключать вероятность пересечения с существующими и проектными стволами соседних скважин.

Для бурения бокового ствола рекомендуется двухинтервальный профиль с включением участков: набора (спада и набора) и стабилизации (или малоинтенсивного уменьшения зенитного угла $0,2-0,5^{\circ}/\text{на } 10\text{м}$). Для бурения БГС рекомендуется четырехинтервальный профиль с включением участков: первого набора (спада и набора), стабилизации (малоинтенсивного увеличения $0,2-0,6^{\circ}/\text{на } 10\text{м}$), второго набора зенитного угла и горизонтального участка.

Наличие участка стабилизации перед входом в продуктивный пласт позволяет корректировать, при необходимости, параметры кривизны по геологическим или

техническим причинам.

Для расчета проектного профиля необходимо уточнить:

- достоверность пространственного положения эксплуатационной колонны по данным гироскопического инклинометра;
- достоверность положения эксплуатационного объекта - местоположение кровли, подошвы и направление бокового ствола должны определяться путём анализа материалов ранее пробуренных скважин.

Расчет проектного профиля бокового ствола и бокового горизонтального ствола производится в проекте на строительство конкретной скважины, на основании необходимых исходных данных, входящих в техническое задание на составление проектной документации.

Проектом предусмотрено бурение скважин малого диаметра на бобриковские и башкирские отложения.

Бурение скважин малого диаметра даёт следующие технико – экономические преимущества:

- снижаются капитальные затраты на строительство скважин в результате уменьшения расходов металла, энергии, цемента, бурового раствора, химических агентов, утяжелителя и транспорта этих материалов;
- увеличивается возможность применения мобильных установок, уменьшаются сроки и стоимость строительства скважин по сравнению со стационарными буровыми установками. Использование мобильных буровых установок позволяеткратно увеличить монтажеспособность бурового оборудования, сократить цикл строительства скважин;
- возникает возможность увеличить число скважин малых диаметров без увеличения капитальных вложений;
- снижение платы за размещение отходов бурения и уменьшение загрязняющего воздействия на окружающую среду.

Исходя из общих требований, анализа литологических особенностей пород и ожидаемых осложнений в скважине, с учетом опыта строительства скважин на Граничном месторождении, материально-технических и экономических ограничений и с учетом требований по охране недр и окружающей среды рекомендуется следующая конструкция скважин:

Направление диаметром 244,5 мм служит для перекрытия верхних неустойчивых пород, предотвращения размыва устья, вывода бурового раствора в циркуляционную систему и предотвращения загрязнения окружающей среды. Цементируется направление до устья.

Кондуктор диаметром 168,3 (177,8) мм предусматривается с целью перекрытия зон поглощений, обвалов, изоляции пластов, содержащих пресные воды, а также для монтажа противовыбросового оборудования.

Эксплуатационная колонна диаметром 101,6 (114,3) мм спускается до забоя в одну секцию. Башмак колонны устанавливается в устойчивых породах. Бурение под эксплуатационную колонну ведется с использованием долот малого диаметра. Разность диаметров между стенкой скважины и муфтами обсадной колонны выбирается исходя из оптимальных величин, установленных практикой бурения, обеспечивающих беспрепятственный спуск обсадной колонны до проектной глубины и качественное ее цементирование.

Для крепления скважин малого диаметра в институте «ТатНИПИнефть» разработана комплексная технология крепления и разобщения пластов [19], включающая:

- подготовку ствола скважины к креплению путем прокачивания модифицированного тампонажного раствора, формирующего тонкую малопроницаемую корку на проницаемых участках ствола скважины с целью их гидроизоляции;
- центрирование эксплуатационной колонны жесткими центраторами с целью обеспечения концентричного расположения колонны в стволе скважины и получения равномерного по толщине цементного кольца;
- цементирование эксплуатационной колонны с использованием седиментационно-устойчивого с пониженной водоотдачей, пластифицированного тампонажного раствора, формирующего прочный, малопроницаемый, безусадочный, коррозионностойкий цементный камень.

Таблица 9.1 – Варианты конструкций наклонно-направленных скважин

№№ п/п	Название колонны	Диаметр, мм		Интервал установки, м	Высота подъема цемента
		долота	колонны		
Базовая					
1.	Направление	295,3	244,5	от 0 до 48	до устья
2.	Кондуктор	215,9	168,3 (177,8)	от 0 до 400	до устья
3.	Эксплуатационная колонна	142,9 (155,6)	101,6 (114,3)	от 0 - до забоя	до устья

Примечание: Глубина спуска обсадных колонн выбирается для каждой конкретной скважины с учетом альтитуды устья и опыта бурения с целью перекрытия интервала возможных осложнений (осыпей, поглощений, прихватов, проявлений).

Качество крепления скважин оценивается на основе комплекса промыслово-геофизических исследований в соответствии с рабочим проектом на строительство скважин. В скважинах всех категорий проводятся исследования качества цементированния кондуктора методами гамма-гамма каротажа (ГГК) и акустической цементометрии (АКЦ) от башмака до устья скважины. Исследование качества цементированния эксплуатационной колонны проводятся от низа колонны до устья методами АКЦ и скважинной гамма-дефектометрии, толщинометрии (СГДТ).

При строительстве ГС малого диаметра на бобриковский горизонт и башкирский ярус скважины бурятся до проектного забоя и, после проведения необходимого объема каротажных работ, обсаживается эксплуатационной колонной диаметром 114,3 мм с цементированием ее до устья. Конструкция горизонтального участка ствола скважины выбирается исходя из характеристик продуктивных пластов.

Для скважин, пробуренных на *башкирский ярус*, сложенный прочными устойчивыми породами горизонтальный участок ствола скважины оставляют открытым.

Для скважин, пробуренных на отложения *бобриковского горизонта*, сложенного неоднородными и неустойчивыми породами, скважина обсаживается эксплуатационной колонной до забоя цементированием по всей длине, либо в продуктивную часть стола скважины, в составе эксплуатационной колонны, спускают фильтр.

Работы по забуриванию боковых и боковых горизонтальных стволов производятся согласно «Регламента на строительство боковых стволов» [20].

Перед началом работ в скважине проводятся детальные геофизические исследования с целью определения состояния эксплуатационной колонны, наличия и качества цементного камня за колонной, наличия межпластовых перетоков, уточнение пространственного положения ствола скважины и параметров эксплуатационного объекта. Подготовка ствола скважины к бурению бокового ствола (включая и интервалы продуктивных пластов) должна осуществляться согласно требованиям главы LVII «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Все работы по подготовке и зарезке «окна» в эксплуатационной колонне, бурению второго ствола, спуску и креплению хвостовика осуществляются в соответствии с проектом на строительство бокового ствола (программой работ).

Комплект переводников, калибраторов, центраторов, забойных двигателей, отклонителей, шаблонов для долот и колонны должен соответствовать внутреннему диаметру колонны и позволять собирать компоновку низа бурильной колонны (КНБК) в любых сочетаниях.

В процессе углубления скважины и подготовки ствола скважины к креплению, вскрытые зоны водопроявлений и поглощений бурового раствора должны быть ликвидированы согласно действующим в ПАО «Татнефть» регламентирующим документам.

При строительстве боковых и боковых горизонтальных стволов возможна конструкция забоя двух типов:

- открытого типа со спуском фильтров или без;
- закрытого типа со сплошным цементированием «хвостовика», включая интервал горизонтального участка.

Конструкция открытого типа предусматривает цементирование верхней части дополнительной колонны или «хвостовика».

Процесс цементирования в зависимости от длины «хвостовика» выполняется двумя порциями тампонажных растворов.

Первая порция (плотность раствора 1750 ± 50 кг/м³) приготавливается затворением цемента на водном растворе ПВС и предназначена для образования на проницаемых участках ствола скважины тонкой плотной малопроницаемой цементной корки с целью их гидроизоляции.

Вторая порция – цементный раствор плотностью 1850 ± 50 кг/м³, модифицированный реагентом пластификатором типа С-ЗК.

Полученный цементный раствор седиментационно устойчив, безусадочен, с малой водоотдачей. Формируемый из него камень обладает повышенной прочностью. Пластифицированный цементный раствор применяется с целью исключения высоких давлений при цементировании «хвостовика» из-за малых зазоров между обсадными трубами и стенками скважины.

Продуктивный интервал вскрывают долотами диаметром 124 мм или 144 мм (в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны).

Для качественного центрирования «хвостовика» в стволе скважины необходимо установить жесткие центраторы ЖЦ конструкции «ТатНИПИнефть».

9.1.2 Рекомендации по технологии производства буровых работ

Основным критерием выбора буровых установок для бурения скважин является грузоподъемность. Согласно п. 135 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» минимально необходимая грузоподъемность буровой установки должна быть определена в рабочем проекте на бурение скважин из условия, чтобы сумма статических и динамических нагрузок при спуске (подъеме) наиболее тяжелых бурильных или обсадных колонн не превышала величину параметра «Допускаемая нагрузка на крюке» выбранной буровой установки. Нагрузка колонн бурильных и обсадных труб не должна превышать 0,6 и 0,9 «Допускаемой нагрузки на крюке» соответственно. Строительство скважин малого диаметра и боковых стволов может осуществляться, в зависимости от конструкции и проектной глубины скважины с помощью стационарной буровой установки (типа БУ 2000/125ЭП, БУ 1600/100ЭУ, БУ 75БрЭ, САВОТ-LTO-900 и т.д.), а также с передвижных установок, например, А 60/80, АПР-80, IRI, К-80 (Кардвелл), К-100 (Кремко) либо подобные аналоги. Станки рекомендуется оборудовать системой верхнего привода, которая позволяет производить одновременно спуск и промывку обсадных колонн, снизить риски прихватов, повысить эффективность СПО и обеспечить безопасную работу бригады.

При производстве буровых работ основание буровой вышки должно обеспечивать возможность монтажа противовыбросового оборудования (ПВО) на

устье скважины. Выбор противовыбросового оборудования производится согласно ГОСТ 13862-90, гл. XX «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и рабочих проектов на строительство скважин.

Способы и режимы бурения скважин на Граничном месторождении выбираются исходя из геологических условий, глубины залегания продуктивных пластов, ожидаемых пластовых давлений, зон возможных осложнений, а также опыта строительства ранее пробуренных скважин на данном месторождении с целью достижения проектных скоростей бурения.

Технические средства и технология бурения скважин должны отвечать требованиям безаварийной и экономичной проводки скважин и отражаться в рабочем проекте на строительство скважин.

В технологии бурения скважин важнейшим элементом, в значительной мере определяющим технико-экономические показатели и качество строительства, является буровой раствор. Основными функциями бурового раствора при строительстве скважин являются – обеспечение устойчивости стенок скважины, вынос шлама, предупреждение прихватов, снижение сил трения при бурении и спуске обсадных колонн, обеспечение возможности проведения каротажа и т.д. Наряду с технологическими параметрами бурового раствора, обеспечивающими его основные функции для бурения ствола скважины, весьма важным является максимально возможное сохранение коллекторских свойств пласта.

При строительстве скважин на Граничном нефтяном месторождении рекомендуется применять следующие типы буровых растворов.

При бурении под направление, интервал приурочен к четвертичным и верхнепермским отложениям. Литологически, данный интервал представлен суглинками и песками, иногда с прослоями песчаников, склонными к осыпям и обвалам. Для безаварийной проводки рассматриваемого интервала, в качестве промывочной жидкости рекомендуется применить глинистый раствор плотностью от 1120 до 1160 кг/м³, условной вязкостью от 35 до 40 с, водоотдачей до 12 см³/30мин.

При бурении под кондуктор, интервал приурочен к отложениям пермской системы, где в глинисто-трещинных закарстованных породах и кавернозных известняках, при нарушении равновесия между пластовым и гидростатическим давлением, возможны поглощения бурового раствора. Для проводки данного

интервала допустимо применение глинистого бурового раствора с нерегламентированными параметрами.

При бурении под эксплуатационную колонну в интервалах, сложенных твердыми карбонатными породами, проводку ствола скважины, возможно, производить с промывкой естественной водной суспензией (ЕВС).

Бурение интервалов, сложенных неустойчивыми породами (бобриковские, верейские и др. отложения) необходимо осуществлять с промывкой буровым раствором с пониженной фильтратоотдачей (до $6 \text{ см}^3/30\text{мин}$) и плотностью, обеспечивающей проводку интервала без осложнений и аварий.

При бурении скважин малого диаметра и боковых стволов зачастую возникают проблемы при адаптации традиционно применяемых буровых растворов. Это вызвано специфическими особенностями промывки скважин при проводке в условиях малых кольцевых зазоров за бурильным инструментом. При этом закономерно возрастающие гидродинамические сопротивления обуславливают вероятность возникновения осложнений.

Интенсивный рост гидродинамических давлений, как правило, связан с пониженными реологическими свойствами традиционных буровых растворов, а также с недостаточной несущей и удерживающей их способностью с точки зрения выноса выбуренной породы. Это свидетельствует о том, что при выборе и обосновании типа и рецептуры бурового раствора решающую роль играют реологические характеристики бурового раствора, которые наиболее активно снижают гидравлические сопротивления в стволе скважины при одновременном сохранении высокой транспортирующей способности раствора.

Решение данной задачи возможно путем применения биополимерных буровых растворов, которые позволяют существенно модифицировать свойства буровых растворов с учетом их соответствия новым специфическим требованиям.

При строительстве ГС требования к некоторым функциям бурового раствора становятся жестче. Значительно ухудшается в горизонтальных скважинах условия выноса шлама, что требует изменения параметра бурового раствора с целью повышения его выносящей способности. Повышаются также требования к смазывающим и ингибирующим свойствам бурового раствора. Большинство осложнений, возникающих при бурении горизонтальных скважин, так или иначе,

связаны с качеством применяемого бурового раствора и режимом течения. Для предотвращения этих осложнений необходимо обеспечить оптимальный выбор показателей свойств буровых растворов и режимов промывки.

Для первичного вскрытия продуктивных горизонтов необходимо использовать специально разработанные для этих целей и конкретных геологических и петрофизических условий залегания продуктивного горизонта системы буровых растворов. Применяемые при вскрытии продуктивных пластов растворы должны быть подвергнуты лабораторным исследованиям на восстановление проницаемости на реальных кернах.

На используемые химические реагенты должны иметься токсикологические паспорта и гигиенические сертификаты. Для химических реагентов и материалов западного производства при закупке российской стороне должны быть представлены сведения о влиянии на человека, животный и растительный мир, о предельно допустимых концентрациях (ПДК) в водоемах рыбохозяйственного назначения.

При бурении скважин на Граничном месторождении, в целях управления свойствами промывочной жидкости и сохранения коллекторских свойств, а также повышения эффективности оборудования и инструмента, рекомендуется применять емкостную и трехступенчатую системы очистки.

9.2 Методы вскрытия и освоения продуктивных пластов

На продуктивность скважин наибольшее влияние оказывает состояние проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) непосредственно у стенки скважины. Ухудшение проницаемости этой зоны происходит практически при любых условиях завершения строительства скважин.

Важнейшим этапом, на котором может произойти значительное ухудшение продуктивности скважины, является процесс вскрытия, вследствие которого происходит контакт бурового раствора с продуктивным пластом во время бурения.

Отрицательные последствия вскрытия продуктивных интервалов могут быть сведены к минимальному изменению фильтрационных свойств нефтесодержащих пластов при правильном выборе типа бурового раствора и технологии вскрытия.

Опыт бурения скважин на отложения нижнего и среднего карбона указывает на

целесообразность вскрытия продуктивных пластов рассматриваемого типа полимер-карбонатным буровым раствором (ПКР). Применение ПКР обеспечивает вскрытие продуктивного интервала с минимальной репрессией, а также позволяет уже в процессе первичного вскрытия на стенках скважины сформировать кольматационный слой из тонкой полимерной корки и химически-активной твердой фазы. Созданный таким образом искусственный защитный экран снижает степень отрицательного влияния бурового и цементного растворов на нефтенасыщенную часть пласта. Кольматационный слой, содержащий в своем составе до 70 % карбонатных фракций, легко разрушается на стадии освоения скважины при помощи кислотной обработки, позволяющей восстановить фильтрационно-емкостные свойства коллектора.

Полимер-карбонатный раствор, в отличие от глинистого, позволяет создавать буровые растворы пониженной плотности ($1040 \div 1080 \text{ кг/м}^3$), снижая, тем самым, в составе раствора количество глины. Снижение содержания глинистой составляющей в полимер-глинистом растворе достигается путем замены основного структурообразователя – глины на акриловые полимеры и кислоторастворимую твердую фазу – мел. При этом структурно-механические свойства полимерного раствора обеспечивают регламентированные параметры, причем, некоторые из них обладают более технологичными свойствами.

Снижение плотности раствора, соответственно, уменьшает величину репрессии на продуктивный пласт, что, в свою очередь, позволяет снизить глубину загрязнения призабойной зоны пласта фильтратом.

Анализ применения полимерных растворов на месторождениях Татарстана показывает, что за счет незначительного содержания твердой фазы и хороших смазывающих свойств были значительно повышены технико-экономические показатели строительства скважин.

Более подробная характеристика полимер-карбонатного бурового раствора, используемые материалы, методы контроля и обработки приведены в инструкции по «Технологии централизованного приготовления буровых растворов в специализированных цехах (узлах) по приготовлению глинистых растворов для бурения скважин» [21].

Одним из способов повышения качества буровых растворов является их ингибирование. Основным преимуществом ингибированных буровых растворов по

сравнению с обычными глинистыми растворами является возможность увеличение их плотности без соответствующего повышения концентрации твердой фазы. В качестве таких буровых растворов используют водные растворы солей хлорида кальция, хлорида цинка, бромида кальция.

В технологии бурения ГС, БС и БГС важнейшим элементом, в значительной мере определяющим технико-экономические показатели и качество строительства, является буровой раствор. Основные функции бурового раствора при строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин аналогичны, но требования к некоторым из этих функций при строительстве горизонтальных скважин становятся жестче. Степень влияния состава и свойств бурового раствора на продуктивность горизонтальных скважин значительно возрастает, что является следствием увеличения времени вскрытия пласта, в десятки и, даже сотни раз большей площади поверхности, через которую поступает в пласт фильтрат и твердая фаза бурового раствора. Значительно ухудшается в горизонтальных скважинах условия выноса шлама, что требует изменения параметра бурового раствора с целью повышения его выносящей способности. Повышаются также требования к смазывающим и ингибирующим свойствам бурового раствора. Большинство осложнений, возникающих при бурении горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов, так или иначе, связаны с качеством применяемого бурового раствора и режимом течения. Для предотвращения этих осложнений необходимо обеспечить оптимальный выбор показателей свойств буровых растворов и режимов промывки.

В последнее время в мировой и отечественной практике для бурения горизонтальных скважин предпочитают биополимерные буровые растворы [22].

Уникальные свойства биополимера способствует хорошему и полноценному выносу шлама, обеспечивают прекрасные тиксотропные характеристики, снижают гидравлические потери и коэффициент трения, создают дополнительные сопротивления для проникновения фильтрата в ПЗП, что, в совокупности, положительно сказывается на скорости бурения, качестве вскрытия продуктивного пласта.

Основной компонент-структурообразователь такой системы раствора – биополимер, который при небольшой концентрации формирует ячеистую структуру, обладающую свойствами твердого тела в покое и при скоростях сдвига близких к

нулю, и свойствами жидкости при высоких скоростях сдвига. Это обеспечивает высокие скорости проходки, снижение гидравлических нагрузок на пласт и препятствует быстрому осаждению частиц выбуренной породы при остановке циркуляции и спуско-подъемных операциях.

К недостаткам биополимера относят низкие фильтрационные и ингибирующие свойства, что связано с недостаточной гидрофобностью образующейся фильтрационной корки на поверхности ствола скважины и частиц выбуренной породы. Поэтому при создании биополимерных промывочных жидкостей одновременно с биополимером используют реагенты-стабилизаторы, снижающие фильтратоотдачу. Это высокомолекулярные полианионные полимеры, такие как карбоксиметилцеллюлоза, полианионная целлюлоза, карбоксиметилкрахмал и производные крахмала.

Минимальное содержание в биополимерном буровом растворе твердой фазы определенной дисперсности, которую принимают исходя из типа коллектора и размеров его пор, способствует созданию на стенках скважины тонкой малопроницаемой фильтрационной корки, препятствующей проникновению бурового раствора и его фильтрата на большую глубину.

Биополимерный раствор обеспечивает качественную очистку горизонтального участка от выбуренной породы, не оказывая при этом негативного влияния на продуктивный пласт.

Для вторичного вскрытия пластов целесообразно использовать щадящие способы вторичного вскрытия пластов.

Технология вторичного вскрытия пластов должна обеспечивать одновременное решение ряда важнейших задач:

- вскрытие максимальной площади эксплуатационной колонны с сохранением её прочностных характеристик.
- сохранение целостности цементного кольца выше и ниже интервала перфорации, во избежание возникновения заколонных перетоков и, как следствие, предотвращение преждевременного обводнения добываемой нефти.
- восстановление фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны скважин после бурения и при повторном вскрытии интервалов перфорации в скважинах, находящихся в длительной эксплуатации, с закольматированной

призабойной зоной пласта. Обеспечение хорошей гидродинамической связи скважины с продуктивным пластом.

В институте «ТатНИПИнефть» разработаны нетрадиционные способы вторичного вскрытия пласта в щадящем режиме, эффективно совмещающие одновременную их химическую (различные кислоты, ПАВ, и др.) или депрессионную ОПЗ с применением:

- гидромеханических перфораторов, спускаемых на НКТ;
- фильтров с кислоторастворимыми запорными устройствами (химический способ), спускаемых в составе эксплуатационной колонне;
- фильтров с механически разрушаемыми запорными устройствами (механический способ), спускаемых в составе эксплуатационной колонны.

Особое внимание необходимо уделять жидкостям для перфорации - специальным составам (водные и углеводородные растворы поверхностно-активных веществ, а также эмульсионные системы), проникновение которых в ПЗП не вызывает снижения естественной проницаемости коллектора. Несомненный интерес представляют перфорационные работы в условиях депрессии. Технология выполняется с применением стандартного нефтепромыслового оборудования.

Вторичное вскрытие продуктивных пластов необходимо осуществлять согласно «Регламенту на заканчивание скважин строительством» (раздел III) [23].

Для образования каналов притока продукции в скважину рекомендуется использовать кумулятивные перфораторы типов: ПМИ-48, ПР-42, ПР-43, ЗПРК-53, ЗПРК-54С или других типов, а также гидромеханические перфораторы ПГМ-102, ПГМ-114, в режиме равновесия или депрессии.

9.3 Освоение добывающих и нагнетательных скважин

Работы по освоению скважин заключаются в понижении давления на забой, очистке забоя от грязи, бурового раствора и песка.

Освоение скважины следует проводить в соответствии с утвержденными методическими руководствами по освоению скважин, «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и другими действующими нормативно-инструктивными документами.

Применяемые методы и технологии для вызова притока: аэрация (азотом), смена воды на углеводородную жидкость, смена забойной депрессии при помощи пластоиспытателя, на медленном режиме свабом или виброциклическим методом с использованием струйных насосов (УЭГИС). Описание технологий и оборудования этих методов приведены в РД 39-0147585-232-01.

Для интенсификации притока при освоении скважин в карбонатном коллекторе рекомендуется проводить кислотные обработки призабойной зоны пласта, а при освоении скважин в терригенном коллекторе - промывку дистиллятом, глинокислотой или кислотно-физико-химическими методами (КВДХВ, ДП+ТИМ и др).

На Граничном месторождении освоение добывающих скважин рекомендуется проводить заменой воды на нефть, свабированием.

Освоение нагнетательных скважин рекомендуется проводить теми же методами, что и добывающие скважины, кроме того, где не удаётся добиться приёмистости или приёмистость кратковременна, при наличии всех условий к применению, рекомендуется гидрокислотный разрыв пласта.

Забойное давление в нагнетательных скважинах не должно превышать давление гидроразрыва пласта с тем, чтобы избежать неравномерного вытеснения нефти водой и уменьшения дебита нефти в суммарном отборе жидкости.

Вызов притока при освоении скважин следует осуществлять методом перехода на облегченную жидкость и снижения противодавления на пласт свабированием. Снижение уровня свабированием и создание депрессии для вызова притока из пласта в процессе освоения скважин позволяет предотвратить создание дополнительной репрессии на пласт и тем самым уменьшить количество поглощаемой пластом технологической жидкости. Свабирование позволяет плавно в широком диапазоне регулирования создавать депрессию на пласт.

Освоение скважины следует проводить в соответствии с утвержденными методическими руководствами по освоению скважин, «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и другими действующими нормативно-инструктивными документами.

9.4 Консервация и ликвидация скважин

Консервация и ликвидация скважины производится в соответствии с требованиями следующих Федеральных документов:

1. Закон РФ от 21.07.97 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
2. Закон РФ от 03.03.95 г. № 27-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в Закон Российской Федерации «О недрах»;
3. «Положение о Федеральном горном и промышленном надзоре России» от 03.12.2001 г № 841, утвержденное Председателем Совета Министров Российской Федерации;
4. Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» 2013г.

При подготовке скважины к консервации и ликвидации необходимо учитывать требования «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утверждённых приказом Ростехнадзора №101 от 12.03.2013г. (ред. 12.01.2015г.); «Правил ведения ремонтных работ в скважинах» РД 153-39-023-97; Консервация и ликвидация скважины осуществляется в соответствии с проектной документацией, разработанной, согласованной и утвержденной в порядке, установленном нормативными и законодательными актами, в сроки, согласованные в той или иной форме (годовые планы развития горных работ и т.п.) с территориальным органом Ростехнадзора России.

Консервация и ликвидация скважины производится по инициативе предприятия – пользователя недр, других юридических или физических лиц, на балансе которых находится скважина, или в случаях, установленных законодательством.

Во всех случаях право контроля и ответственность за охрану недр и рациональное использование природных ресурсов остается за пользователем недр.

Все ликвидируемые скважины в зависимости от причин ликвидации подразделяются [24] на четыре категории:

- I. скважины, выполнившие свое назначение;
- II. скважины, ликвидируемые по геологическим причинам;

III. скважины, ликвидируемые по техническим причинам;

IV. скважины, ликвидируемые по технологическим, экологическим и другим причинам.

Все работы по ликвидации скважин должны проводиться в соответствии с требованиями действующей нормативно - технической базы и индивидуальным планом изоляционно-ликвидационных работ по каждой скважине; разработанным в соответствии с «Зональным проектом на ликвидацию скважин на месторождениях Республики Татарстан» и «Зональным проектом на консервацию скважин на месторождениях Республики Татарстан».

Изоляционно-ликвидационные работы в скважинах, строящихся, эксплуатирующийся на месторождениях, залежах и подземных хранилищах, в продукции которых содержатся агрессивные и токсичные компоненты в концентрациях, представляющих опасность для жизни и здоровья людей, должны проводиться в соответствии с требованиями нормативно-технической документации и по проектам, разработанным и согласованным в порядке, предусмотренном [24] с учетом действующих санитарных норм и правил.

Конкретный план действий по ликвидации скважин в процессе строительства и скважин, законченных строительством на континентальном шельфе, разрабатывается пользователями недр, с учетом местных условий, требований настоящей Инструкции и других нормативных документов, и согласовывается с территориальным органом Ростехнадзора России.

Осложнения и аварии, возникшие в процессе проведения изоляционно-ликвидационных работ или в процессе исследования технического состояния скважин, ликвидируются по дополнительным к проектной документации к ликвидации планам, согласованным с региональными органами Ростехнадзора России.

Ликвидация скважин с межколонным давлением, заколонными перетоками, грифонами допускается только после их устранения по согласованному с территориальным органом Ростехнадзора России плану с оформлением акта на проведенные работы и результаты исследований по проверке надежности выполненных работ и вывода постоянно действующей комиссии о непригодности скважины к ее дальнейшей безопасной эксплуатации.

Порядок консервации скважин

Все категории скважин (параметрические, поисковые, разведочные, эксплуатационные, нагнетательные, поглощающие, водозаборные, наблюдательные), строящиеся для геологического изучения регионов, поисков, разведки и эксплуатации нефтяных, газовых, гидротермальных месторождений, залежей промышленных и минеральных вод, строительства и эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, сброса и захоронения промышленных стоков, токсичных, ядовитых и радиоактивных отходов, подлежат консервации в соответствии с порядком, установленным ПБ НГП 2013г.

Консервация скважин производится в процессе строительства, после его окончания и в процессе эксплуатации.

Предусмотренное проектом сезонное прекращение работ консервацией не считается.

Оборудование устья и ствола, срок консервации, порядок контроля за техническим состоянием законсервированных скважин осуществляется в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и планами работ, разработанными пользователями недр, исходя из конкретных горно-геологических условий и согласованных с органами Ростехнадзора России.

Периодичность проверок устанавливается пользователем недр по согласованию с территориальным органом Ростехнадзора России (но не реже: двух раз в год - для скважин, законсервированных после окончания строительства, и одного раза в квартал - в процессе эксплуатации, если в них не установлены цементные мосты). Результаты проверок отражаются в специальных журналах по произвольной форме.

При обнаружении в ходе проверок или в других случаях тех или иных недостатков (устьевое давление, межколонные проявления, грифоны и т.п.) скважина должна быть выведена из консервации. Предприятие - пользователь недр (владелец) обязано выяснить причины недостатков, разработать и реализовать мероприятия по их устранению по планам, согласованным с территориальными органами Ростехнадзора России.

Дальнейшая консервация скважины может быть продлена после устранения причин появления неисправностей по согласованию с органами Ростехнадзора России.

Временная приостановка деятельности объекта в связи с экономическими причинами (отсутствием спроса на сырье и т.п.) может осуществляться без консервации скважин на срок до 6 месяцев при условии выполнения мероприятий по обеспечению промышленной безопасности, охраны недр и окружающей среды на весь срок приостановки, согласованных с территориальными органами Ростехнадзора России.

Прекращение консервации скважин осуществляется на основании плана работ по выводу скважины из консервации согласно пункту 1343 ПБ-НГП 2013 [24].

9.5 Геофизические и геолого-технологические исследования в процессе бурения скважин

Геофизические исследования скважин проводятся согласно руководящим документам [26, 26]. Для контроля параметров кривизны наклонно-направленных и горизонтальных скважин рекомендуется применять технические средства как отечественного (ИОН-1, ИММН), так и зарубежного производства (MWD-системы, GEOLINK, APS и т.д.).

В процессе бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин должна обеспечиваться высокая точность и своевременность определения в реальном масштабе времени зенитного угла и азимута забоя ствола скважины, а также положения отклонителя, т.е. постоянный контроль траектории ствола (геометрическое слежение). Задача надежного контроля текущих координат забоя бокового ствола в процессе бурения решается путем применения магнитометрических датчиков типа ИМММ-73, ИГН-73. Кроме того, в процессе бурения, для определения пространственного положения ствола скважины, применяется система телеметрического контроля MWD с электромагнитным каналом связи ЗТС, либо с гидравлическим каналом связи типа DWD.

В процессе строительства скважин проводятся геофизические исследования согласно типовому и обязательному комплексу геофизических исследований в бурящихся скважинах нефтедобывающих компаний Республики Татарстан.

Промыслово–геофизические исследования в процессе бурения скважины разделяются по времени проведения и объему.

Для качественной проводки наклонно-направленной скважины бурение на участках изменения угловых параметров, стабилизации или корректировки ствола может проводиться с использованием забойных телесистем. При этом с целью уточнения литологии раздела возможен промежуточный каротаж сокращенным комплексом ГИС: радиоактивный (ГК, НГК) или электрический (КС, ПС) каротажи.

При достижении проектного забоя с целью выделения потенциальных коллекторов и их мощности, определения коллекторских свойств и характера насыщения проводится полный комплекс окончательного каротажа.

Комплексы ГИС и ГТИ по категориям скважин подробно изложены в ЕРБ 01-619-1.1-2010 «Обязательный комплекс геофизических исследований бурящихся скважин ОАО «Татнефть».

9.6 Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недрами

Основными требованиями по обеспечению безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, являются:

- допуск к работам лиц, имеющих специальную подготовку и квалификацию, а к руководству горными работами - лиц, имеющих соответствующее специальное образование;
- обеспечение лиц, занятых на буровых работах, специальной одеждой, средствами индивидуальной и коллективной защиты;
- применение машин, оборудования и материалов, соответствующих требованиям правил безопасности и санитарным нормам;
- правильное использование взрывчатых веществ и средств взрывания, их надлежащий учет, хранение и расходование;
- проведение комплекса геологических наблюдений, достаточных для обеспечения нормального технологического цикла работ и прогнозирования опасных ситуаций;
- разработка и проведение мероприятий, обеспечивающих охрану работников предприятий, ведущих работы, связанные с пользованием недрами при возникновении аварийных ситуаций.

Мероприятия, направленные на обеспечение безопасного ведения работ представлены в таблице 9.2

Таблица 9.2 - Техничко-технологические мероприятия безопасного ведения работ

№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Цель проведения мероприятия
1	2	3
1	При бурении под направление, кондуктор предусмотреть комплекс профилактических мероприятий: - при обнаружении трудноизолируемых зон поглощений бурового раствора осуществить намыв инертного наполнителя до восстановления циркуляции с последующей цементной заливкой; - перед спуском колонны произвести проработку ствола (места сужений и зон осыпаний); - установить центраторы.	Охрана пресных вод при строительстве скважин.
2	Цементирование кондуктора провести на всю длину. В случае наличия поглощения бурового раствора в процессе бурения цементирование осуществить способом прямого и встречного потоков через межколонное пространство в соответствии с п. 236 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».	Обеспечить подъем цементного раствора за колонной до устья.
3	По мере углубления производить: - гидродинамические исследования ствола скважин согласно РД 153-39.0-337-04 - специальные заливки для ликвидации зон поглощений промывочной жидкости.	Выявление зон поглощений и выбор метода изоляции зон поглощений.
4	Постоянный долив скважины буровым раствором при подъеме бурильного инструмента.	Сохранение условия равновесия «скважина-пласт». Недопущение самопроизвольного фонтанирования скважины.
5	Ограничение скорости спуска и подъема бурильных труб. Промежуточные промывки ствола скважины в процессе спуска бурильной и обсадной колонн.	Предупреждение гидроразрыва пластов, осыпания неустойчивых пород и нефтегазоводопроявлений.
6	Применение очистного оборудования бурового оборудования с трехступенчатой системой очистки. В процессе бурения следить за выносом шлама. При прекращении или уменьшении выноса шлама остановить бурение и промыть скважину в течение 1,5 циклов с одновременным расхаживанием бурильной колонны или прокачкой бурового раствора.	Соблюдение оптимальной репрессии на пласт. Обеспечение безаварийного бурения ствола скважины.

1	2	3
7	Произвести оценку прочности пластов гидроразрыву или нарушению их изоляции опрессовкой на пробное давление (с применением гидравлико-механического пакера) при не вскрытом продуктивном пласте.	Определение возможности проведения цементирования эксплуатационной колонны в одну ступень с подъемом цементного раствора до устья.
8	Мероприятия по предупреждению аварий и осложнений при бурении скважины.	Уменьшение вероятности нефтегазоводопроявлений при бурении скважины.
9	Иметь на буровой в бригадном хозяйстве комплект аварийного инструмента (яс, колокол, метчик, различные типы переводников, обратные клапана, шаровые краны и т.д.).	Возможные инциденты с буровым инструментом (прихват, слом инструмента и т.д.).
10	Постоянно поддерживать соосность системы: устье, ротор, вышка. Центрирование вышки проводить перед забуриванием, перед спуском эксплуатационной колонны.	Обеспечение сохранности колонн и устья скважин от износа.
11	В процессе бурения следить за выносом шлама. При прекращении или уменьшения выноса шлама остановить процесс бурения и промыть скважину в течение одного цикла с одновременным расхаживанием инструмента.	Обеспечение безаварийного бурения ствола скважины.
12	Перед подъёмом инструмента после окончания долбления осуществить промывку в течение 0,5 цикла при производительности насоса, с которым осуществлялось бурение.	Предупреждение прихватов бурильного инструмента.
13	Во время бурения выполнять профилактические отрывы бурильного инструмента от забоя: - при бурении горных пород с нормальной проницаемостью, с периодичностью 1 час, на длину рабочей трубы с последующим его допуском с вращением и промывкой; - при бурении высокопроницаемых пород, вызывающих незначительное поглощение бурового раствора через каждые 0,5 часа.	Предупреждение прихватов бурильного инструмента.
14	При бурении обеспечить расход промывочной жидкости, позволяющей формироваться турбулентному движению потока в затрубном пространстве.	Предупреждение прихватов бурильного инструмента.
15	Бурение на всю длину ведущей трубы не допускается. Необходимо оставлять не менее 0,5 м квадратной части плюс 0,5м на каждые 1500 м глубины скважины на случай ликвидации прихвата расхаживанием.	Предупреждение прихватов бурильного инструмента.
16	Контролировать соблюдение параметров бурового раствора и рецептуры его приготовления, соответствие способов и режимов бурения.	Предупреждение осложнений и аварийных ситуаций в процессе бурения.

Продолжение таблицы 9.2

1	2	3
17	Внеочередной контроль дефектоскопией бурильного инструмента и бурового грузоподъемного оборудования проводится после ликвидации аварий, связанных с приложением к колонне бурильных труб нагрузок, превышающий допустимый запас прочности.	Предупреждение осложнений и аварийных ситуаций в процессе бурения.
18	Перед спуском обсадных колонн осуществить проработку ствола скважины роторной компоновкой, содержащей опорно-центрирующие элементы.	Обеспечение безаварийного спуска обсадных колонн.
19	При бурении условно-горизонтального участка перед каждым наращиванием прокачивать по стволу 3,5 м ³ бурового раствора с условной вязкостью 60-80 с.	Обеспечение очистки забоя от шлама выбуренной породы.
20	Устье скважины перед перфорацией должно быть оборудовано противовыбросовым оборудованием, а скважина заполнена буровым раствором (спец. жидкостью) соответствующей плотности	Предупреждение нефтегазоводопроявлений при освоении скважины.

10 Техника и технология добычи углеводородов

10.1 Анализ фактических режимов эксплуатации добывающих скважин

На Граничном месторождении продуктивными являются терригенные и карбонатные пласты-коллекторы нижнего и среднего карбона, в промышленной разработке находятся – каширский, верейский, башкирский и бобриковский объекты. По состоянию на 01.01.2018г. всего пробурено 19 скважин, в том числе 13 скважин находятся в добывающем фонде (восемь скважин – действующие и шесть – в бездействии), две скважины – в нагнетательном фонде, четыре – прочие (одна пьезометрическая и три ликвидированные после бурения). На скважинах №1025, 1028, 1109 применяется технология одновременно-раздельной добычи.

Действующие скважины эксплуатируются установками ШГН вставного и невставного (трубного) типов. Из числа наиболее применяемых типоразмеров являются насосы следующего типа: 20-125-RHAM, 20-125-RHBC, 25-150-RHAM, 25-175-RHAM, 25-175-TNM, 25-275-TNM, 25-225-TNM. Насосы работают с коэффициентом подачи 0,33-0,67, средний 0,54.

Глубина спуска ШГН находится в интервале 1001-1291 м, среднее значение глубины спуска составляет 1012 м, динамические уровни находятся в пределах 718-1200 м.

Для добывающих скважин снижение забойного давления не должно приводить к резкому ухудшению фильтрационных свойств пласта в результате возрастания напряженного состояния коллектора и разгазирования продукции. Кроме того, к факторам, ограничивающим снижение забойного давления, могут относиться: технологические условия эксплуатации глубинно-насосного оборудования, охлаждение жидкости до температуры выпадения парафина в призабойной зоне, прочность цементного кольца, эксплуатационной колонны и породы призабойной зоны.

Установление оптимальных забойных давлений производится индивидуально по каждой скважине путем подбора типоразмеров глубиннонасосного оборудования, параметров эксплуатации, глубины спуска насоса. Более эффективной является эксплуатация скважин с заглублением глубиннонасосного оборудования ниже

интервала перфорации пласта.

10.2 Обоснование способа и технологических параметров эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

Основными факторами, определяющими выбор рационального способа эксплуатации скважин и оборудования на месторождении, являются:

- заданные отборы нефти и жидкости по скважинам, обусловленные оптимальными условиями разработки месторождения;
- надежность применяемого способа эксплуатации на данном месторождении, обеспечивающего наибольший межремонтный период работы скважин.

Кроме того, в выборе способа эксплуатации должны учитываться:

- физико-химические свойства нефти и водонефтяной эмульсии, их коррозионная характеристика, газовый фактор, давление насыщения нефти газом;
- профиль скважины, глубина забоя;
- режим работы месторождения во времени, пластовое давление.

В соответствии с геолого-геофизической характеристикой пластов, физико-химическими свойствами пластовых флюидов и существующим способом эксплуатации добычу жидкости со скважин Граничного месторождения рекомендуется осуществлять механизированным способом – УШГН.

При решении задач по обоснованию оптимальных технологических параметров работы УШГН должны быть учтены следующие моменты:

- для создания давления на приеме насоса 2,5-3,0 МПа глубина оптимального погружения насоса под динамический уровень должна составлять 250-300 м;
- с целью уменьшения гидравлических нагрузок при эксплуатации скважин, насосы разных диаметров спускаются на соответствующих по размеру НКТ. Должно соблюдаться определенное соотношение диаметров НКТ и колонны штанг, что особенно важно при спуске сборной штанговой колонны, когда зазор между муфтой штанги и внутренним диаметром трубы составляет незначительную величину.

Выбор глубины спуска насоса, а следовательно, давление на приеме насоса зависит от режима эксплуатации скважин, в частности, величины депрессии на пласт.

Практика эксплуатации скважин с ШГН подтверждает возможность

достижения высоких ресурсных показателей штанговых глубинных насосов выпускаемых в соответствии со стандартами Американского Нефтяного Института.

Насосы выпускаемые по стандартам АНИ по лицензии фирмы «Шеллер-Блекманн» ПАО «Ижнефтемаш», предназначены для откачки жидкости из нефтяных скважин с обводненностью до 99 %, содержанием механических примесей до 1,5 кг/м³, содержанием сероводорода до 0,3 кг/м³, минерализацией до 200 кг/м³, концентрацией ионов водорода (рН) 3 - 8.

По присоединительным размерам и резьбам выпускаемые насосы модифицированы под отечественное скважинное оборудование. Соответствие насосов приведено в таблице 10.1.

Режим откачки и тип оборудования выбирают с учетом следующих основных требований:

- при выборе типа приоритетом пользуются штанговые вставные насосы, при наличии осложняющих условий (отложения парафина, солей, коррозионность среды)
- невставные насосы;

- искривление ствола скважины в месте установки насоса не должно превышать 2° на 10 м; угол наклона должен быть не более 42°. В противном случае глубина подвески насоса должна быть уменьшена шагом, соответствующим шагу инклинограммы;

- заданная подача насоса обеспечивается наибольшей длиной хода станка-качалки, наименьшим диаметром насоса и частотой качаний.

Таблица 10.1 - Соответствие насосов по АНИ и ОСТ 26.16.06-86

Тип насоса	Обозначение по АНИ	Соответствующий аналог по ОСТ
Вставные толстостенные насосы с верхним механическим креплением	20-125-RHAM-XX-4-X	НВ1Б – 32
	25-150-RHAM-XX-4-X	НВ1Б – 38
	25-175-RHAM-XX-4-X	НВ1Б – 44
Вставные толстостенные насосы с нижним механическим креплением	20-125-RHBM-XX-4-X	НВ2Б – 32
	25-150-RHBM-XX-4-X	НВ2Б – 38
	25-175-RHBM-XX-4-X	НВ2Б – 44
Трубные насосы	20-125-TNM-XX-4-X	НН2Б – 32
	20-175-TNM-XX-4-X	НН2Б – 44
	25-225-TNM-XX-4-X	НН2Б – 57

Соблюдение приведенных требований способствует снижению числа текущих ремонтов, уменьшению нагрузок на станок-качалку и напряжений в штангах,

установке более легкого оборудования в скважину и меньшему расходу энергии.

Для обеспечения отбора жидкости до 10 м³/сут следует применять насосы 20-125-RHAM, 20-125-TNM; от 10 до 25 м³/сут – 25-175-RHAM, 20-175-TNM, свыше 25 м³/сут – 25-225-TNM.

При эксплуатации ШГН с газосодержанием на приеме насоса до 0,35 необходимо применение газосепараторов.

Насосы рекомендуется оснастить хвостовиком из НКТ диаметром 73 мм. Низ хвостовика должен быть приближен к интервалу перфорации с целью снижения влияния попутного газа на работу насоса, а также с целью отбора отделившейся на забое попутной воды.

Условия эксплуатации каждого конкретного насоса зависят от его конструкции и материального исполнения.

Выбор материального исполнения основных узлов и деталей насосов с целью обеспечения наиболее рациональных величин по межремонтному и общему периоду эксплуатации штанговых насосов решается для конкретной скважины на основе опыта эксплуатации насосов на данном месторождении.

По результатам исследований, проведенных ТатНИПИнефть, работу штанговой насосной установки можно считать нормальной, если коэффициент подачи равен 0,5 – 0,6, а коэффициент наполнения – 0,7...0,8. Практика показала, что средний коэффициент наполнения для среднедебитных скважин составляет от 0,6 до 0,8, а для малodeбитных — от 0,3 до 0,5. При откачке сильно обводненной жидкости при отсутствии утечек в трубах и насосе коэффициенты наполнения могут приближаться к 1.

При достижении обводненности продукции 40 % и более существенно ухудшаются условия эксплуатации оборудования в связи с образованием в стволе скважины высоковязких эмульсий, а допустимая частота качаний должна быть еще более снижена. Для выбранной скорости откачки предпочтение должно отдаваться режимам с максимальной длиной хода и минимально допустимым диаметром плунжера насоса. В частности, для скважин с высоковязкими нефтями рекомендуются насосы с диаметром плунжера 44 и 57 мм, при этом целесообразно применение приводов с трехступенчатым редуктором (передаточное отношение 125, 90 и 63).

При эксплуатации скважин с вязкими нефтями и водонефтяными эмульсиями, а также в наклонно-направленных скважинах, хорошо зарекомендовал себя насос с широкопроходным всасывающим клапаном (КШП), который позволяет увеличить подачу насоса без увеличения его погружения под динамический уровень.

Для добычи нефти, как правило, применяются установки скважинных штанговых насосов с балансирными приводами (станками-качалками), однако эксплуатация такими установками не всегда эффективна, поскольку они работают с недостаточно высокими КПД, сравнительно низким коэффициентом подачи, удельные затраты электроэнергии на подъем продукции также высоки.

Кроме того, допускаются к применению цепные приводы скважинного штангового насоса ПЦ-60 или ПЦ-80, разработанные в ТатНИПИнефть.

Для повышения надежности штанговой колонны рекомендуется применять штанги марки стали 20Н2М и 15НЗМА, нормализованные с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ.

Устья скважин с установками СШН планируется оснащать: арматура устьевая АУ 140 – 50, АУ 140 – 60 выпускаемая ПАО «Татнефть - ЦБПО по РБО и СТ» или аналогичной.

При эксплуатации продуктивных горизонтов для обеспечения дебитов скважин в заданных интервалах и руководствуясь рекомендациями справочной литературы [27,28,29] предлагаются следующие параметры внутрискважинного оборудования установок (таблице 10.2).

Таблица 10.2 - Параметры внутрискважинного оборудования установок

Интервал дебитов, м ³ /сут	Диаметр плунжера, мм	Доля ступеней в колонне штанг			Сортамент НКТ
		19 мм	22 мм	25 мм	
0-12	29,32	1	-	-	73x5,5– Д ГОСТ 633-80
12-28	38,44	0,6	0,4	-	73x5,5– Д ГОСТ 633-80
28-44	44,57	0,3	0,5	0,2	73x5,5– Д ГОСТ 633-80

Имеются пути, с помощью которых можно повысить эффективность эксплуатации скважин установками ШГН. В малodeбитных скважинах - это использование автоматизированных систем контроля периодичности откачки жидкости, в скважинах без осложнений - обеспечение непрерывного контроля за откачкой, в скважинах с тяжёлой или вязкой нефтью - подача на забой растворителей

и снижение динамических нагрузок при работе привода, в скважинах с коррозионно-агрессивной средой - использование ингибиторов коррозии и штанг из стекловолокна, в наклонных скважинах - использование центраторов штанг.

В тех случаях, когда надежную и эффективную работу УСШН нельзя обеспечить стандартными средствами, кардинальным решением для повышения работоспособности при эксплуатации проблемных скважин с высокой вязкостью продукции без уменьшения надежности работы установки является применение УСШН с подъемом продукции по эксплуатационной колонне (УСШНЭК).

Анализ технических средств показывает, что для добычи жидкости повышенной вязкости целесообразно рекомендовать к применению установки электровинтовых насосов с погружным электродвигателем (УЭВН) и винтовые насосы с поверхностным приводом (УВНП), обладающие целым рядом преимуществ по сравнению с насосами других типов.

Основным преимуществом использования винтовых насосов, по сравнению с УШГН, являются:

- незначительные капитальные затраты на строительно-монтажные работы при обустройстве скважин;
- простота в обслуживании верхнего наземного оборудования;
- возможность ввода в эксплуатацию скважин бездействующего фонда, осложненного формированием высоковязкой эмульсии;
- сокращение количества химических и тепловых обработок против образования эмульсии и т.д.

Установки ЭВН применяются для откачки пластовой жидкости с кинематической вязкостью до $1,5 \times 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с}$, содержанием механических примесей до 0,8 г/л; газосодержанием до 50 %, температурой до 70 °С.

Высокий КПД в большом диапазоне давлений позволяет один и тот же погружной винтовой насос эффективно эксплуатировать при различных динамических уровнях.

Рекомендуются к применению винтовые штанговые насосные установки канадской фирмы «Kudu». Насосы работают в жидкостях с высокой вязкостью и содержанием механических примесей, просты при монтаже, имеют возможность регулирования подачи насосов в широком диапазоне, легко перестраиваются на

разные режимы эксплуатации и др. Решающую роль в эксплуатации винтовых насосов играет выбор типа эластомера. Подбор насоса для каждой скважины осуществляется по индивидуальной программе.

Согласно рекомендуемому варианту планируется использование технологии одновременно-раздельной добычи. Для условий разрабатываемого месторождения рекомендуется применение технологии ОРД разработки института ТатНИПИнефть (рисунки 10.1, 10.2, 10.3), предназначенные для повышения технико-экономической эффективности разработки за счет совмещения эксплуатационных объектов и регулирования процесса отбора запасов отдельно по каждому объекту, а также использование технологии одновременно-раздельной добычи с заводнением (рисунок 10.4),

Установка УОРЭ-146(168) (ТУ3665-094-00147585-2004), в которой объекты разобщены пакером 4 (рисунки 10.1а, 10.1б), а штанговый насос 2 снабжен дополнительным боковым всасывающим клапаном 1 и хвостовиком 5, работает следующим образом:

- в случае, когда забойное давление по оптимальным параметрам у верхнего объекта больше, чем у нижнего, продукция из объекта с меньшим забойным давлением поступает в цилиндр насоса 2 через основной всасывающий клапан 3, а из верхнего объекта - через дополнительный 1 (рисунок 10.1а). Местом расположения дополнительного бокового всасывающего клапана 1 выбирается точка, делящая цилиндр насоса 2 по длине пропорционально дебитам объектов. При ходе плунжера 8 вверх нагнетательный клапан 9 закрывается под действием веса столба продукции скважины, находящейся в колонне НКТ, а в цилиндр насоса 2, через всасывающий клапан 3 поступает продукция нижнего объекта до тех пор, пока плунжер не пройдет дополнительный боковой всасывающий клапан 1. После прохождения плунжером дополнительного всасывающего клапана 1 и вплоть до достижения верхней мертвой точки (ВМТ), в цилиндр насоса 2 через клапан 1 поступает продукция верхнего объекта, при этом основной всасывающий клапан 3 закрывается, т.к. забойное давление у верхнего объекта выше, чем у нижнего.

- в случае, когда забойное давление нижнего объекта на уровне насоса выше чем у верхнего, дополнительный боковой клапан соединяют трубкой 10 с

подпакерной зоной, а основной клапан отверстием с межтрубным пространством (рисунок 10.1б). При этом установка работает так же, как и в первом случае, только через всасывающий клапан 3 поступает в цилиндр насоса 2 продукция верхнего объекта, а через дополнительный боковой всасывающий клапан 1-нижнего.

Режимы работы установки в целом определяются параметрами штангового насоса с дополнительным всасывающим клапаном и станка-качалки.

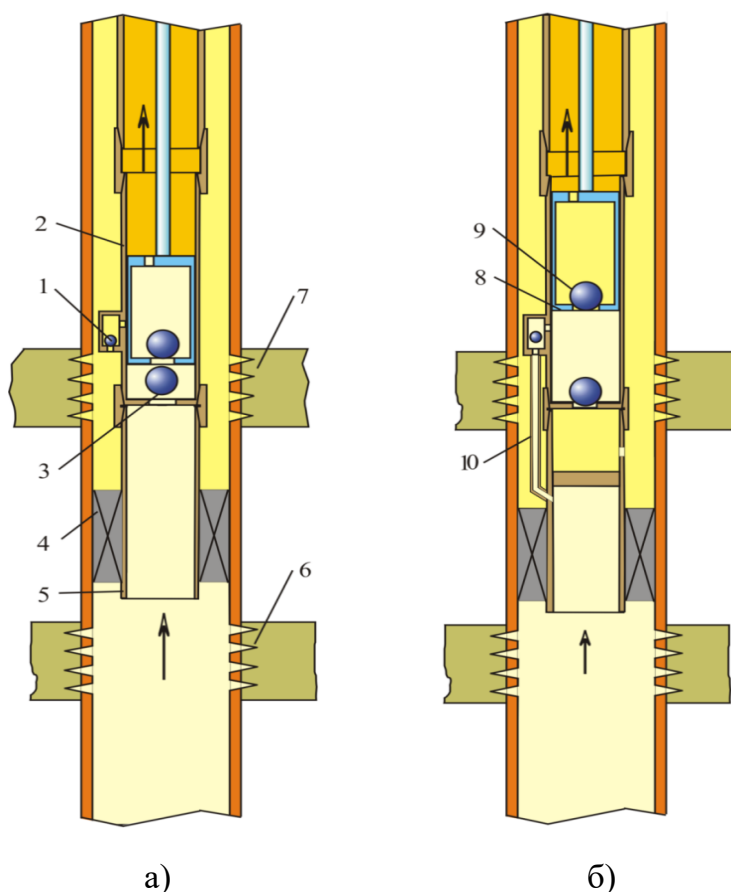


Рисунок 10.1 – Схема однолифтовой установки УОРЭ-146(168)

При эксплуатации установки УОРЭ РПП-146(168, 178) (ТУ 3665-101-00147588-2005), в которой объекты разобщены пакером 1, (рисунок 10.2), продукция нижнего объекта 2 поднимается до устья скважины штанговым насосом 5 по ДК 8, а продукция верхнего объекта 3 по КК 7 – насосом 6. После подъема продукция каждого объекта через двухканальную устьевую арматуру 11 поступает в отдельные линии перекачки 12. Относительное перемещение колонн НКТ во время работы штанговых насосов 5 и 6 ограничивает параллельный якорь 4, спущенный на ДК 8 и расположенный выше насоса 5. Штанговые насосы 5 и 6 приводятся в действие при помощи отдельных независимых приводов 9 и 10, в качестве которых могут быть

использованы станки-качалки балансного типа с канатной подвеской, цепной, гидравлический или любой другой привод, разрешенный к применению. В зависимости от типа применяемых глубинных штанговых насосов возможны различные варианты компоновки установки:

- комбинированного исполнения (вставной – невставной насос);
- вставного исполнения;
- невставного исполнения.

Режим работы установки в целом определяются параметрами используемых штанговых насосов и приводов.

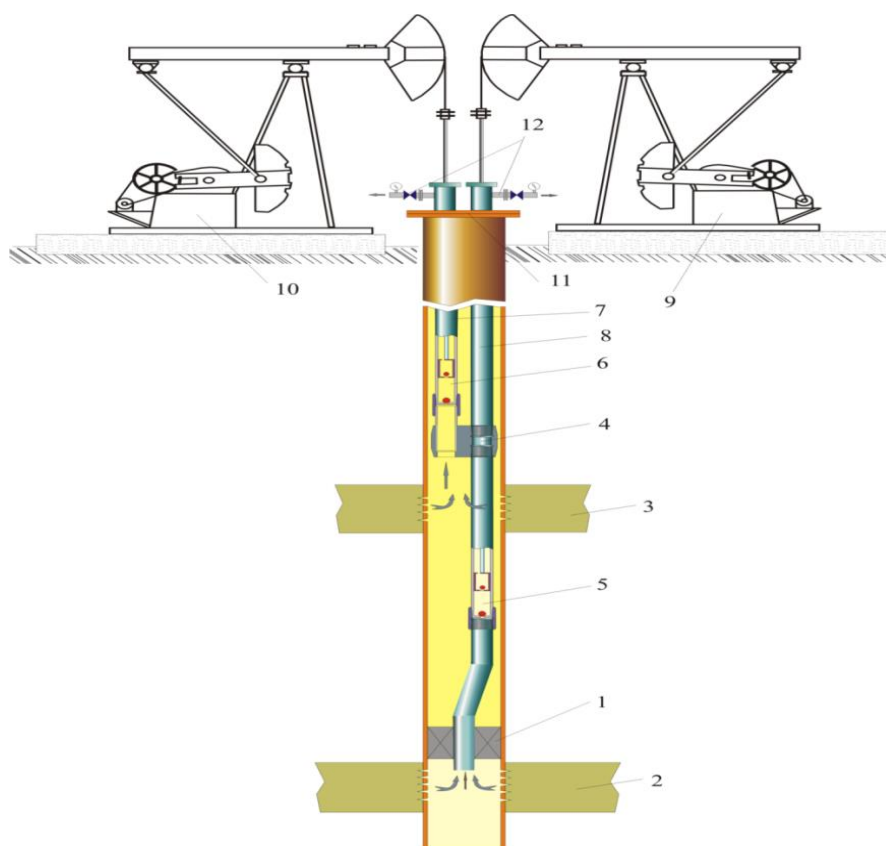


Рисунок 10.2 – Схема двухлифтовой установки УОРЭ РПП-146(168, 178)

Схема установки для одновременно-раздельной эксплуатации в скважинах малого диаметра УОРЭ МД представлена на рисунке 10.3. Установка содержит колонну лифтовых труб 1, пакер 2, с которым хвостовиком 3 соединен насос 4, содержащий плунжер 5 со штангами 6 и цилиндр 7 с отверстием 8 и с основным всасывающим клапаном 9, установленный на входе насоса 4. На цилиндр 7 надет с зазором 10 для протекания жидкости кожух 11, герметично присоединенный к цилиндру 7 выше отверстия 8.

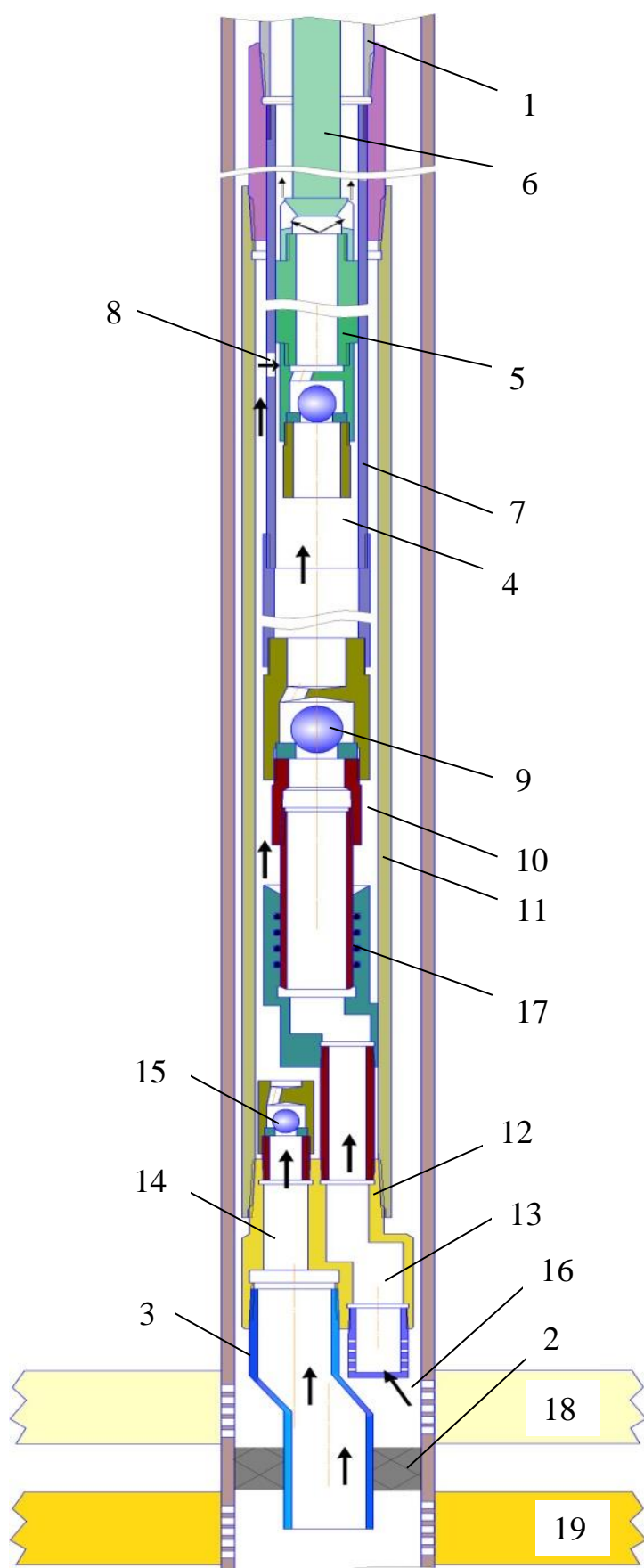


Рисунок 10.3 – Схема установки ОРЭ для скважин малого диаметра

К нижнему концу кожуха 11 присоединен корпус 12 с каналом 13, соединенным выходом с основным всасывающим клапаном 9, и каналом 14, соединенным своим выходом с зазором 10 и оснащенным дополнительным всасывающим клапаном 15. Входами в зависимости от условий эксплуатации один из каналов 13 или 14 сообщен с межтрубным пространством 16, а другой 14 или 13 - с хвостовиком 2. Причем выход канала 14 с дополнительным клапаном 15 сообщен через зазор 10 с отверстием 8 в стенке цилиндра 7, а выход канала 13 - с основным всасывающим клапаном 9 насоса 4. Корпус каналов 12 соединен с насосом 4 через уплотнительный узел 17.

Работает установка следующим образом. При ходе штанг 6 с плунжером 5 вверх под ним создается разрежение, и продукция верхнего пласта 18 из межтрубного пространства 16, через канал 13 корпуса 12 и основной всасывающий клапан 9 поступает в цилиндр 7 насоса 4. После прохождения нижним торцом плунжера 5 отверстия 8 в цилиндр 7 поступает через канал 14 корпуса 12 с дополнительным всасывающим клапаном 15, зазор 10 под кожухом 11 и отверстие 8, продукция нижнего пласта 19 из подпакерного пространства. При этом основной всасывающий клапан 9 закрывается, т.к. забойное давление на уровне насоса 4 у нижнего пласта 19 больше, чем у верхнего 18.

Поэтому в оставшуюся часть хода плунжера 5 в цилиндр 7 поступает продукция только нижнего пласта 19. При ходе штанг вниз продукция пластов 18 и 19 в цилиндре 7 насоса 4 перетекает через плунжер 5 в полость лифтовых труб 1 и перекачивается вверх. В случае если забойное давление верхнего пласта 18 выше, чем у нижнего 19, перед монтажом установки основной клапан 9 сообщают через хвостовик 3 и канал 13 на корпусе 12 с нижним пластом 19, а отверстие 8 и дополнительный клапан 15 с каналом 14 на корпусе 12 с межтрубным пространством 16. Тогда установка работает также, только сначала в цилиндр 7 поступает продукция нижнего пласта 19, а затем, после прохождения торцом плунжера 5 отверстия 8, верхнего пласта 18. Сборка насоса с кожухом и дополнительным всасывающим клапаном осуществляется в цеховых условиях.

Режим работы установки в целом определяется параметрами используемого насоса, его привода, а также параметрами работы пластов.

Установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов,

совмещающая добычу с заводнением (УОРЭДЗ) обеспечивает разобщение пластов, отдельную их эксплуатацию, учёт добываемой продукции и объемов закачки воды в пласт (рисунок 10.4), а также достижение запроектированных темпов разработки.

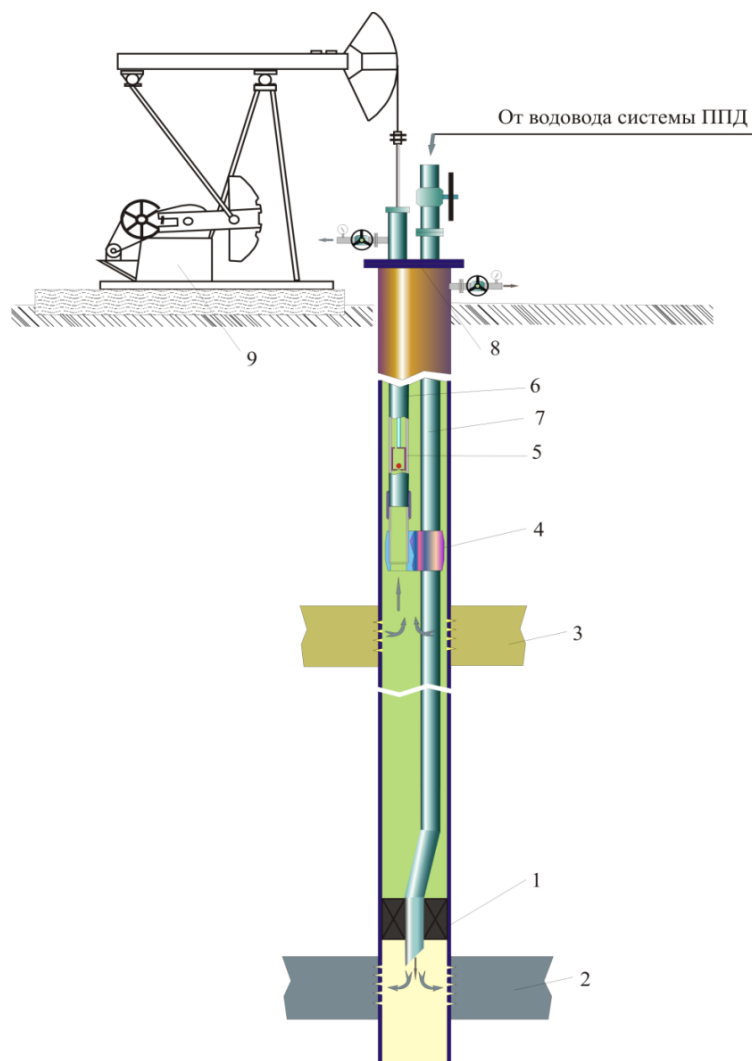


Рисунок 10.4 – Установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов, совмещающая добычу с заводнением УОРЭДЗ-146(168)

При эксплуатации установки УОРЭДЗ-146(168) (ТУ 3665-16200147588-2007), в которой объекты разобщены пакером 1, (рисунок 10.4), продукция верхнего объекта 3 поднимается до устья скважины штанговым насосом 5 по короткой колонне 6, а закачка воды в нижний объект от водовода системы поддержания пластового давления (ППД) по длинной колонне 7. После подъема продукция верхнего объекта через двухканальную устьевую арматуру 8 поступает в линию перекачки. Относительное перемещение колонн НКТ во время работы штангового насоса 5 и закачки воды ограничивает параллельный якорь 4, спущенный на длинной колонне 7 и расположенный выше пакера 1.

При подземном ремонте, перед сменой оборудования скважины, обычно столб нефти в скважине заменяется водой, призабойная зона при этом насыщается водой, и последующий вывод скважины на режим затруднен. Зачастую скважины надолго теряют прежнюю продуктивность.

Глушение скважин рекомендуется проводить по технологии, разработанной в институте «ТатНИПИнефть» [30], где дана классификация жидкостей глушения на основе гидрофобных (обратных) эмульсий и облагороженных составов на водной основе, которые отнесены к общему классу технологических жидкостей под термином – облагороженные жидкости глушения (ОЖГ). Систематизирована область их применения по объектам, приведены критерии подбора ОЖГ в зависимости от горно-геологических и технических условий эксплуатации скважин. Приводятся конкретные составы ОЖГ на нефтяной, глицериновой, нефте-дистиллятной и водной основе, описание и свойства исходных компонентов, способы приготовления ОЖГ на стационарных установках и упрощенных узлах, имеющихся в каждом НГДУ ПАО «Татнефть». Разработаны технологические варианты глушения скважин по применению комбинации обычной пресной воды, технической, подтоварной, пластовой воды (их располагают в верхней части скважины, в интервале от подвески насоса до устья) и ОЖГ (их располагают в нижней части скважины, перекрывая интервал перфорации). Эта комбинированная схема глушения позволяет дифференцированно (с учетом особенностей конкретных объектов) подходить к подбору плотности (в особых случаях и вязкости) ОЖГ и обычной водной системы, за счет этого снижаются затраты.

При проведении технологических процессов в добывающих скважинах следует руководствоваться «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [31] и региональными инструкциями по технике безопасности.

10.3 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Исследование физико-химических свойств нефти в пластовых и поверхностных условиях проводилось по пробам, отобранным из продуктивных отложений в отделе исследования скважин, коллекторов и углеводородов института «ТатНИПИнефть» и в

аналитической лаборатории ТГРУ.

Всего по Граничному месторождению проанализировано 47 пластовых и 41 поверхностная проба.

По горизонтам пластовые и поверхностные пробы распределились следующим образом (таблица 10.3).

Таблица 10.3 – Распределение пластовых и поверхностных проб по горизонтам

Ярус или горизонт	Количество проб	
	пластовых	поверхностных
Бобриковский	19	16
Башкирский	6	8
Верейский	19	14
Каширский	3	3

Каширский горизонт

Исследование свойств нефти каширского горизонта в пластовых условиях проводилось по пробам, отобраным из скважины № 1027 Граничного месторождения. Средние значения основных параметров нефти, полученные по результатам анализов, следующие: давление насыщения – 1,7 МПа, газосодержание – 6,1 м³/т, объемный коэффициент – 1,024, динамическая вязкость пластовой нефти составляет 50,1 мПа·с. Плотность пластовой нефти - 898 кг/м³, сепарированной - 904 кг/м³. По данным анализов поверхностных проб нефть каширского горизонта битуминозная. По товарной характеристике нефть сернистая (массовое содержание серы 2,98%), смолистая (11,8%), парафинистая (2,8 %), высоковязкая.

Верейский горизонт

Исследование свойств нефти верейского горизонта в пластовых условиях проводилось по пробам, отобраным из скважин № 1043, 1027, 1028, 1286 Граничного месторождения. Средние значения основных параметров нефти, полученные по результатам анализов, следующие: давление насыщения – 1,3 МПа, газосодержание – 4,4 м³/т, объемный коэффициент – 1,017, динамическая вязкость пластовой нефти составляет 69 мПа·с. Плотность пластовой нефти - 900 кг/м³, сепарированной - 913 кг/м³. По данным анализов поверхностных проб нефть верейского горизонта битуминозная. По товарной характеристике нефть высокосернистая (массовое содержание серы 3,53%), высокосмолистая (18,68%),

парафинистая (2,37 %), высоковязкая.

Башкирский ярус

Исследование свойств нефти башкирского яруса в пластовых условиях проводилось по пробам, отобранным из скважин № 2494, 1025 Граничного месторождения. Средние значения основных параметров нефти, полученные по результатам анализов, следующие: давление насыщения – 0,6 МПа, газосодержание – 2,1 м³/т, объемный коэффициент – 1,016, динамическая вязкость пластовой нефти составляет 149 мПа·с. Плотность пластовой нефти - 915 кг/м³, сепарированной - 920 кг/м³. По данным анализов поверхностных проб нефть башкирского яруса битуминозная. По товарной характеристике нефть высокосернистая (массовое содержание серы 3,93%), высокосмолистая (20,5%), парафинистая (2,95 %), высоковязкая.

Бобриковский горизонт

Исследование свойств нефти бобриковского горизонта в пластовых условиях проводилось по пробам, отобранным из скважин № 1025, 1026, 1028, 1301, 1109 Граничного месторождения. Средние значения основных параметров нефти, полученные по результатам анализов, следующие: давление насыщения – 1,5 МПа, газосодержание – 3,4 м³/т, объемный коэффициент – 1,011, динамическая вязкость пластовой нефти составляет 186 мПа·с. Плотность пластовой нефти - 915 кг/м³, сепарированной - 925 кг/м³. По данным анализов поверхностных проб нефть бобриковского горизонта битуминозная. По товарной характеристике нефть высокосернистая (массовое содержание серы 3,81%), высокосмолистая (17,64%), парафинистая (2,77 %), высоковязкая.

Понижение давления и температуры флюида при движении по стволу скважины приводит к изменению его фазовых состояний, уменьшает растворимость по отношению к АСПО и, следовательно, к выпадению отложений на глубинном и устьевом оборудовании добывающих скважин. Борьбу с осложнениями при образовании парафиновых пробок необходимо вести тепловыми, химическими или механическими методами.

К тепловым методам относится пропарка или прокачка горячей нефтью через затрубное пространство работающей скважины.

Применение химических методов заключается в постоянном вводе ингибиторов для предупреждения отложений или периодической закачке

растворителя для удаления образовавшихся парафиновых отложений. В качестве ингибиторов парафиноотложений применяется целый спектр отечественных и зарубежных реагентов, например, ИНПАР, СОНПАР, СНПХ-7843, а так же растворители-удалители: СНПХ-7р-1, СНПХ-7870, ИП-1, ИП-2, ИП-3, ДН-5.

Подбор наиболее эффективных ингибиторов и рабочих концентраций должен осуществляться на основе лабораторных исследований состава парафинистых отложений и ингибирующей способности применительно к составу продукции данного месторождения с последующими промысловыми испытаниями.

В качестве механических методов рекомендуются к применению скребки-центраторы.

Насосный способ эксплуатации и планируемая обводненность продукции скважин будут способствовать появлению сопутствующего процесса - образованию водонефтяных эмульсий, повышающих вязкость добываемой жидкости. Два этих процесса в совокупности с конструктивными особенностями скважин (наклонностью ствола) неизбежно приведут к снижению межремонтного периода (МРП) по причине обрыва штанг, снижению ресурса работы насосов.

Практика борьбы с образованием эмульсий в ПАО «Татнефть» в основном сводится к следующему:

- а) применение тихоходных режимов откачки;
- б) применение насосов с увеличенным всасывающим клапаном;
- в) понижение вязкости продукции путем применения деэмульгаторов, вводимых через устьевые или забойные дозаторы.

Из известных ранее мероприятий, способствующих уменьшению образования водонефтяной эмульсии, при использовании штанг большого диаметра эффективно применение колонн НКТ увеличенного диаметра, например, 89х6,5 – Д ГОСТ 633-80.

Для лучшего заполнения цилиндра насоса при ходе плунжера вверх используют узлы всасывающих клапанов с увеличенным проходным сечением. Для разрушения водонефтяной эмульсии применяются следующие реагенты: СНПХ – 4501 (ТУ 2458-006-40666476-2003), Реапон LML 4312 (ТУ 2458-008-12966446-2001), СНПХ-4315Д (ТУ 2458-253-05765670-2008), Интекс-720 (ТУ 2458-005-40666476-2001), ТНН (ТУ 2458-128-00147588-2006), Дефакс (ТУ 2458-131-00147588-2006).

При эксплуатации скважин линия раздела фаз “нефть-вода” находится на приеме насоса, поэтому образование эмульсии начинается уже в насосе.

Поочередная подача на прием насоса нефти и воды позволяет поднять их

раздельно на некоторую высоту от насоса, что приводит к снижению нагрузок от действия гидродинамических сил на штанги.

Для снижения интенсивности образования высоковязкой водонефтяной эмульсии в НКТ, в ТатНИПИнефть разработано «Входное устройство для поочередной подачи нефти и воды на прием насоса (делитель фаз) ВУ-11-89».

Применение устройства позволит, как минимум на треть, снизить амплитуду нагрузок, возникающих вследствие гидродинамического трения на колонну штанг, хотя к устью будет подходить образовавшаяся, но уже в верхней части колонны НКТ эмульсия.

С увеличением содержания воды в продукции скважины происходит расслоение водонефтяной эмульсии и появление воды в качестве отдельной фазы. На металле образуется водная прослойка той или иной толщины, что обуславливает активизацию коррозионного процесса, интенсивность которого в значительной степени зависит от наличия в смеси таких агрессивных компонентов, как сероводород, углекислый газ, минеральные соли и др.

К основным мерам по предотвращению и защите скважинного оборудования от коррозии относятся:

- выбор исполнений оборудования в соответствии со свойствами скважинной среды;
- подача в скважину ингибиторов коррозии глубинными или устьевыми дозаторами;
- катодная защита эксплуатационных колонн скважин, которая выполняется в соответствии с РД 153-39.0-531-07 «Инструкция по катодной защите обсадных колонн скважин и выкидных линий (разводящих водоводов от наружной коррозии)»;
- использование труб с антикоррозионным покрытием.

Борьба с коррозией скважинного и промышленного оборудования осуществляется путем закачки ингибитора коррозии – СНПХ-1004 (ТУ 2458-011-12966038-2001), СНПХ-6302Б (ТУ 24-12966038-002-92), СНПХ 6030Б (ТУ 2458-329-05765670-2007), Амфикор (ТУ 39-12966038-004-95), Напор-1007 (ТУ 2458-015-12966038-2001), Нефтехим-1М (ТУ 2415-009-22657427-2001), Рекод-608 (ТУ 2458-002-40666476-ОП-98), СНПХ-1003Р (ТУ 39-1192-87), Корексит SXT-1001 (ТУ 39-12966446-ОП-004-98). При выборе ингибитора необходимо учитывать плотность нефти, находящейся в межтрубном пространстве, плотность ингибитора должна быть больше плотности нефти. Во все нагнетательные скважины в затрубное пространство

рекомендуется добавлять ингибитор коррозии.

При наличии сероводорода рекомендуется закачивать в нефтепроводы из расчета 50 г/м³ жидкости бактерицид-нейтрализатор сероводорода СНПХ-1050 (ТУ 2458-256-05765670-2008), РЕАТОН-21 (ТУ 2458-002-61801814-2010. В качестве дозирующего устройства используется блочная установка БР-10.

Мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин приведены в таблице 10.4.

Таблица 10.4 - Мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

Необходимые мероприятия	Периодичность
Применение скребков-центраторов	Непрерывно
Непрерывная или периодическая подача химреагента на прием насоса или устье скважины дозаторами для предотвращения парафиноотложения и для снижения вязкости водонефтяной эмульсии	По графику
Промывка стволов скважины и колонны НКТ горячей нефтью и растворителями.	1,5-3 месяца
Задавка скважин по технологии ТатНИПИнефть	При ПРС

10.4 Рекомендации к системе внутрипромыслового сбора, подготовки и учета продукции скважин

Промысловая система сбора продукции скважин представляет собой комплекс инженерных сооружений и коммуникаций, который обеспечивает замер, транспортирование продукции скважин к технологическим аппаратам и пунктам ее реализации, сепарацию и подготовку нефти, газа и воды до требуемого качества.

Продукция со скважин Граничного месторождения по сборным коллекторам через ГЗУ поступает на ДНС-УПСВ 2. Предварительно отсепарированная и обезвоженная жидкость дожимными насосами откачивается на УПВСН №1 (таблица 10.5) для дальнейшей подготовки продукции до товарной кондиции.

Качество подготовки товарной нефти должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 51858-2002 (таблица 10.6).

Таблица 10.5 – Схема сбора продукции скважин

№ Скважины	Горизонт	№ уса	№ ГЗУ	№ ДНС	Объект ТП	ТП
1027	каширский	2	ГЗУ 2501	ДНС-УПСВ 2	АНДР1	УПВСН №1
1027	верейский	2	ГЗУ 2501	ДНС-УПСВ 2	АНДР1	УПВСН №1
1043	верейский	6	ГЗУ 10115	ДНС-УПСВ 2	АНДР1	УПВСН №1
1109	башкирский	2	ГЗУ 2501	ДНС-УПСВ 2	АНДР1	УПВСН №1
1109	бобриковский	2	ГЗУ 2501	ДНС-УПСВ 2	АНДР1	УПВСН №1
1286	верейский	6	ГЗУ 10115	ДНС-УПСВ 2	АНДР1	УПВСН №1
1301	бобриковский	6	ГЗУ 10115	ДНС-УПСВ 2	АНДР1	УПВСН №1
2490	верейский	2	ГЗУ 2501	ДНС-УПСВ 2	АНДР1	УПВСН №1
2490	башкирский	2	ГЗУ 2501	ДНС-УПСВ 2	АНДР1	УПВСН №1
2494	башкирский	2	ГЗУ 2501	ДНС-УПСВ 2	АНДР1	УПВСН №1
2501	башкирский	2	ГЗУ 2501	ДНС-УПСВ 2	АНДР1	УПВСН №1
2503	башкирский	2	ГЗУ 2501	ДНС-УПСВ 2	АНДР1	УПВСН №1
2504	верейский	2	ГЗУ 2501	ДНС-УПСВ 2	АНДР1	УПВСН №1

Таблица 10.6 - Показатели степени подготовки нефти

Наименование показателя	Норма для группы		
	1	2	3
1. Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0
2. Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900
3. Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05	0,05	0,05
4. Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.), не более	66,7(500)	66,7(500)	66,7(500)
5. Содержание хлорорганических соединений, млн. ⁻¹ (ppm)	Не нормируется. Определение обязательно.		

Для стабильной и качественной работы установок подготовки нефти, а также снижения вязкости продукции скважин и уменьшения гидравлических потерь в трубопроводах в систему нефтесбора необходимо производить ввод реагента-деэмульгатора блочными установками типа БР-2,5М.

Большое внимание необходимо уделять повышению надежности системы нефтесбора путем создания необходимой антикоррозионной защиты нефтепроводов. Эффективность антикоррозионной защиты должна обеспечиваться комплексом мероприятий – применением химической, электрохимической защиты, применением труб с антикоррозионным покрытием, а также необходим ввод в газожидкостной поток ингибитора коррозии.

Требования к эксплуатации объектов сбора, подготовки, хранения и транспорта

нефти и газа [31]:

- Закрытые помещения объектов сбора, подготовки и транспортировки нефти, газа и конденсата (УПНГ, УППН, ДНС, КНС, ПСП, КСП) должны иметь систему контроля состояния воздушной среды и аварийной вентиляции, заблокированную с системой звуковой и световой аварийной сигнализации. Действия персонала при возникновении аварийных сигналов должны быть определены в плане локализации и ликвидации последствий аварий.

- Системы управления должны иметь сигнальные устройства предупреждения отключения объектов и двустороннюю связь с диспетчерским пунктом.

- Система сбора нефти и газа должна быть закрытой, а устья нагнетательных, наблюдательных и добывающих скважин герметичными.

- На объектах сбора и подготовки нефти и газа (ЦПС, УПНГ, УКПГ, УППГ, НПС, ПСН, УПС, ТВО), насосных и компрессорных станциях (ДНС, КС, АГЗУ, КНС, БКНС) должна быть размещена схема технологического процесса, утвержденная техническим руководителем организации, с указанием номеров задвижек, аппаратов, направлений потоков, полностью соответствующих их нумерации в проектной документации. Схема технологического процесса является частью ПЛА. Схема технологического процесса должна быть вывешена на рабочем месте обслуживающего персонала.

- Изменения в технологический процесс, схему, регламент, аппаратурное оформление и систему противопожарной защиты могут вноситься только при наличии нормативно-технической и/или проектной документации, согласованной с организацией - разработчиком технологического процесса и/или организацией - разработчиком изменяемой документации.

- Скорость изменения технологических параметров должна устанавливаться инструкциями по пуску, эксплуатации и остановке установок, утвержденными техническим руководителем организации в соответствии с технологическим регламентом и заводскими инструкциями по эксплуатации оборудования.

- В случае обнаружения загазованности воздуха рабочей зоны необходимо незамедлительно предупредить обслуживающий персонал близлежащих установок о возможной опасности, оградить загазованный участок и принять меры по устранению

источника загазованности.

– В случае неисправности системы пожаротушения и приборов определения взрывоопасных концентраций должны быть приняты немедленные меры к восстановлению их работоспособности, а на время проведения ремонтных работ по восстановлению их работоспособности должны быть проведены мероприятия, обеспечивающие безопасную работу установки.

– Запрещается эксплуатация аппаратов, сосудов и другого оборудования, работающего под давлением, при неисправных предохранительных клапанах, отключающих и регулирующих устройствах, при отсутствии или неисправности контрольно-измерительных приборов и средств автоматики.

– Дренирование воды из аппаратов и емкостей должно производиться вручную или автоматически в закрытую систему (емкость).

– На трубопроводах должны быть стрелки, указывающие направление движения по ним рабочей среды.

Эксплуатация установок и оборудования для сбора и подготовки нефти, газа и конденсата

– Оборудование для сбора нефти, газа и конденсата должно удовлетворять требованиям стандартов и технических условий на их изготовление, монтироваться в соответствии с проектной документацией и действующими нормами технологического проектирования и обеспечивать полную герметичность и сохранность продукции (закрытая система сбора и подготовки нефти и газа).

– Оборудование должно оснащаться приборами контроля (с выводом показаний на пульт управления), регулируемыми и предохранительными устройствами.

– Исправность предохранительной, регуливающей и запорной арматуры, установленной на аппаратах и трубопроводах, подлежит периодической проверке в соответствии с графиком утвержденным эксплуатирующей организацией.

– Аппараты, работающие под давлением, оснащаются манометрами, указателями уровня, запорной и предохранительной аппаратурой, люками для внутреннего осмотра, а также дренажной линией для удаления жидкости.

– Электрические датчики систем контроля и управления технологическим

процессом должны быть во взрывозащищенном исполнении и рассчитываться на применение в условиях вибрации, образования газовых гидратов, отложений парафина, солей и других веществ.

- Ведение технологического процесса подготовки нефти должно осуществляться в соответствии с технологическим регламентом.

- Для насосов (группы насосов), перекачивающих горючие продукты, должно предусматриваться их дистанционное отключение и установка на линиях входа и нагнетания запорных или отсекающих устройств.

- Все насосы должны быть снабжены дренажными устройствами со сбросом дренируемого продукта в закрытую систему утилизации.

Эксплуатация промышленных трубопроводов

- На каждый промышленный трубопровод по окончании строительства должен быть разработан технический паспорт, в котором отражаются основные технические характеристики, параметры эксплуатации, результаты испытаний. В процессе эксплуатации в паспорт вносятся сведения о ревизии и ремонте трубопровода, изменения допустимых параметров его эксплуатации и другие сведения.

- Промысловые трубопроводы для транспортировки пластовых жидкостей и газов должны быть устойчивы к ожидаемым механическим, термическим напряжениям (нагрузкам) и химическому воздействию. Трубопроводы должны быть защищены от наружной коррозии.

- Трубопроводы, транспортирующие коррозионно-агрессивные агенты (скорость коррозии более 0,5 мм/год), должны быть в коррозионностойком исполнении.

- Выкидные трубопроводы, непосредственно связанные со скважинами, должны быть оборудованы запорными устройствами, перекрывающими поток жидкости из скважины при аварийной разгерметизации нефтегазоконденсатопровода.

- Эксплуатация трубопроводов должна осуществляться при параметрах, предусмотренных проектной документацией и отраженных в техническом паспорте.

Эксплуатация резервуаров

- Выбор типа резервуара, его внутренней оснащённости, противокоррозионного покрытия, способа монтажа обосновывается проектной

документацией в зависимости от емкости, назначения, климатических условий, характеристики сред, а также с учетом максимального снижения потерь.

– Резервуары должны быть оснащены: дыхательными клапанами, предохранительными клапанами, огнепреградителями, уровнемерами, пробоотборниками, сигнализаторами уровня, устройствами для предотвращения слива (хлопушами), средствами противопожарной защиты, приемо-раздаточными патрубками, зачистным патрубком, вентиляционными патрубками, люками (люк световой, люк замерный) в соответствии с проектной документацией и технологическим регламентом на данный опасный производственный объект.

10.5 Рекомендации к системе поддержания пластового давления для нефтяных залежей

Поддержание пластового давления на Граничном месторождении ведется на верейском и башкирском объектах путем закачки сточной воды в две нагнетательные скважины №№ 2492, 2502. Источником водоснабжения является сточная вода с УПСВ-2 «БУРЕЙКА». Закачка воды производится с КНС-1 насосным агрегатом типа ЦНС-80-1400.

Качество сточных вод, закачиваемых в нагнетательные скважины, должно соответствовать следующим требованиям (СТО ТН 028-2008 «Закачка технологической жидкости для поддержания пластового давления на месторождениях ПАО «Татнефть»):

– сточная вода, закачиваемая в продуктивный горизонт, должна быть подготовлена и иметь такое качество, чтобы обеспечить вытеснение нефти, длительную и устойчивую приёмистость нагнетательных скважин в заданных объёмах при оптимальном давлении закачки воды [32];

– значение рН должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5;

– закачиваемая вода при контакте в пластовых условиях с пластовой водой и породой коллектора должна сохранять стабильность при изменении температуры и давления, быть совместимой с пластовой водой и породой пласта, не способствовать осадкообразованию;

– допустимый размер частиц механических примесей и эмульгированной

нефти в закачиваемой воде определяются расчетным путем или по номограммам в зависимости от пористости и проницаемости продуктивного пласта согласно РД 153-39.0-456-06 [33];

– в воде, нагнетаемой в продуктивные коллекторы, пластовые воды которых не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать. В воде, закачиваемой в продуктивные пласты, содержащие сероводород, ионы железа должны отсутствовать;

– допустимое содержание нефти и механических примесей приводится в таблице 10.7.

Таблица 10.7 – Допустимое содержание в воде нефти и механических примесей

Наименование примеси	Допустимое содержание в воде, мг/дм ³	
	предельное	средневзвешенное за месяц
Нефть	150	60
Механические примеси	80	50

Для повышения вытесняющих свойств воды и более длительного сохранения приёмистости нагнетательных скважин рекомендуется снижать содержание нефти и механических примесей для приведения в соответствие с коллекторскими свойствами пластов.

– предельное содержание растворённого кислорода в воде допускается не более 0,5 мг/дм³ [32];

– набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в своей пластовой воде конкретного месторождения;

– при скорости коррозии свыше 0,1 мм/год необходимо выявить причины и предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования [32];

– сульфатвосстанавливающие бактерии должны отсутствовать в закачиваемой сточной воде. Допускается присутствие сульфатвосстанавливающих бактерий в концентрации не более чем 101 кл/мл в сточной воде, содержащей сероводород свыше 100 мг/дм³. Подавление жизнедеятельности СВБ в зараженной воде осуществляется в соответствии с методикой [34].

По рекомендуемому варианту, для выполнения запланированных объемов добычи нефти, на Граничном месторождении рекомендуется к применению

установка для одновременно-раздельной закачки на несколько объектов (рисунок 10.5).

Установка для одновременно-раздельного заводнения двух объектов УОРЗ-146(168) (ТУ 3665-163-00147587-2007) может быть с параллельным или концентричным расположением насосно-компрессорных труб (НКТ) в скважине.

Схема установки с параллельным расположением труб изображена на рисунке 10.5а. Установка состоит из подземного и наземного оборудования. В состав подземного оборудования установки входит пакер 1 для разобщения объектов 6 и 7, параллельный двухканальный якорь 5 для ограничения относительного перемещения колонн НКТ и две расположенные параллельно колонны НКТ: короткая 3 (КК) и длинная 2 (ДК). Наземная часть содержит двухканальную устьевую арматуру 4.

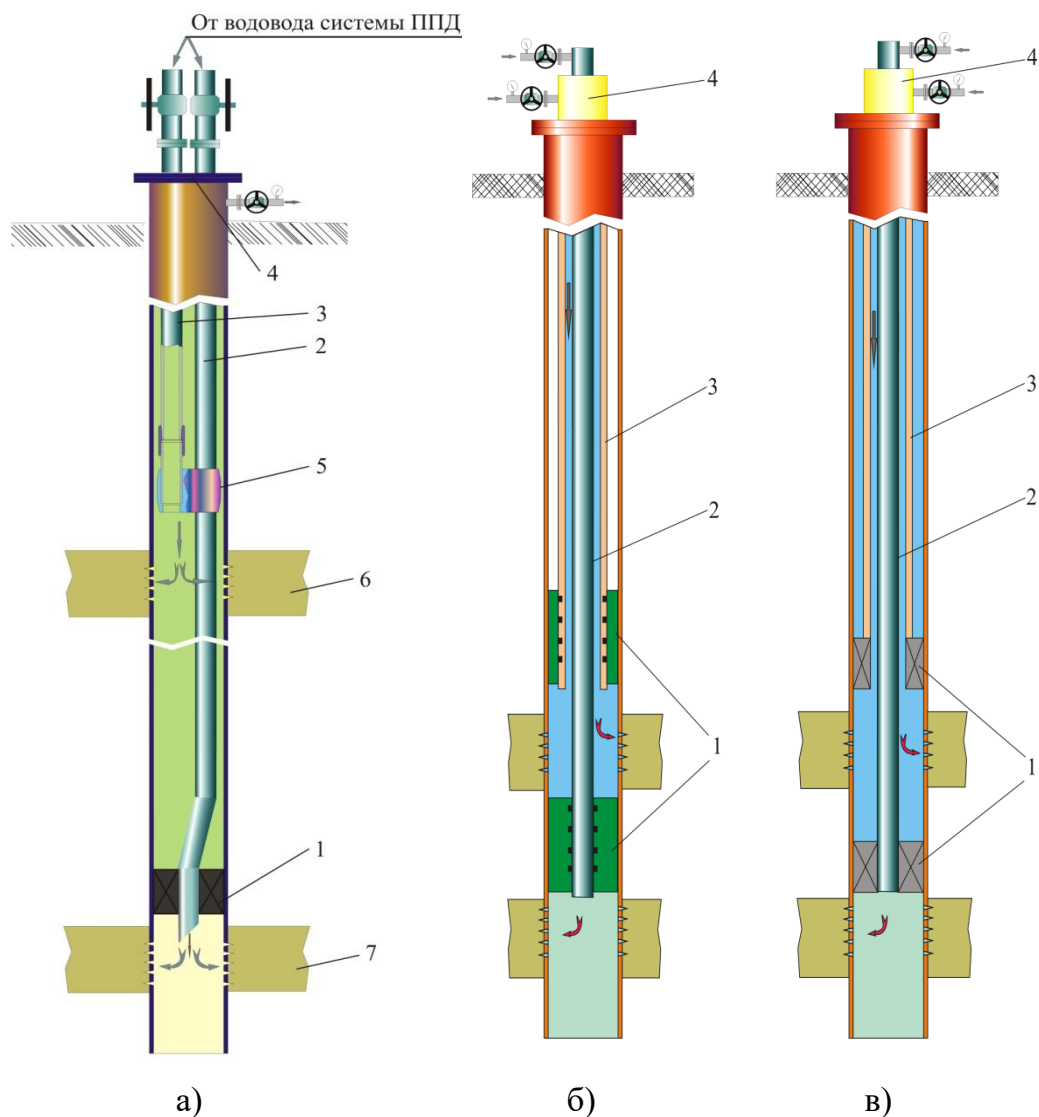


Рисунок 10.5 – Установка для одновременно-раздельного заводнения двух объектов УОРЗ-146 (168)

Схемы установок с концентричным расположением труб изображены на рисунках 10.5б и 10.5в. Установки состоят из подземного и наземного оборудования и отличаются способом соединения колонны НКТ с пакером. В состав подземного оборудования установки входит два пакера 1, нижний из которых служит для разобщения объектов, а верхний для защиты эксплуатационной колонны (ЭК) от высокого давления и две расположенные концентрично колонны НКТ: внутренняя 2 (ВК) и наружная 3 (НК). Наземная часть содержит концентричную двухканальную устьевую арматуру 4.

Режим работы нагнетательных скважин должен обеспечить максимальный охват пласта заводнением при соблюдении условий предотвращения опережающих прорывов закачиваемой воды к забою добывающих скважин. По результатам специальных исследований, проведенных в ТатНИПИнефть, данному условию удовлетворяет режим, при котором забойное давление в нагнетательных скважинах будет находиться в пределах $0,59P_{\text{горн}} < P_{\text{заб.н.}} < P_{\text{горн}}$ для карбонатных ($0,68 - 0,8P_{\text{горн}}$ для терригенных отложений).

10.6 Обоснование геологических объектов и конструкции поглощающих скважин для утилизации попутно добываемой воды

На Граничном месторождении не предусматривается бурение поглощающих скважин.

10.7 Варианты мероприятий по использованию и утилизации попутного нефтяного газа, в том числе для целей повышения нефтеотдачи

Попутный нефтяной газ Граничного месторождения после сепарации нефти подается в газопровод и используется в качестве топлива для нагрева продукции в условиях УПСВ 2 с использованием путевых подогревателей.

В результате уровень рационального использования ПНГ составляет 95 %.

11 Контролирование процесса разработки

11.1 Обоснование сети наблюдательных и пьезометрических скважин

Одной из основных задач контроля за разработкой является контроль за заводнением продуктивных пластов, который осуществляется с использованием скважин специального назначения. К этой категории относятся наблюдательные и пьезометрические скважины, служащие в качестве контрольных.

Наблюдательные скважины предназначены для систематического наблюдения за изменением положения водонефтяного контакта в процессе разработки залежи.

В скважинах фиксируются изменения уровня воды, её температуры и химического состава, позволяющие изучать режимы пластовых вод, то есть наблюдательные скважины используются для непрерывного мониторинга состояния пластовых вод путём анализа полученных данных.

Контроль за изменением нефтенасыщенности коллекторов необходимо осуществлять также комплексом импульсных и стационарных нейтронных методов в условиях неперфорированных пластов при использовании всего фонда скважин в качестве наблюдательного.

Контроль за разработкой продуктивных пластов предусматривает непрерывный на протяжении всей разработки процесс сбора и обобщения данных о характере продвижения закачиваемой воды в пласты эксплуатационных объектов.

От геолого-физических условий и применяемых систем разработки зависит комплекс и периодичность промыслово-гидродинамических и геофизических исследований скважин. Периодичность исследований ведется согласно «Положению о периодичности производства промысловых гидродинамических исследований», разработанном в ПАО «Татнефть» [35].

Пьезометрические скважины предназначены для постоянного наблюдения за динамикой пластового давления в какой – либо части эксплуатируемой нефтяной залежи. Скважины оборудуются регистрирующими давление манометрами или пьезографами, записывающими колебания уровня жидкости в скважине во времени.

Непрерывная регистрация положения уровня жидкости в пьезометрической скважине позволяет не только устанавливать общую тенденцию в поведении пластового давления залежи в целом, но и отмечать влияние изменения работы

близлежащих эксплуатационных и нагнетательных скважин, на основании чего можно судить о взаимодействии скважин и о величинах коэффициентов пьезопроводности и упругоёмкости пласта.

На 01.01.2018 г в фонде Граничного месторождения одна скважина пьезометрическая, № 1162. Скважина расположена далеко за пределами установленных залежей, поэтому она не может выполнять функции пьезометрической.

Периодически работающие слабоприточные или высокообводнённые добывающие скважины необходимо использовать, как пьезометрические, при необходимости продлевая период остановок. Пьезометрические скважины часто используются в качестве реагирующих при гидропрослушивании.

11.2 Состав и объем исследовательских работ по контролю за разработкой

Проектные решения, рекомендуемые для разработки Граничного нефтяного месторождения, требуют выбор мероприятий по организации эффективного контроля за процессом. Для этого рекомендуется использовать разработанные в ПАО «Татнефть» комплексы промыслово-геофизических и промыслово-гидродинамических исследований, которые в целом регламентируют виды, объемы и рациональную периодичность работ в зависимости от типа и коллекторской характеристики продуктивных отложений. В соответствии с этим исследование скважин ведется в трех направлениях: промыслово-геофизические, промысловые гидродинамические и лабораторные (таблица 11.1).

Проведение промыслово-геофизических исследований регламентируются РД 153-39.0-109-01 [36], где для исследования каждой конкретной задачи определены комплексы тех геофизических методов, которые являются обязательными. Промыслово-геофизические методы решают широкий круг задач, которые можно сгруппировать в два основных направления:

Таблица 11.1 – Программа мероприятий по контролю за разработкой

Цели и задачи	Виды контроля, комплекс исследований	Периодичность и объем исследований	Примечания (этапность, комплексирование)
1	2	3	4
I. Определение технологических параметров работы скважин	1. Промысловые определения: а) дебитов жидкости, в том числе дистанционными методами (автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ), индивидуальные замеры, скважинная глубинная дебитометрия); б) обводненности продукции (АГЗУ, индивидуальные замеры (пробы жидкости), скважинная глубинная влагометрия); в) промысловые определения газового фактора (АГЗУ, индивидуальные замеры); г) приемистости нагнетательных скважин (стационарные переносные накладные расходомеры).	 5 раз в месяц 5 раз в месяц 5 раз в месяц 1 раз в месяц	
II. Контроль изменения свойств, состава пластовых флюидов, растворенного в нефти газа	1. Лабораторные измерения: а) физико-химических свойств и состава пластовой нефти при однократном и дифференциальном разгазировании; - устьевые (рекомбинированные); б) физико-химических свойств и состава растворенного газа; в) плотности добываемой воды (фонд добывающих скважин) г) шестикомпонентный химический анализ попутно добываемой воды (фонд добывающих и наблюдательных скважин) д) содержания механических примесей и солей железа в попутно добываемой и закачиваемой воде (УОВ, на входе КНС)	 100% фонда наблюдательных скважин при низкой обводненности (<10%) ежегодно. 100% фонда новых поисково-разведочных скважин - разовые. По необходимости. 100% фонда наблюдательных скважин при низкой обводненности ежегодно. 100% фонда новых поисково-разведочных скважин - разовые. 100% отобранных устьевых проб 4 раза в год 2 раза в год УОВ-1 раз в сутки, на входе в КНС - 1 раз в 10 дней. На устье удаленных от КНС, БКНС нагнет. скв. - 1 раз в месяц; при закачке пресных вод-1 раз в 10 дней	 Не менее трех проб из каждой скважины в процессе одного опробования. Не менее трех проб из каждой скважины в процессе одного опробования. Не менее трех проб из каждой скважины в процессе одного опробования. Не менее трех проб из каждой скважины в процессе одного опробования. Не менее трех проб из каждой скважины в процессе одного опробования. Не менее трех проб из каждой скважины в процессе одного опробования.

Продолжение таблицы 11.1

1	2	3	4
Гидродинамические исследования (ГДИ)			
III. Определение гидродинамических параметров пласта (продуктивности, гидравлической, пьезопроводности, проницаемости и др.) в призабойной и удаленной зонах	1.Метод восстановления давления а) в добывающих скважинах (барометрия, эхолотация, термометрия, дебитометрия) (КВД, КВУ)	в опорных скв - 1 раз в 3 года; в скв, оснащенных глубинными измерительными комплексами (ГИК) и телеметрической системой - по необходимости; в остальных скв. действующего фонда - разовые исследования, включая до и после КРС, изоляции и приобщения пластов, изменения свойств призабойной зоны пластов.	Частота измерений для качественного снятия КВД комплексами ГИК не менее 2-5 мин. ТМС- не менее 1-2 мин в автоматическом режиме.
	б) метод восстановления давления в нагнетательных скв. (барометрия, эхолотация) (КПД, КПУ)	в опорных скв - 1 раз в 2 года; в остальных скв. действующего фонда - разовые исследования, включая до и после КРС, изоляции и приобщения пластов, изменения свойств призабойной зоны пластов.	
	в) метод установившихся отборов, закачка (барометрия, дебито-расходомерия, термометрия)	не менее 3% фонда действующих нагнетательных скважин. в добывающих скважинах - по спецпрограммам	Исследования по всему действующему эксплуатационному фонду проводятся на режимах, отличающихся между собой по дебиту или приемистости, не менее чем на 30 %
IV. Определение гидродинамической связи по пласту	а) гидропрослушивание пласта (барометрия, время начала и конца возмущения), определение пьезопроводности пласта	по спецпрограммам	
	б) определение направления и скорости фильтрационных потоков (трассерные исследования - закачка растворов меченых жидкостей)	по спецпрограммам	Водные растворы эозина, флуорисцеина, родамина, трития и др.
V. Контроль энергетического состояния залежей (прямые методы и методы пересчета)	1. Глубинные замеры пластовых давлений (барометрия, термометрия):		
	а) в опорных и бездействующих скважинах;	1 раз в год	
	б) в остальных действующих добывающих скважинах;	при наличии спущенных глубинных манометров и датчиков ТМС и без них - по необходимости	
	в) в нагнетательных скважинах;	1 раз в год	
	г) в пьезометрических скважинах.	2 раза в год	При неизвестной плотности жидкости по стволу скважины

Продолжение таблицы 11.1

1	2	3	4
	2. Определение пластового давления методом пересчета:		
	а) в добывающих скважинах (эхолотация, барометрия - затрубное давление, потокометрия по притоку и составу) ;	в действующих добывающих и бездействующих скважинах 2 раза в год	
	в) в нагнетательных скважинах;	2 раза в год	
	г) в пьезометрических скважинах.	2 раза в год	При известной плотности жидкости по стволу скважины
	3. Определение пластовой температуры:		
	а) в наблюдательных скважинах;	2 раза в год	
	б) в остальных скважинах.	разовые	По необходимости или в процессе ПГИ и ГДИ (термометрия)
	4. Определение забойного давления (эхолотация, барометрия).	4 раза в год	
Промыслово-геофизические исследования (ПГИ)			
VI. Определение работы продуктивного пласта	1. Определение профиля притока и источника обводнения (механическая и термокондуктивная дебитометрия, влагометрия, плотностометрия, барометрия, термометрия, гамма-каротаж, локация муфт и др.) в процессе работы скважины	не менее 3 % фонда добывающих скважин в год, до и после изоляции и приобщения пластов, ОПЗ, ГРП - разовые исследования	
	2. Определение профиля приемистости нагнетательных скважин (расходомерия, гамма-каротаж, термометрия, локация муфт и др.).	1 раз в год	
	3. Определение герметичности эксплуатационной колонны, заколонной циркуляции и межпластовых перетоков, качества цементного камня и его сцепления с колонной и породой (опрессовка, расходомерия, термометрия, спектральная и интегральная шумометрия, дефектометрия, АКЦ, гамма-каротаж, локация муфт и др.).	1 раз в год в нагнетательных скважинах, в т.ч. в процессе определения приемистости. При наличии подозрений на негерметичность э/колонны в добывающих скважинах, а также в процессе определения профиля притока и источника обводнения	При необходимости проводятся доп. исследования, в т.ч. с закачкой короткоживущих изотопов (радон), поинтервальная опрессовка в комплексе с расходомерией
VII. Количественная оценка текущей нефтенасыщенности, определение положения ВНК	1. Определение нефтенасыщенной толщины, коэффициентов нефтенасыщенности в наблюдательных и действующих скважинах (стационарные и импульсные нейтронные методы, спектрометрические ГК и ИНГК, с/о-каротаж, радиогеохимический эффект).	наблюдательные (глухие) скважины - 2 раза в год действующие скважины (неперфорированные пласты) - в процессе определения работы пластов и герметичности колонны	
	2. Контроль изменения нефтенасыщенности в скважинах, обсаженных стеклопластиковыми хвостовиками (электромагнитные методы, ИНМ, включая ИНГК-С, с/о-каротаж, ГК-С)	бурение и обсадка скважины СПХ - по спецпрограммам периодичность исследований - 2 раза в год	
	3. Определение текущей и остаточной нефтенасыщенности с использованием закачки меченых жидкостей по технологии "каротаж-закачка-каротаж" в пластах, вскрытых перфорацией	по спецпрограммам	
VIII. Специальные исследования	До и после соответствующих мероприятий.	по спецпрограммам	

1) решение разнообразных технических задач (определение нарушения обсадных колонн, высоты и подъема цементажа, контроль изменения толщины колонны при длительной эксплуатации скважины, наличия и отсутствия заколонного движения жидкости, установление местоположения реперов, пакеров, забоев скважин и т.д.);

2) контроль за заводнением коллекторов подошвенными водами и полной выработки продуктивных пластов.

Решение технических задач обеспечивает выявление нарушений режима работы эксплуатационных и скважин, подбор режима ШГН, определение засоренности забоев скважин, эффективное вскрытие пластов перфорацией и пр. Эти задачи решаются разнообразными эффективными методами. Они необходимы для повседневной, текущей работы по обеспечению нормальной эксплуатации пробуренного фонда скважин.

При решении различных задач технологического и геологического характера, связанных с выявлением заколонных перетоков, микроциркуляций, нарушений обсадных колонн, НКТ и цементного камня применяется виброакустический метод, основанный на использовании закономерностей распространения акустических (вибрационных) возмущений в материале обсадной трубы кондуктора, а также метод спектральной шумометрии, который предусматривает изменение уровня гидродинамического шума и спектральный анализ шумов.

Термометрия, как один из методов геофизических исследований скважин, направлен на решение целого ряда задач, связанных с изучением, как технического состояния скважин, так и термодинамики нефтегазового потока в пласте и скважине. Исследования термометром добывающих скважин с целью определения температурного режима месторождения проводятся один раз в год. Характеристика работающих в скважине пластов может быть также получена при проведении комплексных исследований термометром, дебитомером и влагомером.

Второе направление связано с решением задач контроля за характером изменения нефтенасыщенности продуктивных пластов, состоянием их заводнения и степенью выработанности. Эти работы направлены на обеспечение высокой нефтеотдачи пластов и улучшение условий выработки неоднородного расчлененного эксплуатационного объекта.

Основой комплекса контроля за заводнением коллекторов являются методы

радиометрических исследований. Широкое применение нашли следующие модификации радиометрических исследований: нейтронно-гамма метод (НГМ), нейтрон-нейтронный метод (ННМ), импульсный нейтрон-нейтронный метод (ИННМ), импульсный нейтронный гамма-метод (ИНГМ). В добывающих скважинах, в которых имеются неперфорированные пласты с ВНК, исследования терригенных отложений комплексом методов НГМ+ННМ+ИНГМ (ИННМ) проводятся один раз в год.

Применение исследований с отбором проб из пласта опробователем на кабеле позволяет по компонентному составу газа дифференцировать пласты на нефтеносные и обводненные закачиваемой водой. В настоящее время исследования опробователем пластов на кабеле включены в обязательный комплекс промыслово-геофизических работ на скважинах.

Для оценки работы пластов, как отдающих безводную нефть, так и заводняемых, целесообразно проведение комплексных исследований характера изменения потока и состава жидкости в стволе работающей скважины с использованием влагомера и дебитомера. Кроме того, широкое применение находят глубинные расходомеры. Термометры, влагомеры, малогабаритные манометры для исследования глубинно-насосных скважин, многоканальная геофизическая аппаратура для одновременного определения нескольких параметров.

В результате проведенных исследований может быть получена информация о текущей нефтенасыщенности в заводняемых зонах, проведены расчеты для получения данных о величине охвата пластов заводнением подошвенными водами, а также построены на дату анализа карты разработки с отображением зон различной степени заводнения и пр.

Определение начальной, текущей и остаточной нефтенасыщенности коллекторов методами электрометрии, основанном на связи электрического сопротивления продуктивного коллектора с его нефтенасыщенностью, являлось важной задачей на всех этапах эксплуатации месторождения. Если для оценки начального нефтенасыщения в скважинах использовались контактные методы (КС, БК), то осуществление контроля за текущей и остаточной нефтенасыщенностью требовало поиска решений.

Одним из перспективных направлений повышения эффективности применения

методов промысловой геофизики для решения упомянутой и других задач контроля за разработкой нефтяных залежей следует считать возможность использования эффективных высокочастотных методов электрометрии: индукционного и диэлектрического каротажа для исследования скважин с креплением ствола в интервале продуктивных отложений стеклопластиковыми трубами. Важно отметить, что на эффективность исследований по определению текущей и остаточной нефтенасыщенности пласта перфорированность колонны не оказывает отрицательного влияния. Технология прошла широкое промышленное внедрение на многих месторождениях Татарстана.

Для контроля за выработкой продуктивных коллекторов и определения параметров вытеснения в пластовых условиях, было проведено внедрение технологии исследований скважин, обсаженных в интервале объекта разработки стеклопластиковыми хвостовиками (СПХ). Выбор конструкции скважин, крепление СПХ и способы его вскрытия, а также комплекс ГИС для проведения исследования скважин должны соответствовать требованиям выработанной технологии. В зависимости от решаемых задач скважины могут исследоваться 2-4 раза в год следующим комплексом: ИК, ЭМКЗ, ВДК. В ряде случаев комплекс дополняется замерами нейтронного каротажа (в модификации ИНГК) и замерами высокочувствительной термометрии.

Гидродинамические исследования РД 153-39.0-920-15 [10] позволяют решать вопросы контроля за изменением пластового и забойного давлений, продуктивности, дебита и обводненности скважин, определения работающих пластов в нагнетательных и части добывающих (ШГН) скважин, контроля за изменением параметров пластовой нефти в процессе разработки, а также межскважинных исследований с помощью волн давления (гидропроводности и пьезопроводности).

Замеры значений забойных давлений по новому фонду скважин выполняется один раз в квартал. Определение коэффициента продуктивности нефтяных скважин по индикаторным кривым или кривым восстановления давления - один раз в два года. Исследования глубинным дебитомером и расходомером - один раз в год.

Отбор глубинных и поверхностных проб нефти, отбор газа на лабораторный химический анализ проводится ежегодно по специальным скважинам, количество которых составляет около 10 % эксплуатационного фонда. Анализ данных позволяет

проследить характер изменения параметров пластовой нефти в процессе эксплуатации. Отбор проб воды, поступающей вместе с отбираемой нефтью, проводится по всему обводненному фонду один раз в квартал (или при необходимости). Полученные данные используются для установления причин обводнения скважин в процессе проведения геолого-промыслового анализа.

Результативность геофизических, гидродинамических и промысловых исследований во многом зависит как от соблюдения условий подготовки скважин для исследований, так и требуемой периодичности перечисленных исследований.

Используя данные, полученные в результате исследований, проведенных комплексом промыслово-геофизических, гидродинамических и геолого-промысловых методов, появляется возможность осуществления необходимого контроля за разработкой продуктивных объектов: систематически прослеживать продвижение водонефтяного контакта и контуров нефтеносности; определять направление и скорость движения жидкости в пласте; выявлять невырабатываемые пласты и участки залежи; решать задачи по определению технического состояния скважин и источника их обводнения.

Согласно «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [37] к геофизическим работам допускаются сертифицированное оборудование, кабель и аппаратура. Опытные и экспериментальные образцы геофизической техники допускаются только при наличии разрешения организации, в ведении которой находится скважина и при согласовании с территориальными органами Госгортехнадзора России. Все геофизические работы должны проводиться в присутствии представителя организации, в ведении которого находится скважина, и может привлекаться рабочий персонал заказчика и его оборудование, если это необходимо для осуществления технологии исследований.

11.3 Рекомендации по регулированию разработки

Под регулированием процесса разработки залежей нефти понимается управление процессом извлечения углеводородов с помощью комплекса различных технологических и технических мероприятий. Регулирование заключается в целенаправленном изменении направления и скорости фильтрации пластовых

флюидов. В создании благоприятных условий для дренирования запасов и осуществляется на протяжении всего периода разработки залежи.

Необходимость постоянного регулирования процесса извлечения запасов нефти определяется тем, что в период освоения залежей после уточнения представлений об особенностях их строений может возникнуть необходимость уточнения или дополнения проектных решений. Далее в процессе разработки залежей по мере отбора запасов условия их извлечения на отдельных участках и в целом по месторождению постоянно меняются: уменьшаются чисто нефтяные зоны пласта, сокращается нефтенасыщенная толщина, меняются фонд скважин, его состояние. Это также требует постоянного развития принятых технологических решений, перераспределения объемов добычи и закачки рабочего реагента между скважинами и участками залежи, принятия мер по вовлечению в разработку не охваченных воздействием зон и выявленных целиков нефти, т.е. проведения обширного комплекса мероприятий по регулированию разработки с учетом постоянно меняющихся условий выработки запасов.

Среди методов, которыми довольно активно можно осуществлять регулирование процессом разработки месторождения, находящегося на данной стадии освоения, следующие:

- установление оптимального технологического режима работы добывающих скважин. Режим работы добывающих скважин по каждому эксплуатационному объекту устанавливается промыслово-геологической службой предприятия на период от одного до шести месяцев в зависимости от скорости изменения условий эксплуатации скважин. При этом по каждой скважине с учетом ее местоположения на объекте задаются нормы суточного отбора нефти, число дней работы, характеристика скважинного оборудования и параметры его работы. Установление технологического режима работы скважины - оптимизационная задача, предусматривающая на определенный период распределение проектной добычи нефти по объекту между скважинами, обеспечивающее рациональное выполнение показателей разработки. Нормы отбора могут ограничиваться требованиями безаварийной эксплуатации скважин: недопустимо снижение забойного давления ниже критического, при котором может произойти нарушение целостности колонны, нарушиться герметичность цементирования.

- выбор интервалов перфорации. Положение интервалов перфорации в действующих скважинах в значительной мере определяется характер движения флюидов по продуктивным пластам при их разработке. Путем выбора интервалов перфорации или их переноса можно регулировать степень охвата объема залежи разработкой, создавать более благоприятные условия для движения нефти, сокращать количество попутно добываемой воды.

- регулирование разработки воздействием на призабойную зону скважин. На процесс выработки запасов существенно влияет состояние призабойной зоны добывающих скважин. Поэтому целенаправленное изменение фильтрационных свойств в прискважинной зоне относится к эффективным средствам регулирования разработки. Эта работа начинается на этапе бурения скважин. Фильтрационные свойства пластов ухудшаются в процессе вскрытия их при бурении (первичное вскрытие) и при перфорации (вторичное вскрытие). Это связано с избыточным гидродинамическим перепадом давления между заполненным промывочным раствором стволом скважины и пластовым давлением, также с недостаточным качеством раствора. Сегодня создан целый набор оптимальных рецептур промывочных жидкостей для первичного и вторичного вскрытия пластов. В целом эти рецептуры направлены на максимально возможное снижение гидростатического давления столба промывочной жидкости в скважине на призабойную зону вскрываемых пластов и на предотвращение отрицательного физико-химического воздействия этой жидкости на нефтенасыщенность породы-коллектора. Созданы и применяются полимер-глинистые растворы с уменьшенным содержанием глинистой фракции, растворы высокомолекулярных полимеров, аэрированные жидкости, газожидкостные смеси на основе водного раствора полимера, жидкости на основе пластовой минерализованной воды, обработанные полимером и полиспиртами.

При цементировании скважины также решается задача уменьшения перепада давления на продуктивный пласт, интервал продуктивного пласта подготавливается к цементации путем прокачки буферной жидкости, ограничивающей поступление фильтрата и твердых частиц тампонирующих смесей.

При перфорации наряду с мероприятиями по исключению проникновения в пласт фильтрата и твердых частиц раствора производят вскрытие пластов с применением специальных конструкций перфораторов, не наносящих вреда

структуре пустотного пространства, а также конструкций, обеспечивающих возможно большую глубину перфорированных каналов вплоть до 60-70 см, вместо достигаемых при традиционной перфорации 20-25 см.

Комплекс гидродинамических и промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений, составленный в соответствии с «Положением о периодичности производства промысловых гидродинамических исследований», «Оптимальным комплексом и периодичностью гидродинамических методов контроля за разработкой месторождений ОАО «Татнефть», а также определенный «Методическими указаниями по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» [10, 35, 36].

В целом данные, полученные в результате исследований, проведенных комплексом промыслово-геофизических, гидродинамических и геолого-промысловых методов, позволят достаточно уверенно и систематически проследить продвижение водонефтяного контакта и контуров нефтеносности; определять направление и скорость движения жидкости в пласте; выявлять не вырабатываемые пласты и участки залежи; обнаруживать оттоки нефти в законтурную область залежи; выявлять заводненные интервалы пластов; оценивать коэффициенты нефтеизвлечения на различных стадиях разработки.

12 Доразведка и научно-исследовательские работы

12.1 Выполнение программы доразведки и научно-исследовательских работ

Программа исследовательских работ, представленная в отчете «Дополнение к технологической схеме разработки Граничного нефтяного месторождения» (2014 г) [38], включала:

- проведение НВСП МОВ в скважине - № 1109 с целью уточнения положения контуров нефтеносности и определения направления трещиноватости в карбонатных породах;
 - бурение 20 эксплуатационных скважин (14 добывающих и 6 нагнетательных);
 - проведение расширенного комплекса ГИС в четырех скважинах;
 - отбор керн из четырех скважин;
 - лабораторные исследования керн с целью пополнения стандартных сведений о коллекторских свойствах и нефтенасыщенности пластов;
 - определение фазовых проницаемостей;
 - моделирование вытеснения нефти водой на стандартных образцах керн;
 - лабораторные исследования керн с целью изучения прочностных, деформационных и акустических характеристик продуктивных пластов на образцах керн;
 - отбор и лабораторный анализ глубинных и поверхностных проб нефти с целью определения свойств и состава нефтей и растворенных в них газов;
 - отбор и исследование проб пластовой и попутно добываемой воды для определения состава растворённого газа и микроэлементов в воде;
 - проведение ГДИС для получения фильтрационных параметров пласта;
 - измерение пластовых и забойных давлений, оценка продуктивности скважин;
 - исследование скважин специальными геофизическими методами (термо-дебито-влаго-плотностнометрия) по эксплуатационному фонду скважин;
 - снятие кривых восстановления уровня. Построение карт изобар;
 - измерение суточных расходов, устьевых, забойных и пластовых давлений.
- Определение параметров пласта на установившихся режимах и по КПД;
- анализ и обобщение материалов эксплуатационного бурения;

– повторные исследования АКЦ по эксплуатационному фонду скважин.

На период с 2013 по 2018 год было запланировано бурение 20 проектных скважин, однако на 01.01.2018 г бурение не проводилось. Следовательно, не проведен запланированный комплекс геофизических исследований, не отобран керн и, соответственно, не проведены его лабораторные исследования (таблица 12.1).

Таким образом, программа исследовательских работ, представленная в «ТСР Граничного нефтяного месторождения», выполнена частично.

12.2 Программа доразведки и научно-исследовательских работ на прогнозный период

Систематическое изучение геологического строения и нефтеносности района началось в 1936 г и продолжалось с перерывом до 1994 года.

В пределах рассматриваемой площади проведен комплекс геолого-геофизических исследований: структурно-геологическая съемка, битуминологические исследования методом «гН», газосъемочные, гравиразведочные, электроразведочные работы, структурное и глубокое бурение, поисковые сейсморазведочные работы МОГТ 2D, тематические работы и дистанционные методы.

Бурение поисковых скважин № 1027 и № 1028 проводилось в 1987 году. Скважина № 1027 заложена в своде Клиновского сейсмоподнятия по отражающим горизонтам "В" и "У". Скважина № 1028, заложена в своде Граничного сейсмоподнятия. Скважины остановлены забоем в породах кристаллического фундамента. Испытание скважин подтвердило наличие залежей нефти.

По состоянию на 01.01.2018 г на месторождении пробурены 18 скважин, в том числе четыре поисковые и пять разведочных. Несмотря на существующий фонд скважин, месторождение пока остается не доразведанным.

Изучаемая территория обладает недостаточной степенью разбуренности, скважины в пределах лицензионной границы расположены неравномерно и приурочены к малоразмерным, малоамплитудным локальным поднятиям, таким как Клиновское, Граничное, Кубанское, Снежное.

Таблица 12.1 – Выполнение программы исследовательских работ и доразведки, Граничное месторождение

№ п/п	Цель проводимых работ / Виды работ	Единицы измерения	Объем работ всего (за 5 лет)		Объемы работ по годам										Исполнители	Примечание
					2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.			
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт		
1	Уточнение геологического строения (при проведении разведочных работ и доразведки месторождения)															
1.1.	Сейсморазведочные работы															
1.1.1.	2Д	пог.км	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	ООО "ТНГ-Групп"
1.1.2.	3Д	км ²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.1.3.	Переинтерпретация сейсморазведочных работ 2Д	пог.км	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.1.4.	Переинтерпретация сейсморазведочных работ 3Д	км ²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.2.	Бурение всего, в том числе	скв.														
1.2.1.	разведочных скважин	шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.2.2.	оценочных скважин	шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.2.3.	эксплуатационных скважин	шт.	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	-	ПАО "Татнефть"
1.3.	Углубление скважин	шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.4.	Переиспытание разведочных скважин	шт.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.5.	Проведение расширенного комплекса ГИС при бурении скважин	исследований	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	ПАО "Татнефть"
1.6.	Проведение стандартного комплекса ГИС при бурении скважин	исследований	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.7.	Перевод запасов УВ из категории В2 в В1	кол-во скважин	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2	Изучение фильтрационно-емкостных и литолого-петрофизических свойств продуктивных пластов по керну															
2.1.	Отбор керна из продуктивных пластов в разведочных скважинах.	пог.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2.2.	Отбор керна в эксплуатационных скважинах в интервале продуктивных пластов.	пог.м	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	180	-	ПАО "Татнефть"
2.3.	Исследования керна:		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2.3.1.	Определение общей и открытой (эффективной) пористости	определений	540	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	540	-	ПАО "Татнефть"
2.3.2.	Определение абсолютной и эффективной проницаемости	определений	540	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	540	-	ПАО "Татнефть"
2.3.3.	Определение остаточной водонасыщенности	определений	324	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	324	-	ПАО "Татнефть"
2.3.4.	Определение объемной и минералогической плотности образцов керна	определений	108	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	108	-	ПАО "Татнефть"
2.3.5.	Определение удельного электрического сопротивления	определений	324	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	324	-	ПАО "Татнефть"
2.3.6.	Определение остаточной нефтенасыщенности на различных режимах вытеснения нефти рабочим агентом	опытов	54	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54	-	ПАО "Татнефть"
2.3.7.	Определение коэффициента вытеснения разными рабочими агентами	опытов	54	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54	-	ПАО "Татнефть"
2.3.8.	Определение фазовых проницаемостей коллекторов по нефти, газу и воде	опытов	54	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54	-	ПАО "Татнефть"
2.3.9.	Капиллярметрические исследования для построения петрофизических зависимостей	определений	54	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54	-	ПАО "Татнефть"
2.3.10	Определение прочностных характеристик пород, модуль Юнга, коэффициент Пуассона	определений	54	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54	-	ПАО "Татнефть"
3	Определение физико-химических свойств и состава пластовых флюидов															
3.1.	Лабораторные определения по глубинным пробам - состава газонасыщенной пластовой нефти в условиях пласта, при однократном и дифференциальном разгазировании	проб	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3.2.	Лабораторные определения по поверхностным пробам состава разгазированной нефти	проб	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3.3.	Лабораторные определения физико-химических свойств растворенного газа	проб	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3.4.	Определение минерализации пластовой воды в добывающих скважинах	проб	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3.5.	Определение физико-химических свойств закачиваемой воды (КВЧ)	проб	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
4	Определение гидродинамических параметров пласта (продуктивность, проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность) охват															
4.1.	Метод восстановления давления в добывающих скважинах (КВУ,КВД)	%	100	67	100	75	100	25	100	100	100	33	100	100	ПАО "Татнефть"	
4.2.	Метод падения давления в нагнетательных скважинах (КПД)	%	100	80	100	0	100	100	100	100	100	100	100	100	ПАО "Татнефть"	
4.3.	Метод установившихся отборов (закачек)	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
4.4.	Определение коэффициентов приемистости и гидропроводность в нагнетательных скважинах (ИК)	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Продолжение таблицы 12.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
5	Контроль энергетического состояния залежей (прямые замеры и методом пересчета) охват															
5.1.	Глубинные замеры пластовых давлений в нефтяных скважинах	%	100	4	100	4	100	4	100	4	100	5	100	5	ПАО "Татнефть"	
5.2.	Глубинные замеры пластовых давлений в нагнетательных скважинах	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
5.3.	Глубинные замеры пластовых давлений в пьезометрических скважинах	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
5.4.	Определение пластового давления (статический уровень) в добывающих скважинах	%	100	72	100	65	100	92	100	50	100	50	100	100	ПАО "Татнефть"	
5.5.	Определение пластового давления (статический уровень) в нагнетательных скважинах	%	100	95	100	75	100	100	100	100	100	100	100	100	ПАО "Татнефть"	
5.6.	Определение пластового давления (статический уровень) в пьезометрических скважинах	%	100	80	100	150	100	50	100	50	100	50	100	100	ПАО "Татнефть"	
5.7.	Определение забойного давления (динамический уровень)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
5.7.1	Определение забойного давления (динамический уровень) в добывающих скважинах	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	ПАО "Татнефть"	
5.7.2	Определение забойного давления в нагнетательных скважинах		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	ПАО "Татнефть"	
5.8.	Определение температуры пласта	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
6	Определение технологических параметров работы скважин (охват)															
6.1.	Определение дебита жидкости по скважинам	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	ПАО "Татнефть"	
6.2.	Определение обводненности продукции по скважинам	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	ПАО "Татнефть"	
6.3.	Промысловые определения газового фактора	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
6.4.	Определение приемистости по нагнетательным скважинам	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	ПАО "Татнефть"	
7	Определение работы продуктивного пласта (охват)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
7.1.	Определение профиля притока и источника обводнения (комплекс ГИС)	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
7.2.	Определение профиля приемистости (комплекс ГИС)	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
7.3.	Определение технического состояния затрубного пространства и эксплуатационной колонны	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
7.4.	Контроль работающих интервалов перфорации	исследований	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
8	Количественная оценка текущей нефтенасыщенности пласта, определение положения ВНК															
8.1.	Определение нефтенасыщенной толщины, коэффициента нефтенасыщенности в наблюдательных и действующих скважинах	исследований	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
9	Контроль за изменением газонасыщенности и определения положения ГНК															
9.1.	Определение текущей газонасыщенной толщины	исследований	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
10	Определение гидродинамической связи по пласту															
10.1.	Определение направления и скорости фильтрационных потоков (трассерные и индикаторные исследования)	исследований	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
10.2.	Направление фильтрационных потоков, пьезопроводность пласта (гидропрослушивание)	исследований	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
11	Специальные исследования															
11.1.	Определение выноса механических примесей и жидкости на различных режимах работы скважины	исследований	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

Таблица 12.2 – Программа исследовательских работ и доразведки, Граничное месторождение

№ п/п	Цель проводимых работ / Виды работ	Единицы измерения	Периодичность	Планируемые объемы работ по годам					Планируемый объем (5 лет)	Исполнители	Примечание
				2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.			
				Проект	Проект	Проект	Проект	Проект			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Уточнение геологического строения (при проведении разведочных работ и доразведки месторождения)										
1.1.	Сейсморазведочные работы										
1.1.1.	2Д	пог.км				3	3		6	ООО "ТНГ-Групп"	
1.1.2.	3Д	км ²									
1.1.3.	Переинтерпретация сейсморазведочных работ 2Д	пог.км									
1.1.4.	Переинтерпретация сейсморазведочных работ 3Д	км ²									
1.2.	Бурение всего, в том числе	скв.									
1.2.1.	разведочных скважин	шт.									
1.2.2.	оценочных скважин	шт.									
1.2.3.	эксплуатационных скважин	шт.						1	1	ПАО "Татнефть"	
1.3.	Углубление скважин	шт.									
1.4.	Переиспытание разведочных скважин	шт.									
1.5.	Проведение расширенного комплекса ГИС при бурении скважин	исследований	количество скважин							ООО "ТНГ-Групп"	
1.6.	Проведение стандартного комплекса ГИС при бурении скважин	исследований	количество скважин					1	1	ООО "ТНГ-Групп"	
1.7.	Перевод запасов УВ из категории С ₂ в С ₁										
2	Изучение фильтрационно-емкостных и литолого петрофизических свойств продуктивных пластов по керну										
2.1.	Отбор керна из продуктивных пластов в разведочных скважинах.	пог.м	гг.								
2.2.	Отбор керна в эксплуатационных скважинах в интервале продуктивных пластов.	пог.м	гг.					45	45	ПАО "Татнефть"	
2.3.	Исследования керна:										
2.3.1.	Определение общей и открытой (эффективной) пористости	определений	100% (по 3 обр. с метра)					135	135	ПАО "Татнефть"	
2.3.2.	Определение абсолютной и эффективной проницаемости	определений	100%					135	135	ПАО "Татнефть"	
2.3.3.	Определение остаточной водонасыщенности	определений	60% от общего кол ва обр.					81	81	ПАО "Татнефть"	
2.3.4.	Определение объемной и минералогической плотности образцов керна	определений	20% от общего кол ва обр.					27	27	ПАО "Татнефть"	
2.3.5.	Определение удельного электрического сопротивления	определений	60%от общего кол ва обр.					81	81	ПАО "Татнефть"	
2.3.6.	Определение остаточной нефтенасыщенности на различных режимах вытеснения нефти рабочим агентом	опытов	10%от общего кол ва обр.					14	14	ПАО "Татнефть"	
2.3.7.	Определение коэффициента вытеснения разными рабочими агентами	опытов	10%от общего кол ва обр.					14	14	ПАО "Татнефть"	
2.3.8.	Определение фазовых проницаемостей коллекторов по нефти, газу и воде	опытов	10%от общего кол ва обр.					14	14	ПАО "Татнефть"	
2.3.9.	Капиллярметрические исследования для построения петрофизических зависимостей	определений	10%от общего кол ва обр.					14	14	ПАО "Татнефть"	
2.3.10	Определение прочностных характеристик пород, модуль Юнга, коэффициент Пуассона	определений	10%от общего кол ва обр.					14	14	ПАО "Татнефть"	
3	Определение физико химических свойств и состава пластовых флюидов										
3.1.	Лабораторные определения по глубинным пробам состава газонасыщенной пластовой нефти в условиях пласта, при однократном и дифференциальном разгазировании	проб	Согласно РД 153-39.0-920-15							ПАО "Татнефть"	
3.2.	Лабораторные определения по поверхностным пробам состава разгазированной нефти	проб	Согласно РД 153-39.0-920-16							ПАО "Татнефть"	
3.3.	Лабораторные определения физико химических свойств растворенного газа	проб	Согласно РД 153-39.0-920-17							ПАО "Татнефть"	
3.4.	Определение минерализации пластовой воды в добывающих скважинах	проб	Согласно РД 153-39.0-920-18							ПАО "Татнефть"	
3.5.	Определение физико химических свойств закачиваемой воды (КВЧ)	проб								ПАО "Татнефть"	

Продолжение таблицы 12.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	Определение гидродинамических параметров пласта (продуктивность, проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность) охват										
4.1.	Метод восстановления уровня, давления (КВУ, КВД)	%	Согласно РД 153-39.0-920-15	100	100	100	100	100	100	ПАО "Татнефть"	
4.2	Метод падения уровня, давления (КПУ, КПД)	%	Согласно РД 153-39.0-920-16	100	100	100	100	100	100	ПАО "Татнефть"	
4.3.	Метод установившихся отборов (закачек)	%	Согласно РД 153-39.0-920-17								
4.4.	Определение коэффициентов приемистости и гидропроводность в нагнетательных скважинах (ИК)	%	Согласно РД 153-39.0-920-18								
5	Контроль энергетического состояния залежей (прямые замеры и методом пересчета) охват										
5.1.	Глубинные замеры пластовых давлений в нефтяных скважинах	%	Согласно РД 153-39.0-920-15	100	100	100	100	100	100	ПАО "Татнефть"	
5.2.	Глубинные замеры пластовых давлений в нагнетательных скважинах	%	Согласно РД 153-39.0-920-16	100	100	100	100	100	100	ПАО "Татнефть"	
5.3.	Глубинные замеры пластовых давлений в пьезометрических скважинах	%	Согласно РД 153-39.0-920-17	100	100	100	100	100	100	ПАО "Татнефть"	
5.4.	Определение пластового давления (статический уровень) в добывающих скважинах	%	Согласно РД 153-39.0-920-18	100	100	100	100	100	100	ПАО "Татнефть"	
5.5.	Определение пластового давления (статический уровень) в нагнетательных скважинах	%	Согласно РД 153-39.0-920-19	100	100	100	100	100	100	ПАО "Татнефть"	
5.6.	Определение пластового давления (статический уровень) в пьезометрических скважинах	%	Согласно РД 153-39.0-920-20	100	100	100	100	100	100	ПАО "Татнефть"	
5.7.	Определение забойного давления (динамический уровень)	%	Согласно РД 153-39.0-920-21	100	100	100	100	100	100	ПАО "Татнефть"	
5.8.	Определение температуры пласта	%	Согласно РД 153-39.0-920-22	50	50	50	50	50	50	ПАО "Татнефть"	
6	Определение технологических параметров работы скважин (охват)										
6.1.	Определение дебита жидкости по скважинам	%	Согласно РД 153-39.0-920-20	100	100	100	100	100	100	ПАО "Татнефть"	
6.2.	Определение обводненности продукции по скважинам	%	Согласно РД 153-39.0-920-21	100	100	100	100	100	100	ПАО "Татнефть"	
6.3.	Промысловые определения газового фактора	%	Согласно РД 153-39.0-920-22	100	100	100	100	100	100	ПАО "Татнефть"	
6.4.	Определение приемистости по нагнетательным скважинам	%	Согласно РД 153-39.0-920-23	100	100	100	100	100	100	ПАО "Татнефть"	
7	Определение работы продуктивного пласта (охват)		Согласно РД 153-39.0-920-24								
7.1.	Определение профиля притока и источника обводнения (комплекс ГИС)	%	Согласно РД 153-39.0-920-25	50	50	50	50	50	100	ООО "ТНГ-Групп"	
7.2.	Определение профиля приемистости (комплекс ГИС)	%	Согласно РД 153-39.0-920-26	100	100	100	100	100	100	ООО "ТНГ-Групп"	Т, РГД, ГК, лм
7.3.	Определение технического состояния затрубного пространства и эксплуатационной колонны	%	Согласно РД 153-39.0-920-27	100	100	100	100	100	100	ООО "ТНГ-Групп"	
7.4.	Контроль работающих интервалов перфорации	исследований		2	2	2	2	2	10	ООО "ТНГ-Групп"	Т, РГД, СТД, Д, ГК, лм
8	Количественная оценка текущей нефтенасыщенности пласта, определение положения ВНК										
8.1.	Определение нефтенасыщенной толщины, коэффициента нефтенасыщенности в наблюдательных и действующих скважинах	исследований			5			2	7	ООО "ТНГ-Групп"	ИНГК, НК, ЯМК, ГК
9	Контроль за изменением газонасыщенности и определения положения ГНК										
9.1.	Определение текущей газонасыщенной толщины	исследований									
10	Определение гидродинамической связи по пласту										
10.1.	Определение направления и скорости фильтрационных потоков (трассерные и индикаторные исследования)	исследований									
10.2.	Направление фильтрационных потоков пьезопроводность пласта (гидропрослушивание)	исследований									
11	Специальные исследования										
11.1.	Определение выноса механических примесей и жидкости на различных режимах работы скважины	исследований									

В связи с вышесказанным необходимо осуществить ряд мероприятий по уточнению границ залежей месторождения, получению более представительной информации о литолого-петрографической и коллекторской характеристике продуктивных отложений, их фильтрационных параметрах и свойствах насыщающих флюидов.

Для уточнения структурных поверхностей продуктивных горизонтов необходимо провести в скв. № 1109 (Кубанское поднятие) и скв. № 1026 исследования неперпендикулярного вертикального сейсмопрофилирования методом отраженных волн (НВСП МОВ). Это позволит уточнить положение контуров нефтеносности по всем продуктивным объектам и определить направление трещиноватости в карбонатных породах, влияющее на выбор системы разработки и размещение фонда нагнетательных скважин, в частности.

С целью уточнения литологического состава нижнего карбона в скв №№1109, 1301 рекомендуется провести РК, ЯМК, ГГСП, а для определения текущей нефтенасыщенности в скважинах №№ 2490, 2492, 2502, 2503- ИГН.

Для эффективной разработки месторождения рекомендуется вести эксплуатационное разбуривание залежей нефти по принципу «от известного к неизвестному».

В каждой вновь бурящейся скважине проводить стандартный комплекс геофизических исследований масштабом 1:200 в интервале продуктивных и перспективных пластов и масштабом 1:500 по стволу скважины с целью общего изучения разреза.

Для уточнения литолого-петрографической и коллекторской характеристик, а также для проведения лабораторных исследований по определению характеристик вытеснения, целесообразно в процессе бурения проводить в интервалах продуктивных отложений отбор кернового материала и пластовых флюидов (таблица 12.2).

Испытания в процессе бурения скважин пластоиспытателями на бурильных трубах с геофизическим сопровождением и приборами на каротажном кабеле должны быть проведены в интервалах всех потенциально нефтеносных по разрезу горизонтов.

12.2.1 Отбор и исследование керна

Отбор керна из скважины в процессе бурения является одним из основных источников получения дополнительной информации о строении разреза. По данным исследований образцов керна получают достоверную информации о литологии, возрасте, фильтрационно-емкостных, петрофизических и других характеристиках продуктивных пластов.

Для уточнения литолого-петрографической и коллекторской характеристики, а также проведения лабораторных исследований по определению характеристик вытеснения, в процессе бурения добывающих скважин проводить в интервалах предполагаемого залегания нефтеносных горизонтов отбор кернового материала. Отбор керна необходимо производить снарядом типа "Кембрий", имеющим больший диаметр, чем керновый отборник "Недра", что должно позволить повысить процент выноса анализируемой породы.

Отбор керна и его доставка в лабораторию проводится буровым управлением.

Отобранные образцы керна должны сопровождаться всей необходимой документацией (первичное описание керна, ведомости отбора образцов с указанием места взятия, копия стандартного каротажа).

Отбор керна в перспективных интервалах на нефть должен быть сплошным с выносом 100 %, линейный вынос керна - не менее 60 % от проходки с отбором керна. На образцах отобранного керна необходимо выполнить комплексное исследование по стандартной и специальной методикам:

- определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность), в объеме - не менее семи образцов на метр продуктивного интервала из одной скважины;

- литолого-геохимические, петрофизические и термодинамические исследования по определению остаточной нефтенасыщенности, коэффициента вытеснения, относительных фазовых проницаемостей, кривых капиллярного давления и механических свойств пород, в объеме - не менее трех опытов из продуктивного интервала из одной скважины.

Комплексное исследование керна и грунтов нефтегазовых скважин должно соответствовать требованиям РД 39-0147716-505-85 [39].

12.2.2 Промыслово-геофизические исследования скважин

Геофизические исследования скважин, как один из распространённых методов изучения геологического строения и свойств пластов, относится к основным и наиболее представительным видам исследований. Кроме того, преимущество ГИС перед другими методами заключается в получении данных, непосредственно в процессе первичного вскрытия геологического разреза.

Поэтому, главным пунктом намеченной программы, является проведение полного комплекса ГИС во всех буримых скважинах.

Исследование разрезов скважин в околоскважинном пространстве с целью уточнения геологической модели в зоне расположения скважины осуществляется с помощью геофизических исследований (ГИС-КАРОТАЖА). Различают несколько видов каротажа, основанных на измерении различных физических полей в скважинах и околоскважинном пространстве:

- электрические методы каротажа - ПС, КС, БКЗ, БК, БМК и др.,
- электромагнитные методы каротажа - ИК, ДК, ВИКИЗ, КМВ и др.,
- радиоактивные методы - ГК, НК, ГГК, ИНК и др.,
- а также термокартаж, акустический картаж, инклинометрия и т.д.

В бурящихся скважинах необходимо предусмотреть общие и детальные исследования согласно РД 153-39.0-109-01 [36].

- общие исследования по всему стволу скважин в масштабе глубин 1:500 включают стандартный картаж потенциал-зондом и двумя градиент-зондами, а также ПС, НГК+ГК, кавернометрию и инклинометрию;

- детальные исследования в масштабе глубин 1:200 включают боковое каротажное зондирование (БКЗ) пятью последовательными и одним обращенным градиент-зондами с $AO=0,45 \cdot 8,5$ м, ПС, МК, радиоактивный (НГК+ГК) картаж, резистивиметрию, кавернометрию, а также акустический картаж.

Для оценки технического состояния стволов скважин наряду с кавернометрией, в обсаженных частях разрезов необходимо выполнять цементометрию, термометрию и исследования другими методами.

Комплекс геофизических исследований скважин (ГИС) проводится в соответствии с «Технической инструкцией по проведению геофизических

исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах», принятой и введенной в действие приказом Минэнерго России от 7 мая 2001 года № 134.

Одним из элементов методических основ геофизических исследований служат предварительно установленные аналитические петрофизические зависимости, получение регрессионных уравнений типа «керна-керна», «керна-геофизика», «геофизика-геофизика» и обоснование возможности перехода от геофизических характеристик к коллекторским свойствам пласта с последующей оценкой точности прогноза параметров.

Таким образом, выполнение комплекса исследований методами ГИС является обязательной и неотъемлемой частью исследовательских работ при бурении всех скважин.

Для оценки характера насыщения пластов и прослеживания флюидальных разделов ВНК в действующих скважинах используются, главным образом, методы нейтронного каротажа (ННК, ИНК). В этом случае чаще используются импульсные методы: различия в показаниях ИНК против нефтеносной и водоносной части пласта в десятки раз больше, чем на диаграммах НГК или НК.

Испытание в открытом стволе скважины (КИИ-146) должны быть проведены в интервалах всех потенциально нефтеносных по разрезу горизонтов. Испытание ИПТ в открытом стволе скважины рекомендуется проводить при последовательном вскрытии продуктивных интервалов (необходимо останавливать бурение при вскрытии продуктивного интервала), используя показания газового каротажа и анализа вынесенного шлама, с привязкой разреза скважины по глубинам по промежуточному каротажу (КС, ПС, РК, при необходимости БК, ИК, кавернометрия).

При выборе интервалов для перфорации эксплуатационных колонн необходимо тщательно определять интервалы залегания продуктивных пропластков по ГИС, не допуская попадания нижних дыр на поверхность раздела "нефть-вода", стараясь, по возможности, проводить перфорацию (при отсутствии в разрезе глинистых прослоев) на несколько метров выше ВНК, максимально использовать имеющиеся в разрезе глинистые прослои для изоляции возможного притока воды и преждевременного конусообразования.

12.2.3 Промысловые и гидродинамические исследования скважин

Промысловые и гидродинамические исследования скважин достаточно важны для изучения пластов. В процессе выполнения исследований возможно более полное изучение гидродинамических связей, как по разрезу, так и по площади, проведение оценки упругого запаса энергии пласта, после чего более полное и научное обоснование продолжения разработки выделенных объектов.

Для выполнения поставленных задач существуют комплексы промыслово-геофизических (ПГИ), гидродинамических исследований скважин (ГДИС), физико-химических исследований пластовых флюидов и геохимических исследований (ГХИ), применение которых обеспечено отечественными глубинными приборами и аппаратурой.

Точность данных по результатам ГДИ оценивается как достаточно достоверная, при приемлемой погрешности в интервале 10-20 %. Более реальные гидродинамические характеристики пласта дают результаты исследований на различных режимах при фонтанировании.

Во вновь буримых эксплуатационных скважинах проектного фонда с задачами доизучения залежей рассматриваемых отложений, необходимо проведение гидродинамических исследований с использованием стандартных методов - установившихся и неуставившихся режимов фильтрации.

Гидродинамические исследования сопровождаются:

- замерами давлений и температуры (устьевых, забойных), установившихся дебитов пластовых флюидов;
- регистрацией во времени КВД, ИД, КВУ.

Интерпретация данных ГДИ носит комплексный характер с использованием результатов ГИС, лабораторных и геолого-промысловых исследований. Современные методы обработки данных ГДИС являются наиболее информативными, т.к. охватывают весь длительный по времени диапазон различных периодов регистрации процессов изменения давления, т.е. наиболее полно могут дать представление о модели пластовой фильтрационной системы (МПФС). Другие группы методов являются менее информативными и могут рассматриваться как вспомогательные.

Для получения более полной информации о фильтрационных параметрах продуктивных пластов Граничного нефтяного месторождения, необходимо

проведение гидродинамических исследований. Исследования скважин на установившихся режимах фильтрации следует выполнять до восстановления пластового давления с количеством экспериментальных точек не менее 20-30, уделяя особое внимание участку кривой с наибольшим изменением давления. В связи с этим, необходимо более длительное и качественное снятие КВУ с увеличением количества экспериментальных точек. Проведение работ должно сопровождаться обязательными гидродинамическими исследованиями скважин с определением коэффициента продуктивности, гидропроводности, проницаемости и скин-фактора. Охват выполненных гидродинамических исследований скважин должен соответствовать требованиям РД 153-39.0-920-15 [10].

Необходимо осуществлять постоянный контроль за энергетическим состоянием залежей (замер забойного и пластового давления). Результаты измерений используются для построения карт изобар. Периодичность построения карт изобар - один раз в квартал.

Для механизированного фонда пластовое давление определяется путем измерения статического уровня с помощью эхолотов и последующего пересчета. Определение забойного давления осуществляется в виде разовых исследований по всем новым скважинам, после выхода скважин из ремонта и при изменении режима работы скважин. В механизированных скважинах забойное давление определяют путем замера динамического уровня и последующего пересчета по вышеуказанной методике.

Наряду с проведением гидродинамических исследований методами ИД, КВД (КПД), рекомендуется осуществлять комплекс промысловых исследований, основой частью которого, является постоянный контроль технологических параметров работы добывающих скважин. Контроль включает в себя определения:

- динамики текущей и накопленной добычи нефти, попутной воды и газа;
- динамики пластового и забойного давлений в зонах отбора, законтурной области;
- текущих коэффициентов продуктивности добывающих скважин;
- оценки минерализации попутно добываемой воды;
- гидропроводности пластов;
- состояния герметичности обсадных и эксплуатационных колонн, наличие перетоков пластовых флюидов.

В процессе бурения должен быть обеспечен контроль и прогноз навигационных

параметров проводки стволов скважин по проектной траектории (азимута, зенитного угла, положения отклонителя), технологических параметров бурения (температуры, давления, плотности, состава промывочной жидкости, уровня вибрации, износа долота и др.), предаварийных и аварийных ситуаций (отклонений траекторий, аномальных давлений, поглощений и флюидопроявлений, "затяжек" инструмента и т.д.). Получаемая при этом информация является основой для принятия оперативных решений по технологическому и техническому обеспечению.

В случае необходимости на месторождении рекомендуется проводить исследования по определению интервалов водопритока и ГТМ по его ограничению. При проведении изоляционных работ для определения интервалов поступления воды и обоснования интервалов, требующих изоляции обязательно необходимо проводить промыслово-геофизические исследования. По результатам этих исследований устанавливается наличие заколонных перетоков, интервалы поступления воды, характеристика текущего насыщения разреза. После получения этой информации определяются интервалы пласта, которые следует изолировать, а также интервалы, которые следует освоить после изоляционных работ, определяется технология выполнения работ и требуемые объемы реагентов.

12.2.4 Физико-химические исследования пластовых флюидов

Полноценное представление о характере и свойствах пластовых флюидов играет важную роль в процессе разработки и эксплуатации рассматриваемых залежей.

Свойства пластовых флюидов на месторождении изучены недостаточно. Отобраны четыре пробы нефти из отложений башкирского яруса и одна проба из отложений бобриковского горизонта. На фоне недостаточной изученности, есть реальная необходимость в процессе проектного бурения скважин восполнить и расширить представление о свойствах пластовых флюидов продуктивных объектов. Поэтому, необходимо проводить отбор глубинных и устьевых проб нефти, воды и газа во вновь пробуренных скважинах с целью уточнения режима работы залежей, подсчетных параметров пластов. Отбор проб пластовых флюидов из эксплуатационных скважин необходимо производить равномерно по разрезу и площади развития продуктивного пласта.

Для исследования свойств флюидов в пластовых условиях необходимо отбирать глубинные пробы с сохранением естественного газосодержания нефти и воды, пластового давления и температуры. Отбор глубинных проб необходимо осуществлять в количестве не менее трех проб из каждого продуктивного пласта в каждой намеченной скважине. На устье отбираются по две пробы из каждой, введенной в эксплуатацию, скважины.

Для отбора проб пластовой нефти могут быть использованы различного типа пробоотборники П23, ВПП-300, ПГ-100, сегрегационные (для отбора проб с повышенным содержанием воды) и другие, выпускаемые отраслью. Для определения общих физико-химических свойств и компонентного состава нефти необходимо 0,5 дм³ нефти, технологической характеристики - 10 дм³, группового состава - 1 дм³.

В процессе бурения и испытания скважин по отобраннным глубинным пробам рекомендуется полный анализ проб, как при однократном, так и при ступенчатом разгазировании, с определением следующих параметров:

- для нефти – фракционный и групповой состав, содержание силикагелевых смол, масел, асфальтенов, парафина, серы, а также вязкость и плотность (вязкость и плотность определяются как в поверхностных, при температуре 20 °С и давлении в 1 МПа, так и в пластовых условиях). Изменение объема и вязкости нефти при различных давлениях в пластовых и поверхностных условиях, пластовая температура, а также коэффициент упругости нефти и воды; при отборе глубинных проб – давление насыщения, забойные давления и температура насыщения парафином, газовый фактор.

- для свободного и растворенного в нефти газа – удельный вес по воздуху, температура сгорания, химический состав (содержание в объемных процентах метана, этана, пропана, бутана и более тяжелых углеводородов, а также гелия, сероводорода в граммах на 100 см³, углекислоты и азота), давление начала конденсации пластового газа при пластовой температуре.

- для пластовой воды – полный химический состав, включая определение попутных компонентов: йода, брома, бора, лития и других элементов. Количество и состав растворенного в воде газа (включая сероводород), его упругость, объемный коэффициент, плотность, сжимаемость воды, температура и электрическое сопротивление.

Проводится химический и микроэлементный анализ состава нефтяного газа,

разгазированной и пластовой нефти, пластовых вод.

Таким образом, внедрение вышеперечисленных рекомендаций по доразведке позволит уточнить:

- 1) геологическое строение месторождения;
- 2) положение ВНК, этажи нефтеносности и размеры залежей;
- 3) коллекторские характеристики продуктивных пластов;
- 4) величину запасов нефти, возможность их прироста и перевода в более высокие категории;
- 5) систему разработки;
- 6) коэффициент нефтеизвлечения;
- 7) методы по увеличению коэффициента извлечения нефти;
- 8) режимы работы новых добывающих скважин;
- 9) добывные возможности месторождения.

13. Мероприятия по рациональному использованию и охране недр, обеспечению требований в области ООС и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами

Рациональное использование недр, обеспечение экологической безопасности на территории работ, выполнение требований лицензионного соглашения обеспечивается всем комплексом применяемых технологий и оборудования, а также организационными мероприятиями. Мероприятия, применяемые при разработке нефтяных месторождений, должны быть направлены не только на увеличение нефтеизвлечения и рациональное использование недр [40], но и на бережное использование земель и пресных вод, а также на предотвращение загрязнения почв, поверхностных и подземных вод, воздушного бассейна нефтепродуктами (жидкими и газообразными), промышленными сточными водами, химреагентами [41].

13.1 Состояние окружающей среды

Физико-географические условия. Климат

Граничное месторождение в административном отношении расположено в южной части Нурлатского района Республики Татарстан и частично захватывает территорию Самарской области. Ближайший крупный населенный пункт – районный центр г.Нурлат находится в 8 км к западу от месторождения. На территории месторождения населенных пунктов нет, ближайшими являются д.Клиновка, д.Калиновка, д.Нижние Челны, д.Старое Иглайкино. Населенные пункты объединены сетью грунтовых дорог и автодорог с покрытием. Через д. Клиновка проходит железная дорога Ульяновск-Уфа. В 90 км к северу от месторождения расположена крупная пристань на реке Кама - г. Чистополь. Ближайший аэропорт – в г. Бугульма (115 км восточнее месторождения).

Граничное месторождение соседствует с другими разрабатываемыми нефтяными месторождениями: на севере – с Осенним (ЗАО «Кара-Алтын»), на западе – с Бурейкинским (ОАО «Татнефть»), на юго-западе – с Тауташским (ОАО «Татнефть») и Светлоозерским (ЗАО «Кара-Алтын»).

Граничное месторождение состоит из четырех поднятий. Снежное поднятие

расположено в бассейне р.Кондурча, протекающей в 2,5 км к югу от месторождения, а остальные три поднятия Граничное, Клиновское, Кубанское – в бассейне р.Челнинка (левый приток р. Бол. Черемшан), протекающей с северо-востока на север вдоль лицензионной границы месторождения. На территории месторождения берут свое начало мелкие притоки рек Челнинка и Кондурча.

Рельеф территории относится к слаборасчлененной полигенетической низменной равнине. Для нее типичны сглаженные увалистые формы, относительно небольшие абсолютные отметки местности и слабо расчлененная сеть неглубоких речных долин и овражно-балочных врезов. Поскольку месторождение расположено на левобережном склоне р.Челнинка, максимальные отметки - 160м - фиксируются на водоразделе в южной части участка, а минимальные – 120 м - в долине р.Челнинка на северо-востоке участка.

Климат района, как и на всей территории республики, Татарстан, континентальный с резкими сезонными колебаниями температур. Территория входит в Западно-Закамский климатический район, который характеризуется теплым недостаточно влажным летом, умеренно холодной и относительно снежной зимой. Весной характерно быстрое нарастание тепла, особенно интенсивное после схода снегового покрова. Осень обычно затяжная, дождливая.

Средняя температура воздуха самого холодного месяца года (январь) составляет минус 11,6 °С. Абсолютный минимум температур минус 48 °С. Средняя температура самого жаркого месяца года (июль) плюс 19,5 °С. Абсолютный максимум температур плюс 39 °С. Среднегодовая температура воздуха составляет плюс 2,8 °С.

Осадки в течение года выпадают неравномерно, среднегодовое их количество составляет 503,8 мм. Из них за теплый период выпадает порядка 320 мм. В холодное время года выпадает до 30-40 % осадков, главным образом в виде снега.

Число дней со снежным покровом 155. Устойчивый снежный покров формируется в последней декаде ноября и держится до второй декады апреля. Максимальная высота снежного покрова в районе составляет порядка 59 см, минимальная порядка 14 см, средняя 36,5 см. Грунты промерзают на глубину до 1,5 м. Снежный покров сходит к середине апреля, а полное оттаивание почвы происходит к началу мая.

Ветры имеют преобладающее южное направление, со среднегодовой скоростью около 3,6 м/с.

Добыча нефти связана с повышенной техногенной нагрузкой на окружающую среду. Хотя сами по себе технологические объекты нефтедобычи занимают незначительную часть территории, негативные последствия разработки нефтяных месторождений могут сказаться на значительной территории. Производственные объекты нефтегазового комплекса являются источниками комплексного воздействия на окружающую среду прежде всего на атмосферу, гидросферу и литосферу.

Состояние атмосферного воздуха.

Многолетние наблюдения за состоянием компонентов природной среды позволили установить, что наиболее интенсивной техногенной нагрузке подвергается атмосферный воздух. Почти все выбрасываемые вещества в процессе переработки нефти являются высокоопасными, и при контакте с организмом человека вызывают профессиональные заболевания или отклонения в состоянии здоровья, а также наносят значительные вред окружающей природной среде. Перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу разнообразен. Приоритетными загрязняющими веществами при нефтедобыче являются: смесь углеводородов, сероводород, сажа, оксиды и диоксиды азота и серы.

На месторождении используются технологии, обеспечивающие улучшение санитарно-экологических параметров воздушного бассейна.

Управлением «Татнефтегазпереработка» регулярно проводятся исследования атмосферного воздуха (таблица 13.1). Безопасные уровни содержания основных вредных веществ в атмосферном воздухе населенных мест установлены гигиеническими нормативами [42].

Таблица 13.1 – Химический состав воздуха

№ п/п	Населенный пункт, место отбора проб	Дата отбора	Наименование определяемого вещества	ПДК, ОБУВ мг/м ³	Результаты исследований мг/м ³
1	2	3	4	5	6
1	СЗЗ СИКН «Южно-Нурлатское» на границе СЗЗ (500 м) н.п. Новое Иглайкино	14.03.18	Дигидросульфид (сероводород)	0,008	0,002±0,0005
			Диоксид серы	0,5	<0,010
			SO ₂ +H ₂ S	<1,0	<1,0

Современное санитарно-гигиеническое состояние воздушного бассейна на рассматриваемой территории не вызывает опасений (ни по одному ингредиенту концентрации не превышают ПДК).

Состояние водных ресурсов.

Разработка нефтяных месторождений, неизбежно связана с техногенным воздействием на состояние природных водных объектов. На территории месторождения находится достаточное количество поверхностных водоемов, которые используются населением для хозяйственно-бытовых целей, имеются запасы пресных подземных вод, являющихся источником питьевой воды.

Использование водных ресурсов регламентируется Водным кодексом РФ [43]. Согласно статьям 3, 52 использование водных объектов должно осуществляться с минимально возможными негативными последствиями для них. Нельзя допускать ухудшение качества вод и, вместе с этим, условий существования объектов растительного и животного мира, нанесения вреда здоровью населения и хозяйственным объектам. Статья устанавливает приоритет охраны водных объектов перед их использованием, приоритет использования водных объектов для целей питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения перед иными целями их использования. Использование водных объектов не должно оказывать негативное воздействие на окружающую среду. Предоставление их в пользование для иных целей допускается только при наличии достаточных водных ресурсов.

Вдоль северо-восточной границы месторождения протекает приток р.Бол.Черемшан - р.Челнинка, принимая здесь несколько безымянных ручьев с территории лицензионного участка. В районе д.Клиновка скорость течения р.Челнинка $\approx 0,43$ м/с, глубина 0,12 м, ширина 2 м, дно твердое, высота правого берега 5-6 м, высота левого 1 м, в районе д. Ниж.Челны скорость течения $\approx 0,06$ м/с, глубина до 0,5 м, ширина 4-5 м, дно илистое.

В 2,5 км к югу от месторождения протекает р.Кондурча. У южной окраины Снежного поднятия берет свое начало один из ее мелких притоков.

Возможность использования поверхностных вод зависит от требований, предъявляемых каждым видом водопользования к качеству воды. В настоящее время оно нормировано для хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования.

Для рыбохозяйственного водопользования нормативы качества воды установлены с целью сохранения и воспроизводства наиболее ценных видов рыб, обладающих высокой чувствительностью к содержанию в ней загрязняющих примесей [44]. Рыбохозяйственные нормативы составляют:

хлоридов 300 мг/ дм³,
сульфатов 100 мг/ дм³,
содержание нефтепродуктов суммарно 0,05 мг/ дм³.

Для питьевого, хозяйственно-бытового и рекреационного водопользования гигиенические требования устанавливаются согласно СанПиН [45].

ПДК на основные показатели нефтепромыслового загрязнения поверхностных вод следующие:

хлоридов 350 мг/ дм³,
сульфатов 500 мг/ дм³,
общая минерализация 1000 мг/ дм³,
нефть 0,3 мг/ дм³,
нефть многосернистая..... 0,1 мг/ дм³.

С нефтедобычей связано загрязнение водных ресурсов хлоридами из-за разливов и утечек попутных нефтяных рассолов вследствие негерметичности нефтепромысловых сооружений и связанных с этим повышением общей минерализации и жесткости воды. Таким образом, приоритетными загрязняющими веществами водных ресурсов являются хлорид-ионы и нефтепродукты.

НГДУ «Нурлатнефть» осуществляет мониторинг водных объектов на постоянной основе. Результаты общих химических анализов приведены в таблице 13.2.

В мае 2018 года сотрудниками ТатНИПИнефть также был проведен разовый отбор проб воды из поверхностных водоемов Граничного месторождения, результаты общих химических анализов приведены в таблице 13.3.

Русловые воды данного района относятся к гидрокарбонатно-сульфатному кальциево-магниевому химическому типу. Как видно из таблицы, в поверхностных водотоках отмечается превышение рыбохозяйственных норм содержания сульфатов и магния. Эти несоответствия носят естественный характер (наличие гипсов и

ангидритов в составе водовмещающих пород). Техногенного загрязнения не выявлено, содержание хлоридов на уровне фона.

Качество подземных вод характеризует общее состояние недр. Охрана подземных вод от загрязнения и истощения регламентируется статьей 59 Водного кодекса РФ «Охрана подземных водных объектов» [43] и Санитарными правилами [46].

Санитарная охрана подземных вод должна осуществляться при буровых работах, добыче полезных ископаемых открытыми разрезами, карьерами и шахтным способом, закачке в глубокие продуктивные горизонты жидких отходов, прокладке магистральных продуктопроводов.

Согласно ГН [42] и СанПиН [46] предельно допустимые концентрации вредных веществ в подземных водах хозяйственно-питьевого назначения следующие:

хлоридов	350 мг/ дм ³ ,
сульфатов	500 мг/ дм ³ ,
общая минерализация	1000 мг/ дм ³ ,
нефть	0,3 мг/ дм ³ ,
нефть многосернистая.....	0,1 мг/ дм ³ .

Методики выполнения анализа качества вод регламентируются [47].

НГДУ «Нурлатнефть» осуществляет мониторинг состояния подземных питьевых источников на постоянной основе. Результаты анализов проб воды представлены в таблице 13.4

В мае 2018 года сотрудниками ТатНИПИнефть были обследованы подземные питьевые источники в населенных пунктах Граничного нефтяного месторождения. Результаты анализов воды даны в таблице 13.5.

Как видно из таблиц, в водах подземных источников зафиксировано превышение норматива общей минерализации и магния в арт. скважинах № 1, 2, 783 д.Ниж.Челны и колодцах № 2, 788 д.Стар.Иглайкино. Это связано с составом водовмещающих пород. Техногенного загрязнения не выявлено, т.к. содержание хлоридов на уровне фона.

Таблица 13.2 - Химический состав поверхностных вод Граничного нефтяного месторождения (данные НГДУ «Нурлатнефть»)

Дата отбора	Место отбора	pH	Состав, мг/дм ³						Минерализация, мг/дм ³	Нефте-продукты, мг/дм ³
			Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺		
16.03.17	в/п 705 Река Кондурча, д.Стар.Иглайкино	7,8	18,58	236,7	366,6	161,1	56,99	0	839,95	0
21.06.17	в/п 705 Река Кондурча, д.Стар.Иглайкино	8,3	16,25	124,37	297,5	101	39,7	0	578,76	0
13.10.17	в/п 705 Река Кондурча, д.Стар.Иглайкино	8,2	12,42	181,5	370,7	117,8	40,86	24,11	747,41	0
27.04.18	в/п 705 Река Кондурча, д.Стар.Иглайкино	8	9,78	66,639	234,9	70,84	23,58	1	406,77	0
10.03.17	в/п 734 Река Челнинка, д.Ниж.Челны	7,6	51,38	66,96	415,9	101,2	46,18	20,3	701,87	0
09.06.17	в/п 734 Река Челнинка, д.Ниж.Челны	8,5	35,31	38,31	384,7	83,39	40,28	15,65	597,67	0
03.10.17	в/п 734 Река Челнинка, д.Ниж.Челны	7,7	17,34	54,89	443,9	58,92	43,53	59,7	678,3	0
17.04.18	в/п 734 Река Челнинка, д.Ниж.Челны	7,7	7,87	25,1448	149,5	37,24	12,53	7,68	239,97	0
25.04.17	в/п 733 Река Челнинка, д.Калиновка	8,1	21,31	29,03	186,3	45,79	14,88	18,75	316,05	0
25.07.17	в/п 733 Река Челнинка, д.Калиновка	8,4	37,24	41,62	410,2	86,97	39,89	25,52	641,48	0
05.09.17	в/п 733 Река Челнинка, д.Калиновка	7,5	18,85	51,44	442,5	57,31	43,78	59,87	673,71	0
24.04.18	в/п 733 Река Челнинка, д.Калиновка	7,8	9,04	27,7663	222,7	43,72	12,53	31,79	347,57	0

Таблица 13.3 - Химический состав поверхностных вод Граничного нефтяного месторождения (данные ТатНИПИнефть)

Дата отбора	Точка отбора	Место отбора	pH	Состав, мг/дм ³						Минерализация, мг/дм ³	Нефте-продукты, мг/дм ³
				Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺		
17.05.2018	в/п 1	Река Челнинка, 4,45 км на ЮВ от ЮВ окраины д.Нижние Челны	8,22	43,9	82,6	439,2	90,5	47,1	40,7	744	0,0055
17.05.2018	в/п 2	Безымянный ручей, 2,6 км на ЮВ от ЮВ окраины д.Ниж.Челны	8,11	7,3	64,5	488	112	44,5	6,9	723,2	0,0046
17.05.2018	в/п 3	Безымянный ручей ЮВ окраина д.Ниж.Челны	8,4	21,9	43,1	488	103,4	39,2	26	721,6	0,0041
17.05.2018	в/п 4	Река Челнинка СЗ окраина д.Ниж.Челны	8,22	43,9	102,4	463,6	86,2	65,4	29,7	791,2	0,0033
17.05.2018	в/п 5	Безымянный ручей ЮЗ окраина д.Ниж.Челны	8,14	7,3	62,9	439,2	86,2	41,9	22,2	659,7	0,0041
17.05.2018	в/п 6	Безымянный ручей, 1,4 км на ЮВ от ЮВ окраины д.Ниж.Челны	8,13	7,3	31,6	585,6	103,4	57,6	13	798,5	0,0077
17.05.2018	в/п 7	Безымянный ручей, 4,4 км на ЮВ от Ю окраины д.Ниж.Челны	8,03	7,3	61,2	512,4	90,5	60,2	9,5	741,1	1,0048
17.05.2018	в/п 8	Безымянный ручей, 1,2 км на В от В окраины д.Стар.Иглайкино	8,21	14,6	81	414,8	103,4	44,5	1,8	660,1	0,0028

Таблица 13.4 - Химический состав подземных вод Граничного нефтяного месторождения (данные НГДУ «Нурлатнефть»)

Дата отбора	Место отбора	pH	Состав, мг/дм ³						Минерализация, мг/дм ³
			Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺	
24.05.17	в/п 783 арт.скв. на ЮВ окраине д.Нижние Челны	7,5	93,23	318,46	366,7	102,6	85,09	78,83	1044,95
05.09.17	в/п 783 арт.скв. на ЮВ окраине д.Нижние Челны	7,6	97,28	283,88	402,9	100,2	83,66	84,45	1052,39
17.04.18	в/п 783 арт.скв. на ЮВ окраине д.Нижние Челны	7,5	94,72	313,723	418	104,4	87,45	91,28	1109,6
15.02.17	в/п 788 колодец на ЮЗ окраине д.Стар.Иглайкино	7,2	57,22	118,28	526,3	210,5	35,86	0	948,16
21.06.17	в/п 788 колодец на ЮЗ окраине д.Стар.Иглайкино	7,1	162,1	150,42	513,8	368,8	65,49	0	1260,52
18.08.17	в/п 788 колодец на ЮЗ окраине д.Стар.Иглайкино	7	125,4	115,9	537,9	316,6	55,45	0	1151,3
13.02.18	в/п 788 колодец на ЮЗ окраине д.Стар.Иглайкино	7	151,9	182,666	584,3	341,5	35,51	0	1295,82

Таблица 13.5 - Химический состав подземных вод Граничного нефтяного месторождения (данные ТатНИПИнефть)

Дата отбора	Точка отбора	Место отбора	pH	Состав, мг/дм ³						Минерализация, мг/дм ³
				Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺	
17.05.2018	колодец 1	3 часть д. Клиновка	7,7	7,3	57,9	341,6	107,7	36,6	31,6	519,5
17.05.2018	колодец 2	Центр. часть д. Стар.Иглайкино	7,31	73,1	319,7	561,2	224	65,4	31,3	1274,7
17.05.2018	арт.скв.1 (№ 783)	ЮВ часть д. Ниж.Челны	7,64	95,1	410,2	439,2	129,2	109,9	67,5	1251,1
17.05.2018	арт.скв.2	СЗ окраина д.Ниж.Челны	7,76	36,6	145,2	463,6	107,7	57,6	35,5	846,2
17.05.2018	Родник 1	1,7 км на В от В окраины д. Стар.Иглайкино	7,48	36,6	127,1	610	64,6	107,3	37,5	983,1
17.05.2018	Родник 2	С окраина д. Ниж.Челны	7,6	29,2	84,3	463,6	77,5	62,8	26,4	743,8

Состояние земельных ресурсов

Почвенный покров Граничного месторождения представлен преимущественно черноземами выщелоченными. По гранулометрическому составу почвы месторождения относятся к глинистым и тяжело-суглинистым.

Допустимые концентрации химических веществ почве устанавливают ГН [48, 49], они приведены в таблице 13.6. ПДК для валового содержания хрома утверждены письмом Минприроды РФ от 27 декабря 1993 г. № 04-25/61-5а 678, для валового содержания нефтепродуктов - Постановлением Главного государственного санитарного врача по Республике Татарстан от 14 июля 1998 г. N 18 «О введении в действие предельно-допустимой концентрации (ПДК) нефтепродуктов в почвах Республики Татарстан».

Таблица 13.6 - Предельно допустимые и ориентировочно допустимые концентрации веществ в почве

Наименование вещества	ПДК (мг/кг) с учетом фона (кларка)	ОДК (мг/кг) с учетом фона (кларка)			Лимитирующий показатель вредности
		Группа почв			
		Песчаные и супесчаные	Кислые (суглинистые и глинистые)	Близкие к нейтральным, нейтральные (суглинистые и глинистые), рН KCl>5,5	
1	2	3	4	5	6
Валовое содержание					
Кадмий		0,5	1	2	
Медь		33	66	132	
Мышьяк	2	2	5	10	Транс.
Никель		20	40	80	
Свинец	32	32	65	130	Общ.
Цинк		55	110	220	
Марганец	1500				Общ.
Ртуть	2,1				Транс.
Хром (+3)	90				
Бенз(а)пирен	0,02				
Хлорид калия	360				
Нитраты	130				
Подвижная форма					
Цинк	23				Транс.
Марганец	140				Общ.
Хром (+3)	6				Общ.
Никель	4				Общ.
Свинец	6				Общ.
Медь	3				Общ.
Кобальт	5				Общ.

Сотрудниками института ТатНИПИнефть в мае 2018 года проводился отбор проб грунта на территории месторождения. Результаты анализов представлены в таблице 13.7.

Таблица 13.7– Химический состав проб грунта на территории Граничного нефтяного месторождения (данные ТатНИПИнефть)

Место отбора	Mn мг/кг	Cu мг/кг	Zn мг/кг	Ni мг/кг	Fe мг/кг	Cl мг/кг	SO ₄ мг/кг	н/п мг/кг
Т 1	0,014	0,110	0,008	не обн.		35	20	12,6
Т 2	0,069	0,074	0,065	0,162	0,120	55	53	55
Т 3	0,111	0,132	0,044	не обн.	0,13	53	20	41
Т 4	0,074	0,082	0,114	0,056	0,25	53	36	24,5
Т 5	0,108	0,117	0,073	0,117	0,41	88	36	11
Т 6	0,033	0,082	0,119	0,085	0,17	35	20	9,6

Полученные данные показали, что пробы грунта соответствуют ГН [30, 31].

Состояние флоры и фауны

Территория месторождения входит в типичную и южную лесостепную подзону. Согласно ландшафтному районированию территория месторождения относится к Шешма-Сульчинскому возвышенному району с лесами Приволжскими липово-дубовыми и закамско-заволжскими в сочетании с липово-дубовыми и липовыми лесами, расположенными на черноземах выщелочных, темно-серых лесных почвах и черноземах оподзоленных.

Лесопокрывание месторождения составляет 5-10 %. В древостое преобладают березняки и осинники. Из других пород деревьев – дуб, липа, клен, лещина, под их пологом произрастают бор развесистый, ежа сборная, сныть и др.

Порядка 90% территории занято сельскохозяйственными угодьями и пастбищами. Травостой сохранившихся участков луговых степей лесостепной зоны состоит в основном из богатого видами красочного лугово-степного разнотравья и ковыля. Наиболее характерны клевер горный, подмаренник настоящий, лабазник шестилепестной, серпуха, адонис весенний, ветреница лесная, герань кровяно-красная, кровохлебка лекарственная, порезник сибирский, змееголовка Руиша, козлобородник восточный, душица обыкновенная, зверобой продырявленный, мятлик

луговой, ежа сборная, костер безостый, а так же ковыли: Иоанна, узколистый, опушенолистный и типчак.

Во всех растительных сообществах отмечается различная степень их деградации, связанной с рядом объективных причин: лесная растительность интенсивно используется в целях ведения лесного хозяйства и заготовки древесины. К деградации, кроме того, приводят погодные условия, вредители леса, болезни, выбросы в атмосферу и др. Древесно-кустарниковая растительность, особенно противозерозионные и полезащитные насаждения, испытывают сильный стресс при обработке почвы, выпасе скота, от самовольных порубок. Травянистая растительность находится в неудовлетворительном состоянии из-за эрозий почвы и бессистемного выпаса скота. Наблюдается формирование полуестественных растительных сообществ от слабо трансформированных и деградированных (гибель лесов).

Животный мир данного района типичен для средней полосы России. Из млекопитающих наиболее многочисленны суслик, степной хорь, полевка, мышовка степная, тушканчик большой, хомяк, слепушонка обыкновенная. В реках большую часть ихтиофауны составляют мелкочастиковые: плотва, густера, ерш и др.

Широко распространены амфибии и рептилии: лягушки, жабы, ящерицы, ужи. В отдельных местах, гадюки.

Доминанту орнитокомплекса составляют воробьинообразные (горихвостка, трясогузка, мухоловка, дрозд и др.) и курообразные.

Отношения в области охраны и использования среды обитания объектов животного мира регулируются Федеральным законом [50].

Необходимо отметить, что уголовным Кодексом РФ предусмотрена ответственность за «уничтожение критических мест обитания для организмов, занесенных в Красную книгу Российской Федерации» (ст. 259) [51].

13.2. Основные источники воздействия на недра при бурении и эксплуатации скважин

Недра являются частью земной коры, расположенной ниже почвенного слоя и дна водоемов, простирающейся до глубин, доступных для геологического изучения и

освоения.

Основное, наиболее масштабное воздействие процессы разработки месторождения оказывают на недра. Воздействие оказывается на протяжении всего жизненного цикла месторождения: механическое воздействие при бурении; химическое воздействие при бурении и эксплуатации; термодинамическое воздействие на пласт при эксплуатации.

Основным источником загрязнения окружающей среды служит сам добываемый флюид — смесь нефти, газа, высокоминерализованных вод и др. Эта продукция пожароопасна, опасна по химическому составу, гидрофобности, по абразивности высоконапорных струй. Могут поступать из скважины и выделяться из раствора такие высокотоксичные газы, как, к примеру, сероводород. Попутный нефтяной газ при смешении с воздухом в определённых пропорциях образует взрывоопасную смесь.

Источниками воздействия на недра служат как методы, применяемые при работах, так и используемые материалы. Воздействие оказывается при строительстве, испытании и обустройстве скважин, а также при осуществлении различных геолого-технических мероприятий. Если на начальных стадиях разработки месторождения основными видами воздействия являются воздействия при строительстве скважин, то в дальнейшем многократно возрастает количество МУН, обработок призабойной зоны (ОПЗ), гидроразрывов пласта (ГРП) и других методов воздействия на пласт.

Нефтегазовое производство воздействует на геологическую среду «сверху» (с поверхности) и «снизу» (из массива горных пород).

Источниками воздействия на недра «сверху» являются все промышленные объекты, расположенные на поверхности. Основным механизмом проникновения загрязнителей в подземные горизонты является инфильтрация вместе с поверхностной водой.

Воздействие на геологическую среду «снизу», из массива горных пород, происходит при строительстве и эксплуатации нагнетательных, добывающих скважин. Источником такого воздействия служит ствол скважины.

В процессе бурения скважины происходит разрушение пород вскрываемых пластов, нарушается естественное равновесие, изменяется давление, во вскрытом интервале все пласты получают гидравлический канал связи с атмосферой. При

определенных условиях, складывающихся в результате нарушения технологии бурения или ее несовершенства, вскрытые пласты сообщаются между собой и могут происходить перетоки вод, нефти и газа между пластами. В аварийных ситуациях при открытом фонтанировании флюиды могут изливаться на дневную поверхность и непосредственно загрязнять окружающую природную среду - почвы, земли, воды, атмосферу, растительность, нанося наибольший ущерб окружающей среде. При бурении часть бурового раствора или промывочной жидкости может поступать из ствола скважины в водоносные горизонты, загрязняя их.

При бурении скважин образуются высокотоннажные отходы. Это буровой шлам, буровые растворы, нефтезагрязненная порода. Эти отходы складываются в специальные амбары. При нарушении технологий строительства амбаров и использования, они являются источниками загрязнения земельных ресурсов, поверхностных и подземных вод.

Таким образом, при строительстве и ремонте скважин основными источниками воздействия на геологическую среду являются процессы проходки скважины, поглощения буровых растворов, межпластовые перетоки во вскрытых интервалах, открытое фонтанирование, а также буровые растворы, промывочные жидкости, нефть и другие применяемые химические реагенты.

Период эксплуатации скважин принципиально более длительный по сравнению со временем бурения. Принцип механизированной добычи нефти основан на масштабном воздействии на целевой объект. Проводником и источником этого воздействия на недра служит ствол скважины. Таким образом воздействие на недра оказывается «снизу».

Разработка Граничного месторождения осуществляется путем заводнения, т.е. в пласт для поддержания пластового давления закачивается сточная (пластовая) вода. Часть ранее нефтенасыщенного порового пространства замещается водой, при этом преобразуется химический состав пластовой воды и нефти. Особенно интенсивно эти процессы происходят при закачке в пласт воды из поверхностных водоисточников, часто развивается сероводородное заражение за счет жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий. При взаимодействии нагнетаемой воды с пластовой водой и породой изменяются пластовые гидродинамические и

термодинамические условия, становятся возможными химические реакции с выпадением в осадок новообразованных минеральных солей.

Для интенсификации нефтеизвлечения применяются различные МУН, обработки призабойной зоны (ОПЗ), гидроразрывы пласта (ГРП) и другие методы воздействия на пласт. Все они непосредственно воздействуют на пласт физическими методами или химическими реагентами.

В результате воздействия процессов нефтедобычи возможны местные и региональные просадки поверхности, переформирование гидрогеологических условий, усиление или ослабление водообмена, образование новых водоносных горизонтов, смещение вод, изменение уровней, напоров, скоростей и направления движения, изменения химического состава жидкостей и температуры пласта. Могут происходить вторичные изменения режима подземных вод, фильтрационные деформации пород, дегазация пород.

Источниками воздействия на недра «сверху» при эксплуатации в основном являются устья скважин, системы поддержания пластового давления, а также системы сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции - практически все промышленные объекты нефтедобычи, применяемые материалы, оборудование, техника. Основным механизмом проникновения загрязнителей в подземные горизонты является инфильтрация вместе с поверхностной водой. При эксплуатации технически исправного объекта воздействие «сверху» минимальное.

Таким образом, недра подвергаются широкомасштабному воздействию при разработке нефтяных месторождений. Несмотря на то, что эксплуатация скважин оказывает воздействие в первую очередь на объект разработки, это воздействие распространяется на весь массив горных пород, начиная с верхних горизонтов. Состояние геологической среды можно оценить только опосредованно, по химическому составу подземных вод различных горизонтов.

Наиболее ценный природный ресурс, испытывающий воздействие со стороны нефтедобычи, – это пресные подземные воды. В процессе бурения и эксплуатации скважин, обустройства и эксплуатации месторождения в целом фильтрация поллютантов с поверхности в пресные подземные воды возможна всегда. Так как пресные подземные воды расположены в верхней части разреза и первый водоносный горизонт, как правило, не перекрывается водонепроницаемыми породами

(водоупорами). Загрязнение пресных подземных вод за счет перетоков снизу может реализовываться только при определенных условиях. Для этого нужны пути подъема высокоминерализованных вод: дизъюнктивные нарушения (разломы), карстовые провалы или затрубное пространство скважин при отсутствии или плохом цементаже. Заколонные перетоки жидкости могут возникнуть и в том случае, если некачественные скважины оказываются в области высоких пластовых давлений, также они могут проявиться в результате применения различных МУН. Результатом перетоков как правило является приток высокоагрессивных рассолов и других жидкостей в зону пресных подземных вод и изменение их химического состава.

Именно поэтому индикатором состояния недр является качество подземных вод, т.к. при воздействии на геологическую среду тем или иным способом обязательно происходит воздействие на подземные воды как пресные, так и минеральные.

13.3. Мероприятия по охране недр при производстве буровых работ

Для охраны недр основополагающее значение имеют конструктивные и технико-технологические решения, обеспечивающие повышенную надежность скважины. С целью предупреждения загрязнения особо ценного природного ресурса - пресных подземных вод при строительстве и эксплуатации скважин основные требования предъявляются к надежному перекрытию верхних водоносных горизонтов. В ходе строительства и эксплуатации объекта должны исключаться фильтрация жидкости в грунт, ликвидироваться заколонные и межколонные перетоки, приводящие к утечкам газа и минерализованных вод, технологических жидкостей на поверхность и в горизонты, залегающие над эксплуатационными объектами; образование грифонов и др. Бурение и эксплуатацию проектируемых скважин необходимо проводить с учетом соблюдения охраны недр и окружающей среды Федерального закона РФ от 10.01.02 г. № 7-ФЗ [41], а также согласно ГОСТ [52].

а) Бурение новых скважин должно осуществляться в строгом соответствии с требованиями геолого-технического наряда на строительство скважин.

Конструкция добывающих скважин должна выбираться в зависимости от

геологического разреза, местоположения скважины на местности, требований охраны недр и окружающей среды, опыта бурения, а также требований эксплуатации скважин, способа вскрытия пластов.

б) Все устья новых скважин рекомендуется располагать за пределами водоохраных зон родников, рек, ручьев, вне месторождений пресных и минеральных подземных вод. Скважины должны закладываться за пределами границ зоны санитарной охраны (ЗСО) источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения, охранных зон линий электропередач, магистральных нефтегазопроводов, водозаборных, других промышленных и гражданских объектов (п.103) [53]. Необходимо контролировать техническое состояние скважин уже находящихся в этих зонах.

в) Должны быть выполнены планировка и обвалование территории буровой площадки для предотвращения растекания загрязненных стоков в случае возникновения аварийных ситуаций и исключения ее подтопления ливневыми водами.

г) Приустьевая площадка гидроизолируется для сбора, транспортировки стоков к накопителю и предотвращения загрязнения подземных вод и почв производственными отходами бурения.

д) Блок ГСМ устанавливается на твердом основании, вокруг которого возведено грунтовое обвалование. Не допускается пролив ГСМ. В случае разлива предусматривается обработка адсорбентом для нейтрализации.

е) Для надежного разобщения пластов и устранения возможности перетоков пластовых флюидов из одного пласта в другой спускают обсадные трубы с высокогерметичными соединениями и обязательно цементируют заколонное пространство скважины в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (пп. 232-236) [53].

Качество крепления скважин оценивается на основе комплекса промыслово-геофизических исследований в соответствии с рабочим проектом на строительство скважин. В скважинах всех категорий проводятся исследования качества цементирования кондуктора методами гамма-гамма каротажа (ГГК) и акустической цементометрии (АКЦ) от башмака до устья скважины. Исследование качества цементирования эксплуатационной колонны проводится от низа колонны до устья

методами АКЦ и скважинной гамма-дефектометрии, толщинометрии (СГДТ).

ж) Для строительства скважин, находящихся в водоохранных зонах, необходима конструкция скважины с включением промежуточного кондуктора.

з) При бурении скважин не допускается попадание буровых растворов, материалов в пласты, содержащие хозяйственно - питьевые воды. При этом следует использовать технологические процессы, активно снижающие фильтрационные характеристики пласта (закачка быстро схватывающей смеси, промывка с помощью аэрированных растворов, пен и т.д.).

и) Для предотвращения и снижения загрязнения водоносных горизонтов при бурении скважины применять буровой раствор IV (малоопасного) класса опасности. При разбуривании водоносных горизонтов, которые могут быть использованы как источник хозяйственно-питьевого водоснабжения, химические реагенты, применяемые для приготовления бурового раствора, должны соответствовать требованиям ГОСТ [52]. Интервалы залегания водоносных горизонтов должны быть изолированы обсадными колоннами – направлением и кондуктором с подъемом цементного раствора до устья.

к) Для предотвращения поглощений промывочной жидкости при бурении скважины используются специальные добавки к растворам.

л) Для снижения отрицательного влияния на продуктивные пласты при их вскрытии предусмотрено снижение фильтрации бурового раствора и снижение плотности бурового раствора до минимального предела, соответствующего требованиям Правил безопасности (пп. 210, 211) [53].

м) Для предотвращения выбросов пластового флюида и загрязнения окружающей среды на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование. Необходимо обеспечить герметичность насосного оборудования, фонтанной арматуры, трубопроводов, резервуаров и других нефтепромысловых сооружений.

н) При производстве буровых работ для сбора и захоронения выбуренной породы, отработанного бурового раствора и буровых сточных вод в приоритетном порядке должны использоваться замкнутые циркуляционные системы и металлические емкости с последующей утилизацией жидких и твердых отходов.

о) Необходимо предотвращать накопление промышленных и бытовых отходов

на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод, используемых для питьевого или промышленного водоснабжения. Сточные воды должны собираться в отстойный котлован, выгребные ямы периодически обрабатываться хлорной известью.

В целом охрана поверхностных и подземных вод осуществляется в строгом соответствии с требованиями ГОСТ [54].

13.4 Мероприятия по охране недр при эксплуатации скважин

Применяемые методы интенсификации добычи нефти на Граничном месторождении описаны в соответствующем разделе. Одним из критериев выбора того или иного метода должна служить экологическая безопасность его применения в условиях конкретных скважин. Воздействие должно оказываться в ограниченном масштабе и в определенной локализации, т.е. только там, где запланировано и как запланировано. Применяемые воздействия не должны изменять состояние недр вне планируемой зоны охвата, в частности не оказывать воздействие на выше- и нижележащие горизонты. Для достижения экологической безопасности применяемого воздействия в зоне охвата должно быть проверено состояние всех скважин, выявленные нарушения должны быть устранены до начала применения МУН.

В период эксплуатации нефтедобывающих и нагнетательных скважин, системы сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции, а также системы поддержания пластового давления могут возникнуть осложнения, отрицательно влияющие на экологическое состояние геологической среды в целом и, в частности, подземных вод. К ним относятся межпластовые перетоки, коррозия нефтепромыслового оборудования и коммуникаций и как следствие разливы водонефтяной эмульсии, выпадение асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО), солеотложения, развитие процесса сульфатредукции, ухудшение коллекторских свойств продуктивных пластов, образование высоковязких водонефтяных эмульсий, аварийные разливы нефти, эмульсий, высокоминерализованных пластовых вод, применение химреагентов.

Скважины, нефтепроводы системы сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции могут подвергаться процессам внутренней (из-за агрессивности пластовых жидкостей и газов) и внешней (из-за воздействия воздушной среды и грунтовых вод типа «верховодка») коррозии, вследствие чего нарушается их герметичность. В результате происходят заколонные и межпластовые перетоки, что в свою очередь может привести к загрязнению вод питьевого качества, приуроченных к верхним водоносным горизонтам, а также минеральных вод и бальнеологических рассолов, приуроченных к нижнепермским, каменноугольным и девонским отложениям; аварийные разливы нефти, эмульсии и высоминерализованных пластовых вод.

Для обеспечения экологической защиты геологической среды и подземных вод при эксплуатации скважин требуется выполнение следующих мероприятий.

а) Поддержание добывающих и нагнетательных скважин в исправном техническом состоянии. Для предотвращения выбросов флюида и загрязнения окружающей среды на устье скважины должно быть установлено противовыбросовое оборудование.

б) Организация регулярного контроля за состоянием скважин и нефтепромыслового оборудования. Выявление и ликвидация нарушений.

в) Для предотвращения заколонных перетоков и загрязнения водоносных горизонтов в процессе эксплуатации должен быть выполнен качественный цементаж затрубного пространства скважин до устья.

г) Увеличение срока службы труб и оборудования за счет их антикоррозионного покрытия и использования эффективных ингибиторов коррозии. К основным мерам по предотвращению и защите скважинного оборудования от коррозии относятся:

- выбор исполнений оборудования в соответствии со свойствами скважинной среды;
- подача в скважину ингибиторов коррозии глубинными или устьевыми дозаторами;
- катодная защита эксплуатационных колонн скважин.

д) Применение защитных покрытий для снижения, а в ряде случаев и предотвращения запарафинивания оборудования.

е) Максимальная герметизация всей системы добычи, сбора и транспорта

продукции скважин также снижает риск различных утечек и разливов.

ж) При использовании в системе ППД пресной или слабоминерализованной воды возможны процессы коагуляции порового пространства и выпадения нерастворимых осадков на оборудовании. В таких случаях следует проводить исследование совместимости пластовых и закачиваемых вод.

з) Создание эффективной сети режимных наблюдений за состоянием подземных вод.

13.5. Мероприятия по обеспечению рационального использования и утилизации попутного нефтяного газа

Для удержания целевого показателя утилизации попутного нефтяного газа на уровне не ниже 95% от добытого, установленного постановлением Правительства РФ [55], в ПАО «Татнефть» применяется ряд технологий.

- На емкостном оборудовании при подготовке нефти применяются системы улавливания лёгких фракций углеводородов.

- Для утилизации ПНГ с высоким содержанием сероводорода применяются установки сероочистки и утилизации кислых газов.

- Внедряются печи нагрева нефти, использующих ПНГ.

- Компания ведет работы по реконструкции изношенных участков существующих газосборных сетей.

- Для контроля за уровнем использования ПНГ в 2013 году в ПАО «Татнефть» внедрена в промышленную эксплуатацию система передачи информации по добыче и сбору попутного нефтяного газа – ИС «APG Control», обеспечивающая автоматическую подкачку в информационную систему данных с узлов учета ПНГ, используемого на собственные производственно-технологические нужды Компании и сжигаемого (рассеиваемого) на факельных установках.

Попутный нефтяной газ Граничного месторождения после сепарации нефти подается в газопровод и используется в качестве топлива для нагрева продукции в условиях УПСВ 2 с использованием путевых подогревателей. В результате уровень рационального использования ПНГ составляет 95 %.

При эксплуатации Граничного месторождения используются технологии,

обеспечивающие снижение выбросов ПНГ и улучшение санитарно-экологических параметров воздушного бассейна, такие как:

- совместный транспорт смесей нефти и газа с использованием мультифазных насосов;
- сепарация нефти на конечных участках систем сбора нефти и газа;
- система сбора и транспорта продукции проектируется однетрубная, герметизированная с минимальной протяженностью трубопроводов.

13.6. Мероприятия по контролю состояния окружающей среды

Для оценки уровня своего воздействия и сохранения благоприятной обстановки в районе нефтедобычи предприятие должно осуществлять мониторинг основных компонентов окружающей среды.

Атмосферный воздух

Для обеспечения безопасности населения проживающего в районе нефтедобычи необходимо выделение санитарно-защитных зон (СЗЗ) промышленных объектов согласно [56].

Мониторинг атмосферы в районе нефтедобычи будет направлен на контроль за текущим состоянием атмосферного воздуха, разработку и оценку прогноза его загрязнения, и выработку мероприятий на их сокращение.

Рекомендации по организации контроля за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу объектами нефтедобычи и определение методов и средств контроля за параметрами выбросов изложены в соответствии с ГОСТ [54], СанПиН [57] ОНД-90 [58].

Согласно «Рекомендациям по основным вопросам воздухоохранной деятельности» контролю подлежат те предприятия, для которых выполняется неравенство:

$$\frac{M}{ПДК \times H} > 0.01 \dots \text{при } H > 10 \text{ м (1)}$$

$$\frac{M}{ПДК \times H} > 0.1 \dots \text{при } H \leq 10 \text{ м (2),}$$

где

М - суммарная величина выброса вредного вещества от всех источников предприятия, г/с;

ПДК - максимально-разовая предельно допустимая концентрация, мг/м³;

Н - средняя по предприятию высота источников выброса, м.

Контроль за соблюдением нормативов ПДВ осуществляется сторонней организацией на договорных началах.

С учетом особенностей строительства скважин рекомендуется осуществить контроль за источниками выбросов 1 раз за этап, с учетом розы ветров.

При осуществлении контроля за выбросами вредных веществ используется расчетный и инструментальный методы.

В период неблагоприятных метеоусловий (НМУ), а также в случае аварийных выбросов и значительного воздействия концентраций загрязняющих веществ в атмосфере частота отбора проб увеличивается.

Поверхностные и подземные воды

Для улучшения экологической обстановки в районе населенных пунктов и исключения загрязнения родников, артезианских скважин, больших и малых рек выделяются водоохранные зоны, в которых ограничивается или полностью запрещается строительство новых промышленных и бытовых объектов.

Водоохранные зоны устанавливаются вдоль рек, ручьев и водоемов по Водному кодексу [43]. Они зависят от длины рек и ручьев от 50 до 200 м, а водоемов - от площади поверхности воды; ширина прибрежных защитных полос для участков водоемов, имеющих особо ценное рыбохозяйственное значение (места нереста, зимовальные ямы, нагульные участки) 200 м. Для р.Кондурча, р.Бол.Черемшан водоохранная зона составляет 200 метров, для р.Челнинка – 100 м.

Вокруг родников, артезианских скважин согласно СНиП [59] и СанПиН [60] предусматриваются 3 пояса санитарной охраны. Первый пояс ЗСО – строгого режима, второй и третий пояса – режимы ограничения.

Мониторинг водной среды заключается в анализе состояния природных водоисточников, как непосредственно в районе нефтегазодобычи, так и в населенных пунктах, попадающих в зону влияния месторождения. Химические анализы по воде выполняются по общепринятым методикам и ГОСТ.

Периодичность наблюдения за поверхностными водами – ежемесячно.

Контроль за подземными водами складывается из отбора проб воды родников, артезианских скважин, колодцев, которые используются населением в питьевых и хозяйственных целях.

При обнаружении или подозрении на загрязнение периодичность отбора проб воды должна быть увеличена.

Отбор и транспортировка проб воды осуществляется в соответствии с ГОСТ Р [61]. Устройства для отбора проб воды должны соответствовать требованиям ГОСТ Р [62].

На данный момент мониторинг поверхностных и подземных вод на территории месторождения ведется. Рекомендуются продолжать проводить отбор проб согласно утвержденной программе мониторинга.

Почвы

Основными компонентами, загрязняющие почвы в нефтедобывающей промышленности являются нефтепродукты, хлориды натрия и кальция.

Потенциальными источниками загрязнения и засоления почв являются буровые площадки, промысловые амбары, факела, нефте-водо-газопроводы, ГЗУ, ДНС, КНС и другие нефтепромысловые установки. При дальнейшей разработке месторождения контроль за состоянием почв на данной территории должны проводить службы предприятия совместно с хозяйствами района. В весеннее время проводится обследование земель и выявляются загрязненные участки, определяются размеры и их конфигурация. Каждый пункт наносят на карту месторождения (площади, залежей), присваивают номер, который сохраняется на все годы наблюдений. Общая продолжительность наблюдения должна быть не менее 2-3 лет, с периодичностью 2 раза в год (весной и осенью).

Для создания детальной сети наблюдательных пунктов за состоянием почв необходимо провести ряд аэровизуальных съемок весной, летом, осенью, зимой, чтобы выявить и оконтурить фактические и предполагаемые экологически нарушенные участки земель.

Недра

Чтобы проследить возможные просадки недр, согласно предъявленным требованиям к деформации земной поверхности, необходимо создать

наблюдательную сеть на территории месторождения.

На основании РД [63] п.261-263, должно быть предусмотрено создание геодинамических полигонов, как средство контроля за деформацией земли, поверхности и распространения пластовых видов флюидов на протяжении всего срока разработки нефтегазовых месторождений.

Геодинамический полигон (ГП) – это натурная модель природно-техногенной среды, характеризующаяся строением, свойствами, составом и состоянием подработанного горного массива с расположенными в нем каналами наблюдений за их эволюцией.

Согласно РД [63], геодинамический полигон представляет собой систему профильных линий, проложенных на исследуемом объекте и закрепленных на местности грунтовыми реперами и марками, на которых с установленной частотой производят комплекс высокоточных планово-высотных геодезических, геофизических и др. методов наблюдений.

Основная профильная линия должна быть заложена по простиранию залежи через сводовую часть складки, при этом очень важно, чтобы она пересекала имеющиеся тектонические элементы под прямым углом или углом, близким к прямому (70-90°).

Вторая (одна или несколько) профильная линия должна пересекать залежь вкрест простирания и, в свою очередь, проходить через сводовую ее часть и образованные меридиональными и широтными разломами отдельные блоки.

В наблюдательную сеть включают все неработающие скважины, отстоящие от профильных линий на расстоянии 0,5 км, и все старые знаки, находящиеся на расстоянии 200 м от профильных линий.

Профильная линия должна опираться не менее чем на шесть реперов, по три на каждой стороне. Первый исходный репер находится на расстоянии Н-2Н от внешней границы месторождения (залежи), второй и третий соответственно на 0,5 и 0,1 км от него. Здесь Н – средняя глубина залегания подошвы или ВНК (ГВК) самого нижнего нефтяного (газового) пласта.

Частоту заложения реперов по линиям наблюдений принимают равной 300 - 500 м. В зоне предполагаемых тектонических нарушений и вдоль коридора подземных коммуникаций реперы закладывают через 100 м.

Для создания геодинамического полигона требуется разработка отдельного проекта. При проектировании геодинамического полигона в обязательном порядке необходимо предусматривать заложение нескольких режимных гидрогеологических скважин (на первый от поверхности водоносный горизонт), равномерно покрывающих площадь всего полигона для измерения УГВ, t° , газового состава, т.к. последний характеризует тектоническую активность района.

Частота заложения наблюдательных скважин зависит от однородности строения изучаемого участка в инженерно-геологическом отношении: чем однороднее его строение, тем разреженнее может быть сеть режимных скважин. В каждом конкретном случае плотность сети скважин определяют проектом геодинамического полигона.

Для наблюдений использовать высокоточный комплект нивелирного оборудования (нивелиры типа Н-0.5, Ni-002 с 3-х метровыми инварными рейками). В проект наблюдательной системы могут быть заложены и современные импортные приборы типа DL-100, DL-101C, DL-102C, обеспечивающие более высокую точность ($\pm 1,0$ мм), а также автоматизированный сбор и обработку информации.

Заключение

Граничное нефтяное месторождение открыто в 1987 году, в промышленной разработке находится с 2002 года.

На разработку месторождения выдано три лицензии:

Лицензии ТАТ № 02284 НЭ от 05.09.2016 г сроком действия до 31.12.2066 г и ТАТ № 02261 НЭ от 18.07.2016 г. сроком действия до 31.12.2044 г, выданы ПАО «Татнефть» (РТ, г. Альметьевск, ул. Ленина 75, телефон: (8553) 255-856, факс (8553) 376-151; 256-865).

Лицензия СМР № 01226 НР от 11.12.2006 г выдана ООО Благодаров-Ойл» (РТ, г. Альметьевск, Агropоселок, тел.-факс: (8553) 37-47-00) сроком действия до 02.12.2030 г.

Объектами исследования являются каширские, верейские, башкирские отложения среднего карбона и бобриковские отложения нижнего карбона Граничного нефтяного месторождения.

Впервые запасы нефти Граничного месторождения, входившего в состав Осеннего месторождения как участок, подсчитаны КГЭ ТГРУ по состоянию на 01.01.1990 г (*протокол ГКЗ СССР № 18 от 28.02.1992 г*). В 2003 году КГЭ ТГРУ выполнен пересчет запасов углеводородов Граничного нефтяного месторождения (*протокол ЦКЗ МПР РФ № 322 от 15.12.2003 г*). В 2009 году КГЭ ТГРУ проведен оперативный подсчет запасов углеводородов Снежного поднятия Граничного месторождения (*протокол Роснедра № 18/135 от 16.03.2010 г*). В 2011 году КГЭ ТГРУ проведен оперативный подсчет запасов нефти на Граничном и Клиновском поднятиях Граничного месторождения (*протокол Роснедра № 18/723 от 18.11.2011 г*).

Месторождение разрабатывается согласно «Технологической схеме разработки Граничного нефтяного месторождения» (*протокол ТНС ЦКР Роснедр по УВС № 161 от 29.12.2014 г*)

Граничное нефтяное месторождение является многозалежным и многопластовым. В пределах месторождения выявлено четыре поднятия: Клиновское, Граничное, Кубанское, Снежное. Основные запасы приурочены к отложениям бобриковского горизонта и башкирского яруса. Залежи насыщены высоковязкой нефтью. В активной разработке находятся залежи нефти каширских, верейских, башкирских и бобриковских отложений.

В целом по месторождению накопленная добыча нефти – 127,1 тыс.т, жидкости – 159,0 тыс.т. Текущий КИН - 0,018. Отобрано 6,7 % от начальных извлекаемых запасов.

Водонефтяной фактор равен 0,25 доли ед. Закачка воды организована с 2010 года. Накопленная закачка составила 77,0 тыс.м³, накопленная компенсация – 43,6 %.

Максимальный накопленный отбор нефти приходится на верейский объект 39 %.

За 2017 год добыто 7,6 тыс.т нефти, 14,7 тыс.т жидкости, темп отбора от НИЗ – 0,4 %, от ТИЗ – 0,4%. Средний дебит нефти – 2,2 т/сут, жидкости – 4,1 т/сут. Обводненность добываемой продукции составляет 48,4 %. Годовой объем закачки 9,7 тыс.м³, текущая компенсация – 62,8%.

Для Граничного нефтяного месторождения в рекомендуемом 2 варианте предлагается:

- выделение четырех эксплуатационных объектов разработки: каширского, верейского, башкирского, бобриковского;
- размещение проектных скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 300 м;
- организация внутриконтурной системы заводнения на верейском, башкирском и бобриковском объектах разработки;
- общий фонд скважин – 45, в т.ч. 29 добывающих, 13 нагнетательных, две ликвидированные;
- фонд скважин для бурения – 27, в т.ч. 18 добывающих (шесть ГС) и девять нагнетательных;
- зарезка боковых стволов – пять скв./опер;
- зарезка боковых горизонтальных стволов – одна скв./опер.;
- накопленная добыча нефти в целом по категории А+В₁+В₂ – 2504,0 тыс.т, в том числе по категории А+В₁ – 1884,0 тыс.т, достижение КИН – 0,270,

Расчеты экономической эффективности по вариантам разработки выполнены при условии реализации нефти на внутреннем рынке по цене 15814,96 руб./т (без НДС) и на внешнем рынке по цене 391,66 \$ за тонну при экспорте нефти (марки Urals) по условиям сбыта 50 % добываемой нефти подлежит реализации на экспорт. Курс доллара по отношению к рублю принят в размере 57,86 руб./\$. В затратах предусмотрены все действующие на момент составления проекта налоги и отчисления.

Технико-экономическая оценка анализа показала, что разработка месторождения при заданных экономических условиях является эффективной по второму технологическому варианту. Чистый дисконтированный доход (15 %) за рентабельный срок разработки составит 1066,5 млн р, а дисконтированный доход государства – 1997,5 млн. р. Индекс доходности затрат – 1,54 доли ед. Капитальные вложения в проект окупаются в течение года.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Х.И. Насретдинов и др. «Отчет о работах Бурейкинской сейсморазведочной партии 7-8/94 в Октябрьском районе Республики Татарстан» [Текст]: Отчет о НИР; ОАО «Татнефтегеофизика», – Бугульма, 1996, -225 с.
2. В.П. Майданкина, А.И. Ахмадеева. «Детализационные сейсморазведочные работы МОГТ 2D на Тауташской площади» [Текст]: Отчет о НИР; ООО «ТНГ-Групп», - Бугульма, 2006.
3. Г.Х. Бакирова и др. «Проект пробной эксплуатации Граничного нефтяного месторождения» [Текст]: Отчет, ТатНИПИнефть, - Бугульма, 2002.
4. О.А. Богова. «Пересчет запасов и ТЭО КИН Граничного нефтяного месторождения» [Текст]: отчет о НИР; ТГРУ, – Казань, 2003, - 243 с.
5. Р.С. Хисамов, Н.С. Гатиатуллин, Р.Л. Ибрагимов и др. «Гидрогеологические условия нефтяных месторождений Татарстана» [Текст]: Отчет, Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, – Казань, 2009, -254 с.
6. Стандарт по интерпретации ГИС. «Алгоритмы определения параметров продуктивных пластов нефтяных месторождений Республики Татарстан», Государственный комитет по геологии и использованию недр, - Казань, 1999.
7. Стандарт объединения «Татнефть» «Алгоритмы определения параметров продуктивных пластов на месторождениях Татарии»», 1988.
8. Инструкция по использованию данных промысловой геофизики для определения параметров коллекторов основных продуктивных отложений юго-востока Татарии, - Бугульма, 1981.
9. Р.Т. Хаматдинова и др. «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» [Текст]: РД 153-39.0-072-01. Утв. Минэнерго, – Москва, 2001.
10. Оптимальный комплекс и периодичность гидродинамических методов контроля за разработкой месторождений ПАО «Татнефть» [Текст]: РД 153-39.0-920-15. Утв. ПАО «Татнефть» 15.12.2015: введ. в действие с 2016, –33 с.
11. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений [Текст]: РД-153-39.0-007-96: утв. ОАО "Татнефть" 1996: введ. в действие с 1997 г.

12. Инструкция по технологии циклической направленной соляно-кислотной обработки карбонатных пластов [Текст]: РД-153-39.0-558-08: утв. ОАО "Татнефть" 24.09.08: ввод. в действие с 24.09.08. □ 20 с.

13. Инструкция по усовершенствованной технологии закачки низкоконцентрированных полимерных составов для условий низкой приемистости нагнетательных скважин (НКПС-М) [Текст]: РД-153-39.0-872-14: утв. ПАО "Татнефть" 13.02.17: ввод. в действие с 07.03.17. □ 28 с.

14. Инструкция по технологии кислотной стимуляции пластов-коллекторов с применением кислотных композиций «КСК» [Текст]: РД-153-39.0-682-10: утв. ОАО "Татнефть" 16.12.10: ввод. в действие с 01.01.11. □ 24 с.

15. Инструкция по технологии термоимплозионной обработки скважин с применением термоисточника [Текст]: РД-153-39.0-247-02: утв. ОАО "Татнефть" 09.04.02: ввод. в действие с 09.04.02. □ 15 с.

16. Инструкция по технологии интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов путем комплексного химико-депресссионного воздействия (КХДВ-СНПХ-9030) [Текст]: РД-153-39.0-665-10: утв. ОАО "Татнефть" 17.05.10: ввод. в действие с 26.05.10. □ 26 с.

17. Инструкция по применению реагента СНПХ-9633 для ограничения водоприток в добывающих скважинах и увеличения их продуктивности [Текст]: РД 153-39.0-533-07: утв. ОАО "Татнефть" 16.11.07: ввод. в действие с 16.11.07. □ 51 с.

18. Инструкция по технологии применения высокопрочных полимерных систем для ограничения притока воды в добывающие скважины (технология ВПСД) [Текст]: РД-153-39.0-670-10: утв. ОАО "Татнефть" 21.07.10: ввод. в действие с 21.07.10. 31 с.

19. Регламент на строительство скважин малого диаметра [Текст]: РД 153-39.0-388-05: утв. ОАО "Татнефть" 2004: введ. в действие с 2004 – 33 с.

20. РД 153-39.0-973-16. Регламент восстановления скважин методом бурения бокового ствола. / Сахабутдинов Р.З., Ахмадишин Ф.Ф., Кагарманов И.И. и др. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2016 г.

21. РД 153-39.0-354-04. Технология централизованного приготовления буровых растворов в специализированных цехах (узлах) по приготовлению глинистых растворов для бурения скважин. / Ахмадишин Ф.Ф., Каримов М.Ф., Львова И.В. и др. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2004 г. – 15с.

22. Временная инструкция по технологии приготовления и применения биополимерных буровых растворов. / Ахмадишин Ф.Ф., Каримов М.Ф., Миннегараева Г.М. и др. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2004 г. – 7с.

23. РД 39-0147585-232-01. Регламент на заканчивание скважин строительством. / Юсупов И.Г., Абдрахманов Г.С., Фаткуллин Р.Х. и др. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2001 г. – 133 с.

24. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности., М., 2013г.

25. РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Москва 2002 г.

26. ЕРБ 01-619-1.1-2010 Обязательный комплекс геофизических исследований бурящихся скважин ОАО «Татнефть». Бугульма 2004г.

27. Андриасов, Р. С. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. [Текст] / Р. С. Андриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров ; Под общей ред. Ш. К. Гиматудинова. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Недра, 1983. – Библиогр.: с. 455.

28. Мищенко, И. Т. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи [Текст] : учеб. пособие для вузов / И. Т. Мищенко, В. А. Сахаров, В. Г. Грон, Г. И. Богомольный. – М.: Недра, 1984. – Библиогр.: с. 225.

29. Мухаметзянов, А. К. Добыча нефти штанговыми насосами. [Текст] / А. К. Мухаметзянов, И. Н. Чернышов, А. И. Липерт, С. Б. Ишемгузин. – М.: Недра, 1993. – Библиогр.: с. 350. – 1070 экз. – ISBN 5-247-02488-5.

30. РД 153-39.0-381-05 «Инструкция по технологии глушения и промывке нефтедобывающих скважин с сохранением коллекторских свойств продуктивных пластов».

31. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Текст]: утв. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору 12.03.13 : ввод. в действие с 18.12.13. : офиц. текст : Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти от 17.06.13 №24. – 166 с.

32. РД 153-39.0-460-06 Положение о закачке нефтепромысловых сточных вод в нагнетательные скважины системы ППД ОАО «Татнефть». – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2006. – 30 с.

33. РД 153-39.0-456-06 «Инструкция по применению каскадной технологии очистки сточных вод для ППД на месторождениях ОАО «Татнефть». – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2006. – 80 с.

34. РД 153-39.2-409-05 (с изменением 1) Временная инструкция по подавлению жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий в системах нефтесбора, подготовки нефти и воды и поддержания пластового давления. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2006. – 41 с.

35. Положение о периодичности производства промысловых гидродинамических исследований. – Альметьевск, 1998 г – 20 с

36. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений [Текст]: РД 153-39.0–109-01: утв. Минтопэнерго РФ 01.03.02: введ. в действие с 01.03.02. – 76 с.

37. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Текст]: утв. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору 12.03.13 : введ. в действие с 18.12.13. : офиц. текст : Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти от 17.06.13 №24. – 166 с.

38. Л.Р. Зарипова и др. «Дополнение к технологической схеме разработки Граничного нефтяного месторождения» [Текст]: Отчет, ТатНИПИнефть, - Бугульма, 2014.

39. Порядок отбора, привязки, хранения, движения и комплексного исследования керна и грунтов нефтегазовых скважин [Текст]: РД 39-0147716-505-85: утв. Миннефтепромом СССР 20.11.85: введ. в действие с 01.01.86 - 76 с.

40. Российская Федерация. Законы. О недрах [Текст].: [федер. закон: принят Верховным советом РФ 21 февраля 1992 г.]: офиц. текст: «Российская газета» от 05.03.1992 г. №102, – 48 с.

41. Российская Федерация. Законы. Об охране окружающей среды [Текст].: [федер. закон: принят Гос. Думой 13 декабря 2001 г.: одобр. Советом Федерации 26.12.01 г.]: офиц. текст: «Российская газета» от 12.01.02 г. №6, «Парламентская газета» от 12.01.02 г. №9, Собрание законодательства Российской Федерации от 14 января 2002 г. №2 2001 г. – 35 с.

42. Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в

атмосферном воздухе городских и сельских поселений [Текст]: ГН 2.1.6.3492-17: утв. Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ 22.12.2017: ввод. в действие с 19.01.2018.: офиц. текст: на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru) от 9 января 2018 г.

43. Российская Федерация. Законы. Водный кодекс [Текст].: федер. закон: [принят Гос. Думой 12 апреля 2006 г.: одобр. Советом Федерации 26 мая 2006 г.].

44. Приказ Министерства сельского хозяйства РФ от 13 декабря 2016 г. N 552 Об утверждении нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения [Текст]: офиц. текст: на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru) 16 января 2017 г.

45. Водоотведение населенных мест, санитарная охрана водных объектов. Гигиенические требования к охране поверхностных вод [Текст].: СанПиН 2.1.5.980-00: утв. Министерством здравоохранения РФ 22.06.00: ввод. в действие с 01.01.01. – М: офиц. текст: Минздрав РФ 2000. – 12 с.

46. Гигиенические требования к качеству воды нецентрализованного водоснабжения. Санитарная охрана источников [Текст]: СанПиН 2.1.4.1175-02: утв. Министерством здравоохранения РФ 17.10.02: ввод в действие с 01.03.03.: офиц. текст: «Российская газета» от 28.12.02 г. №244, в Бюллетене нормативных актов федеральных органов исполнительной власти от 3.02.03 г. №5, в приложении к «Российской газете» - «Новые законы и нормативные акты», 2003 г., №8, в Бюллетене нормативных и методических документов госсанэпиднадзора, март 2003 г., №1. – 12 с.

47. Резников, А.А. Методы анализа природных вод [Текст] / А.А. Резников, Е.П. Муликовская, И.Ю. Соколов. – М: Государственное научно-техническое издательство, 1963. – 403 с.

48. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве [Текст]: ГН 2.1.7.2041-06: утв. Министерством здравоохранения РФ 19.01.06: ввод. в действие с 01.04.06. - М.: Федеральный центр гигиены и эпидемиологии Роспотребнадзора, 2006. – 4 с.

49. Ориентировочно допустимые концентрации (ОДК) химических веществ в почве [Текст]: ГН 2.1.7.2511-09: утв. Министерством здравоохранения РФ 18.05.09 г.:

ввод. в действие с 1.06.09: офиц. текст: Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти от 13.07.09 г. №28. - М.: Федеральный центр гигиены и эпидемиологии Роспотребнадзора, 2006. - 3 с.

50. Российская Федерация. Законы. «О животном мире» [Текст].: [федер. закон: принят Гос. Думой 24 апреля 1995 г.]: офиц. текст Собрание законодательства Российской Федерации от 24 апреля 1995 г., N 17, ст.1462

51. Красная книга РСФСР [Текст]: [принят постановлением СМ РСФСР 9 сентября 1982 г.]: офиц. текст: по состоянию на 1982 г./ Собрание постановлений Правительства РСФСР, 1982 г., №19, ст. 140, Свод законов РСФСР, том 4. Стр. 204.

52. ГОСТ 17.1.3.05-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами [Текст]. - Введ.01.01.83. – М.: Государственный комитет СССР по стандартам: Издательство стандартов, 1982; ИПК Издательство стандартов, 1998; ИПК Издательство стандартов, 2004. - 1 с.

53. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Текст]: утв. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору 12.03.13: ввод. в действие с 18.12.13: офиц. текст: Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти от 17.06.13 №24. – 166 с.

54. ГОСТ 17.1.3.12-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше [Текст].- Введ.1987-07-01. - М.: Государственный комитет СССР по стандартам: Издательство стандартов, 1986; ИПК Издательство стандартов, 1998; ИПК Издательство стандартов, 2004. – 10 с.

55. Постановление Правительства РФ N 1148 Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа [Текст].: принят 8.11.2012 г: офиц. текст: «Российская газета» от 20.11.2012 г. №44

56. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов [Текст].: СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03: утв. Министерством здравоохранения РФ 10.04.08: ввод. в действие с 01.03.08.: офиц. текст: «Российская газета» от 09.02.08 – 29 с.

57. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха

населенных мест. Санитарные правила [Текст].: СанПиН 2.1.6.1032-01: утв. Министерством здравоохранения РФ 17.05.01: ввод в действие с 28.05.01: офиц. текст: в Бюллетене нормативных актов федеральных органов исполнительной власти от 28 мая 2001 г. №22. – 7 с.

58. Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы [Текст]: ОНД-90: утв. Госкомприроды СССР 30.10.90: введено в действие с 01.01.91. – С-Пб: 1992. – 127 с.

59. Свод правил СП 31.13330.2012. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения. [Текст]: СНиП 2.04.02-84: Актуализированная редакция:. – 175 с. утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 29 декабря 2011 г. N 635/14, ввод. в действие 01.01.13

60. Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения [Текст]: СанПиН 2.1.4.1110-02: утв. Министерством здравоохранения РФ 26.02.02: ввод. в действие с 01.06.02: офиц. текст: «Российская газета» от 08.05.02. №81, – 10 с.

61. ГОСТ 31861-2012. Вода. Общие требования к отбору проб [Текст]. - Введ. 01.01.14: утв. Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29.11.12.

62. ГОСТ Р 51232-98. Вода питьевая. Общие требования к методам контроля качества [Текст]. - Введ. 17.12.98. – М.: Госстандарт России: ИПК Изд-во стандартов 1999; Стандартиформ, 2005; Стандартиформ, 2008. – 16 с.

63. Инструкция по производству маркшейдерских работ [Текст]: РД 07-603-03: утв. Госгортехнадзором России 06.06.03.: ввод. в действие с 29.06.03. - М.: ГУП НТЦ «Промышленная безопасность», 2003. – 51 с.