

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель магистерской
программы

_____ Булчаев Н.Д.
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 20 ____ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

«Особенности применения плазменно-импульсного воздействия, как
метод интенсификации притока для горизонтальных скважин»

тема

23.04.03 «Эксплуатация транспортно-технологических машин и
КОМПЛЕКСОВ»

код и наименование направления

23.04.03.05 «Управление разработкой нефтяных
месторождений»

код и наименование магистерской программы

Научный руководитель _____

подпись, дата

к.т.н., доцент СФУ

должность, ученая степень

Нухаев М.Т.

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Паскотин Д.С.

инициалы, фамилия

Рецензент главный инженер проекта по Иркутской области, ООО «РН-
КрасноярскНИПИнефть»

должность

подпись, дата

Дадакин Н.М.

инициалы, фамилия

Красноярск 2017 г.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Булчаев Н.Д.

подпись

инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме магистерской диссертации

Студенту Паскотину Дмитрию Сергеевичу

фамилия, имя, отчество

Группа НМ 15-05М Направление (специальность) 23.04.03.05

номер

код

Управление разработкой месторождений

наименование

Тема выпускной квалификационной работы: особенности применения плазменно-импульсного воздействия, как метод интенсификации притока для горизонтальных скважин»

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР

Нухаев М.Т. к.т.н., доцент СФУ
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР фондовая и периодическая литература, электронные ресурсы.

Перечень разделов ВКР 1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ,
2. РАСЧЕТА ДЕБИТА СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ
3. СРОК ОКУПАЕМОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПИВ

Перечень графического материала представлен в виде 11 формул, 11 рисунков, 4 таблиц.

Руководитель

подпись

Нухаев М.Т.

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

Паскотин Д.С.

инициалы и фамилия

« ____ » _____ 2017г.

СОДЕРЖАНИЕ

23.04.03 «Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов».....	1
код и наименование направления	1
23.04.03.05 «Управление разработкой нефтяных месторождений».....	1
код и наименование магистерской программы	1
ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ.....	9
1.1 Классификация методов увеличения нефтеотдачи.....	9
1.2 Горизонтальные скважины (ГС).....	11
1.2.1 Дебит горизонтальных скважин	12
1.2.2 Преимущества и недостатки ГС	13
1.3 Многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП).....	14
1.3.1 Дебит жидкости после проведения МГРП.....	15
1.3.2 Основные проблемы и осложнения при проведении МГРП.....	17
1.3.3 Преимущества и недостатки МГРП	18
1.4.1 История создания технологии.....	21
1.4.2 Дебит МЗС	21
1.4.3 Преимущества и недостатки	23
1.5 Плазменно-импульсное воздействие.....	25
1.5.1 История создания технологии ПИВ	27
1.5.2 Технология.....	28
1.5.3 Выбор скважин для воздействия	33
1.5.4 Дебит горизонтальных скважин после проведения ПИВ	35
1.5.5 Практическое применение.....	41
2 ПРИМЕР РАСЧЕТА ДЕБИТА СКВАЖИН ПОСЛЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ ДЕБЕТОВ СКВАЖИН.....	47
2.1 Дебит ГС	47
2.2 Дебит ГС после проведения МГРП:	48
2.3 Дебит ГС после проведения ПИВ:.....	49
3 СРОК ОКУПАЕМОСТИ ПЛАЗМЕННО ИМПУЛЬСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ СМЫКАНИЯ ТРЕЩИН И ОБВОДНЕННОСТИ	53
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	56
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	57

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследований

На сегодняшний день одной из актуальных задач, стоящих перед нефтегазовой промышленностью страны, является поиск новых энергоэффективных технологий добычи, которые позволят повысить технико-экономические показатели разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

В последние годы в общей структуре российских запасов нефти существенно увеличилась доля месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Ввод новых залежей в эксплуатацию, которые, как правило, представлены низкопродуктивными, неоднородными, низкопроницаемыми коллекторами, а также залежами нефти с аномально высокой вязкостью не может в полной мере обеспечить восполнение извлекаемых запасов углеводородного сырья и компенсировать текущее падение добычи на большинстве месторождений. При этом потребление нефти и газа в России и мире увеличивается с каждым годом. Снижение доли активных запасов, вовлечение в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти и переход большинства эксплуатируемых месторождений на позднюю стадию разработки требуют поиска и внедрения новых высокоэффективных технологий повышения нефтеотдачи пластов. В связи с этим проблема увеличения полноты извлечения углеводородного сырья из продуктивных пластов месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, а также месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти является актуальной.

Целью магистерской диссертационной работы является исследование плазменно-импульсного воздействия на дебит скважины.

Идея работы повышение дебита скважин на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти может быть обеспечено за счет применения комбинированного воздействия путем бурения горизонтальных скважин с последующим применением плазменно-импульсного воздействия.

Задачи исследований

1. Анализ современных методов интенсификации скважин, применяющихся на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти и обоснование перспективных направлений развития.
2. Выявление основных факторов, влияющих на результаты плазменно-импульсной обработки скважин.
3. Обоснование зависимости влияющих факторов на дебит добывающей скважины.

Практическая значимость

Использование выявленных зависимостей при проектировании методов увеличения нефтеотдачи и геолого-технических мероприятий месторождения.

Новизна

1. В результате проведенных исследований предложена и обоснована формула расчета дебита горизонтальной скважины после проведения плазменно-импульсного воздействия.
2. Предложен график зависимости эффективности ПИВ на проницаемость коллектора в зависимости от свойств горных пород.

The relevance of the research topics

Today one of the most pressing challenges facing the oil and gas industry is looking for new energy efficient production technologies that will improve the technical and economic indicators of development of fields with hard oil reserves.

In recent years, the overall structure of Russian oil reserves has increased significantly, the proportion of fields with hard oil reserves. Enter new deposits into operation, which generally presents low-productive, heterogeneous, low-permeability reservoirs and oil deposits with the anomalously high viscosity can not fully ensure the restoration of the recoverable hydrocarbon reserves and offset the current production decline at most fields. The consumption of oil and gas in Russia and in the world increases every year. The decline in the share of active stocks, involvement in the development of fields with hard oil reserves and the transition of the majority of developed deposits at the late stage of development require the search for and introduction of new highly efficient technologies of enhanced oil recovery. In this connection the problem of increase of completeness of extraction of hydrocarbons from the productive strata deposits at a late stage of development, and fields with hard oil reserves is important.

The purpose of the master's thesis is to increase the production rate of fields with hard oil reserves combined physical methods.

The idea of increasing the yield of wells at the fields with hard to recover oil reserves can be achieved through the use of combined effects by drilling horizontal wells with subsequent application of plasma-impulse exposure.

Research tasks

1. Analysis of modern methods of intensification of wells used on fields with hard oil reserves and substantiation of perspective directions of development.

2. Identification of the main factors, plasma-pulse impact in influencing the rate of recovery.

3. The dependence of the payback period of the plasma-pulse impact from changes in permeability and water content.

The purpose of the master's thesis is to study the plasma-pulse impact on the well production.. The idea of increasing the yield of wells at the fields with hard to recover oil reserves can be achieved through the use of combined effects by drilling horizontal wells with subsequent application of plasma-impulse exposure.

Research tasks

1. Analysis of modern methods of intensification of wells used on fields with hard oil reserves and substantiation of perspective directions of development.

2. Identification of the main factors affecting the results of plasma pulse well treatment.

3. Rationale based on the influencing factors on the yield of the production well.

Practical significance

The use of the identified dependencies in the design of methods of enhanced oil recovery and geological and technical measures field.

Novelty

1. As a result of the research is proposed and justified a formula for calculating the flow rate of horizontal wells after conducting the plasma-pulse impact.

2. Proposed schedule of dependence of efficiency of BEER on the permeability of the reservoir, depending on the properties of rock.

1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ

В настоящее время приоритетным направлением прироста запасов нефти в мировой нефтедобыче является - развитие и промышленное применение современных интегрированных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), которые способны обеспечить синергетический эффект в освоении новых и разрабатываемых нефтяных месторождений.

1.1 Классификация методов увеличения нефтеотдачи

1. Тепловые методы:

- паротепловое воздействие на пласт;
- внутрипластовое горение;
- вытеснение нефти горячей водой;
- пароциклические обработки скважин

2. Газовые методы:

- закачка воздуха в пласт;
- воздействие на пласт углеводородным газом;
- воздействие на пласт двуокисью углерода;
- воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

3. Химические методы:

- вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные системы);
- вытеснение нефти растворами полимеров;
- вытеснение нефти щелочными растворами;
- вытеснение нефти кислотами;

- вытеснение нефти композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы и др.);
- микробиологическое воздействие.

4. Гидродинамические методы:

- интегрированные технологии;
- вовлечение в разработку недренируемых запасов;
- барьерное заводнение на газонефтяных залежах;
- нестационарное (циклическое) заводнение;
- форсированный отбор жидкости;
- ступенчато-термальное заводнение.

5. Группа комбинированных методов.

С точки зрения воздействия на пластовую систему в большинстве случаев реализуется именно комбинированный принцип воздействия, при котором сочетаются гидродинамический и тепловой методы, гидродинамический и физико-химический методы, тепловой и физико-химический методы и так далее.

6. Методы увеличения дебита скважин.

Отдельно следует сказать о так называемых физических методах увеличения дебита скважин. Объединять их с методами увеличения нефтеотдачи не совсем правильно из-за того, что использование методов увеличения нефтеотдачи характеризуется увеличенным потенциалом вытесняющего агента, а в физических методах потенциал вытесняющего нефть агента реализуется за счет использования естественной энергии пласта. Кроме того, физические методы чаще всего не повышают конечную нефтеотдачу пласта, а лишь приводят к временному увеличению добычи, то есть повышению текущей нефтеотдачи пласта.

К наиболее часто применяемым физическим методам относятся:

- гидроразрыв пласта;
- горизонтальные скважины;
- электромагнитное воздействие;
- волновое воздействие на пласт;
- многозабойные скважины.

1.2 Горизонтальные скважины (ГС)

Горизонтальная скважина (рис. 1.1) — это скважина, которая имеет достаточно протяженную фильтровую зону, соизмеримую по длине с вертикальной частью ствола, пробуренную преимущественно вдоль напластования между кровлей и подошвой нефтяной или газовой залежи в определенном азимутальном направлении.

Одним из наиболее эффективных методов повышения КИН является бурение горизонтальных скважин. При использовании технологий бурения горизонтальных скважин стало возможным разрабатывать новые, считавшиеся ранее неэффективными, месторождения и извлекать углеводороды, считавшиеся ранее неизвлекаемыми вследствие малой мощности и низкой проницаемости продуктивного пласта.

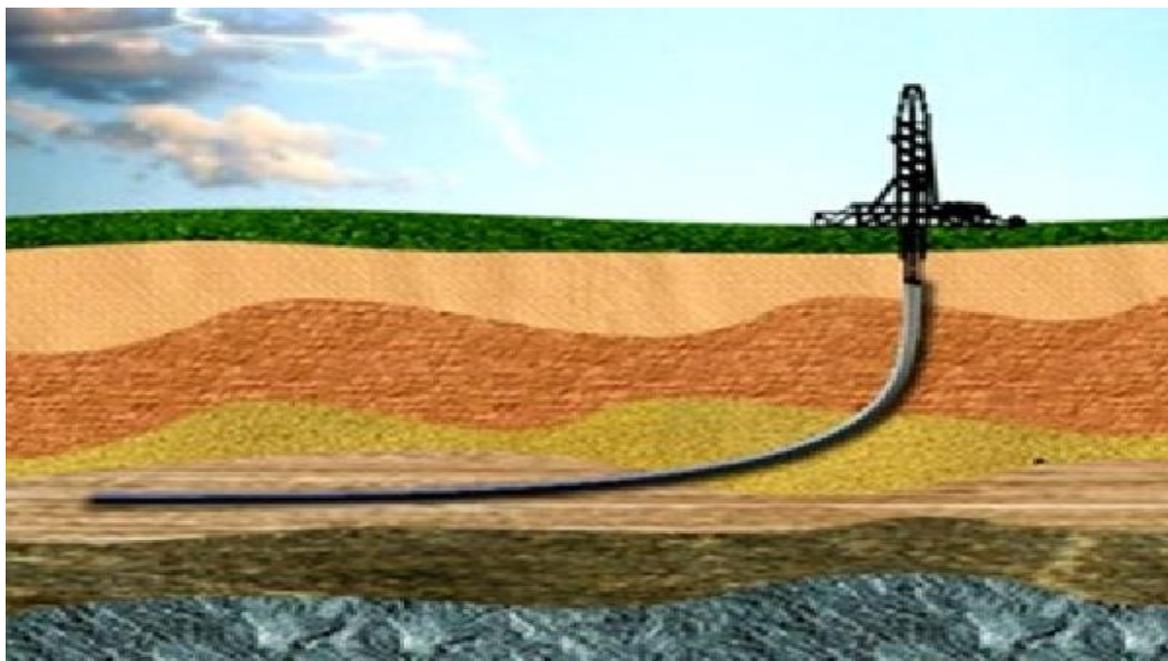


Рис. 1.1 Горизонтальная скважина

1.2.1 Дебит горизонтальных скважин

В практике эксплуатации горизонтальных скважин существует ряд выражений для подсчета дебита жидкости. Наиболее применяемая – формула Джоши (1.1):

$$Q = \frac{2\pi k_h h \Delta P}{\mu \left[\ln\left(\frac{4R_k}{L}\right) - \frac{\beta h}{L} \ln\left(\frac{2r_c}{\beta h}\right) \right]} \quad (1.1)$$

где

$$a = \frac{L}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L}\right)^4} \right]^{0.5};$$

$$\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}};$$

L - длина горизонтального участка скважины, м;

R_k - радиус кругового контура питания, м;

r_c - радиус скважины, м;

h - эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м;

k - коэффициент проницаемости пласта, м² ;

ΔP - депрессия, Па;

μ - вязкость пластового флюида, [Па · с];

Q - дебит жидкости, м³ /сут.

1.2.2 Преимущества и недостатки ГС

Основные объекты применения горизонтальных скважин

- 1) Маломощные пласты (5 – 10 метров) с низкой и неравномерной проницаемостью;
- 2) Объекты с подошвенной водой и верхним газом с целью ограничения конусообразования;
- 3) Коллектора с вертикальной трещиноватостью;
- 4) Шельфовых и труднодоступных продуктивных зон.

Преимущество горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными и наклонно-направленными:

- 1) Равномерное стягивание контура нефтеносности и увеличение коэффициента заводнения и конечной нефтеотдачи;
- 2) высокий охват пласта вытеснением за счёт соединённых друг с другом линз, участков повышенной и пониженной проницаемости, каверны и трещины;

3)высокое значение предельного безводного и безгазового дебита при разработке залежей с активной подошвенной водой и газовой шапкой;

4)снижение градиента скорости в призабойной зоне пласта и , как следствие, уменьшение вероятности возможных осложнений при эксплуатации скважины;

5)высокая производительность при фиксированном забойном давлении, равном критическому давлению смятия обсадной колонны, в случае разработки объектов с АВПД.

Недостатки горизонтальных скважин;

1) Только одна продуктивная зона может дренироваться в горизонтальной скважине.

2) Стоимость.

1.3 Многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП)

Традиционные технологии бурения вертикальных скважин и последующий гидроразрыв пласта не обеспечивают достижения высокого показателя коэффициента извлекаемости углеводородов и допустимой рентабельной эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Эффективным методом разработки месторождений является бурение горизонтальных скважин с применением многостадийного ГРП. Он характеризуется сложным геологическим строением, ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами и наличием подошвенной воды. С увеличением горизонтальных участков стволов длина скважины, технология многоступенчатого и гидроразрыва пластов становится все более необходимой.

Многостадийный ГРП – последовательное выполнение нескольких работ ГРП на одной скважине. Цель – повышение продуктивности скважины, увеличение площади дренирования, повышение коэффициента извлечения углеводородов и, как следствие, экономической эффективности разработки месторождения.

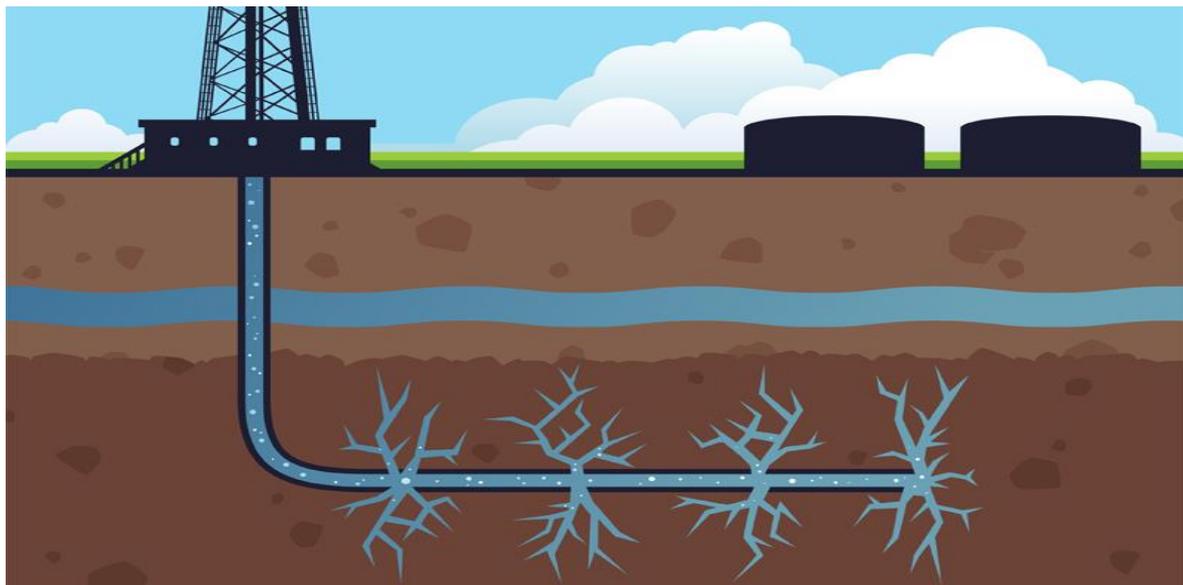


Рис 1.2 Многостадийный ГРП

1.3.1 Дебит жидкости после проведения МГРП

Геометрия задачи

Предположим, что проницаемость пласта изотропна по горизонталям и очень мала по вертикали отсутствуют вертикальные перетоки флюида. Исходя из указанного поток флюида в трещину можно считать плоскопараллельным.

Таким образом, пространство между трещинами ГРП представляет собой галереи с плоскопараллельным течением. Окружности обозначают

зоны дренирования виртуальных вертикальных скважин, если бы они не влияли друг на друга, штриховая линия между трещинами ограничивает пространство галереи (рис. 1.3).

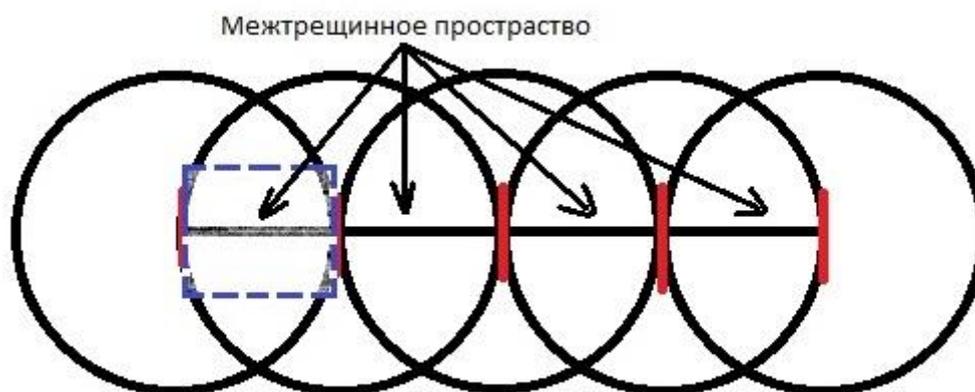


Рис. 1.3 Геометрия скважины с МГРП

Расчет дебита при МГРП в зависимости от числа трещин (1.2):

$$Q = \frac{2khL}{\mu l} \left(P_{пл} - \frac{p_0}{2} - \frac{p_{заб}}{2} \right) \quad (1.2)$$

где k - проницаемость;

h - толщина пласта;

μ - вязкость нефти;

L -длина скважины;

p - постоянное давление на расстоянии от границы трещинного пространства;
 p_0 - давление на границе межтрещинного пространства (1.3).

$$p_0 = \frac{p_{пл} - \left(\frac{1}{2} - (N-1)^2 \frac{2x_f l}{L^2}\right) p_{заб}}{\frac{1}{2} + (N-1)^2 \frac{2x_f l}{L^2}} \quad (1.3)$$

где x_f - полудлина трещины;

N - число трещин.

1.3.2 Основные проблемы и осложнения при проведении МГРП

Проблемы при выборе положения и заканчивания скважин:

- Выявление анизотропии акустическими методами – нет результата;

Решение: ориентация ГС согласно теории региональных стрессов.

- Выбор числа стадий и типа пакеров;

Решение: геомодель района и анализ каверномеров.

- Выбор системы пакеров (гидравлические/разбухающие) по результатам кавернометрии;

Решение: выбор разбухающих пакеров при больших внутренних диаметрах как наиболее оптимальных для разобщения.

Проблемы при проведении ГРП и КРС:

- Перепродавка проппанта на стадии ГРП;

Решение: разработка регламента, внедрение регистратора ухода шара.

- Невозможность извлечь НКТ со стингером (недостаточная грузоподъемность)

Решение: применение агрегатов мощнее А-50/80 или перфорация НКТ у верхней части хвостовика.

Проблемы при открытии портов МГРП:

- Некорректное срабатывание циркуляционных муфт (технические причины)

Решение: - серия гидровоздействий; при наличии приемистости мини-ГРП с песчаной пробкой;

- Открытие следующего порта спецнасадкой на гибкой НКТ;
- Проведение ГРП с использованием гибкой НКТ в зоне неоткрытого порта;

1.3.3 Преимущества и недостатки МГРП

На низкопроницаемых коллекторах горизонтальные скважины с МГРП показывают хорошие стартовые дебиты, что очень важно для быстрой окупаемости скважины и проекта в целом. Можно сказать, что одна горизонтальная скважина с МГРП по эффективности сравнима с двумя вертикальными скважинами с ГРП. При этом требуется меньше времени и материалов на строительство скважины, снижаются затраты на землеотвод и строительство кустовых площадок.

При малой мощности и проницаемости коллектора, при слабых барьерах эффективность ГРП на вертикальной скважине уменьшается, так как трещины распространяются в зоны, не насыщенные УВ. Таким образом, приходится размещать гораздо больше проппанта, чем требуется для

целевого интервала. В случае много зонных скважин горизонтальный ствол можно пробурить в целевом интервале и создать множество высоко проницаемых трещин, не выходящих за пределы эффективной мощности пласта.

Если говорить обобщенно о недостатках такого метода интенсификации, то из основных можно выделить следующие:

- Всем участникам процесса планирования МГРП необходимо несколько большее понимание геологических параметров целевых пластов. А именно: инженерам важно понимать, куда будет развиваться трещина ГРП и планировать МГРП так, чтобы разные интервалы обработки не пересекались. В противном случае возможны осложнения при проведении ГРП.
- Оборудование, необходимое для проведения МГРП, более сложное, нежели то, что применяется в стандартных ГРП. В МГРП необходимо обеспечение проведения нескольких ГРП в одном стволе скважины, а значит, необходимо обеспечить изоляцию одних интервалов обработки от других в процессе ГРП. Для этого применяются всевозможные системы пакеров (набухающие, механические, гидромеханические) либо необходимо достаточно качественное цементирование скважины. Также необходимы специальные муфты/порты в системе заканчивания, которые обеспечивают доступ технологических жидкостей ГРП к определенному обрабатываемому интервалу. Либо могут применяться технологии ГНКТ с системами абразивной перфорации в нужных интервалах.

МГРП будет экономически оправдан, если все затраты на привлечение дополнительных технологий, возможных рисков по применению таких технологий будут превзойдены увеличением добычи УВ, ожидаемым после такой операции. В частности, МГРП в ГС может значительно повысить нефтеотдачу этой скважины по сравнению с проведением одного ГРП на той

же скважине, когда, скорее всего, не будет достигнуто того же увеличения площади дренирования, как при МГРП. Также необходимо отметить, что новые разработанные системы для МГРП позволяют в дальнейшем закрывать обводненные интервалы, которые ранее были подвергнуты ГРП. Все это предоставляет большую гибкость в управлении месторождением.

1.4. Многозабойные скважины

Многозабойные скважины (МЗС) (рис. 1.4) — это скважины, имеющие в нижней части основного ствола разветвления в виде одного или нескольких сильно искривленных стволов. Эти стволы, пробуренные на десятки и сотни метров вдоль продуктивных пород, увеличивают полезную протяженность скважины, расширяют зону дренирования, увеличивают зону фильтрации и вскрывают значительно большую площадь, чем по сравнению с обычными однозабойными вертикальными скважинами.

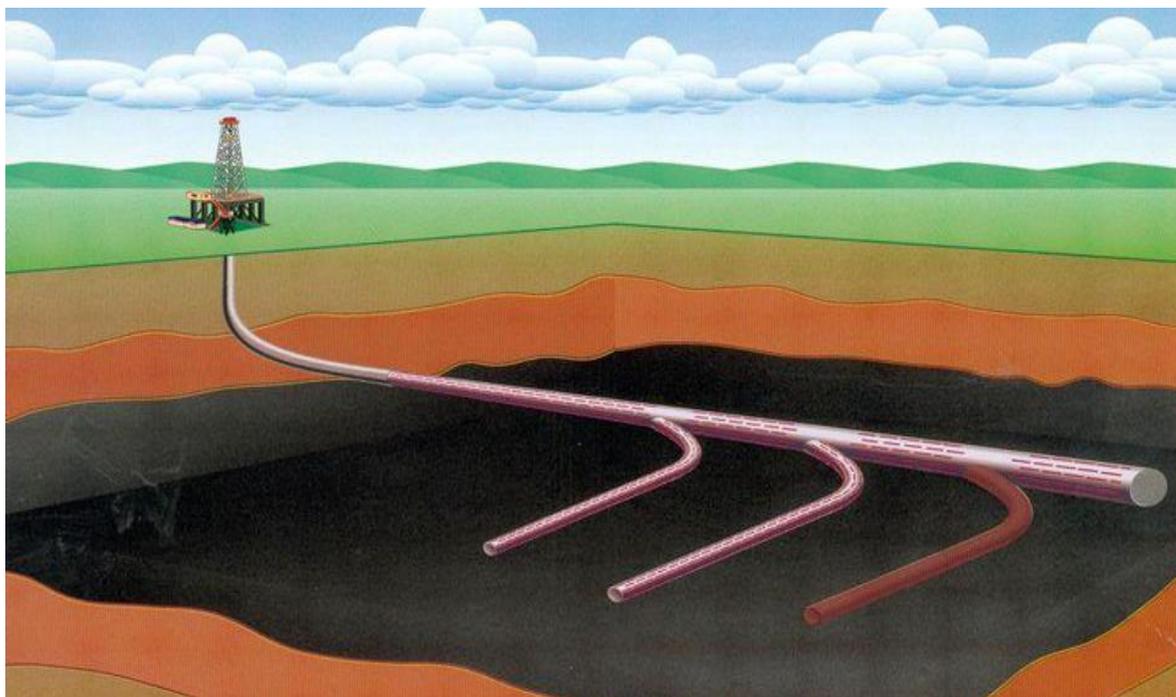


Рис. 1.4 Многозабойная скважина

1.4.1 История создания технологии

Впервые в СССР (1941) разветвление скважин для увеличения притока нефти предложил Н. С. Тимофеев. Но из-за отсутствия необходимой техники этот метод был практически не осуществим. Первые экспериментальные работы в этом направлении по предложению А. М. Григоряна, В. А. Брагина начали в 1947 г. на Краснокамском месторождении, где из основного ствола скважины пробурили в пределах продуктивного пласта два дополнительных ствола.

Для увеличения нефтеотдачи раньше применялись солянокислотные обработки и гидравлические разрывы пласта. После неоднократного проведения этих мероприятий на скважинах увеличения дебита не наблюдалось. Наиболее эффективным оказалось горизонтальное вскрытие пласта. Горизонтальный ствол соединил большее число высокопродуктивных участков, трещин или каналов и тем самым увеличил поверхность фильтрации.

Можно отметить, что бурение горизонтальных и многозабойных скважин позволяет иметь значительную протяженность стволов по эксплуатационным объектам в различных геологических условиях и что при правильной постановке работ стоимость бурения таких скважин увеличивается незначительно по сравнению с обычными вертикальными скважинами.

1.4.2 Дебит МЗС

В случае n горизонтальных стволов, выходящих из одной точки в центре пласта при равенстве углов между ними (рис. 1.5), имеем расчетную формулу (1.4):

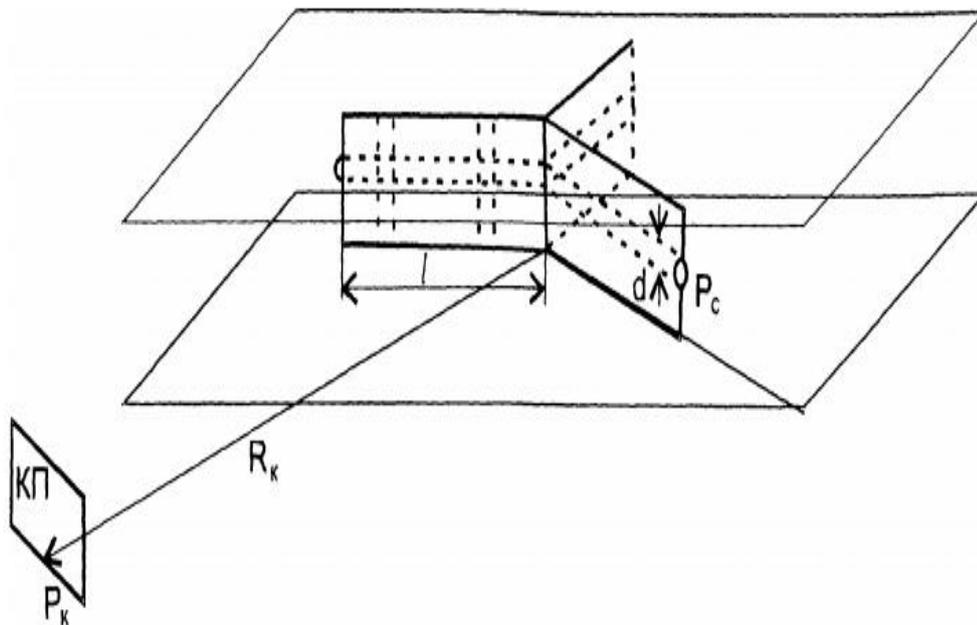


Рис 1.5 Геометрия МЗС

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \left(\ln \frac{\phi R_k}{L} + \frac{h}{nL} \ln \frac{h}{2\pi r_c} \right)} \quad (1.4)$$

где n – число горизонтальных стволов;

L – длина горизонтальных участков, м;

ϕ – параметр определяемый из таблицы

R_k - радиус кругового контура питания, м;

r_c - радиус скважины, м;

h - эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м;

k - коэффициент проницаемости пласта, м² ;

ΔP - депрессия, Па;

μ - вязкость пластового флюида, [Па · с];

Q - дебит жидкости, м³ /сут.

1.4.3 Преимущества и недостатки

Преимущества:

- МЗС позволяют при одинаковой протяженности основного ствола увеличить поверхность дренирования продуктивного пласта и обеспечить большую продуктивность по сравнению с ГС. Таким образом, по своей сути, ответвления МЗС являются аналогами трещин многозонного гидроразрыва в ГС (МГРП), а многозабойное (в том числе радиальное) бурение – методом интенсификации добычи. Данный фактор следует учитывать при выборе показателей оценки эффективности строительства МЗС.
- В отличие от ГС ответвления МЗС позволяют охватить значительную часть высокопроницаемых участков в околостволевой зоне, тем самым увеличить продуктивность всей скважины либо иметь сопоставимую с ГС, но при меньшей величине депрессии и меньшем риске подтягивания конуса подошвенной воды или газа из шапки. То есть МЗС выступает как наиболее эффективная технология горизонтального бурения в осложненных геологических условиях.
- В сравнении с многозонным гидроразрывом в ГС строительство МЗС является "неагрессивной" технологией. К примеру, как показывает опыт, на участках, осложненных водонефтяными контактными зонами с малыми величинами литологических перемычек, технология МГРП малоэффективна, а строительство многозабойных ГС экономически эффективно. В подобных горногеологических условиях многозабойное

бурение, в отличие от гидроразрыва, обеспечивает контролируемость и управляемость процесса приобщения удаленных от основного ствола нефтенасыщенных зон коллектора.

Экономический эффект от эксплуатации нефтегазовых залежей ГС в сравнении с вертикальными и наклонно направленными скважинами достигается за счет ряда специфических преимуществ. Это крат-ное и более увеличение площади начальной фильтрации флюидов и общей зоны локального дренирования нефтегазонасыщенных пород с более полным охватом призабойной и удаленной зон продуктивного пласта селективным воздействием технологиями ОПЗ, МУН. А также возможностью оптимизации геометрических характеристик горизонтального фильтра и режимов притока флюидов к забою в условиях плоскорадиального течения.

Всё отмеченное, в свою очередь, обеспечивается реализацией целенаправленных технических решений и модифицированных технологий заканчивания и эксплуатации ГС. Однако история развития строительства скважин с горизонтальным окончанием и многоствольных с горизонтальным разветвлением стволов показывает, что совершенствование техники и технологии буровых работ происходило не синхронно. Поэтому технологические возможности бурения и заканчивания скважин с горизонтальным окончанием заметно уступают техническим.

Основными технологическими проблемами бурения и эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием являются:

- Оптимизация длины горизонтального участка ствола и числа разветвленных забоев.
- Повышение качества долговременного разобщения флюидонасыщенных пластов при креплении основного ствола обсадной (техническая) колонной.

- Защита коллекторских свойств продуктивных участков горизонтального ствола при первичном вскрытии и селективная изоляция от прорыва газа и пластовых вод.
- Повышение эффективности методов предупреждения и изоляции поглощений и водопроявлений в процессе бурения и эксплуатации скважин с горизонтальным забоем.
- Оптимизация режимов притока нефти и газа к горизонтальному фильтру различной протяженности и геометрической конфигурации.

Отмеченные выше технологические проблемы, сопровождающие строительство и долговременную эксплуатацию наклонно направленных и с горизонтальным протяженным окончанием скважин негативно отражаются на качественных и технико-экономических показателях буровых работ и добычи углеводородного сырья.

1.5 Плазменно-импульсное воздействие

Плазменно-импульсное воздействие (ПИВ) – один из методов интенсификации добычи нефти, базирующийся на резонансных свойствах пласта. При использовании плазменно-импульсного воздействия увеличивается проницаемость призабойной зона скважины, увеличивается гидродинамическая связь нефтяного пласта с забоем скважины за счет очистки старых и создания новых фильтрационных каналов, происходит очищение порового пространства и формирования новых микротрещин в призабойной зоне скважины и фильтрационных каналах пласта.

Плазма – частично или полностью ионизованный газ, образованный из нейтральных атомов (или молекул) и заряженных частиц (ионов и электронов). Важнейшей особенностью плазмы является ее квазинейтральность, это означает, что объемные плотности положительных и отрицательных заряженных частиц, из которых она образована, оказываются

почти одинаковыми. Газ переходит в состояние плазмы, если некоторые из составляющих его атомов (молекул) по какой-либо причине лишились одного или нескольких электронов, т.е. превратились в положительные ионы. В некоторых случаях в плазме в результате «прилипания» электронов к нейтральным атомам могут возникать и отрицательные ионы. Если в газе не остается нейтральных частиц, плазма называется полностью ионизованной.

Между газом и плазмой нет резкой границы. Любое вещество, находящееся первоначально в твердом состоянии, по мере возрастания температуры начинает плавиться, а при дальнейшем нагревании испаряется, т.е. превращается в газ. Если это молекулярный газ (например, водород или азот), то с последующим повышением температуры происходит распад молекул газа на отдельные атомы (диссоциация). При еще более высокой температуре газ ионизуется, в нем появляются положительные ионы и свободные электроны. Свободно движущиеся электроны и ионы могут переносить электрический ток, поэтому одно из определений плазмы гласит: плазма – это проводящий газ. Нагревание вещества не является единственным способом получения плазмы.

Плазма – четвертое состояние вещества, она подчиняется газовым законам и во многих отношениях ведет себя как газ. Вместе с тем, поведение плазмы в ряде случаев, особенно при воздействии на нее электрических и магнитных полей, оказывается столь необычным, что о ней часто говорят как о новом четвертом состоянии вещества. В 1879 английский физик В.Крукс, изучавший электрический разряд в трубках с разреженным воздухом, писал: «Явления в откачанных трубках открывают для физической науки новый мир, в котором материя может существовать в четвертом состоянии». Древние философы считали, что основу мироздания составляют четыре стихии: земля, вода, воздух и огонь. В известном смысле это отвечает принятому ныне делению на агрегатные состояния вещества, причем четвертой стихии – огню и соответствует, очевидно, плазма.

Сам термин «плазма» применительно к квазинейтральному ионизованному газу был введен американскими физиками Лэнгмюром и Тонксом в 1923 при описании явлений в газовом разряде. До той поры слово «плазма» использовалось лишь физиологами и обозначало бесцветный жидкий компонент крови, молока или живых тканей, однако вскоре понятие «плазма» прочно вошло в международный физический словарь, получив самое широкое распространение.

1.5.1 История создания технологии ПИВ

В 1993 г. группа российских ученых и инженеров во главе с доктором технических наук, профессором, заведующим кафедрой Санкт-Петербургского Государственного горного института А.А. Молчановым начала разработку отечественной аппаратуры электрогидроимпульсного воздействия на нефтяные пласты, подключив в дальнейшем к этим работам специалистов Научно-исследовательского института электрофизической аппаратуры (НИИЭФА) Санкт-Петербурга. Совместно была разработана оригинальная конструкция плазменно-импульсного канала и рассчитан алгоритм импульсов, позволяющий не только воздействовать на призабойную зону, но и на пласт в целом, возбуждая в продуктивной залежи параметрический резонанс.

Скважинный управляемый источник упругих колебаний для воздействия на призабойную зону пласта должен, с одной стороны, обладать достаточной мощностью, чтобы разрушить закольматированное пространство, с другой стороны, сохранить целостность цементного кольца.

Именно для решения описанных проблем команда российских ученых и инженеров в середине 2011 года подала заявку на вступление в Фонд «Сколково». Пройдя жесткий экспертный отбор, проект получил гранд, а

также правовую, маркетинговую и международную поддержку. Благодаря этому к решениям задач проекта удалось подключить ряд ведущих российских институтов и специалистов, а также привлечь зарубежных инвесторов и партнеров.

В результате был разработан генератор плазменно-импульсного воздействия (ПИВ), способный работать и в условиях наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием.

1.5.2 Технология

Источник колебаний (рис. 1.6) - энергоемкий, выделяет значительное количество энергии с высокой температурой (25000-28000 оС) за короткий промежуток времени (50-53 мкс), формирует ударную волну с избыточным давлением, многократно превышающим пластовое.

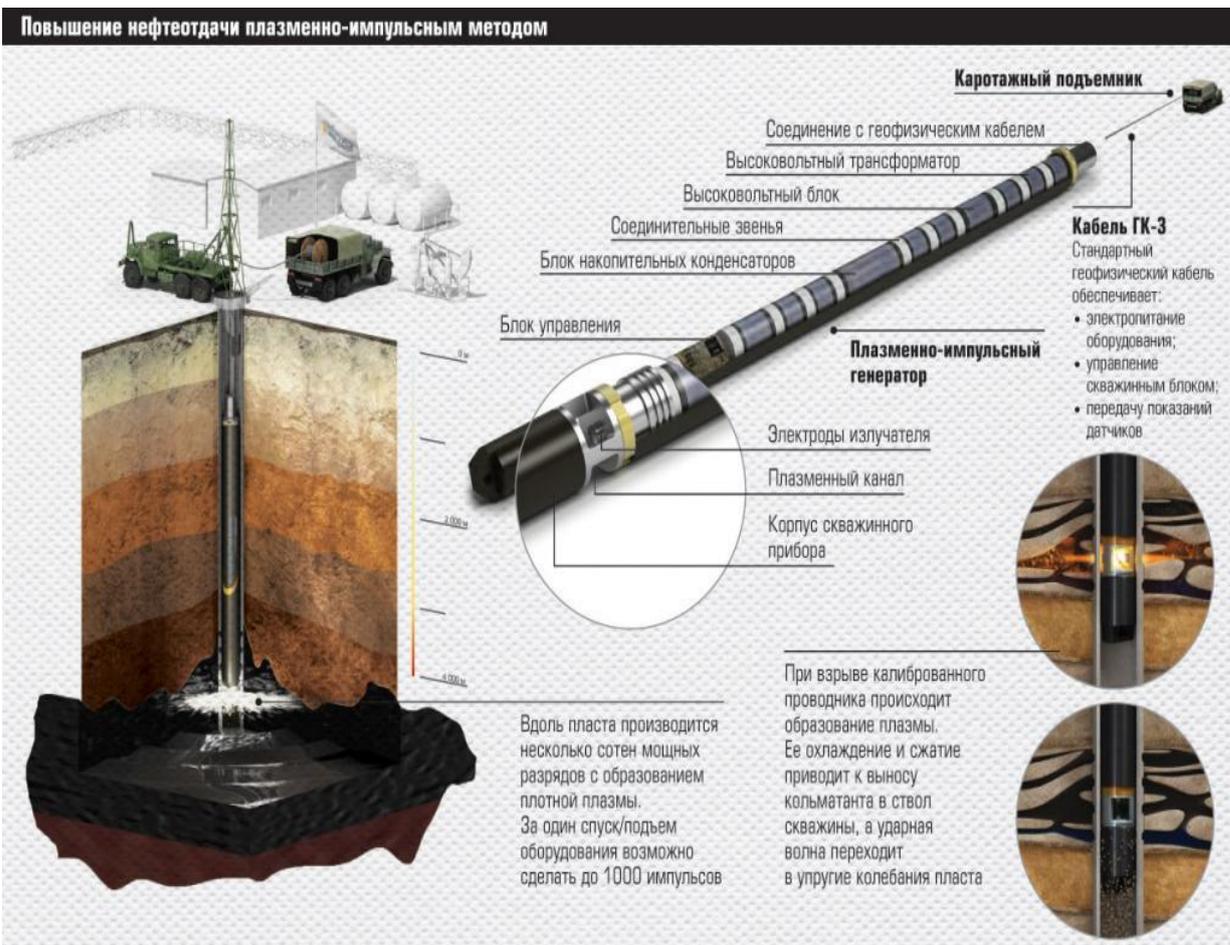


Рис. 1.6 Конструкция источника колебаний ПИВ

За счет технологических ограничений ударная волна распространяется направленно через перфорационные отверстия по профилю каналов. Создаются вынужденные периодические колебания в окружающей среде (продуктивная залежь) со значительной амплитудой.

Плазменно-импульсное воздействие инициируется в естественных геологических условиях без добавок химических реагентов при любой обводненности скважины, и способствует возникновению параметрического резонанса в целом в системе, при этом возмущенная среда не оказывает на источник колебаний никакого обратного воздействия.

Вызываемые в продуктивном пласте резонансные колебания позволяют очистить существующие и сформировать новые фильтрационные каналы на удалении более 1500 метров от очага воздействия (рис. 1.7-1.8).

До воздействия:

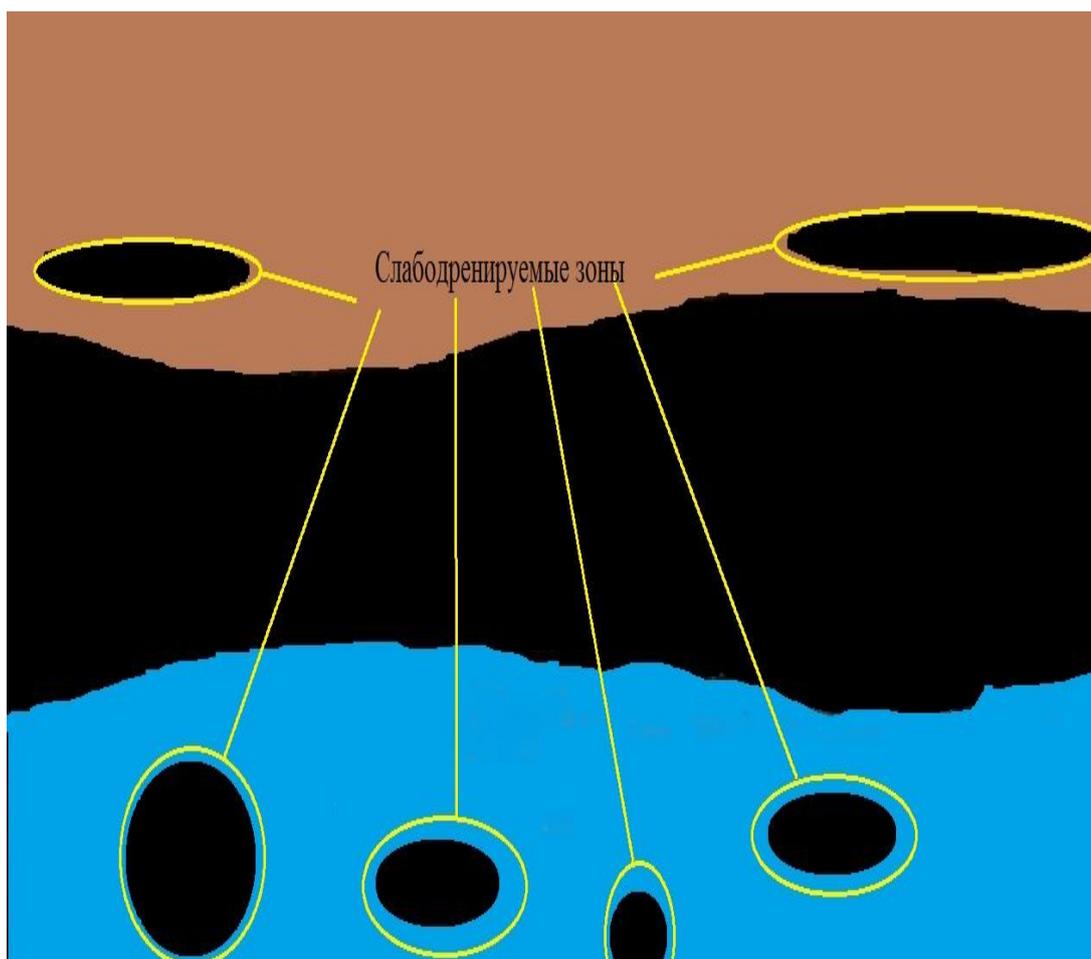


Рис 1.7 Коллектор до воздействия ПИВ

После воздействия:



Рис 1.7 Коллектор до воздействия ПИВ

Кроме масштабного воздействия создание плазмы позволяет решать и локальные задачи по очистке призабойной зоны скважин (рис 1.8). Мгновенное расширение плазмы создает ударную волну и последующее охлаждение, а сжатие плазмы вызывает обратный приток в скважину через перфорационные отверстия, что на начальном этапе обработки скважины способствует выносу кольматирующих веществ в ствол скважины.

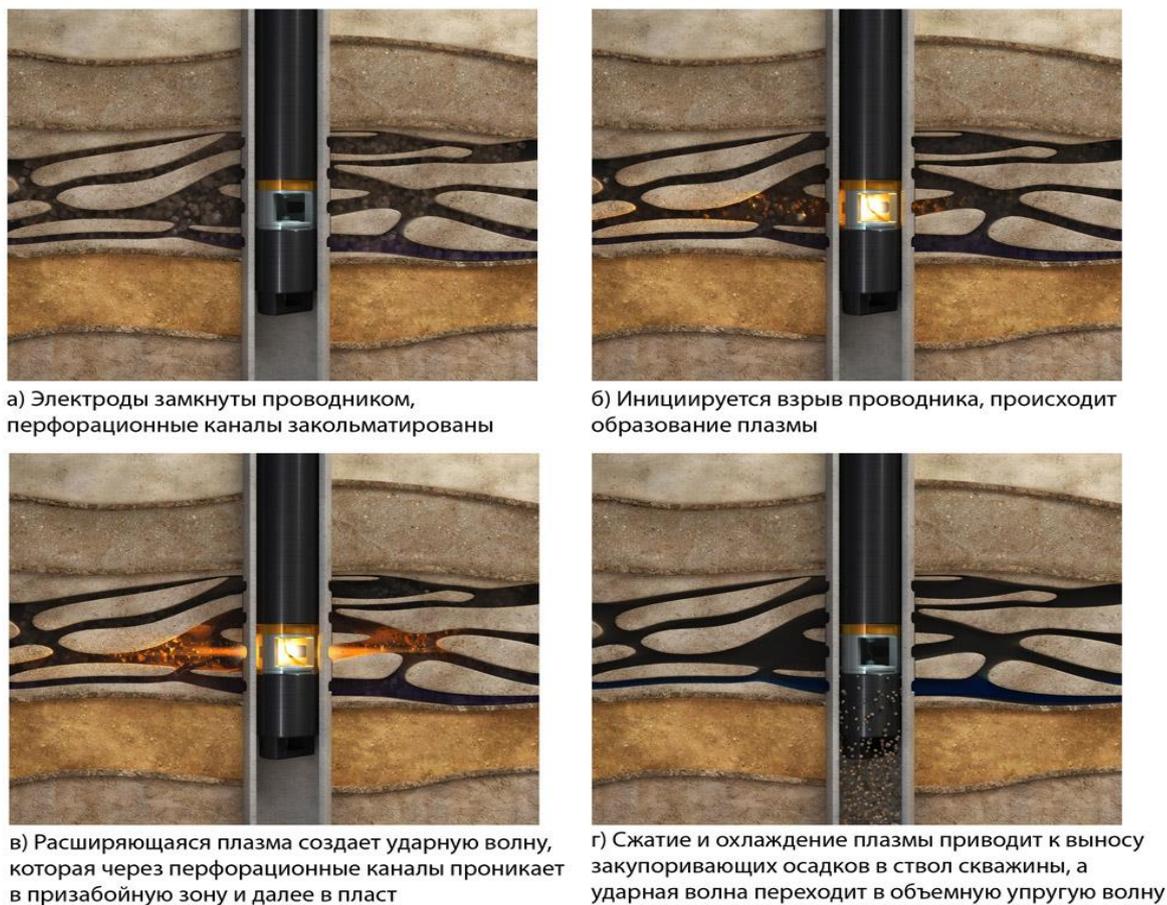


Рис 1.8 Очистение ПЗП от кольматанта

Область применения.

1. Вызов притока жидкости в скважину на этапе освоения в коллекторах любой геологической сложности.
2. Увеличение дебита добывающих скважин при любой обводненности.
3. Увеличение дебита добывающих скважин на месторождениях поздней стадии разработки. Обводненность на них значительно снижается, а продуктивность повышается.
4. Увеличение приемистости нагнетательных скважин на коллекторах любой сложности.

5. Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин.

1.5.3 Выбор скважин для воздействия

Большое практическое значение при выборе скважины и обоснования технологии воздействия на призабойную зону и продуктивные пласты в целом конкретной скважины имеют результаты анализа причин и механизма ухудшения состояния призабойной зоны в процессе вскрытия продуктивного пласта, заканчивания скважины, ее освоения и последующей эксплуатации.

К основным причинам снижения проницаемости призабойной зоны в процессе эксплуатации скважин относятся:

- проникновение жидкости глушения (пресной или соленой воды) в процессе подземного ремонта или жидкости промывки,
- проникновение пластовой воды в обводненных скважинах при их остановках,
- набухание частиц глинистого цемента терригенных коллекторов при насыщении их пресной водой,
- образование водонефтяной эмульсии,
- выпадение и отложение асфальто-смоло-парафиновых составляющих нефти или солей из попутно добываемой воды при изменении термобарических условий,
- проникновение в призабойную зону механических примесей и продуктов коррозии металлов при глушении скважин;

В процессе анализа материалов по объекту разработки определяется порядок и методика применения технологии, которые зависят от ожидаемого результата. Это связано с большим разнообразием геолого-физических условий залегания нефти, взаимовлиянием скважин, профилем фильтрации жидкости.

Выбор скважин для обработки в большей степени определяется величиной остаточной нефтенасыщенности, близостью остаточных запасов нефти к забою добывающей скважины.

Перед началом работ строится модель корреляции скважин по вертикальному разрезу и определяются реагирующие скважины на расстоянии друг от друга от 250 до 1 500 метров, в зависимости от геологической структуры коллектора, которые должны откликнуться положительным дебитом наряду с обрабатываемой. При подготовке скважин к обработке проводятся запись ГК и метки МЛМ с отбивкой текущего забоя по скважине для выделения интервалов перфорации. На каротажном кабеле устанавливаются необходимые метки, соответствующие глубине помеченных интервалов обработки. Одновременно проводится ГИС в районе рабочих интервалов.

Количество инициируемых импульсов вне зависимости от назначения скважины рассчитывается по специальной методике с учетом геологических условий и причин поражения скважины.

После завершения обработки скважины вновь проводятся ГИС, которые свидетельствуют об изменении условий в районе перфорации. В случае необходимости осуществляется очистка забоя с помощью желонки.

Как правило, обработанные скважины через 3-10 дней после запуска выходят на режим эксплуатации с повышенным дебитом, при этом их обводненность значительно снижается. Выбранные реагирующие скважины выходят на повышенный дебит практически на следующий день после завершения работ на обработанной, при этом их обводненность также снижается и зачастую увеличение на них дебита происходит большее, чем на обработанной скважине.

1.5.4 Дебет горизонтальных скважин после проведения ПИВ

Как показали исследования, на физико-механические свойства породы влияют волновые процессы, которые определяют деформационные характеристики, диссипацию энергии, коэффициенты затухания и др. Частота колебаний волн также изменяет интенсивность затухания процесса. При этом коэффициент затухания колебаний пласта учитывает свойства как пластовой жидкости, так и породы.

Коэффициент затухания колебаний жидкости определяется по формуле Стокса (1.5):

$$\alpha_{\text{ж}} = \frac{8\pi^2 \omega^2 \mu_{\text{ж}}}{3\rho_{\text{ж}} c_{\text{ж}}^3} \quad (1.5)$$

где ω - частота колебаний волнового поля, с^{-1} ;

$\mu_{\text{ж}}$ - вязкость жидкости, $\text{Па}\cdot\text{с}$;

$\rho_{\text{ж}}$ - плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$c_{\text{ж}}$ - скорость звука в жидкости, $\text{м}/\text{с}$.

Коэффициент затухания колебаний горной породы (1.6) рассчитывается следующим образом:

$$\alpha_{\text{ж}} = \frac{b_{\text{п}} \omega}{2c_{\text{п}}} \quad (1.6)$$

где $b_{\text{п}}$ - эмпирическая постоянная, которая определяет количество энергии, теряемой за один цикл колебания, и зависит от вида горной породы;

$c_{\text{п}}$ - скорость звука в породе, $\text{м}/\text{с}$.

Поскольку затухание колебаний обусловлено сопротивлением, возникающим при распространении волн, эффективный коэффициент затухания колебаний (1.7) определяется правилом сложения сопротивлений:

$$\alpha = m^{1/3}\alpha_{\text{ж}} + (1 - m^{1/3})\alpha_{\text{п}} \quad (1.7)$$

где m - пористость породы.

Интенсивность волнового поля, действующего на пласт, можно определить из условия равенства амплитуды колебания породы на заданном расстоянии от скважины какому-либо характерному размеру, определяющему свойства пласта. Если в качестве характерного размера принять проницаемость пласта k , то интенсивность волнового поля (1.8) в скважине рассчитывается по формуле:

$$J_0 = \frac{\omega^2 k \rho_{\text{п}} c_{\text{п}}}{2} \sqrt{\frac{R_k}{r_c}} \exp[\alpha(R_k - r_c)] \quad (1.8)$$

где ω – частота источника колебаний, Гц;

k - проницаемость;

ρ - плотность, кг/м³;

c - скорость звука в породе, м/с;

R_k – радиус дренирования, м;

r_c – радиус скважины, м.

Амплитуда давления в породе (1.9) определяется из выражения:

$$P_{\text{п}} = \sqrt{2J_0 \rho c} \quad (1.9)$$

Поскольку волновое воздействие существенно влияет на проницаемость пористой среды, необходимо учесть проницаемость, характеризующую влияние волнового поля на пласт и определяемую по следующей зависимости (1.10):

$$k! = \frac{P_{\Pi}^2}{2\rho^2 c^2 \omega_0^2} \sqrt{\frac{r_c}{R_k}} e^{-\alpha(R_k - R_c)} \quad (1.10)$$

В результате коэффициент проницаемости k при волновом воздействии представляет собой сумму начальной проницаемости (без учета волнового воздействия) и проницаемости, учитывающей влияние волнового поля на пласт. В дальнейшем рассчитывается дебит горизонтальной скважины.

Преимущества данной технологии:

- Экологическая чистота, работает в естественных геологических условиях скважин без добавок реагентов;
- Плазменно-импульсное воздействие (ПИВ) используется при любой обводненности;
- Улучшает проницаемость прискважинной зоны добывающих и нагнетательных скважин, и продуктивных пластов в целом;
- Увеличивает дебит нефти на скважинах эксплуатируемых на месторождениях поздней стадии разработки;
- Кратно увеличивает приемистость нагнетательных скважин вне зависимости от их предыдущего назначения;
- Воздействует на соседние с обрабатываемой скважины, которые откликаются положительным дебитом;
- Технология дает положительные результаты на месторождениях в коллекторах любой геологической сложности;
- Безопасна в эксплуатации;
- Сокращает период освоения новой скважины и срок вывода ее на режим эксплуатации;
- Проводится в течении суток;
- Стоимость проведения.

Недостатки:

- Рабочая температура до 120 градусов Цельсия;
- Давление окружающей среды до 400 атмосфер;
- Рабочая глубина до 5 километров;
- Эффект 6-24 месяца;
- После проведения ПИВ создаются новые фильтрационные каналы, так как в них не закачивается проппант, часть трещин будет смыкаться.

экономический эффект будет зависеть от:

- **изменения обводненности;**
- **части смыкания трещин;**
- **длительности эффекта от ПИВ.**

1.5.5 Эффективность плазменно-импульсного воздействия от свойств горных пород

Исследования проводились для терригенного (песчаники) коллектора в низкопроницаемом диапазоне 1-10 мД.

При:

Сж	1300	м/с
СП	4280	м/с
рп	2500	кг/м ²
π	3,14	
ω	12000	Гц
рж	872	кг/м ²
ν	0,138	
L	250	м
рж	872	кг/м ²

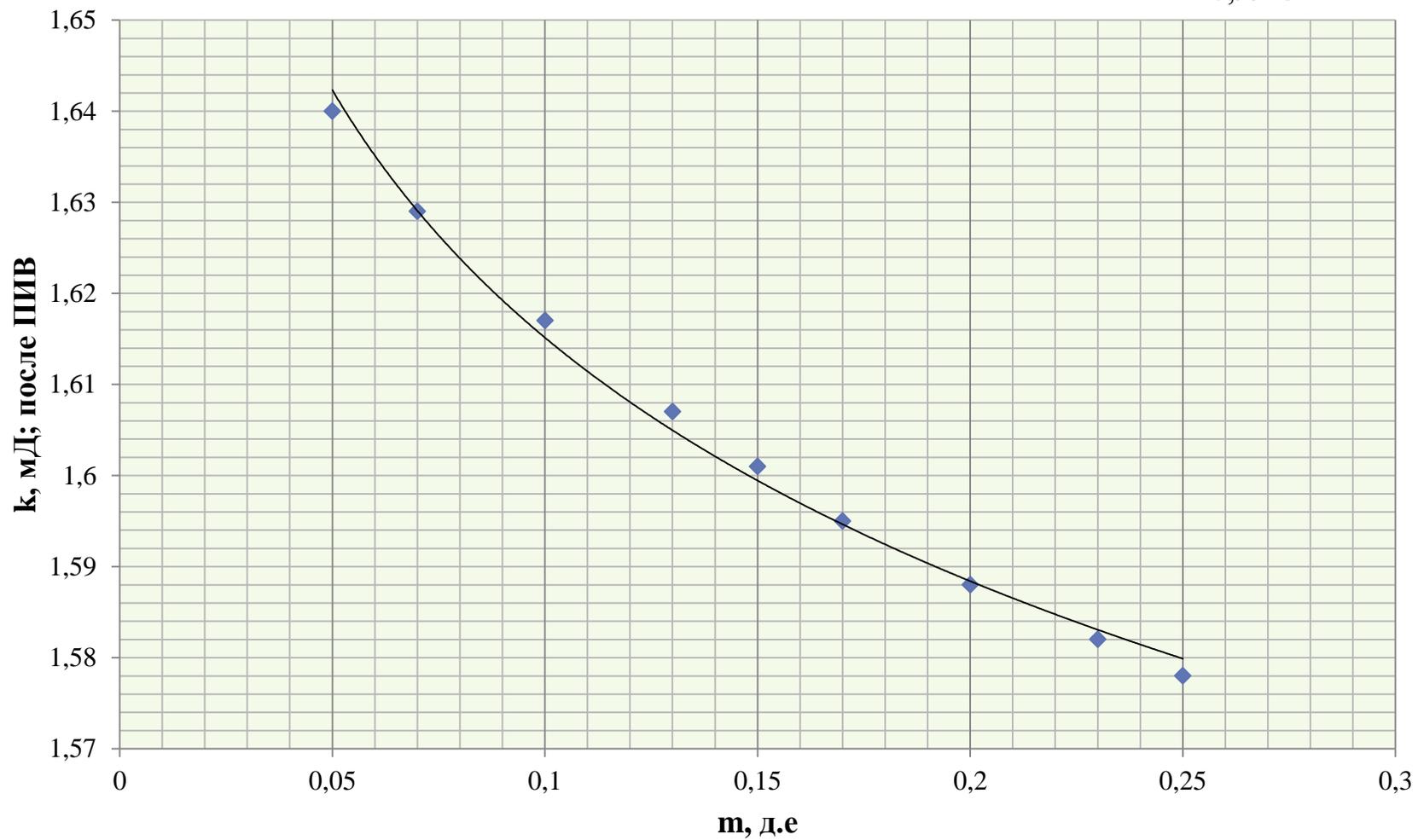
Таблица 1.1 – Эффективность ПИВ от свойств горных пород

При $k=1\text{мД}$

k после ПИВ, в зависимости от горных пород

$$y = 1,528k_0x^{-0,024}$$

$$R^2 = 0,9943$$



В результате выявленной зависимости была предложена формула для расчета полученной проницаемости в песчаниках после проведения плазменно-импульсного воздействия в зависимости от пористости и проницаемости до проведения ПИВ (1.11):

$$k_{\text{ПИВ}} = 1,528k_0m^{-0.024} \quad (1.11)$$

где k_0 – проницаемость до проведения ПИВ;

m – пористость д.е..

1.5.6 Практическое применение

Технология была опробована и проверена на почти 200 скважинах в различных частях мира. Экстраполированные данные подтверждают эффективность в широком диапазоне типов скважин, с более чем 80% успеха в достижении дополнительной добычи нефти в 50% или более скважин. Другими словами, в соответствии с представленным данным, основной эффект ПИВ достигается на обедненных скважинах, которые показывают огромное увеличение добычи нефти, особенно, если изначально их дебит был ниже 5 баррелей нефти в сутки – увеличение на 300%, в среднем. Хотя и очевидно, что применение технологии ПИВ в старых скважинах может увеличить объем добычи нефти, ее основными преимуществами являются низкая стоимость МУН, сокращенное время выполнения проекта и малое воздействие на окружающую среду. Допустимо сделать вывод, что этот метод является более эффективным для формаций, состоящих из песчаниковых пород, скорее, чем для известняковых пород, и количество добываемой нефти после обработки имеет гиперболическую зависимость от количества извлеченной нефти до обработки. По словам Propell Technologies, ПИВ очень успешно используется в течение многих лет, в том числе в российских нагнетательных скважинах, даже без «драконовских» (по выражению, принятому в промышленности) правил для ГРП, которые могли бы повлиять на желательность ее использования. Она также используется в Калифорнии, компанией Monterey Shale. Propell Group объявила, что она успешно обработала пять скважин в районе Бейкерсфилд, две нагнетательные скважины и две добывающие скважины, а также одну нагнетательную скважину в округе Лос-Анджелес.

Опыт применения в США(рис 1.9-1.11):

Средние результаты обработки 27 скважин показали увеличение дебета на 295% после обработки			
Скважина	Баррелей в день – до обработки	Баррелей в день – после обработки	Повышение дебета в % и примечания
Shreveport, LA, известняк	1	2	100% - дебет сохранился в течение 5-6 месяцев
Shreveport, LA, известняк	½	1	100% - дебет сохранился в течение 5-6 месяцев
Kau, CO OK, песчаник	¼	½	100% - дебет сохранился в течение 3 месяцев, проблема в скважине
Kau, CO OK, известняк	5-6	12.75	155% - увеличилось до 18 на несколько месяцев, сейчас 10-12
Creek, CO, OK, песчаник	1 ½	5.5	266% - дебет стабилен в течение 10 месяцев
Creek, CO, OK, песчаник	1 ½	5.5	266% - дебет стабилен в течение 10 месяцев
Creek, CO, OK, песчаник	1 ½	3.5	133% - дебет сохранился на 3 месяца, потом скважина отключена
Haysville, KS, известняк	2.43	4.8	100% - дебет сохранился на 6 месяцев
Haysville, KS, известняк	¼	1.7	107%- дебет сохранился на 6 месяцев
Kau, CO OK, известняк	19	19	0% - только одна перфорация на 2 фута

Рис 1.9 Опыт применения в США

Скважина	Баррелей в день – до обработки	Баррелей в день – после обработки	Повышение дебета в % и примечания
Creek, CO, OK, песчаник	0	57	5700% - упал до 15 через месяц – забивка
Kau, CO OK, песчаник	¼	1.6	122% - дебет сохранился в течение 3-4 месяцев
Casper, WY, песчаник	5	22	340% - дебет упал через 2 дня – засорение парафином
Casper, WY, песчаник	1	8	700% - добыча упала – проблемы в скважине
Creek, CO, OK, песчаник	0	44	4400% - упало до 10 через месяц – засорение
Safford, CO, KS – известняк	2	40	1900% - упало до 12 через месяц – требуется новый насос
Kau, CO OK, песчаник	¼	¼	0% - невозможно закончить скважину – полное засорение песком
Haysville, KS, известняк	¼	1.7	107% - обработан только один фут – на следующий день добыча упала до 0.78

Рис 1.10 Опыт применения в США

Скважина	Баррелей в день – до обработки	Баррелей в день – после обработки	Повышение дебета в % и примечания
Creek, CO, OK, песчаник	1	20	1900% - упал через месяц – добыча непостоянная
Stackelford, TX, песчаник	1.5	1.5	0% - проблемы с погодой, результаты многообещающие изначально
Stackelford, TX, песчаник	1.5	1.5	0% - проблемы с погодой, результаты многообещающие изначально
Scurry, TX, песчаник	1.5	1.5	0% - отсутствует давление в пласте
Scurry, TX, песчаник	1.5	1.5	0% - отсутствует давление в пласте
Scurry, TX, песчаник	1.5	1.5	0% - отсутствует давление в пласте
Scurry, TX, песчаник	1.5	1.5	0% - отсутствует давление в пласте
Scurry, TX, песчаник	Нагнетательная		Повышена приемистость
Taylor Co, TX, известняк	12	12	Испытание новой скважины с ГРП – отсутствует дебет
Kau, Co, OK, известняк	5	5	Испытание новой скважины без ГРП – отсутствует дебет

Рис 1.11 Опыт применения в США

В среднем в 27 скважинах увеличение составило 88% со средней длительностью повышенной добычи в 60 дней.

Опыт применения в России

Опыт применения плазменно-импульсной технологии в различных геолого-технических условиях месторождений с терригенными и карбонатными коллекторами и тяжелыми нефтями в России (Урало-Поволжье, Тимано-Печора, Западная Сибирь) (рис. 1.12)

Таблица 1.2 – Опыт применения в России

№ п.п	Месторождение	Номер скв.	Дебит скважины по нефти, м3/сут.		Эффект от воздействия, %
			до воздействия	после воздействия	
1	Самотлорское	8170	8,4	30	257
2	Туймазинское	3288	2,8	4,7	68
3	Бавлинское	2574	2,2	4,1	86
4	Сабанчинское	2125	1,8	4,5	150
5	Шкаповское	965	0,7	1,7	59
6	Западно- Ноябрьское	929	1,3	2	54
7	Западно- Сихорейское	70	85	165	94
8	Ардалинское	5	45	62	38
9	Ошкотынское	44	22	30	36
10	Дюсушевское	7	1,8	11	511
11	Первомайское	856	27	41	52
12	Советское	631	11	16	45
13	Мишкинское	763	1,7	20,6	1111
14	Байтуганское	234	9,8	11,4	17

«Томскнефть» ВНК («РОСНЕФТЬ»)



«Компания Полярное сияние» («РОСНЕФТЬ»)



Филиал «Муравленковскнефть» «Газпромнефть-ННГ» («Газпромнефть»)



Рис 1.12 Опыт применения в России

Также данная технология была опробована в Кувейте, ОАЭ, Китае, Канаде. Многие страны заинтересованы в опробовании ПИВ на своих месторождениях.

Опыт применения ПИВ показывает, что даже в скважинах месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов можно получить многомесячный эффект повышения дебита по нефти и снижения содержания воды в добываемом флюиде.

2 ПРИМЕР РАСЧЕТА ДЕБИТА СКВАЖИН ПОСЛЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ ДЕБЕТОВ СКВАЖИН

Сж	1300	м/с	скорость звука в жидкости
μ	2,1	сПз	вязкость
Сп	4280	м/с	скорость звука в породе
ρп	2500	кг/м ²	плотность породы
π	3,14		
ω	12000	Гц	частота колебаний волнового поля
ρж	872	кг/м ²	плотность жидкости
b	0,138		эмпирическая постоянная
k	10	мД	проницаемость
m	0,15		пористость
Rк	300	м	радиус контура питания
Rс	0,1	м	радиус скважины
Рпл	160	атм.	
Рзаб	90	атм.	
h	10	м	толщина пласта
L	250	м	длина горизонтального участка
В	1,24	м ³ /м ³	объемный коэффициент

2.1 Дебит ГС

Для расчета дебита ГС примем самую распространенную формулу Джоши:

$$Q = \frac{2\pi k_h h \Delta P}{\mu \left[\ln \left(\frac{4R_k}{L} \right) - \frac{\beta h}{L} \ln \left(\frac{2r_c}{\beta h} \right) \right]}$$

где

$$a = \frac{L}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L} \right)^4} \right]^{0.5}; \text{- большая полуось дренирования}$$

$$\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}};$$

L - длина горизонтального участка скважины, м;

Rk - радиус кругового контура питания, м;

rc - радиус скважины, м;

h - эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м;

k - коэффициент проницаемости пласта, м² ;

ΔP - депрессия, Па;

μ - вязкость пластового флюида, [Па · с];

Q - дебит жидкости, м³ /сут.

$$a = 313$$

$$\beta = 1,05$$

$$Q = 34,5 \text{ т/сут.}$$

2.2 Дебит ГС после проведения МГРП:

$$Q = \frac{2khL}{\mu l} \left(P_{пл} - \frac{p_0}{2} - \frac{p_{заб}}{2} \right)$$

где k - проницаемость;

h - толщина пласта;

μ - вязкость нефти;

L-длина скважины;

l-постоянное давление на расстоянии от границы трещинного пространства;

p_0 -давление на границе межтрещинного пространства.

$$p_0 = \frac{p_{пл} - \left(\frac{1}{2} - (N - 1)^2 \frac{2x_f l}{L^2}\right) p_{заб}}{\frac{1}{2} + (N - 1)^2 \frac{2x_f l}{L^2}}$$

где x_f - полудлина трещины;

N - число трещин.

$$p_0 = 151 \text{ атм.}$$

$$Q = 71,5 \text{ т/сут.}$$

2.3 Дебит ГС после проведения ПИВ:

Рассчитаем изменение проницаемости после ПИВ

Коэффициент затухания колебаний жидкости определяется по формуле Стокса:

$$\alpha_{ж} = \frac{8\pi^2 \omega^2 \mu_{ж}}{3\rho_{ж} C_{ж}^3}$$

где ω - частота колебаний волнового поля, c^{-1} ;

$\mu_{ж}$ - вязкость жидкости, Па*с;

$\rho_{ж}$ - плотность жидкости, кг/м³;

$C_{ж}$ - скорость звука в жидкости, м/с.

Коэффициент затухания колебаний горной породы рассчитывается следующим образом:

$$\alpha_{\text{п}} = \frac{b_{\text{п}} \omega}{2C_{\text{п}}}$$

где $b_{\text{п}}$ - эмпирическая постоянная, которая определяет количество энергии, теряемой за один цикл колебания, и зависит от вида горной породы;

$C_{\text{п}}$ - скорость звука в породе, м/с.

Поскольку затухание колебаний обусловлено сопротивлением, возникающим при распространении волн, эффективный коэффициент затухания колебаний определяется правилом сложения сопротивлений:

$$\alpha = m^{1/3} \alpha_{\text{ж}} + (1 - m^{1/3}) \alpha_{\text{п}}$$

где m - пористость породы.

Интенсивность волнового поля, действующего на пласт

$$J_0 = \frac{\omega^2 k \rho_{\text{п}} c_{\text{п}}}{2} \sqrt{\frac{R_k}{r_c}} \exp[\alpha(R_k - r_c)]$$

где ω – частота источника колебаний, Гц;

k - проницаемость;

ρ - плотность, кг/м³;

c - скорость звука в породе, м/с;

R_k – радиус дренирования, м;

r_c – радиус скважины, м.

Амплитуда давления в породе определяется из выражения

$$P_{\pi} = \sqrt{2J_0\rho c}$$

Изменение проницаемости

$$k! = \frac{P_{\pi}^2}{2\rho^2 c^2 \omega_0^2} \sqrt{\frac{r_c}{R_k}} e^{-\alpha(R_k - R_c)}$$

$$\alpha_{ж} = 4,1 * 10^{-6}$$

$$\alpha_{\pi} = 0,2$$

$$\alpha = 0,1$$

$$J_0 = 2,72 \text{ Вт/м}^2$$

$$P_{\pi} = 753 * 10^3 \text{ атм.}$$

$$k! = 6 \text{ мД}$$

Общая проницаемость будет равна сумме начальной проницаемости и проницаемости учитывающей влияние волнового поля на пласт

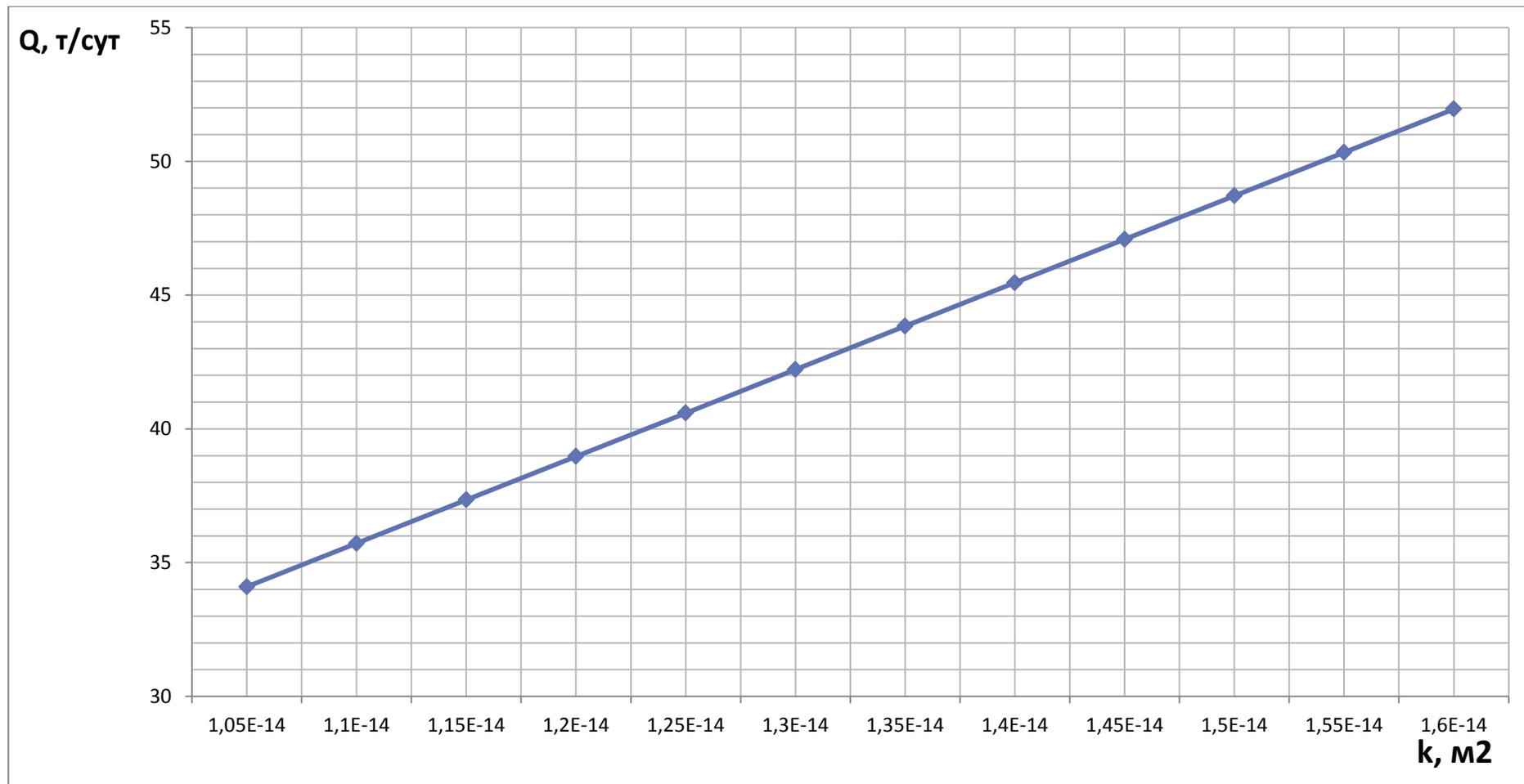
$$k_{\text{общ}} = 16 \text{ мД}$$

Дебит ГС после ПИВ

$$Q = 52 \text{ т/сут}$$

Так как часть трещин может сомкнуться представлен рисунок зависимости дебита от проницаемости на данной скважине

Таблица 2.1 Зависимость дебета от смыкания трещин



3 СРОК ОКУПАЕМОСТИ ПЛАЗМЕННО ИМПУЛЬСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ СМЫКАНИЯ ТРЕЩИН И ОБВОДНЕННОСТИ

Срок окупаемости – это промежуток времени, по прошествии которого сумма вложенных средств сравнивается с суммой полученных доходов. Иными словами в этом случае коэффициент показывает, какое время потребуется для того, чтобы вернуть вложенные деньги и начать получать прибыль.

Срок окупаемости оборудования позволяет рассчитать, за какое время средства, вложенные в данный производственный агрегат, будут возвращены за счет прибыли, полученной при его использовании.

Методы расчета

В зависимости от того, учитывается при расчете срока окупаемости изменение стоимости денежных средств с течением времени или нет, традиционно выделяют 2 способа расчета этого коэффициента:

- простой;
- динамичный (или дисконтированный).

Простой способ расчета представляет собой один из самых старых. Он позволяет рассчитать период, который пройдет с момента вложения средств до момента их окупаемости.

Кроме того простой срок окупаемости довольно информативен в качестве **показателя рискованности вложения средств**. То есть большее его значение позволяет судить о рискованности проекта. При этом меньшее значение означает, что сразу после начала его реализации инвестор будет получать стабильно большие поступления, что позволяет на должном уровне поддержать уровень ликвидности компании.

Однако помимо указанных достоинств, простой метод расчета имеет ряд недостатков. Это связано с тем, что в этом случае не учитываются следующие важные факторы: ценность денежных средств значительно изменяется с течением времени, после достижения окупаемости проекта он может продолжать приносить прибыль.

Рассмотрим срок окупаемости плазменно-импульсного воздействия в зависимости от основных особенностей: изменения проницаемости и изменения обводненности.

Данные для расчета срока окупаемости:

Начальная обводненность – 99%;

Срок действия воздействия ПИВ – 6 месяцев (ниже средней длительности);

Стоимость тонны нефти – 21000 рублей;

Стоимость проведения ПИВ с учетом остановки скважины и работ КРС – 3000000 рублей.

Формула расчета срока окупаемости (3.1):

$$\text{срок окупаемости} = \frac{\text{Затраты на проведение ПИВ}}{\text{Дополнительная добыча за счет технологии} * \text{стоимость тонны нефти}} \quad (3.1)$$

Для данной скважины была выведена таблица срока окупаемости (дни) в зависимости от проницаемости и обводненности

Таблица 3.1 – Срок окупаемости в зависимости от изменения проницаемости и обводненности

кмД % обв	10,5	11	11,5	12	12,5	13	13,5	14	14,5	15	15,5	16
10	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4
20	6	6	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4
30	7	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5
40	8	7	7	7	6	6	6	6	6	6	5	5
50	9	9	8	8	8	7	7	7	7	7	6	6
55	10	9	9	9	8	8	8	8	7	7	7	7
60	11	11	11	10	9	9	9	9	8	8	8	8
65	13	12	12	11	11	10	10	10	9	9	9	9
70	15	14	14	13	12	12	12	11	11	11	10	10
75	18	17	16	16	15	15	14	14	13	13	12	12
80	23	21	21	20	19	18	17	17	16	16	15	15
85	30	29	28	26	25	24	23	23	22	21	20	20
90	47	44	40	38	37	36	35	33	33	32	31	30
95	104	97	94	88	83	81	76	75	71	69	66	64
96	138	128	124	116	109	106	100	97	92	88	86	82
97	205	188	181	169	157	152	143	139	132	125	122	116
98	397	357	341	311	286	275	256	247	231	217	211	199
99	7143	3572	2858	2041	1588	1429	1191	1099	953	841	794	715

Красная зона указывает, при каких полученных параметрах технология не окупится за 6 месяцев.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Анализ существующих методов повышения дебитов скважин, применяемых на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами показал, высокую перспективность комбинированных технологий, основанных на совместном применении физических методов.

2. Впервые для плазменно-импульсного воздействия применена данная технология расчета дебита скважин и успешно опробована на теоритических данных скважины.

3. По результатам анализа плазменно-импульсного воздействия выявлены основные факторы по окупаемости данной технологии:

- Проницаемость, которая может изменяться, так как после обработки скважины в новые созданные микротрещины не закачивается проппант, то их часть может смыкаться;
- Обводненность;
- Длительность эффекта после обработки скважины

4. Изучение влияния изменения проницаемости и обводненности на срок окупаемости показали, что данная технология может быть оправдана с достаточно большой вероятностью.

Несмотря на все выгоды технологии ПИВ, ее стоит применять на поздних стадия разработки за счет довольно непродолжительного эффекта после воздействия на скважину (6-24 месяца).

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

Патентные документы

1. Пат. 2373386 Российская Федерация, МПК E21B43/25 (2006.01). Способ воздействия на призабойную зону скважины и нефтенасыщенные пласты (варианты) и устройство для его осуществления / Молчанов А.А., Агеев П.Г., Большаков Е.П., Яценко Б.П. ; заявитель и патентообладатель ООО «НОВАС» ; –№ 2008126450/03 ; заявл. 01.07.2008 ; опубл. 20.11.2009, – 4с.

2. Пат. 22975828 Российская Федерация, МПК E21 B 43/263. Способ воздействия на пласт / Падерин М.Г., Падерина Н.Г.: заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина; – №2006104184/03; заявл. 10.02.2006; опубл. 20.04.2007, – 5с.

Книги

3. Сургучев, М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов : учебник / М.Л. Сургучев. – Москва : Недра, 1985 – 308 с.

4. Ибатуллин Р.Р. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений (методы, теория, практика) / Р.Р. Ибатуллин, Н.Г. Ибрагимов, Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.С. Хисамов. - Москва: Недра - Бизнесцентр, 2004. – 303 с.

5. Джоши, С. Основы технологии горизонтальной скважины : учебник / С.Джоши. – Joshi Technologies International, Inc., 2003 – 155 с.

6. Меликбеков, А.С. Теория и практика гидравлического разрыва пласта : учебник / А.С. Меликбеков. – Москва : Недра, 1967 – 141 с.

7. Черевко М.А. Разработка нефтяных месторождений западной сибирии горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта: учебник / М.А. Черевко, А.Н. Янин, К.Е. Янин. – Тюмень: Зауралье, 2015. – 268 с.

8. Калинин А. Г. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебник для вузов / А. Г. Калинин. – Москва. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 848 с.

9. Повалихин А.С. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин: учебное пособие / А.С. Повалихин, А.Г. Калинин, С.Н. Бастриков, К.М. Солодский и др. – Москва: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. – 645 с.

10. Дунаев Ф.В. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности: учебник / Ф.В. Дунаев. – Москва: Нефть и Газ, 2006. – 156 с.

11. Кларк С. Справочник физических констант горных пород: справочник / С. Кларк. – Москва: Мир, 1969. – 300 с.

12. Вахитов Г.Г. использование физических полей для извлечения нефти из пластов: учебник / Г.Г. Вахитов, Симкин Э.М. – Москва:Недра, 1985. –232 с.

Статьи из журнала

13. Елкин С. В. Модель для расчета дебита горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин гидроразрыва пласта / С.В. Елкин // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 64–67.

14. Хусаинов В.М. Волновые технологии избирательного воздействия / В.М. Хусаинов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 5. – С. 62–65.

15. Гатаулин Р.Н. Интенсификация добычи трудноизвлекаемых углеводородов за счет интегрированного тепловолнового воздействия на пласт / Р.Н. Гатаулин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – С. 92–96.

16. Краузова Е. Повышающее давление / Е.Краузова // Forebes. – 2016. – № 5. – С. 146.

17. Молчанов А.А, Плазменно-импульсное воздействие на нефтяную залежь как на многофакторную динамическую диссипативную систему / А.А. Молчанов, П.Г.Агеев // Каротажник. – 2011. – № 200. – С.33-35.

18. Молчанов А.А, Новая эффективная технология ускоренного освоения нефтяных скважин / А.А. Молчанов, П.Г.Агеев // Oil & Gas Eurasia. – 2009. – № 7/8. – С.58-59.

19. Вежин С.А. Применение технологии плазменно-импульсного воздействия для выравнивания профиля приемистости / С.А. Вежин, В.К. Нечаев // Нефтяное хозяйство. – 2010. –№5. – С.12-14.

20. Бочкарев А.В. Плазменно-импульсное воздействие. Перспективы применения на горизонтальных скважинах / А.В. Бочкарев // Время колтюбинга. – 2010. –№4-5. – С.38.

21. Вежин С.А. Применение технологии Плазменно-импульсного воздействия для выравнивания профиля приемистости / С.А. Вежин, В.К. Нечаев // Нефтяное хозяйство. – 2010. –№5. – С.12-14.