Документ предоставлен [КонсультантПлюс](http://www.consultant.ru)

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРИКАЗ

от 21 марта 2007 г. N 61

ОБ УТВЕРЖДЕНИИ МЕТОДИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ

ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ

И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В соответствии со [статьями 7](consultantplus://offline/ref=A87A599546F840AB9D396E50860C932C2188460B577DD96C47191DED8DFD0DB6E6B622F38B152871x1n7D) и [23.2](consultantplus://offline/ref=A87A599546F840AB9D396E50860C932C2188460B577DD96C47191DED8DFD0DB6E6B622F38B152A71x1n3D) Закона Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. N 2395-1 "О недрах" (Ведомости Съезда народных депутатов Российской Федерации и Верховного Совета Российской Федерации, 1992, N 16, ст. 834; Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, N 10, ст. 823; 1999, N 7, ст. 879; 2000, N 2, ст. 141; 2001, N 21, ст. 2061; 2001, N 33, ст. 3429; 2002, N 22, ст. 2026; 2003, N 23, ст. 2174; 2004, N 27, ст. 2711; 2004, N 35, ст. 3607; 2006, N 17 (I ч.), ст. 1778; 2006, N 44, ст. 4538), [Положением](consultantplus://offline/ref=A87A599546F840AB9D396E50860C932C2688410A5C7E84664F4011EF8AF252A1E1FF2EF28B1428x7nFD) о Министерстве природных ресурсов Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 22 июля 2004 г. N 370 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 31, ст. 3260; 2004, N 32, ст. 3347; 2005, N 52 (III ч.), ст. 5759), [Положением](consultantplus://offline/ref=A87A599546F840AB9D396E50860C932C2187470A5670D96C47191DED8DFD0DB6E6B622F38B152879x1nCD) о Федеральном агентстве по недропользованию, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 17 июня 2004 г. N 293 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 26, ст. 2669), приказываю:

Утвердить прилагаемые Методические [рекомендации](#P24) по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.

Министр

Ю.П.ТРУТНЕВ

Утверждены

Приказом МПР России

от 21.03.2007 N 61

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ

И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1. Общие положения

1. Настоящие Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений (далее - Рекомендации) разработаны в соответствии с [Законом](consultantplus://offline/ref=A87A599546F840AB9D396E50860C932C2188460B577DD96C47191DED8DxFnDD) Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. N 2395-1 "О недрах" (Ведомости Съезда народных депутатов Российской Федерации и Верховного Совета Российской Федерации, 1992, N 16, ст. 834; Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, N 10, ст. 823; 1999, N 7, ст. 879; 2000, N 2, ст. 141; 2001, N 21, ст. 2061; 2001, N 33, ст. 3429; 2002, N 22, ст. 2026; 2003, N 23, ст. 2174; 2004, N 27, ст. 2711; 2004, N 35, ст. 3607; 2006, N 17 (I ч.), ст. 1778; 2006, N 44, ст. 4538), [Положением](consultantplus://offline/ref=A87A599546F840AB9D396E50860C932C2688410A5C7E84664F4011EF8AF252A1E1FF2EF28B1428x7nFD) о Министерстве природных ресурсов Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 22 июля 2004 г. N 370 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 31, ст. 3260; 2004, N 32, ст. 3347; 2005, N 52 (III ч.), ст. 5759; Российская газета, 2006, N 291), [Положением](consultantplus://offline/ref=A87A599546F840AB9D396E50860C932C2187470A5670D96C47191DED8DFD0DB6E6B622F38B152879x1nCD) о Федеральном агентстве по недропользованию, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 17 июня 2004 г. N 293 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 26, ст. 2669; 2006, N 25, ст. 2723).

2. Рекомендации определяют процедуру рассмотрения и согласования проектной и технологической документации на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений (далее - проектные технологические документы на разработку месторождений) и направлены на оказание практической помощи Федеральному агентству по недропользованию, его территориальным органам и организациям, находящимся в ведении Федерального агентства по недропользованию.

3. Проектные технологические документы на разработку месторождений составляются на основании лицензий на пользование недрами, выданных в установленном законодательством Российской Федерации о недрах порядке и, как правило, на основе данных запасов полезных ископаемых, прошедших государственную экспертизу и/или находящихся на государственном балансе на дату составления проектного документа.

4. В соответствии со [статьей 23.2](consultantplus://offline/ref=A87A599546F840AB9D396E50860C932C2188460B577DD96C47191DED8DFD0DB6E6B622F08Bx1n3D) Закона Российской Федерации "О недрах" разработка месторождений полезных ископаемых осуществляется в соответствии с техническими проектами.

5. При рассмотрении технологических документов на разработку месторождений рекомендуется учитывать, что они должны:

- обеспечить добычу находящихся на государственном балансе извлекаемых запасов нефти, газа, конденсата, содержащихся в них сопутствующих компонентов;

- иметь целью достижение максимально возможного дополнительного извлечения сырьевых ресурсов;

- предусматривать выполнение обязательств пользователя недр в соответствии с условиями лицензии на пользование недрами и требований законодательства Российской Федерации о недрах.

2. Виды рассматриваемых проектных технологических

документов на разработку месторождений

6. В качестве проектных технологических документов могут рассматриваться:

- проекты пробной эксплуатации,

- технологические схемы разработки и дополнения к ним,

- проекты разработки и дополнения к ним,

- технологические схемы опытно-промышленных работ на отдельных участках и залежах,

- авторские надзоры за реализацией проектных технологических документов (далее - авторский надзор).

7. Проект пробной эксплуатации составляется для месторождений при недостаточности объема исходных данных для составления технологической схемы разработки, как правило, сроком до трех лет.

8. Задачей пробной эксплуатации является уточнение запасов углеводородного сырья (УВС), геологической модели месторождения, обоснование режима работы залежей, выделения эксплуатационных объектов и оценка перспектив развития добычи.

9. При наличии информации о геологическом строении залежей нефти и коллекторских свойствах пластов, достаточной для составления технологической схемы или проекта разработки в качестве первого проектного документа, проект пробной эксплуатации не составляется.

10. Проекты пробной эксплуатации и технологические схемы рекомендуется составлять для вводимых в разработку месторождений и для своевременного оформления разрешительных документов на право ведения разработки на участке недр, проектирования и строительства объектов обустройства.

11. Технологическая схема разработки является основным проектным технологическим документом, определяющим систему промышленной разработки месторождения на период его разбуривания основным эксплуатационным фондом скважин.

12. В технологических схемах рекомендуется рассматривать мероприятия по повышению коэффициента извлечения УВС гидродинамическими, физико-химическими, тепловыми и другими методами, мероприятия по использованию попутного нефтяного газа.

13. Коэффициенты извлечения УВС, обоснованные при государственной экспертизе и постановке извлекаемых запасов на баланс, подлежат дальнейшему уточнению в технологических схемах, проектах и дополнениях к ним.

14. Проект разработки является основным документом, по которому осуществляется комплекс технологических и технических мероприятий по извлечению нефти и газа из недр, контролю процесса разработки.

В проектах разработки рекомендуется предусматривать комплекс мероприятий, направленных на достижение максимально возможного коэффициента извлечения УВС, по обеспечению полного использования попутного нефтяного газа.

15. Технологические схемы опытно-промышленных работ рекомендуется составлять для залежей или участков месторождений, находящихся в любом периоде их разработки, с целью проведения промышленных испытаний новой для данных геолого-физических условий системы или технологии разработки. Срок действия технологических схем опытно-промышленных работ - до 7 лет.

16. Авторский надзор является инструментом контроля реализации проектных технологических документов и рационального использования запасов УВС. В авторском надзоре основные положения действующего проектного документа не изменяются. Авторский надзор выполняется организацией, подготовившей действующий проектный технологический документ.

17. При авторском надзоре осуществляется контроль реализации проектных технологических документов, сопоставляются фактические технико-экономические показатели с принятыми в проектных технологических документах, вскрываются причины, обусловившие расхождение. Намечаются мероприятия, направленные на устранения причин расхождения, корректируются технологические показатели разработки.

Авторские надзоры также могут составляться по требованиям уполномоченных государственных органов в случаях выявленных значительных отклонений от основных проектных показателей разработки.

Авторские надзоры составляются по мере необходимости, но не реже одного раза в 3 года.

18. Проектные технологические документы по вводимым в разработку месторождениям проходят согласование до их ввода в разработку.

19. Проекты разработки по разрабатываемым (действующим) месторождениям могут составляться в любом периоде их разработки. Сроки действия проектов разработки определяются при рассмотрении и согласовании.

20. Новые проектные технологические документы, дополнения к технологическим схемам и проектам разработки рекомендуется составлять в следующих случаях:

- истечение срока действия предыдущего проектного технологического документа;

- существенное изменение представлений о геологическом строении эксплуатационных объектов после их разбуривания и ввода в разработку;

- необходимость изменения эксплуатационных объектов;

- необходимость совершенствования запроектированной системы размещения и плотности сетки скважин;

- необходимость совершенствования реализуемой технологии воздействия на продуктивные пласты;

- завершение выработки запасов по проектной технологии и необходимость применения на месторождении новых методов доизвлечения запасов УВС;

- отклонение фактического отбора УВС от проектного уровня более допустимого в соответствии с настоящими Рекомендациями;

- решения и рекомендации Роснедра, его территориальных органов, подведомственных организаций, а также совещательных органов (комиссий).

21. Для всех видов технологических документов технологические показатели рекомендуется рассчитывать на проектный период, численно равный периоду разбуривания месторождения (из действующего или составляемого проектного документа) плюс 30 лет (среднестатистический срок службы скважин).

22. В рекомендуемом расчетном варианте разработки месторождения за проектный период должна достигаться добыча извлекаемых запасов, состоящих на государственном балансе. В процессе доразведки и изучения месторождения разведочным и эксплуатационным фондом скважин пользователь недр вправе вводить в разработку запасы категории C2 с обоснованием их перевода в категорию C1 и постановкой на государственный баланс в установленном порядке.

23. С даты утверждения нового согласованного проектного технологического документа не применяются показатели разработки из ранее выполненных документов.

3. Общее содержание проектных технологических документов

24. Проектные технологические документы являются результатом комплексной научно-исследовательской работы. При их составлении рекомендуется учитывать:

- передовой отечественный и зарубежный опыт;

- современные достижения науки и техники;

- практику разработки месторождений;

- современные технологии воздействия на пласты, исследований и эксплуатации скважин.

25. В проектный технологический документ рекомендуется включать несколько расчетных вариантов разработки месторождения.

26. Расчетные варианты различаются выбором эксплуатационных объектов, системами размещения и плотностями сеток скважин, способами и агентами воздействия на пласт, режимами и способами их эксплуатации, набором и объемами методов повышения отдачи пластов и интенсификации дебитов скважин.

27. Технологические показатели расчетных вариантов прогнозируются в проектах с использованием современных математических моделей пластов.

28. В проектных технологических документах один вариант рассматривается в качестве базового. Им в большинстве случаев рекомендуется признавать вариант по последнему проектному документу с учетом изменения величины запасов углеводородов.

29. Прогнозными показателями расчетного варианта считаются технологические показатели разработки зон с запасами категорий A, B, C1. Технологические показатели зон с запасами категории C2 определяются для проектирования обустройства месторождения, развития инфраструктуры, перспективного планирования добычи нефти и газа, объемов буровых и строительных работ.

На недостаточно изученных участках месторождений размещаемые проектные скважины могут быть отнесены к зависимым. Количество и местоположение зависимых скважин определяются в проектном документе. Фонд этих скважин разбуривается после получения дополнительной информации о строении продуктивных отложений.

30. Экономические показатели вариантов разработки месторождения рекомендуется определять на основе рассчитанных технологических показателей.

Расчеты экономических показателей разработки рекомендуется проводить с использованием среднеотраслевых показателей: долей нефти, поступающих на внешний и внутренний рынки, цены нефти на внешнем и внутреннем рынках, среднерегиональных показателей капитальных, эксплуатационных и ликвидационных затрат.

Среднеотраслевую цену нефти на внешнем и внутреннем рынках рекомендуется определять на основе прогнозов, тарифов и цен, представляемых Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации в "Основных параметрах прогноза социально-экономического развития Российской Федерации" на соответствующий период.

Доли нефти, поступающие на внешний и внутренний рынки, рекомендуется определять по данным экспорта нефти за истекший год, кроме месторождений континентального шельфа Российской Федерации, где доля экспортируемой нефти принимается в соответствии с проектными решениями.

Среднерегиональные показатели капитальных, эксплуатационных и ликвидационных затрат рекомендуется определять при проектировании на основе публикуемых цен и условий конкурсов и аукционов в данных регионах.

31. Обоснование экономических показателей систем разработки месторождений континентального шельфа Российской Федерации рекомендуется проводить с учетом специфики этих работ и анализом возможностей использования оборотного капитала.

32. Экономическую оценку вариантов разработки месторождения рекомендуется давать с учетом прогнозируемых Министерством экономического развития и торговли Российской Федерации цен на нефть, газ, газовый конденсат.

В качестве экономических критериев оценки рекомендуется использовать:

- дисконтированный поток денежной наличности,

- индекс доходности,

- внутреннюю норму возврата капитальных вложений,

- период окупаемости капитальных вложений,

- капитальные вложения на освоение месторождения,

- эксплуатационные затраты на добычу нефти,

- доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды).

Расчеты налогов и платежей осуществляются в соответствии с законодательством Российской Федерации.

33. Прогнозирование и сопоставление технико-экономических показателей в расчетных вариантах рекомендуется проводить за весь проектный срок разработки.

34. Рекомендуемый вариант разработки месторождения рекомендуется находить суммированием рекомендуемых вариантов разработки его эксплуатационных объектов. Эти варианты определяются на основе технико-экономических показателей разработки зон эксплуатационного объекта с запасами категорий A, B, C1.

В авторском надзоре при увеличении запасов категории C1, полученном при разбуривании проектного фонда скважин, на участки расширения запасов категории C1, оцениваемых в установленном порядке, могут быть распространены системы разработки, обоснованные ранее для зон с запасами категорий A, B, C1.

Общие затраты на обустройство месторождения рекомендуется определять согласно максимальным проектным уровням добычи нефти и жидкости по месторождению.

35. Выбор рекомендуемого варианта разработки проводится путем сопоставления технико-экономических показателей вариантов разработки.

В рекомендованном варианте разработки на месторождении могут быть выделены участки для проведения работ по испытанию новых технических средств и технологий нефтеизвлечения. Технико-экономические показатели разработки таких участков рассчитываются на весь проектный период, представляются в проектном документе как отдельно, так и в составе показателей разработки эксплуатационного объекта и месторождения в целом.

36. Повышение точности прогноза технологических показателей разработки достигается, как правило, их корректировкой в авторских надзорах.

Фактические годовые уровни отбора нефти в реализуемом варианте разработки месторождения могут отличаться от проектных величин по следующим причинам:

- неточность подсчета запасов нефти в недрах и определения геолого-физических параметров пластов;

- погрешности геологического и гидродинамического моделирования;

- невозможность точной оценки эффективности применяемых методов воздействия на пласты;

- отличия от запланированных проектом темпов разбуривания месторождения эксплуатационными скважинами.

Возможные отклонения фактической годовой добычи нефти от проектной по месторождениям Российской Федерации, которые могут быть предусмотрены в проектных технологических документах, даны в приводимой ниже таблице.

┌────────────────────────────────┬───────────────────────────────┐

│Проектная годовая добыча нефти, │ Допустимое отклонение │

│ млн. т │ фактической годовой добычи │

│ │ нефти от проектной, % │

├────────────────────────────────┼───────────────────────────────┤

│ до 0,025 │ 50,0 │

│ от 0,025 до 0,05 │ 40,0 │

│ от 0,05 до 0,10 │ 30,0 │

│ от 0,1 до 1,0 │ 27,0 │

│ от 1,0 до 5,0 │ 20,0 │

│ от 5,0 до 10,0 │ 15,0 │

│ от 10,0 до 15,0 │ 12,0 │

│ от 15,0 до 20,0 │ 10,0 │

│ от 20,0 до 25,0 │ 8,5 │

│ от 25,0 до 30,0 │ 7,5 │

└────────────────────────────────┴───────────────────────────────┘

Уровни добычи для проектов пробной эксплуатации устанавливаются в соответствии с фактически достигаемыми.

37. В проектных технологических документах рекомендуется обосновывать динамику ликвидации скважин и затраты на ликвидацию (кроме скважин, ликвидированных по техническим причинам).

38. При разработке месторождения несколькими недропользователями, как правило, подготавливается единый технологический документ для месторождения в целом.

4. Техническое задание

39. Для составления проектных технологических документов на разработку месторождений пользователь недр выдает исполнителю работы техническое задание.

40. В технических заданиях рекомендуется указывать:

- цель составления проектного технологического документа;

- запасы УВС, числящиеся на государственном балансе на 1 января года составления документа;

- сведения о ранее выполненных подсчетах запасов и проектных технологических документах, их исполнителях, протоколах согласования и утверждения;

- год ввода в разработку (для нового месторождения), а если он не определен, то технико-экономические показатели разработки выдаются по порядковым номерам годов эксплуатации;

- обязательное применение геолого-фильтрационной модели и постоянное ее уточнение в процессе работ;

- намечаемые объемы эксплуатационного и разведочного бурения по годам;

- порядок освоения месторождения, исключающий выборочную отработку лучших запасов;

- инфраструктура в районе работ;

- источники рабочих агентов, мощности водо-, газо- и электроснабжения;

- дополнительные сведения, влияющие на проектирование разработки и организацию технологии добычи по месторождениям с особыми природно-климатическими условиями (наличие водоохранных зон, заповедников и заказников, зон приоритетного природопользования, населенных пунктов, участков ценных лесов, пахотных земель и т.д.);

- факторы, влияющие на обоснование способов эксплуатации скважин;

- коэффициенты использования и эксплуатации скважин (по способам);

- рекомендации по использованию попутно добываемого нефтяного газа;

- требования к периодичности и точности замеров добываемых флюидов на всех этапах добычи, сбора и подготовки;

- сроки составления проектного документа.

Для месторождений, расположенных на континентальном шельфе Российской Федерации, рекомендуется указывать:

- глубины моря, расстояния до берега, ледовая обстановка;

- возможное количество платформ, их тип, емкость резервуаров (танков) на платформе, количество буровых станков на них, срок службы платформы;

- вид транспорта продукции - танкеры, трубопровод на берег;

- другие ограничения, влияющие на уровень добычи нефти, газа, жидкости, объемы закачки агентов в пласт и ввод месторождения в разработку.

При необходимости в техническом задании могут дополнительно указываться проведение дополнительных расчетов технологических показателей разработки и максимальных уровней добычи жидкости по площадкам промыслового обустройства по принятому варианту, по месторождению в целом и отдельно по участкам каждого пользователя недр.

Все исходные данные для проектирования должны соответствовать условиям пользования недрами, установленным в лицензии на пользование недрами.

41. В техническом задании на составление авторского надзора рекомендуется указывать:

- цель составления документа;

- сведения о ранее выполненных проектных технологических документах, протоколах их согласования;

- информация о реализации проектных решений;

- перечень выполненных гидродинамических и геофизических исследований по контролю разработки месторождения;

- перечень и полнота выполнения разделов;

- используемая геолого-фильтрационная модель (ГФМ), необходимость ее уточнения по данным пробуренных скважин эксплуатационного фонда; при наличии постоянно действующей геолого-технологической модели (ПДГТМ) ее использование обязательно.

42. Техническое задание составляется и подписывается главным инженером и главным геологом заказчика, утверждается руководителем предприятия - пользователя недр.

Вместе с техническим заданием на составление проектного технологического документа заказчик представляет проектирующей организации отчет (отчеты) по подсчету запасов нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов, протокол (протоколы) его (их) рассмотрения при государственной экспертизе, имеющиеся предыдущие проектные технологические документы и протоколы их рассмотрения.

5. Исходная информация и состав работ в проектных

технологических документах

43. К исходной информации при рассмотрении проектного технологического документа рекомендуется относить:

- лицензию на пользование недрами;

- техническое задание на проектирование;

- составленные ранее проектные технологические документы, материалы их экспертизы;

- сейсмические, геофизические и промысловые исследования площадей, скважин и пластов;

- результаты бурения разведочных и эксплуатационных скважин;

- подсчеты запасов УВС и ТЭО КИН;

- результаты лабораторных исследований керна и пластовых флюидов;

- результаты лабораторных и промысловых исследований различных технологий воздействия на пласты;

- среднерегиональные размеры затрат (капитальных, эксплуатационных и ликвидационных);

- прогнозные цены реализации нефти и газа, предложенные МЭРТ России в "Основных параметрах прогноза социального развития Российской Федерации..." на соответствующий период;

- величины и условия налогов и платежей в соответствии с законодательством Российской Федерации.

44. В проектных технологических документах рассматриваются обоснования:

- выделения эксплуатационных объектов;

- порядка освоения месторождения, исключающего выборочную отработку лучших запасов;

- выбора способов и агентов воздействия на пласты на основе анализа коэффициентов вытеснения при воздействии на породы газом, паром, водой, водой с добавками загустителей, поверхностно-активных веществ (ПАВ);

- системы размещения и плотности сеток скважин;

- уровней, темпов и динамики добычи нефти, газа, жидкости из пластов по годам, закачки в них вытесняющих агентов, обеспечивающие наиболее полную выработку запасов УВС;

- мероприятий по повышению эффективности реализуемых систем разработки, применению физико-химических, тепловых и других методов повышения степени извлечения и интенсификации добычи нефти и газа, предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин;

- мероприятий по использованию нефтяного газа;

- рекомендуемых конструкций и технологий заканчивания скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования;

- объемов и видов работ по доразведке и изучению месторождения;

- мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки;

- комплексов, объемов, периодичности геофизических и гидродинамических исследований;

- опытно-промышленных работ по испытаниям и отработке новых технологий и технических решений;

- рекомендаций по охране недр при бурении и эксплуатации скважин.

45. К исходной информации для составления авторского надзора за реализацией проектных технологических документов рекомендуется относить:

- лицензию на пользование недрами;

- техническое задание;

- материалы последнего подсчета запасов УВС и ТЭО КИН;

- последний проектный технологический документ на разработку месторождения;

- фактические показатели разработки месторождения за период реализации последнего проектного технологического документа;

- материалы уточнения геологического строения, мониторинга разработки месторождения, реализации методов увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти за период реализации последнего проектного технологического документа.

46. В авторских надзорах анализируется состояние реализации проектных технологических документов за рассматриваемый период. При необходимости в них предлагаются мероприятия по изменениям условий разработки продуктивных пластов в рамках принятых технологических решений, в том числе:

- распространение ранее утвержденной проектной системы разработки и сетки скважин на участках расширения границ залежей (увеличение скважин основного фонда);

- отмена ранее утвержденной проектной системы разработки и сетки скважин на участках сокращения границ залежей (сокращение скважин основного фонда);

- применение традиционных методов регулирования разработки месторождения:

а) изменение режимов работы добывающих и нагнетательных скважин,

б) увеличение гидродинамического совершенства скважин,

в) изоляция или ограничение притока попутной воды и прорвавшегося газа в скважинах,

г) выравнивание профиля притока жидкости или расхода воды,

д) перенос интервала перфорации,

е) разукрупнение эксплуатационных объектов, перевод скважин с одного эксплуатационного объекта на другой,

ж) одновременно-раздельная эксплуатация скважин,

з) одновременно-раздельная закачка воды на многопластовых месторождениях и др.,

и) дополнительное бурение горизонтальных, многоствольно-разветвленных скважин и боковых стволов, проведение гидроразрывов пластов.

6. Рассмотрение проектного технологического документа

на разработку месторождений

47. Проектный технологический документ на разработку месторождений, представляемый на рассмотрение, как правило, содержит:

- титульный лист;

- список исполнителей;

- реферат;

- содержание;

- список основных таблиц; список основных рисунков;

- список табличных приложений;

- список графических приложений;

- введение;

- общие сведения о месторождении и участке недр, предоставленном в пользование;

- состояние геолого-физической изученности месторождения и участка недр, предоставленного в пользование;

- общие сведения о геологическом строении месторождения;

- состояние разработки месторождения;

- цифровая геологическая модель месторождения;

- цифровая фильтрационная модель месторождения;

- проектирование разработки месторождения;

- методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов;

- технико-экономический анализ проектных решений;

- требования к конструкциям скважин, производству буровых работ, геофизическим и геолого-технологическим исследованиям скважин, методам вскрытия пластов и освоения скважин;

- технология и техника добычи нефти и газа;

- использование нефтяного газа;

- контроль разработки месторождений;

- программа доразведки и исследовательских работ;

- охрана недр на месторождении;

- заключение;

- список использованных источников;

- текстовые приложения;

- графические приложения.

48. Элементы "Термины и определения", "Сокращения" приводят при необходимости.

49. В проектный технологический документ могут помещаться рисунки и графические приложения из ["Списка основных рисунков](#P945) и графических приложений" (Приложение А), таблицы из ["Списка основных таблиц"](#P972) (Приложение Б). В проектные технологические документы могут быть дополнительно введены другие структурные элементы, содержание которых устанавливается по согласованию между заказчиком и исполнителем работ.

50. В проектный документ помещаются, как правило, только результаты исследований. В отдельных случаях они дополняются необходимыми обоснованиями. Обоснования второстепенного порядка, прямо не влияющие на результаты технико-экономических расчетов, помещаются по усмотрению исполнителей работы в те или иные приложения.

51. Свойства и параметры пластовых флюидов, кернового материала, фазовые проницаемости для нефти, газа и воды, остаточная величина нефти, газа, воды, коэффициенты вытеснения и охвата, механические свойства пород, как правило, обосновываются и определяются с применением современного лабораторного оборудования при воспроизведении пластовых условий.

Определение параметров пластов по сейсмической, геофизической и промысловой информации, создание геологической и фильтрационной моделей, расчеты технико-экономических показателей разработки с использованием баз исходной информации, как правило, проводится с применением средств вычислительной техники и программного обеспечения.

52. Материалы проектных технологических документов на разработку месторождений на рассмотрение, как правило, представляются в бумажном и электронном формате (на компакт-дисках) и содержат данные, позволяющие производить экспертизу проектных решений без личного участия авторов.

53. Представляемые материалы включают реферат, основную часть, текстовые приложения (том I), табличные приложения (том II) и графические приложения.

54. В том I рекомендуется включать текстовую часть всех разделов, в которых раскрывается существо рассматриваемых вопросов и приводятся необходимые обоснования принимаемых решений.

55. Объемы и детальность проработки отдельных разделов определяются авторами проектных документов в зависимости от сложности строения залежей, количества эксплуатационных объектов и рассматриваемых вариантов их разработки, стадии проектирования и т.д. В конце каждого раздела рекомендуется дать выводы и рекомендации.

56. На титульном листе рекомендуется указывать: организацию, выполнившую работу; фамилии и инициалы авторов (ответственных исполнителей); полное название проектного технологического документа с указанием наименования месторождения, типа месторождения (нефтяное, газовое, газоконденсатное, газонефтяное, нефтегазоконденсатное и т.п.), района расположения месторождения; место и год составления документа. Титульные листы рекомендуется подписывать ответственными должностными лицами организации, представившей проектный технологический документ, а подписи их скреплять печатью.

57. После титульного листа тома I рекомендуется помещать: список исполнителей, информационную карту, оглавление всех томов и перечень всех приложений. После титульного листа каждого последующего тома рекомендуется помещать оглавление только этого тома.

58. Включаемый в том I табличный и графический материал должен содержать все данные о рекомендуемом варианте разработки, сопоставительные таблицы исходных данных и результатов расчетов технико-экономических показателей по всем сравниваемым вариантам разработки.

Для пояснения принципиальных положений приводятся дополнительные материалы (таблицы, схемы, графики).

59. В конце проектного технологического документа рекомендуется сделать заключение, в котором указываются общие выводы и рекомендации, отражающие основную цель работы. В выводах рекомендуется указывать степень изученности, количество и качество запасов нефти и газа, условия их залегания, принимаемый вариант разработки и достигаемый в результате его внедрения коэффициент использования нефти, рекомендации по наиболее рациональному способу разработки, оценка общих перспектив месторождения, проблемы и пути их решения, замечания по совершенствованию научно-исследовательских работ и т.д.

60. Представляется список использованных материалов. В перечне опубликованной литературы, фондовых и других материалов приводятся названия материалов, авторы, место и год издания (составления).

61. Текстовые приложения к тому I должны обычно включать техническое задание на проектирование, различные акты, заключения и протоколы рассмотрения материалов заинтересованными организациями, сведения об уровнях добычи нефти, принятых в лицензиях на право пользования недрами.

62. Табличные приложения, приводимые в томе II, обычно содержат исходные данные и результаты моделирования.

63. Графические приложения обычно отображают основные особенности геологического строения месторождения, текущее состояние разработки эксплуатационных объектов, содержать карты размещения скважин и т.д.

На каждом чертеже следует рекомендуется указать его название и номер; числовой и линейный масштабы; ориентировку по сторонам света; должности и фамилии авторов, составивших чертеж, и лиц, утвердивших его. Чертежи должны быть подписаны указанными лицами. Условные обозначения помещаются либо на каждом чертеже, либо на отдельном листе.

64. Текст и таблицы подписываются авторами, а материалы первичной документации - исполнителями работ.

65. Текстовую часть, текстовые и табличные приложения рекомендуется переплетать раздельно, при небольшом объеме материалов - одной книгой. Рекомендуется, чтобы объем каждого тома не превышал 250 страниц. Текстовая часть проектного технологического документа должна быть снабжена этикеткой, на которой указывается номер экземпляра, наименование организации, фамилия и инициалы руководителя работ, название документа, номер и название тома, год его составления.

66. Графические материалы рекомендуется помещать в папке, не сшивая их (каждый чертеж должен легко извлекаться для рассмотрения). Если чертеж выполнен на нескольких листах, их рекомендуется пронумеровать, а порядок их расположения показать на первом листе. К каждой папке с графическими приложениями дается внутренняя опись, содержащая наименование чертежей и их порядковые номера. В конце описи рекомендуется указывать общее количество листов.

67. Оформление проектного технологического документа рекомендуется проводить в соответствии с действующими национальными стандартами на оформление отчетов.

68. Все экземпляры проектного технологического документа должны быть идентичны по форме и содержанию.

7. Состав проектных технологических документов,

представляемых на рассмотрение

69. В реферат рекомендуется включать следующие сведения:

- объем проектного технологического документа, количество иллюстраций, таблиц, приложений, использованных источников;

- перечень из 10 - 15 ключевых слов или словосочетаний из текста проектного технологического документа, в наибольшей степени характеризующих его содержание.

В реферате дается краткое описание строения залежей, приводится геолого-физическая характеристика продуктивных пластов и насыщающих пласты флюидов, описание этапов проектирования, текущего состояния разработки объектов. Излагаются характеристики рассматриваемых вариантов разработки и рекомендуемых решений.

70. Во введении рекомендуется излагать:

- обоснование постановки работы, основные цели и задачи проектирования;

- наименование организации-недропользователя и оператора работ на месторождении;

- номер, дата выдачи и вид лицензии на право пользования недрами, срок действия лицензии;

- основные условия пользования недрами, установленные в лицензии;

- краткие сведения по истории проектирования месторождения (организации-проектировщики и руководители работ, номера протоколов и даты утверждения предыдущих проектных технологических документов);

- краткие сведения по истории разработки месторождения.

71. В разделе общие сведения о месторождении и лицензионном участке рекомендуется приводить следующие данные:

- географическое и административное положение месторождения, инфраструктура (ближайшие населенные пункты, железнодорожные станции, аэропорты, речные пристани, морские порты, разрабатываемые месторождения нефти и газа, магистральные нефте- и газопроводы, автомобильные дороги и расстояния до них);

- природно-климатические условия (гидрография, геоморфология, геокриологические условия, заболоченность, лесистость и др.);

- сведения по сейсмичности района, энергоснабжению и источникам питьевого и технического водоснабжения, обеспеченности района строительными материалами;

- обзорная схема расположения проектируемого и окружающих его месторождений, населенных пунктов, рек, озер, болот, охранных зон, существующих автомобильных и железных дорог, линий электропередач, нефте- и газопроводов.

72. В разделе состояние геолого-геофизической изученности месторождения кратко излагается история изучения и открытия месторождения. Приводятся сведения о составе поисково-разведочных работ, выполненных на месторождении. Приводятся основные результаты геологоразведочных работ и сведения о выявленных продуктивных пластах и горизонтах.

73. В разделе изученность полевыми геофизическими методами приводятся сведения по объемам и методам выполненных геофизических исследований (гравиразведка, магниторазведка, электроразведка и сейсморазведка). Даются рисунки с изученностью и характеристика по оценке качества полученных материалов и краткое описание результатов работ.

74. В разделе поисково-разведочное и эксплуатационное бурение приводятся сведения об объемах буровых разведочных работ и бурении скважин эксплуатационного фонда на месторождении.

Указывается количество пробуренных на месторождении поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин и их текущее состояние.

i. Отбор и исследования керна

Раздел содержит таблицу "Объем лабораторных исследований керна" ([Приложение В, табл. 1](#P1031) <\*>) по месторождению (название месторождения) и комментарии к ней.

--------------------------------

<\*> Примечание - Далее по тексту ссылки на таблицы [Приложения В](#P1029).

В [таблице](#P1031) рекомендуется приводить сведения о количестве образцов по видам лабораторных исследований керна. Анализируется каждый проектируемый объект с указанием количества изученных скважин. Для каждого объекта рекомендуется приводить сведения о выборке лабораторных исследований керна в интервале пласта вне зависимости от характера насыщения и фильтрационно-емкостных параметров.

Комментарии обычно содержат вывод о степени охарактеризованности месторождения керном и рекомендации для продолжения работ по его отбору и лабораторному исследованию.

ii. Геофизические исследования скважин в процессе бурения

В раздел рекомендуется включать:

- сведения о комплексе ГИС по типам скважин и его выполнении;

- сведения об объемах информации, полученной в результате интерпретации комплекса ГИС, использовавшейся при выполнении проектной работы [(табл. 2)](#P1054).

iii. Промыслово-геофизические исследования эксплуатационных скважин

В раздел рекомендуется включать:

- сведения об объемах исследований добывающих, нагнетательных и контрольных скважин;

- сведения об исследовании технического состояния скважин;

- комплекс проведенных методов исследований и решаемые задачи.

iv. Гидродинамические исследования скважин

За период с начала опробований скважин и на текущую дату собирается, обрабатывается и обобщается весь материал по гидродинамическим исследованиям скважин.

Приводятся данные о состоянии изученности пластов месторождения гидродинамическими методами [(табл. 3)](#P1077).

v. Лабораторные исследования пластовых флюидов

Приводится общий обзор изученности пластовых флюидов (пластовой и дегазированной нефти, растворенного газа, пластового газа и конденсата, пластовой воды). Указываются организации, проводившие исследования на различных стадиях освоения месторождения.

Объем лабораторных исследований глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов приводится в [таблицах 4](#P1112) - [9](#P1407).

Анализируется полнота и достоверность имеющейся информации в пределах каждой залежи по видам и объемам исследований в сопоставлении с требованиями к оптимальной изученности. Предлагаются планы-графики дальнейших работ по каждому виду исследований.

75. В разделе геолого-физическая характеристика месторождения рассматриваются:

i. Геологическое строение месторождения и залежей

1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В разделе характеризуется вскрытый литолого-стратиграфический разрез района от фундамента до поверхности и приводится сводный литолого-стратиграфический разрез.

2. Тектоническое строение

Приводится краткий комментарий структурно-тектонической карты региона с выделением основных тектонических элементов. Рассматривается приуроченность к структурно-тектоническим элементам рассматриваемого месторождения.

3. Характеристика нефтегазоносности и геологического строения продуктивных пластов

Детальность изложения материала должна быть достаточной для принятия технологических решений по разработке.

Общая характеристика продуктивных залежей и статистические показатели неоднородности представляются в [таблицах 10](#P1491) - [11](#P1579).

Характерные геологические разрезы, карты геологических параметров (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность) приводятся на рисунках или в графических приложениях.

Рекомендуется представлять карты эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин.

4. Гидрогеологические и геокриологические условия

Раздел содержит сведения о водоносных комплексах литолого-стратиграфического разреза, их режиме и обильности, минерализации и типе вод, содержании в них полезных компонентов.

Приводятся сведения о геокриологических условиях в контуре месторождения (наличие или отсутствие многолетнемерзлых пород). При наличии приводятся сведения об их распространении по площади и разрезу, особенностях взаимодействия с осадочными горными породами.

ii. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

1. Литологическая характеристика пород

Систематизация результатов лабораторного исследования проводится на основе метода литолого-петрофизической классификации пород по литотипам.

В качестве основных классифицирующих признаков рекомендуется использовать:

- для терригенных коллекторов: гранулометрический состав, текстурные особенности (по шлифам); минеральный состав породообразующего комплекса, минеральный состав и тип глинистого цемента, карбонатность с анализом ее минерального состава, пористость, абсолютная газопроницаемость, водоудерживающая способность;

- для карбонатных коллекторов: минеральный состав породообразующего комплекса (карбонаты, сульфаты, галогениды), зернистость, степень перекристаллизованности (вторичные замещения), стилолитизация, пустотность (поровая, кавернозная, трещинная составляющие), абсолютная газопроницаемость, водоудерживающая способность;

- для вулканогенных коллекторов: тип и структура пород, химический состав, характер кристалличности, вторичные замещения, пустотность (поровая, кавернозная, трещинная составляющие), абсолютная газопроницаемость, водоудерживающая способность;

- для битуминозных коллекторов (бажениты, доманикиты): текстурные особенности (по шлифам), минеральный состав породообразующего комплекса (минеральная матрица), содержание керогена, химический состав пород, пустотность.

На базе литотипов-коллекторов для каждого из них строятся зависимости "керн-керн", "керн-ГИС", в частности: "пористость - абсолютная проницаемость", "водоудерживающая способность - абсолютная проницаемость", "начальная нефтенасыщенность - абсолютная проницаемость", "начальная газонасыщенность - абсолютная проницаемость" и другие, которые используются при построении геологических моделей эксплуатационных объектов и функций относительных фазовых проницаемостей для нефти, газа, воды.

Приводятся краткие комментарии к обоснованию выделения литотипов, литологических предпосылок формирования и распределения коллекторов-неколлекторов по пластам.

На ранней стадии изученности месторождения приводится обоснование выбора аналогов с учетом фациальной принадлежности к литолого-петрофизической модели объектов.

2. Характеристика фильтрационно-емкостных свойств по керну

При определении средних значений и коэффициентов вариации параметров по лабораторным исследованиям керна используются совокупности (выборки) из значений, равных или превышающих установленные (принятые) величины их нижних пределов.

Рассчитываются средние значения, коэффициенты вариации и статистические ряды распределения параметров пласта по керну в каждой скважине и по пласту в целом.

Раздел сопровождается комментариями, в которых приводится общая характеристика фильтрационно-емкостной модели пласта, оценивается ее пространственная однородность, определяется влияние насыщения на предельные и средние значения изучаемых параметров. При недостатке прямых определений на керне обосновывается выбор аналогов.

3. Деформационные свойства пластов и покрышек

В разделе приводятся результаты определений (при условиях, моделирующих пластовые) скорости распространения продольных и поперечных волн. Определения проводятся как для пород из продуктивной части, так и для пород кровли и подошвы пласта, приводятся значения коэффициентов Пуассона, модуля Юнга, сжимаемости, результаты лабораторного определения изменения фильтрационно-емкостных свойств пород при изменении пластового давления.

В тексте приводятся методики определения и анализ результатов, а также основные алгоритмы, описывающие зависимости коэффициентов Пуассона, модуля Юнга, сжимаемости, предела прочности от пористости, проницаемости, флюидонасыщенности и других свойств пород, если таковые выявлены.

4. Характеристика вытеснения флюидов по данным лабораторных исследований

Для определения критических значений водонасыщенности используются результаты определения кривых капиллярного давления "газ-вода", "нефть-вода", "нефть-газ".

Определение функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП) рекомендуется проводить следующим образом:

- в каждом выделенном литотипе-коллекторе (их общее количество не должно быть меньше трех) строится распределение абсолютной проницаемости с использованием керновой и геофизической информации;

- распределение разбивается на три равновероятностных подсовокупности проницаемости;

- в подсовокупностях определяются средние величины проницаемости: меньше средней (), средняя () и выше средней ();



- для каждой подсовокупности подбираются колонки образцов керна с примерно одинаковой проницаемостью, соответствующими значениям , , ;



- на подобранных колонках проводятся с соблюдением пластовых условий лабораторные эксперименты на вытеснение нефти газом, нефти водой, газа водой;

- по результатам потоковых экспериментов определяются: остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти газом и соответствующая ей относительная фазовая проницаемость по газу, остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти водой и соответствующая ей относительная фазовая проницаемость по воде, остаточная газонасыщенность при вытеснении газа водой и соответствующая ей относительная фазовая проницаемость по воде. Парные функции относительных фазовых проницаемостей "нефть-газ", "нефть-вода", "газ-вода" представляются в виде таблиц ([табл. 12](#P1640), [13](#P1671)) и помещаются в основной текст. Трехфазные функции относительных фазовых проницаемостей строятся на базе парных ОФП в случаях моделирования разработки залежей с: газовыми шапками, применением водогазового воздействия, использованием естественных режимов истощения. Во всех других случаях используется парная ОФП "нефть-вода";

- аналогичным образом строятся ОФП для всех выделенных литотипов-коллекторов.

5. Характеристика коллекторских свойств по данным геофизических исследований скважин

В раздел рекомендуется включать:

- сведения о комплексе ГИС по выделению коллекторов;

- сведения по определению коэффициента пористости;

- сведения по определению проницаемости;

- сведения по определению коэффициента нефтенасыщенности.

Подсчетные параметры и запасы нефти и газа приводятся в [таблицах 14](#P1702), [15](#P1722).

6. Результаты гидродинамических исследований скважин

В раздел рекомендуется включать:

- результаты опробования и исследования гидродинамическими методами скважин и пластов [(табл. 3)](#P1077);

- средние значения гидродинамических параметров, интервалы их изменения, краткий комментарий с обоснованием принятых параметров для дальнейших исследований.

7. Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Характеристика коллекторских свойств, определенная различными методами, и сводная геолого-физическая характеристика пластов приводятся в [таблице 10](#P1491).

iii. Свойства и состав пластовых флюидов

1. Свойства и состав нефти, газа и конденсата

В раздел рекомендуется включать:

- диапазоны изменения и средние значения характеристик газонасыщенной пластовой нефти в условиях пласта, при стандартной (однократной) и ступенчатой сепарации ([табл. 4](#P1112), [5](#P1163));

- сведения о компонентном составе пластовой, дегазированной нефти и растворенных нефтяных газов с краткой характеристикой промышленно важных компонентов [(табл. 6)](#P1226);

- сведения о физико-химических свойствах и фракционном составе дегазированной нефти, о концентрации микрокомпонентов (металлов); технологическая классификация сырой нефти;

- табличные и графические зависимости свойств (вязкость, плотность, объемный коэффициент, растворимость) как функции давления для каждого из флюидов при пластовой температуре;

- для газонефтяных, нефтегазовых залежей и газовых залежей с нефтяной оторочкой, содержащих запасы газа и конденсата промышленного значения: сведения о составе и свойствах пластового газа и конденсата, зависимость содержания конденсата, объемного коэффициента, вязкости, плотности газа и конденсата от давления при пластовой температуре;

- для месторождений высокопарафинистых нефтей: оценка возможности выпадения твердой фазы из нефти при изменении пластовых условий;

- для месторождений, на которых проектируется газлифтная эксплуатация скважин: источник, состав и свойства газа, рекомендуемого в качестве рабочего агента для газлифта;

- для залежей, по которым рассматриваются варианты разработки на режиме истощения: зависимости газосодержания, объемного коэффициента, плотности и вязкости пластовой нефти и нефтяного газа от давления при пластовой температуре;

- для месторождений, разрабатываемых с применением тепловых методов: зависимости вязкости пластовых жидкостей от давления и температуры; растворимость пара в пластовых жидкостях (при закачке пара); теплофизические свойства пластовых флюидов (удельная теплоемкость, коэффициенты теплопроводности и температуропроводности) [(табл. 16)](#P1745).

2. Химический состав и свойства пластовых вод

На основании обобщения результатов лабораторных исследований глубинных и поверхностных проб приводятся:

- характеристика свойств и состава пластовых вод, представленная в форме [таблицы 9](#P1407);

- средний состав водорастворенных газов;

- характеристика воды, предлагаемой для заводнения, и ее совместимость с пластовой водой.

3. Запасы УВС

Сведения о запасах представляются в [таблицах 17](#P1768) - [20](#P1895).

Если запасы УВС, числящиеся на государственном балансе на начало года составления документа, на дату представления проектного технологического документа на ЦКР (ТО ЦКР) были переутверждены, соответствующие сведения представляются в дополнительных таблицах.

76. В разделе цифровые модели месторождения рассматриваются

iv. Разработку цифровых моделей рекомендуется проводить в соответствии с Руководством по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений.

Постоянно действующие геолого-технологические модели, построенные в рамках единой компьютерной технологии, представляют совокупность:

- цифровой интегрированной базы геологической, геофизической, гидродинамической и промысловой информации;

- цифровой адресной геологической модели месторождения (залежей);

- физически содержательных фильтрационных (гидродинамических) математических моделей процессов разработки;

- программных средств моделирования, оптимизации процесса разработки, подсчета балансовых запасов нефти, газа и конденсата;

- программных средств и технологий, позволяющих уточнять модели в процессе разработки месторождений;

- программ выдачи, хранения и архивации получаемых результатов.

Для построения геологических и фильтрационных моделей могут использоваться следующие данные и информация:

- результаты региональных геолого-геофизических исследований, характеризующие региональную стратиграфию, тектонику, палеогеоморфологию, палеогеографию, литологию, фациальные обстановки, перспективы нефтегазоносности;

- результаты интерпретации данных дистанционных (космо-, аэро-) методов;

- данные трехмерной (3D) или детализационной двумерной (2D) сейсморазведки;

- данные вертикального сейсмического профилирования, сейсмокаротажа, акустического и плотностного каротажа;

- результаты интерпретации данных геохимических исследований, полевых геофизических методов, таких как магниторазведка, гравиразведка и др.;

- результаты литологических исследований керна, шлифов, палеонтологические и палинологические исследования керна;

- измерения на кернах фазовых проницаемостей, капиллярных давлений, остаточной нефтенасыщенности, коэффициентов вытеснения нефти, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), гранулометрии для основных классов пород;

- данные пластовой наклонометрии в интервалах продуктивных горизонтов в разведочных скважинах и части эксплуатационных скважин;

- исходные данные геофизических исследований скважин, результаты их обработки и интерпретации;

- данные инклинометрии скважин;

- данные контроля разработки (дебитометрия, расходометрия, термометрия, влагометрия, широкополосный акустический каротаж, импульсный нейтрон-нейтронный каротаж, углеродно-кислородный каротаж);

- данные испытаний скважин;

- результаты гидродинамических и индикаторных исследований пластов и скважин;

- сведения о конструкциях скважин, качестве их крепления, интервалах перфорации;

- сведения о компонентном составе и физико-химических свойствах нефтей, конденсата, газа, минерализации пластовых вод;

- результаты замеров по скважинам состава, объема и процентного соотношения добываемой продукции, закачиваемого агента, продуктивности (приемистости) скважин, пластовых и забойных давлений, времени работы скважин, данные о состоянии фонда скважин;

- сведения об альтитудах, координатах устьев скважин, положении геофизических и геологических профилей, опорных пунктов в системе координат, принятой на предприятии;

- утвержденные отчеты по подсчету геологических и извлекаемых запасов, проектные технологические документы, отчеты авторских надзоров, анализов разработки, материалы из государственного баланса запасов, протоколы их экспертизы, согласования и утверждения, научные отчеты о проведении исследований на месторождении.

v. Методика и результаты детальной корреляции продуктивных пластов

Излагаются результаты работ по методике и выбору стратиграфических границ продуктивных пластов и выделения этих границ во всех скважинах месторождения. Результаты работ представляются в виде альбома профилей корреляции. Их количество зависит от сложности геологического строения объекта моделирования, охватывая не менее 50% фонда скважин.

При корреляции разведочных скважин рекомендуется представлять временные сейсмические разрезы с вынесенными на них кривыми ГИС.

Кроме того, результаты выполнения детальной корреляции представляются в виде файла с информацией: N скважины, N корреляционной таблицы, абсолютная отметка выделения этой границы.

vi. Обоснование объемных сеток и параметров модели

Вертикальные и горизонтальные размеры ячеек выбираются с учетом дифференциации разреза по ФЕС и наличия непроницаемых пропластков. В области размещения скважин трехмерная модель состоит из элементарных ячеек размером не более , и . Линейные размеры и выбираются из условия размещения на площади эксплуатационного объекта не менее четырех узловых точек между соседними скважинами и с условием определения площади поверхности на модели с погрешностью не более 3%. На практике размеры и варьируют, как правило, от 25 до 200 м. За пределами контура размещения скважин шаги и могут быть большего размера. Ориентацию ячеек целесообразно согласовывать с ориентацией тектонических и литологических экранов.



Количество слоев по вертикали и их размеры выбираются с учетом детальности геофизического расчленения разрезов скважин при условии их согласованности с вертикальной толщиной геологических слоев и подсчетных объектов. Каждый элементарный геологический слой должен быть представлен, как минимум, одной ячейкой по вертикали.



Для каждого эксплуатационного объекта геометрические параметры геологических моделей представляются в [таблице 21](#P1933).

vii. Построение структурных моделей залежей

Под структурной моделью понимается "куб" гипсометрических отметок, характеризующих пространственное положение каждого расчетного узла ГМ в координатах x, y, z. В зависимости от детальности цифровой ГМ построение основного структурного каркаса проводится по кровлям и подошвам пластов, зональным интервалам, а также по кровлям и подошвам коллекторов каждого пласта, цикла или подсчетного объекта, а в случае детальной ГМ - по кровле и подошве каждого элементарного расчетного слоя по оси z.

Приводится распределение глубинных невязок между сейсмическими данными и абсолютными отметками в скважинах для дальнейшего анализа достоверности построения структурного каркаса. В случае исправления абсолютных отметок пластопересечений (в связи с корректировкой структуры) указываются величины подвижек в табличном виде. Используют при исправлении отметок сеть опорных (вертикальных и наклонно-направленных) скважин.

Выходными данными после построения структурной модели являются двухмерные послойные карты структурных поверхностей в общепринятых форматах и набор контрольных точек (скважин) со значением абсолютных отметок на этих поверхностях.

viii. Построение литологических моделей залежей и распределения фильтрационно-емкостных свойств пластов

Под литологической моделью понимается набор объемных сеток, в каждую ячейку которых занесен код индекса литологии или признака коллектор-неколлектор, а также коды или численные значения коэффициентов песчанистости, пористости, проницаемости (при необходимости и других петрофизических или геофизических параметров, включая показания зондов).

Приводятся сведения о методах определения значений параметров в межскважинном пространстве. При расчете "кубов" ФЕС с использованием результатов сейсморазведки дается необходимое обоснование использования того или иного сейсмического атрибута с приведением статистических оценок в графическом или табличном видах.

Для оценки достоверности "кубов" литологии используются построенные по этим "кубам" карты эффективных толщин, пористости и проницаемости, которые сравниваются с двухмерными картами, построенными по данным скважин. Отклонения в определении параметров не должны превышать 5%.



На границах зон замещения и выклинивания коллекторов эффективные толщины должны быть равными нулю, а значения пористости и проницаемости согласованы с граничными значениями коллекторов - неколлекторов для этих параметров в соответствии с принятым принципом осадконакопления: постепенное замещение, резкий размыв и т.д.

Значения пористости, проницаемости и любых других параметров в ячейках объемных сеток должны быть согласованы между собой по петрофизическим зависимостям.

На основе литологической модели приводятся выводы об особенностях распределения различных типов коллекторов как по площади, так и по разрезу залежей. Выявленные закономерности должны корреспондироваться с результатами детальной корреляции геофизических разрезов скважин.

К выходной информации литологической модели рекомендуется относить:

- литологические разрезы в субширотном и субмеридиональном направлениях;

- численные характеристики трехмерных (фрагменты "куба") и двухмерных (разрезы) распределений пористости и проницаемости;

- геолого-статистические разрезы и гистограммы пористости и проницаемости, полученные на модели. Они приводятся в табличном или графическом видах по усмотрению исполнителя проектной работы.

ix. Построение моделей насыщения пластов флюидами

Насыщение пласта флюидами представляет из себя набор объемных сеток следующих параметров: коэффициентов начальных нефте- и газонасыщенностей, коэффициентов остаточных нефте-, газо- и водонасыщенностей. За пределами контуров нефте- и газоносностей значения указанных коэффициентов должны быть равны нулю.

Насыщение объекта флюидами проводится с учетом контактов: водонефтяного, газонефтяного, уровня зеркала воды, а также зависимостей изменения указанных коэффициентов от расстояния до ВНК (ГНК), от пористости и проницаемости коллекторов. Рекомендуется также строить зависимости по данным ГИС, капиллярометрии, кривых ОФП.

Положение ВНК (ГНК) увязывается с граничными значениями нефте- и газонасыщенности в зависимости от ФЕС. Значения этих параметров в ячейках, соответствующих скважинам, должны совпадать со значениями, определенными в этих скважинах.

Результаты моделирования представляются в графических приложениях на картах с нанесенной проектной сеткой скважин: абсолютной проницаемости, начальной нефтенасыщенности, начальной газонасыщенности; на наиболее принципиальных разрезах начальные величины абсолютной проницаемости, нефтенасыщенности, газонасыщенности; в виде карт геолого-статистических разрезов по параметрам пористости, абсолютной проницаемости, начальной нефте(газо)насыщенности.

x. Подсчет геологических запасов УВС

Трехмерная геологическая модель позволяет проводить определение начальных геологических запасов нефти и газа с любой степенью детальности (месторождение в целом, по эксплуатационным объектам, зонам различного насыщения флюидами, по литотипам пород и т.д.). Результаты сопоставления запасов УВС, числящихся на государственном балансе и рассчитанных на основе ГМ, представляются в [таблице 22](#P2043).

xi. Оценка достоверности геологической модели

Приводится оценка достоверности созданной ГМ путем сравнения начальных геологических запасов УВС, объема нефте(газо)насыщенных пород, площади нефтеносности (газоносности), средней эффективной нефте(газо)насыщенной толщины, среднего коэффициента пористости нефте(газо)насыщенной частей, среднего коэффициента начальной нефте(газо)насыщенности, а также параметров макронеоднородности (расчлененности и песчанистости, объемы коллекторов и неколлекторов) нефте(газо)насыщенной частей [(табл. 23)](#P2065).

Созданная модель считается достоверной, если расхождение при определении подсчетных параметров и оценке начальных геологических запасов углеводородов не превышает 5%. В случае превышения погрешности дается подробный анализ причин такого несовпадения.



xii. Ремасштабирование геологической модели

К процессу ремасштабирования геологической модели и преобразования ее в фильтрационную предъявляются следующие требования: сохранение особенностей геометрии продуктивных пластов, их связности, неоднородности, определенных на стадии детального геологического моделирования.

При уменьшении размерности геологической модели по вертикали или латерали особые требования предъявляются к методам осреднения фильтрационно-емкостных свойств (пористости, проницаемости, начальной и остаточной нефтенасыщенности, связанной и критической водо(газо)насыщенностей), модифицированных ОФП.

Указанные требования необходимо соблюсти на стадии импорта детальной геологической модели в фильтрационную модель любого вида путем упрощения данных о количестве геологических слоев по вертикали, размере элементарной расчетной ячейки в горизонтальной плоскости и распределения фильтрационно-емкостных параметров в них (пористости, проницаемости и начальной нефте(газо)насыщенности).

Оценка корректности ремасштабирования проводится путем визуального (геометрия пластов) и количественного сравнения основных характеристик фильтрационной модели с геологической: параметров макронеоднородности (расчлененности, песчанистости), объемов коллектора и неколлектора, объемов углеводородов. Расхождение не может превышать 1% [(табл. 23)](#P2065).



xiii. Цифровая фильтрационная модель месторождения

В разделе обосновывается выбор типа модели фильтрации (двух- или трехфазная, изотермическая, многокомпонентная, при физико-химическом заводнении) в соответствии с поставленными в техническом задании задачами.

Дается обоснование:

- размеров и размерности фильтрационной модели по осям x, y, z в соответствии с условиями гидродинамической связности залежей, пластов, объектов разработки;

- начальных и граничных условий;

- использованных методов, приемов и результатов адаптации параметров фильтрационной модели, которые должны быть представлены в виде таблиц и графических приложений по каждому объекту.

1. В разделе состояние разработки месторождения рассматриваются:

i. Основные этапы проектирования разработки месторождения

В разделе приводятся краткие сведения, характеризующие историю проектирования разработки месторождения: общее число проектных технологических документов, организации-проектировщики, основные этапы и цели проектирования. Изложение материала рекомендуется направлять на выявление проблемных вопросов проектирования разработки месторождения.

Формулируются выводы о состоянии проектирования разработки месторождения: своевременность составления и надежность проектных технологических документов, эффективность проектных решений.

Представляется постановляющая часть протокола утверждения ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра последнего проектного технологического документа.

ii. Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом

1. Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Сравнение проектных и фактических показателей проводится за последние 5 лет. Результаты сравнения представляются в форме [таблицы 24](#P2084). При наличии за указанный период нескольких проектных документов проектные показатели по ним приводятся последовательно.

На рисунках приводится сравнительная динамика основных фактических и проектных показателей разработки (добыча нефти, жидкости, газа, закачка воды).

Выявляются основные причины расхождения проектных и фактических уровней добычи нефти.

2. Состояние реализации проектного фонда скважин

Состояние реализации проектного фонда скважин и характеристика фонда скважин на дату проектирования приводятся в [таблицах 25](#P2237), [26](#P2292).

С позиций соответствия фактического использования фонда скважин их проектному назначению анализируются следующие основные положения:

- обоснованность переводов скважин на другие объекты;

- возможность совместной эксплуатации различных по параметрам объектов в одной скважине;

- коэффициенты использования и эксплуатации скважин;

- технологическая обоснованность временной консервации скважин, переводов скважин в другой фонд.

3. Фактические показатели разработки

Основные фактические показатели разработки представляются в [таблице 27](#P2392). Данные приводятся по всем утвержденным эксплуатационным объектам.

По фактическим показателям разработки:

- анализируются причины неравномерной выработки запасов нефти по эксплуатационным объектам;

- оценивается технологическая эффективность разработки отдельных объектов и месторождения в целом.

4. Выполнение проектных решений

Анализ выполнения проектных решений рекомендуется проводить в соответствии с протоколом утверждения последнего проектного технологического документа ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра.

Рекомендуется обратить особое внимание на следующие принципиальные положения:

- результаты выполнения поручений ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра;

- соответствие между реализованными и утвержденными системами размещения скважин (геометрия и плотность сетки) с выделением неработающего фонда и с учетом изменения проектного назначения скважин;

- фактическое применение утвержденных методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи;

- соответствие между проектными и фактическими дебитами скважин по нефти в безводный период и дебитами по жидкости в водный период эксплуатации скважин.

iii. Анализ текущего состояния разработки объекта

1. Основные технологические показатели разработки

В разделе обычно анализируются следующие показатели:

- динамика добычи нефти, жидкости, газа, обводненности, закачки воды, дебитов скважин и соответствие их проектным решениям;

- состояние фонда скважин;

- распределение фонда скважин по дебитам нефти и жидкости, обводненности, накопленной добыче нефти и жидкости.

Особое внимание рекомендуется обратить на анализ показателей, которые явились причиной отклонения фактических уровней добычи нефти от проектных.

В графических приложениях рекомендуется представлять карты текущего состояния разработки, в том числе карты накопленных величин отборов нефти, газа и закачки воды.

2. Состояние пластового давления

Состояние пластового давления анализируется по залежам, блокам, участкам, в зависимости от режимов работы и темпов отбора жидкости из залежей, реализуемых систем разработки.

В графических приложениях представляются карты изобар.

3. Показатели выработки запасов УВС

В разделе приводятся результаты контроля выработки запасов углеводородов геолого-промысловыми и промыслово-геофизическими методами.

По результатам исследований определяются следующие данные, используемые при оценке выработки запасов каждого объекта:

- профили притока и приемистости;

- источники обводнения скважин;

- скорости и направления фильтрационных потоков;

- изменение нефте(газо)насыщенности во времени.

В графических приложениях представляются карты текущих нефте(газо)насыщенных толщин.

Интегральный показатель эффективности выработки запасов - коэффициент извлечения нефти анализируется по пластам, объектам, участкам залежи (зоны насыщения, эксплуатационные блоки).

Зависимости текущего КИН от объема прокачанной жидкости приводятся на рисунках.

4. Выводы по эффективности применяемых систем разработки

На основании данных анализа текущего состояния разработки объекта формулируются выводы по эффективности применяемых систем разработки и определяются основные направления их совершенствования.

Даются рекомендации по повышению эффективности системы ППД и обеспечению проектного режима работы каждого эксплуатационного объекта (залежи).

2. В разделе проектирование разработки месторождения рассматриваются:

i. Обоснование выбора эксплуатационных объектов

Выделение эксплуатационных объектов на месторождении проводится с учетом: проницаемости и близости в разрезе продуктивных отложений, идентичности их ФЕС и свойств флюидов, отметок ВНК, ГНК и их изменения по площади, латеральной и вертикальной неоднородности продуктивных и непродуктивных прослоев (пластов).

Различные пласты объединяются в один эксплуатационный объект при обеспечении условий равномерной выработки их запасов и совпадающих сроков их ожидаемого обводнения (близкие значения вязкости нефти, незначительно отличающиеся фильтрационные свойства, близкие начальные и текущие пластовые давления).

При существенных различиях свойств пластов и флюидов эксплуатация нескольких пластов одной скважиной производится с помощью оборудования для совместно-раздельной эксплуатации.

Геологическую и фильтрационную модели необходимо строить для каждого эксплуатационного объекта.

ii. Обоснование вариантов разработки по месторождению

1. Обоснование технологий и рабочих агентов воздействия на пласты

Для каждого месторождения, с учетом особенностей его геологического строения, отечественного и мирового опыта разработки подобных объектов, выбираются эффективные технологии воздействия на пласты (вытеснение нефти водой, вытеснение газа водой, вытеснение нефти при водогазовом воздействии, применение тепловых методов и др.).

2. Выбор плотности и размещения скважин

Выбор плотности и размещения добывающих и нагнетательных скважин на площади определяет конечную нефтеотдачу пластов.

Плотность сеток скважин рекомендуется:

- для залежей с терригенными коллекторами, насыщенными маловязкой нефтью (до 2 - 3 мПа с), - 12 - 20 га/скв., при вязкости нефти 10 - 30 мПа с - 12 - 16 га/скв.;

- для залежей с терригенными коллекторами, насыщенными нефтью повышенной вязкости (более 30 мПа с), - 6 - 12 га/скв.;

- для залежей с карбонатными коллекторами платформенного типа - 4 - 9 га/скв.

При использовании на месторождении тепловых и иных методов увеличения нефтеотдачи рекомендуется применять более плотную сетку скважин.

Применение более редких сеток обычно требует обоснования высокой фильтрационной однородности пород и отсутствия латеральной изменчивости литологии пластов.

При разбуривании месторождений системой горизонтальных или горизонтальных и вертикальных скважин, при массовом применении ГРП сетка скважин определяется с помощью компьютерного моделирования с целью обеспечения необходимого охвата залежи дренированием.

Обоснование сеток и размещения скважин осуществляется с помощью ГФМ по эксплуатационным объектам и месторождению с учетом гидродинамической связанности объектов.

Если в эксплуатационном объекте имеется чистонефтяная зона (ЧНЗ), то один из возможных вариантов обоснования выглядит следующим образом.

С применением ГФМ в контуре ЧНЗ определяются:

а) средневзвешенные величины эффективной нефтенасыщенной толщины, фильтрационно-емкостных и деформационных свойств пород,

б) коэффициенты начальной и остаточной нефтенасыщенности,

в) свойства пластовых флюидов и функций ОФП.

С применением ГФМ и стохастических методов формируется типовой разрез ЧНЗ, в котором соблюдается равенство как статистических показателей ЧНЗ (коэффициенты песчанистости и расчлененности), так и средневзвешенных параметров ГФМ.

Формируются исходные данные для проведения технологических ([табл. 28](#P2499), [29](#P2552)) и экономических [(табл. 31)](#P2604) расчетов показателей разработки.

На базе регулярной сетки рассматриваются системы размещения скважин: линейная пятирядная, трехрядная, площадная девятиточечная, пятиточечная. В каждой из них исследуются различные плотности сеток: 4, 9, 16, 25, 36, 49, 64 га/скв.

Исследуются различные виды скважин (наклонно-направленные и более сложной архитектуры: МЗГС, МЗС, МРС, МСС, ГС), вскрытие продуктивных отложений на репрессии и депрессии, а также наклонно-направленные скважины с ГРП.

Протяженность горизонтальных участков ГС выбирается, исходя из технических возможностей и геологического строения месторождения.

Выбор систем ППД, плотности сеток, скважин различной архитектуры, применение ГРП используются для формирования реальных по технико-технологическому обеспечению вариантов разработки, по которым рассчитываются технологические и экономические показатели в динамике за весь период разработки.

Технологические и экономические показатели по вариантам помещаются в табличные приложения.

На основе выполненных исследований выбираются для последующего анализа варианты, обеспечивающие добычу находящихся на государственном балансе извлекаемых запасов нефти, газа, конденсата, содержащихся в них сопутствующих компонентов, и достижение максимально возможного дополнительного извлечения сырьевых ресурсов. Из них рекомендуется к реализации тот вариант, который удовлетворяет основному требованию оптимальности.

В эксплуатационном объекте за пределами ЧНЗ (газонефтяная, водонефтяная, водонефтегазовая зоны) предварительно принимаются система размещения и плотность сетки скважин, принятые для ЧНЗ. В дальнейшем, по мере уточнения геологического строения и параметров пластов, система размещения скважин и методы воздействия в этих зонах могут быть адаптированы к реальным условиям.

Для эксплуатационных объектов небольших размеров, в которых отсутствует возможность размещения скважин по регулярной сетке, обоснование системы размещения и плотности сетки скважин проводится с применением ГФМ по объекту в целом.

Если в эксплуатационном объекте отсутствует чистонефтяная зона, обоснование системы размещения и плотности сетки скважин проводится с применением ГФМ по объекту в целом.

Для разрабатываемых месторождений обоснование мероприятий по совершенствованию разработки залежей, размещению и количеству дополнительных скважин проводится с применением ГФМ по каждому эксплуатационному объекту.

3. Обоснование вариантов разработки по новому месторождению

При составлении проектного технологического документа может быть использован ряд вариантов разработки:

- заводнение пластов с бурением наклонно-направленных скважин;

- заводнение пластов с бурением скважин сложной архитектуры и зарезками боковых стволов;

- заводнение пластов с бурением наклонно-направленных скважин с проведением в них ГРП;

- заводнение пластов с применением физико-химических методов воздействия;

- применение газового и водогазового воздействия;

- применение тепловых методов;

- разработка пластов на режимах истощения и др.

Для определения технологических показателей вариантов разработки нового месторождения с использованием карт эффективных нефтенасыщенных толщин эксплуатационных объектов с помощью ГФМ строятся рекомендованные схемы размещения скважин, прогнозируются технологические и экономические показатели разработки. Эффект от применения различных ГТМ, в том числе высокоэффективного ГРП, рассчитывается на геолого-фильтрационной модели, с учетом влияния методов не только на скважину, где проектируется ГТМ, но и на все окружающие скважины.

4. Разрабатываемое месторождение

На разрабатываемом месторождении исполнитель работы обосновывает 2 - 3 варианта, из которых вариант 1 - базовый, предусматривающий разработку месторождения в соответствии с утвержденным вариантом.

В варианте 2 обосновывается комплекс мероприятий по повышению эффективности выработки запасов с развитием применения методов и средств увеличения нефтеотдачи.

В варианте 3 рассматривается разработка месторождения с применением принципиально новых технологий нефтеизвлечения или известных, но ранее на нем не применявшихся.

5. Технологические показатели вариантов разработки

Технологические показатели вариантов разработки рассчитываются с применением ГФМ. Результаты расчетов представляются в форме [таблицы 30](#P2584) в основном тексте документа.

В графических приложениях даются карты абсолютной проницаемости, остаточных нефте(газо)насыщенностей, по состоянию на конец разработки.

6. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр

На основе проведенных расчетов по вариантам разработки определяются коэффициенты вытеснения, охвата и нефтеизвлечения. Они сравниваются с числящимися на государственном балансе коэффициентами нефтеизвлечения [(табл. 33)](#P2804).

КонсультантПлюс: примечание.

Нумерация пунктов дана в соответствии с официальным текстом документа.

79. В разделе методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов рассматриваются:

iii. Анализ эффективности применяемых методов

Раздел обычно содержит:

- краткую характеристику применяемых технологий по видам воздействия;

- объемы применения методов воздействия (видов воздействия, технологий) по годам разработки;

- результаты применения методов по видам воздействия или технологиям с приведением характерных графиков, зависимостей, таблиц;

- оценку влияния применения методов (технологий) на темпы отбора запасов и нефтеотдачу пластов;

- обоснование (уточнение) геолого-физических граничных условий и наиболее эффективного применения технологий воздействия на пласты;

- выводы и рекомендации по объемам применения методов, совершенствованию технологий, видам воздействия на пласты, частоте их применения и др.;

- технико-экономическую оценку эффективности применения методов.

Результаты анализа эффективности применения методов воздействия на пласты сводятся в [таблицу 34](#P2820). Даются рекомендации для дальнейшего применения на данном месторождении наиболее эффективных методов.

iv. Программа применения методов на проектный период

Обычно содержит:

- наименование рекомендуемых к применению технологий по видам воздействия;

- геолого-физические граничные условия применения технологий и их ожидаемую эффективность;

- объемы применения методов (по видам воздействия, технологиям) по пластам (объектам) месторождения, включая адресную (поскважинно) программу применения методов на ближайшие 2 - 3 года;

- оценку эффективности применения методов (видов воздействия) по годам разработки за проектный период.

v. Опытно-промышленные работы на месторождении

Для оценки эффективности технических средств и технологий нефтеизвлечения, ранее не применявшихся на рассматриваемом месторождении, могут быть запроектированы опытно-промышленные работы по их испытанию на эксплуатационных объектах месторождения.

Технико-экономические показатели разработки участков ОПР определяются на весь расчетный период по эксплуатационным объектам и месторождению в целом ([табл. 30](#P2584), [32](#P2723)).

80. В разделе технико-экономический анализ вариантов разработки обычно рассматриваются:

Экономическая часть проектного технологического документа содержит разделы, перечисленные ниже.

i. Общие положения

В разделе определяется цель экономического исследования, дается краткая характеристика технологических вариантов разработки, приводятся цены реализации углеводородов на внутреннем и внешнем рынках.

ii. Показатели экономической оценки

Для экономической оценки рекомендуется использовать следующие основные показатели эффективности:

- чистый доход ЧД (CF);

- чистый дисконтированный доход ЧДД (NPV);

- внутренняя норма рентабельности;

- индекс доходности затрат;

- индекс доходности инвестиций;

- срок окупаемости.

В систему оценочных показателей включаются:

- капитальные вложения на освоение месторождения;

- эксплуатационные затраты на добычу нефти;

- доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РФ).

Расчеты налогов и платежей должны осуществляться в соответствии с действующим налоговым законодательством.

iii. Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат

В разделе обычно обосновываются среднерегиональные показатели капитальных, эксплуатационных и ликвидационных затрат [(табл. 31)](#P2604).

Капитальные вложения в объекты нефтепромыслового обустройства определяются в соответствии с объемными технологическими показателями каждого варианта разработки по следующим направлениям:

- эксплуатационное бурение;

- оборудование для нефтедобычи;

- оборудование прочих организаций;

- сбор и транспорт нефти и газа;

- комплексная автоматизация;

- электроснабжение и связь;

- водоснабжение промышленных объектов;

- базы производственного обслуживания;

- автодорожное строительство;

- заводнение нефтяных пластов;

- технологическая подготовка нефти;

- методы увеличения нефтеотдачи пластов;

- очистные сооружения;

- природоохранные мероприятия;

- прочие объекты и затраты.

Эксплуатационные затраты на добычу нефти определяются в соответствии со среднерегиональными данными на основании публикуемых условий и цен конкурсов и аукционов.

Ликвидационные затраты рассчитываются на ликвидацию скважин и объектов нефтепромыслового строительства.

Обоснование экономических показателей систем разработки месторождений континентального шельфа Российской Федерации рекомендуется проводить с учетом специфики этих работ и анализом возможностей использования оборотного капитала.

iv. Налоговая система

Раздел содержит изложение действующей системы налогового законодательства на момент составления проектного технологического документа. Приводится полный список налоговых отчислений.

v. Технико-экономические показатели вариантов разработки

На основе технологических показателей вариантов разработки, исходных данных для расчета экономических показателей определяются оценочные показатели и показатели эффективности.

Основные технико-экономические показатели вариантов разработки приводятся в форме [таблицы 32](#P2723). Результаты расчетов по каждому варианту разработки в динамике приводятся в виде [таблиц 35](#P2903) - [42](#P3053).

На основе анализа технико-экономических показателей выбирается рекомендуемый вариант разработки месторождения ([табл. 43а](#P3073) и [43б](#P3281)).

Основным показателем, определяющим выбор рекомендуемого варианта из всех рассмотренных, является добыча находящихся на государственном балансе извлекаемых запасов нефти, газа, конденсата, содержащихся в них сопутствующих компонентов и достижение максимально возможного дополнительного извлечения сырьевых ресурсов.

Решение о рекомендации варианта к реализации принимается с учетом значений технологических и экономических показателей эффективности.

vi. Анализ чувствительности вариантов проекта

По рекомендуемому варианту разработки необходимо выполнить анализ рисков, связанных с отклонением исходных данных от первоначально предполагаемых значений. Для этого проводится серия расчетов, показывающих отклонение показателей эффективности в зависимости от изменения одного из основных параметров (при неизменных значениях всех других).

Рекомендуется оценивать влияние следующих факторов риска, изменение которых отражается на эффективности проекта:

- объем добычи нефти;

- цены реализации нефти на внутреннем и внешнем рынках;

- объем капитальных вложений;

- объем текущих затрат.

Значения факторов риска (допустимые отклонения от принятых в расчетах), при которых чистый дисконтированный доход пользователя недр остается положительным, рекомендуется определять в пределах от +/- 20% до +/- 40%.

В случае отрицательного значения ЧДД при принятых в расчетах затратах и ценах реализации углеводородного сырья рекомендуется подобрать условия безубыточности разработки: увеличение добычи нефти за счет применения новых технологий, возможность снижения затрат, применение при необходимости налогового стимулирования, увеличение цен реализации УВС.

Один из вариантов рассчитывается на достижение максимально возможного КИН и соответствующего прогноза цен на нефть.

81. В разделе требования к конструкциям скважин, производству буровых работ, геофизических исследований скважин, методам вскрытия пластов и освоения скважин обычно определяются:

vii. Особенности и проблемы строительства скважин

Раздел обычно содержит анализ опыта и проблем строительства и эксплуатации скважин, пробуренных на проектируемом и рядом расположенных месторождениях (организация и процесс строительства скважин, их конструкций, технологии бурения, заканчивания).

В нем обычно приводится обсуждение проблемных вопросов и путей их решения в конкретных условиях проектируемого месторождения (морские или озерные акватории, пойменные или болотные территории, охранные зоны водоемов и рек, заказники разного назначения и охраняемые территории, наличие многолетнемерзлых пород, пластов с аномально низким и аномально высоким пластовым давлением, поглощающих горизонтов и др.).

viii. Конструкции и крепление скважин

В разделе обычно приводится обоснование всех типов конструкций скважин, различных по назначению, с указанием диаметров обсадных колонн и глубин их спуска.

Раздел содержит рекомендации:

- способов спуска и цементирования обсадных колонн;

- по применению основных элементов технологической оснастки, в том числе при бурении на депрессии;

- по интервальному использованию типов буферных жидкостей, тампонажных материалов, жидкостей затворения для крепления;

- по методам контроля качества крепления скважины и свойств тампонажных растворов (камня), периодичности параметров контроля состояния крепи скважины при эксплуатации и консервации.

Проектные конструкции представляются в табличной или графической формах.

ix. Пространственное профилирование стволов скважин

Раздел обычно содержит постановку основных задач профилирования скважин всех типов и боковых стволов на проектируемом месторождении, рекомендации по методам их решения.

В разделе даются рекомендации по предотвращению пересечения стволов пробуренных скважин, использованию технических средств бурения и геолого-технологических исследований скважин, выбору средств контроля за профилем ствола скважины в процессе бурения, методам оценки качества проектных и фактических профилей.

x. Геофизические исследования в процессе строительства скважин

Обосновываются с учетом особенностей геологического строения месторождения и сложившегося комплекса геофизических исследований в регионе, проводятся в соответствии с действующими стандартами.

Раздел обычно содержит:

- комплексы геофизических и геолого-технологических исследований, необходимых для контроля процесса бурения и траектории скважин в зависимости от их назначения, сложности геологического разреза и параметров профиля;

- полный комплекс геофизических, гидродинамических и геохимических исследований для изучения параметров геологического разреза и продуктивных пластов, обсуждаемых в проектном технологическом документе.

xi. Методы вскрытия продуктивных пластов

1. Первичное вскрытие

Дается краткая характеристика объектов разработки (пластов). Особое внимание уделяется их свойствам, которые могут быть изменены в процессе первичного и вторичного вскрытий. При этом должны быть указаны явно ухудшающиеся при вскрытии пласта свойства и причины, приводящие к снижению проницаемости призабойной зоны и извлекаемых объемов пластового флюида.

Обосновываются:

- основные направления и меры по предупреждению повреждения призабойной зоны продуктивного пласта в процессе первичного вскрытия (на репрессии и на депрессии);

- типы промывочных агентов при бурении в различных интервалах и участках залежей;

- тип и основные элементы системы очистки промывочных агентов.

Приводятся:

- перечень требуемых параметров контроля свойств буровых растворов;

- интервалы изменения параметров буровых растворов;

- основные элементы компоновки низа бурильной колонны, скважинного, устьевого и наземного оборудования при бурении на депрессии;

- средства контроля процесса бурения.

2. Вторичное вскрытие

Содержит:

- основные направления и меры по предупреждению повреждения прискважинной зоны продуктивного пласта в процессе вторичного вскрытия (на репрессии и на депрессии);

- методы перфорации, исключающие нарушение крепи скважины;

- характер заполнения скважин при перфорации;

- перечень требуемых параметров контроля свойств перфорационной среды и жидкости, заполняющей эксплуатационную колонну или хвостовик;

- интервалы изменения параметров перфорационной среды и жидкости, заполняющей эксплуатационную колонну или хвостовик;

- основные элементы скважинного, устьевого и наземного оборудования;

- средства контроля процесса вторичного вскрытия.

xii. Освоение добывающих и нагнетательных скважин, вводимых из бурения

Обычно содержит:

- методы вызова притока и технико-технологические ограничения их применения;

- необходимость проведения интенсификации;

- основные требования к нагнетаемым в скважины агентам, критерии и методы их оценки;

- основные элементы скважинного, устьевого и наземного оборудования;

- средства контроля процессов освоения и нагнетания.

xiii. Освоение нагнетательных скважин, вводимых под нагнетание из добывающего фонда

Содержит обычно следующие сведения:

- комплекс гидродинамических и других исследований, в том числе определения профиля приемистости и технического состояния крепи скважины;

- оценка необходимости проведения ремонтно-изоляционных работ;

- оценка необходимости проведения интенсификации;

- основные требования к нагнетаемым в скважины агентам, критерии и методы оценки;

- основные элементы скважинного, устьевого и наземного оборудования;

- средства контроля процесса нагнетания.

82. В разделе техника и технология добычи нефти и газа рассматриваются:

xiv. Анализ режимов эксплуатации добывающих скважин

В разделе приводятся расчеты максимально допустимых депрессий фонтанных и механизированных скважин в зависимости от дебита, обводненности, устьевого давления, глубины спуска насосов, диаметра лифтов, удельного расхода газа газлифтных скважин и т.п.

Предлагаются мероприятия по согласованию режимов работы системы "пласт-скважина-насос". Рассматривается потенциальная возможность увеличения дебитов скважин по нефти.

Исследуются причины простоя скважин и даются рекомендации по повышению уровня технического использования фонда скважин.

xv. Обоснование способов подъема жидкости из скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

Раздел обычно содержит обоснование средств подъема жидкости из скважин.

Приводятся расчеты режимов работы добывающих скважин для обеспечения проектных показателей разработки месторождения: устьевое и забойное давления, диаметры лифтов, глубина спуска насосного оборудования, типоразмер насосной установки, удельный расход газа и т.д.

Для многопластовых месторождений дается технико-экономическое обоснование применения одновременно-раздельной эксплуатации нескольких пластов в одной скважине.

xvi. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Подраздел обычно содержит:

- анализ факторов и причин, осложняющих процесс эксплуатации добывающих скважин;

- реализуемые мероприятия по борьбе с осложнениями.

Приводится перечень прогнозируемых на перспективу факторов, осложняющих эксплуатацию добывающих скважин, и интенсивность их проявления.

К таким факторам обычно относятся:

- вынос песка;

- образование песчаных пробок;

- коррозия;

- застывание нефти;

- выпадение солей, парафина и их отложение на подземном и наземном оборудовании;

- гидратообразование в насосно-компрессорных трубах и напорных линиях скважин;

- эксплуатация скважин с высоким газовым фактором;

- неконтролируемый прорыв подошвенных вод и свободного газа;

- растепление многолетнемерзлых пород вокруг устьев скважин;

- замерзание напорных и выкидных линий, устьев и стволов нагнетательных и добывающих скважин и другие осложнения.

Предлагаются геолого-технические мероприятия по предупреждению осложнений.

xvii. Глушение скважин

Подраздел обычно содержит предложения по технике и технологиям, сохраняющим коллекторские свойства призабойной зоны скважины при ее глушении.

xviii. Анализ, требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Дается описание принципиальной схемы системы сбора и подготовки нефти, газа и воды.

Анализируется работа системы, сравниваются проектные и фактические показатели ее эксплуатации.

Приводятся факторы, осложняющие работу системы, а также технические и технологические предложения по повышению эффективности ее использования.

Приводятся планы развития мощностей с учетом максимальных уровней отборов нефти, газа и воды.

Раздел обычно содержит требования к оборудованию, аппаратам и сооружениям системы, в том числе к системе измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа в соответствии с [ГОСТ Р 8.615-2005](consultantplus://offline/ref=A87A599546F840AB9D396749810C932C24874C005276D96C47191DED8DxFnDD) "Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа".

xix. Анализ, требования и рекомендации к системе ППД, подготовке закачиваемых рабочих агентов

Дается краткое описание системы ППД проектируемого месторождения.

Приводятся осредненные значения достигнутых основных показателей и режимов работы системы ППД. Анализируются причины несоответствия фактических и проектных показателей работы системы ППД, даются рекомендации по повышению эффективности ее работы.

Раздел содержит предложения по перспективному развитию системы ППД месторождения: рассчитывается баланс проектных объемов различных типов закачиваемой воды, уточняются или обосновываются источники водоснабжения, мощности КНС в зависимости от проектных показателей закачки воды в скважины и т.д. Мощности объектов системы ППД рассчитываются на год максимальной закачки воды.

Формулируются требования к конструкции нагнетательных скважин и внутрискважинному оборудованию (в том числе для ОРЗ), водозаборам и другим источникам воды, системе подготовки воды, системе водоводов высокого и низкого давлений, проектным показателям надежности объектов системы ППД.

Даются рекомендации по снижению влияния осложняющих факторов на функционирование системы ППД.

В указанном плане проектируются и другие предлагаемые технологии ППД (водогазовое, газовое, физико-химическое воздействия).

xx. Обоснование геологических объектов и поглощающих скважин для сброса попутно добываемых вод

В разделе на проектный период приводится баланс (небаланс) вод, закачиваемых в продуктивные отложения и отбираемых (в том числе попутно добываемых, из поверхностных источников, из подземных водоносных горизонтов).

Дается обоснование:

- мероприятий по обеспечению баланса закачки воды и отбора жидкости;

- выбора подземного водоносного горизонта;

- количества и местоположения поглощающих скважин для закачки в них излишков вод в случае превышения отбора над потребностями системы ППД.

83. В разделе контроль и регулирование разработки месторождения указывается, что целью контроля и регулирования разработки месторождения является получение максимально возможной и объективной информации для оперативного контроля и управления процессом рациональной добычи нефти из эксплуатационных объектов [(табл. 41)](#P3037).

xxi. Доразведка месторождения

Подраздел содержит:

- обоснование проведения сейсмических исследований методами 2D и 3D, определение объемов и сроков их проведения;

- отчет о выполнении программы в действующем проектном технологическом документе;

- виды и объемы работ по переводу запасов из категории C2 в категорию C1;

- обоснование бурения поисковых и разведочных скважин при наличии на участке перспективных структур, выявленных сейсмическими исследованиями, определение их количества и местоположения.

xxii. Отбор и исследование керна

Дается обоснование продуктивных горизонтов и скважин для отбора керна с целью получения для пластов петрофизических зависимостей "керн-керн" и "керн-ГИС".

Приводятся объемы исследования ФЕС образцов керна по задачам, виды и сроки стандартных и специальных исследований образцов керна.

xxiii. Промысловые и гидродинамические исследования скважин

Содержит следующие мероприятия:

- изучение гидродинамической связи по разрезу и площади;

- исследование интенсивности падения пластового давления в зависимости от отбора жидкости, оценке упругого запаса энергии пласта от поддержания пластового давления;

- определение гидродинамических параметров пласта;

- определение давления в газовых шапках газонефтяных месторождений;

- контроль изменения температуры пласта;

- измерения дебитов скважины;

- замеры газового фактора;

- определение коэффициента продуктивности;

- определение обводненности продукции скважин.

Определяются периодичность, объемы исследований по всем задачам.

xxiv. Геофизические исследования скважин

Определяются комплексы геофизических исследований разведочных и эксплуатационных скважин в процессе их строительства, комплекс исследований скважин, бурящихся с отбором керна.

Обосновываются объемы, методы, периодичность и охват скважин промыслово-геофизическими исследованиями по определению профиля притока и источника обводнения, определению профиля приемистости.

Даются рекомендации по исследованию процесса вытеснения нефти и газа в пласте, определению текущих коэффициентов нефтегазонасыщенности пластов, положений водонефтяного и газожидкостного контактов с использованием современных методов импульсного спектрометрического, углеродно-кислородного каротажа, электрического каротажа обсаженных скважин.

Подраздел содержит описание мероприятий и методов по определению толщин заводнения, параметров выработки коллекторов, коэффициентов вытеснения, охвата заводнения, а также по определению мест нарушения и негерметичности обсадных колонн и забоев скважин.

Дается обоснование комплекса исследований по выявлению межпластовых и заколонных перетоков в скважинах, форм и размеров нарушений толщины колонн, состояния цементного камня за колоннами.

xxv. Изучение физико-химических свойств нефти, газа и воды

Подраздел содержит следующие виды исследований:

- определение химического состава попутно добываемых вод;

- определение параметров флюидов в пластовых условиях;

- определение состава пластовой нефти;

- определение свойств разгазированной нефти;

- объемы исследований поверхностных и глубинных проб нефти, газа и воды.

xxvi. Гидропрослушивание и индикаторные исследования

Дается обоснование:

- мероприятий по изучению межскважинного пространства методами гидропрослушивания и индикаторных исследований;

- объемов исследований методом гидропрослушивания и закачки индикаторных жидкостей с целью определения направления и скорости перемещения пластовых флюидов, уточнения геологического строения и степени неоднородности продуктивных пластов.

xxvii. Обоснование сети наблюдательных скважин

Обосновывается количество контрольных, в том числе неперфорированных, скважин для определения текущей нефтенасыщенности и газонасыщенности пластов.

Определяются:

- сеть опорных скважин из числа наблюдательных, добывающих и нагнетательных по контролю за текущей нефтегазонасыщенностью пластов,

- опорная сеть скважин (пьезометрических, добывающих и нагнетательных) для контроля за энергетическим состоянием залежи.

Задаются виды, объемы, методы и периодичность исследований скважин [(табл. 44)](#P3379).

84. В разделе охрана недр на месторождении рассматриваются следующие вопросы:

i. Нормативно-правовая база

В подразделе приводится перечень нормативных правовых актов, регулирующих отношения недропользования.

ii. Основные источники воздействия на недра

Дается характеристика основных источников воздействия на недра.

iii. Охрана недр при проведении буровых работ и эксплуатации скважин

Приводятся мероприятия по охране недр при ведении буровых работ, эксплуатации, консервации и ликвидации скважин.

85. В заключении указываются общие выводы, отражающие основную цель работы. В выводах указывается степень изученности, количество и качество запасов нефти и газа, условия их залегания, рекомендуемый вариант разработки и достигаемый в результате его внедрения КИН, рекомендации по наиболее рациональному способу разработки, оценка общих перспектив месторождения, проблемы и пути их решения, предложения по совершенствованию научно-исследовательских работ и т.д.

8. Авторский надзор за реализацией проектных

технологических документов

86. Авторский надзор рекомендуется выполнять в целях контроля реализации проектных технологических документов, повышения эффективности проектных решений и надежности прогноза технологических показателей разработки.

В авторских надзорах допускаются следующие уточнения основных проектных решений:

- отмена фонда скважин на участках сокращения площади промышленной нефтеносности;

- увеличение фонда скважин на участках прироста площади месторождения;

- организация очагового заводнения на отдельных участках залежей, линзах;

- использование фонда скважин, выполнивших проектное назначение, на других эксплуатационных объектах путем перевода или бурения боковых стволов;

- выделение участков для испытания новых технологий, не предусмотренных проектным документом;

- уточнение видов и объемов применения методов повышения нефтеотдачи;

- корректировка программы доразведки и исследовательских работ;

- другие решения, не меняющие принципиальных положений проектного документа.

Авторский надзор выполняется в соответствии с техническим заданием пользователя недр.

Технологические показатели разработки в авторском надзоре прогнозируются сроком до трех лет.

На рассмотрение ЦКР Роснедра отчеты представляются под общим названием "Авторский надзор за реализацией проектного документа (далее в именительном падеже указывается вид действующего проектного документа)".

87. Отчет направляется на рассмотрение ЦКР Роснедра в двух экземплярах, к отчету прилагаются:

- протокол рассмотрения ЦКР Роснедра действующего проектного технологического документа;

- техническое задание пользователя недр;

- протокол рассмотрения работы на НТС организации - пользователя недр.

По результатам рассмотрения работы ЦКР Роснедра рекомендует пользователю недр составление нового проектного технологического документа.

88. Отчет по авторскому надзору за реализацией проектного технологического документа рекомендуется структурировать следующим образом:

i. Введение

Во введении обосновывается цель выполнения работы.

Указываются следующие обязательные общие сведения:

- административное расположение месторождения;

- недропользователь участка недр (серия, номер, вид, срок действия лицензии);

- дата открытия месторождения и ввода его в разработку;

- данные о последнем проектном технологическом документе (организация-проектировщик, номер протокола и дата утверждения);

- условия пользования недрами в части проектирования разработки (на период действия последнего проектного технологического документа).

Приводятся сведения о результатах реализации действующего проектного технологического документа в объеме, необходимом для обоснования цели выполнения авторского надзора.

В заключение приводится ссылка на документы, в соответствии с которыми выполнен авторский надзор (рекомендации ЦКР Роснедра, техническое задание, другие документы).

ii. Геолого-физическая характеристика месторождения

Уточнение геологического строения залежей

В данном подразделе приводятся основные результаты уточнения геологического строения по результатам доразведки и разработки месторождения за период реализации последнего проектного технологического документа.

Рассматриваются эксплуатационные объекты, для которых требуется уточнение проектных решений и показателей разработки в связи с уточнением геологической основы, принятой при проектировании.

Анализируются следующие характерные геологические факторы:

- перевод запасов категории C2 в категорию C1;

- расширение (сокращение) контуров нефтеносности;

- выявление новых продуктивных залежей;

- неподтверждение геологических параметров (нефтенасыщенных толщин, проницаемости, нефтенасыщенности и т.д.), принятых при проектировании;

- другие факторы.

Детальность изложения материала должна быть достаточной для обоснования предлагаемых решений.

Необходимые карты (фрагменты карт) геологических параметров представляются в графических приложениях к отчету.

Геолого-физическая характеристика эксплуатационных объектов представляется в виде [таблицы 10](#P1491).

Запасы УВС

Сведения о запасах УВС представляются в [таблицах 17](#P1768) - [20](#P1895).

Если запасы, числящиеся на государственном балансе на начало года, на дату представления авторского надзора на ЦКР Роснедра были переутверждены и отличаются от принятых при проектировании, соответствующие сведения представляются в дополнительных таблицах.

iii. Состояние разработки месторождения

1. Утвержденные технологические решения и показатели разработки

Представляется постановляющая часть протокола ЦКР Роснедра о рассмотрении последнего проектного технологического документа.

Приводятся результаты реализации проектных решений с даты утверждения последнего проектного технологического документа.

2. Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом

Раздел состоит из следующих подразделов:

1) Фактические показатели разработки, где представлены и анализируются основные показатели разработки [(табл. 24)](#P2084). В [таблице](#P2084) приводятся данные по всем утвержденным эксплуатационным объектам и месторождению в целом.

2) Состояние реализации проектного фонда скважин. Состояние реализации проектного фонда скважин и характеристика фонда скважин на дату выполнения работы приводятся в форме [таблицы 26](#P2292). Программа ввода в эксплуатацию неработающих скважин приводится в [таблице 45](#P3392).

3) Текущее состояние разработки эксплуатационных объектов

Кратко характеризуется состояние разработки эксплуатационных объектов.

Характеризуются основные результаты реализации проектных решений за отчетный период. С использованием данных проектного технологического документа формулируются выводы по эффективности проектных решений.

Состояние пластового давления характеризуется по залежам, блокам, участкам эксплуатационного объекта, в зависимости от размеров залежей и реализуемых систем разработки.

В графических приложениях к отчету представляются карты изобар, карты текущего состояния разработки.

4) Сравнение проектных и фактических показателей разработки. Сравнение проектных и фактических показателей проводится за срок действия последнего проектного технологического документа. Результаты сравнения представляются в форме [таблицы 24](#P2084).

На рисунках приводится сравнительная динамика основных фактических и проектных показателей разработки (добыча нефти, жидкости, газа, закачка воды и другие).

Кратко формулируются основные причины расхождения проектных и фактических показателей разработки.

Особое внимание необходимо обратить на оценку показателей, которые явились причиной отклонения фактических уровней добычи нефти от проектных (резкий рост обводненности, неподтверждение проектных дебитов скважин, внедрение новых методов и технологий и т.д.).

iv. Уточнение основных проектных решений

По эксплуатационным объектам и месторождению в целом формулируются предложения по уточнению проектных решений.

Уточненные схемы размещения скважин по соответствующим объектам (участкам) приводятся в графических приложениях (на картах эффективных нефтенасыщенных толщин).

v. Уточнение технологических показателей разработки

Динамика уточненных технологических показателей разработки представляется по месторождению и эксплуатационным объектам ([табл. 43а](#P3073), [43б](#P3281)).

vi. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов

1. Сравнение проектных и фактических показателей применения методов

Сравнение проектных и фактических показателей применения методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи (виды, объемы, эффективность) проводится за срок действия последнего проектного технологического документа [(табл. 34)](#P2820).

Имеющиеся расхождения по видам, объемам и эффективности применяемых методов анализируются.

2. Программа применения методов

В подразделе корректируется утвержденная программа работ по применению методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи на расчетный период.

vii. Программа доразведки и исследовательских работ

В разделе приводятся результаты выполнения программы доразведки и исследовательских работ, предусмотренной действующим проектным технологическим документом.

Раздел должен содержать:

- виды и объемы исследований по доразведке месторождения (бурение разведочных скважин, углубление эксплуатационных скважин и т.д.);

- объемы бурения скважин с отбором керна;

- виды стандартных и специальных исследований образцов керна;

- виды промысловых и гидродинамических исследований скважин, определение пластовых давлений и фильтрационных характеристик пластов;

- виды и объемы промыслово-геофизических исследований скважин (определение профиля притока, профиля приемистости, определение положения водонефтяного и газонефтяного контактов);

- определение физико-химических свойств нефти, газа и воды;

- гидропрослушивание и индикаторные исследования;

- обоснование сети наблюдательных, контрольных скважин;

- виды и объемы промысловых исследований.

Виды, объемы и периодичность исследований по контролю разработки месторождения приводятся в [таблице 44](#P3379).

viii. Заключение

В заключении результаты выполненного авторского надзора излагаются по форме протокола рассмотрения работы ЦКР (ТО ЦКР) Роснедра.

По каждому пункту отмечаются отличия от протокола принятия последнего проектного технологического документа.

Сокращения

В настоящих Рекомендациях применяются следующие сокращения:

ВНК - водонефтяной контакт;

ГДИ - гидродинамические исследования скважин и пластов;

ГИС - геофизические исследования скважин;

ГКЗ Роснедра - Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых Федерального агентства по недропользованию;

ГМ - геологическая модель;

ГНК - газонефтяной контакт;

ГРП - гидравлический разрыв пласта;

ГФМ - геолого-фильтрационная модель;

КИН - коэффициент извлечения нефти;

МЗГС - многозабойная горизонтальная скважина;

МЗС - многозабойная скважина;

МРС - многоствольно-разветвленная скважина;

МСС - многоствольная скважина;

ЧДД (NPV) - дисконтированный поток денежной наличности недропользователя (чистый дисконтированный доход);

ОПР - опытно-промышленные работы;

ОФП - относительная фазовая проницаемость;

ППД - поддержание пластового давления;

ТО ЦКР Роснедра - территориальное отделение Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых Федерального агентства по недропользованию;

ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства;

ФМ - фильтрационная модель;

ЦКР Роснедра - Центральная комиссия по разработке месторождений полезных ископаемых Федерального агентства по недропользованию.

Приложение А

СПИСОК ОСНОВНЫХ РИСУНКОВ И ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Рисунок 1. Природные условия и формы землепользования на месторождении.

Рисунок 2. Обзорная схема района работ.

3. Схема расположения месторождения на местности с указанием основных водных артерий, населенных пунктов, транспортных и нефтегазопроводных коммуникаций.

4. Сводный геолого-геофизический разрез.

5. Структурные карты по кровле проницаемой части продуктивных пластов.

6. Схематические геологические профили продуктивных отложений по линиям пробуренных скважин.

7. Корреляционные схемы по линиям геологических профилей.

8. Карта нефтенасыщенных толщин продуктивных пластов.

9. Сводные схемы размещения скважин по месторождению с контурами нефтегазоносности продуктивных пластов.

10. Графики проектных и фактических уровней добычи нефти, жидкости, закачки агентов, обводненности и др.

11. Карты накопленных отборов и закачки.

12. Карты текущего состояния разработки.

13. Карты изобар.

14. Карты текущих нефте(газо)насыщенных толщин.

15. Карты накопленных отборов и закачки воды.

16. Карты остаточных запасов нефти.

17. Графики добычи нефти, жидкости, закачки агентов, темпов выработки запасов нефти, динамики фонда добывающих и нагнетательных скважин.

18. Схемы размещения скважин в рекомендуемых вариантах.

Приложение Б

СПИСОК ОСНОВНЫХ ТАБЛИЦ

[Таблица 1.](#P1031) Стандартные исследования керна из разведочных скважин.

[Таблица 2.](#P1054) Результаты определения параметров пластов (пропластков) по ГИС.

[Таблица 3.](#P1077) Результаты гидродинамических исследований разведочных скважин месторождения.

[Таблица 4.](#P1112) Свойства пластовой нефти.

[Таблица 5.](#P1163) Физико-химическая характеристика дегазированной нефти.

[Таблица 6.](#P1226) Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной нефти.

[Таблица 7.](#P1289) Свойства газа и конденсата.

[Таблица 8.](#P1345) Компонентный состав газа и конденсата.

[Таблица 9.](#P1407) Свойства и состав пластовых вод.

[Таблица 10.](#P1491) Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.

[Таблица 11.](#P1579) Характеристика толщин и неоднородности продуктивного пласта.

[Таблица 12.](#P1640) Характеристики вытеснения нефти рабочим агентом (водой, газом) по зонам продуктивных пластов.

[Таблица 13.](#P1671) Характеристики вытеснения газа водой (нефтью) по зонам продуктивных пластов.

[Таблица 14.](#P1702) Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа.

[Таблица 15.](#P1722) Сводная таблица подсчетных параметров, запасов свободного газа и газоконденсата.

[Таблица 16.](#P1745) Теплофизические свойства пород и пластовых жидкостей.

[Таблица 17.](#P1768) Состояние запасов нефти на 01.01.... г.

[Таблица 17а.](#P1790) Состояние запасов нефти при КИН, принятом в проектном технологическом документе.

[Таблица 17б.](#P1810) Обоснование изменения КИН.

[Таблица 18.](#P1829) Состояние запасов растворенного газа на 01.01.... г.

[Таблица 19.](#P1861) Состояние запасов свободного газа на 01.01.... г.

[Таблица 20.](#P1895) Состояние запасов конденсата на 01.01.... г.

[Таблица 21.](#P1933) Сводная таблица информационного обеспечения фильтрационной модели.

[Таблица 22.](#P2043) Сравнение начальных геологических запасов углеводородов, числящихся на государственном балансе и рассчитанных на основе трехмерных ГМ и ФМ.

[Таблица 23.](#P2065) Сравнение параметров макронеоднородности, рассчитанных на основе трехмерных ГМ и ФМ.

[Таблица 24.](#P2084) Сравнение проектных и фактических показателей разработки.

[Таблица 25.](#P2237) Состояние реализации проектного фонда.

[Таблица 26.](#P2292) Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.... г.

[Таблица 27.](#P2392) Основные фактические технологические показатели разработки на 01.01.... г.

[Таблица 28.](#P2499) Основные исходные характеристики для расчетов технологических показателей разработки.

[Таблица 29.](#P2552) Основные расчетные технологические показатели варианта разработки по объектам.

[Таблица 30.](#P2584) Основные технологические показатели варианта разработки по месторождению.

[Таблица 31.](#P2604) Исходные данные для расчета экономических показателей.

[Таблица 32.](#P2723) Основные технико-экономические показатели вариантов разработки.

[Таблица 33.](#P2804) Извлекаемые запасы нефти и КИН рекомендуемого варианта разработки в сравнении с числящимися на государственном балансе.

[Таблица 34.](#P2820) Эффективность применения ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти и прогноз их применения.

[Таблица 35.](#P2903) Капитальные вложения.

[Таблица 36.](#P2923) Эксплуатационные затраты по статьям калькуляции.

[Таблица 37.](#P2963) Эксплуатационные затраты по элементам затрат.

[Таблица 38.](#P2983) Прибыль от реализации продукции.

[Таблица 39.](#P3002) Чистый доход недропользователя.

[Таблица 40.](#P3019) Чистый доход недропользователя с учетом возврата кредита.

[Таблица 41.](#P3037) Доход государства.

[Таблица 42.](#P3053) Распределение поступлений от налогов и платежей по бюджетам.

[Таблица 43а.](#P3073) Обоснование прогноза добычи нефти, объема буровых работ.

[Таблица 43б.](#P3281) Обоснование прогноза добычи нефтяного и природного газа, газового конденсата, объема буровых работ.

[Таблица 44.](#P3379) Программа исследовательских работ (в том числе доразведка).

[Таблица 45.](#P3392) Программа работ по вводу в эксплуатацию неработающих скважин.

Приложение В

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 1 - Стандартные исследования керна из разведочных скважин

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Индекс  пласта  (часть  плас-  та),  насыще-  ние,  зона | Пористость (Кп), % | | | | | Проницаемость (Кпр), мкм2 | | | | | Водоудерживающая способность  (Квс), % | | | | | Количество скважин  по видам анализов | | |
| Эффек-  тивная  толщи-  на  (hэф) | Количе-  ство  анали-  зов,  шт. | Значение | | | Эффекти-  вная  толщина  (hэф) | Коли-  чество  анали-  зов,  шт. | Значение | | | Эффек-  тивная  толщина  (hэф) | Коли-  чество  анали-  зов,  шт. | Значение | | | Кп | Кпр | Квс |
| мини-  мальное | макси-  мальное | сред-  нее | мини-  мальное | макси-  мальное | среднее | мини-  мальное | мак-  сима-  льное | сред-  нее |  |  |  |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 2 - Результаты определения параметров пластов (пропластков) по ГИС

Пласт \_\_\_\_\_\_\_

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| N  скважины | Проницаемый  пропласток | | Характер  насыщения | роп,  Ом·м | альфапс,  доли ед. | альфагк,  доли  единиц | Коэффициент | | |
| Глубина  залегания,  м | Толщина,  м | порис-  тости, % | проницае-  мости,  мкм2 | нефтена-  сыщеннос-  ти, % |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 3 - Результаты гидродинамических исследований разведочных скважин месторождения

┌───────┬──────┬────────┬───────┬────────┬────────┬──────────┬──────────┬──────────┬────────────┬─────────┬────────┐

│Номер │Дата │Интервал│Толщина│ Дебит │Обвод- │Динамичес-│Коэффици- │Удельный │Гидропровод-│Проницае-│Вид │

│скважи-│иссле-│перфора-│пласта,│ нефти, │нен- │кий уро- │ент про- │коэффици- │ность, │мость, │исследо-│

│ны │дова- │ции, м │ м │ м3/сут.│ность, %│вень, м │дуктивнос-│ент │мкм2 см │ -3 │вания │

│ │ния │ │ │ │ │Депрессия,│ти, м3/ │продуктив-│мПа·с │10 мкм2│ │

│ │ │ │ │ │ │МПа │сут.·МПа·м│ности, м3/│ │ │ │

│ │ │ │ │ │ │ │ │сут.·МПа·м│ │ │ │

├───────┴──────┴────────┴───────┴────────┴────────┴──────────┴──────────┴──────────┴────────────┴─────────┴────────┤

│ │

│ Пласт 1 │

├───────┬──────┬────────┬───────┬────────┬────────┬──────────┬──────────┬──────────┬────────────┬─────────┬────────┤

│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├───────┼──────┼────────┼───────┼────────┼────────┼──────────┼──────────┼──────────┼────────────┼─────────┼────────┤

│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├───────┼──────┼────────┼───────┼────────┼────────┼──────────┼──────────┼──────────┼────────────┼─────────┼────────┤

│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├───────┴──────┼────────┼───────┼────────┼────────┼──────────┼──────────┼──────────┼────────────┼─────────┼────────┤

│ Средние │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ значения │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├──────────────┴────────┴───────┴────────┴────────┴──────────┴──────────┴──────────┴────────────┴─────────┴────────┤

│ │

│ Пласт 2 │

├───────┬──────┬────────┬───────┬────────┬────────┬──────────┬──────────┬──────────┬────────────┬─────────┬────────┤

│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├───────┼──────┼────────┼───────┼────────┼────────┼──────────┼──────────┼──────────┼────────────┼─────────┼────────┤

│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├───────┴──────┼────────┼───────┼────────┼────────┼──────────┼──────────┼──────────┼────────────┼─────────┼────────┤

│ Средние │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ значения │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

└──────────────┴────────┴───────┴────────┴────────┴──────────┴──────────┴──────────┴────────────┴─────────┴────────┘

Таблица 4 - Свойства пластовой нефти \_\_\_ пласта \_\_\_\_ месторождения

┌─────────────────────────────────────────────┬──────────────────┐

│ Наименование параметра │Численные значения│

│ ├─────────┬────────┤

│ │диапазон │принятые│

│ │значений │значения│

├─────────────────────────────────────────────┼─────────┼────────┤

│Пластовое давление, МПа │ │ │

├─────────────────────────────────────────────┼─────────┼────────┤

│Пластовая температура, °C │ │ │

├─────────────────────────────────────────────┼─────────┼────────┤

│Давление насыщения, МПа │ │ │

├─────────────────────────────────────────────┼─────────┼────────┤

│Газосодержание, м3/т │ │ │

├─────────────────────────────────────────────┼─────────┼────────┤

│Газовый фактор при дифференциальном │ │ │

│разгазировании в рабочих условиях, м3/т │ │ │

│ │ │ │

│P = МПа; t = ... °C │ │ │

│ 1 1 │ │ │

│P = МПа; t = ... °C │ │ │

│ 2 2 │ │ │

│P = МПа; t = ... °C │ │ │

│ 3 3 │ │ │

│P = МПа; t = ... °C │ │ │

│ 4 4 │ │ │

├─────────────────────────────────────────────┼─────────┼────────┤

│Плотность в условиях пласта, кг/м3 │ │ │

├─────────────────────────────────────────────┼─────────┼────────┤

│Вязкость в условиях пласта, мПа·с │ │ │

├─────────────────────────────────────────────┼─────────┼────────┤

│ -4 │ │ │

│Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 │ │ │

├─────────────────────────────────────────────┼─────────┼────────┤

│Плотность нефтяного газа, кг/м3, при 20 °C │ │ │

│- при однократном (стандартном) │ │ │

│разгазировании │ │ │

│- при дифференциальном (ступенчатом) │ │ │

│разгазировании │ │ │

├─────────────────────────────────────────────┼─────────┼────────┤

│Плотность дегазированной нефти, кг/м3, при 20│ │ │

│°C: │ │ │

│- при однократном (стандартном) │ │ │

│разгазировании │ │ │

│- при дифференциальном (ступенчатом) │ │ │

│разгазировании │ │ │

└─────────────────────────────────────────────┴─────────┴────────┘

Таблица 5 - Физико-химическая характеристика дегазированной нефти \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ месторождения \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ отложения, залежь \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (горизонт, пласт) (средние значения по результатам анализа дегазированных глубинных и поверхностных проб)

┌───────────────────────────────────┬─────────────────┬─────────┬───────┐

│ Наименование параметра │ Кол-во │Диапазон │Среднее│

│ │ исследованных │значений │значе- │

│ ├─────────┬───────┤ │ние │

│ │ скважин │ проб │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│Плотность при 20 °C, кг/м3 │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│Вязкость, мПа·с │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│ при 20 °C │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│ при 50 °C │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│Молярная масса, г/моль │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│Температура застывания, °C │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│Массовое содержание, % │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│ серы │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│ смол силикагелевых │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│ асфальтенов │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│ парафинов │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│ воды │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│ механических примесей │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│Содержание микрокомпонентов, г/т │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│ ванадий │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│ никель │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│Температура плавления парафина, °C │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│Температура начала кипения, °C │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│Фракционный состав (объемное │ │ │ │ │

│содержание выкипающих), % │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│ до 100 °C │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│ до 150 °C │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│ до 200 °C │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│ до 250 °C │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│ до 300 °C │ │ │ │ │

├───────────────────────────────────┼─────────┼───────┼─────────┼───────┤

│Шифр технологической классификации │ │ │ │ │

│(по ГОСТ, ОСТ ........) │ │ │ │ │

└───────────────────────────────────┴─────────┴───────┴─────────┴───────┘

Таблица 6 - Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти

┌────────────────────────┬─────────────────────────────────────────────┐

│ Наименование параметра │ Пласт (горизонт) │

│ ├─────────────────┬─────────────────┬─────────┤

│ │ при однократном │ при │пластовая│

│ │ разгазировании │дифференциальном │ нефть │

│ │ пластовой нефти │ разгазировании │ │

│ │ в стандартных │пластовой нефти в│ │

│ │ условиях │рабочих условиях │ │

│ ├──────────┬──────┼─────────┬───────┤ │

│ │выделив- │нефть │выделив- │ нефть │ │

│ │шийся газ │ │шийся газ│ │ │

├────────────────────────┼──────────┼──────┼─────────┼───────┼─────────┤

│Молярная концентрация │ │ │ │ │ │

│компонентов, % │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼──────────┼──────┼─────────┼───────┼─────────┤

│ - сероводород │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼──────────┼──────┼─────────┼───────┼─────────┤

│ - двуокись углерода │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼──────────┼──────┼─────────┼───────┼─────────┤

│ - азот + редкие │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼──────────┼──────┼─────────┼───────┼─────────┤

│в т.ч. гелий │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼──────────┼──────┼─────────┼───────┼─────────┤

│ - метан │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼──────────┼──────┼─────────┼───────┼─────────┤

│ - этан │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼──────────┼──────┼─────────┼───────┼─────────┤

│ - пропан │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼──────────┼──────┼─────────┼───────┼─────────┤

│ - изобутан │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼──────────┼──────┼─────────┼───────┼─────────┤

│ - норм. бутан │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼──────────┼──────┼─────────┼───────┼─────────┤

│ - изопентан │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼──────────┼──────┼─────────┼───────┼─────────┤

│ - норм. пентан │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼──────────┼──────┼─────────┼───────┼─────────┤

│ - гексаны │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼──────────┼──────┼─────────┼───────┼─────────┤

│ - гептаны │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼──────────┼──────┼─────────┼───────┼─────────┤

│ - октаны │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼──────────┼──────┼─────────┼───────┼─────────┤

│ - остаток C │ │ │ │ │ │

│ 9+ │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼──────────┼──────┼─────────┼───────┼─────────┤

│Молекулярная масса │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼──────────┼──────┼─────────┼───────┼─────────┤

│Плотность │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼──────────┼──────┼─────────┼───────┼─────────┤

│ - газа, кг/м3 │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼──────────┼──────┼─────────┼───────┼─────────┤

│ - газа относительная │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼──────────┼──────┼─────────┼───────┼─────────┤

│ (по воздуху), доли ед.│ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼──────────┼──────┼─────────┼───────┼─────────┤

│ - нефти, кг/м3 │ │ │ │ │ │

└────────────────────────┴──────────┴──────┴─────────┴───────┴─────────┘

Таблица 7 - Свойства газа и конденсата \_\_\_\_\_\_\_ пласта \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ месторождения

┌────────────────────────────────────────────────────┬───────────┐

│ Наименование параметра │ Численные │

│ │ значения │

│ │ (средние) │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│1. Газ газовой шапки │ │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│ Давление пластовое, МПа │ │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│ Температура пластовая, °K │ │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│ Давление начала конденсации, МПа │ │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│ Давление максимальной конденсации, МПа │ │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│ Давление псевдокритическое, МПа │ │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│ Давление приведенное │ │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│ Температура псевдокритическая, °K │ │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│ Температура приведенная │ │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│ Коэффициент сверхсжимаемости (z) │ │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│ Объемный коэффициент │ │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│ Плотность в условиях пласта, кг/м3 │ │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│ Вязкость в условиях пласта, мПа·с │ │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│ Теплоемкость, Дж/°C │ │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│ Коэффициент Джоуля-Томсона, °C/атм. │ │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│ Содержание конденсата, г/м3 │ │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│ сырого (нестабильного), КГФ │ │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│ стабильного (дебутанизированного) │ │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│2. Стабильный (дебутанизированный) конденсат │ │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│ Плотность (станд. условия), кг/м3 │ │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│ Вязкость (станд. условия), мПа·с │ │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│ Молекулярная масса, г/моль │ │

├────────────────────────────────────────────────────┼───────────┤

│ Температура выкипания 90% объемного конденсата, °C│ │

└────────────────────────────────────────────────────┴───────────┘

Таблица 8 - Компонентный состав газа и конденсата \_\_\_\_ пласта \_\_\_ месторождения

┌──────────────────────────┬─────────────────────────┬───────────────┬──────────┐

│ Наименование параметра │ Газ │ Конденсат │ Состав │

│ ├───────┬─────────┬───────┼─────────┬─────┤пластового│

│ │сепара-│дегазации│дебута-│дебута- │сырой│ газа │

│ │ции │ │низации│низиро- │ │ │

│ │ │ │ │ванный │ │ │

│ │ │ │ │(стабиль-│ │ │

│ │ │ │ │ный) │ │ │

├──────────────────────────┼───────┼─────────┼───────┼─────────┼─────┼──────────┤

│Молярная концентрация, %: │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────────┼───────┼─────────┼───────┼─────────┼─────┼──────────┤

│ - сероводород │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────────┼───────┼─────────┼───────┼─────────┼─────┼──────────┤

│ - двуокись углерода │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────────┼───────┼─────────┼───────┼─────────┼─────┼──────────┤

│ - азот + редкие, │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────────┼───────┼─────────┼───────┼─────────┼─────┼──────────┤

│в том числе гелий │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────────┼───────┼─────────┼───────┼─────────┼─────┼──────────┤

│ - метан │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────────┼───────┼─────────┼───────┼─────────┼─────┼──────────┤

│ - этан │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────────┼───────┼─────────┼───────┼─────────┼─────┼──────────┤

│ - пропан │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────────┼───────┼─────────┼───────┼─────────┼─────┼──────────┤

│ - изобутан │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────────┼───────┼─────────┼───────┼─────────┼─────┼──────────┤

│ - норм. бутан │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────────┼───────┼─────────┼───────┼─────────┼─────┼──────────┤

│ - изопентан │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────────┼───────┼─────────┼───────┼─────────┼─────┼──────────┤

│ - норм. пентан │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────────┼───────┼─────────┼───────┼─────────┼─────┼──────────┤

│ - гексаны │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────────┼───────┼─────────┼───────┼─────────┼─────┼──────────┤

│ - гептаны │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────────┼───────┼─────────┼───────┼─────────┼─────┼──────────┤

│ - октаны │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────────┼───────┼─────────┼───────┼─────────┼─────┼──────────┤

│ - остаток C │ │ │ │ │ │ │

│ 9+ │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────────┼───────┼─────────┼───────┼─────────┼─────┼──────────┤

│Молекулярная масса, г/моль│ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────────┼───────┼─────────┼───────┼─────────┼─────┼──────────┤

│Давление (P), МПа │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────────┼───────┼─────────┼───────┼─────────┼─────┼──────────┤

│Температура (t), °C │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────────┼───────┼─────────┼───────┼─────────┼─────┼──────────┤

│Плотность, кг/м3: │ │ │ │ │ │ │

│- в станд. условиях (0,1 │ │ │ │ │ │ │

│МПа, 20 °C) │ │ │ │ │ │ │

│- в рабочих условиях (при │ │ │ │ │ │ │

│P, t) │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────────┼───────┼─────────┼───────┼─────────┼─────┼──────────┤

│Выход на 1000 кг │ │ │ │ │ │ │

│пластового газа, кг │ │ │ │ │ │ │

└──────────────────────────┴───────┴─────────┴───────┴─────────┴─────┴──────────┘

Таблица 9 - Свойства и состав пластовых вод пласта \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ месторождения \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (по результатам анализа вод \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ водоносного комплекса)

┌───────────────────────────────────────┬────────────────────────┐

│ Наименование параметра │ Пласт (горизонт)... │

│ ├────────────┬───────────┤

│ │ Диапазон │ Средние │

│ │ изменения │ значения │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│Газосодержание, м3/м3 │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│Плотность воды, кг/м3 │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│ - в стандартных условиях │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│ - в условиях пласта │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│Вязкость в условиях пласта, мПа·с │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│ -4 │ │ │

│Коэффициент сжимаемости, 1/МПа x 10 │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│Объемный коэффициент, доли ед. │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│Химический состав вод ((мг/л)/мг-экв/л)│ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│ + + │ │ │

│ Na + K │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│ +2 │ │ │

│ Ca │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│ +2 │ │ │

│ Mg │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│ - │ │ │

│ Cl │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│ - │ │ │

│ HCO3 │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│ -2 │ │ │

│ CO3 │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│ -2 │ │ │

│ SO4 │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│ + │ │ │

│ NH4 │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│ - │ │ │

│ Br │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│ - │ │ │

│ J │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│ +3 │ │ │

│ B │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│ + │ │ │

│ Li │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│ +2 │ │ │

│ Sr │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│ + │ │ │

│ Rb │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│ + │ │ │

│ Cs │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│Общая минерализация, г/л │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│Водородный показатель, pH │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┼───────────┤

│Жесткость общая (мг-экв/л) │ │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┴───────────┤

│Химический тип воды, преимущественный │ │

│(по В.А. Сулину) │ │

├───────────────────────────────────────┼────────────┬───────────┤

│Количество исследованных проб (скважин)│ │ │

└───────────────────────────────────────┴────────────┴───────────┘

Таблица 10 - Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

┌──────────────────────────────────────┬─────────────────────────┐

│ Параметры │ Объекты разработки │

│ ├──────┬──────┬─────┬─────┤

│ │ 1 │ 2 │ ... │ n │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Средняя глубина залегания кровли │ │ │ │ │

│(абсолютная отметка), м │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Тип залежи │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Тип коллектора │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Площадь нефтегазоносности, тыс. м2 │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Средняя общая толщина, м │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Средняя газонасыщенная толщина, м │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Средняя эффективная нефтенасыщенная │ │ │ │ │

│толщина, м │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Средняя эффективная водонасыщенная │ │ │ │ │

│толщина, м │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Коэффициент пористости, доли ед. │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, │ │ │ │ │

│доли ед. │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, │ │ │ │ │

│доли ед. │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Коэффициент нефтенасыщенности пласта, │ │ │ │ │

│доли ед. │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│ -3 │ │ │ │ │

│Проницаемость, 10 мкм2 │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Коэффициент песчанистости, доли ед. │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Коэффициент расчлененности, доли ед. │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Начальная пластовая температура, °C │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Начальное пластовое давление, МПа │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Вязкость нефти в пластовых условиях, │ │ │ │ │

│мПа·с │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Плотность нефти в пластовых условиях, │ │ │ │ │

│т/м3 │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Плотность нефти в поверхностных │ │ │ │ │

│условиях, т/м3 │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Абсолютная отметка ГНК, м │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Абсолютная отметка ВНК, м │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Объемный коэффициент нефти, доли ед. │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Содержание серы в нефти, % │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Содержание парафина в нефти, % │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Давление насыщения нефти газом, МПа │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Газовый фактор, м3/т │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Содержание сероводорода, % │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Вязкость воды в пластовых условиях, │ │ │ │ │

│т/м3 │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│Плотность воды в поверхностных │ │ │ │ │

│условиях, т/м3 │ │ │ │ │

├──────────────────────────────────────┼──────┼──────┼─────┼─────┤

│ -4 │ │ │ │ │

│Сжимаемость, 1/МПа x 10 │ │ │ │ │

│ нефти │ │ │ │ │

│ воды │ │ │ │ │

│ породы │ │ │ │ │

└──────────────────────────────────────┴──────┴──────┴─────┴─────┘

Таблица 11 - Характеристика толщин и неоднородности продуктивного пласта

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметр | Показатели | | Зоны пласта | | | Пласт  в целом |
| ЧНЗ | ВНЗ | ГНЗ |  |
| 1 | 2 | | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Общая толщина, м | Среднее | |  |  |  |  |
| Коэффициент вариации | |  |  |  |  |
| Интервал  изменения | От |  |  |  |  |
| до |  |  |  |  |
| Эффективная  нефтенасыщенная  толщина, м | Среднее | |  |  |  |  |
| Коэффициент вариации | |  |  |  |  |
| Интервал  изменения | От |  |  |  |  |
| до |  |  |  |  |
| Эффективная  газонасыщенная  толщина, м | Среднее | |  |  |  |  |
| Коэффициент вариации | |  |  |  |  |
| Интервал  изменения | От |  |  |  |  |
| до |  |  |  |  |
| Эффективная  водонасыщенная  толщина, м | Среднее | |  |  |  |  |
| Коэффициент вариации | |  |  |  |  |
| Интервал  изменения | От |  |  |  |  |
| до |  |  |  |  |
| Коэффициент  песчанистости,  доли ед. | Среднее | |  |  |  |  |
| Коэффициент вариации | |  |  |  |  |
| Интервал  изменения | От |  |  |  |  |
| до |  |  |  |  |
| Коэффициент  расчлененности,  доли ед. | Среднее | |  |  |  |  |
| Коэффициент вариации | |  |  |  |  |
| Интервал  изменения | От |  |  |  |  |
| до |  |  |  |  |

Таблица 12 - Характеристики вытеснения нефти рабочим агентом (водой, газом) по зонам продуктивных пластов

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Зоны  пласта | Наименова-  ние | Проницае-  мость, мкм2 | Содержание  связанной  воды, доли  ед. | Коэффициент  начальной  нефтена-  сыщенности,  доли ед. | Вытесняющий  рабочий агент  (вода, газ и  т.п.) | Коэффициент  остаточной  нефтенасыщен-  ности при  вытеснении  нефти рабочим  агентом, доли  ед. | Коэффициент  вытеснения,  доли ед. | Значения относительных  проницаемостей, доли ед. | |
| для рабочего  агента при  коэффициенте  остаточной  нефтенасы-  щенности | для нефти при  коэффициенте  начальной  водонасы-  щенности |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|  | Количество  определений  при каждом  значении  проницае-  мости, шт. |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Среднее  значение |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Интервал  изменения |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 13 - Характеристика вытеснение газа водой (нефтью) по зонам продуктивных пластов

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Зоны  пласта | Наименование | Проницае-  мость, мкм2 | Содержание  связанной  воды  (нефти),  доли ед. | Коэффициент  начальной  нефтенасыщен-  ности, доли  ед. | Вытесняющий  рабочий  агент  (вода,  нефть) | Коэффициент  остаточной  газонасыщен-  ности при  вытеснении  газа водой  (нефтью) | Коэффициент  вытеснения,  доли ед. | Значения относительных  проницаемостей, доли ед. | |
| для рабочего  агента при  коэффициенте  остаточной  газонасыщен-  ности | для газа при  коэффициенте  начальной  водонасыщен-  ности (нефте-  насыщенности) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|  | Количество  определений  при каждом  значении  проницаемости,  шт. |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Среднее  значение |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Интервал  изменения |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 14 - Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Пласт | Зона | Категория  запасов | Площадь  нефтено-  сности,  тыс. м2 | Средняя  эффективная  нефтенасы-  щенная  толщина, м | Объем  нефтена-  сыщенных  пород,  тыс. м3 | Коэффициент  пористости,  доли ед. | Коэффициент  нефтенасы-  щенности,  доли ед. | Пере-  счетный  коэффи-  циент,  доли ед. | Плот-  ность  нефти,  г/см3 | Начальные  балансовые  запасы  нефти,  тыс. т | Газовый  фактор,  м3/т | Начальные  балансовые  запасы раст-  воренного  газа, млн. м3 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 15 - Сводная таблица подсчетных параметров, запасов свободного газа и газоконденсата

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Пласт | Зона | Категория  запасов | Площадь  газоносно-  сти,  тыс. м2 | Средняя  эффектив-  ная газо-  насыщен-  ная тол-  щина, м | Объем  газона-  сыщенных  пород,  тыс. м3 | Коэффи-  циент  пористо-  сти,  д. ед. | Коэффи-  циент  газона-  сыщенно-  сти, д.  ед. | Началь-  ное  пласто-  вое дав-  ление,  МПа | Пласто-  вое дав-  ление на  дату  подсче-  та, МПа | Поправка  на темпе-  ратуру | Поправка  на от-  клонение  от  закона  Бойля-  Мариотта | Начальные  балансовые  запасы  свободного  газа  (газокон-  денсата),  млн. м3 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 16 - Теплофизические свойства пород и пластовых жидкостей

┌─────────────────────────────┬─────────────────────┬────────────┐

│ Наименование параметров │ Горные породы │ Пластовые │

│ │ │ жидкости │

│ ├───────────┬─────────┼─────┬──────┤

│ │коллекторы │вмещающие│нефть│ вода │

├─────────────────────────────┼───────────┼─────────┼─────┼──────┤

│ 1 │ 2 │ 3 │ 4 │ 5 │

├─────────────────────────────┼───────────┼─────────┼─────┼──────┤

│Число исследованных образцов │ │ │ │ │

│Средняя плотность, кг/м3 │ │ │ │ │

│Коэффициент │ │ │ │ │

│температуропроводности, │ │ │ │ │

│м2/час │ │ │ │ │

│Коэффициент теплопроводности,│ │ │ │ │

│ккал/м·час·град. │ │ │ │ │

│Удельная теплоемкость, │ │ │ │ │

│ккал/кг·град. │ │ │ │ │

└─────────────────────────────┴───────────┴─────────┴─────┴──────┘

Таблица 17 - Состояние запасов нефти на 01.01.... г.

┌────────────┬────────────────────────────────────────┬────────────────────────────────────────────────┐

│ Объект │ Утвержденные ГКЗ РФ │ На государственном балансе на 01.01.... г. │

│ ├──────────────┬─────────────┬───────────┼───────────┬────────────┬───────────┬───────────┤

│ │ Начальные │ Начальные │ КИН, │ Начальные │ Начальные │ КИН, │ Текущие │

│ │геологические │ извлекаемые │ доли ед. │геологичес-│извлекаемые │ доли ед. │извлекаемые│

│ │запасы, тыс. т│ запасы, │ │кие запасы,│ запасы, │ │ запасы, │

│ │ │ тыс. т │ │ тыс. т │ тыс. т │ │ тыс. т │

│ ├─────┬────────┼─────┬───────┼─────┬─────┼─────┬─────┼─────┬──────┼─────┬─────┼─────┬─────┤

│ │ ABC │ C │ ABC │ C │ ABC │ C │ ABC │ C │ ABC │ C │ ABC │ C │ ABC │ C │

│ │ 1│ 2 │ 1│ 2 │ 1 │ 2 │ 1│ 2 │ 1│ 2 │ 1│ 2 │ 1│ 2 │

├────────────┼─────┼────────┼─────┼───────┼─────┼─────┼─────┼─────┼─────┼──────┼─────┼─────┼─────┼─────┤

│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────────────┼─────┼────────┼─────┼───────┼─────┼─────┼─────┼─────┼─────┼──────┼─────┼─────┼─────┼─────┤

│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────────────┼─────┼────────┼─────┼───────┼─────┼─────┼─────┼─────┼─────┼──────┼─────┼─────┼─────┼─────┤

│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

└────────────┴─────┴────────┴─────┴───────┴─────┴─────┴─────┴─────┴─────┴──────┴─────┴─────┴─────┴─────┘

Таблица 17а - Состояние запасов нефти при КИН, принятом в проектном технологическом документе

┌─────────────┬────────────────┬───────────────────────────┬─────┬────────────────────────────────────┐

│ Объекты, │ Начальные │ Принятые ЦКР Роснедра │При- │ Текущие запасы нефти, тыс. т │

│месторождение│ геологические ├───────────┬───────────────┤рост ├───────────────┬───────────────┬────┤

│ в целом │ запасы нефти, │ КИН │ Начальные │НИЗ │ Геологические │ Извлекаемые │КИН │

│ │ числящиеся на │ │ извлекаемые │ │ │ │ │

│ │государственном │ │ запасы (НИЗ), │ │ │ │ │

│ │балансе, тыс. т │ │ тыс. т │ │ │ │ │

│ ├───────────┬────┼───────────┼───────────┬───┼─────┼───────────┬───┼───────────┬───┼────┤

│ │ A + B + C │ C │ A + B + C │ A + B + C │ C │ C │ A + B + C │ C │ A + B + C │ C │ │

│ │ 1│ 2 │ 1│ 1│ 2│ 1 │ 1│ 2│ 1│ 2│ │

├─────────────┼───────────┼────┼───────────┼───────────┼───┼─────┼───────────┼───┼───────────┼───┼────┤

│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├─────────────┼───────────┼────┼───────────┼───────────┼───┼─────┼───────────┼───┼───────────┼───┼────┤

│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

└─────────────┴───────────┴────┴───────────┴───────────┴───┴─────┴───────────┴───┴───────────┴───┴────┘

Таблица 17б - Обоснование изменения КИН

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Месторождение,  залежь,  пласт | | | На государственном  балансе | | | ПСС | Предлагаемые проектным  документом | | | | Увеличе-  ние КИН | Причины изменения  КИН |
| КИН | К выт. | К охв. | КИН | К выт. | К охв. | ПСС |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 18 - Состояние запасов растворенного газа на 01.01.... г.

┌──────────────────────┬───────────────────────┬────────────────────────────────────────────────┐

│ Объект │ Утвержденные ГКЗ РФ │ На государственном балансе │

│ ├───────────────────────┼───────────────────────┬────────────────────────┤

│ │ Начальные извлекаемые │ Начальные извлекаемые │ Текущие извлекаемые │

│ │ запасы, млн. м3 │ запасы, млн. м3 │ запасы, млн. м3 │

│ ├───────────┬───────────┼───────────┬───────────┼───────────┬────────────┤

│ │ ABC │ C │ ABC │ C │ ABC │ C │

│ │ 1 │ 2 │ 1 │ 2 │ 1 │ 2 │

├──────────────────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼────────────┤

│ │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼────────────┤

│ │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼────────────┤

│ │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼────────────┤

│ │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼────────────┤

│ │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼────────────┤

│ │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼────────────┤

│ │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼────────────┤

│ │ │ │ │ │ │ │

├──────────────────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼────────────┤

│Всего по месторождению│ │ │ │ │ │ │

└──────────────────────┴───────────┴───────────┴───────────┴───────────┴───────────┴────────────┘

Таблица 19 - Состояние запасов свободного газа, газа газовых шапок на 01.01.... г.

┌───────────────────────────┬───────────────────────┬────────────────────────────────────────────────┐

│ Объект │ Утвержденные ГКЗ РФ │ На государственном балансе │

│ ├───────────────────────┼───────────────────────┬────────────────────────┤

│ │Начальные геологические│Начальные геологические│ Текущие геологические │

│ │ запасы, млн. м3 │ запасы, млн. м3 │ запасы, млн. м3 │

│ ├───────────┬───────────┼───────────┬───────────┼───────────┬────────────┤

│ │ ABC │ C │ ABC │ C │ ABC │ C │

│ │ 1 │ 2 │ 1 │ 2 │ 1 │ 2 │

├───────────────────────────┴───────────┴───────────┴───────────┴───────────┴───────────┴────────────┤

│ Свободный газ │

├───────────────────────────┬───────────┬───────────┬───────────┬───────────┬───────────┬────────────┤

│ │ │ │ │ │ │ │

├───────────────────────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼────────────┤

│ │ │ │ │ │ │ │

├───────────────────────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼────────────┤

│ │ │ │ │ │ │ │

├───────────────────────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼────────────┤

│Всего по месторождению │ │ │ │ │ │ │

├───────────────────────────┴───────────┴───────────┴───────────┴───────────┴───────────┴────────────┤

│ Газ газовых шапок │

├───────────────────────────┬───────────┬───────────┬───────────┬───────────┬───────────┬────────────┤

│ │ │ │ │ │ │ │

├───────────────────────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼────────────┤

│ │ │ │ │ │ │ │

├───────────────────────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼────────────┤

│ │ │ │ │ │ │ │

├───────────────────────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼───────────┼────────────┤

│Всего по месторождению │ │ │ │ │ │ │

└───────────────────────────┴───────────┴───────────┴───────────┴───────────┴───────────┴────────────┘

Таблица 20 - Состояние запасов конденсата на 01.01.... г.

┌──────────────┬──────────────────────────────────────────┬────────────────────────────────────────────────────────┐

│ Объект │ Утвержденные ГКЗ РФ │ На государственном балансе │

│ ├─────────────┬──────────────┬─────────────┼─────────────┬─────────────┬─────────────┬──────────────┤

│ │ Начальные │ Начальные │КИК, доли ед.│ Начальные │ Начальные │КИК, доли ед.│ Текущие │

│ │геологические│ извлекаемые │ │геологические│ извлекаемые │ │ извлекаемые │

│ │ запасы, │запасы, тыс. т│ │ запасы, │ запасы, │ │запасы, тыс. т│

│ │ тыс. т │ │ │ тыс. т │ тыс. т │ │ │

│ ├───────┬─────┼────────┬─────┼───────┬─────┼───────┬─────┼───────┬─────┼───────┬─────┼────────┬─────┤

│ │ ABC │ C │ ABC │ C │ ABC │ C │ ABC │ C │ ABC │ C │ ABC │ C │ ABC │ C │

│ │ 1 │ 2 │ 1 │ 2 │ 1 │ 2 │ 1 │ 2 │ 1 │ 2 │ 1 │ 2 │ 1 │ 2 │

├──────────────┴───────┴─────┴────────┴─────┴───────┴─────┴───────┴─────┴───────┴─────┴───────┴─────┴────────┴─────┤

│ Конденсат свободного газа │

├──────────────┬───────┬─────┬────────┬─────┬───────┬─────┬───────┬─────┬───────┬─────┬───────┬─────┬────────┬─────┤

│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├──────────────┼───────┼─────┼────────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├──────────────┼───────┼─────┼────────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├──────────────┼───────┼─────┼────────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│Всего по │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│месторождению │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├──────────────┴───────┴─────┴────────┴─────┴───────┴─────┴───────┴─────┴───────┴─────┴───────┴─────┴────────┴─────┤

│ Конденсат газа газовых шапок │

├──────────────┬───────┬─────┬────────┬─────┬───────┬─────┬───────┬─────┬───────┬─────┬───────┬─────┬────────┬─────┤

│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├──────────────┼───────┼─────┼────────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├──────────────┼───────┼─────┼────────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├──────────────┼───────┼─────┼────────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│Всего по │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│месторождению │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

└──────────────┴───────┴─────┴────────┴─────┴───────┴─────┴───────┴─────┴───────┴─────┴───────┴─────┴────────┴─────┘

Таблица 21 - Сводная таблица информационного обеспечения фильтрационной модели

Идентификация модели:

Объект разработки:

Залежь:

┌─────────────────────────────────────────────────────┬──────────┐

│ Параметр │ Значения │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│По модели в целом │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Размеры по осям, км │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│X │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Y │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Z │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Размерность по осям │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│X │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Y │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Z │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│ Итого│ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Адаптируемые параметры по ячейкам модели │Количество│

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Пористость │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Проницаемость │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Поровый объем │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Песчанистость │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Нефтенасыщенность начальная │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Нефтенасыщенность остаточная │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Газонасыщенность │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Водонасыщенность критическая/защемленная │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Анизотропия вертикальная │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Проводимость по осям X, Y, Z │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Районы ОФП │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│ Итого│ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Адаптируемые параметры по скважинам │Количество│

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Перфорация │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Проницаемость призабойных зон поинтервальная │ │

│статичная │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Проницаемость призабойных зон поинтервальная │ │

│динамическая │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Координаты пластопересечений │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Предельные забойные давления │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Дополнительные параметры │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│ Итого│ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│История разработки/база данных │Количество│

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Дебиты нефти │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Дебита жидкости │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Дебит газа │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Закачка воды/приемистость │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Закачка газа/химреагентов │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Частота замеров │ месяц/ │

│ │ квартал/ │

│ │ год │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Длительность истории разработки, лет │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Инструментальные замеры пластового давления │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Инструментальные замеры забойного давления │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│ Итого│ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│Данные исследований скважин по: │Количество│

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│PVT свойствам добываемых флюидов │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│насыщенностям флюидов │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│концентрациям химреагентов │ │

├─────────────────────────────────────────────────────┼──────────┤

│ Итого│ │

└─────────────────────────────────────────────────────┴──────────┘

Таблица 22 - Сравнение начальных геологических запасов углеводородов, числящихся на государственном балансе и рассчитанных на основе трехмерных ГМ и ФМ

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Начальные геологические запасы | | | |
|  | Нефти,  тыс. т | Растворенного  газа, млн. м3 | Свободного  газа, млн. м3 |
| На государственном балансе |  |  |  |
| ГМ |  |  |  |
| ФМ |  |  |  |
| Отклонение (ФМ от ГМ), % |  |  |  |
| Отклонение (ФМ от баланса),  % |  |  |  |

Таблица 23 - Сравнение параметров макронеоднородности, рассчитанных на основе трехмерных ГМ и ФМ

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Параметр | Значения | | |
| РИГИС | ГМ | ФМ |
| Коэффициент расчленения (К расч.) |  |  |  |
| Коэффициент песчанистости  (К песч.) |  |  |  |
| Объем коллектора |  |  |  |
| Объем неколлектора |  |  |  |

Таблица 24 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Пласт \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ месторождение \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

┌────┬──────────────────────────────────────────────┬─────────────┬─────────────┬─────────────┬─────────────┬──────────────┐

│ N │ Показатели │ t\*-5 │ t\*-4 │ t\*-3 │ t\*-2 │ t\*-1 │

│ │ ├───────┬─────┼───────┬─────┼───────┬─────┼───────┬─────┼────────┬─────┤

│ │ │Проект │Факт │Проект │Факт │Проект │Факт │Проект │Факт │ Проект │Факт │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 1 │ 2 │ 3 │ 4 │ 5 │ 6 │ 7 │ 8 │ 9 │ 10 │ 11 │ 12 │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 1 │Добыча нефти всего, тыс. т │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 2 │В том числе: из переходящих скважин, тыс. т │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 3 │ из новых скважин, тыс. т │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 4 │Ввод новых добывающих скважин всего, шт. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 5 │В том числе: из эксплуатационного бурения, шт.│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 6 │ из разведочного бурения, шт. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 7 │ переводом с других объектов, шт. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 8 │Ввод боковых стволов, шт. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 9 │Среднесуточный дебит нефти новой скважины, │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │т/сут. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 10 │Среднее число дней работы новой скважины, дни │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 11 │Средняя глубина новой скважины, м │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 12 │Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 13 │В том числе: добывающих скважин, тыс. м │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 14 │вспомогательных и специальных скважин, тыс. м │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 15 │Расчетное время работы новых скважин │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │предыдущего года в данном году, дни │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 16 │Расчетная добыча нефти из новых скважин │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │предыдущего года в данном году, тыс. т │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 17 │Добыча нефти из переходящих скважин │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │предыдущего года, тыс. т │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 18 │Расчетная добыча нефти из переходящих скважин │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │данного года, тыс. т │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 19 │Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │данного года, тыс. т │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 20 │Изменение добычи нефти из переходящих скважин,│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │тыс. т │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 21 │Процент изменения добычи нефти из переходящих │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │скважин, % │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 22 │Мощность новых скважин, тыс. т │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 23 │Выбытие добывающих скважин всего, шт. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 24 │В том числе под закачку, шт. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 25 │Фонд добывающих скважин на конец года, шт. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 26 │В том числе нагнетательных в отработке, шт. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 27 │Действующий фонд добывающих скважин на конец │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │года, шт. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 28 │Перевод скважин на механизированную добычу, │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │шт. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 29 │Фонд механизированных скважин, шт. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 30 │Ввод нагнетательных скважин, шт. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 31 │Выбытие нагнетательных скважин, шт. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 32 │Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 33 │Действующий фонд нагнетательных скважин на │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │конец года, шт. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 34 │Средний дебит действующих скважин по жидкости,│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │т/сут. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 35 │Средний дебит переходящих скважин по жидкости,│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │т/сут. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 36 │Средний дебит новых скважин по жидкости, │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │т/сут. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 37 │Средний дебит действующих скважин по нефти, │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │т/сут. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 38 │Средний дебит переходящих скважин по нефти, │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │т/сут. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 39 │Средняя приемистость нагнетательных скважин по│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │воде, м3/сут. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 40 │Средняя приемистость нагнетательных скважин по│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │газу, тыс. м3/сут. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 41 │Средняя обводненность продукции действующего │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │фонда скважин, % │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 42 │Средняя обводненность продукции переходящих │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │скважин, % │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 43 │Средняя обводненность продукции новых скважин,│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │% │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 44 │Добыча жидкости всего, тыс. т │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 45 │В том числе: из переходящих скважин, тыс. т │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 46 │ из новых скважин, тыс. т │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 47 │Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 48 │Добыча нефти с начала разработки, тыс. т │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 49 │Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед. │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 50 │Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, % │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 51 │Темп отбора нефти от начальных утвержденных │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │извлекаемых запасов, % │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 52 │Темп отбора нефти от текущих утвержденных │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

│ │извлекаемых запасов, % │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 53 │Закачка воды, тыс. м3 │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 54 │Закачка газа, млн. м3 │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 55 │Закачка воды с начала разработки, тыс. м3 │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 56 │Закачка газа с начала разработки, млн. м3 │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 57 │Компенсация отбора: текущая, % │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────────────────────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼───────┼─────┼────────┼─────┤

│ 58 │ с начала разработки, % │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

└────┴──────────────────────────────────────────────┴───────┴─────┴───────┴─────┴───────┴─────┴───────┴─────┴────────┴─────┘

Таблица 25 - Состояние реализации проектного фонда скважин на 01.01.... г.

┌────┬──────────────────────────────┬─────────┬─────┬─────────┬─────────┐

│ N │ Категория фонда │Объект 1 │ ... │Объект N │Месторож-│

│п/п │ │ │ │ │дение │

├────┼──────────────────────────────┼─────────┼─────┼─────────┼─────────┤

│ 1 │Утвержденный проектный фонд, │ │ │ │ │

│ │всего │ │ │ │ │

│ ├──────────────────────────────┼─────────┼─────┼─────────┼─────────┤

│ │в том числе: │ │ │ │ │

│ ├──────────────────────────────┼─────────┼─────┼─────────┼─────────┤

│ │ - добывающие │ │ │ │ │

│ ├──────────────────────────────┼─────────┼─────┼─────────┼─────────┤

│ │ - нагнетательные │ │ │ │ │

│ ├──────────────────────────────┼─────────┼─────┼─────────┼─────────┤

│ │ - газовые │ │ │ │ │

│ ├──────────────────────────────┼─────────┼─────┼─────────┼─────────┤

│ │ - контрольные │ │ │ │ │

│ ├──────────────────────────────┼─────────┼─────┼─────────┼─────────┤

│ │ - водозаборные │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────┼─────────┼─────┼─────────┼─────────┤

│ 2 │Фонд скважин на 01.01.... г.,│ │ │ │ │

│ │всего │ │ │ │ │

│ ├──────────────────────────────┼─────────┼─────┼─────────┼─────────┤

│ │в том числе: │ │ │ │ │

│ ├──────────────────────────────┼─────────┼─────┼─────────┼─────────┤

│ │ - добывающие │ │ │ │ │

│ ├──────────────────────────────┼─────────┼─────┼─────────┼─────────┤

│ │ - нагнетательные │ │ │ │ │

│ ├──────────────────────────────┼─────────┼─────┼─────────┼─────────┤

│ │ - газовые │ │ │ │ │

│ ├──────────────────────────────┼─────────┼─────┼─────────┼─────────┤

│ │ - контрольные │ │ │ │ │

│ ├──────────────────────────────┼─────────┼─────┼─────────┼─────────┤

│ │ - водозаборные │ │ │ │ │

├────┼──────────────────────────────┼─────────┼─────┼─────────┼─────────┤

│ 3 │Фонд скважин для бурения │ │ │ │ │

│ ├──────────────────────────────┼─────────┼─────┼─────────┼─────────┤

│ │На 01.01.... г., всего │ │ │ │ │

│ ├──────────────────────────────┼─────────┼─────┼─────────┼─────────┤

│ │в том числе: │ │ │ │ │

│ ├──────────────────────────────┼─────────┼─────┼─────────┼─────────┤

│ │ - добывающие │ │ │ │ │

│ ├──────────────────────────────┼─────────┼─────┼─────────┼─────────┤

│ │ - нагнетательные │ │ │ │ │

│ ├──────────────────────────────┼─────────┼─────┼─────────┼─────────┤

│ │ - газовые │ │ │ │ │

│ ├──────────────────────────────┼─────────┼─────┼─────────┼─────────┤

│ │ - контрольные │ │ │ │ │

│ ├──────────────────────────────┼─────────┼─────┼─────────┼─────────┤

│ │ - водозаборные │ │ │ │ │

└────┴──────────────────────────────┴─────────┴─────┴─────────┴─────────┘

Таблица 26 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.... г.

┌──────────────────┬───────────────────────────────────┬─────────┐

│ Наименование │ Характеристика фонда скважин │Количест-│

│ │ │во сква- │

│ │ │жин │

├──────────────────┼───────────────────────────────────┼─────────┤

│Фонд добывающих │Пробурено │ │

│скважин ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Возвращено с других горизонтов │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Всего │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │В том числе: │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Действующие │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │из них: фонтанные │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ ЭЦН │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ ШГН │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ газлифт: │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ - бескомпрессорный │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ - внутрискважинный │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Бездействующие │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │В освоении после бурения │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Наблюдательные │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │В консервации │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Переведены под закачку │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Переведены на другие горизонты │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │В ожидании ликвидации │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Ликвидированные │ │

├──────────────────┼───────────────────────────────────┼─────────┤

│Фонд │Пробурено │ │

│нагнетательных ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│скважин │Возвращено с других горизонтов │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Переведены из добывающих │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Всего │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │В том числе: │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Под закачкой │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Бездействующие │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │В освоении │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │В консервации │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Наблюдательные │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │В отработке на нефть │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Переведены на другие горизонты │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │В ожидании ликвидации │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Ликвидированные │ │

├──────────────────┼───────────────────────────────────┼─────────┤

│Фонд газовых │Пробурено │ │

│скважин ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Возвращено с других горизонтов │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Всего │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │В том числе: │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Действующие │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Бездействующие │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │В освоении │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │В консервации │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Наблюдательные │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Переведены на другие горизонты │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │В ожидании ликвидации │ │

│ ├───────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Ликвидированные │ │

└──────────────────┴───────────────────────────────────┴─────────┘

Таблица 27 - Основные фактические технологические показатели разработки по состоянию на 01.01.... г.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| N  п/п | Показатели разработки | Эксплуатационные  объекты | | | Подсчетные объекты | | | Место-  рождение |
| Объект 1 | ... | Объект N | Объект 1 | ... | Объект M |  |
| 1 | Год ввода в разработку |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 | Текущая добыча нефти, тыс.  т/год |  |  |  |  |  |  |  |
| Доля в общей добыче, % |  |  |  |  |  |  |  |
| 3 | Накопленная добыча нефти,  тыс. т |  |  |  |  |  |  |  |
| Доля в общей добыче, % |  |  |  |  |  |  |  |
| 4 | Начальные извлекаемые  запасы (НИЗ) категорий  ABC1, тыс. т |  |  |  |  |  |  |  |
| Доля НИЗ объекта в общем  объеме запасов, % |  |  |  |  |  |  |  |
| Отбор от НИЗ, % |  |  |  |  |  |  |  |
| Темп отбора от НИЗ, % |  |  |  |  |  |  |  |
| Текущие извлекаемые запасы  (ТИЗ), тыс. т |  |  |  |  |  |  |  |
| Доля ТИЗ объекта в общем  объеме запасов, % |  |  |  |  |  |  |  |
| Темп отбора от ТИЗ, % |  |  |  |  |  |  |  |
| Кратность запасов, лет |  |  |  |  |  |  |  |
| 5 | Текущий коэффициент  извлечения нефти (КИН),  доли ед. |  |  |  |  |  |  |  |
| Утвержденный КИН категорий  ABC1, доли ед. |  |  |  |  |  |  |  |
| Начальные геологические  запасы (НГЗ) нефти  категорий ABC1, тыс. т |  |  |  |  |  |  |  |
| Доля НГЗ объекта в общем  объеме запасов нефти, % |  |  |  |  |  |  |  |
| 6 | Текущая добыча жидкости,  тыс. т/год |  |  |  |  |  |  |  |
| Накопленная добыча  жидкости, тыс. т |  |  |  |  |  |  |  |
| Текущая весовая  обводненность, % |  |  |  |  |  |  |  |
| Текущий водонефтяной  фактор, т/т |  |  |  |  |  |  |  |
| Накопленный водонефтяной  фактор, т/т |  |  |  |  |  |  |  |
| 7 | Действующий фонд  добывающих скважин, ед. |  |  |  |  |  |  |  |
| 8 | Средний дебит нефти,  т/сут. |  |  |  |  |  |  |  |
| Средний дебит жидкости,  т/сут. |  |  |  |  |  |  |  |
| 9 | Текущая закачка воды, тыс.  м3/год |  |  |  |  |  |  |  |
| Накопленная закачка воды,  тыс. м3 |  |  |  |  |  |  |  |
| Текущая компенсация  отборов жидкости закачкой  воды, % |  |  |  |  |  |  |  |
| Накопленная компенсация  отборов жидкости закачкой  воды, % |  |  |  |  |  |  |  |
| 10 | Накопленная добыча газа  газовых шапок, млн. м3 |  |  |  |  |  |  |  |
| Начальные геологические  запасы (НГЗ) газа газовых  шапок категорий ABC1, тыс.  т |  |  |  |  |  |  |  |
| Отбор от НГЗ газовых  шапок, % |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 28 - Основные исходные данные для расчетов технологических показателей разработки

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Характеристики | Объекты | | | |
| 1 | 2 | ... | n |
| Режим разработки |  |  |  |  |
| Система размещения скважин |  |  |  |  |
| Расстояние между скважинами, м |  |  |  |  |
| Плотность сетки, га/скв. |  |  |  |  |
| Коэффициент охвата вытеснением,  доли ед. |  |  |  |  |
| Соотношение скважин: доб./нагн.,  дельта/ро |  |  |  |  |
| Забойное давление скважин, МПа  фонтанных,  механизированных,  нагнетательных |  |  |  |  |
| Коэффициент использования  скважин, доли ед.  фонтанных,  механизированных,  нагнетательных |  |  |  |  |
| Коэффициент эксплуатации  скважин, доли ед.  фонтанных,  механизированных,  нагнетательных |  |  |  |  |
| Коэффициент потерь закачки, % |  |  |  |  |
| Предельная обводненность при  отключении добывающих скважин, % |  |  |  |  |
| Продолжительность работы  скважин, лет |  |  |  |  |
| Устьевое давление скважин, МПа  добывающих,  нагнетательных |  |  |  |  |

Таблица 29 - Основные расчетные технологические показатели варианта разработки по объектам

Месторождение: Площадь:

Объект разработки: Вариант:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Годы и  периоды | Добыча, тыс. т | | | | | | Весовая  обводнен-  ность, % | Коэффициент  нефтеизвлече-  ния, доли ед. | Закачка воды,  тыс. м3 | |
| нефти | | воды | | жидкости | |
| теку-  щая | накоплен-  ная | теку-  щая | накоплен-  ная | теку-  щая | накоплен-  ная | теку-  щая | накоплен-  ная |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |

продолжение таблицы 29

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Фонд скважин | | | | | | Дебит,  т/сут. | | Приемистость  по воде,  м3/сут. | Давление, МПа | | | | | | Среднее  пласто-  вое |
| Общий | | | Действующий | | | В зоне отбора | | | В зоне закачки | | |
| все-  го | добыва-  ющих | нагнета-  тельных | всего | добыва-  ющих | нагнета-  тельных | нефти | жидкос-  ти | плас-  товое | забой-  ное | устье-  вое | плас-  товое | забой-  ное | устье-  вое |
| 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 |

Таблица 30 - Основные технологические показатели варианта разработки по месторождению

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Годы и  периоды | Добыча, тыс. т | | | | | | Весовая  обвод-  нен-  ность,  % | Коэф-  фициент  нефте-  извле-  чения,  доли ед. | Закачка  воды,  тыс. м3 | | Фонд скважин  на конец периода | | | Дебит,  т/сут. | | Прие-  мис-  тость  по  воде,  м3/сут. |
| нефти | | воды | | жидкости | |
| теку-  щая | накоп-  ленная | теку-  щая | накоп-  ленная | теку-  щая | накоп-  ленная | теку-  щая | накоп-  ленная | всего | добыва-  ющих | нагне-  татель-  ных | нефти | жид-  кости |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 31 - Исходные данные для расчета экономических показателей

┌────┬─────────────────────────────────────────────────┬─────────┐

│ N │ Показатели │Значения │

│п/п │ │ │

├────┴─────────────────────────────────────────────────┴─────────┤

│1. Цена реализации │

├────┬─────────────────────────────────────────────────┬─────────┤

│ │ на нефть на внутреннем рынке, руб./т │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ на нефть на внешнем рынке, руб./т │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ на попутный газ, руб./тыс. м3 │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ на природный газ, руб./тыс. м3 │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ на конденсат, руб./т │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │другие показатели, в т.ч. цена продукции │ │

│ │нефтегазопереработки, используемые при оценке │ │

│ │экономической эффективности проекта │ │

├────┴─────────────────────────────────────────────────┴─────────┤

│2. Налоги и платежи │

├────┬─────────────────────────────────────────────────┬─────────┤

│ │НДС, % │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Налог на добычу полезных ископаемых, руб./т, │ │

│ │руб./тыс. м3, % │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │На имущество, % │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │На прибыль, % │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Единый социальный налог, % │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Тариф на обязательное страхование от несчастных │ │

│ │случаев на производстве и профзаболеваний, % │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Налог на нужды общеобразовательных учреждений, % │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Ресурсные платежи, руб. │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Транспортные расходы - внешний рынок, долл./т │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Экспортная таможенная пошлина, руб./т, % │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Прочие налоги, используемые при оценке │ │

│ │экономической эффективности проекта │ │

├────┴─────────────────────────────────────────────────┴─────────┤

│3. Капитальные вложения │

├────┬─────────────────────────────────────────────────┬─────────┤

│3.1 │Эксплуатационное бурение скважин, млн. руб. │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ - бурение добывающей скважины вертикальной, │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ наклонно- │ │

│ │ направленной │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ горизонтальной │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ зарезка бокового │ │

│ │ ствола │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ - бурение нагнетательной скважины вертикальной, │ │

│ │ млн. руб. │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ наклонно- │ │

│ │ направленной │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ горизонтальной │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ зарезка бокового │ │

│ │ ствола │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ - бурение газовой скважины, млн. руб. │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ - оборудование для предприятий нефтедобычи, │ │

│ │ млн. руб./скв. │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│3.2 │Промысловое обустройство: │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ - сбор и транспорт нефти и газа, млн. руб./скв. │ │

│ │ доб. │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ - заводнение и промводоснабжение, │ │

│ │ млн. руб./скв. нагн. │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ - комплексная автоматизация, млн. руб./скв. │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │ - прочие исходные данные, используемые при │ │

│ │ оценке экономической эффективности проекта │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│4 │Эксплуатационные затраты (по статьям │ │

│ │калькуляции) │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Обслуживание добывающих скважин (с │ │

│ │общепромысловыми затратами) │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Обслуживание нагнетательных скважин (с │ │

│ │общепромысловыми затратами) │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Сбор и транспорт нефти и газа, руб./т жидкости │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Ликвидационные затраты, млн. руб. │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│5 │Дополнительные данные: │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Норма амортизации, % │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Норматив приведения разновременных затрат, % │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Курс доллара США, руб./$ │ │

├────┼─────────────────────────────────────────────────┼─────────┤

│ │Другие дополнительные данные, используемые при │ │

│ │оценке экономической эффективности проекта │ │

└────┴─────────────────────────────────────────────────┴─────────┘

Таблица 32 - Основные технико-экономические показатели вариантов разработки

┌─────────────────────────────────────────┬──────────────────────┐

│ Показатели │ Варианты │

│ ├─────┬───────┬────────┤

│ │ 1 │ ... │ n │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│1. Система разработки │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│Вид воздействия │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│Плотность сетки скважин │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│Проектный уровень добычи: нефти, тыс. т │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│ газа, млн. м3 │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│ жидкости, тыс. │ │ │ │

│ т │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│Проектный уровень закачки воды, тыс. м3 │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│Проектный срок разработки, годы │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│Накопленная добыча нефти за проектный │ │ │ │

│период, тыс. т │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│Накопленная добыча нефти с начала │ │ │ │

│разработки, тыс. т │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│Коэффициент извлечения нефти, доли ед. │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│Фонд скважин за весь срок разработки, │ │ │ │

│всего, шт. │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│В том числе: добывающих │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│ нагнетательных │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│Средняя обводненность продукции │ │ │ │

│(весовая), % к концу разработки │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│Фонд скважин для бурения, всего, шт. │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│В том числе: добывающих │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│ нагнетательных │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│2. Экономические показатели эффективности│ │ │ │

│вариантов разработки (при различной │ │ │ │

│величине дисконта) │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│Чистый дисконтированный доход (NPV), млн.│ │ │ │

│руб. │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│Индекс доходности затрат │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│Индекс доходности инвестиций │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│Внутренняя норма рентабельности (IRR), % │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│Срок окупаемости, P.p., лет │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│Норма дисконта, % │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│3. Оценочные показатели (при различной │ │ │ │

│величине дисконта) │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│Капитальные затраты на освоение │ │ │ │

│месторождения, млн. руб. │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│В том числе на бурение скважин, млн. руб.│ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│Эксплуатационные затраты на добычу нефти,│ │ │ │

│млн. руб. │ │ │ │

├─────────────────────────────────────────┼─────┼───────┼────────┤

│Доход государства, млн. руб. │ │ │ │

└─────────────────────────────────────────┴─────┴───────┴────────┘

Таблица 33 - Извлекаемые запасы нефти и КИН рекомендуемого варианта разработки в сравнении с числящимися на государственном балансе

┌──────────────────┬─────────┬─────────┬──────────┬─────────────────────┐

│ Варианты │ К , │ К , │ КИН, │Запасы нефти, тыс. т │

│ │ выт │ охв │ доли ед. ├──────────┬──────────┤

│ │доли ед. │доли ед. │ │геологиче-│извлекае- │

│ │ │ │ │ские │мые │

├──────────────────┼─────────┼─────────┼──────────┼──────────┼──────────┤

│Рекомендуемый │ │ │ │ │ │

├──────────────────┼─────────┼─────────┼──────────┼──────────┼──────────┤

│Государственный │ │ │ │ │ │

│баланс │ │ │ │ │ │

└──────────────────┴─────────┴─────────┴──────────┴──────────┴──────────┘

Таблица 34 - Эффективность применения ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти и прогноз их применения

┌────────────────────────┬───────────────────────────────────────┬─────────────┐

│ Виды ГТМ │ Годы разработки │ Всего │

│ ├────────────┬──────────────────────────┤ │

│ │ Период до │ Прогнозный период по │ │

│ │составления │ проекту │ │

│ │ проекта │ │ │

│ ├─────┬──────┼─────┬──────┬──────┬──────┼─────┬───────┤

│ │.... │всего │.... │..... │..... │..... │Факт │Прогноз│

│ │ год │ │ год │ │ │ год │ │ │

├────────────────────────┼─────┼──────┼─────┼──────┼──────┼──────┼─────┼───────┤

│1. ГРП │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼─────┼──────┼─────┼──────┼──────┼──────┼─────┼───────┤

│а) количество │ │ │ │ │ │ │ │ │

│проведенных (прогноз.) │ │ │ │ │ │ │ │ │

│операций, шт. │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼─────┼──────┼─────┼──────┼──────┼──────┼─────┼───────┤

│б) доп. добыча нефти, │ │ │ │ │ │ │ │ │

│тыс. т │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼─────┼──────┼─────┼──────┼──────┼──────┼─────┼───────┤

│2. Горизонтальные │ │ │ │ │ │ │ │ │

│скважины │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼─────┼──────┼─────┼──────┼──────┼──────┼─────┼───────┤

│а) кол-во пробуренных │ │ │ │ │ │ │ │ │

│скв. │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼─────┼──────┼─────┼──────┼──────┼──────┼─────┼───────┤

│б) доп. добыча нефти, │ │ │ │ │ │ │ │ │

│тыс. т │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼─────┼──────┼─────┼──────┼──────┼──────┼─────┼───────┤

│3. Зарезка вторых │ │ │ │ │ │ │ │ │

│стволов │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼─────┼──────┼─────┼──────┼──────┼──────┼─────┼───────┤

│а) кол-во пробуренных │ │ │ │ │ │ │ │ │

│скв. │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼─────┼──────┼─────┼──────┼──────┼──────┼─────┼───────┤

│б) доп. добыча нефти, │ │ │ │ │ │ │ │ │

│тыс. т │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼─────┼──────┼─────┼──────┼──────┼──────┼─────┼───────┤

│4. Физико-химические │ │ │ │ │ │ │ │ │

│методы ОПЗ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼─────┼──────┼─────┼──────┼──────┼──────┼─────┼───────┤

│а) количество │ │ │ │ │ │ │ │ │

│проведенных (прогноз.) │ │ │ │ │ │ │ │ │

│операций, шт. │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼─────┼──────┼─────┼──────┼──────┼──────┼─────┼───────┤

│б) доп. добыча нефти, │ │ │ │ │ │ │ │ │

│тыс. т │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼─────┼──────┼─────┼──────┼──────┼──────┼─────┼───────┤

│5. Нестационарное │ │ │ │ │ │ │ │ │

│заводнение │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼─────┼──────┼─────┼──────┼──────┼──────┼─────┼───────┤

│доп. добыча нефти, тыс. │ │ │ │ │ │ │ │ │

│т │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼─────┼──────┼─────┼──────┼──────┼──────┼─────┼───────┤

│6. Потокоотклоняющие │ │ │ │ │ │ │ │ │

│технологии │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼─────┼──────┼─────┼──────┼──────┼──────┼─────┼───────┤

│а) количество │ │ │ │ │ │ │ │ │

│проведенных (прогноз.) │ │ │ │ │ │ │ │ │

│операций, шт. │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼─────┼──────┼─────┼──────┼──────┼──────┼─────┼───────┤

│б) доп. добыча нефти, │ │ │ │ │ │ │ │ │

│тыс. т │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼─────┼──────┼─────┼──────┼──────┼──────┼─────┼───────┤

│7. Прочие методы │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼─────┼──────┼─────┼──────┼──────┼──────┼─────┼───────┤

КонсультантПлюс: примечание.

Нумерация подпунктов в таблице дана в соответствии с официальным

текстом документа.

│б) доп. добыча нефти, │ │ │ │ │ │ │ │ │

│тыс. т │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼─────┼──────┼─────┼──────┼──────┼──────┼─────┼───────┤

│ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├────────────────────────┼─────┼──────┼─────┼──────┼──────┼──────┼─────┼───────┤

│Всего дополнительно │ │ │ │ │ │ │ │ │

│добыто нефти, тыс. т │ │ │ │ │ │ │ │ │

└────────────────────────┴─────┴──────┴─────┴──────┴──────┴──────┴─────┴───────┘

Таблица 35 - Капитальные вложения, млн. руб.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Годы и  перио-  ды | Бурение скважин | | | Оборудо-  вание,  не вхо-  дящее в  сметы  строек | Промысловое строительство | | | | | | | | | | Капитальные вложения | | |
| всего | в том числе | | Сбор,  транс-  порт и  подго-  товка  нефти и  газа | Телеме-  ханика  и связь | Завод-  нение и  промво-  доснаб-  жение | Методы  повыше-  ния  нефтеи-  звлече-  ния | Электро-  снабже-  ние | Базы  произ-  водст-  венного  обслу-  живания | Автодо-  рожное  строи-  тельст-  во | Очист-  ные  соору-  жения | Прочие  направ-  ления | Всего | годовые | | накоп-  ленные |
| добыва-  ющих | нагне-  татель-  ных | всего | в т.ч.  природо-  охранные  мероприя-  тия |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 36 - Эксплуатационные затраты по статьям калькуляции, млн. руб.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Годы и  перио-  ды | Текущие затраты | | | | | | | | | | | |
| Обслуживание скважин | | | | | Энергия  по из-  влече-  нию  нефти | Искусст-  венное  воздейс-  твие на  пласт | Сбор и  транс-  порт  нефти и  газа | Техно-  логиче-  ская  подго-  товка  нефти | Прочие  произ-  водст-  венные  расходы | Методы  воздей-  ствия  на  пласт | Всего |
| Заработ-  ная пла-  та, ос-  новная и  дополни-  тельная  ППП | Содержа-  ние и  эксплуа-  тация  оборудо-  вания | Капита-  льный  ремонт  нефтяных  скважин | Цеховые  расходы | Общеп-  роиз-  водст-  венные  расходы |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

продолжение таблицы 36

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Транспорт-  ные расходы  при экс-  портной  реализации | Амортизация  основных фондов | Налоги, включаемые в себестоимость | | | | Эксплуатационные  затраты, всего | |
| Всего | в том числе | | | годо-  вые | накопленные |
| ЕСН и взносы  на соцстра-  хование | Налог на  добычу  полезных  ископаемых | Прочие  налоги |
| 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 37 - Эксплуатационные затраты по элементам затрат, млн. руб.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Годы и  перио-  ды | Текущие затраты | | | | | | | | Транс-  портные  расходы  при  экспор-  тной  реали-  зации | Аморти-  зация  основ-  ных  фондов | Налоги, включаемые в  себестоимость | | | Эксплуатацион-  ные затраты,  всего | |
| Вспомо-  гатель-  ные ма-  териалы | Топливо | Энерге-  тичес-  кие  затраты | Заработ-  ная пла-  та, ос-  новная и  дополни-  тельная | Капи-  тальный  ремонт | Методы  воздей-  ствия  на  пласт | Прочие  затраты | Всего |
| ЕСН и  взносы  на соц-  страхо-  вание | Налог на  добычу  полезных  ископае-  мых | Прочие  налоги | годовые | накоп-  ленные |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 38 - Прибыль от реализации продукции, млн. руб.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Годы и  перио-  ды | Добыча | | Выручка от реализации | | | Налог на  добав-  ленную  стои-  мость | Вывоз-  ная та-  можен-  ная  пошлина | Эксплу-  атаци-  онные  затраты  с уче-  том  аморти-  зации | Налог  на иму-  щество  органи-  зации | Внереа-  лизаци-  онные  расходы | Прибыль  всего | Налог  на  прибыль | Чистая прибыль | | Дисконтирован-  ная чистая при-  быль | |
| нефти,  тыс. т | газа,  млн. м3 | всего | в том числе | | годовая | накоп-  ленная | годовая | накоп-  ленная |
| нефти | газа |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 39 - Чистый доход недропользователя, млн. руб.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Годы и  перио-  ды | Выручка  от реали-  зации  продукции | Эксплуа-  тационные  затраты,  налоги и  отчисле-  ния | Внереали-  зационные  расходы | Чистый  резуль-  тат | Аморти-  зацион-  ные от-  числения | Поступ-  ление  финан-  сов | Капи-  тальные  вложе-  ния | Чистый доход  (CF) | | Чистый  дисконтированный  доход (NPV) | |
| годовой | накоп-  ленный | годовой | накоплен-  ный |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 40 - Чистый доход недропользователя (с учетом кредита), млн. руб.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Годы и  перио-  ды | Выручка  от реа-  лизации  продук-  ции | Эксплуа-  тацион-  ные зат-  раты,  налоги и  отчисле-  ния | Внереа-  лизаци-  онные  расходы | Чистый  резуль-  тат | Аморти-  зацион-  ные от-  числе-  ния | Поступ-  ление  кредита | Поступ-  ление  финан-  сов | Капи-  тальные  вложе-  ния | Выплата  кредита | Чистый доход  (CF) | | Чистый  дисконтированный  доход (NPV) | |
| годовой | накоп-  ленный | годовой | накоп-  ленный |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 41 - Доход государства, млн. руб.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Годы и  перио-  ды | Налог на  добавленную  стоимость | Вывозная  таможен-  ная пош-  лина | Налог на  имущество  организа-  ции | Налоги и  платежи,  включаемые  в себестои-  мость | Налог на  прибыль | Доход государства | | Дисконтированный  доход государства | |
| Годо-  вой | Накоплен-  ный | Годовой | Накоплен-  ный |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 42 - Распределение поступлений от налогов и платежей по бюджетам, млн. руб.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Годы и  перио-  ды | Федеральный бюджет | | | | | Бюджеты субъектов РФ и местные бюджеты | | | | | | ЕСН и  взносы на  страхова-  ние во  внебюдже-  тные фон-  ды | Всего  по всем  бюдже-  там |
| Налог  на  добав-  ленную  стои-  мость | Налог на  добычу  полезных  ископае-  мых | Налог  на  прибыль | Вывозная  таможен-  ная пош-  лина | Всего | Налог на  добавлен-  ную стои-  мость | Налог  на до-  бычу  полез-  ных ис-  копае-  мых | Налог  на  прибыль | Налог  на иму-  щество | Прочие  налоги  и  платежи | Всего |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Таблица 43а - Обоснование прогноза добычи нефти, объема буровых работ

Вариант Месторождение

Недропользователь

┌───┬─────────────────────────────────────┬────────────────────────┐

│ N │ Показатели │ Годы │

│п/п│ ├────┬─────┬────┬────┬───┤

│ │ │ 1 │ 2 │ 3 │... │ N │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│ 1 │Добыча нефти всего, тыс. т │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│ 2 │в том числе: из перешедших скважин │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│ 3 │ из новых скважин, │ │ │ │ │ │

│ │ введенных из бурения │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│ 4 │ из новых скважин │ │ │ │ │ │

│ │ с боковыми стволами │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│ 5 │ из новых скважин, │ │ │ │ │ │

│ │ переведенных с других │ │ │ │ │ │

│ │ объектов │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│ 6 │ из новых скважин, │ │ │ │ │ │

│ │ переведенных из фонда │ │ │ │ │ │

│ │ других категорий │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│ 7 │Всего механизированным способом │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│ 8 │Ввод новых добывающих скважин всего, │ │ │ │ │ │

│ │ед. │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│ 9 │в том числе: из эксплуатационного │ │ │ │ │ │

│ │ бурения │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│10 │ из нагнетательного │ │ │ │ │ │

│ │ бурения │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│11 │ из разведочного бурения │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│12 │ с боковыми стволами │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│13 │ переводом с других │ │ │ │ │ │

│ │ объектов │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│14 │ переводом из фонда │ │ │ │ │ │

│ │ других категорий │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│15 │Дебит нефти новых скважин, т/сут. │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│16 │в том числе: введенных из бурения │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│17 │ с боковыми стволами │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│18 │ переведенных с других │ │ │ │ │ │

│ │ объектов и из фонда │ │ │ │ │ │

│ │ других категорий │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│19 │Среднее число дней работы новых │ │ │ │ │ │

│ │скважин, дни │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│20 │Средняя глубина новой скважины из │ │ │ │ │ │

│ │бурения, м │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│21 │Эксплуатационное бурение, всего, │ │ │ │ │ │

│ │тыс. м │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│22 │в том числе: добывающих скважин, │ │ │ │ │ │

│ │ тыс. м │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│23 │ вспомогательных и │ │ │ │ │ │

│ │ специальных скважин, │ │ │ │ │ │

│ │ тыс. м │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│24 │Расчетное время работы новых скважин │ │ │ │ │ │

│ │предыдущего года, дни │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│25 │Расчетная добыча нефти из новых │ │ │ │ │ │

│ │скважин предыдущего года всего, │ │ │ │ │ │

│ │тыс. т │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│26 │то же из перешедших скважин │ │ │ │ │ │

│ │предыдущего года, тыс. т │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│27 │Расчетная добыча нефти из перешедших │ │ │ │ │ │

│ │скважин, тыс. т │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│28 │Ожидаемая добыча нефти из перешедших │ │ │ │ │ │

│ │скважин года, тыс. т │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│29 │Изменение добычи нефти из перешедших │ │ │ │ │ │

│ │скважин, тыс. т │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│30 │Процент изменения добычи нефти из │ │ │ │ │ │

│ │перешедших скважин, % │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│31 │Мощность новых скважин, тыс. т │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│32 │Выбытие добывающих скважин всего, ед.│ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│33 │в том числе под закачку, ед. │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│34 │Фонд добывающих скважин на конец │ │ │ │ │ │

│ │года, ед. │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│35 │в том числе нагнетательных в │ │ │ │ │ │

│ │отработке, ед. │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│36 │Действующий на конец года фонд │ │ │ │ │ │

│ │добывающих скважин, ед. │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│37 │Перевод скважин на механизированную │ │ │ │ │ │

│ │добычу, ед. │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│38 │Фонд механизированных скважин, ед. │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│39 │Ввод нагнетательных скважин, ед. │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│40 │Выбытие нагнетательных скважин, ед. │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│41 │Фонд нагнетательных скважин на конец │ │ │ │ │ │

│ │года, ед. │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│42 │ то же действующий на конец года, │ │ │ │ │ │

│ │ ед. │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│43 │Средний дебит по жидкости действующей│ │ │ │ │ │

│ │скважины, т/сут. │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│44 │ то же перешедших скважин, т/сут. │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│45 │ то же новых скважин, т/сут. │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│46 │Средний дебит по нефти действующей │ │ │ │ │ │

│ │скважины, т/сут. │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│47 │ то же перешедших скважин, т/сут. │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│48 │Газовый фактор, н.м3/т │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│49 │Средняя приемистость скважин по воде,│ │ │ │ │ │

│ │м3/сут. │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│50 │Средняя обводненность продукции │ │ │ │ │ │

│ │действующих скважин, % │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│51 │ то же перешедших скважин, % │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│52 │ то же новых скважин, % │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│53 │Добыча жидкости всего, тыс. т │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│54 │в том числе из перешедших скважин, │ │ │ │ │ │

│ │тыс. т │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│55 │ то же из новых скважин, тыс. т │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│56 │ то же механизированным способом, │ │ │ │ │ │

│ │ тыс. т │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│57 │Добыча жидкости с начала разработки, │ │ │ │ │ │

│ │тыс. т │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│58 │Добыча нефти с начала разработки, │ │ │ │ │ │

│ │тыс. т │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│59 │в том числе конденсата │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│60 │Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.│ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│61 │Отбор от утвержденных извлекаемых │ │ │ │ │ │

│ │запасов, % │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│62 │Темп отбора от утвержденных │ │ │ │ │ │

│ │извлекаемых запасов, % │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│63 │ то же от текущих утвержденных │ │ │ │ │ │

│ │ извлекаемых запасов, % │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│64 │Закачка воды, тыс. м3 │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│65 │Закачка воды с начала разработки, │ │ │ │ │ │

│ │тыс. м3 │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│66 │Компенсация отбора текущая, % │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│67 │ то же с начала разработки, % │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│68 │Добыча газа всего, млн. м3 │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│69 │Добыча газа с начала разработки, млн.│ │ │ │ │ │

│ │м3 │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│70 │Добыча нефтяного газа, млн. м3 │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│71 │Добыча нефтяного газа с начала │ │ │ │ │ │

│ │разработки, млн. м3 │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│72 │Добыча газа газовых шапок, млн. м3 │ │ │ │ │ │

├───┼─────────────────────────────────────┼────┼─────┼────┼────┼───┤

│73 │Добыча газа газовых шапок с начала │ │ │ │ │ │

│ │разработки, млн. м3 │ │ │ │ │ │

└───┴─────────────────────────────────────┴────┴─────┴────┴────┴───┘

Таблица 43б - Обоснование прогноза добычи нефтяного и природного газа, газового конденсата, объема буровых работ

Вариант Объект (месторождение), категория запасов

┌───┬──────────────────────────────────┬─────────────────────────┐

│N N│ Показатели │ Годы │

│п/п│ ├─────┬────┬───┬────┬─────┤

│ │ │ ... │... │...│... │ ... │

├───┼──────────────────────────────────┼─────┼────┼───┼────┼─────┤

│ 1 │ 2 │ 3 │ 4 │ 5 │ 6 │ 7 │

├───┼──────────────────────────────────┼─────┼────┼───┼────┼─────┤

│ 1 │Остаточные извлекаемые запасы │ │ │ │ │ │

│ │нефтяного газа, млн. н.м3 │ │ │ │ │ │

│ 2 │Добыча нефтяного газа с начала │ │ │ │ │ │

│ │разработки, млн. н.м3 │ │ │ │ │ │

│ 3 │Газовый фактор, н.м3/т │ │ │ │ │ │

│ 4 │Добыча нефтяного газа, млн. │ │ │ │ │ │

│ │н.м3/год │ │ │ │ │ │

│ 5 │Использование нефтяного газа, │ │ │ │ │ │

│ │млн. н.м3/год │ │ │ │ │ │

│ 6 │Процент утилизации нефтяного газа,│ │ │ │ │ │

│ │% │ │ │ │ │ │

│ 7 │Остаточные запасы природного газа │ │ │ │ │ │

│ │категории A + B + C1, млн. н.м3 │ │ │ │ │ │

│ 8 │Отбор газа с начала разработки, │ │ │ │ │ │

│ │млн. н.м3 │ │ │ │ │ │

│ 9 │Добыча газа, всего, млн. н.м3/год │ │ │ │ │ │

│10 │Расход газа на собственные нужды, │ │ │ │ │ │

│ │млн. н.м3/год │ │ │ │ │ │

│11 │В т.ч. на технологические нужды, │ │ │ │ │ │

│ │млн. н.м3/год │ │ │ │ │ │

│12 │Добыча газа из переходящих │ │ │ │ │ │

│ │скважин, млн. н.м3/год │ │ │ │ │ │

│13 │Действующий фонд переходящих │ │ │ │ │ │

│ │скважин на начало года, шт. │ │ │ │ │ │

│14 │Среднедействующий фонд переходящих│ │ │ │ │ │

│ │скважин, шт. │ │ │ │ │ │

│15 │Среднесуточный дебит 1 переходящей│ │ │ │ │ │

│ │скважины, тыс. н.м3/год │ │ │ │ │ │

│16 │Среднее число дней работы │ │ │ │ │ │

│ │переходящей скважины, дни │ │ │ │ │ │

│17 │Добыча газа из скважин, вводимых │ │ │ │ │ │

│ │из бездействия, млн. н.м3/год │ │ │ │ │ │

│18 │Ввод в эксплуатацию скважин из │ │ │ │ │ │

│ │бездействия, шт. │ │ │ │ │ │

│19 │Среднесуточный дебит одной │ │ │ │ │ │

│ │скважины, вводимой из бездействия,│ │ │ │ │ │

│ │тыс. н.м3 │ │ │ │ │ │

│20 │Среднее число дней работы 1 │ │ │ │ │ │

│ │скважины, вводимой из бездействия,│ │ │ │ │ │

│ │дни │ │ │ │ │ │

│21 │Добыча газа из новых скважин, млн.│ │ │ │ │ │

│ │н.м3/год │ │ │ │ │ │

│22 │Ввод в эксплуатацию новых скважин,│ │ │ │ │ │

│ │шт. │ │ │ │ │ │

│23 │В т.ч. - из эксплуатационного │ │ │ │ │ │

│ │ бурения │ │ │ │ │ │

│24 │ - переводом из других │ │ │ │ │ │

│ │ объектов │ │ │ │ │ │

│25 │ - из консервации │ │ │ │ │ │

│26 │ - из разведочного бурения │ │ │ │ │ │

│27 │Среднесуточный дебит 1 новой │ │ │ │ │ │

│ │скважины, тыс. н.м3/сут. │ │ │ │ │ │

│28 │Среднее число дней работы 1 новой │ │ │ │ │ │

│ │скважины, дни │ │ │ │ │ │

│29 │Расчетная годовая добыча газа из │ │ │ │ │ │

│ │новых скважин предыдущего года │ │ │ │ │ │

│ │в данном году, млн. н.м3/год │ │ │ │ │ │

│30 │Ожидаемая расчетная добыча газа из│ │ │ │ │ │

│ │старых скважин данного года, │ │ │ │ │ │

│ │млн. н.м3/год │ │ │ │ │ │

│31 │Коэффициент изменения добычи газа │ │ │ │ │ │

│ │из переходящих скважин │ │ │ │ │ │

│32 │Падение добычи газа по переходящим│ │ │ │ │ │

│ │скважинам, млн. н.м3 │ │ │ │ │ │

│33 │Выбытие скважин из действующего │ │ │ │ │ │

│ │фонда, шт. │ │ │ │ │ │

│34 │Средняя глубина бурения │ │ │ │ │ │

│ │газодобывающих скважин, м │ │ │ │ │ │

│35 │Объем эксплуатационного бурения, │ │ │ │ │ │

│ │тыс. м │ │ │ │ │ │

│36 │Средневзвешенное пластовое │ │ │ │ │ │

│ │давление на начало года, МПа │ │ │ │ │ │

│37 │Среднее устьевое (рабочее) │ │ │ │ │ │

│ │давление на начало года, МПа │ │ │ │ │ │

│38 │Содержание стабильного конденсата,│ │ │ │ │ │

│ │г/н.м3 │ │ │ │ │ │

│39 │Добыча конденсата, тыс. т │ │ │ │ │ │

│40 │Коэффициент извлечения конденсата │ │ │ │ │ │

│ │из газа, доли ед. │ │ │ │ │ │

│41 │Технологические потери конденсата,│ │ │ │ │ │

│ │% │ │ │ │ │ │

└───┴──────────────────────────────────┴─────┴────┴───┴────┴─────┘

[Пункты 7](#P3303) - [41](#P3371) заполняются для газонефтяных месторождений при добыче природного газа и конденсата.

Таблица 44 - Программа исследовательских работ (в том числе доразведки)

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| N  п/п | Цель проводимых  работ | Виды работ | Срок  исполнения | Исполнители |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|  |  |  |  |  |

Таблица 45 - Программа работ по вводу в эксплуатацию неработающих скважин

Месторождение:

Недропользователь:

┌─────┬──────────┬──────┬────────────┬────────────────┬─────────┬───────────┬───────┬────────────────┐

│ N │Состояние │Пласт │Накопленный │ Режим работы │ Причины │Планируемые│ Год │ Режим работы │

│скв. │ по фонду │ │отбор нефти,│ (на дату │ простоя │мероприятия│ввода в│ (планируемый) │

│ │ │ │ тыс. т │ остановки) │ │ │работу ├──────┬─────────┤

│ │ │ │ ├──────┬─────────┤ │ │ │ Qн, │Обводнен-│

│ │ │ │ │ Qн, │Обвод- │ │ │ │т/сут.│ность, % │

│ │ │ │ │т/сут.│ненность,│ │ │ │ │ │

│ │ │ │ │ │% │ │ │ │ │ │

├─────┼──────────┼──────┼────────────┼──────┼─────────┼─────────┼───────────┼───────┼──────┼─────────┤

│ 1 │ 2 │ 3 │ 4 │ 5 │ 6 │ 7 │ 8 │ 9 │ 10 │ 11 │

├─────┼──────────┼──────┼────────────┼──────┼─────────┼─────────┼───────────┼───────┼──────┼─────────┤

│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

├─────┼──────────┼──────┼────────────┼──────┼─────────┼─────────┼───────────┼───────┼──────┼─────────┤

│ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │ │

└─────┴──────────┴──────┴────────────┴──────┴─────────┴─────────┴───────────┴───────┴──────┴─────────┘