Системный подход и основные факторы, учитываемые при выделении эксплуатационных объектов на месторождении

- **Эксплуатационный объект (ЭО)**– один или несколько продуктивных пластов, выбранных для самостоятельной совместной и одновременной их разработки одной сеткой добывающих скважин (без применения оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации) при обеспечении возможности регулирования разработки каждого из пластов отдельно

Статистические геолого-промысловые характеристики ЭО

Таблица 14

Статистические характеристики геолого-промысловых признаков эксплуатационных объектов и входящих в них пластов нефтяных и нефтегазовых месторождений различных нефтедобывающих районов страны

Признаки	Количество эксплуатационных объектов	Математическое ожидание признака	Среднее квадратическое отклонение	Коэффициент вариации, %
Общая мощность, м	170/79	32,36/39,12	18,77/20,53	58/52
Эффективная мощность, м	130/79	24,88/29,52	13,74/13,64	55/46
Пористость, %	76/50	15,66/16,88	5,83/2,70	37,5/15,90
Проницаемость, мД	95/53	423/326	384,03/234,09	90,78/71,80
Вязкость нефти, сП	106/58	9,42/7,11	11,37/7,06	120/99,29
Плотность нефти, г/см³	115/61	0,8588/0,8509	0,015/0,0233	1,75/2,76
Мощность промежуточных между объектами толщ, м	111/70	295,2/277,2	63,6/58,61	21,54/21,14
Дебиты нефти, т/сут	147/64	95,75/85,5	67,4/69,1	70,39/80,81
Расчлененность	87/41	2,59/2,96	1,22/1,15	47,99/39,18
Песчанистость	91/45	0,6675/0,649	0,19/0,17	32,61/26,19
Запасы нефти, %	100/67	41,95/43,95	25,26/22,19	60,21/50,48

Примечание. Числитель дроби — все учитываемые эксплуатационные объекты, знаменатель — эксплуатационные объекты, объединяющие несколько продуктивных пластов.

Усредненные показатели эксплуатационных объектов

Статистические характеристики отношений усредненных геолого-промысловых признаков объединенных в эксплуатационные объекты продуктивных пластов нефтяных и нефтегазовых месторождений различных нефтедобывающих районов страны

Признак	Объем выборки по смежным пластам	Математическое ожидание	Размах	Среднее квадратическое отклонение	Коэффициент вариации %
Общая мощность	86	2,03	8,127	1,68	82,75
Эффективная мощность	103	1,49	4,75	1,34	89,93
Пористость	113	0,99	2,324	0,99	100,0
Проницаемость	96	2,09	21,11	2,37	113,4
Расчлененность	56	1,146	2,487	0,62	54,2
Песчанистость	51	1,09	1,942	0,46	42,2
Гидропроводность	48	1,52	3,73	0,74	48,68
Мощность промежуточных толщ между пластами	86	60,6	232	45,73	75,46
Дебиты нефти	89	2,38	7,75	1,85	77,7
Вязкость нефти	82	0,78	3,56	0,36	46,15
Плотность нефти	89	0,989	0,23	0,036	3,63
Площади залежей	97	1,97	7,97	0,96	48,97
Запасы нефти	86	3,66	11,84	2,84	77,6
Коэффициент продуктивности	90	1,298	5,22	1,45	112,0
Начальное пластовое давление	73	0,998	0,291	0,03	3,0

Основные факторы, учитываемые при выделении эксплуатационных объектов на месторождении

- **1. Геолого-промысловые факторы:**

- **выделение продуктивных пластов;**
- **литология продуктивных пластов;**
- **нефтегазонасыщенная толщина;**
- **фильтрационно-емкостные свойства коллекторов по керну и данным ГИС;**
- **результаты опробований в процессе бурения и испытаний в колонне продуктивных пластов;**
- **физико-химические свойства пластовых флюидов;**
- **толщина пород геологического разреза между продуктивными пластами;**
- **положение межфлюидных контактов и конфигурации продуктивной площади пластов, ограниченных внешним контуром нефтегазоносности;**
- **запасы УВ продуктивных пластов, образующих ЭО;**
- **начальные пластовые давления пластов и их соотношение по глубинам залегания пластов;**
- **гидрогеологическая характеристика и режимы продуктивных пластов**

Основные факторы, учитываемые при выделении эксплуатационных объектов на месторождении

- **2. Гидродинамические факторы (обоснование):**

- годовой добычи УВ для каждого пласта, входящего в ЭО;
- динамики добычи УВ для каждого пласта;
- продуктивности и годовой добычи УВ в целом для ЭО;
- динамики добычи нефти, растворенного газа и воды или газа , газового конденсата и воды в целом по залежи;
- динамики обводнения скважин, ЭО и залежи;
- оценки длительности стадий разработки ЭО;
- оценки оптимальных отборов объемов УВ по ЭО в целом

Основные факторы, учитываемые при выделении эксплуатационных объектов на месторождении

3. Технические факторы:

- способ и технические возможности эксплуатации;
- оценка диаметра эксплуатационных колонн;
- выбор диаметра насосно—компрессорных труб (НКТ);
- возможность одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) разных пластов ОЭ;
- изоляция обводнившихся пластов;
- выбор и применение приборов для контроля за состоянием выработки запасов УВ из каждого пласта

Основные факторы, учитываемые при выделении эксплуатационных объектов на месторождении

4. **Технологические факторы:**

- **выбор сетки эксплуатационных скважин для ЭО в целом;**
- **выбор метода поддержания пластового давления;**
- **контроль и регулирования процесса разработки ЭО;**
- **возможность применения различных методов повышения конечной нефтеотдачи ЭО**

Основные факторы, учитываемые при выделении эксплуатационных объектов на месторождении

5. **Экономичные факторы:**

- **обоснование наиболее оптимальных вариантов выделения**

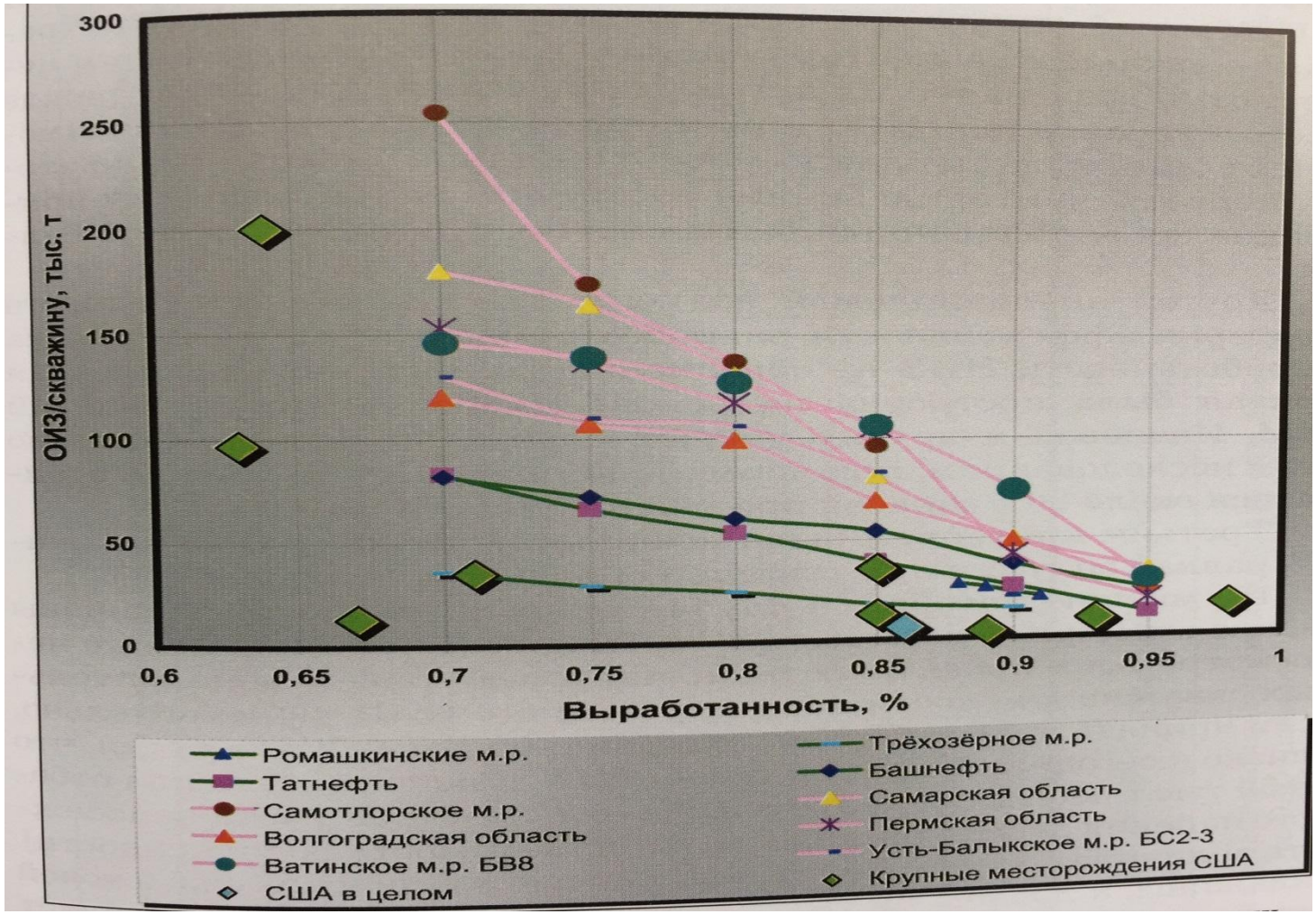
  ЭО для геологического разреза конкретного месторождения;

- **выбор комплекса технико-экономических показателей разработки для повариантных расчетов по конкретному ЭО;**
- **повариантные расчеты технико-экономических показателей разработки по конкретному ЭО за весь срок его разработки;**
- **сопоставление всех выполненных расчетов разработки ЭО;**
- **выбор наиболее экономически эффективного для государства и недропользователя как рекомендуемого для реализации**

Практика добывающей компании по отношению к МУН

(российский подход по фактическим показателям разработки и эффективности методов увеличения нефтеотдачи)

Остаточные запасы нефти на 1 добывающую скважину в США и в большой компании в России



Потенциал методов МУН

Технологический потенциал технологий увеличения нефтеотдачи пластов

Метод увеличения нефтеотдачи	Возможный прирост коэффициента извлечения нефти, % абс.		Базовая технология сравнения
	Интервал изменения	Среднее значение	
Паротепловое воздействие	20–43	35	Естественный режим
Внутрипластовое горение	у–31	21	Естественный режим
Воздействие горячей водой	4–15	1	Заводнение
Воздействие углеводородным газом	у–40	23	Естественный режим
	5–30	11	Заводнение
Воздействие двуокисью углерода	12–16	15	Заводнение
Воздействие растворами ПАВ	1–6	3,5	Заводнение
Воздействие растворами полимеров	1–20	к	Заводнение
Воздействие растворами щёлочи	2–10	6	Заводнение
Воздействие микроэмульсиями	2,5–20	10	Заводнение
Микробиологическое воздействие	4–10	6	Заводнение
Воздействие другими методами	2–12	5	Заводнение

Эффективность МУН

Диапазон значений удельной эффективности МУН

Метод увеличения нефтеотдачи	Диапазоны значений		
	высоких	средних	низких
Паротепловое воздействие, т/т	Более 0,3	0,15–0,3	Менее 0,15
Внутрипластовое горение, т/нм$^3 \cdot 10^{-3}$	Более 1	0,3–1	Менее 0,3
Вытеснение нефти растворами полимеров, т/т	Более 150	75–150	Менее 75
Вытеснение нефти водными растворами ПАВ, т/т	Более 50	15–50	Менее 15
Вытеснение нефти растворами щелочей, т/т	Более 30	10–30	Менее 10
Воздействие кислотами, т/т	Более 10	3–10	Менее 3
Воздействие углеводородным газом, т/нм$^3 \cdot 10^{-3}$	Более 1	0,4–1	Менее 0,4

Участки применения МУН на месторождениях

Таблица 5

Распределение участков применения МУН по диапазонам значений показателя удельной эффективности

Методы увеличения нефтеотдачи	Количество участков, % от общего количества			
	с диапазоном высоких значений	с диапазоном средних значений	с диапазоном низких значений	по которым показатель удельной эффективности не определялся
Паротепловое воздействие	26,4	31,5	31,6	10,5
Внутрипластовое горение	26,7	46,7	6,6	20
Вытеснение нефти растворами полимеров	33,3	6,7	6,7	53,3
Вытеснение нефти водными растворами ПАВ	11,5	34,6	3,9	50
Вытеснение нефти растворами щелочей	14,3	28,6	42,8	14,3
Воздействие кислотами	25	50	8,3	16,7
Воздействие углеводородным газом	50	25	12,5	12,5
Методы в целом	24,5	32,4	13,7	29,4

Перечень месторождений по степени необходимости применения МУН

Ранговая классификация месторождений с неудовлетворительной динамикой разработки

Номер	Месторождение	Сумма рангов	ОИЗ/скважину, тыс. т
1	**ОАО "Ставрополь-нефтегаз"**		
1.1	Западно-Мектебское	4	345,75
1.2	Нефтекумское	2	241,5
1.3	Ковыльное	3	222
1.4	Прасковейское	2	172
1.5	Надеждинское	3	153
1.6	Озек-саут	2	131,48
1.7	Култайское	2	123,5
1.8	Величаевско-Колодезное	3	104,14
1.9	Восточно-Безводненское	2	87,41
1.10	Поварковское	2	73
1.11	Зимняя Ставка	2	72,98
1.12	Русский Хутор	2	70,38
1.13	Мектебское	3	67,83
1.14	Ачикулакское	2	60,47
1.15	Южное	2	59,4
1.16	Подсолнечное	2	57,92
1.17	Байджановское	2	55,2
1.18	Правобережное	3	54,13
2	**ОАО "Дагнефть"**		
2.1	Граничное	3	155
2.2	Майское	2	146
2.3	Махачкала-Тарки	2	108,5
2.4	Солончаковое	3	105,33
2.5	Раздольное	2	104

Продолжение таблицы

Номер	Месторождение	Сумма рангов	ОИЗ/скважину, тыс. т
2.6	Тюбинское	2	88
2.7	Южно-Сухокумское	2	78,2
2.8	Наказухское	2	70
2.9	Сухокумское	2	68,14
3	**ОАО"Пурнефтегаз"**		
3.1	Верхне-Пурпейское	2	102,63
3.2	Западно-Пурпейское	1	107,47
3.3	Северо-Харампурское	1	118,11
3.4	Барсуковское	1	73,99
3.5	Тарасовское, включая В. Тарасовское	1	98,56
3.6	Комсомольское	1	459,3
3.7	Ново-Пурпейское	1	24,13
4	**ОАО "Сахалинморнеф-тегаз"**		
4.1	Восточное Даги	1	162
4.2	Нижнее Даги	3	111
4.3	Катангли	1	11
4.4	Центральная Оха	1	6
5	**ОАО "Краснодарнеф-тегаз"**		
5.1	Левкинское	1	80
5.2	Украинское	1	52,91
5.3	Кудако-Киевское	1	46,22

Потенциал МУН компании

Технологический потенциал на ближайшие 3-4 года

Технология	Дополнительная добыча, тыс. т/год	Основной регион для применения
Бурение дополнительных скважин, вторых стволов, гидроразрыв пласта и реанимация бездействующих скважин	460–650	Все регионы (табл. 1)
Водогазовое воздействие	500–1300	ОАО "Роснефть-Пурнефтегаз" (в первую очередь– месторождения –Тарасовское, Харампурское)
Нестационарное заводнение, физико-химические технологии в нагнетательных скважинах	340–580	ОАО "Роснефть-Пурнефтегаз" (в первую очередь– месторождения – Барсуковское, Тарасовское)
Тепловые методы с использованием горизонтальных скважин	110–160	ОАО "Роснефть-Сахалинморнефтегаз" (в первую очередь– месторождение Уйглекуты)

Анализ оценки завершенной разработки на примере конкретного месторождения

Геологофизические параметры основных объектов разработки Талинского месторождения

№ п/п	Параметр	ЮК-10	ЮК-11
1	Средняя глубина залегания, м	2700	2740
2	Тип коллектора	Терригенный	Терригенный
3	Площадь нефтеносности в границах утвержденных запасов, млн.кв.м	803	243
4	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11,8	13,3
5	Средняя пористость, %	16	16
6	Коэффициент нефтенасыщенности, ед.	0,83	0,72
7	Средняя проницаемость по керну, кв.мкм	0,184	0,041
8	Пластовая температура, °С	90-120	90-120
9	Начальное пластовое давление, МПа	25,5	25,5
10	Давление насыщения, МПа	13-22	13-22
11	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/куб.м	670-700	670-700
12	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа · с	0,4-0,5	0,4-0,5
13	Газонасыщенность, куб.м/т	130-300	130-300
14	Содержание, % - серы - парафина - смол и асфальтенов	 0,2 3,4 4	 0,2 3,4 4

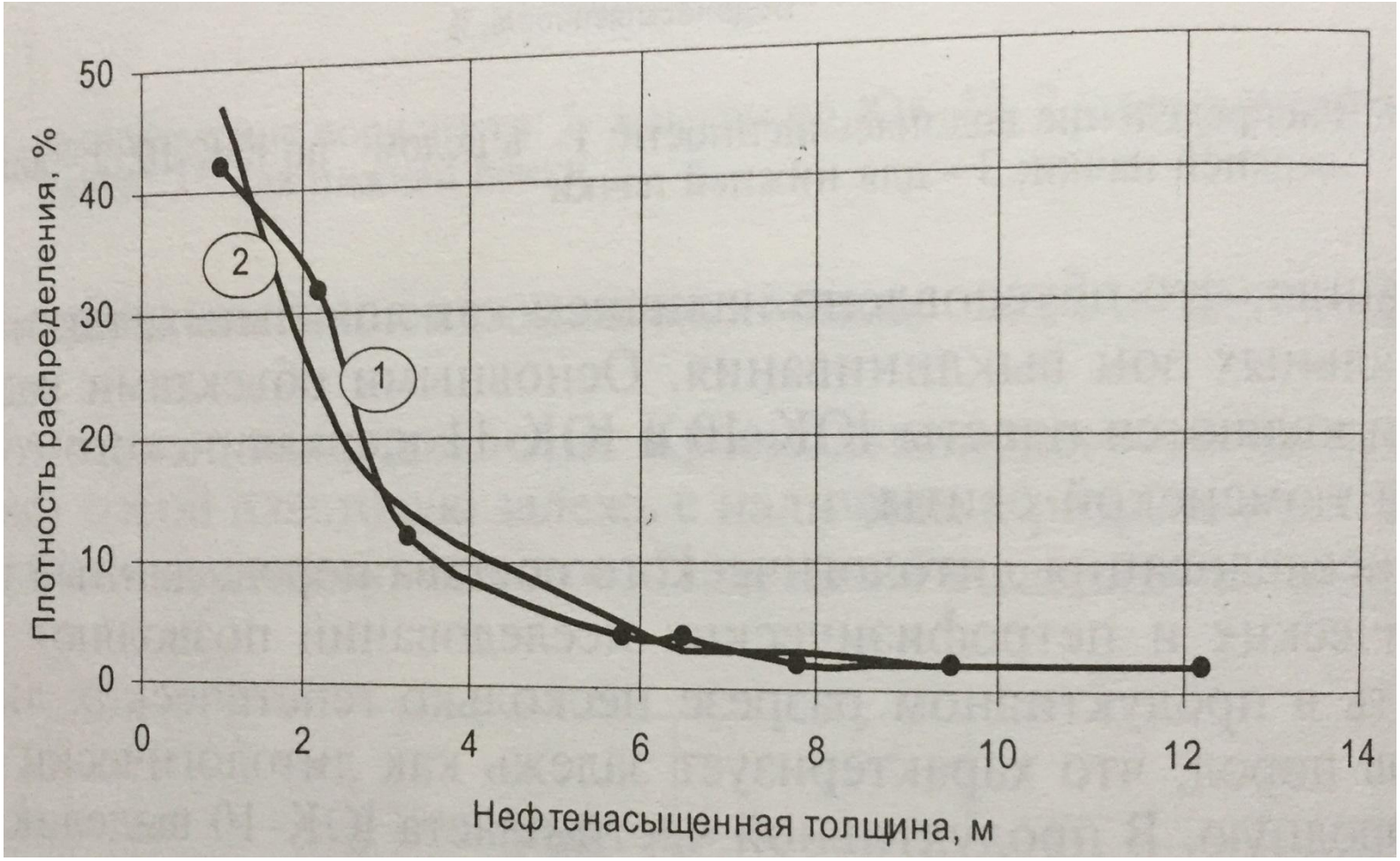
Важные начальные данные

- Дополнительные сведения по данным исследований керна:

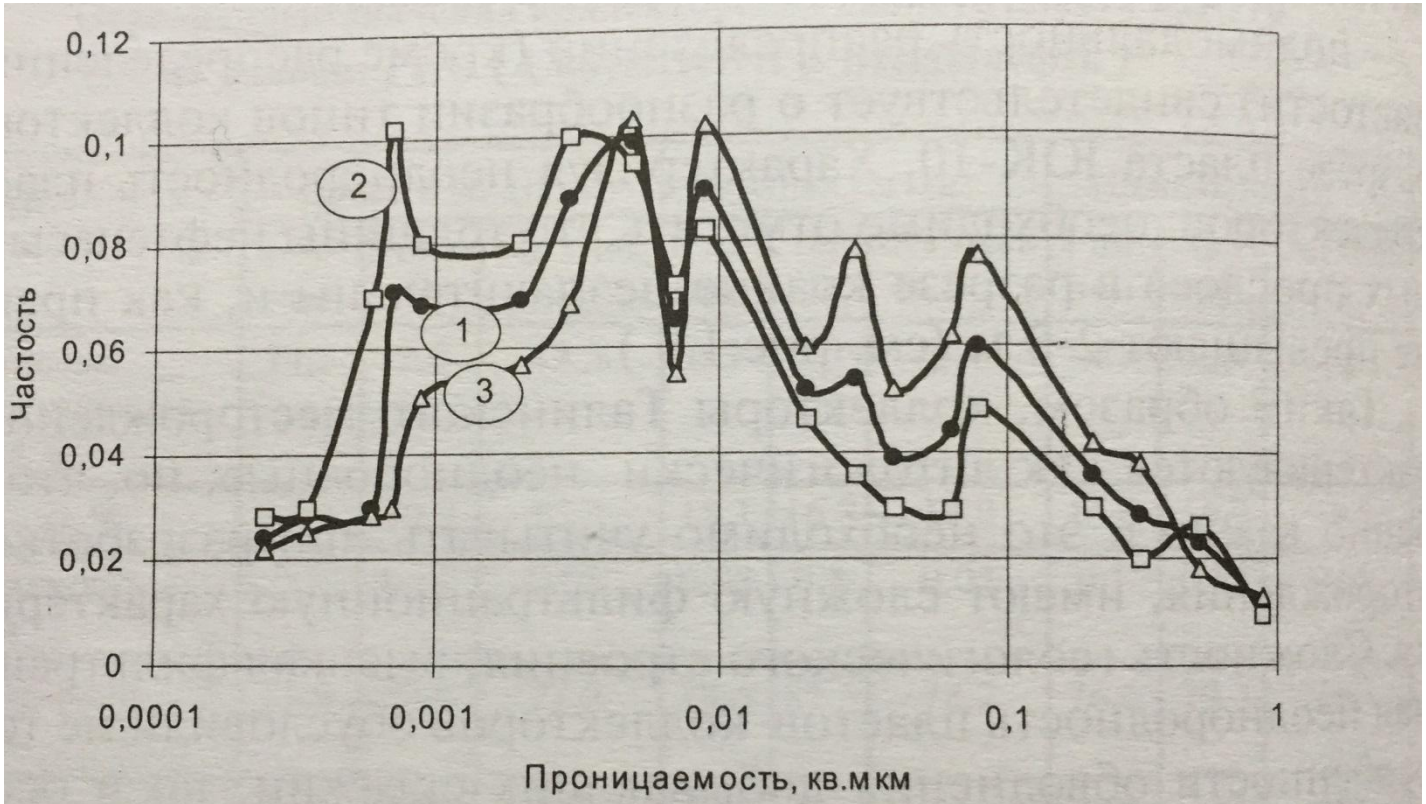
- коэффициент остаточной водонасыщенности К ост в = 0.23

- коэффициент остаточной нефтенасыщенности К ост н = 0.43

Распределение Н эфф нефт



Распределение проницаемости



. Распределение проницаемости: 1- в целом по ЮК-10; 2 - для верхней пачки; 3 - для нижней пачки

Распределение водонасыщенности коллекторов

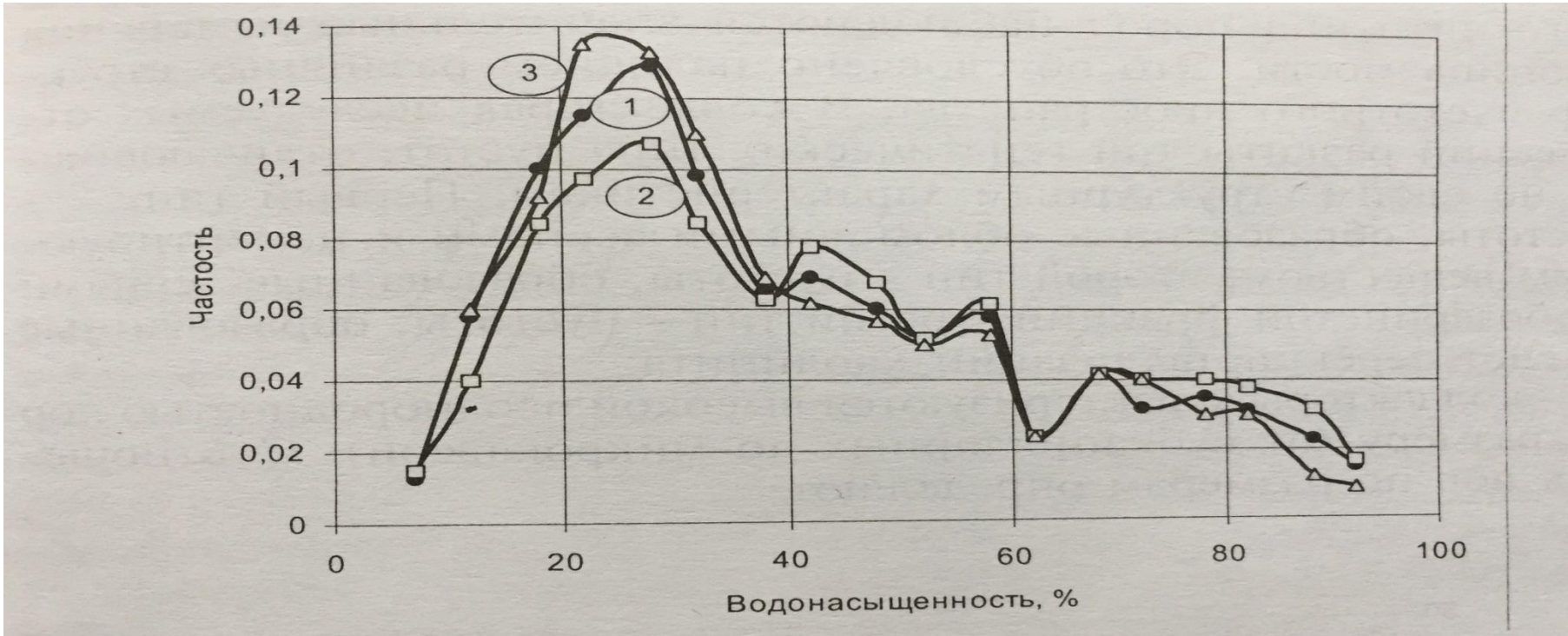


Рис.1.8. Распределение водонасыщенности: 1- в целом по ЮК-10; 2 - для верхней пачки; 3 - для нижней пачки

Подсчетные параметры залежи по ГИС

Осредненные значения коллекторских свойств пласта ЮК-10 по данным ГИС (СибНИИНП и ВНИИнефть)

Параметр	Пласт ЮК-10			Верхняя пачка			Нижняя пачка		
	в целом	тип II	без типа II	в целом	тип II	без типа II	в целом	тип II	без типа II
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	14,5	2,6	13,3	6,9	2,1	6,4	8	2,5	7,3
Пористость,%	15,4	16,9	15,3	15,1	16,8	14,9	15,6	16,9	15,5
Проницаемость, кв. мкм	0,1	0,52	0,05	0,08	0,5	0,04	0,1	0,54	0,05
Нефтенасыщенность, %	77,6	80,6	77,3	78,5	82,5	78,2	76,6	79,3	76,3
Количество скважин	515	250	512	514-	129	509	490	149	485
Количество пластопересечений	4200	317	3883	2094	146	1948	2106	171	1935

График добычи нефти, воды и закачки по годам разработки

Максимальный отбор нефти достигнут в 1988 году и соста
вил 3,56 млн.т/год или 14% от начальных извлекаемых запасо
этого участка при среднегодовой обводненности продукци
47,2%. На рис.3.1 показано изменение добычи нефти, жидко
сти и объемы закачки воды за весь период разработки участка

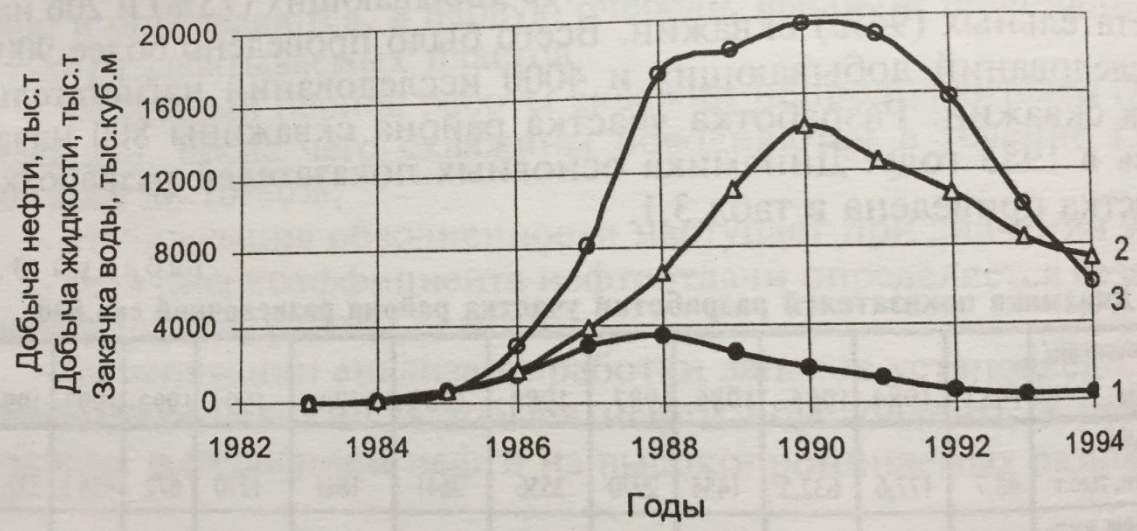


Рис.3.1. Динамика добычи нефти (1), жидкости (2) и закачки воды (3) по годам

Увеличение объемов добычи нефти наблюдается до 19
года с последующим падением до величины 332,2 тыс.т в 19

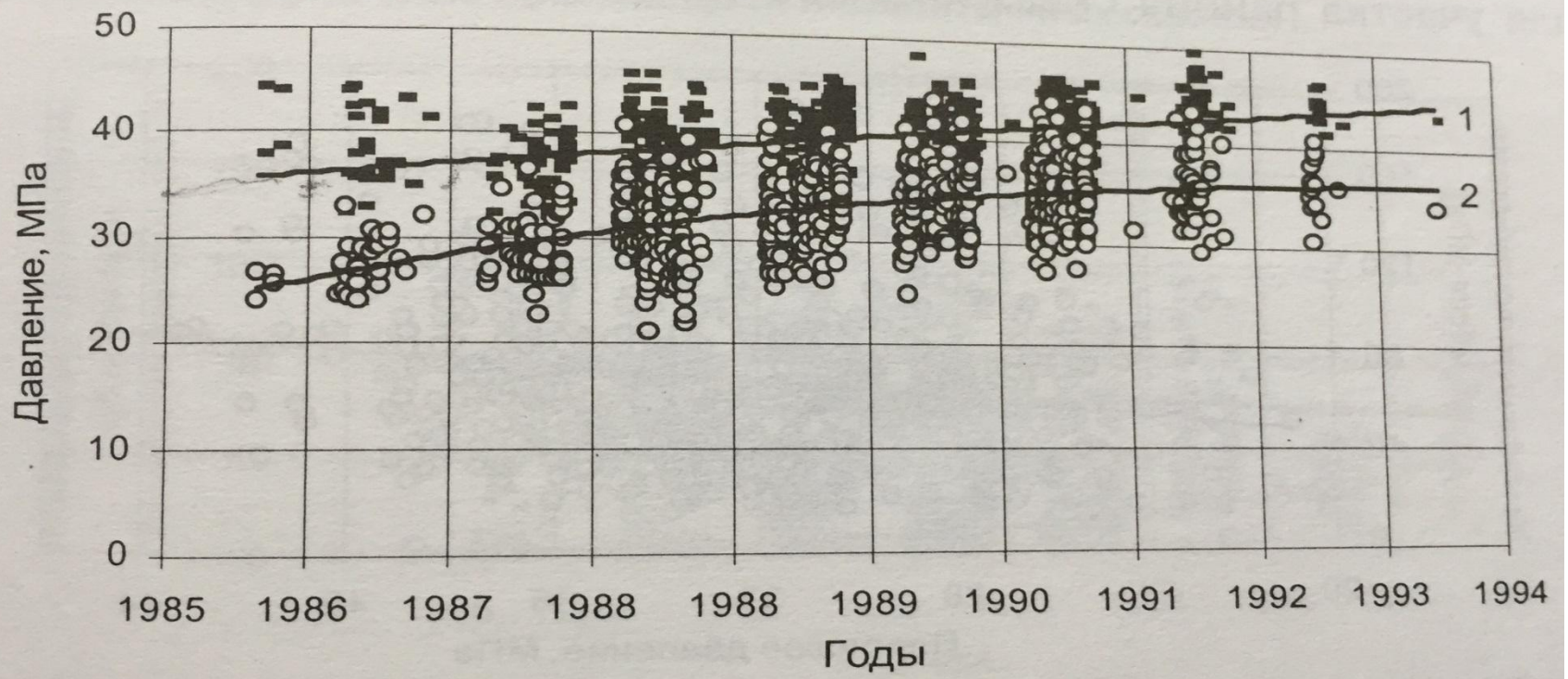
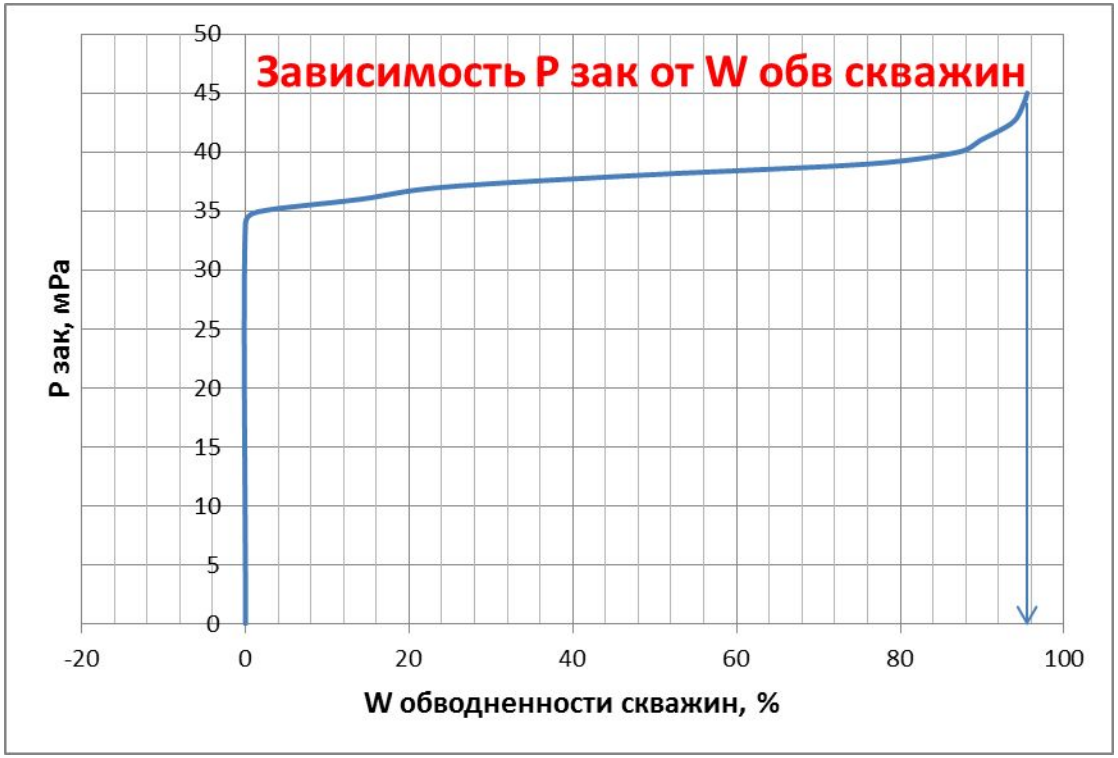


Рис.3.34. Изменение давления нагнетания воды (1) и пластового давления (2) во времени

График зависимости давления закачки воды от достигнутой обводненности скважин



Оценка суммарного содержания в поровом пространстве залежи нефти остаточной воды и остаточной нефтенасыщенности по площади разрабатываемого участка в районе скв. 800

Суммарная оценка К ост в К ост н за 1984-1994 гг (участок скв. 800) При обводненности 95.5% добыча нефти не целесообразна и соответствует Σ (К ост в=23% и К ост н = 43%) - всего Σ=66% , при принятой в Проекте разработки Σ = 66%. Ресурс запасов подвижной

Данные по годам для построения предыдущих двух графиков

Динамика показателей разработки участка района разведочной скв.800

Показатели/ годы	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Добыча нефти, тыс.т	48,7	177,6	632,5	1454	2970	3556	2641	1841	1270	672	424,5	332,2
Добыча жидкости,тыс. куб.м	48,7	177,6	645,1	1688	3855	6735	11091	14295	12419	10725	8450	7440
Закачка воды,тыс.куб.м	0	0	583,4	3042	8126	17188	18300	19579	18964	15680	10169	6135
Обводненность, %	0	0	2	14	23,7	47,2	76,2	87,1	89,8	93,7	95	95,5
Ср.дебит скважины по нефти,т/сут.	216,4	203,2	93,4	48,7	40,3	32,2	20,4	12,3	7,9	4,2	3,5	3,7

Солянокислотная обработка карбонатных пластов

- Солянокислотная (кислота HCL) обработка карбонатных пластов в скважинах является основным способом получения притоков УВ или увеличения дебитов скважин
- Различают кислотные ванны и объемные кислотные обработки (закачка в пласт расчетных объемов HCL)
- Наиболее эффективны объемные закачки кислоты в пласт

Схема размещения оборудования для проведения кислотной обработки пластов

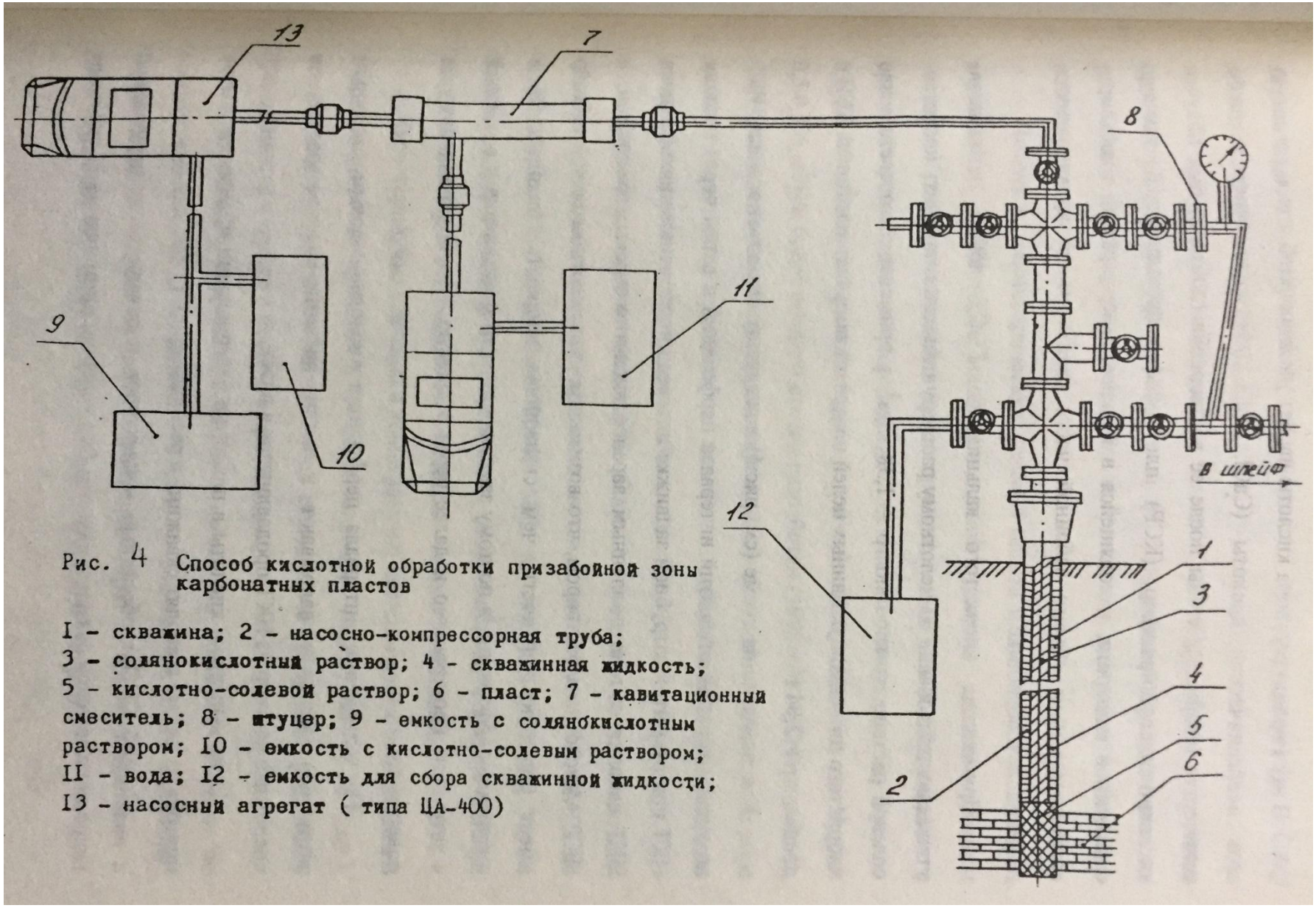


Рис. 4 Способ кислотной обработки призабойной зоны карбонатных пластов

I – скважина; 2 – насосно-компрессорная труба; 3 – солянокислотный раствор; 4 – скважинная жидкость; 5 – кислотно-солевой раствор; 6 – пласт; 7 – кавитационный смеситель; 8 – штуцер; 9 – емкость с солянокислотным раствором; I0 – емкость с кислотно-солевым раствором; II – вода; I2 – емкость для сбора скважинной жидкости; I3 – насосный агрегат (типа ЦА-400)

Глинокислотная обработка терригенных пластов в скважинах

- **Глинокислотная обработка терригенных пластов в скважинах является основным способом получения притоков УВ или увеличения дебитов скважин**
- **Используют объемные кислотные обработки (закачка в пласт расчетных объемов глинокислоты)**
- **Наиболее эффективны объемные закачки кислоты в пласт**

Получение глинокислоты

Глинокислоту получают путем растворения в 24-% соляной кислоте бифторида – фторида аммония с последующим разбавлением водой из расчета получения 16-% раствора HCL, включая 4-5 % кислоту HF. Обработки пласта производят чередуя закачки порций глинокислоты вдвое меньшими порциями смеси нефти с гидрофобизирующими ПАВ для более глубокого проникновения в пласт, а также для повышения фазовой проницаемости нефти
В скважинах с высоким пластовым давлением выдерживают закачанные объемы для реагирования и затем вымывают их.
При отсутствии притоков или их недостаточности проводят циклические закачки глинокислоты и нефти с последующим их вымываем до получения приемлемых дебитов скважин

Технология и результаты трехступенчатой циклической закачки глинокислоты

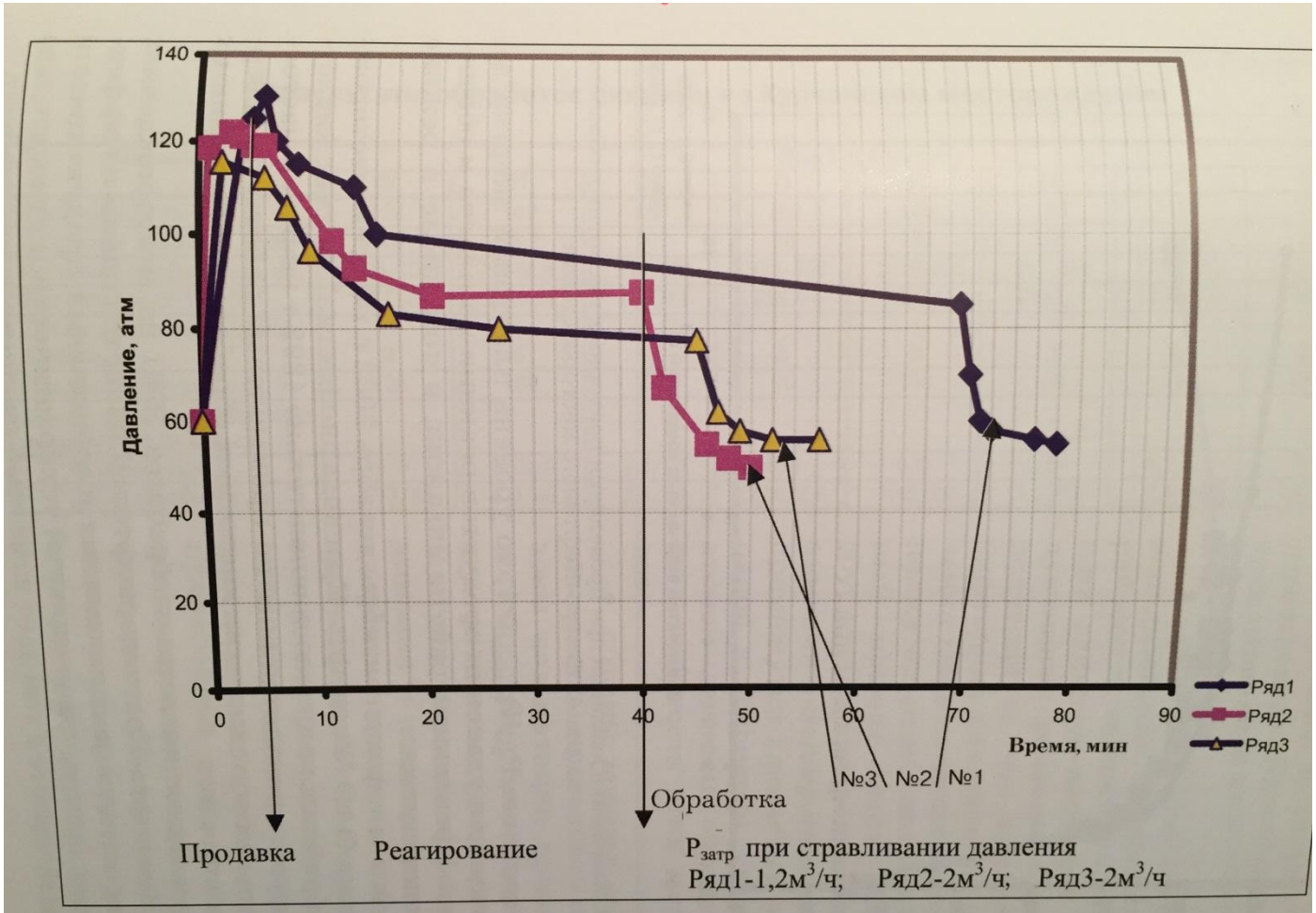


Рис. 1. Изменение давления на устье скв. 85 "Восточно-Курчанская" при трехступенчатой циклической глинокислотной обработке с промежуточным вымывом продуктов реакции

Гидравлический разрыв пласта (ГРП)

Метод ГРП известен и опробован в России еще в 1960-е гг прошлого столетия

К концу 1980-х годов в мире было проведено более 1 млн работ по ГРП, что позволило вовлечь в разработку слабопроницаемые пласты

В настоящее время ГРП с успехом проводится в средне-и высокопроницаемых пластах

Схема реализации ГРП в скважине

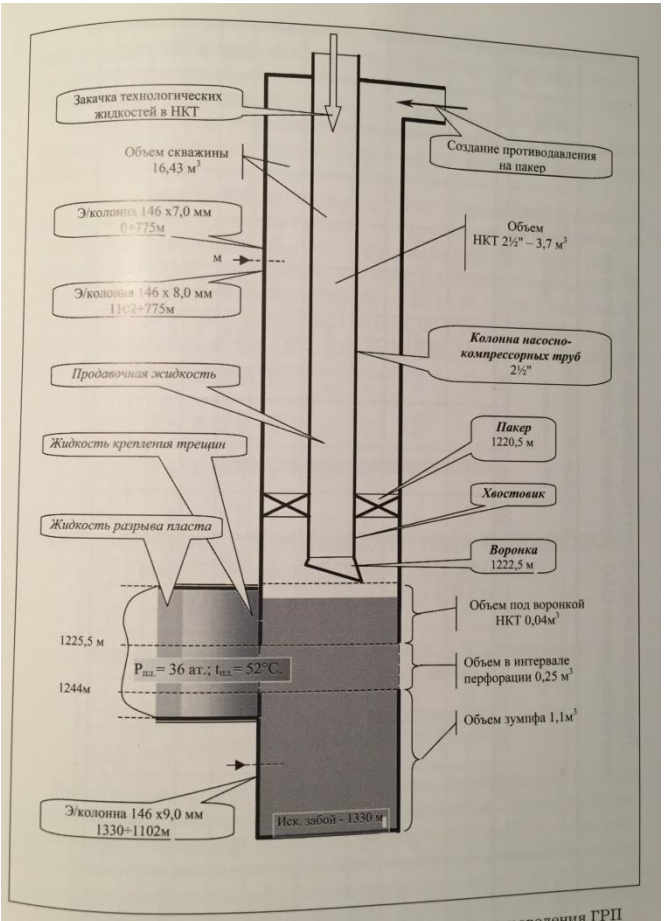


Рис. 2. Схема размещения скважинного оборудования для проведения ГРП

Основные факторы и условия проведения ГРП

Основными необходимыми геолого-физическими и промысловыми условиями, техники и технологии проведения ГРП являются:

- Геология и характеристики объектов для проведения ГРП;
- Характер добычи нефти и закачки воды при разработке залежи;
- Выбор скважин-кандидатов на проведение ГРП
- **Соображения о технологии проведения ГРП:**
- Выбор флюидов разрыва для закачки в объект (продуктивный пласт);
- Расчет прогнозной длины трещины и ее проводимость;
- Обоснование технологии заканчивания скважины после ГРП;
- выполнение теста разрыва пласта до проведения ГРП;
- Технологический проект и выполнение ГРП;
- Испытание скважины после проведения ГРП;

Геология и характеристики объектов для проведения ГРП;

- **Необходимо знать:**

- **Литологию продуктивных пород-коллекторов в составе выбранного объекта для ГРП;**
- **Начальное и текущее пластовые давления, давление разрушения пород и давление наступления пластической деформации породы (по керну);**
- **Геолого-физические свойства пород (Нэфф нефт, пористость, проницаемость, остаточная и текущая водонасыщенность),наличие газовой шапки, расстояние от ВНК и ГНК, наличие близлежащих тектонических нарушений;**
- **Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях (вязкость, плотность, объемный коэффициент, газонасыщенность нефти растворенным газом**

Характер добычи нефти и закачки воды при разработке залежи

- **Необходимо знать:**

- **Климатические условия работ при ГРП на скважине;**
- **Линейные параметры фактической сетки расположения добывающих и нагнетательных скважин;**
- **Средние дебиты нефти и воды по скважинам до проведения ГРП;**
- **Источник и свойства закачиваемой в пласты воды;**
- **Средние текущие пластовые давления пласта-объекта работ в скважинах вблизи скважины-кандидата для ГРП;**

Выбор скважин-кандидатов на проведение ГРП

Скважины-кандидаты на проведение ГРП выбираются и утверждаются для работ геологической службой недропользователя с учетом всей геолого-геофизической и промысловой информации, при наличии опыта проведения ГРП – по результатам анализа технологии и эффективности прошлых работ, а также с учетом оптимальности затрат и возможного получения дополнительно добытой нефти как очевидной прибыли от проведения ГРП

Выбор флюидов разрыва

Главное – флюид разрыва должен быть совместим с материалами и породами, слагающими продуктивный пласт-коллектор как объект для проведения ГРП

Применение флюидов на основе «родной» нефти данной залежи является предпочтительным, т.к. будет обеспечена совместимость флюида разрыва с породами-коллекторами, снижение количества химических компонентов для приготовления флюида разрыва на нефтяной основе по сравнению с флюидами на водной основе, а его не содержание осадка позволит быстро выводить скважины на рабочий режим (т.е. откачку жидкости из скважины до получения чистой нефти).

Кроме того, для северных районов отсутствует недорогая и хорошего качества вода для проведения ГРП

Расчет прогнозной длины трещины и ее проводимость

Технологический план предусматривает создание трещин, в которых заполненная проппантом длина составляет 80-120 м при средней концентрации проппанта 4 кг/кв. м.

Трещины меньшей длины (до 30 м) и той же концентрации проппанта недостаточны для эффективного ГРП для пластов-коллекторов с проницаемостью 0.5-1.5 мД. Кроме того, трещины данной длины могут терять свою эффективную проводимость из-за выпадения осадков при использовании флюида разрыва на водной основе.

Компьютерно моделирование (расчет дизайна создания трещины ГРП) , например, покажет, что для создания трещины длиной 80-120м потребуется 25-45 т проппанта

Заканчивание скважин строительством, предусматривающей проведение ГРП

Необходимо соблюдение технико-технологических условий:

- исключение применения жидкостей глушения на солевой основе;
- при использовании флюида разрыва на нефтяной основе после проведения ГРП исключаются любые контакты пластов-коллекторов с водой;
- конструкция эксплуатационной колонны и скважинный инструмент должны позволять проведение ГРП, вывод скважины на рабочий режим, пробную эксплуатацию скважины и даже вести добычу фонтанным способом.
- технические требования к скважине – в ней должны быть установлены извлекаемые гидравлические пакеры и дополнительный гидравлический якорь на колонне НКТ диаметром 73 мм соответствующего диаметра, а до установки пакера объем НКТ вытесняется дизельным топливом.
- фонтанная арматура на устье скважины должна выдерживать рабочее давление до 100 мПа, включая фонтанные задвижки и фланцы соединения с НКТ.
-

Тест разрыва до проведения ГРП

- **Испытания до проведения ГРП включают в себя, как правило, тест разрыва пласта, калибровочный ГРП (мини ГРП), высокочувствительную термометрию**.

Обычно тест проводится сразу после окончания заканчивания скважины закачкой 10 м3 дизтоплива при скорости закачки 1.5 м3/мин с последующей регистрацией снижения давления в течение 3 часов.

Задачи теста – определение минимального напряжения пласта, наличие давления трения в забое/трещине, текущего пластового давления, а также механической целостности НКТ и пакера. Кроме того, делаются первые оценки проницаемости пласта.

Пример теста разрыва и калибровочного теста ГРП

Рисунки 1-4.

РИС. 1 ТЕСТ РАЗРЫВА ПЛАСТА

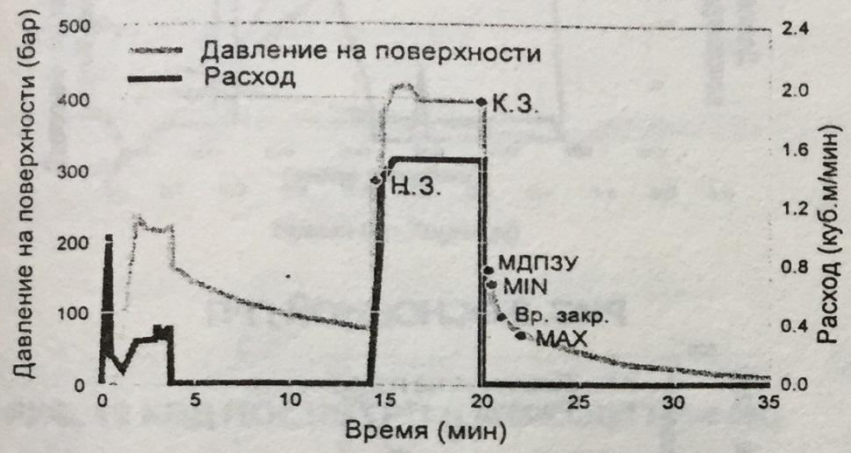


РИС. 3 ТЕСТ РАЗРЫВА ПЛАСТА

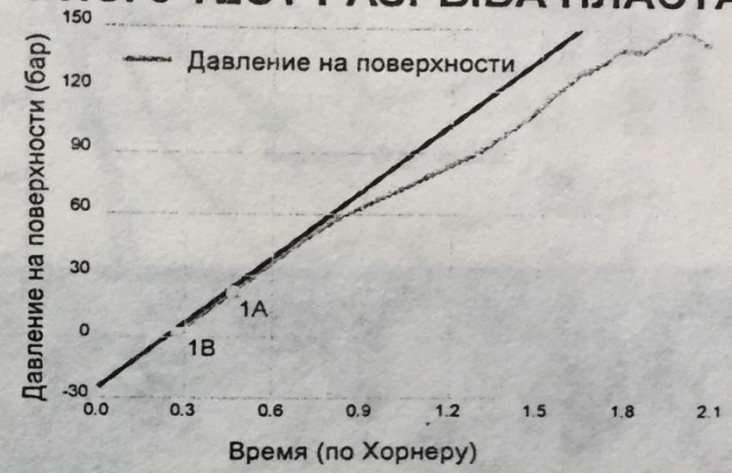


РИС. 2 ТЕСТ РАЗРЫВА ПЛАСТА

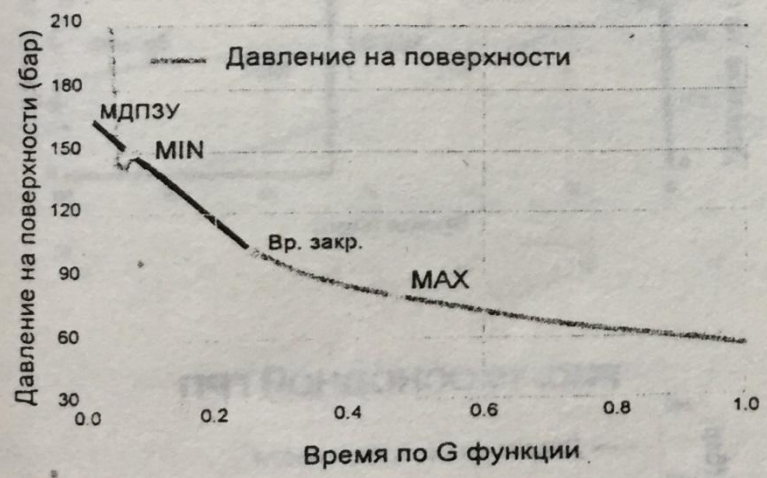
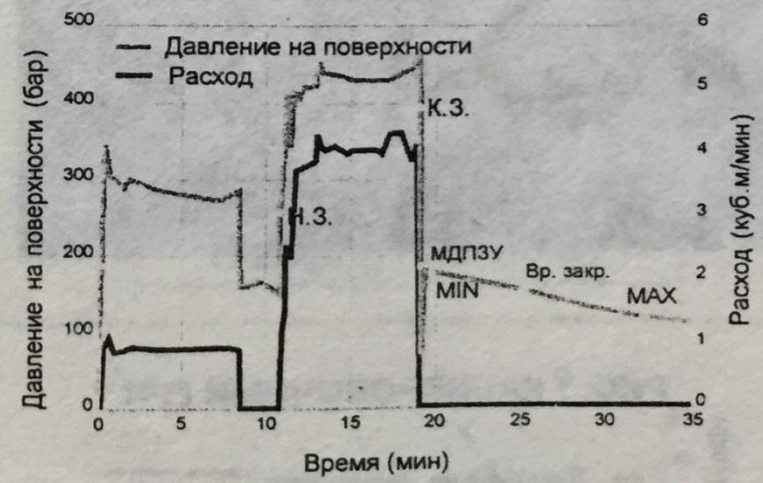


РИС.4 КАЛИБРОВОЧНЫЙ ГРП



Калибровочный и основной ГРП

Калибровочные тесты выполняются непосредственно перед основными ГРП путем закачки 20-30 м3 флюида разрыва (загущенного дизтоплива) при скорости 4 м3/мин.

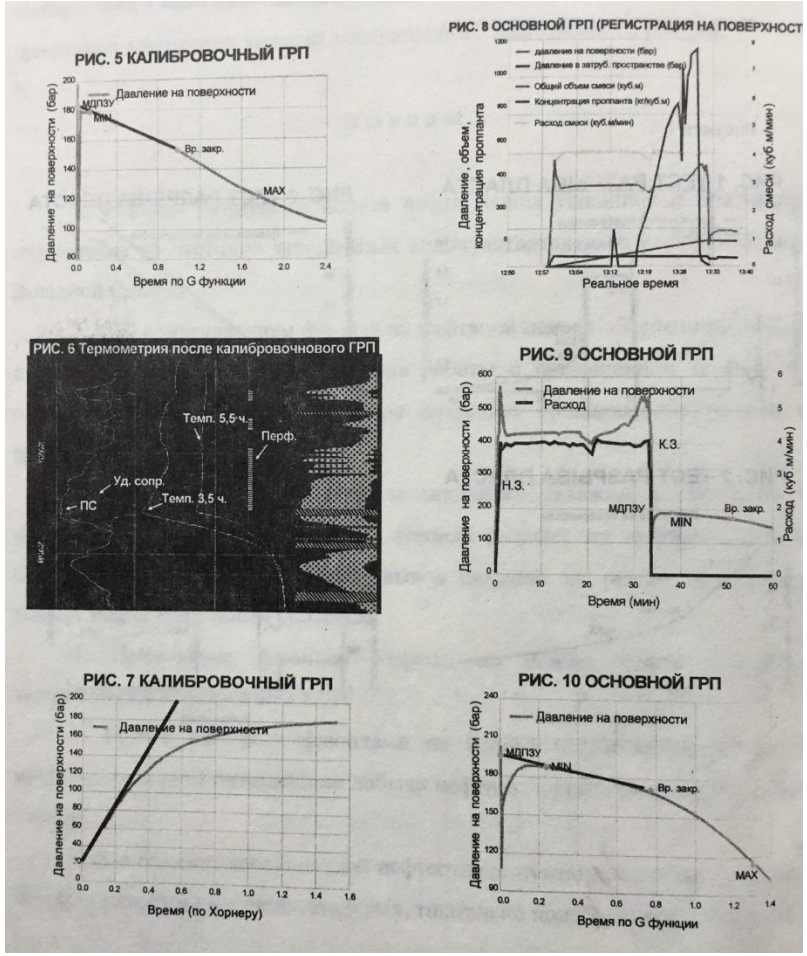
В течение 1-го часа регистрируют снижение поверхностного давления, затем проводились замеры термометрии через 3 и 6 часов после закрытия трещины.

Помимо калибрования эффективности флюида разрыва, определялись почти те же параметры, что и по результатам разрыва пласта.

После заполнения скважины флюидом разрыва проводят испытания на полное нагнетание флюида в объеме 32 м3. Снижение давления на поверхности в зависимости от времени может показать повышение напряжения пласта по сравнению с тестом разрыва, что может быть вызвано увеличением порового давления пласта в около трещинной зоне.

По данным термометрии может быть определена высота трещины (20-35 м), а исходя из этих данных, времени закрытия трещины и определения после этого эффективности флюида разрыва, считают различные величины общей потери флюида при изливе из трещины.

Пример калибровочного теста и начала основного ГРП



Технологический проект и выполнение ГРП

Стандартная схема проекта – 60-90 м3 геля (без проппанта) для инициализации трещины – 35-45 т объем носителей проппанта - 25-35 т керамического проппанта определенных размеров. В качестве геля для инициализации трещины и для носителей проппанта используется загущенное дизтопливо.

Единственные добавки при проведении работ – понизитель потерь геля для инициализации и разрушающий агент в носители проппанта.

Пример основного ГРП

РИС. 11 ОСНОВНОЙ ГРП

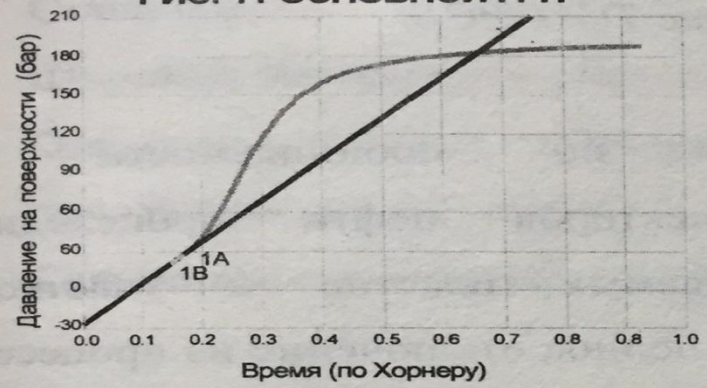
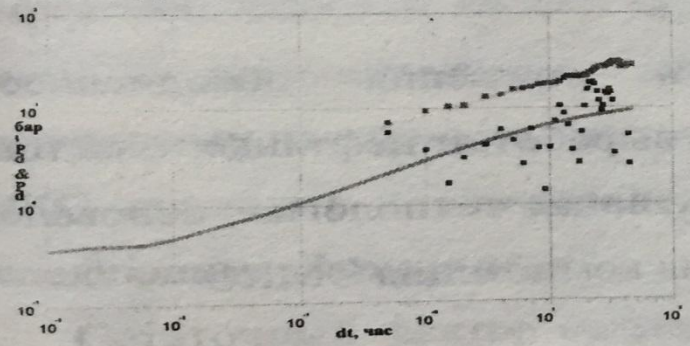
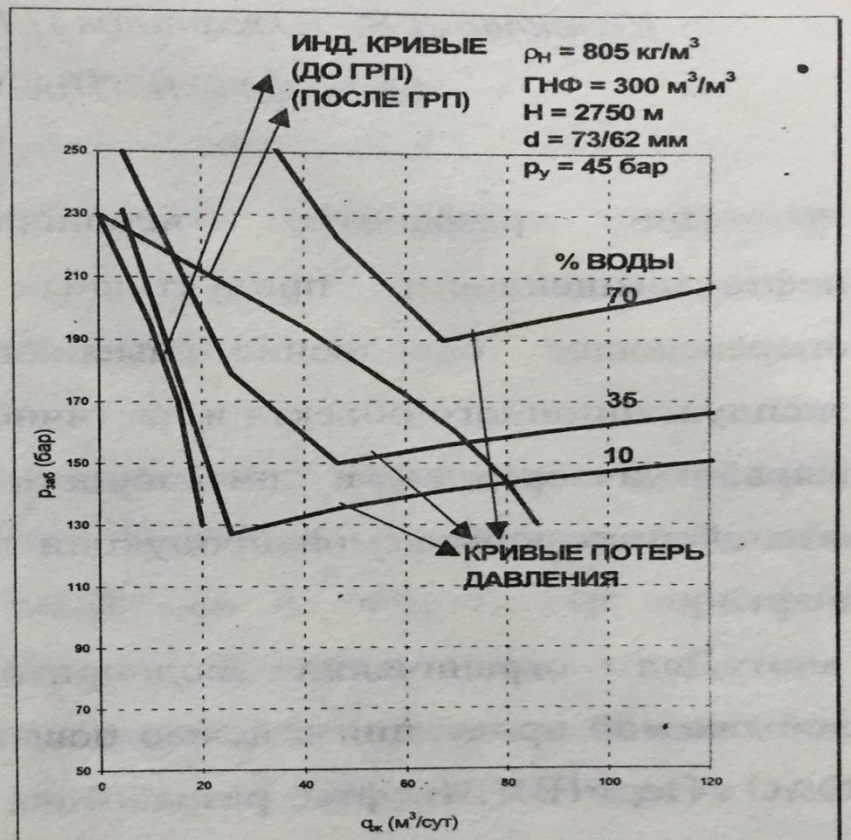


РИС. 12 КВД ПОСЛЕ ГРП (LOG-LOG ГРАФИК)





РУС. 13 УСЛОВИЯ ФОНТАНИРОВАНИЯ СКВАЖИН ДО И ПОСЛЕ ГРП

Испытание скважины после проведения ГРП

- Вывод скважины на рабочий режим (откачка жидкости из скважины до получения чистой нефти) начинается через несколько дней после проведения ГРП. Скважины с достаточно высоким Р пласт начинают фонтанировать сразу же, другие требуют кратковременного свабирования до наступления фонтанирования. Затем 15-20 дней фиксировались дебиты скважины, после чего методом КВД измеряли восстановленные давления. Сравнение уровней дебитов скважины сразу после проведения ГРП и через продолжительное время свидетельствуют о повышении производительности скважины.
- Период окупаемости затрат на ГРП считают через стоимость объема дополнительно добытой нефти (ДДН) от проведения ГРП