

Томский политехнический университет
Кафедра геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений

Методы интенсификации добычи

Лектор: Ильина Галина Федоровна
кандидат геолого-минералогических наук

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ

- заводнение,
- циклическая закачка

• Методы МУН

ХИМИЧЕСКИЕ

- Полимеры
- Щелочь
- ПАВ
- Пена, гель

ГАЗОВЫЕ

- Окисление
- Углеводороды
- Диоксид углерода
- Дымовой газ

ТЕПЛОВЫЕ

- вытеснение нефти паром
- внутрислоевого горение
- горячая вода

БИОЛОГИЧЕСКИЕ

К методам увеличения нефтеотдачи (МУН) следует относить только методы, позволяющие повысить объем извлекаемой нефти, добываемой за счет дренирования той части залежи, которая не охватывается разработкой при естественном режиме эксплуатации.

Различают текущий и конечный коэффициент нефтеизвлечения.

Под **текущим коэффициентом нефтеизвлечения** понимают отношение количества извлеченной из пласта нефти на данный момент разработки пласта к начальным ее запасам.

Конечный коэффициент нефтеизвлечения – отношение количества предполагаемой добычи нефти к начальным ее запасам.

Текущая нефтеотдача зависит от различных факторов – количества закачанной в пласт воды при заводнении, отношения этого количества к объему пор пласта, отношения количества извлеченной из пласта жидкости к объему пор пласта, обводненности продукции и просто от времени.

Можно говорить о нефтеотдаче не только какого-то одного пласта, объекта, месторождения, но и о средней нефтеотдаче по группе месторождений, понимая под текущей нефтеотдачей отношение количества извлеченной нефти в данный момент времени к ее начальным геологическим запасам.

Нефтеотдача зависит от множества факторов. Обычно выделяют факторы, связанные с технологией извлечения нефти из пластов в целом. Поэтому нефтеотдачу можно представить в следующем виде:

где $K_{\text{выт.}}$ – коэффициент вытеснения нефти из пласта, $K_{\text{охв.}}$ – коэффициент охвата пласта разработкой, $K_{\text{зав.}}$ – коэффициент заводнения месторождения.

Коэффициентом вытеснения ($K_{\text{выт.}}$) нефти водой называют отношение объема нефти, вытесненной водой из образца породы или модели пласта до полного обводнения получаемой продукции, к начальному объему нефти, содержащейся в образце породы или модели пласта:

где $V_{\text{нн}}$ – начальный объем нефти, $V_{\text{в}}$ – объем нефти, вытесненный каким-либо агентом из образца породы или модели пласта.

Коэффициент охвата пласта воздействием (Кохв.) определяется как отношение объема продуктивного пласта, охваченного вытеснением, к начальному нефтенасыщенному объему пласта:

где $V_{пп}$ – объем залежи, охваченный процессом вытеснения, $V_{п}$ – начальный нефтесодержащий объем залежи.

Коэффициент заводнения зависит от большого числа факторов. Поэтому удобно представлять его в виде произведения целого ряда коэффициентов, учитывающих влияние того или иного фактора, оказывающего соответствующее воздействие на общий коэффициент охвата:

где K_{01} – коэффициент охвата, учитывающий влияние неоднородности пласта по проницаемости, K_{02} – коэффициент охвата залежи, зависящий от сетки скважин, учитывающий прерывистость продуктивного пласта, то есть зональную неоднородность, K_{03} – коэффициент охвата, учитывающий потери нефти в зоне стягивающего ряда скважин, K_{04} – коэффициент охвата, учитывающий потери нефти в зоне разрезающего ряда скважин, K_{05} – коэффициент охвата, учитывающий потери нефти на невыработанных участках залежи.

Конечный коэффициент извлечения нефти, в зависимости от условий его расчета, может быть **проектным** и **фактическим**.

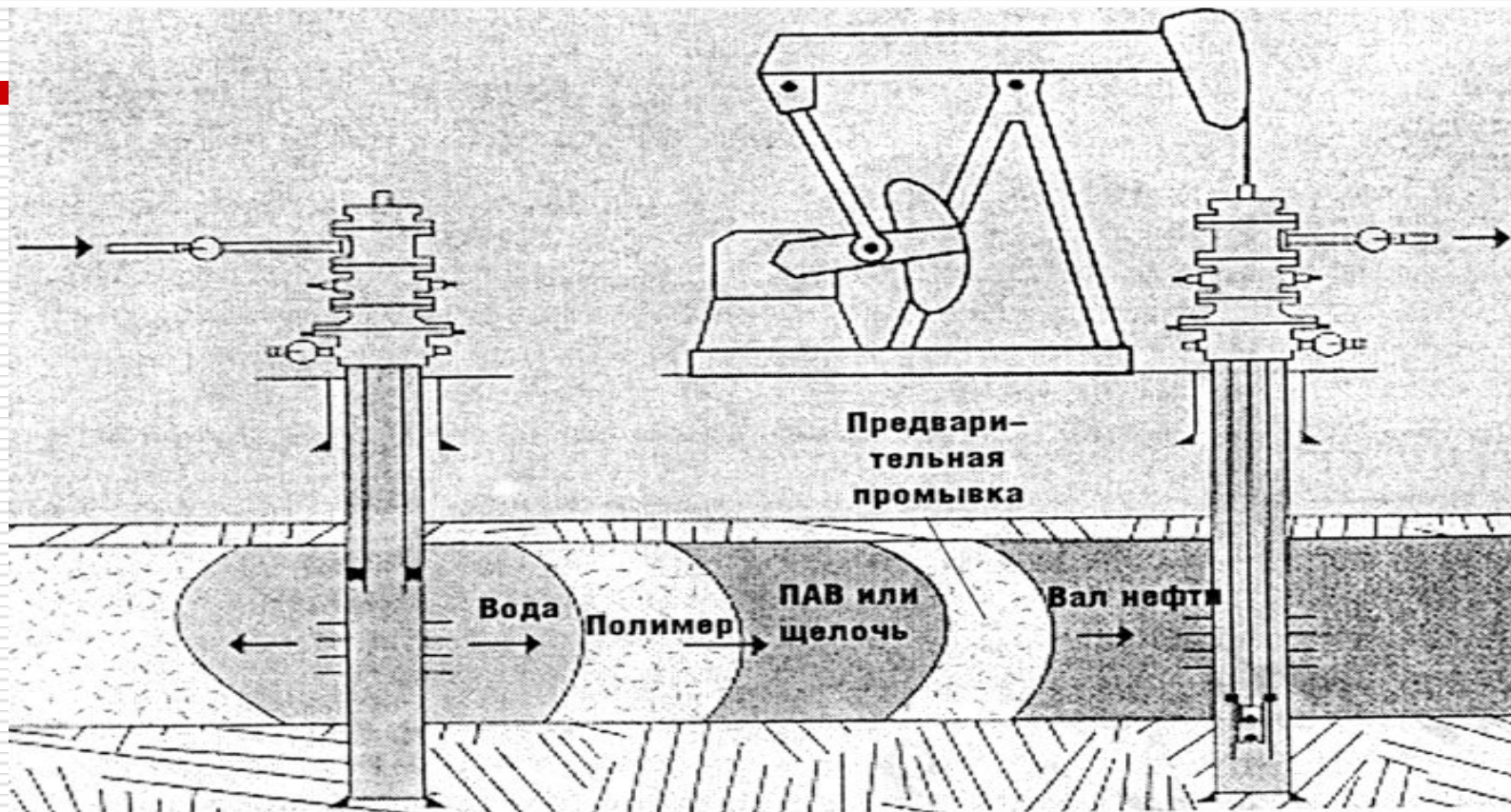
Фактический КИН определяется по результатам суммарной добычи нефти в конце разработки залежи, а **проектный КИН** рассчитывается при составлении технологических схем и проектов разработки.

КИН изменяются по отдельным разрабатываемым месторождениям Западной Сибири от 0.10 до 0.80, (в Томской области КИН изменяется от 0.30 до 0.60). Подобное связано с различной эффективностью освоения запасов и геологическими причинами.

Сопоставление фактических значений КИН пластов с достаточно высокими проектными конечными значениями показывает, что последние являются вполне реальными и достижимыми

ЗАВОДНЕНИЕ - это основной, высокопотенциальный метод воздействия на пласты, заключающийся в быстром восполнении природных энергетических ресурсов путем закачки воды в нагнетательные скважины.

Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами



Наиболее широкое распространение получили полимеры, ПАВ и щелочи, но нередко химические реагенты применяются комплексно.

Газовые методы

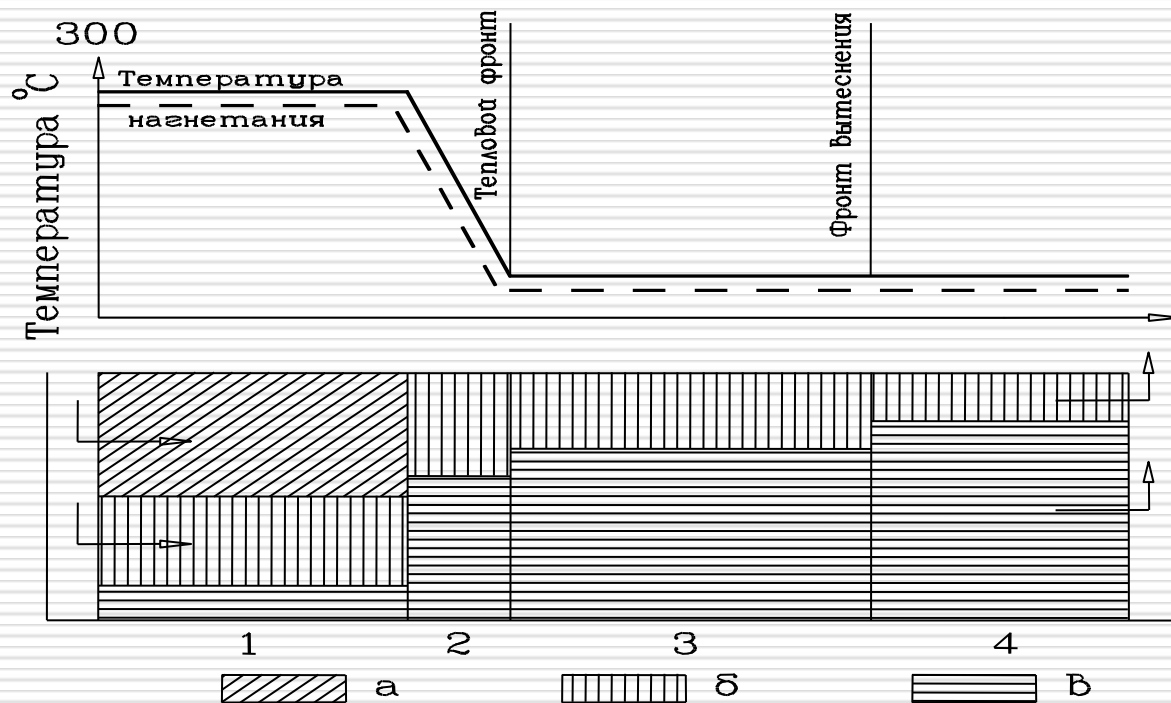
Основаны на организации крупномасштабной технологии использования, транспортировки и закачки вытесняющего агента

Основные характеристики метода

1. Малый объем дополнительно добытой нефти на единицу массы 100 % реагента
 2. Невысокая отпускная цена чистого реагента
 3. Наличие сырьевой базы и источников реагента
 4. Возможность отделения реагента от добываемой продукции
 5. Отсутствие воздействия на качество добываемой продукции
 6. Экономичность
-

Тепловые методы

Вытеснение нефти паром



Условные обозначения: а - пар; б - вода; в - нефть. Зоны: 1 - насыщенного пара; 2 - вытеснение нефти горячей водой; 3 - вытеснение нефти водой при пластовой температуре; 4 - фильтрация нефти при начальных условиях.

Методы обработки ПЗП

ЭЛЕКТРОТЕПЛОВАЯ ОБРАБОТКА

Призбойные зоны скважин прогревают глубинными электронагревателями, спускаемыми в скважину на кабель-тросе

Прогревают призбойную зону в течение 3-7 суток. После прогрева электронагреватель извлекают из скважины, спускают насосно-компрессорные трубы в скважину и пускают её в работу.

Методы обработки ПЗП

ПАРОТЕПЛОВАЯ ОБРАБОТКА

Для обработки призабойной зоны теплоносителем служит перегретый водяной пар. Пар нагнетают в скважину, в течение определённого времени, после чего устье скважины закрывают для передачи тепла в глубь пласта.

Пар для теплового прогрева скважин получают от передвижных паровых установок (ППУ, АДП-4/150 и др.), монтируемых на шасси автомобилей повышенной проходимости, и мощных паро-генераторных установок (ППГУ-4/120М, УПГ-9/120 и др.)

При воздействии на пласт паром создаются условия для глубоких фазовых, физических и физико-химических изменений содержащейся в пласте. При этом происходит снижение вязкости, термическое расширение, снижение поверхностного натяжения

Методы обработки ПЗП

МЕТОД ВИБРОУДАРНЫХ КОЛЕБАНИИ

Вибровоздействие рекомендуется проводить в скважинах, где коллекторские свойства призабойной зоны ухудшены, сложены низкопроницаемыми породами и содержат глинистые минералы. Эффективность воздействия улучшается в условиях коллекторов с высоким пластовым давлением, но низкой проницаемостью.

Вибровоздействие целесообразно осуществлять в скважинах, где намечают проведение кислотной обработки, гидравлического разрыва или обработку поверхностно-активными веществами

В основе вибровоздействия на призабойную зону лежит создание больших перепадов давления как для очистки призабойной зоны, так и для расклинивания трещин. При таких перепадах давлений получают отражённые волны, интерференция которых формирует мощные гидравлические удары, способствующие образованию сети микротрещин.

Методы обработки ПЗП

ОБРАБОТКА ВЫСОКОНАПОРНЫМИ ВРАЩАЮЩИМИСЯ СТРУЯМИ

Данный метод основан на использовании энергии высоконапорных вращающихся струй (не несущих абразивных частиц), реализуемой с помощью гидромонитора.

Среднее время обработки 1 м фильтра скважины составляет 10-12 мин (50-60 циклов).

К преимуществам разработанной технологии обработки фильтра относятся:

- 1) создание активного гидромеханического воздействия рабочей жидкости на обрабатываемый объект, которое интенсифицирует процесс очистки фильтра и сокращает время обработки;
 - 2) простота технических решений и технологических разработок, основанных на применении стандартного оборудования;
 - 3) оптимальный подбор свойств рабочей жидкости и сочетание метода с тепловыми, кислотными и другими способами обработки;
 - 4) возможность надежного контроля процесса очистки и оперативного регулирования режима и времени обработки фильтра, обеспечивающего высокую эффективность проводимых работ.
-

Методы обработки ПЗП

ОБРАБОТКА ПУЛЬСИРУЮЩИХ МГНОВЕННЫХ ДЕПРЕССИЙ

Сущность этого метода заключается в следующем:

- 1) в кровле продуктивного пласта создают зону, разгружающую призабойную часть от действия горного давления. Эта зона может быть образована за счёт создания в кровле интервала опробования искусственной каверны с помощью гидропескоструйной перфорации;
 - 2) записывает кавернограмму горизонта и образованной каверны;
 - 3) при наличии разгрузочной зоны испытание производится при помощи пластоиспытателя, используя максимальные депрессии и время стояния на притоке не менее 1 часа. Если приток пластовой жидкости или газа не наблюдается, следует повторить создание максимальной депрессии (без срыва пакера), т.е. по истечении заданного времени стояния на притоке скважину перекрывают для восстановления давления в призабойной зоне пласта.
-

Методы обработки ПЗП

РАЗРЫВ ПЛАСТА ДАВЛЕНИЕМ ПОРОХОВЫХ ГАЗОВ (ПГД-БК)

Предназначается для создания в скважинах высокого давления, необходимого для разрыва пласта.

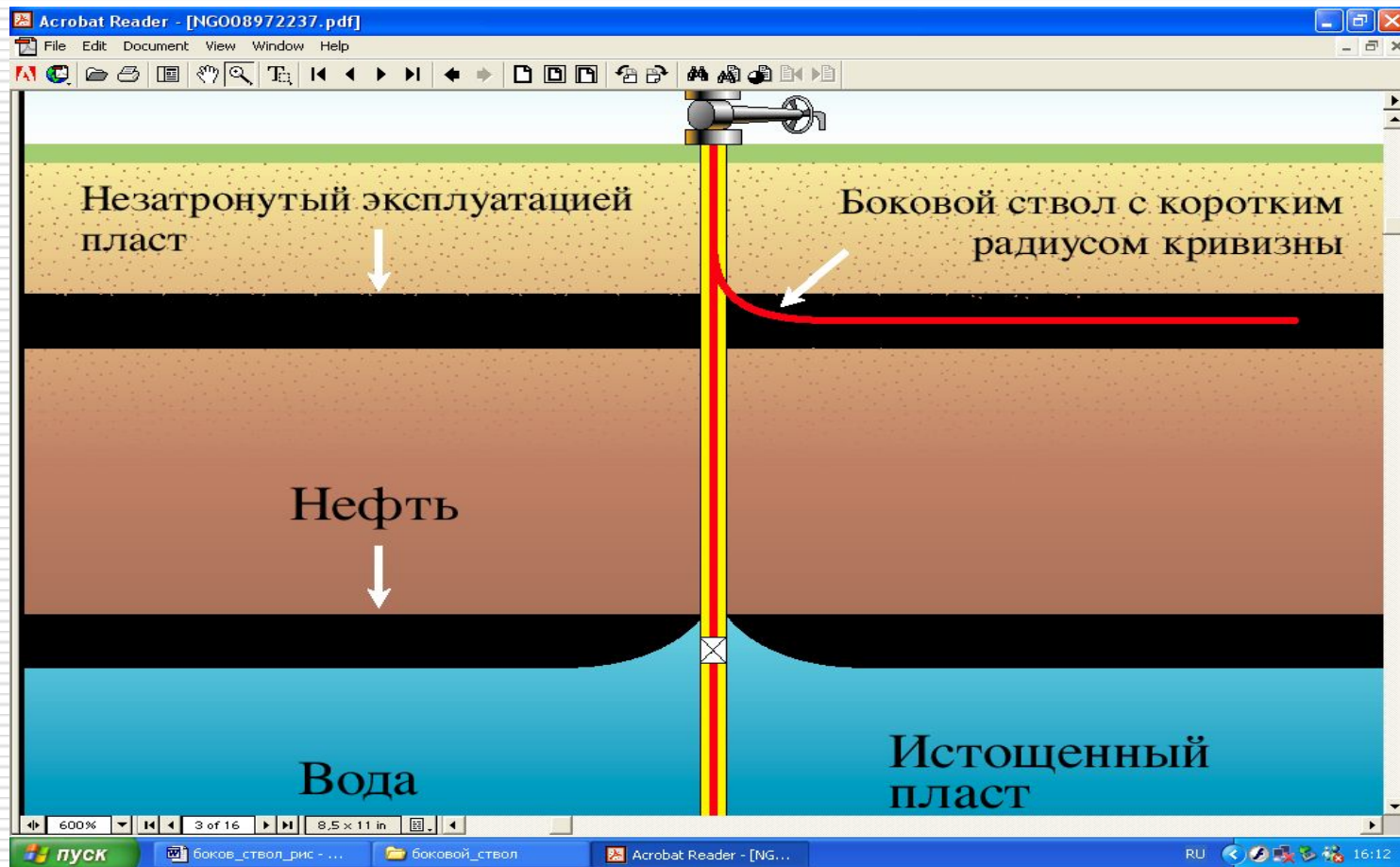
ПГД-БК может применяться для работ в скважинах, заполненных жидкостью /водный раствор ПАВ, нефть загущенная, вода/, продуктивный пласт которых обсажен трубами, внутренним диаметром 126 мм и более, при гидростатическом давлении от 5,0 до 40,0 МПа и температуре в зоне пласта не более 1000С.

Аппарат спускается в скважину на бронированном каротажном кабеле со скоростью 4000 м в час и устанавливается на расстоянии минимум 7 м над требуемой зоной.

После воспламенения пороха выделяется большое количество пороховых газов и давление под аппаратом начинает повышаться. В результате дальнейшего повышения давления жидкость /водный раствор ПАВ, нефть загущенная, вода/, находящаяся в скважине, задавливается в пласт, что приводит его к разрыву.

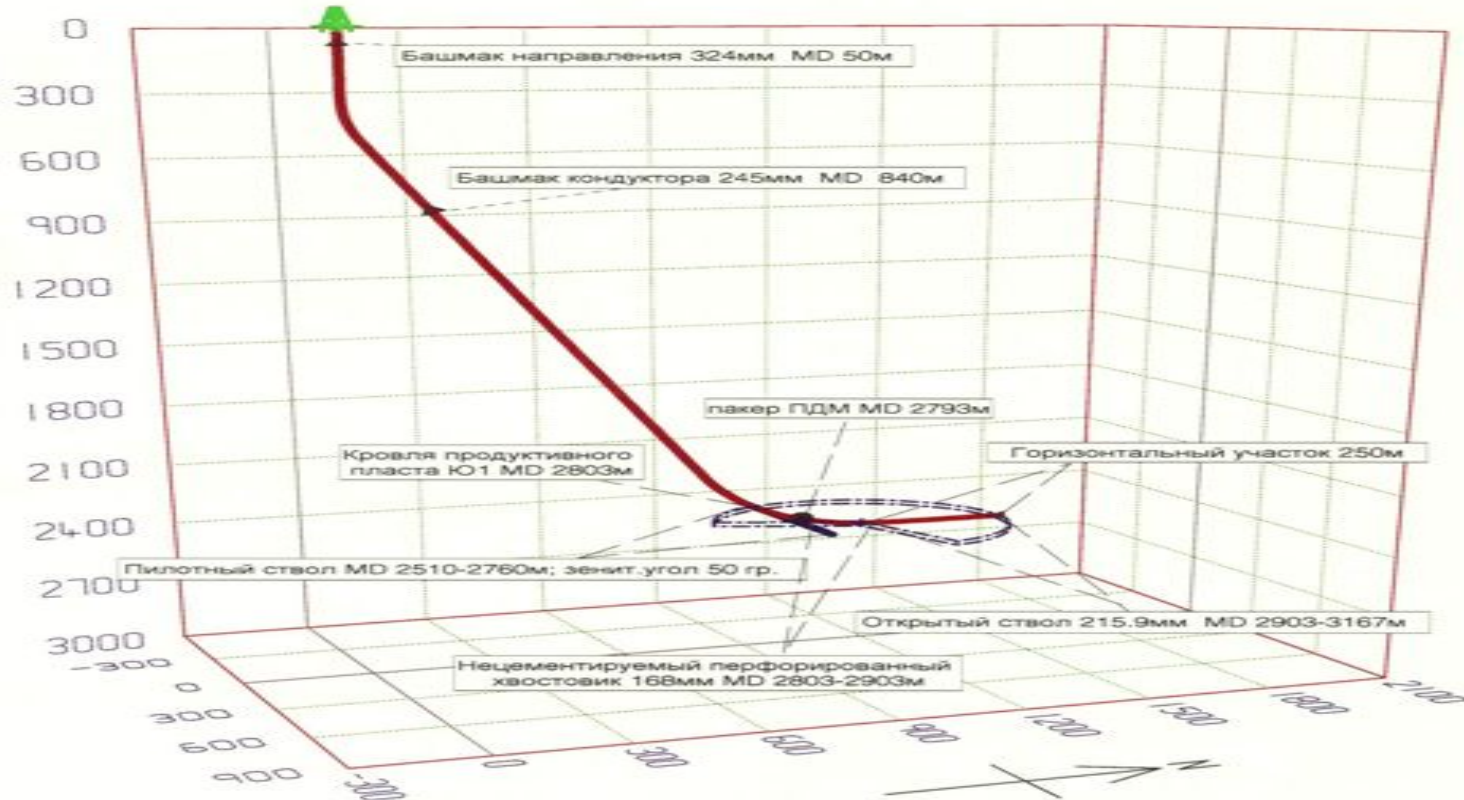
Для улучшения проницаемости карбонатных коллекторов можно проводить разрыв пласта с помощью ПГД-БК с предварительным размещением против вскрытого перфорацией горизонта соляной кислоты 12-15%-ной концентрации. При этом сочетаются преимущества кислотной обработки и гидравлического разрыва пласта.

Бурение боковых стволов (зарезка вторых стволов)



Горизонтальные скважины

Рис.7.1. Профиль и конструкция горизонтальной скважины



SECTION DETAILS

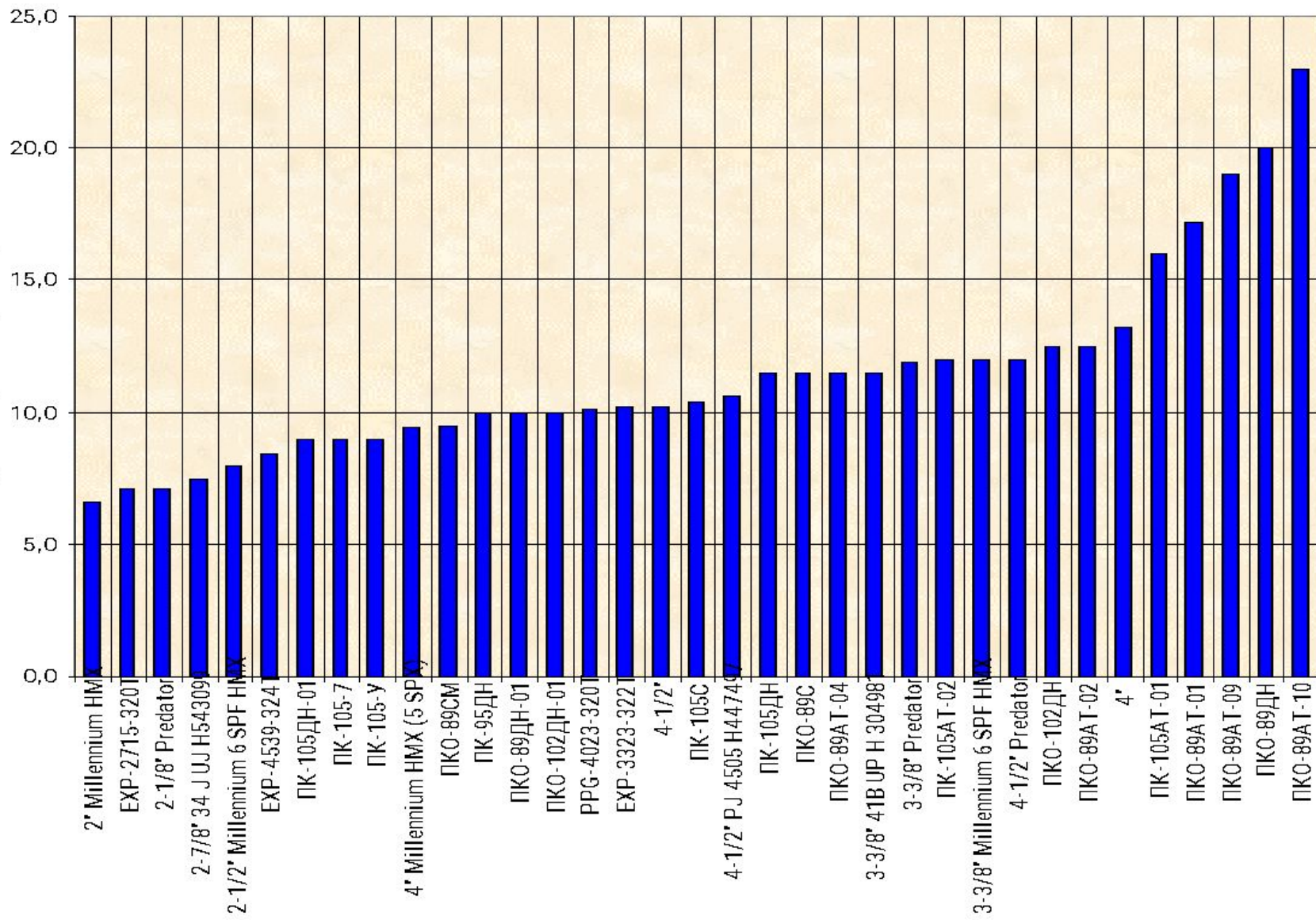
Sec	MD	Inc	Azi	TVD	+N/-S	+E/-W	DLeg	TFace	Target
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00	
2	300,00	0,00	0,00	300,00	0,00	0,00	0,000	0,00	
3	485,84	25,00	0,00	480,00	39,91	0,00	1,345	0,00	
4	916,16	25,00	0,00	870,00	221,77	0,00	0,000	0,00	
5	2300,90	25,00	0,00	2125,00	806,98	0,00	0,000	0,00	
6	2802,97	85,00	0,00	2400,00	1199,72	0,00	1,195	0,00	
7	2917,41	89,99	0,00	2405,00	1314,01	0,00	0,436	0,00	Ю1 горизонтальная
8	3167,00	90,00	0,00	2405,02	1563,60	0,00	0,000	0,00	Ю1 горизонтальная



Результаты расчета дебита скважины по жидкости при повторной перфорации

Тип заряда	d, мм	L, мм	S	Кпр=10мД	Кпр=50мД	Кпр=100мД
ПКО-89АТ-10	23	300	0,1654	127,98	639,901	1279,802
4-1/2 Predator	12	1252	0,2994	125,65	628,27	1256,544
4-1/2 PJ 4505H447497	10,6	1373	0,3181	125,335	626,67	1253,352
ПКО-89АТ-01	16	650	0,3354	124,707	623,533	1247,066
3-3/8 Millennium 6 SPF HMX	12	1026	0,3653	124,54	622,702	1245,405
ПК-105АТ-01	15	700	0,3761	124,36	621,801	1243,601
4 Millennium HMX(5SPX)	9,4	1320	0,3764	124,35	621,77	1243,549
ПКО-89АТ-02	14	750	0,397	124,012	620,06	1240,121
3-3/8 41В UP Н 304981	11,5	980	0,4041	123,89	619,46	1238,934
EXP-4539-324Т	8,4	1275	0,43382	123,40	617,022	1234,044
ПКО-89С	13,3	737	0,4338	123,322	616,611	1233,222
3-3/8 Predator	11,9	861	0,4402	123,299	616,498	1232,996
ПКО-89АТ-03	12,5	800	0,443	123,253	616,266	1232,532
ПКО-89АТ-09	19	320	0,4535	123,081	615,40	1230,817
ПКО-102ДН	12,5	750	0,4725	122,77	613,854	1227,708
ПК-105АТ-02	11,5	750	0,528	121,873	609,367	1218,733
PPG-4023-320Т	10,1	857	0,5379	121,716	608,584	1217,168
ПКО-89СМ	11,3	693	0,5842	120,982	604,903	1209,806
ПКО-89ДН	20	200	0,5974	120,77	603,86	1207,728
ПК-105С	11	681	0,6143	120,508	602,539	1205,078
ПКО-89ДН-01	10	750	0,6212	120,39	601,99	1203,981

Диаметр отверстия, мм



тип заряда

Кислотные обработки ПЗП

- это улучшение продуктивности за счет растворения «загрязнений» в пласте коллекторе,
- создания новых приточных каналов (интервалов),
- восстановление проницаемости пласта.

Кислотные обработки способствуют очистке ПЗП от карбонатных и железистых отложений, снижают межфазное натяжение, разрушают агрегаты глинистого материала.

НЕДОСТАТОК – коррозия НКТ, обсадной колонны.

Гидроразрыв пласта, ГРП

Применяются как в низкопроницаемых так и в высокопроницаемых пластах-коллекторах.

Задачи для низкопроницаемых коллекторов

- Увеличить приток или приемистость
- Улучшить сообщаемость для флюида между скважиной и пластом.

Задачи для высокопроницаемых коллекторов

- изменение притока жидкости из пласта к забою скважины на
 - 1) Линейный
 - 2) Билинейный

Сущность ГРП в том, что посредством закачки жидкости при высоком давлении происходит раскрытие естественных и образование искусственных трещин с их закреплением пропантом.

Область применения ГРП

- Нефтяные месторождения с осложненными условиями разработки /неоднородность пластов, низкая проницаемость и т.д.
 - Добывающие и нагнетательные скважины, продуктивность которых ниже потенциально возможной
 - Нагнетательные скважины, для изменения фильтрационных потоков
 - Широкий диапазон изменения и состава коллектора в разрезе, большое разнообразие геологического строения пласта
 - Может применяться при комплексном воздействии на залежь или участок месторождения
-

Гидравлический разрыв нефтяного пласта

Физическая основа

- под действием давления, создаваемая закачкой в пласт флюида, порода разрывается по плоскостям минимальной прочности

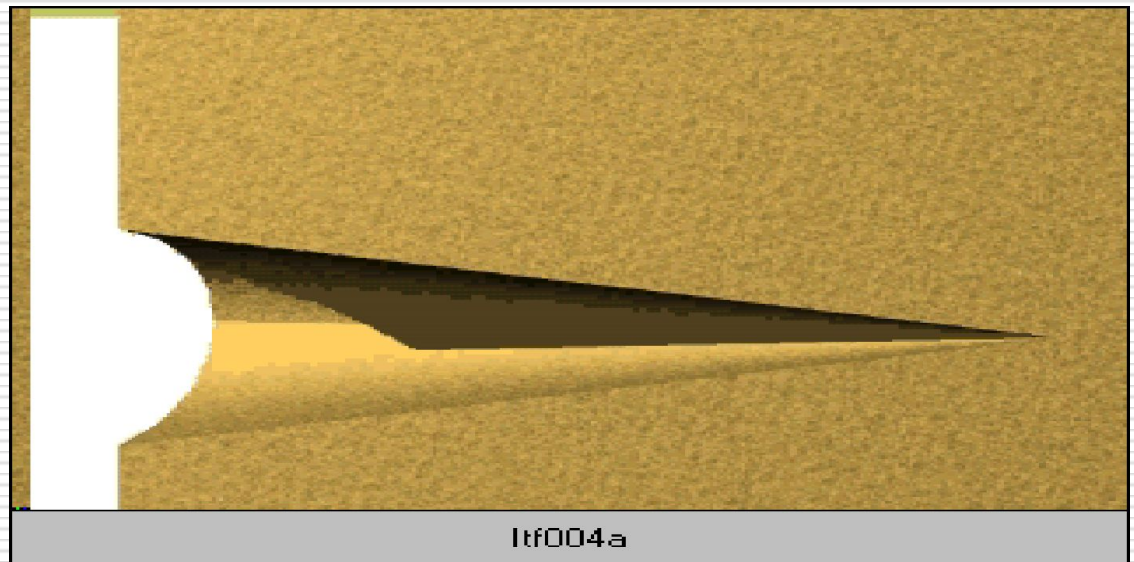
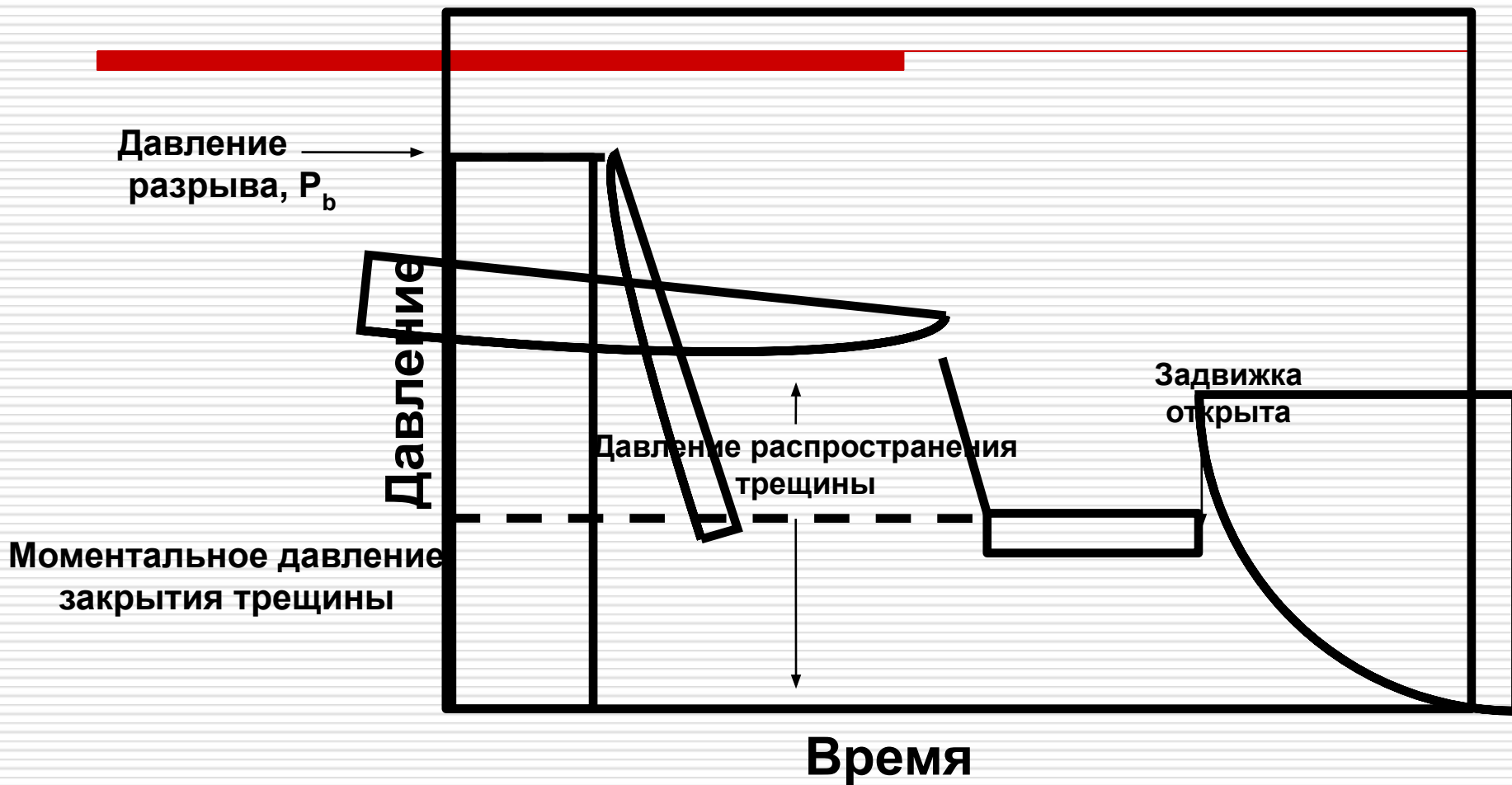
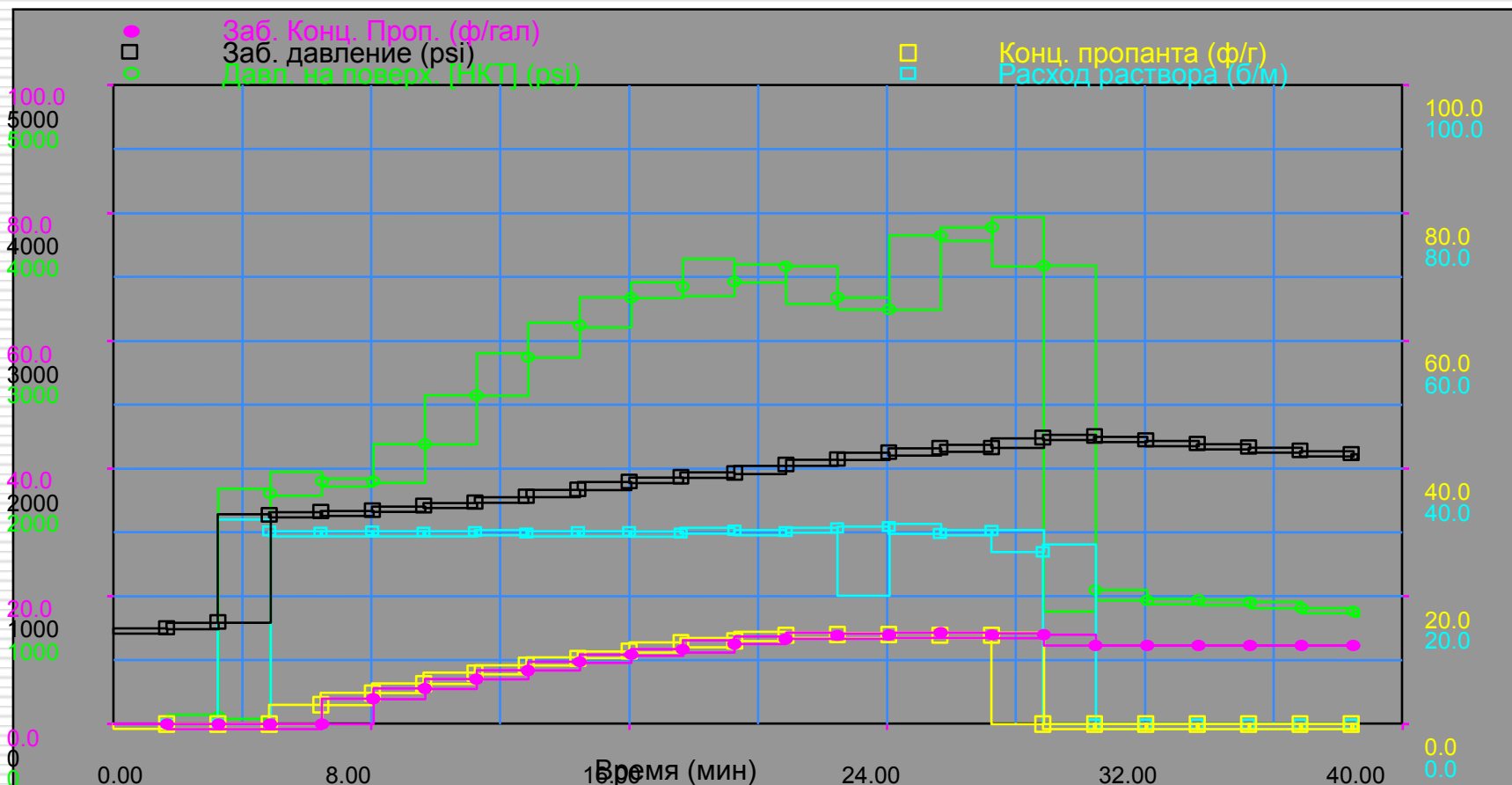


График динамики закрепления трещин

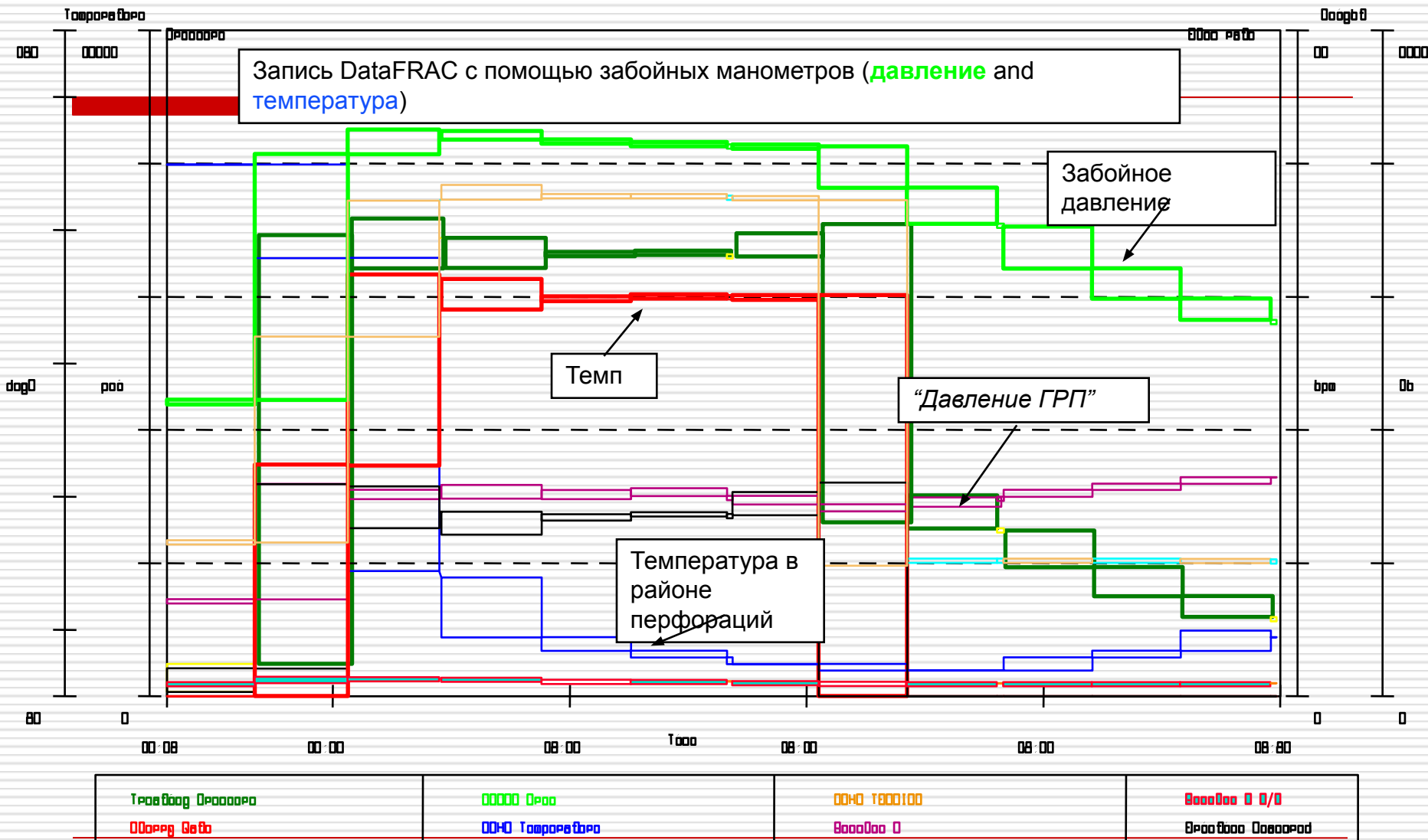


Пример проблемы

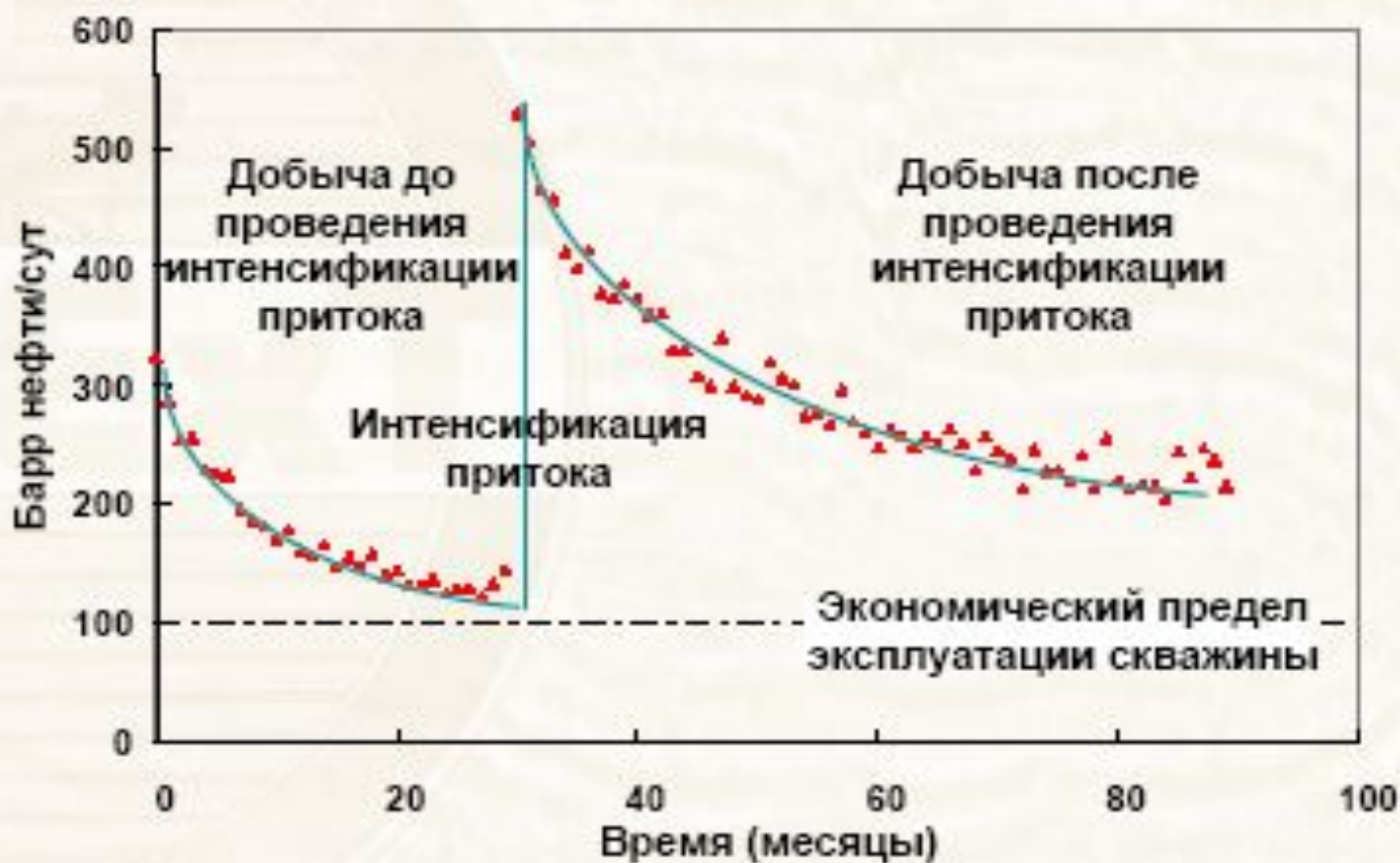
Манометр на забое позволяет устранить неопределенности с давлением трения в НКТ и непосредственно оценить Ограничение по давлению из-за перфорационных каналов и извилистости трещины.



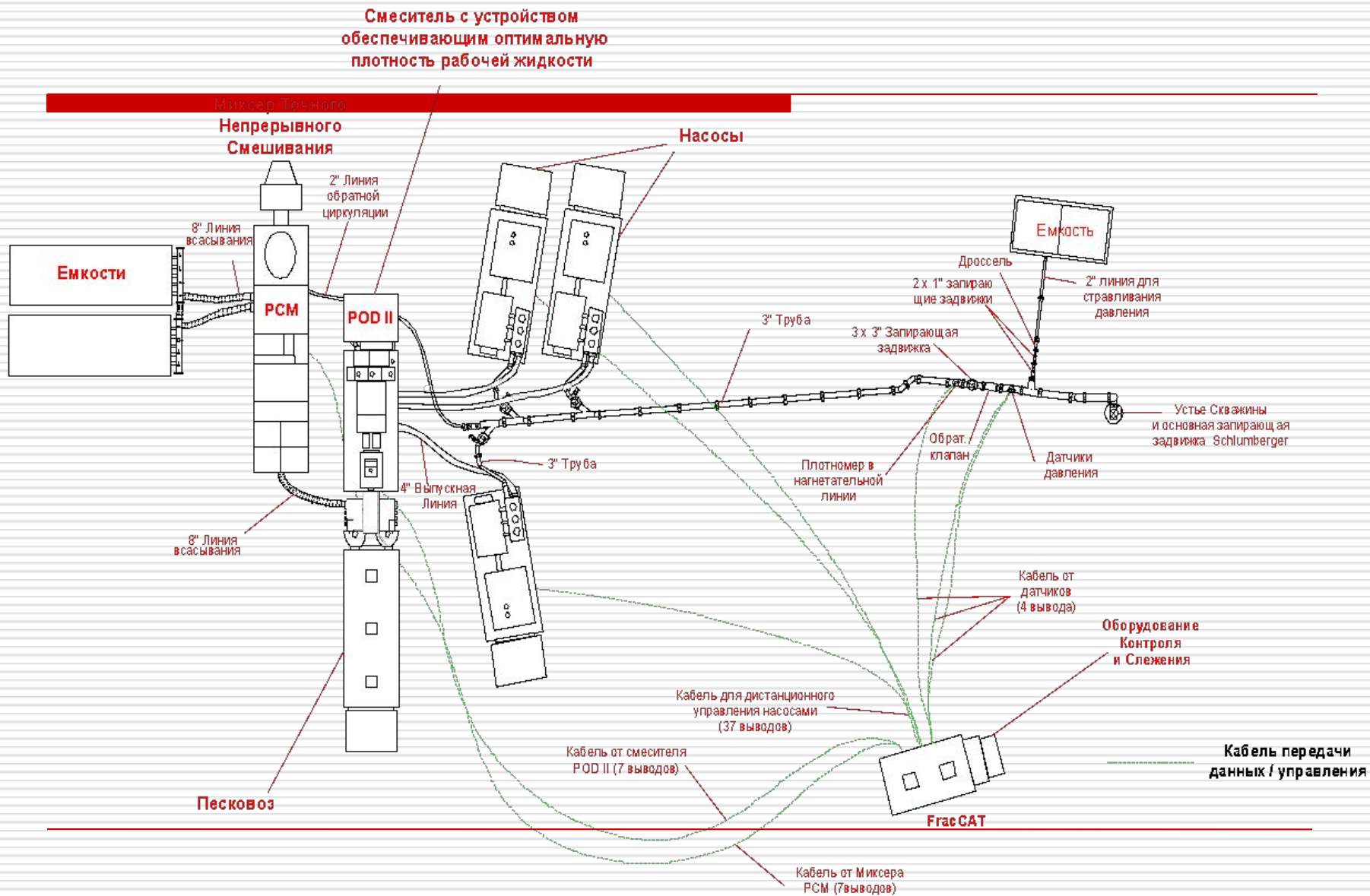
Пример: Запись забойного давления



Повышение добычи после проведения интенсификации притока



Расстановка оборудования и нагнетательная линия





С внедрением в производство методов интенсификации добычи нефти возникает необходимость более глубокого знания процессов происходящих в пласте и скважине, пересмотр устоявшихся взглядов на добычу нефти, применения современной теории на практике для достижения высоких уровней добычи нефти.

Заключение



В последнее время наметилась ситуация, когда в отчетности компаний значительно увеличилась доля добычи за счет применения новых методов повышения нефтеотдачи. В условиях не сложившихся цивилизованных рыночных отношений эта неопределенность не столь безобидна. Именно она позволяет преподносить такие мощные средства интенсификации как гидроразрыв пласта и горизонтальные скважины в качестве основных технологий увеличения нефтеотдачи.

В крупных сверхобеспеченных компаниях эти технологии отождествляют с современными “прогрессивными западными способами разработки”, противопоставляя их “консервативным советским способам разработки”. Под таким знаменем осуществляется масштабная выборочная интенсификация обработки активных запасов. В то же время по существу отвергается такой важный компонент “консервативного советского способа разработки”, как необходимость сохранения проектной системы размещения скважин для достижения проектной нефтеотдачи.

Недропользователи, пренебрегающие современными методами увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов нефти, во-первых, платят налоги сполна, а во-вторых, их акции теряют в цене.

Эффективная разработка этих месторождений возможна лишь с применением третичных и четвертичных методов увеличения нефтеотдачи.

. Благодарю за внимание
