

## НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Целью настоящей работы является оценка экономической эффективности 3-х вариантов разработки месторождения Шолькара, описание по которым представлены в предыдущих главах. Дальнейший анализ рассматриваемых выше вариантов разработки показал, что наибольшими технико-экономическими показателями характеризуется вариант 1.

Недропользователем является ТОО «ИПЦ - Мунай», которое владеет Контрактом № 2127 от «28» июня 2006 г., период разведки согласно Дополнению № 11 к вышеназванному Контракту продлен до «28» февраля 2023 г. в Атырауской области, Республики Казахстан.

ТОО «ИПЦ - Мунай» проводит разведку углеводородного сырья на Контрактной территории в пределах блоков XXVII-18-D (частично), E (частично), F (частично), 19-D (частично); XXVIII-18-A, B, C, D (частично), E, F, 19-A, B (частично), C (частично), D (частично), E (частично), F (частично); XXIX-18-A (частично), B (частично).

Площадь Геологического отвода изначально составляла 3 786 кв. км и после возврата первоначальной геологоразведочной части территории (962,13 кв.км или 25,41 %), в настоящее время площадь Геологического отвода (№ 108 Р-УВС от «31» июля 2013 г.) составляет 2 823,87 кв. км (из Геологического отвода исключается месторождение Тортай). Глубина Геологического отвода – до кровли фундамента.

Горный отвод расположен в Мангистауской области. Границы отвод на картограмме обозначены угловыми точками с 1 по 12. Угловые точки 1. 46°42'00", 55°00'00" 2. 46°15'00", 55° 00'00" 3. 46°15'00", 55° 15'00" 4. 46 20'00", 55° 15'00" 5. 46° 20'00", 55° 35'10" 6. 46° 32'50", 55° 59'50" 7. 46° 38'00", 55° 45'33" 8. 46° 16'38", 55° 22'18" 9. 46° 44'31", 55° 15'27" 10. 46° 43'22", 55° 12'54" 11. 46° 40'53", 55° 10'07" 12. 46° 45'05", 55° 03'06".

### Период проведения работ:

### Технологические показатели вариантов разработки.

Ниже представлено описание основных проектных решений и технологических показателей по рассмотренным вариантам разработки месторождения Шолькара.

#### **Вариант 1 (рекомендуемый).**

В рассматриваемом варианте предусматривается разработку установленных нефтяных залежей вести на естественном, упруго-замкнутом режиме, без организации поддержания пластового давления закачкой агента. Основные технологические показатели представлены ниже:

- рентабельный период разработки – 27 лет (2024-2050 гг.);
- стабильный и максимальный уровень добычи нефти составляет 39,6 тыс.т и поддерживается в период 2026-2030 гг.;
- обводненность к концу рентабельного периода – 44,1 %;
- ввод существующих скважин из временной консервации – 2 ед. (Sho-P1 и Sho-P2), с предварительной зарезкой боковых наклонно-направленных горизонтальных стволов;
- ввод новых проектных добывающих скважин из бурения – 2 ед.;
- темп бурения – 1 скв./год;
- фонд добывающих скважин – 4 ед.;
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 446,8 тыс.т, включая фактическую суммарную добычу нефти по состоянию на 01.10.2024 г.;
- в целом по месторождению достигается нефтеотдача 36,1 %, при утвержденной ГКЗ Республики Казахстан величине 36,0 %.

**Вариант 2.** В рассматриваемом варианте предусматривается разработку установленных нефтяных залежей вести на естественном, упруго-замкнутом режиме, без организации поддержания пластового давления закачкой агента. Основные технологические показатели представлены ниже:

- рентабельный период разработки – 19 лет (2024-2042 гг.);

- стабильный и максимальный уровень добычи нефти составляет 39,6 тыс.т и поддерживается в период 2026-2032 гг.;
- обводненность к концу рентабельного периода – 41,6 %;
- ввод существующих скважин из временной консервации – 2 ед. (Sho-P1 и Sho-P2), *с предварительной зарезкой боковых наклонно-направленных горизонтальных стволов*;
- ввод новых проектных добывающих скважин из бурения – 4 ед.;
- темп бурения – 1 скв./год;
- фонд добывающих скважин – 6 ед.;
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 442,8 тыс.т, включая фактическую суммарную добычу нефти по состоянию на 01.10.2024 г.;
- в целом по месторождению достигается нефтеотдача 35,7 %, при утвержденной ГКЗ Республики Казахстан величине 36,0 %.

**Вариант 3.** В рассматриваемом варианте предусматривается разработку установленных нефтяных залежей вести на естественном, упруго-замкнутом режиме, без организации поддержания пластового давления закачкой агента. Основные технологические показатели представлены ниже:

- рентабельный период разработки – 17 лет (2024-2040 гг.);
- стабильный и максимальный уровень добычи нефти составляет 39,6 тыс.т и поддерживается в период 2026-2033 гг.;
- обводненность к концу рентабельного периода – 42,7 %;
- ввод существующих скважин из временной консервации – 2 ед. (Sho-P1 и Sho-P2), *с предварительной зарезкой боковых наклонно-направленных горизонтальных стволов*;
- ввод новых проектных добывающих скважин из бурения – 5 ед.;
- темп бурения – 1 скв./год;
- фонд добывающих скважин – 7 ед.;
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 444,8 тыс.т, включая фактическую суммарную добычу нефти по состоянию на 01.10.2024 г.;
- в целом по месторождению достигается нефтеотдача 35,9 %, при утвержденной ГКЗ Республики Казахстан величине 36,0 %.

По месторождению Шолькара свойства нефти в поверхностных условиях изучены по шести пробам, отобранных из устья скважины Sho-P2.

Так, плотность нефти в поверхностных условиях изменяется от 0,867 г/см<sup>3</sup> до 0,904 г/см<sup>3</sup>, составляя в среднем 0,880 г/см<sup>3</sup> и характеризуется как **«тяжелая»**. Кинематическая вязкость определена по пробе от октября 2022 г. и составляет 302,3 мм<sup>2</sup>/сек при 20 °С и 36,9 мм<sup>2</sup>/сек при 50 °С. По вязкости нефть пермского горизонта относится к **«высоковязким»**.

В нефти содержится парафин, среднее значение которого составляет 3,21 % масс., при изменении 2,40-4,01 % масс. и характеризуется как **«парафинистая»**. Среднее содержание серы в нефти составляет 0,70 % масс., при изменении 0,37-1,07 % масс. и характеризуется как **«сернистая»**. Содержание смол составляет 23,5 % масс. и нефть является **«высокосмолистой»**.

Температура застывания нефти составляет «плюс» 10 °С, температура плавления парафина – «плюс» 54 °С.

Температура начала кипения нефти составляет «плюс» 170 °С.

Выход светлых фракций при 300 °С составляет 25 % об. и потери – соответственно 75 % об. Выход бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, составляет всего 4,5 % об.

Все изученные пробы характеризуют свойства нефти в поверхностных условиях залежи в районе скважины Sho-P2, приуроченную к нижнепермским отложениям. Для характеристики нефти в поверхностных условиях остальных залежей, ввиду отсутствия их исследования, были использованы приведенные выше результаты исследований нефти из скважины Sho-P2. При дальнейших работах, безусловно, недропользователю

рекомендуется продолжить отбор и исследование проб нефти в поверхностных условиях по каждой установленной залежи.

В «Проекте разработки...» рассмотрено 3 варианта. Вариант 1 (рекомендуемый).

Рассмотрены три варианта дальнейшей разработки выделенных эксплуатационных объектов, которые отличаются между собой режимами эксплуатации залежей, количеством скважин для бурения и системами их размещения, проектным профилем скважин и т.д. Проведенная технико-экономическая оценка рассмотренных вариантов разработки позволила рекомендовать к реализации на месторождении вариант разработки 1, который характеризуется наиболее выгодными технико-экономическими показателями как для недропользователя, так и Государства.

#### **Описание технологической схемы системы сбора.**

Нефтегазовая смесь с устья скважин по выкидным линиям диаметром 80,0 мм с давлением 1,0-1,5 МПа направляется в манифольд автоматизированной групповой замерной установки «Спутник АМ 40-8-400» (АГЗУ), расположенной на пункте сбора нефти (ПСН). Во избежание застывания нефти в выкидных линиях (высокое содержание парафина в нефти и температура застывания нефти составляет «плюс» 10 °С), производится её нагрев до температуры 60-70 °С. Выкидные линии проложены в подземном исполнении на глубине одного метра.

На ПСН происходит сбор продукции скважин, разгазирование, получение и отправка подготовленной нефти потребителю нефтевозами.

Газ будет использоваться на собственные нужды, для потребления путевых подогревателей (типа ПП-0,63) и газопоршневых установок (ГПЭС-8300D/Y-1).

Подогретая на нефтегазовая эмульсия с температурой 40 °С от скважин по выкидным трубопроводам диаметром 80 мм подаётся на замерную установку «Спутник АМ 40-8-400» (АГЗУ), находящиеся в районе пункта сбора нефти (ПСН), где предусмотрен индивидуальный замер дебита скважин. Далее, продукция скважин через осевой коллектор диаметром Ø159 мм, транспортируется на пункт сбора нефти месторождения Шолькара. Для улучшения процесса сепарации и разрушения эмульсии, с применением деэмульгатора, предусмотрен Блок реагентов (БР-2,5). Пройдя через путевые подогреватели (ПП-0,63), температура продукции скважин подогревается до 60-75 °С. Далее подогретая продукция скважин направляется в трехфазный сепаратор (ТФС) объемом 16,0 м<sup>3</sup>, где идет разделение нефти, воды и газа.

Разделенный газ, через «регулятор газа», по газопроводу направляется к газовому сепаратору (ГС), объемом 1,6 м<sup>3</sup>, где идет очистка попутного газа от капельной жидкости. Часть газа, после газового сепаратора (ГС), используется на собственные нужды в качестве топлива в путевых подогревателях, остальной газ направляется на Газопоршневые установки (ГПЭС), для выработки электроэнергии и для нужд промысла.

Давление в сепараторах поддерживается с помощью регулятора давления.

Выделившийся нефть с ТФС направляется в (V-50 м<sup>3</sup>) отстойник и в резервуар товарной нефти. Для предотвращения застывания парафинов и поддержание температуры в заданных режимах в резервуарах проектом предусматривается подогрев нефти электрическим нагревателем (ТЭН).

Подготовленная нефть с резервуара с помощью насоса, через наливной гусак нефти, загружается в нефтевозы и вывозятся для сдачи её потребителю.

Отсепарированная пластовая вода с ТФС и отстоявшаяся в отстойнике и резервуаре пластовая вода сливается в дренажную емкость V-40 м<sup>3</sup>. Пластовая вода с дренажной емкости откачивается с помощью насоса, и через наливной гусак воды, загружается в автоцистерны, для дальнейшей отправки на пункт утилизации пластовой воды.

Кроме того, на случай аварийного сброса газа предусмотрен факельная установка.

Для опорожнения оборудования ПСН предусмотрена дренажная система с дренажной емкостью V-8 м<sup>3</sup>, с откачкой вакуумными агрегатами по мере заполнения.

Дополнительно предусмотрен трубопровод позволяющий, в случае надобности, откачать жидкость в начало процесса.

#### **Общие сведения об объекте**

В административном отношении месторождение относится к Жылыойскому району Атырауской области Республики Казахстан.

Крупный ближайший населённый пункт и железнодорожная станция - райцентр Кульсары, расположенный в 130 км к западу от площади работ, расстояние до с.Майкомген 55-60 км. В орографическом отношении территория представляет собой полупустынную местность вдоль левого берега реки Эмбы. Ближайшие расстояние от строительства скважин до реки Эмбы составляет 35 км.

Расстояние до Каспийского моря – 156,0 км.

Поднятие Шолькара, согласно нефтегазогеологическому районированию юго-восточной части Прикаспийской впадины, приурочена к Южно-Эмбинскому нефтегазоносному району, который делится на четыре зоны нефтегазонакопления: Тортайскую, Елемесскую, Сазтобинскую и Маткен-Ушмолинскую. В пределах Контрактной территории выделяются Тортайская и Сазтобинская (частично) зоны нефтегазонакопления.

Шолькара расположена в пределах Тортайской зоны нефтегазонакопления и занимает северо-западный склон Южно-Эмбинского палеозойского поднятия.

Местность относится к глинисто - солончаковому пустынному району Прикаспийской низменности и представляет собой ровную степь, лежащую на 22-25 м ниже уровня моря. Почва - супесчаная, солончаковая, покрытая нарушенным растительным покровом.

Лесов и болот вблизи площадки нет.

Растительность редкая травянистая, незначительной высоты.

Уровень грунтовых вод колеблется от 2,0 до 4,5 м.

Добыча углеводородного сырья на участке недр (горный отвод) будет проводиться в пределах блока XXVII-18-D (частично), E (частично).

В геоморфологическом отношении территория представляет собой слабо всхолмлённую равнину. В районе площади Шолькара поверхность покрыта бугристо-ячеистыми песками. Толщина песков колеблется от 8 м до 20 м. На пониженных участках на площади и в прилегающих районах образованы соры, непроходимые для колесной техники.

Гидросеть на площади отсутствует. Источников пресной воды нет. Снабжение водой для бытовых нужд осуществляется автоцистернами из поселков Боранкол и Опорный. Для технических целей используются подземные воды.

Населенные пункты связаны между собой грунтовыми дорогами и частично дорогами с асфальтовым и гравийно-щебеночным покрытием.

Месторождение находится вне пределов природоохранной зоны.

Проектируемая деятельность будет осуществляться вне территории водных объектов и их водоохраных зон и полос, а именно на территории объекта проектирования отсутствуют поверхностные водные объекты.

#### **Ожидаемые виды, характеристики и количество эмиссий в окружающую среду**

За проектируемый период предлагается **зарезка бокового наклонно-направленного ствола** к двум скважинам в 2024 – 2025 гг. (скв. Sho-P1) и в 2025 г. (скв. Sho-P2).

При количественном анализе выявлено, что общий выброс загрязняющих веществ в атмосферу при зарезки бокового наклонно-направленного ствола составит: **19,600993 г/с** или **35,790272 т/год**, от 2-х – **39,201985 г/с** или **71,580545 т/год**.

Источниками загрязнения атмосферного воздуха при монтаже буровой установки, подготовительных работах к бурению, бурении и креплении на буровой площадке освоению и испытанию скважин являются 48 источника загрязнения, в том числе:

- *организованные – 9 единицы;*
- *неорганизованные – 35 единиц.*

За проектируемый период предлагается ввод в эксплуатацию из консервации 2 скважин Sho-P1 и Sho-P2 в 2025 г.

- при расконсервации 1 скважины в 2025 г. составят от 1 скв. **6,0818491 г/с или 3,758709 т/год, от 2-х скв. – 12,1637 г/с или 7,5174184 т/год.**

При подробном рассмотрении технологии **расконсервации скважины** и анализе оценки воздействия на атмосферный воздух на каждой стадии рабочего процесса были определены **в 22 источник загрязнения атмосферного воздуха**, в том числе:

- организованных – 5 единиц;
- неорганизованных – 17 единиц.

Проектом предусматривается **строительство 2-х скважин** (рекомендованный Вариант № 1) на месторождении Sho-P3 (2025 г.) и Sho-P4 (2026г.).

При количественном анализе выявлено, что общий выброс загрязняющих веществ в атмосферу при **строительстве скважин** в 2025-2026 гг. составит:

**1 скв. - 19,026333 г/с или 72,678828 т/год, 2-х - 38,052665 г/с или 145,357656 т/год.**

Источниками загрязнения атмосферного воздуха при монтаже буровой установкой, подготовительных работах к бурению, бурении и креплении на буровой площадке освоению и испытанию скважин являются 48 источника загрязнения, в том числе:

- *организованные – 9 единицы;*
- *неорганизованные – 35 единиц.*

#### **При разработке месторождения.**

Разработка месторождения рекомендуется по выбранному варианту 1, согласно проведенной технико-экономической оценки показателей разработки всех вариантов.

При разработки месторождения источниками воздействия на атмосферный воздух будет технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основного и вспомогательного производства, необходимые для добычи, сбора и транспорта продукции.

По рекомендуемому Варианту 1 разработки месторождения.

Производительность объекта согласно технологическим показателям по добыче нефти и газа составит:

- в 2024 г.: добыча нефти – 0,587 тыс.т/год, добыча сырого газа - 110400 м3/год;
- в 2025 г.: добыча нефти – 11,76 тыс.т/год, добыча сырого газа - 2212080 м3/год;
- в 2026 г.: добыча нефти – 39,648 тыс.т/год, добыча сырого газа - 7457880 м3/год.

Утилизация сырого газа, составляет в 2024 году 96%, в 2025 году 98%, в 2026 году 99%.

Сырой газ месторождения Шолькара в соответствии с действующим законодательством перерабатывается и утилизируется, путем использования на собственные технологические нужды.

37 источника выбросов, в том числе:

- организованных источников – 17 единиц;
- неорганизованных источников – 20 единиц.

Выбросы загрязняющих веществ в период разработки месторождения составят:

- **2024 г - 3,66274 г/с или 5,8840 т/год.**
- **2024 г - 11,24164 г/с или 51,37156 т/год.**
- **2026 г - 12,64112 г/с или 149,84428 т/год.**

В атмосферу будут выделяться загрязняющие вещества 14 наименований.

**Таблица 1 - Общие результаты расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу по каждому варианту в год максимальной добычи нефти и газа**

Наименование тех. процесса	1 Вариант	2 Вариант	3 Вариант
Выбросы ВХВ, т/год			

Зарезка бокового наклонно-направленного ствола, 2 ствола	35,790272*2= 71580644	35,790272*2= 71580644	35,790272*2= 71580644
Расконсервация скважин, 2 скв.	6,226126*2= 12,452252	6,226126*2= 12,452252	6,226126*2= 12,452252
Бурение скважин	72,678828 * 2скв. = 145,357656	72,678828 * 4 скв. = 290,715312	72,678828 * 5скв.= 363,39414
Разработка м/р (2023-2025гг.)	149,84428	149,84428	149,84428
<b>ИТОГО</b>	<b>302,7193544</b>	<b>448,0770104</b>	<b>520,7558384</b>

Как видно из таблицы, ориентировочные минимальные выбросы ВХВ в атмосферу планируются по варианту 1, максимальные – по варианту 3. По технико-экономической оценки рассмотренных вариантов разработки также рекомендуется к реализации вариант 1.

Выбросы относятся к локальным, характеризующиеся повышенным содержанием загрязняющих веществ лишь в производственной зоне проводимых работ.

Интенсивность воздействия слабая, так как изменения природной среды не выходят за существующие пределы естественной природной изменчивости, следовательно, объект окажет допустимое влияние на качество атмосферного воздуха.

Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается.

Использование природных ресурсов, обусловленных их дефицитностью, уникальностью и (или) невозобновляемостью исключается. Риски отсутствуют.

Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденными Приказом министра здравоохранения РК от 11 января 2022 г. № КР ДСМ-2. и уточняется по расчету рассеивания. Для предприятий по добыче углеводородного сырья размер СЗЗ предусмотреть не менее 1000 м.

#### Водопотребление и водоотведение

ТОО пользуется услугами субъекта, который занимается строительством скважин на месторождении, а также выполняет операции по водоснабжению и водоотведению при бурении новых скважин. Водоснабжение при строительстве скважин и эксплуатации для хозяйственно-питьевых нужд осуществляется согласно договору с специализированной организации. (Договор со специализированными организациями определяется путем проведения открытого тендера).

На месторождении для питьевых нужд будет использоваться бутилированная вода (подрядчик будет определен по результатам тендера).

Водопотребление для бытовых нужд планируется автоцистернами из близлежащего источника.

Хоз-бытовые накопленные стоки отводится в емкости, по мере накопления откачиваются и вывозятся согласно договору с подрядчиком, который будет проводить работы по строительству скважин.

В результате хозяйственной деятельности рабочего персонала, формируются хозяйственно-бытовые стоки. Накопленные хозяйственно-бытовые сточные воды будут осуществляться в местных локальных септиках с последующим вывозом их на очистку и утилизацию в специализированные организации на договорной основе. Местные локальные септики представляет собой герметичные емкости. Материал септиков – железобетон.

В таблице ниже представлены количество водных ресурсов, рассчитанное по каждому варианту разработки.

**Таблица 2 - Количество водных ресурсов, рассчитанное по каждому варианту разработки.**

Наименование тех. процесса	1 Вариант	2 Вариант	3 Вариант
Водопотребление, м3/год			
Зарезка бокового наклонно-	953,4	953,4	953,4

направленного ствола, 2 ед.			
Расконсервация скважины, 2 ед.	457,6 * 2 = 915,2	457,6 * 2 = 915,2	457,6 * 2 = 915,2
Строительство скважины	1229,3*2 скв.= 2458,6	1229,3*4 скв.= 4917,2	1229,3*5 скв.= 6146,5
Разработка м/р	273,75	273,75	273,75
<b>ИТОГО:</b>	<b>4600,95</b>	<b>7059,55</b>	<b>8288,85</b>
<b>Водоотведение, м3/год</b>			
Зарезка бокового наклонно-направленного ствола, 2 ств.	466,6	466,6	466,6
Расконсервация скважин, 2 скв	7,2	7,2	7,2
Строительство скважины	752,0	1504,0	1880,0
Разработка месторождения	273,75	273,75	273,75
<b>ИТОГО:</b>	<b>1499,55</b>	<b>2251,55</b>	<b>2627,55</b>

Как видно из таблицы, минимальное количество расходов водных ресурсов планируется по варианту 1, максимальное – по варианту 3. По *технико-экономической оценки рассмотренных вариантов разработки рекомендуется к реализации вариант 1.*

**Количество отходов, которые будут образованы в период строительства и эксплуатации.**

На площадке строительства и эксплуатации организованы места временного хранения (накопления) отходов (временного складирования образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи отходов на месте специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению), откуда они по мере накопления вывозятся по договору на предприятия которые имеют лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации (или) уничтожению опасных отходов. При организации мест временного хранения (накопления) отходов приняты меры по обеспечению экологической безопасности. Обеспечение мест временного хранения (накопления) проведено с учетом класса опасности (маркировано по типу отхода), физико-химических свойств, реакционной способности образующихся отходов, а также с учетом требований соответствующих требований.

**Таблица 3 - Количество отходов производства и потребления по вариантам разработки.**

Наименование тех. процесса	1 Вариант	2 Вариант	3 Вариант
<b>Отходы производства и потребления, т/год</b>			
Зарезка бокового наклонно-направленного ствола, 2 ед.	2 ств.*126,7278 т= 252,556	2 ств.*126,7278 т= 252,556	2 ств.*126,7278 т= 252,556
Расконсервация скважин, 2 ед.	2 скв.*6,91025 т= 13,8205	2 скв.*6,91025 т= 13,8205	2 скв.*6,91025 т= 13,8205
Строительство скважины	731,5803 т* 2 скв = 1463,1606	731,5803 т* 4 скв = 2926,3212	731,5803 т* 5 скв = 3657,9015
Разработка м/р	8,8581 т/год	8,8581 т/год	8,8581 т/год
<b>ИТОГО</b>	<b>1738,395</b>	<b>3201,5558</b>	<b>3933,1361</b>

Как видно из таблицы, минимальное количество расхода водных ресурсов планируется по варианту 1, максимальное – по варианту 2. По *технико-экономической оценки рассмотренных вариантов разработки рекомендуется к реализации вариант 1.*

**Заключение.**

В настоящем проекте рассмотрены и дана оценка воздействия технологических процессов на компоненты окружающей среды.

В результате проведения работ, источниками воздействия на атмосферный воздух является технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основного и вспомогательного производства, необходимые для строительства и разработки месторождения.

Предложенная система производственного мониторинга за состоянием окружающей среды позволит выявить любые экосистемные изменения, вызванные нестандартной ситуацией и аварийными выбросами.

Таким образом, исходя из экономического анализа, наиболее эффективным вариантом разработки месторождения с экономической точки зрения является второй вариант разработки, как наиболее выгодный для недропользователя, так и Государства, по которому достигается максимальная нефтеотдача пластов и дисконтированные накопленные потоки денежной наличности.