МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОГО АНАЛИЗА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

РД 39-0147035-202-87

МОСКВА·1987

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ:
Начальник Главного
Технического Управления
_____ Г.Н.Григорашенко
"2" февраля 1987 г.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО ПРОВЕДЕНИЮ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОГО АНАЛИЗА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

РД 39-0147035-202-87

Настоящий документ разработан Всесоюзным нефтегазовым научно-исследовательским институтом (ВНИИ)

Директор ВНИИ _____ М.Л.Сургучев

Ответственные исполнители:

Зав.лабораторией методов анализа и регулирования разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений _____ В.И.Подлапкин

Старший научный сотрудник лаборатории методов анализа и регулирования разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений _____ Т.А.Глебова

СОГЛАСОВАНО:

Начальник Главного управления по геологии и разработке нефтяных месторождений _____ Н.Н.Лисовский

Москва - 1986 г.

А Н Н О Т А Ц И Я

Методические указания устанавливают единый порядок проведения и оформления работ по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОГО АНАЛИЗА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

РД 39-0147035 - 202 -87

Взамен РД 39-9-500-80

Срок введения установлен с I июля 1987 г.

Срок действия до I июля 1990 г.

Назначение и область применения Методических указаний.

Настоящие Указания устанавливают единый порядок проведения и оформления работ по текущему геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений (залежей, эксплуатационных объектов).

Анализ разработки осуществляется по разрабатываемым месторождениям с целью углубленной проработки отдельных принципиальных вопросов, направленных на совершенствование систем разработки, повышение их эффективности и увеличение коэффициента нефтеизвлечения, а также для обобщения опыта разработки [7].

Работы по анализу разработки выполняются в соответствии с заданиями МНП или производственных нефтедобывающих объединений.

Периодичность работ определяется производственной необходимостью, вытекает из результатов авторского надзора, а также обуславливается потребностью составления очередного проектного документа.

Результаты работ по анализу разработки учитываются в проектных документах. Рекомендуемые мероприятия по регулированию процесса разработки подлежат учету в вариантах разработки очередно-

го проектного документа.

Практические рекомендации по улучшению состояния разработки, содержащиеся в отчетах по анализу разработки и приводящие к изменению уровня добычи нефти без изменения утвержденной системы разработки, после их утверждения в установленном порядке приобретают силу дополнительных проектных документов на разработку данного месторождения (залежи, объекта).

Результаты анализа разработки представляются в виде отчета, содержащего текстовую часть, таблицы и графические материалы в соответствии с настоящими Методическими указаниями.

В зависимости от поставленных задач, а также при условии накопления большого количества данных по отдельным вопросам или сложным явлениям разработки конкретного месторождения, имеющим теоретическое или практическое значение для разработки других нефтяных месторождений, допускается в рамках анализа разработки проведение детальных обобщающих исследований по этим вопросам в объемах, превышающих требования Указаний. Дополнительные исследования помещаются в приложении к отчету.

Данные Указания содержат весь перечень исследований, которые могут быть выполнены при анализе разработки месторождений, однако по указанию вышестоящих организаций, в зависимости от поставленных задач, анализ разработки может быть выполнен в сокращенном объеме с углубленной проработкой отдельных вопросов.

При составлении отчетных документов по анализу разработки кроме настоящих Указаний следует руководствоваться действующими Правилами разработки, ГОСТами, ОСТами, инструкциями, руководствами и другими руководящими документами, регламентирующими деятельность производственных и научно-исследовательских организаций в области разработки нефтяных месторождений.

Составителям отчета по анализу разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений рекомендуется пользоваться одновременно двумя руководящими документами: настоящими Указаниями и "Методическим руководством по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений" - РД 39-0147035-205-86 [2], так как первый документ содержит перечень необходимых исследований и форму их представления, а во втором изложены методы исследований и решений задач анализа разработки и пояснения.

Ссылки в Методическом руководстве [1] на рисунки и таблицы предыдущего регламента по анализу разработки - РД 39-9-500-80 [3] следует относить к настоящим Методическим указаниям.

Настоящие Указания составлены также с учетом нового руководящего документа по проектированию - РД 39-0147035-207-86 "Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и газонефтяных месторождений" [4].

I. В В Е Д Е Н И Е (текст 1-2 стр.)

Приводится обоснование необходимости проведения анализа разработки и его конкретные задачи.

2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ (текст I стр.)

Очень кратко излагаются общие сведения о нефтеносном регионе и месторождении.

3. ИСТОРИЯ РАЗРАБОТКИ И СОДЕРЖАНИЕ ОСНОВНОГО И ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ПРОЕКТНЫХ ДОКУМЕНТОВ НА РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЯ (текст 2 стр.)

Кратко излагается история разработки месторождения.

Приводятся основные положения основного и дополнительных проектных документов: перечень объектов разработки, участков самостоятельной разработки; по анализируемым объектам приводятся исходные данные, заложенные в проект, технологические и технико-экономические показатели разработки по годам разработки для принятого и осуществляемого варианта разработки. При наличии нескольких объектов проектные показатели разработки приводятся по каждому из них и в целом по месторождению.

Графические приложения: схема расположения скважин (возможно совмещение схемы с картой разработки).

Таблица 3.I

Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

№ п/п	Наименование	Величина
I	2	3
	Средняя глубина залегания	H, м
	Тип залежи	
	Тип коллектора	
	Размеры залежи: длина/ширина	L/B, м
	Площадь нефтеносности	$S_н$, $м^2$
*/	Площадь газоносности	$S_г$, $м^2$
	Средняя толщина эффективная	$h_э$, м
	Средняя толщина нефтенасыщенная	$h_н$, м
*/	Средняя толщина газонасыщенная	$h_г$, м
	Средняя насыщенность нефтью	$δ_н$, доли ед.
	Средняя насыщенность газом	$δ_г$, доли ед.
	Средняя насыщенность связанной водой	$δ_{св}$, доли ед.
	Пористость	m, доли ед.
	Проницаемость	K, $мкм^2$
	Коэффициент вариации распределения проницаемости	$ν$ (K), доли ед.
	Пластовое давление	P, МПа
	Пластовая температура	T, ^oC
	Отметка приведения $P_{пл}$ и $T^o_{пл}$	$H_{пр}$, м

продолжение таблицы 3.I

I	2	3
	Средние свойства флюидов в пластовых условиях	
	Плотность нефти	$\rho_н$, т/м^3
	Давление насыщения нефти газом	$P_н$, МПа
	Давление насыщения воды газом	$P_в$, МПа
	Газосодержание нефти	$R_н$, м^3/т
	Газосодержание воды	$R_в$, м^3/т
	Объемный коэффициент нефти	$в_н$, доли ед.
*/	Объемный коэффициент газа	$в_г$, доли ед.
	Объемный коэффициент воды	$в_в$, доли ед.
	Вязкость нефти	$\mu_н$, мПа·с
*/	Вязкость газа	$\mu_г$, мПа·с
	Вязкость воды	$\mu_в$, мПа·с
	Средние свойства флюидов в стандартных условиях	
	Плотность нефти	$\rho_н$, т/м^3
*/	Плотность газа	$\rho_г$, т/м^3
	Плотность воды	$\rho_в$, т/м^3
	Вязкость нефти	$\mu_н$, мПа·с
*/	Вязкость газа	$\mu_г$, мПа·с
	Содержание серы в нефти	%
	Содержание парафина в нефти	%
	Начальные балансовые запасы нефти (утв. ГКЗ СССР или на балансе ВГФ СССР)	$G_н$, млн.т
	в том числе по категориям	C_I/C_2
	Начальные запасы растворенного газа (утв. ГКЗ СССР или на балансе ВГФ СССР)	$G_г$, млн.нм^3
	в том числе по категориям	C_I/C_2

продолжение таблицы 3.I

I	2	3
	*/Начальные запасы свободного газа (утв. ГКЗ СССР или на балансе ВПФ СССР)	$G_{гсв}$, млн.нм^3
	в том числе по категориям	C_1/C_2
	*/Начальные балансовые запасы конденсата	$G_к$, млн.т
	Коэффициент нефтеизвлечения	КИН, доли ед.
	Коэффициент вытеснения нефти водой при нулевой газонасыщенности	, доли ед.
	Коэффициент вытеснения нефти водой при равновесной газонасыщенности	, доли ед.
	Коэффициент продуктивности	$K_д$, $\frac{т \cdot 10}{сут \cdot МПа}$
	Коэффициент приемистости	$K_н$, $\frac{т \cdot 10}{сут \cdot МПа}$
	*/Коэффициент вытеснения нефти газом	доли ед.
	Коэффициент вытеснения газа нефтью	доли ед.
	Коэффициент вытеснения газа водой	доли ед.
	Коэффициент удельной продуктивности	$K_{дуд}$, $\frac{т \cdot 10}{м \cdot сут \cdot МПа}$
	Коэффициент удельной приемистости	$K_{нуд}$, $\frac{м^3 \cdot 10}{м \cdot сут \cdot МПа}$
	Приведенный радиус скважины	$r_{пр}$, м
	Пьезопроводность пласта	æ , $10^4 \cdot м^2/с$
	Зависимости относительных фазовых проницаемостей нефти и воды от насыщенности водой	$f_н(S_в)$, $f(S_в)$
	Зависимости относительных фазовых проницаемостей нефти и газа от насыщенности нефтью	$f_н(S_н)$, $f(S_н)$
	Зависимости физических свойств пластовых флюидов от давления при пластовой температуре	$R_j, b_j, \mu_j = f_j(P)$
	-"- при 20 °С	$R_j^*, b_j^* = f^*(P)$

*/ Здесь и далее значения, отмеченные */, приводятся только для газонефтяных залежей.

Таблица 3.2

Объект

Характеристика основного фонда скважин

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения				Фонд скважин с начала разработки, переб. в эксплуатации и нагнетании	Эксплуат. бурение с начала разработки		Выбытие скв-н			Фонд добывающ. скв-н на конец периода			Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на I скв.			Приемистость I нагнетательной скважины, м³/сут.
	всего	добывающих нефтяных	нагнетательных	газовых		всего	в т.ч. за период	всего	газовых	нагнетательных	всего	механизированных	газовых		нефти, т/сут.	жидкости, т/сут.	газа, тыс. м³/сут.	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9

Таблица 3.3

Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости

Объект

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлек. запасов, %		Накопленная добыча нефти, млн.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Коэф. нефтеизвлечения, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, млн.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, млн.м³		Компенсация отбора закачкой, %		Добыча нефтяного газа, млн.нм³	
		от начальных	от текущих				всего	мех. способ	всего	мех. способ		годовая	накопленная	текущая	с начала разработки	годовая	накопленная
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8

Таблица 3.4

Основные экономические показатели разработки

Объект

Годы и периоды	Капитальные вложения, т.р.				Эксплуатационные затраты, тыс.руб.			Себестоимость добычи нефти, руб/т	Удельные капитальные вложения, руб/т	Приведенные затраты, руб/т	Высвобождаемые затраты, руб/т	Денежная оценка народнохозяйственного эффекта, млн.руб.
	бурение скважин	промысловое оборудование	всего	с начала разработки	амортизация	текущие затраты	всего					
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3

4. УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ПЛАСТА, ГОРИЗОНТА) (текст 5 стр.)

4.I. Уточнение характеристики геологического строения

Приводится краткая характеристика геологического строения месторождения и его объектов разработки. По анализируемым объектам разработки уточняются: литолого-стратиграфический разрез вскрытых отложений, особенности залегания продуктивных горизонтов (глубина залегания, характер распространения по площади, выклинивание и т.п.), типы и размеры залежей, их структурные особенности и тектонические нарушения, начальные положения ВНК и ГНК, размеры и границы начальных водонефтяных и газонефтяных зон, типы коллекторов. Новые данные сопоставляются с проектными. Строятся карты распространения коллекторов различной продуктивности, которые являются основой карт разработки и карт текущих и суммарных отборов (могут приводиться отдельно при сложном строении коллекторов).

Рис. 4.I. – Структурная карта по кровле эксплуатационного объекта.

Рис. 4.2. – Геологические профили эксплуатационного объекта.

Рис. 4.I и 4.2 составляются при существенных изменениях исходных данных.

Таблица 4.I

Характеристика продуктивных горизонтов

№№ п/п	Залежи	Глубина залегания, м	Тип залежи	Площадь, км^2	Тип коллектора	Средняя эффективная толщина	Абсолютная отметка начального положения, м	
							ВНК	ГНК
I	2	3	4	5	6	7	8	9

Таблица 4.2

Абсолютные отметки ВНК и ГНК по состоянию на ...

№№ п/п	Пласт	Участок	№№ скважин	Отметки ВНК, ГНК, м		
				по геофизическим исследованиям	по опробованию скважин	принятая
1	2	3	4	5	6	7
–	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–
средняя		–	–	–	–	–

4.2. Уточнение основных параметров пластов эксплуатационного объекта

С появлением новых данных приводятся средние данные о параметрах пластов (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность; для нефтегазовых залежей – дополнительно газонасыщенность и анизотропия) на различных участках месторождения, выбранных для анализа разработки. Отмечаются изменения в значениях средних параметров по сравнению с проектным документом. Оценивается степень неоднородности и достоверности параметров.

Таблица 4.3

Характеристика параметров пласта (горизонта)

№№ п/п	Пласт	Участок	Тип коллектора	Проницаемость, мкм^2	Пористость	Насыщенность связанной водой	Начальная	
							нефтенасыщенность	газонасыщенность
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Таблица 4.4

Статистические ряды распределения проницаемости

По данным геофизических исследований		По данным лабораторного изучения керна	
интервалы изменения	число случаев	интервалы изменения	число случаев
1	2	3	4
Всего			

4.3. Уточнение расчлененности эксплуатационного объекта и толщин пластов

Приводится уточненная характеристика неоднородности эксплуатационного объекта по разрезу, уточненные данные о толщинах пластов и непроницаемых разделах между ними и распределении их по участкам.

Рис. 4.3 – Карта начальной нефтенасыщенной толщины пласта (по состоянию на дату анализа).

Рис. 4.4. – Карта начальной газонасыщенной толщины пласта (по состоянию на дату анализа). (Только для газонефтяных залежей).

Рис. 4.5 – Сводный статистический разрез.

Таблица 4.5

Характеристика толщин пластов

Толщина	Наименование	Зона пласта (горизонта)	По пласту в целом
1	2	3	4
Общая	Средняя, м		
	Коэф. вариации, доли ед.		
	Интервал изменения, м		

продолжение таблицы 4.5

1	2	3	4
Нефтенасыщенная	Средняя, м		
	Коэф. вариации, доли ед.		
	Интервал изменения, м		
Газонасыщенная	Средняя, м		
	Коэф. вариации, доли ед.		
	Интервал изменения, м		
Эффективная	Средняя, м		
	Коэф. вариации, доли ед.		
	Интервал изменения, м		

4.4. Показатели неоднородности пластов

Приводится уточненная характеристика слоистости пласта и степень его прерывистости. Анализируются величины различных статистических показателей, характеризующих неоднородность пластов.

Таблица 4.6

Статистические показатели характеристик неоднородности пластов (горизонтов)

№№ п/п	Пласт	Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанистости, $K_п$		Коэффициент расчлененности, $K_р$		Характеристика прерывистости	Другие показатели неоднородности
			среднее значение	коэффициент вариации	среднее значение	коэффициент вариации		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

4.5. Уточнение физико-химических свойств и состава пластовых жидкостей и газов

При проведении дополнительных исследований и получении новых данных по сравнению с проектным документом и документами по авторскому надзору производится уточнение свойств пластовых жидкостей и газов. Форма представления результатов в соответствии с таблицами II.2.3-II.2.9 работы [3].

4.6. Запасы нефти и газа

Приводятся балансовые и извлекаемые запасы нефти и газа, утвержденные ГКЗ или числящиеся на балансе ВГФ СССР и принятые в проектном документе с указанием даты утверждения (протокол), их категорий, степени участия в разработке. При условии последующих пересчетов запасов нефти и их утверждения приводятся их значения в сопоставлении с принятыми в проекте. Указываются балансовые и извлекаемые запасы нефти для различных участков залежи. Активные и трудноизвлекаемые запасы принимаются в соответствии с оперативной формой запасов отдела запасов МНП.

Таблица 4.7

Запасы нефти и растворенного газа, числящиеся на балансе ВГФ

№ пп	Пласт	Участок	Категория	Зоны				
				нефтяная	водонефтяная	газонефтяная	газоводонефтяная	всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9
			Начальные балансовые запасы, тыс.т					

продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
			в т.ч. активные трудноизвлекаемые Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т					
			в т.ч. активные трудноизвлекаемые					
			Начальные балансовые запасы растворенного газа, млн.нм^3					
			Коэффициент нефтеизвлечения					
			Организация, утвердившая запасы, дата утверждения					

Таблица 4.8*/

Запасы природного газа

№№ п/п		Зоны			
		газонефтяная	газонефтеводяная	газовая	всего
1	2	3	4	5	6
	Начальные балансовые запасы газа, млн.нм^3				
	Организация, утвердившая запасы, дата утверждения				

5. ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(текст I5-I7 стр.)

5.I. Текущее состояние разработки

5.I.I. Характеристика фонда скважин

Указываются даты начала и окончания разбуривания месторождения и его частей. Характеризуются соответствие фактического фонда проектному, дополнительное бурение скважин, динамика фонда скважин по годам, причины отклонений и изменений в фонде.

Таблица 5.I

Состояние фонда скважин (на дату анализа)

№№ пп	Фонд	Категория	Количество
I	2	3	4
I.	Фонд добывающих скважин	Пробурено	
		Возвращено с других горизонтов	
		Всего	
		в т.ч. действующие	
		из них: фонтанные	
		ЭЦН	
		ШГН	
		газлифт	
		бездействующие	
		в освоении после бурения	
		в консервации	
		переведено на другие горизонты	
		передано под закачку	
		ликвидированные	

продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4
2. Фонд нагнетательных скважин	Пробурено		
	Возвращено с других горизонтов		
	Переведено из добывающих		
	Всего		
	в т.ч. под закачкой		
	в бездействии		
	в освоении после бурения		
	в консервации		
	в эксплуатации на нефть		
	переведено на др. горизонты		
	ликвидированные		
3. Фонд газовых скважин	Пробурено		
	Возвращено с других горизонтов		
	Всего		
	в т.ч. действующие		
	бездействующие		
	в освоении после бурения		
	в консервации		
	переведено на другие горизонты		
	ликвидированные		
4. Специальные скважины	Всего		
	в т.ч. контрольные		
	пьезометрические		
	поглощающие		
	и др.		

Примечание: Категории фонда скважин указываются на картах текущего и суммарного отборов (рис. 5.1, 5.2).

5.I.2. Характеристика отборов нефти, газа и воды

Характеризуются: добыча нефти, воды, жидкости – текущая (годовая, суточная) и суммарная с начала разработки; среднесуточный дебит одной скважины – для месторождения в целом, по объектам или пласта, блокам или участкам разработки, рядам скважин; распределение добычи по способам эксплуатации; коэффициенты продуктивности; текущая и суммарная добыча газа и дебиты газовых скважин, газовый фактор.

Таблица 5.2

Динамика основных показателей разработки месторождения (пласта, участка)

№ п/п	Показатели	I9...	I9...	I9...	На дату анализа
I	2	3	4	5	6
	Добыча нефти, всего, тыс.т/год				
	в том числе: из переходящих скважин				
	из новых скважин				
	за счет метода повышения нефтеизвлечения				
	Накопленная добыча нефти, тыс.т				
	в том числе за счет метода повышения нефтеизвлечения				
	Добыча жидкости, всего, в пласт. усл., тыс.т/год				
	Накопленная добыча жидкости в пластовых условиях, тыс.т				
	Среднегодовая обводненность продукции, % по весу				
	Среднесуточный дебит I скв., т/сут. (на конец года) нефть / жидкость				

продолжение таблицы 5.2

1	2	3	4	5	6
	Темп отбора от нач.баланс. запасов				
	по месторождению				
	по пласту (участку)				
	Темп отбора от начальных извлекаем. запасов:				
	по месторождению				
	по пласту (участку)				
	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов:				
	по месторождению				
	по пласту (участку)				
	Текущий коэффициент нефтеизвлечения от запасов месторождения, %				
	Текущий коэффициент нефтеизвлечения от запасов пласта (участка), %				
	Добыча газа, млн.нм^3/год				
	Накопленная добыча газа, млн.нм^3				
	*/ Накопленная добыча конденсата, тыс.т				
	*/ Среднесуточный дебит I скважины по газу, тыс.нм^3/сут.				
	Средний газовый фактор, нм^3/т				
	Закачка рабочего агента, тыс.м^3/год				
	Накопленная закачка, тыс.м^3				
	Компенсация закачки, % текущая / суммарная				
	Средняя приемистость I нагн. скв. (на конец года), м^3/сут				
	Среднее забойное давление в добывающих скважинах, МПа				
	Среднее давление нагнетания, МПа				
	Фонд добывающих скважин:				

продолжение таблицы 5.2

I	2	3	4	5	6
	в т.ч. действующих				
	выбывших из эксплуатации вследствие обводнения				
	Фонд нагнетательных скважин				
	в т.ч. действующих				

Рис. 5.I - Карта разработки (карта текущих отборов)

Рис. 5.2 - Карта накопленных отборов

Рис. 5.3 - График разработки.

Таблица 5.3

Характеристика отборов нефти и жидкости по способам эксплуатации
(на дату анализа)

№№ пп	Способ эксплуатации	Добыча нефти		Процент от общей добычи нефти		Добыча жидкости		Процент от общей добычи жидкости		Дебит скважины, т/сут						Коэффиц. продуктивности, т/сут МПа	
										среднесуточный		максимальный		минимальный			
		годовая, тыс. тонн	с начала разработки, тыс. т	годовой	с начала разработки	годовая, тыс. т	с начала разработки, тыс. т	годовой	с начала разработки	нефти	жидкости	нефти	жидкости	нефти	жидкости	нефти	жидкости
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8
	Фонтанный																
	Механизированный																
	в т.ч. ЭЦН																
	ШГН																
	газлифт																

Примечание: Для нефтегазовых залежей дополнительно вводятся графы: добыча газа (годовая, с начала разработки) с разбивкой на природный (свободный) и нефтяной газ, среднесуточный максимальный и минимальный дебит газа, коэффициент продуктивности по газу.

5.I.3. Характеристика закачки рабочего агента

Характеризуются виды воздействия на залежь, виды заводнения, начало закачки, закачка рабочего агента: текущая (годовая, суточная), суммарная с начала разработки, среднесуточная на одну нагнетательную скважину; текущая и с начала разработки компенсация отбора жидкости закачкой,-все эти показатели по месторождению в целом, по объектам или пластам, по блокам или участкам разработки, рядам нагнетательных скважин;давление на забое и устье нагнетательных скважин, повышение давления нагнетания по отношению к проектному; пластовое давление на линии нагнетания или контуре питания; перераспределение действующих скважин и объемов нагнетания по площади залежи; подключение пластов к активной разработке.

Для нефтегазовых залежей, имеющих барьерное заводнение, показатели работы этих нагнетательных скважин выделяются.

5.I.4. Характеристика энергетического состояния месторождения

Уточняются данные о режиме залежи, связи с соседними залежами, величине начального пластового давления. Характеризуются динамика среднего пластового давления в целом по объекту, в зонах отбора, нагнетания и газовой шапке, забойные давления по объекту и в рядах добывающих скважин, забойные давления и давления на устье нагнетательных скважин, рабочие депрессии по объекту, средние коэффициенты продуктивности, средние удельные коэффициенты продуктивности, средняя гидропроводность по месторождению, по пластам, участкам разработки, предельные забойные давления, температура пласта. Уточняется характеристика законтурной облас-

ти и влияние соседних залежей. Для многопластовых месторождений приводятся данные о гидродинамической связи пластов и перетоках жидкости.

Таблица 5.4

Динамика средних пластовых и забойных давлений по месторождению

№№ п/п	Показатели	I9...	I9...	I9...	На дату анализа
I	2	3	4	5	6
	Пластовое давление, МПа — по объекту				
	в зоне отбора				
	в газовой шапке				
	в зоне нагнетания				
	на линии нагнетания				
	Забойное давление в добывающих скважинах, МПа				
	в т.ч. I ряд				
	2 ряд				
	и т.д.				
	Забойное давление в нагнетательных скважинах, МПа				
	в т.ч. I ряд				
	2 ряд				
	и т.д.				
	Давление на устье нагнетательных скважин, МПа				
	в т.ч. I ряд				
	2 ряд				
	и т.д.				
	Рабочий перепад давления $P = P_{пл} - P_{заб.доб.}$				

Продолжение таблицы 5.4

1	2	3	4	5	6
	Коэффициент продуктивности, т/сут МПа				
	$\frac{\text{нефть}}{\text{жидкость}}$				
	Коэффициент приемистости, $м^3$/сут МПа				

Рис. 5.4 – Карта изобар по состоянию на (дата анализа).

5.I.5. Динамика обводненности продукции

Характеризуются: суммарное с начала разработки и текущее количество добытой воды и жидкости, процентное содержание воды в продукции месторождения, объектов или пластов, блоков или участков; количество обводненных скважин, распределение по степени обводнения и процентное содержание их к общему фонду на дату анализа, динамика обводненного фонда, показатели работы обводненных скважин, обводнение и выключение скважин по рядам; причины и характер обводнения, скорости подъема ВНК и продвижения контуров нефтеносности; карты заводнения пластов; уточнение мест перетока и количества перетекающей жидкости (воды).

Таблица 5.5

Динамика обводненного фонда скважин

№ п/п	Показатели	I9...	I9...	I9...	На дату анализа
I	2	3	4	5	6
	Обводненность продукции, %				
	Количество добывающих скважин				
	Количество обводненных скважин				
	в т.ч. за счет нагнетания				

продолжение таблицы 5.5

1	2	3	4	5	6
	подъема ВНК				
	технические причины				
	Количество скважин, выбывших из эксплуатации из-за обводнения				

Таблица 5.6

Распределение фонда скважин по обводненности на ... (дата анализа)

№№ п/п	Показатели	Безводные скважины	Обводненные скважины				
			до 10 %	10-50 %	50--90 %	свыше 90 %	всего
1	2	3	4	5	6	7	8
	Суммарная добыча нефти, тыс.т						
	Суммарная добыча нефти, %						
	Добыча нефти, тыс.т/год						
	Добыча нефти, %						
	Число скважин						
	-"- , %						
	Суммарная добыча нефти на I скв., тыс.т						
	Добыча нефти на I скв., т/год						
	Среднесуточный дебит I скважины, т/сут						

Таблица 5.7

Распределение обводненного фонда скважин
по рядам на... (дата анализа)

№№ п/п	Показатели	Блок (участок)					Блок (участок)		
		1	2	3	4	5	1	2	3
	Добыча нефти, тыс.т/год								
	Добыча воды, тыс.т/год								
	Добыча жидкости, тыс.$м^3$/год								
	Обводненность продукции, %								
	Дебит I скв. по нефти, т/сут								
	Дебит I скв. по жидкости, т/сут								
	Количество скважин в ряду								
	Количество обводненных скважин								

Рис. 5.5 - График "Зависимость числа работающих скважин, среднего дебита скважины и обводнения продукции от текущего коэффициента нефтеизвлечения".

Рис. 5.6. - Карта заводнения эксплуатационного объекта по состоянию на (дата анализа).

Рис. 5.7. - Профиль пластового давления по скважинам проходящий через участки перетоков (по состоянию на...).

Рис. 5.6, 5.7 и таблица 5.8 составляются при необходимости и наличии данных.

Таблица 5.8

Характеристика мест перетока жидкости между пластами

№ п/п	№ скв. в месте перетока	Пласт	Параметры пластов		Толщина непроницаемого раздела, м	Пластовое давление, МПа		Перепад давления, МПа	Количество перетекшей жидкости, тыс.м³
			толщина, м	проницаемость, мкм²		начальное	на ...		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		"а"							
		"б"							

6. АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТОВ И УЧАСТКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**/ (текст 10-15 стр.)

6.1. Изучение характера внедрения воды по отдельным пластам и участкам месторождения

Определяется текущее положение ВНК и границы обводненных зон пластов. Уточняется добыча нефти из отдельных пластов при их совместной эксплуатации. Производится дифференцированная по пластам, участкам, изолированным линзам, блокам оценка состояния выработки и распределения оставшихся запасов нефти по данным гидродинамических, геофизических методов исследования скважин и пластов, промысловых наблюдений и др.

Рис. 6.1 - Карта остаточных эффективных нефтенасыщенных толщин пласта по состоянию на (дата анализа).

6.2. Определение степени воздействия и охвата пластов нагнетанием

Анализируется и сопоставляется динамика темпов отбора нефти от извлекаемых запасов и текущие коэффициенты нефтеизвлечения по пластам и участкам. Определяются зоны с различной степенью влияния закачки и коэффициенты охвата воздействием нагнетания для этих зон, объемы коллекторов и запасы нефти, содержащиеся в зонах с различным воздействием закачки по состоянию на дату анализа. Определяются запасы, не охваченные воздействием и подлежащие вводу в разработку.

**/ Проводится на 2-4 стадиях разработки, дифференцированно для пластов и участков месторождения.

Таблица 6.I

Распределение балансовых запасов нефти по степени влияния закачки воды

№ п/п	Пласт	Балансовые запасы на ... (дата анализа), тыс.т	Для балансовых запасов в зонах влияния, %						
			фонтанная добыча	механизированная добыча	нет влияния	влияние через зоны слияния	нет связи с зоной нагнетания	нет связи с зоной эксплуатации	нет влияния на малопродуктивные коллекторы
I	2	3	4	5	6	7	8	9	IO
	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по горизонту		-	-	-	-	-	-	-	-
на I скважину		-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 6.2

Темпы выработки запасов нефти

№№ п/п	Пласт	Относительный темп отбора нефти по участкам за I9...г.						
		№№ уч-ков	I	II	III	IУ	У	Всего
-			-	-	-	-	-	-
-			-	-	-	-	-	-
Итого:			-	-	-	-	-	-

Таблица 6.3

Динамика текущих коэффициентов извлечения нефти

№№ п/п	Участок	Пласт	Годы					Текущий коэффициент нефтеизвлечения от запасов участка (на дату анализа)
			I9...	I9...	I9...	I9...	I9...	
		а	-	-	-	-	-	-
		б	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-
		по участку	-	-	-	-	-	-

Таблица 6.4

Распределение балансовых запасов нефти по их связи с нагнетательными скважинами

№№ п/п	Пласт	Доля балансовых запасов нефти по группам коллекторов, %		
		Группа I коллекторы, вскрытые нагнетательными и добывающими скважинами	Группа II коллекторы, вскрытые только добывающими скважинами	Группа III коллекторы, вскрытые только нагнетательными скважинами
-		-	-	-
-		-	-	-

Таблица 6.5

Структура запасов нефти по степени разбуренности

№№ п/п		Зоны			
		нефтяная	водонефтяная	газонефтяная	всего
	Запасы нефти в разбуренной части месторождения, тыс.т				
	Запасы нефти, подлежащие разбуриванию, тыс.т				
	Запасы нефти, приходящиеся на I скважину, тыс.т				
	а) в разбуренной части				
	б) подлежащие разбуриванию				

6.3. Анализ динамики текущих коэффициентов охвата, вытеснения и нефтеизвлечения в обводненной зоне пласта

6.3.I. Динамика текущих коэффициентов охвата, вытеснения и нефтеизвлечения, определенных по картам остаточных нефтенасыщенных толщин

Определяютсятекущие коэффициенты охвата по объему обводненной части пластов на различные даты разработки месторождения. Уточняются физико-гидродинамические характеристики вытеснения нефти водой, приведенные в проектном документе; устанавливается диапазон их изменения и средние значения остаточных нефтенасыщенностей и коэффициентов вытеснения. Определяются коэффициенты текущего нефтеизвлечения для обводненной части пласта по картам остаточных нефтенасыщенных толщин.

6.3.2. Определение текущих коэффициентов охвата и нефтеизвлечения методом изохрон обводнения**/

Рассчитывается приведенный коэффициент охвата заводнением по площади, приток нефти с окружающих площадей и коэффициенты охвата заводнением и нефтеизвлечения для всей площади залежи и для заводненной её части.

Таблица 6.6

Основные коэффициенты, характеризующие процесс обводнения и извлечения нефти из пластов

Дата	Значения λ_s (λ_1)	Вся залежь		Заводненная часть залежи	
		текущий коэффициент нефтеизвлечения, $\beta_т$	коэффициент охвата заводнением, β_o	текущий коэффициент нефтеизвлечения, $\beta_{тз}$	коэффициент охвата заводнением $\beta_{оз}$
I	2	3	4	5	6
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-

Рис. 6.2 - Карта изохрон продвижения внутреннего контура нефтеносности.

Рис. 6.3 - Показатели обводнения и нефтеизвлечения пласта.

Рис. 6.4 - Показатели обводнения и нефтеизвлечения после исключения притока нефти с окружающих площадей.

**/ Проводятся для однопластовых месторождений и на многопластовых месторождениях, пласты которых составляют единую гидродинамическую систему.

Таблица 6.7

Значение коэффициентов охвата и нефтеизвлечения по методу изохрон обводнения с учетом притока нефти с окружающих площадей

Дата	Приведенный коэф. охвата обводнением по площади, λ_3	Накопленная добыча, тыс.т		Коэф. нефтеизвлечения заводн. части пласта $\beta_{т3}$	Приток нефти с окружающих площадей, тыс.т	Накопленная добыча нефти с поправкой на приток, тыс.т	Исправленное значение коэффициента нефтеизвлечения $\beta_{т3}$	Закачка воды, тыс.м^3	Добыча нефти в пластовых условиях, тыс.м^3	Основные коэффициенты после исправления		
		нефти	воды							$\beta_т$	$\beta_о$	$\beta_{оз}$
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3

7. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ЗА ПРОЦЕССОМ РАЗРАБОТКИ И СОСТОЯНИЯ ФОНДА ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

(текст 5 стр.)

7.I. Выполнение мероприятий по контролю за процессом разработки

Поясняются причины и цель проведения гидродинамических, геофизических и специальных исследований скважин и пластов, промысловых наблюдений. Приводятся полученные результаты, оценка степени их пригодности для использования и уточнения с их помощью ранее принятых параметров и представлений, указываются причины невыполнения плана исследовательских работ. Дается общая оценка эффективности применяемой системы контроля за разработкой.

Таблица 7.I

Выполнение плана мероприятий по контролю за процессом разработки

Годы	Мероприятия	План		Фактически выполнено		Причины отклонений
		количество единиц	периодичность исследований	количество единиц	периодичность исследован.	
I	2	3	4	5	6	7

Таблица 7.2**/

Результаты, полученные при исследовании скважин (вид исследования)

**/ Можно ограничиться ссылкой на таблицы данных представленные в разделах 4-6.

7.2. Краткая оценка состояния фонда эксплуатационных и нагнетательных скважин

Кратко анализируются причины преждевременного выхода из строя и некачественного строительства скважин в связи с негерметичностью обсадных колонн, затрубной циркуляцией, некачественным разобщением пластов. Указываются объекты и виды проведенных капитальных и подземных ремонтов скважин, их объем и периодичность. В соответствии с полученными результатами ремонтов дается оценка техническому состоянию фонда эксплуатационных и нагнетательных скважин и разрабатываются мероприятия по предотвращению указанных дефектов. Приводятся значения коэффициентов использования и эксплуатации фонда скважин.

Таблица 7.3

Ремонтные работы по скважинам

№№ п/п	Виды ремонтных работ	Показатели / Годы	I9...	I9...	I9...	I9...
		I. Количество скважин				
		2. Частота ремонтов				
		3. Число ремонтов				
		4. Средняя продолжительность				
		5. Коэффициент сменности				
		6. Число бригад				

Таблица 7.4

Коэффициент использования и эксплуатации фонда скважин

№№ п/п	Показатели	Годы	I9...	I9...	I9...	I9...	I9...
	Коэффициент использования фонда скважин, проект/факт.						
		фонтан					
		ЭЦН					
		ШГН					
		газлифт					
		нагнетат.					
	Коэффициент эксплуатации проект./факт.						

8. ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ (текст 5 стр.)

Анализируются только те методы, которые применялись на месторождении. Поясняются причины и цели проведения каждого мероприятия по регулированию, объем внедрения, полученные результаты и технико-экономический эффект от внедрения.

Рис. 8.I - Характеристика вытеснения при регулировании процесса разработки

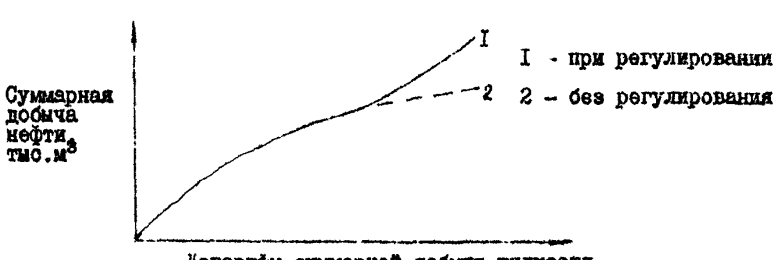


Таблица 8.I

Фактическая эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки по состоянию на (дата анализа)

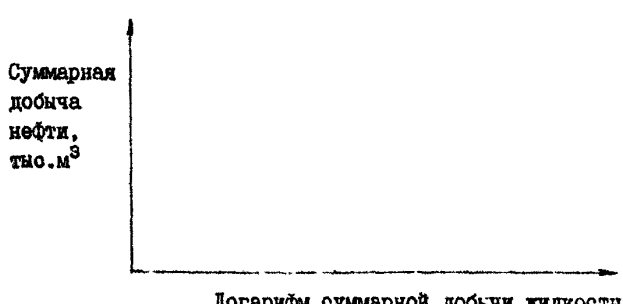
№№ п/п	Вид мероприятий	Начало внедрения	Количество скважин, охваченных внедрением	Дополнительная добыча нефти, тыс.т	Уменьшение добычи воды, тыс.$м^3$	Дополнительная закачка рабочего агента, тыс.$м^3$	Увеличение текущего коэффициента нефтеизвлечения, %	Дополнительные капвложения, тыс.руб.	Годовой экономический эффект, руб.
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
I									
2									
3									
...									
Итого									

9. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ
(текст 5 стр.)

Обобщаются результаты всех исследований, проведенных при данном анализе разработки (изменение геологического строения, характеристика текущего состояния разработки, выработка запасов нефти, эффективность существующей системы разработки и проводимых мероприятий). Проводится сопоставление с проектными показателями, с результатами предыдущих анализов разработки. Дается обоснованный прогноз процесса разработки при имеющихся на месторождении системе и условиях разработки.

Определяются показатели эффективности процесса вытеснения нефти водой по характеристикам вытеснения на различных стадиях разработки месторождения и сопоставляются с показателями эффективности вытеснения по другим месторождениям. Определяются показатели эффективности для отдельных пластов и участков месторождения.

Рис. 9.I - Сопоставление характеристик вытеснения



IO. ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО КОНТРОЛЮ И РЕГУЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ

(текст 5 стр.)

IO.I. Обоснование мероприятий по регулированию процесса разработки

Поясняются цели, площадь, объем, геологические, технологические и технические условия внедрения мероприятия (мероприятий). Проводятся гидродинамические и экономические расчеты, обосновывающие эффективность рекомендуемых мероприятий. Указываются постановка задачи и методика расчетов. Результаты расчетов представляются в таблице и на характеристике вытеснения.

Рис. IO.I – Характеристика вытеснения при регулировании процесса разработки.



Таблица IO.I

Предполагаемая эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки (составляется по типу табл. 8.I).

10.2. Рекомендуемые мероприятия по контролю за разработкой месторождения и его доразведке

Исходя из текущего состояния разработки месторождения и руководствуясь предложенными методами регулирования, составляется план мероприятий, обеспечивающих контроль и получение необходимой информации о процессе разработки и результатах внедрения мероприятий по регулированию и намечаются мероприятия по доразведке месторождения.

Таблица 10.2

План рекомендуемых мероприятий по контролю за процессом разработки

Годы	Цель исследований	Объект исследований	Вид мероприятий	Количество единиц	Периодичность исследований
1	2	3	4	5	6

II. ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

(текст 3 стр.)

Кратко излагаются основные особенности процесса разработки за рассматриваемый период и предложения по повышению эффективности разработки месторождения (объекта) с целью обеспечения проектной добычи нефти.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

[redacted].

2. Методическое руководство по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 39-0147035-205-86. М., 1986, ДСП, 144 с.

3. Регламент проведения текущего геолого-промыслового анализа разработки нефтяных месторождений. РД 39-9-500-80. М., 1980, ДСП, 52 с.

4. Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 39-0147035-207-86. М., ДСП, 110 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Назначение и область применения Методических указаний 3

I. Введение 6

2. Общие сведения о месторождении 6

3. История разработки и содержание основного и дополнительных проектных документов на разработку месторождения 6

4. Уточнение геологической характеристики месторождения (пласта, горизонта). 13

4.I. Уточнение характеристики геологического строения месторождения 13

4.2. Уточнение основных параметров пластов эксплуатационного объекта 14

4.3. Уточнение расчлененности эксплуатационного объекта и толщин пластов 15

4.4. Показатели неоднородности пластов 16

4.5. Уточнение физико-химических свойств и состава пластовых жидкостей и газов 17

4.6. Запасы нефти и газа 18

5. Технология разработки месторождения. 19

5.I. Характеристика текущего состояния разработки. . 19

5.I.I. Характеристика фонда скважин 19

5.I.2. Характеристика отборов нефти и воды. . . 21

5.I.3. Характеристика закачки рабочего агента . 25

5.I.4. Характеристика энергетического состояния месторождения. 25

5.I.5. Динамика обводненности продукции 27

6. Анализ состояния выработки запасов нефти из пластов и участков месторождения 31

6.I. Изучение характера внедрения воды по отдельным пластам и участкам месторождения. 31

Стр.

6.2. Определение степени воздействия и охвата пластов нагнетанием 31

6.3. Анализ динамики текущих коэффициентов охвата, вытеснения и нефтеизвлечения в обводненной зоне пласта 34

6.3.1. Динамика текущих коэффициентов охвата, вытеснения и нефтеизвлечения, определенных по картам остаточных нефтенасыщенных толщин 34

6.3.2. Определение текущих коэффициентов охвата и нефтеизвлечения методом изохрон обводнения 35

7. Оценка эффективности применяемой системы контроля за процессом разработки и состоянием фонда эксплуатационных и нагнетательных скважин 37

7.1. Выполнение плана мероприятий по контролю за процессам разработки 37

7.2. Краткая оценка состояния фонда эксплуатационных и нагнетательных скважин. 38

8. Эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки 39

9. Оценка эффективности процесса разработки 41

10. Обоснование мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки 42

10.1. Обоснование мероприятий по регулированию процесса разработки. 42

10.2. Рекомендуемые мероприятия по контролю за разработкой месторождения и его доразведке . . . 43

11. Основные выводы 43

ьзованных источников. 44

gost.e-ecolog.ru

ОНТИ-ВНИИ 87 заказ 11 ДСП
тираж 300