Some Scientific Articles

The monograph presents a part of US Patents and some Scientifically Articles created by the author during research work under few very important topics:
1) Technologies which are connected with the solution of Actual Problems in Offshore drilling – Preventing of Explosions on Sea platforms and Killing of the Uncontrolled Fountains, which arose after explosion.
2)Innovative technologies for Oil Production Optimization & Enhanced Oil Recover.
Information presented in this Monograph will be useful for big Oil & Gas Companies like Halliburton, Schlumberger, Beaker Hoses , BP, Gas Prom etc.

Simon Tseytlin - Doctor of Science in Petroleum Engineering.The author has strong experience and expertise in creation of new Technologies and Software connecting with the solution of problems in relation to the Oil and Gas industry. Created and patented several the Technologies connected with Offshore Drilling and Enhance Oil Production.

9 786200 615367

Globe EDIT

FOR AUTHOR USE ONLY

Globe EDIT

Simon Tseytlin

Some Scientific Articles

Processes occurring in the well-formation system during geophysical, drilling and production works

Simon Tseytlin

Some Scientific Articles

FOR AUTHOR USE ONLY

FOR AUTHOR USE ONLY

Simon Tseytlin

Some Scientific Articles

Processes occurring in the well-formation system during geophysical, drilling and production works

FOR AUTHOR USE ONLY

GlobeEdit

Imprint
Any brand names and product names mentioned in this book are subject to trademark, brand or patent protection and are trademarks or registered trademarks of their respective holders. The use of brand names, product names, common names, trade names, product descriptions etc. even without a particular marking in this work is in no way to be construed to mean that such names may be regarded as unrestricted in respect of trademark and brand protection legislation and could thus be used by anyone.

Cover image: www.ingimage.com

Publisher:
GlobeEdit
is a trademark of
International Book Market Service Ltd., member of OmniScriptum Publishing Group
17 Meldrum Street, Beau Bassin 71504, Mauritius
Printed at: see last page
ISBN: 978-620-0-61536-7

Copyright © Simon Tseytlin
Copyright © 2020 International Book Market Service Ltd., member of OmniScriptum Publishing Group

FOR AUTHOR USE ONLY

CONFIDENTIAL

Система оптимизации добычи нефти

Новая технология

© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

1

FOR AUTHOR USE ONLY

CONFIDENTIAL

Основные преимущества технологии Система Оптимизации Добычи нефти (СОД)

1. Снижение газового фактора
2. Уменьшение образовавшихся конусов воды и газа
3. Замедление снижения пластового давления
4. Увеличение конечного КИН
5. Дополнительная добыча нефти без капитальных вложений
6. Значительное увеличение дебита нефти

© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

2

CONFIDENTIAL

Условия эффективного использования СОД

СОД может быть эффективно использован

при следующих условиях:

- **в нефтяных залежах с высоким ГФ (>100 м3/т) и забойном давлении ниже давления насыщения ($P_{заб} < P_{нас}$)**
- **в случае появления газовых конусов , приводящих к росту ГФ**
- **при всех способах добычи нефти:**
  фонтанном, газлифтном, насосном
- **на начальном этапе разработки нефтяной залежи**
- **на старых нефтяных месторождениях**
- **Добыча нефти из нефтяных оторочек газовых месторождений**

© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

FOR AUTHOR USE ONLY

CONFIDENTIAL

Основы технологии СОД

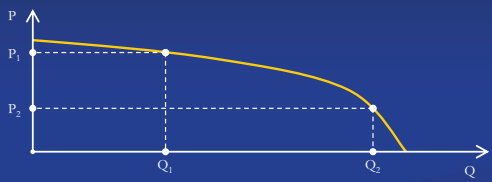
- **Фундаментальные законы физики**
- **Наличие связи индикаторной кривой притока нефти с оптимальным забойным давлением, отличном от нуля**
- **Большинство методов оптимизации насыщенных газом нефтянных резервуаров основываются на модели Фогеля**
- **Теоретические аспекты СОД**
- **Применение забойного устройства для поддержания оптимального забойного давления**

© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

CONFIDENTIAL

СОД : Основа – Модель Фогеля

Большинство существующих методов увеличения добычи нефти базируются на модели индикаторной кривой Фогеля



Ограничения применимости модели Фогеля вследствии того, что:

- **Не учитываются пластовые свойства и PVT характеристики флюида**
- **Утверждается, что дебит нефти всегда максимальный при условии**

$$P_{optimal} \rightarrow 0$$

Вследствии этого неизменное применение только данной модели может вызвать значительное снижение дебита нефти, времени работы скважины в фонтанном режиме и коэффициента извлечения нефти

© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

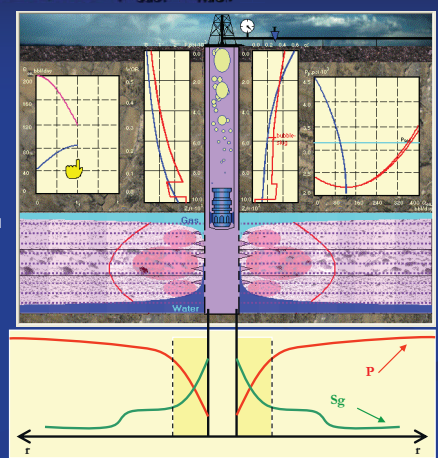
AUTHOR USE

CONFIDENTIAL

Физические основы СОД

Следующие негативные явления могут иметь место в случае, если забойное давление ниже давления насыщения ($P_{заб.} < P_{нас.}$) :

- **Скин эффект**
- **Зона низкой нефтенасыщенности и проницаемости**
- **Зона высокой газонасыщенности и проницаемости**
- **Зона высоковязкой нефти**
- **Газовый и/или водяной конусы**
- **Барьеры вязкой, малоподвижной нефти**
- **Возможность перехода нефтяной скважины в газовый режим**



© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

CONFIDENTIAL

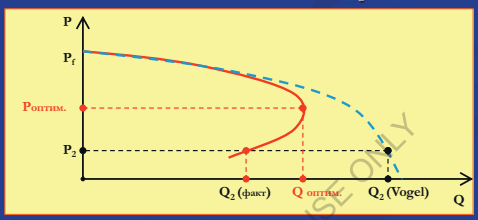
Доказательство существования ИК с максимальным дебитом нефти при $P_{заб.} \neq 0$

Согласно уравнению радиального потока:

$$Q \sim K \cdot \Delta P \sim \frac{k_o(P, S_L) \cdot h(P)}{\mu_o(P) \cdot B_o(P)} (P_f - P)$$

$$for\ P > P_{opt}\ when\ P \downarrow \Rightarrow \Delta P \uparrow \Rightarrow Q \uparrow$$
$$when\ P = P_{opt} \Rightarrow Q = Q_{\max}$$
$$for\ P < P_{opt}\ when\ P \downarrow \Rightarrow K \downarrow\downarrow \Rightarrow Q \downarrow$$

- $k(P,S_L)$ –относительная проницаемость нефти
- $\mu(P)$ –вязкость нефти
- $h(P)$ – интервал перфорации
- $B_o(P)$ – объёмный коэффициент пластовой нефти
- K –индекс продуктивности
- P_f –пластовое давление
- ΔP - депрессия



© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

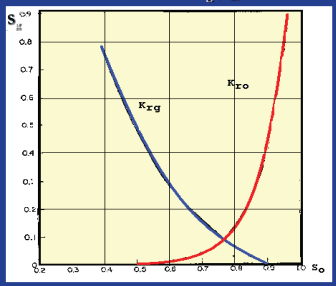
AUTHOR USE ONLY

CONFIDENTIAL

Доказательство существования ИК с максимальным дебитом нефти при $P_{заб.} \neq 0$ (продолжение)

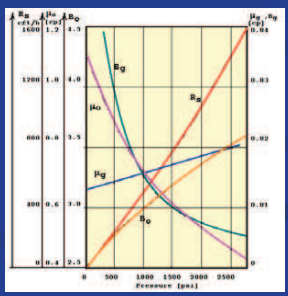
При высоком ГФ максимальный дебит нефти достигается при отличном от нуля забойном давлении ($P_{заб.} \neq 0$), что зависит от следующих текущих параметров:

Пластовых характеристик – определяющих относительные проницаемости в зависимости от нефтенасыщенности $k_o(S_o)$; газонасыщенности $k_g(S_o)$;



PVT параметры флюида: (растворимость Rs(P); пластовый объёмный фактор нефти $B_o(P)$;

пластовый объёмный газовый фактор $B_g(P)$;
вязкость нефти $\mu_o(P)$, вязкость газа $\mu_g(P)$;)

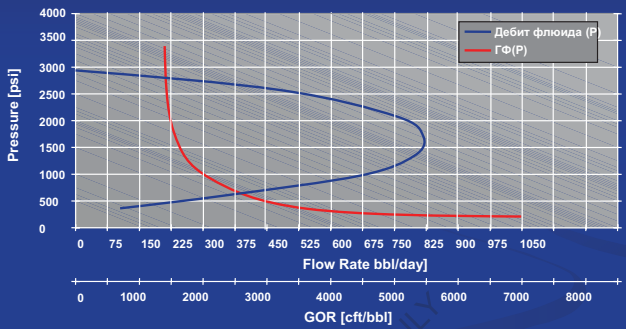


© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

CONFIDENTIAL

Теоретические аспекты СОД

Аналогичный вывод может быть сделан при численном решении уравнений **Muskat** (описывают основные эффекты нестационарной фильтрации нефти и газа в пласте).



- Кривые изменения дебита флюида и ГФ получены в результате решения уравнений Muskat при изменяющихся значениях забойного давления

© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

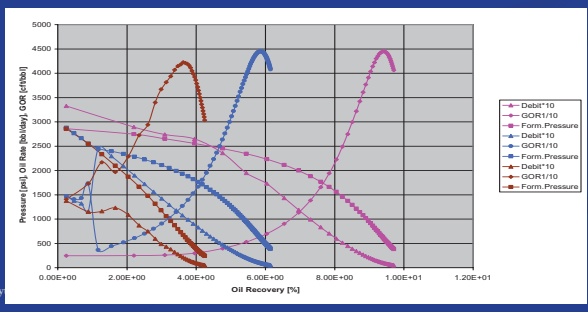
CONFIDENTIAL

Теоретические аспекты СОД (продолжение)

Анализ взаимосвязи пластового давления, дебита нефти и ГФ с коэффициентом извлечения нефти на трёх примерах:

- Пример I (коричневый) – Забойное давление поддерживалось на уровне $P_{заб}(t)=0.25 \cdot Pf(t)$
- 990 дней, дебит нефти снизился до 6 бар./сут --> коэффициент конечной нефтеотдачи ~4.25%
- Пример II (розовый)– забойное давление поддержиалось на уровне $P_{заб}(t)=P_{заб}^{оптим.}(t)$
  1440 дней, коэффициент конечной нефтеотдачи ~9.8% (более чем удвоился!!)
- Пример III (голубой) – Четыре месяца работа по сценарию I, затем переход на сценарий II

Коффицент конечной нефтеотдачи увеличился от 4.25% до ~6.2%,
ГФ снизился
Дебит нефти вырос от 130 бар./сут. to 250 бар./сут.



© Copyright 2003, Tseyt
All rights reserved

CONFIDENTIAL

СОД – забойное устройство

- При высоких значения ГФ в скважину поступает двухфазная смесь с высоким содержанием газа.
- Длинная колонна газонасыщенного флюида в скважине проявляет себя как существенно нелинейная и инерционная составляющая, что обусловливает проблему запаздывания в системе управления Эффективный контроль за регулировнием забойного давления становится усложнённым
- Продвижение контрольного сигнала задерживается на несколько десятков секунд (скорость звуковой волны в насыщенной газом жидкости ~50-100 м/сек, т.е. более низкая, чем в жидкости или газе).
- В результате в системе "штуцер – скважина –пласт" может развиться положительная обратная связь, что дестабилизирует режим добычи и создаст трудности в поддержании оптимального забойного давления.

Применение забойного штуцера снижает негативные эффекты обратной связи. Однако простой забойный штуцер со строго детерминированной характеристикой настройки не может быть достаточно эффективным.

© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

11

FOR AUTHOR USE ONLY

CONFIDENTIAL

СОД – Забойные устройства (продолжение)

* Разработано несколько вариантов забойных устройств, позволяющих проводить эффективную и точную регулировку забойного давления с целью его поддержания на оптимальном уровне.

* Установка забойного устройства в скважине очень проста и осуществляется с использованием стандартной мандрели.

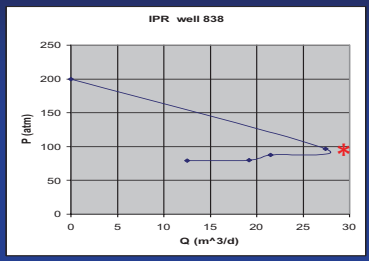
* Спуск в скважину забойного устройства, смонтированного с мандрелью, проводится через герметичный лубрикатор на проволоке без глушения скважины.

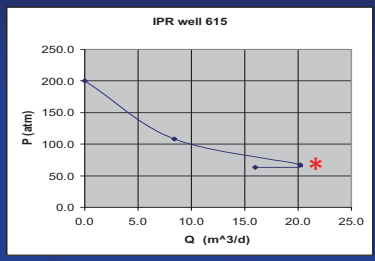
© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

12

CONFIDENTIAL

СОД – Фактические примеры индикаторных кривых





Индикаторные кривые, замеренные на крупном нефтегазоконденсатом месторождении Западной Сибири – Лугинецкое (275 скважин)

Большинство из них имеют максимальный дебит нефти при забойном давлении, отличном от нуля

Вследствие высокого ГФ очень сложно поддерживать оптимальное давление без забойного устройства

© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

13

FOR AUTHOR USE ONLY

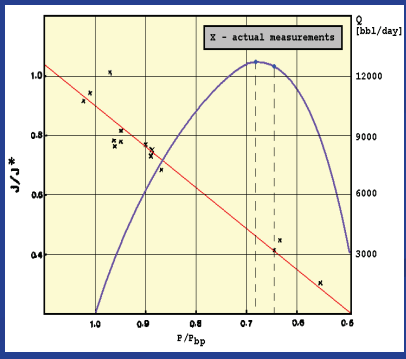
CONFIDENTIAL

СОД – Фактические примеры индикаторных кривых
(продолжение)

Экспериментальная ИК, приведённая в SPE статье Hassan:
Скважина, расположенная в Абу-Даби (ОАЭ), характеризуется макисмальным дебитом нефти (1863 т/сут.) при отличном от нуля значении забойного давления.

$$\frac{J}{J_x} = f\left(\frac{P}{P_{bp}}\right)$$

J – текущий индекс подуктивности;
J_x – индекс продуктивности при $P=P_{bp}$;
P_i= 2620 psi –пластовое давление;
P_{bp}= 2500 psi –давление насыщения;
P – текущее забойное давление.



Поддержание забойного давления на оптимальном режиме позволило бы увеличить добычу нефти на ≈131 т./сут. (7%) или ≈47260 т./год (при $60/бар. это соответствует $20,7млн дополнительной годовой прибыли только для этой одной скважины)

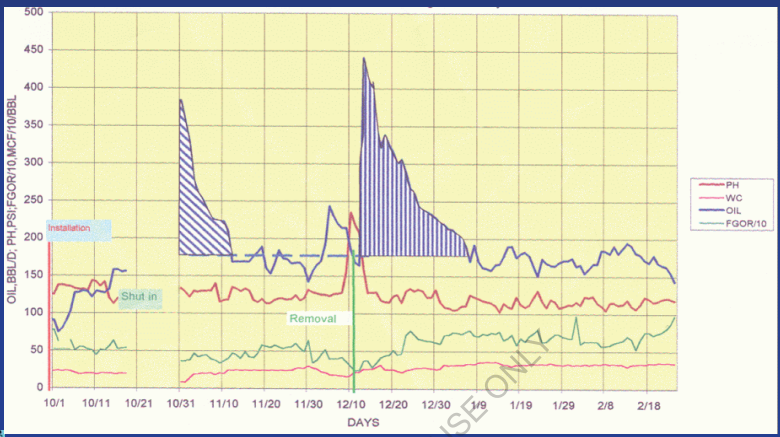
© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

14

CONFIDENTIAL

Примеры практического использования технологии СОД

Результаты испытаний СОД в газлифтной скважине на месторождении шельфа Мексиканского залива: Октябрь 1997 – Март 1998



© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

FOR AUTHOR USE ONLY

CONFIDENTIAL

Примеры практического использования технологии СОД (Продолжение 2)

Результаты гидродинамический исследований пилотной скважины № 289 месторождения Кокдумалак (Узбекистан) до и после установки в ней забойного устройства СОД в 05.01.2001

Проведено "МУБАРЕКНЕФТЕГАЗ"							Кокдумалак, скв.No 289						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Время замеров	12.16.00	01.07.01	01.17.01	01.30.01	02.24.01	02.26.01	03.27.01	05.15.01	06.23.01	07.10.01	07.31.01	08.08.01	09.07.01
$P_{уст.psi}$	2,864	2,135	2,111	2,140	2,183	2,183	2,184	2,187	2,164	2,164	2,154	2,140	2,136
Дебит жидкости bbld	842	885	931	909	887	889	888	861	873	851	848	839	832
Дебит газа MSCfd	3,865	4,836	5,111	5,065	4,818	4,841	3,805	3,653	3,842	3,795	3,790	3,497	3,593
ГФ scf/bbl	4,876	5,507	5,513	5,596	5,475	5,488	4,333	4,160	4,462	4,475	4,501	4,208	4,371
Обводнённость, %	5.8	0.2	0.3	0.1	0.4	0.4	0.6	0.2	0.06	0.28	0.7	0.5	0.3

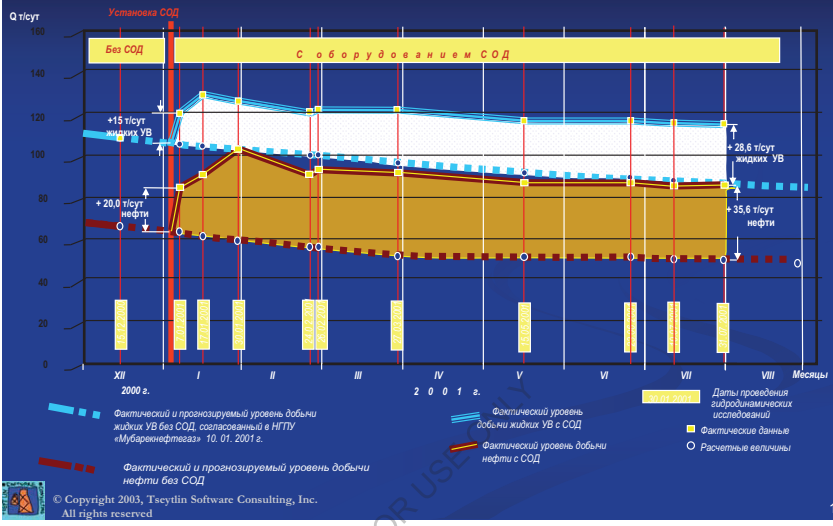
Использование СОД в скв. 289 позволило увеличить суточную добычу нефти на 18% от 780 до 920 бар., снизить ГФ на 15% от 6000 to 4500 куб. фут./бар. , а обводнённость продукции до 0%.

- Забойное устройство СОД было установлено в скважине для поддержания оптимального забойного давления и стабилизации работы скважины
- Скин-эффект в призабойной зоне был снижен и газовый & водяной конусы удалены из зоны перфорации
- Использование СОД в скв. 289 дало возможность получить за 9 месяцев 2001 года около 37 500 барелей дополнительной нефти (или около $1 Million при расчёте $25/бар.).

© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

CONFIDENTIAL

Добыча жидких УВ в пилотной скв. № 289 Кокдумалак без СОД в декабре 2000 г. и с СОД в январе-июле 2001 г.



© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

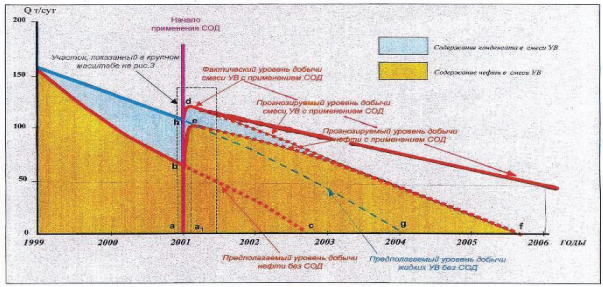
17

AUTHOR USE ONLY

CONFIDENTIAL

Динамика добычи жидких УВ на скв. № 289 м-ия Кокдумалак до и после применения СОД

Динамика добычи жидких УВ на скв. № 289 м-ия Кокдумалак до и после применения СОД



© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

18

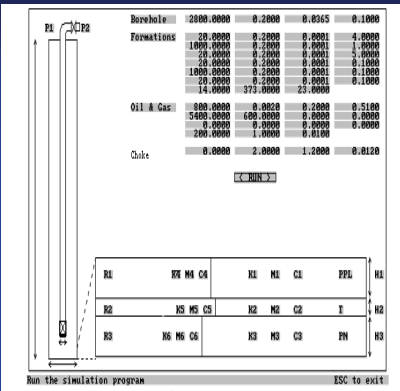
CONFIDENTIAL

Программное обеспечение технологии СОД

Математические модели многофазного потока флюида в системе "пласт – забойное устройство – скважина – устьевой штуцер" для **определения оптимального режима добычи, параметров забойного устройства и прогнозирования увеличения добычи нефти.**

- Модель пласта: **решение уравнения Muskat для квази-стационаного 2D или или для нестационарного 1D случаев.**
- **Потока в скважине: модель Aziz и др.**
- **Модель потока в забойном устройстве СОД разработана нами**
- **Устьевой штуцер:** модель **Gilbert для** двухфазного флюида

Элементы системы взаимоувязаны и отвечают условиям давлений и скоростей потоков реальных объектов



Эти модели разработаны как диалоговые программы для персонального компьютера, позволяющие проводить все необходимые расчёты для практической реализации технологии СОД

© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

CONFIDENTIAL

Применение технологии СОД-
Суммирование ожидаемых результатов

- **Увеличение текущей добычи нефти**
- **Снижение текущего газового фактора**
- **Снижение текущей обводнённости продукции**
- **Увеличение коэффициента конечной нефтеотдачи для скважины и месторождения нефти**
- **Удаление газового и водяного конусов**
- **Стабилизация работы скважины**
- Предотвращение преждевременной потери пластового давления и энергии
- **Увеличение срока работы скважин**
- Предотвращение появления в призабойной зоне пласта участков высоковязкого флюида
- Возможность добывать нефть из нефтянных оторочек газовых месторождений

© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

CONFIDENTIAL

Применение технологии СОД-
Суммирование ожидаемых результатов
(продолжение)

- Увеличение коэффициента фазовой проницаемости по нефти
- Увеличение индекса породуктивности пласта
- **Увеличение общей эффективности работы газлифта и насосов**
- Снижение расходов электрической энергии, потребляемой насосами и газлифтными компрессорами
- **Улучшение подъёма флюида в скважине**
- **Сопутствующее положительное воздействие на ряд негативных процессов, происходящих в призабойной зоне при снижении давления:**
  - **Снижение выноса песка из пласта, механических повреждений пласту и потери им проницаемости в результате ранее имевшихся упругих напряжений и деформаций**

© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

FOR AUTHOR USE ONLY

CONFIDENTIAL

Экономическая эффективность СОД

- **Экономическая эффективность применения СОД достигается как результат всех вышеуказанных составляющих, связанных с улучшением условий добычи нефти**
- Число скважин, пригодных для эффективного использования технологии СОД, огромно
- **СОД применим при всех способах добычи нефти: фонтанном, газлифтном, насосном**
- **Данная технология может быть использована как в процессе разработки новых нефтяных месторождений, так и для улучшения работы более старых нефтяных скважин**
- Возможный экономический эффект от внедрения СОД может быть выражен в **миллионах дополнительных баррелей нефти без бурения дополнительных скважин и/или строительства дополнительных дорогостоящих оффшорных сооружений для добычи нефти.**

© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

CONFIDENTIAL

Практические шаги по внедрению технологии СОД

- **1.** Анализ работы скважины на предмет возможности применения на ней технологии СОД
  - * Заполнение формы с вопросами, специально разработанными для расчётной оценки
  - * Проведение компьютерного моделирования, основанного на полученных данных по истории и текущим параметрам работы скважины
  - * Составление заключения по применимости СОД для предложенной скважины
- **2.** Если ответ по первому пункту "да", то даётся оценка потенциального эффекта от внедрения СОД
  - * Проведение расчётов по компьютерным моделям с целью прогноза увеличения дебита нефти и других ожидаемых позитивных результатов при использовании СОД на намеченной к работе скважине
- **3.** Выбор соответствующего дизайна забойного устройства СОД и расчёт его оптимальных параметров, что базируется на результатах моделирования согласно пунктам 1 и 2.
- **4.** Изготовление выбранной версии забойного устройства СОД, соединение его с мандрелью и доставка на скважину
  - * Возможно потребуется некоторая корректировка размеров устьевого штуцера или газлифтных клапанов, что базируется на результатах проведённого моделирования работы скважины
- **5.** Эксплуатация скважины в оптимальном режиме разработки с устройством СОД, как элементом этой технологической системы

© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

23

AUTHOR USE

CONFIDENTIAL

Дальнейшие пути развития и совершенствования технологии СОД

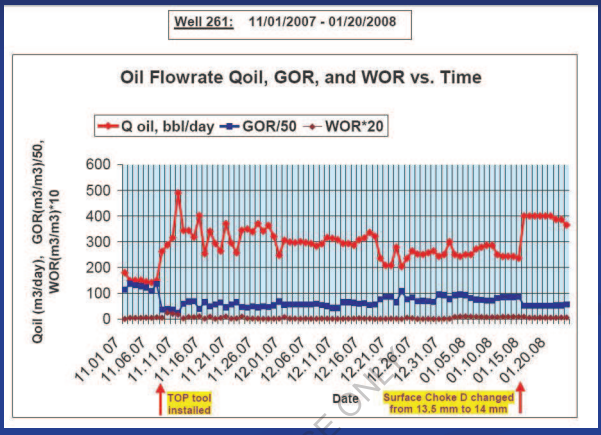
- Дальнейшие направления развития и внедрения технолонии СОД на месторождении
  - Стадия 1: Подтверждение концептуально-расчётной модели на реальных скважинах (выполнение указанных 5 пунктов предыдущего слайда)
  - Стадия 2: Дополнительная модификация технологии СОД применительно к условиям конкретных скважин (более детализированное компьютерное моделирование, корректировка параметров забойного устройства СОД и др.)
  - Стадия 3: Переход к промышленному внедрению технологии на месторождении
- Дальнейшие направления совершенствования технологии СОД
  - Уточнение математических моделей для различных типов залежей
  - Дальнейшая разработка компьютерных моделирующих программ (более удобных для пользователя GUI, диалоговых характеристик и пр.) для практического использования
  - Ввод в действие новых модификаций забойного устройства с возможностью автоматической самонастройки.

© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

24

CONFIDENTIAL

Успешное применение СОД в Туркмении



© Copyright 2003, Tseytlin Software Consulting, Inc.
All rights reserved

FOR AUTHOR USE ONLY

Tseytlin Consulting, Inc.
62-27 84th St Suite B-30
Middle Village, NY 11379
Tel. +1 (212) 538-1548

Rev. 15-Февр.-2013

Оптимизация Добычи Нефти

(Описание новой технологии TOP™)

Автор д.т.н. С.Д.Цейтлин

Применяемость и Основные Плюсы

Предлагаемая новая технология для оптимизации добычи нефти (далее называемая **"TOP" – Technology for Optimization of Production)** в основном применима для пластов с высоким газосодержанием (GOR>600 cft/bbl). Она используется когда забойное давление ниже давления газонасыщения ($P_{bottom}<P_{bubble\ pt}$) а также при образовании газовых конусов. TOP применима для всех способов добычи – фонтанного, газ-лифта и насосного способов. Однако он наиболее эффективен для фонтанного способа добычи и газ-лифта.
Патент США номер 7,172,020, который был выдан 6 февраля 2007 года, защищает все основные положения TOP-технологии. Также в процессе получения Российский патент.

FOR AUTHOR USE ONLY

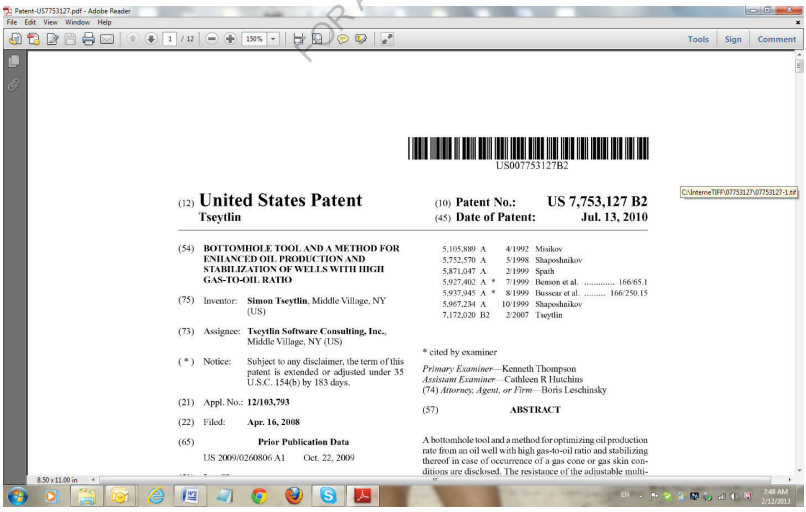
(12) **United States Patent**
Tseytlin

(10) **Patent No.: US 7,172,020 B2**
(45) **Date of Patent: Feb. 6, 2007**

(54) **OIL PRODUCTION OPTIMIZATION AND ENHANCED RECOVERY METHOD AND APPARATUS FOR OIL FIELDS WITH HIGH GAS-TO-OIL RATIO**

(75) Inventor: **Simon Tseytlin**, Middle Village, NY (US)

И Патент США номер 7753127B2



US007753127B2

(12) **United States Patent**
Tseytlin

(10) **Patent No.: US 7,753,127 B2**
(45) **Date of Patent: Jul. 13, 2010**

(54) **BOTTOMHOLE TOOL AND A METHOD FOR ENHANCED OIL PRODUCTION AND STABILIZATION OF WELLS WITH HIGH GAS-TO-OIL RATIO**

(75) Inventor: **Simon Tseytlin**, Middle Village, NY (US)

(73) Assignee: **Tseytlin Software Consulting, Inc.**, Middle Village, NY (US)

(*) Notice: Subject to any disclaimer, the term of this patent is extended or adjusted under 35 U.S.C. 154(b) by 183 days.

(21) Appl. No.: **12/103,793**

(22) Filed: **Apr. 16, 2008**

(65) **Prior Publication Data**

US 2009/0260806 A1 Oct. 22, 2009

5,105,889 A 4/1992 Misikov
5,752,570 A 5/1998 Shaposhnikov
5,871,047 A 2/1999 Spath
5,927,402 A * 7/1999 Benson et al. 166/65.1
5,937,945 A * 8/1999 Bussear et al. 166/250.15
5,967,234 A 10/1999 Shaposhnikov
7,172,020 B2 2/2007 Tseytlin

* cited by examiner

Primary Examiner—Kenneth Thompson
Assistant Examiner—Cathleen R Hutchins
(74) *Attorney, Agent, or Firm*—Boris Leschinsky

(57) **ABSTRACT**

A bottomhole tool and a method for optimizing oil production rate from an oil well with high gas-to-oil ratio and stabilizing thereof in case of occurrence of a gas cone or gas skin conditions are disclosed. The resistance of the adjustable multi-

Основные плюсы TOP:

- **Увеличивает текущую добычу нефти**
- **Увеличивает коэффициент нефтеотдачи пласта и всего месторождения**
- **Уменьшает процент воды и газа в добываемой нефти**

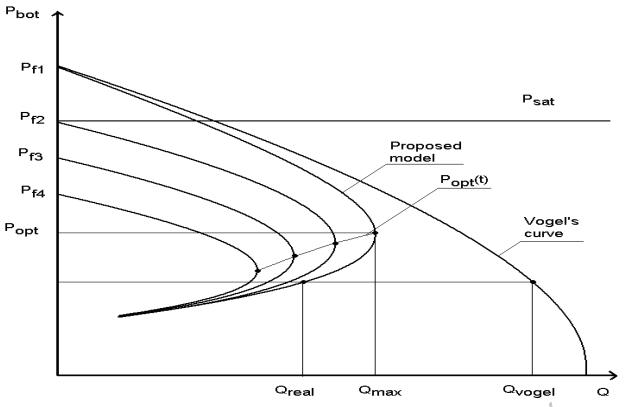
Дополнительные плюсы TOP:

- **Удлинняет жизнь скважины**
- **Уменьшает (или полностью убирает) газовые и водяные конусы**
- **Задерживает падение пластового давления**
- **Стабилизирует добычу из скважины**
- **Позволяет предотвратить преждевременную потерю энергии пласта**
- **Убирает области повышенной вязкости в призабойной зоне**
- **Увеличивает коэффициент относительной проницаемости пласта по нефти**
- **Увеличивает коэффициент отдачи пласта**
- **Увеличивает эффективность газ-лифта и насосов**
- **Уменьшает затраты электроэнергии на насосы и компрессоры для газ-лифта**
- **Уменьшает вымывание песка из пласта, механические повреждения и потерю проницаемости пласта**

FOR AUTHOR USE ONLY

Эта технология основывается на решении **точной математической модели (на симуляторе) всей системы «скважина-пласт», которая учитывает все её компоненты.** Это позволяет проведение полного анализа процессов, которые происходят в скважине, призабойной зоне и в пласте, что в свою очередь позволяет максимизировать дебит и увеличить добычу благодаря тому, что давление поддерживается на оптимальном уровне.

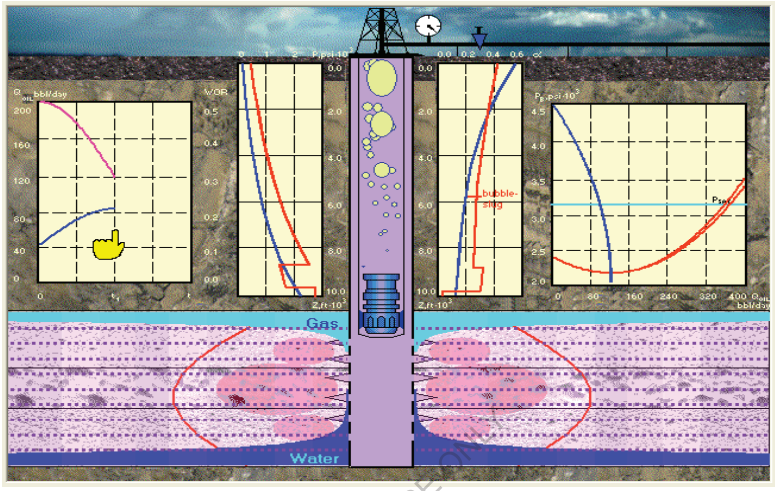
Основное нововведение TOP: максимальный дебит достигается при определённом забойном давлении, которое точно вычисляется симулятором и находится между нулем и пластовым давлением. Эта величина называется оптимальным давлением P_{opt} (Фиг. 1). Если забойное давление падает ниже давления газонасыщения, то при высоком газонасыщении относительная проницаемость по нефти падает, поскольку увеличивается газонасыщенность из-за газа выделенного из нефти. Вязкость нефти также увеличивается из-за дегазирования. Это приводит к уменьшению коэффициента добычи пласта, поскольку этот эффект сильнее действует на добычу, чем увеличенная депрессия. В результате уменьшение забойного давления ниже давления газонасыщения может привести к уменьшению дебита, а не к увеличению, как прогнозирует популярная модель Фогеля.
Таким образом при уменьшении забойного давления из-за увеличения депрессии в пласте сначала дебит увеличивается. Однако начиная с определенного давления (называемого оптимальным) дебит нефти начинает уменьшаться, не смотря на увеличение депрессии, что противоречит широко известной модели Фогеля. Причиной этого является то, что после того как оптимальное забойное давление достигнуто, влияние уменьшения коэффициента добычи является доминирующим.



Фиг. 1- IPR кривая

FOR MEMBERS ONLY

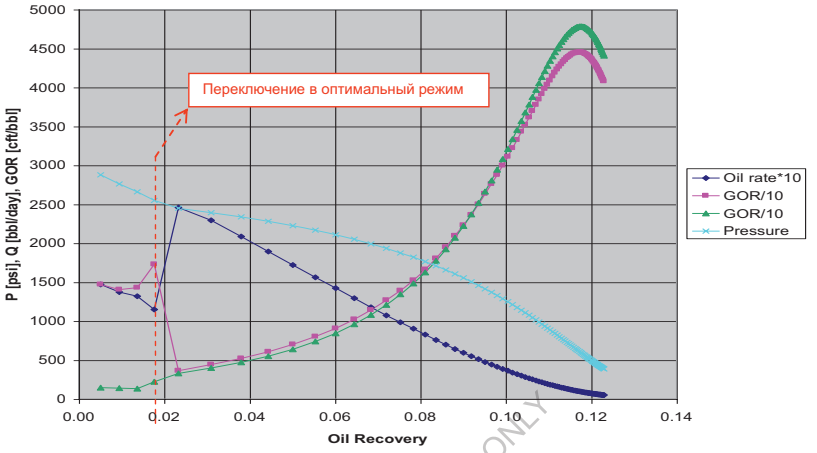
Факт существования оптимального давления был доказан как теоретически при помощи модели, так и практически путём проведения полевых экспериментов. Это оптимальное давление зависит от параметров пласта (проницаемость, пористость, насыщенность и давление), PVT характеристик флюида ($R_s(P,T)$ –растворимость газа в нефти; $B_o(P,T)$ – oil formation volume factor; $B_g(P,T)$ – gas formation volume factor; $\mu_o(P,T)$ – вязкость нефти; $\mu_g(P,T)$ – вязкость газа), и других характеристик системы «скважина-пласт». Максимальный дебит достигается путём поддержания режима пласта, в котором минимизируются негативные эффекты в призабойной зоне (Фиг.2). Эти негативные эффекты возникают из-за присутствия газа в свободной форме, который выделился из нефти и блокирует поток нефти, а также из-за формирования зон вязкой дегазированной нефти. Использование данного метода также замедляет падение давления путём уменьшения раннего выделения газа из пласта; он также уменьшает величину GOR. **Это продлевает жизнь скважины и увеличинает коэффициент нефтеотдачи.**



Фиг.2 – Негативные эффекты в припластовой зоне

Предлагаемые математические модели позволяют **точно вычислить оптимальный режим для существующих параметров пласта и всей системы, чтобы обеспечить максимальную добычу**. В добавок к вычислению P_{opt} , Эти модели и соответствующие компьютерные симуляторы позволяют определить другие параметры оптимального режима (т.е. оптимальный напор для газ-лифта, мощность насоса и т.д.), вычислить важные параметры дезайна поверхностных и погружаемых устройств (см. ниже), а также предсказать ожидаемый прирост добычи. Также эти высокоточные симуляторы позволяют провести диагностику текущего состояния скважины и предсказать ее поведение в будущем, включая дебит, давление, GOR, и коэффициент добычи (пример на Фиг.3).
Эта технология относительно легко применяется путем использования погружаемого устройства которое позволяет адаптивно управлять забойным давлением во время добычи. Это устройство автоматически поддерживает давление равным (или близким) к оптимальному давлению P_{opt}.в различных условиях добычи.
Количество скважин, в которых технология ТОР вызовет улучшение - огромно. ТОР можно применять как при разработке новых месторождений, так и для улучшения существующих скважин. Экономический эффект от использования этой технологии может быть выражен в дополнительных нескольких миллионах баррелей нефти или сотен миллионов долларов без необходимости бурения дополнительных скважин или строительства оффшорных платформ.

NOT AUTHORISED



Фиг.3 –Результаты компьютерной симуляции: дебит, пластовое давление и GOR в зависимости от коэффициента добычи

Сначала скважина работала в неоптимальном режиме ($P_{bot} \neq P_{opt}$); затем она была переключена в оптимальный режим, когда P_{bot} поддерживается близко к P_{opt}

FOR AUTHOR USE ONLY

Результаты использования TOP на практике

1) Скважина A1, Юго-восточная Азия (наиболее поздний тест, 2007-2008)

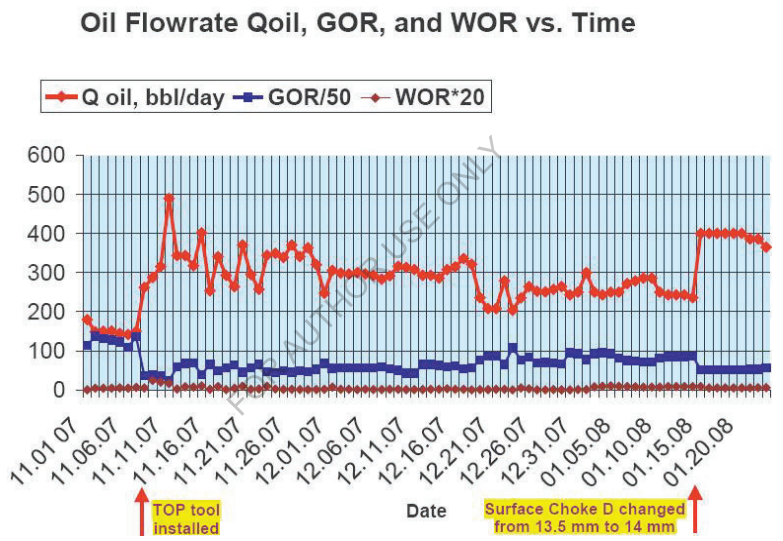
- **Добыча увеличена с 148 до 318 баррелей в день**
- **GOR уменьшена с 38440 cft/bbl до 12440 cft/bbl**
- **WOR уменьшена с 0.27 до 0.05**
- **Коэффициент добычи значительно увеличился поскольку скважина была стабилизирована и уменьшены GOR и WOR**
- **За два месяца добыто нефти дополнительно: 11,443 bbl (более $1,000,000)**

2) Глубокая (более 4 км) оффшорная скважина с газ-лифтом в Мексиканском заливе

- **GOR уменьшена с 3282 до 1272 cft/bbl**
- **WOR уменьшена с 9.5 % до 0.43 %. , т.е. реальная добыча нефти увеличилась**
- **После снятия устройства TOP со скважины было замечено внезапное увеличение дебита, поскольку TOP помогла очистить призабойную зону от газовых и водяных конусов, уменьшила вязкость нефти, и улучшила проницаемость этой зоны для нефти, в то же время ухудшив проницаемость для газа.**

3) Скважина 289 в Узбекистане (месторождение Кокдумалак)

- **Использование TOP увеличило ежедневную добычу на 18%, с 780 до 920 bpd, уменьшило GOR на 15% с 6000 до 4500 cft/bbl, и содержание воды до нуля.**
- **Устройство TOP было установлено в трубах для поддержания оптимального забойного давления и стабилизации добычи из скважины.**
- **Был уменьшен скин-эффект в призабойной зоне, а также убраны газовые и водяные конуса в перфорационной зоне.**
- **Использование устройства TOP позволило добыть дополнительно 37,500 баррелей нефти за девятимесячный период.**



Фиг. 4 – Результаты тестирования технологии TOP (скважина A-1, юго-восточная Азия)

Часто задаваемые вопросы про TOP:

Вопрос 1: Из чего состоит TOP технология?

TOP состоит из следующих ключевых компонентов используемых вместе:

- Теоретическая основа и практическое доказательство существования IPR-кривой с оптимальным забойным давлением отличным от нуля
- Набор математических моделей и компьютерных симуляторов для всей системы “Surface Choke – скважина – устройство TOP–резервуар”
- Погружаемое устройство TOP для поддержания забойного давления на оптимальном уровне
- Итеративная процедура для приведения скважины в желаемое состояние:

Измерения -> Прогонка симулятора -> Рекоммендации по улучшению -> Следующая итерация...

Вопрос 2: Почему мы не можем управлять скважиной с поверхности, просто путем использования surface choke?

Когда GOR высок, в трубах появляется двух-фазная смесь с высоким содержанием газа. Длинная колонна газированной жидкости действует как сильный нелинейный задерживающий компонент и вызывает гистерезис в управляющей системе. Распространение управляющего сигнала задерживается на десятки секунд (скорость звука в газированной воде ~50-100 м/с, т.е. ниже чем в жидкости или газе). Поэтому эффективное управление забойным давлением становится сложным. В результате система "choke – скважина – пласт" может получить положительную связь которая дестабилизирует режим добычи, и делает трудным поддерживать оптимальное забойное давление. Скважина может переключиться в газовый режим.
Использование забойного управления избавляется от этих негативных эффектов. Однако простой забойный штуцер с простой управляющей характеристикой может не быть достаточно эффективен. Поэтому мы разработали более сложное многопараметрическое ЗУ с более гибко меняемой характеристикой , которое позволяет поддерживать стабильную работу системы , благодаря отрицательной связи и не позволяет скважине переключиться в газовый режим. Кроме того поверхностный штуцер используется вместе с забойным устройством TOP позволяет примерно установить промежуток величин забойного давления, к оптимальной величине, и позволяет поддерживать стабильную рабочую точку на кривой IPR.

FOR AUTHOR USE ONLY

Вопрос 3: Каковы практические шаги применения TOP?

- **Шаг 1: Проверка если технология TOP применима к конкретной скважине**
  - Заполнение формы с вопросами по применимости TOP.
  - Компьютерное моделирование основываясь на предоставленой информации и истории скважины.
  - Окончательное решение и предоставление рекомендации по применимости TOP на рассматриваемой скважине.
- **Шаг 2:** Если на шаге 1 решено, что TOP применима, то следующий шаг - определение потенциальных улучшений благодаря применению TOP
  - Компьютерное моделирование для прогнозирования потенциального увеличения добычи нефти и других выгод от использования TOP на данной скважине
- **Шаг 3:** Выбор конкретного дизайна устройства и вычисление оптимальных его параметров основываясь на результатах компьютерного моделирования на шагах 1 и 2
- **Шаг 4:** Производство выбранной версии устройства, установка его на мандрель и доставка на забой.
  - В зависимости от результатов моделирования могут потребоваться некоторые подстройки поверхностного choke и gas-lift valves
- **Шаг 5:** На протяжении нескольких дней после установки устройства необходимо наблюдение за скважиной а также компьютерное моделирование для приведения её в самый оптимальный режим.
- **Шаг 6:** Эксплуатация скважины в оптимальном режиме добычи с регулярными проверками для поддержки оптимального режима.

Вопрос 4: Почему TOP увеличивает коэффициент добычи?

Использование TOP для скважин с высоким GOR позволяет поддерживать забойное давление на оптимальном уровне. Это приводит к оптимизации не только текущей добычи (дебита), но и добычи на протяжении всей жизни скважины, при этом не позволяя GOR и содержанию воды подниматься. Это в свою очередь задерживает процесс падения пластового давления. В результате удлинняется жизнь скважины, на протяжении которой происходит активная добыча.
В то же время это замедляет эффект дегазирования (переход растворенного в нефти газа в свободную фазу). Как следствие, процесс увеличения вязкости нефти и соответствующего уменьшения мобильности нефти в пласте также замедляется.
Кроме того, раннее сильное дегазирование нефти уменьшает объем нефти и увеличивает ее плотность; что в свою очередь уменьшает насыщенность нефти в пласте и относительную проницаемость.
Поддерживание забойного давления на оптимальном уровне стабилизирует скважину, увеличивает среднюю добычу нефти, и предотвращает переключение скважины в газовый режим.
Все это приводит к заметному увеличению (более, чем на 10%) коэффициента добычи резервуара.

Вопрос 5: На сколько эффективность технологии TOP зависит от способа добычи?

Технология TOP может быть применена к любому способу добычи. Однако, благодаря некоторым ее особенностям, ее эффективность может отличаться для разных методов. Фонтанные скважины – это наиболее подходящие кандидаты для TOP, поскольку все три из следующих факторов могут быть удовлетворены.
На втором месте – скважины с газ-лифтом. Обычно они характеризованы низким пластовым давлением и/или низким содержанием газа и/или высоким содержанием воды. Однако часто слишком много газа закачивается в скважину, что может привести к образованию газовых конусов или формированию газового скин-эффекта. Использование TOP позволяет уменьшить эти негативные эффекты благодаря ослаблению позитивной feedback.
Насосная добыча – это наименее подходящий кандидат для технологии TOP. Насосы обычно используются в скважинах с низким пластовым давлением и/или высоким содержанием воды. Насосы не подходят для высокого содержания газа. Обычно 15% это максимальное содержание газа (по объему) подходящее для насосной добычи.
В некоторых случаях TOP может быть эффективно использована для насосной добычи путем подстройки производительности насоса к производительности резервуара. В этом случае часто нет необходимости использовать погружаемое устройство TOP, так как простое изменение производительности насоса может убрать эффект positive feedback который происходит из-за несовпадения. Заметьте что многие скважины оборудованные насосом могут работать неэффективно, или переключаться в газовый режим из-за неправильной интерпретации благодаря IPR кривой Фогеля. Это может привести к заниженному забойному давлению, и в результате, к формированию газовых конусов и образованию газового скин-эффекта. В результате это может раньше времени «убить» скважину.
В реальности, только всесторонний анализ всех параметров каждой конкретной скважины позволит определить эффективность использования TOP для существующих условий и способа добычи.
For initial testing one should select a flowing (fountain) well that satisfies most of the selection criteria for TOP well candidates, as listed above. After that, the TOP methodology could be expanded with certain adjustments to pump wells, as well as to gas and gas-condensate wells.

FOR AUTHORIZED USE ONLY

Вопрос 6: Почему эта технология еще не находится в широком коммерческом использовании?

Эта технология активно разрабатывалась на протяжении последних 12-15 лет и только недавно достигла коммерческой стадии. За это время различные компоненты этой технологии тестировались на практике и показали многообещающие результаты. Однако мы не хотели вводить ее в коммерческое использование пока основные элементы "know-how" не были полностью поняты, рассмотрены, и защищены.
Патент США номер 7,172,020 выданный 6 февраля 2007 описывает и защищает все основные аспекты этой технологии, включая теорию, результаты моделирования, и дизайн погружаемого устройства. Российский патент находится в стадии разработки.
В добавление к этому, главные компоненты технологии, такие как дизайн погружаемого устройства и пакет компьютерных симуляторов постоянно улучшались в течение этих лет. Одновременно с этим значительно выросли цены на нефть благодаря волнению во всем мире о недостаточности запасов энергии. Стали пользоваться популярностью новые концепции «разумных скважин» и похожие технологии. Это создало идеальную среду для предложения данной технологии для коммерческого использования.

Приложение:

1. **Патент США номер 7,172,020 (6 февраля 2007) про технологию ТОР**
2. **Патент США номер 7753127B2**
3. **Новая Технология Оптимизации Добычи из Пластов Содержащих Нефть с Высоким Газовым Фактором , Бурение и Нефть , 08 2012 стр.34-36**

FOR AUTHOR USE ONLY

МЕТОДЫ И УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВЗРЫВА НА СКВАЖИНЕ

Tseytlin Consulting Inc.

Автор:
Др. С. Цейтлин

AUTHOR USE ONLY

Краткое описание биографии и профессионального опыта д-ра С. Цейтлина

- Д-р С. Цейтлин закончил Московский инженерно-физический институт, получив степень магистра физических наук.
- Он начал свою карьеру в Научно-исследовательском институте космической промышленности № 1 в качестве научного сотрудника в лаборатории ядерных и плазменных двигателей.
- В это же время он заканчивает Московский государственный университет и получает степень магистра математики.
- Через три года д-р С. Цейтлин защитил диссертацию, написанную по результатам проделанной им научно-исследовательской работы, получив степень кандидата физических наук.
- За время своей профессиональной карьеры, д-р Цейтлин разработал ряд инновационных методов и технологий в области геофизических, геотехнических и гидродинамических научных исследований на нефтяных и газовых скважинах.
- Его трудовая деятельность включает многолетнюю работу консультантом французской компании Geoservices.

Продолжение

- В 1992 году он защищает вторую диссертацию на получение степени доктора наук в области газонефтедобычи, тема диссертации: "Методы обнаружения газопроявления на ранней стадии и термогидродинамические расчеты в геофизических и геотехнических исследованиях скважин".
- После переезда в США в 1993 году д-р Цейтлин работал в нескольких западных нефтедобывающих компаниях, этот период включает 15-летний опыт работы консультантом компании Baker Hughes INTEQ, где он разработал несколько акустических систем моделирования.
- С 1995 по 2001 гг. он работал в должности старшего научного сотрудника компании Petro-Energy International , LLC.
- Большинство этих результатов представлены в библиотеке данных по системам моделирования новым технологиям (смотрите мой сайт: www.tseytlin-consulting.com)
- Д-р Цейтлин выступал с докладами на 10 международных и 20 всесоюзных конференциях. Он является автором более 60 научных трудов и 20 патентов, в том числе 8 патентов США в сфере геофизических исследований, бурения скважин и нефтедобычи.

THOR US

Актуальность темы и объем изобретения

- Во время бурения нефтяных или газовых скважин иногда возникает газопроявление, перемещающееся от пласта-коллектора к забою скважины.
- Газопроявление начинается в форме газовой пачки (учтите, что 100% содержание газа представляет собой пузырь чистого газа, 0% содержание газа является пачкой чистой нефти), которая затем начинает всплывать в затрубном пространстве скважины, с одновременным вытеснением и замещением бурового раствора.
- Если вы своевременно не обнаруживаете данное явление, газ может достигать устья скважины и становиться причиной взрыва и возникновения неконтролируемого фонтана.
- В случае если скважина сверху герметизирована превентором, и начинается движение пузыря газа вверх, если не обеспечить возможность расширения объема пузыря газа, это может привести к выравниванию пластового давления и давления на устье скважины.
- Одновременно с этим, давление у забоя скважины увеличится в два раза по сравнению с исходным значением (давление в пузыре газа плюс вес жидкости в скважине под пузырем).

Это явление, если остается незамеченным, может приводить к гидравлическому разрыву пласта, выходу всей жидкости из скважины в пласт-коллектор, наполнению скважины газом и, как следствие, к взрыву и неконтролируемому фонтану.

Продолжение

- Изобретение, в общем, имеет отношение к бурению нефтяных и газовых скважин и, в частности, к акустическому обнаружению и ликвидации газопроявления.
- Иногда газопроявление может приводить к нерегулируемому (открытому) выбросу, который, как известно, является причиной значительных повреждений оборудования, взрывов, пожаров, гибели работников и возможного выделения ядовитых или токсичных газов.
- Представленное изобретение предлагает методы и устройства для обнаружения газопроявления на ранней стадии, а также для непрерывного определения изменяющихся параметров газопроявления по мере его распространения в направлении к поверхности, включающих размер, положение относительно скважины, содержание газа, скорость перемещения и предполагаемое время достижения поверхности.
- Точная и достоверная информация в отношении этих параметров является критическим фактором в принятии своевременных мер по ликвидации газопроявления в скважине, что обуславливает снижение и, в конечном счете, исключение риска взрыва и нерегулируемого выброса из скважины.
- После того как газопроявление обнаружено, принимаются экстренные меры по его ликвидации в скважине. Бурение, как правило, прекращается, противовыбросовый превентор закрывается и начинаются операции по устранению газопроявления. Знание параметров газопроявления позволяет поддерживать забойное давление выше давления пласта и ниже давления гидроразрыва.
- Изобретение также обеспечивает возможность контроля газопроявления, возникающего во время спускоподъемных работ, когда из скважины извлекается часть бурильных труб.

AUTHOR USE

Предпосылки к созданию изобретения

- Основной принцип действия устройства похож на принцип действия гидродинамического локатора.
- Для решения задачи, в затрубном пространстве у устья скважины периодически создаются упругие продольные волны (давления) длительностью около 5-10 секунд с частотой 10-20.
- Эти волны распространяются вниз по затрубному пространству скважины со скоростью звука (приблизительно 1200-1500 м/с) и отражается от верхней и нижней границы газовой пачки, отраженные волны передаются на приемник, расположенный в верхней части затрубного пространства скважины (под противовыбросовым превентором).
- Знание скорости распространения волны и времени вступления отраженных от границ газовой пачки волн, позволяет с большой точностью определить размер газовой пачки и ее местоположение в стволе скважины.
- Повторение измерений через некоторые периоды времени позволяет определить новое положение газовой пачки, скорость газопроявления, а также оценить предполагаемое время вступления на поверхность.
- Учтите, что в случае отсутствия газовой пачки, приемник будет регистрировать волну, отраженную от забоя скважины.
- Измеренная разница между объемами поступающего и выходящего бурового раствора позволяет рассчитать содержание газа в газовой пачке.

Теоретические основы метода (распространение, затухание и отражение упругих волн давления в длинном канале)

- Подробное описание решения задачи распространения, затухания и отражения упругих волн давления в кольцевых и круговых каналах, содержащих аномально вязкую (неньютоновскую) жидкость и газовую пачку, приводится в статье д-ра С. Цейтлина «Распространение волн давления в длинном вертикальном канале, содержащем газовую пачку». Инженерно-физический журнал, Том 58, январь 1990г., стр. 20-26.
- Система уравнений, которая описывает данное явление:

$$\begin{cases} \frac{\partial P}{\partial t} = -\frac{\rho}{f_i} c^2 \frac{\partial q}{\partial z}, i = 1,2 \\ \frac{\partial q}{\partial t} = -(\frac{\partial P}{\partial z} + A_i q^N) \end{cases}$$

- Коэффициент отражения от границ газовой пачки:

$$K_{ref} = \frac{(\rho c)_L - (\rho c)_G}{(\rho c)_L + (\rho c)_G}$$

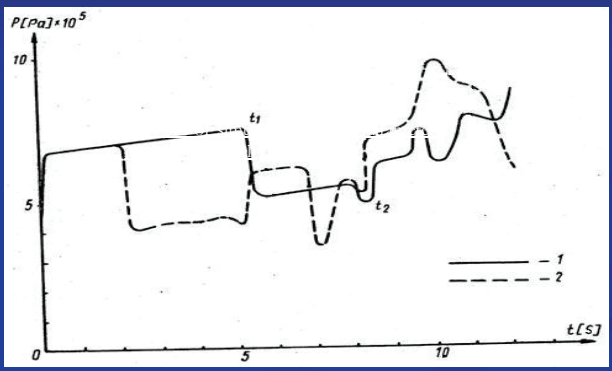
- Скорость звука для газожидкостной смеси:

$$c^2 = (\alpha\rho_G + (1-\alpha)\rho_L) * (\frac{\alpha}{(\rho c^2)_G} + \frac{1-\alpha}{(\rho c^2)_L})^{-1}$$

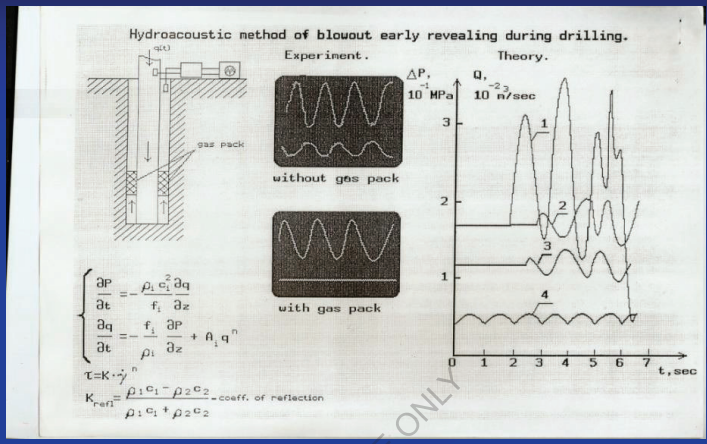
- Следует отметить, что скорость звука в газожидкостной смеси меньше скорости звука в чистом газе

AUTHOR USE ONLY

Результаты моделирования параметров газопроявления, возникающего вверх по стволу скважины

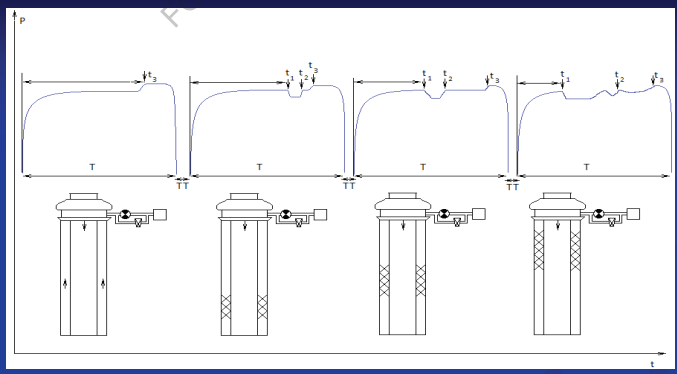


Продолжение



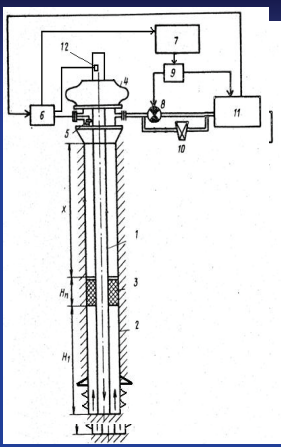
FOR AUTHOR USE ONLY

Продолжение



- T=(5-10) секунды –длительность импульса; TT=(10-30) минуты – интервал между импульсами;
- t_1-время вступления отраженного от верхней границы газопроявления сигнала;
- время вступления отраженного от от нижней границы газопроявления сигнала;
- время вступления отраженного от забоя скважины сигнала;

Монтажная схема устройства

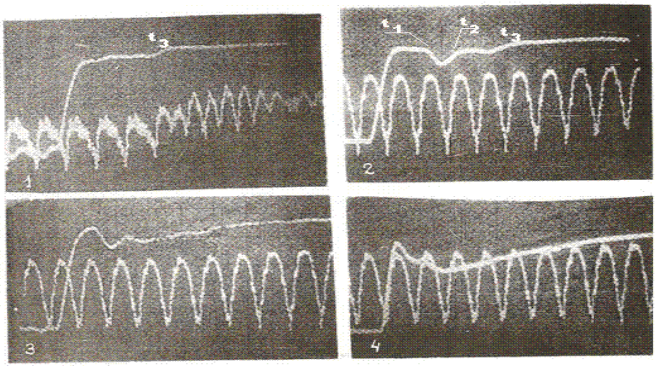


На Рис.1 приводится схематическое изображение основных элементов:
1 – бурильная труба; 2 – скважина;
3 - газовая пачка;
4 - превентор (противовыбросовый);
5 – датчик давления;
6 – регистрирующий прибор;
7- персональный компьютер;
8 – быстродействующий клапан;
9 – блок управления;
10 – регулируемая колодка;
11 – контейнеры для бурового раствора;
12 - датчик давления.
Быстродействующий клапан 8 срабатывает под воздействием блока управления 9, резко изменяя площадь проходного сечения всего канала и объединяя затрубное пространство 2 и выбуриваемую скважину, с использованием объема 11. Волны давления быстро распространяются вниз по затрубному пространству скважины и частично отражаются от верхней и нижней границ газовой пачки 3. Датчик давления 5 регистрирует отраженные волны, а регистрирующий прибор 6 считывает значения времени вступления волн t1, t2 и передает эти значения на компьютер 7, который определяет текущие значения параметров, требуемые для гарантии ликвидации газопроявления в скважине.

FOR AUTHOR USE ONLY

Результаты экспериментального исследования на обнаружение газопроявления

Results of Experiment of Gas Kick Detection and Localization Hydroacoustic Method.



t_1 – time of arrival of reflected wave from upper border of gaseous pack
t_2 – time of arrival of reflected wave from lower border of gaseous pack
t_3 - time of arrival of reflected wave from bottom hole
Fig.3

Продолжение

- На Рисунке 3 показаны результаты экспериментального исследования на определение параметров газовых пачек, всплывающих по затрубному пространству скважины. Исследование проводилось на экспериментальной 2000 м скважине, заполненной буровым раствором с плотностью 1200 кг/м^3. Через отверстие в бурильной трубе газовая пачка выкачивалась с последующим перемещением до затрубного пространства ствола. Диаметр скважины составлял 0,2 м, бурильной трубы - 0,114 м.
- На Рис.3 приводится четыре изображения, полученные по результатам экспериментов, которые содержат четыре кривых изменений давления на входе бурильной трубы выходе из затрубного пространства (под противовыбросовым превентором).
- На Рис. 3.1 четко видны изменения давления, связанные со срабатыванием поршней и клапанов насоса.
- Сравнение двух первых колебаний на Рис.3.1 и Рис.3.2 позволяет увидеть затухание колебаний давления на выходе кольцевого канала при возникновении в скважине газопроявления.
- Это указывает на газопроявление в скважине.

AUTHOR USE ONLY

Продолжение

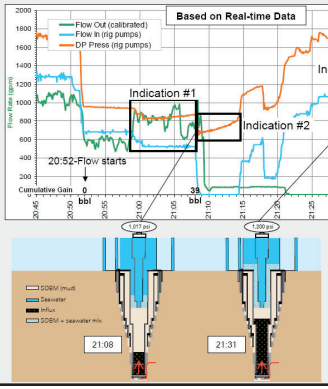
- Высокочастотные изменения давления, связанные с работой клапанов насоса, также определенно видны на Рис. 3.1. Такие изменения являются дополнительным признаком возникновения газопроявления.
- Первое изображение на Рис.3.1 соответствует случаю, когда газовая пачка отсутствует в затрубном пространстве скважины. Наблюдалось резкое увеличение фронта нагнетания, соответствующее закрытию (или открытию) клапана и отражению от забоя скважины.
- На Рис. 3.2 четко различаются отражения от верхней и нижней границ газовой пачки отражение от забоя.
- Третье и четвертое изображения соответствуют 30 и 45 минутам с начала исследования, и показывают всплытие газовой пачки в направлении устья скважины и увеличение ее длины. Многочисленные изменения наблюдались после прямого отраженного импульса, которые были связаны с множественными отражениями от границ пачки и забоя.

Снижение риска выброса и взрыва при буровых работах, проводимых BP на морской буровой установке, в случае использования предлагаемого метода.

(Изображения взяты из "Отчета о результатах расследования причин аварии на глубоководном горизонте")

Key Finding #4

The influx was not recognized until hydrocarbons were in the riser



Flow indications:

- #1: Drill pipe pressure increased by 100 psi, (expected decreased); ~39 bbl gain from 20:58 to 21:08
- #2: Drill pipe pressure increased by 246 psi with pumps off
  - Flow out does not immediately drop after shutting down pump
- #3: Drill pipe pressure increased by 556 psi with pumps off; ~300 bbl gain
- No well control actions taken

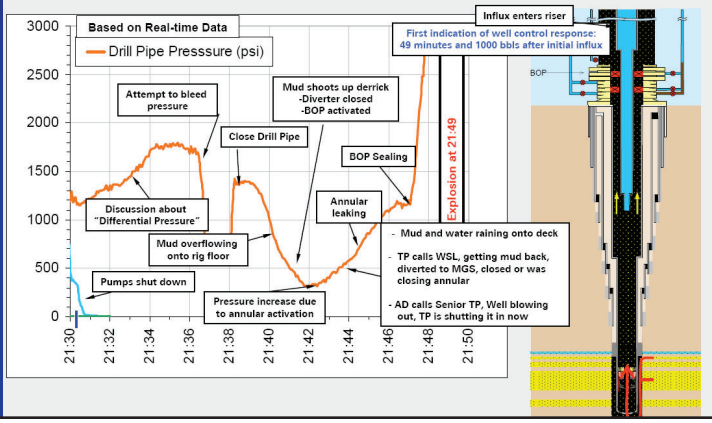
Deepwater Horizon Accident Investigation 22

FOR AUTHOR USE ONLY

Продолжение

Key Finding #5

Well control response actions failed to regain control of the well



Продолжение

- Если бы на скважине BP использовалось наше устройство, а также предлагаемый метод обнаружения газопроявления и определения параметров газопроявления, взрыв на морской буровой платформе можно было предотвратить.
- Приток не распознавался до тех пор, пока в водоотделительной колонне присутствовали углеводороды. Согласно приводимым выше слайдам 15 и 16 с момента возникновения газопроявления в скважине до взрыва прошло больше часа, объем притока за это время увеличился с 39 до 300 баррелей.
- Колонна бурильных труб была частично извлечена, в другие методы не работали или являлись малоэффективными.
- Мы можем использовать импульс давления, создаваемый нашим устройством, и определять возникновение газопроявления, когда оно составляет менее нескольких баррелей и находится возле забоя скважины.
- Это обеспечивает достаточно времени для того, чтобы закрыть превентор, с периодическим определением значений параметров газопроявления, и на основании этой информации ликвидировать газопроявление в скважине безопасным способом.

AUTHOR USE ONLY

Возможности предлагаемого метода

Основные отличия нашей методики от других:

- 1. Обнаружение газопроявления на ранней стадии. Мы можем идентифицировать газопроявление почти сразу же, пока оно является совсем незначительным (менее одного барреля).
- 2. Определение текущих параметров газопроявления, включая положение верхней и нижней границ, размер, скорость, содержание газа и время появления газа на устье скважины.
- 3. Знание текущих параметров газопроявления обеспечивает возможность выполнить промывку скважины (для ликвидации газопроявления в скважине) с более высокой степенью точности и эффективности. Это позволяет поддерживать забойное давление $P_{fract} \geq P_{bh} \geq P_{form}$, во время ликвидации газопроявления.
- 4. Технология эффективна во время спускоподъемных операций с бурильными трубами, когда другие методы не работают, но вероятность возникновения газопроявления является очень высокой.
- 5. Технология может эффективно применяться без активно функционирующих насосов.
- 6. Устройство может легко устанавливаться в газокаротажную станцию.

Основные преимущества метода

- Таким образом, предлагаемый метод может предотвращать выбросы и взрывы на буровой установке. Внедрение устройства обеспечивает более безопасное и высококачественное бурение.
- Что особенно актуально и важно при бурении с минимальной депрессией на пласт или бурении в равновесных условиях, применение данного метода значительно увеличивает темпы промышленной эксплуатации скважины, повышает производительность разведочного бурения благодаря снижению зон проникновения.
- Метод значительно уменьшает риск загрязнения окружающей среды и число случаев гибели работников.
- Ценность этого метода сильно возрастает в случае его применения при шельфовом бурении, когда связанные с выбросами и взрывами аварии на морских буровых платформах могут приводить к наиболее дорогостоящим осложнениям, оцениваемым в миллиарды долларов.
- Технология обеспечивает получение критического набора данных для центров управления, работающих в реальном масштабе времени, а также для контрольного наблюдения за скважинами в режиме реального времени.

FOR AUTHOR USE ONLY

КОНФИДЕНЦИАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Телеметрическая система моделирования электромагнитного каротажа в процессе бурения (ЭМ КПБ) для вертикальных, горизонтальных и наклонно-направленных скважин

Tseytlin Software Consulting, Inc.

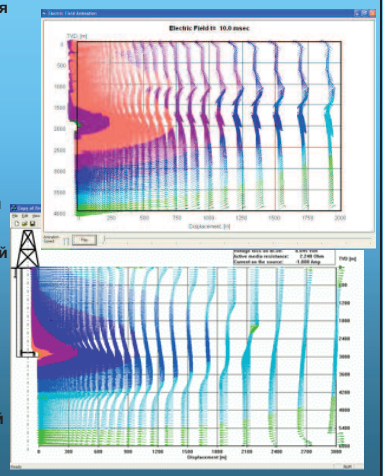
FOR AUTHOR USE ONLY

КОНФИДЕНЦИАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Краткое описание

Базируется на численном методе решения уравнений Максвелла.

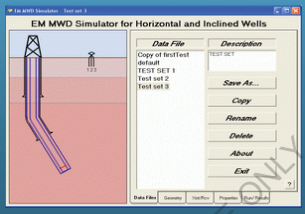
- **Значительно усовершенствует современных теоретических основ ЭМ КПБ.**
- **Вычисляет ослабление сигнала на основании свойств среды, частоты сигналов и т.д.**
- **Обеспечивает возможность выбора оптимальной интенсивности и частоты сигналов.**
- **Определяет распределение напряженности электромагнитного поля и токов в окружающей среде и вдоль колонны бурильных труб.**
- **Рассчитывает полное сопротивление всей системы.**
- **Определяет оптимальный вынос передатчика ЭМ волн.**
- **Позволяет определить наиболее подходящие параметры бурового раствора.**
- **Определяет оптимальные параметры приемника (в том числе, у дифференциальных приемников).**
- **Учитывает влияние разных конфигураций обсадных и бурильных колонн.**
- **Учитывает конечное сопротивление и проницаемость металла и соединений замков труб в бурильной колонне.**



КОНФИДЕНЦИАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Области применения

- **Проектирование систем ЭМ КПБ.**
- **Интерпретация измерений в условиях эксплуатации.**
- **Мощное инструментальное средство для планирования продаж и маркетинга.**
- **Вертикальное, горизонтальное и наклонно-направленное бурение.**
- **Береговые и шельфовые скважины.**
- **Понимание физических явлений, происходящих в системе.**
- **Доказанная высокая степень совпадения благодаря измерениям в процессе эксплуатации.**

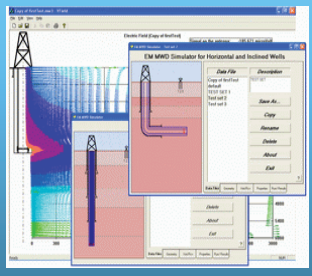


FOR AUTHOR USE ONLY

КОНФИДЕНЦИАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Уникальность

- **Значительное усовершенствование современных теоретических основ ЭМ КПБ**
- **Установка всех показателей для бурильной колонны, обсадной колонны и геометрии передатчика.**
- **Определение нескольких продуктивных пластов с разными значениями удельного сопротивления и нефтепроницаемости.**
- **Выбор различных параметров бурового раствора.**
- **Считывание сигнала передатчика требуемой интенсивности, сигнатуры и частоты.**
- **Система учитывает конечное сопротивление и проницаемость металла и замков труб в бурильной колонне**



КОНФИДЕНЦИАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Основные уравнения

Уравнения Максвелла

$$\begin{cases} div\,\vec{E} = \dfrac{\rho(t,\vec{x})}{\varepsilon} \\ rot\,\vec{E} = -\dfrac{\partial \vec{B}}{\partial t} \\ div\,\vec{B} = 0 \\ rot\,\vec{B} = \mu\vec{j}(t,\vec{x}) + \varepsilon\mu\dfrac{\partial \vec{E}}{\partial t} \end{cases}$$

Закон Ома

$$\vec{j} = \sigma(t,\vec{x})\cdot\vec{E}$$

$$rot\,rot\,\vec{B} = \mu\,rot(\sigma\cdot\vec{E}) + \varepsilon\mu\frac{\partial}{\partial t}rot\,\vec{E}$$

$$-\Delta\vec{B} + grad\,div\,\vec{B} = -\mu\sigma\frac{\partial \vec{B}}{\partial t} - \varepsilon\mu\frac{\partial^2 \vec{B}}{\partial t^2}$$

$$\Delta\vec{B} = \mu\sigma\frac{\partial \vec{B}}{\partial t} + \varepsilon\mu\frac{\partial^2 \vec{B}}{\partial t^2} \quad (*)$$

$$\boxed{\Delta\vec{B} = \mu\sigma\frac{\partial \vec{B}}{\partial t}}$$

$$\frac{\partial^2 H}{\partial t^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial H}{\partial r} - \frac{H}{r^2} + \frac{\partial^2 H}{\partial z^2} = \mu\sigma\frac{\partial H}{\partial t}$$

На дальней границе $\Gamma_1(r = R_2, z) \Rightarrow H = 0$

На нижней границе $\Gamma_2(r, z = H) \Rightarrow H = 0$

На поверхности $\Gamma_3(r > R_2, z = 0) \Rightarrow H = 0$

На поверхности металлической трубы $\Gamma_4(r = R_1, 0 \le z \le l_1) \Rightarrow$ E_z *(идеальный проводник или)* $E_z = f_1(z$ *для конечной уд. проводимости*

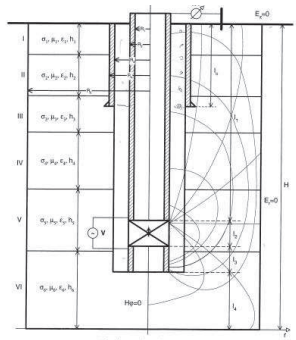
На поверхности выноса $\Gamma_5(r = R_2, l_1 \le z \le l_1 + l_2) \Rightarrow E_z = \dfrac{I_0(t)}{l_2}$, E_z =для источника напряжения, или $H = \dfrac{I}{2\pi r_0}$ для источника тока

На нижнем электроде $\Gamma_6(r = R_1, l_1 + l_2 \le z \le L) \Rightarrow$ E_z = *(идеальный проводник или)* $E_z = f_2(z$ *для конечной удельной проводимости*

FOR AUTHOR USE ONLY

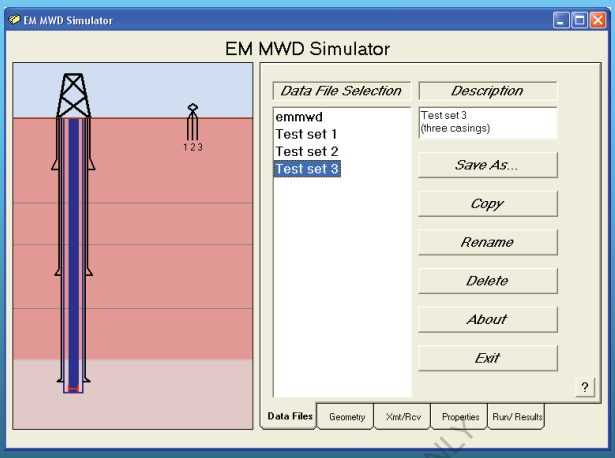
КОНФИДЕНЦИАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Система моделирования ЭМ КПБ



КОНФИДЕНЦИАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

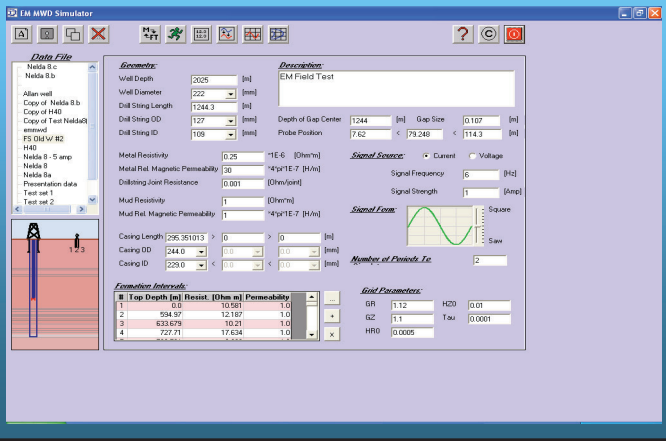
Система моделирования ЭМ КПБ

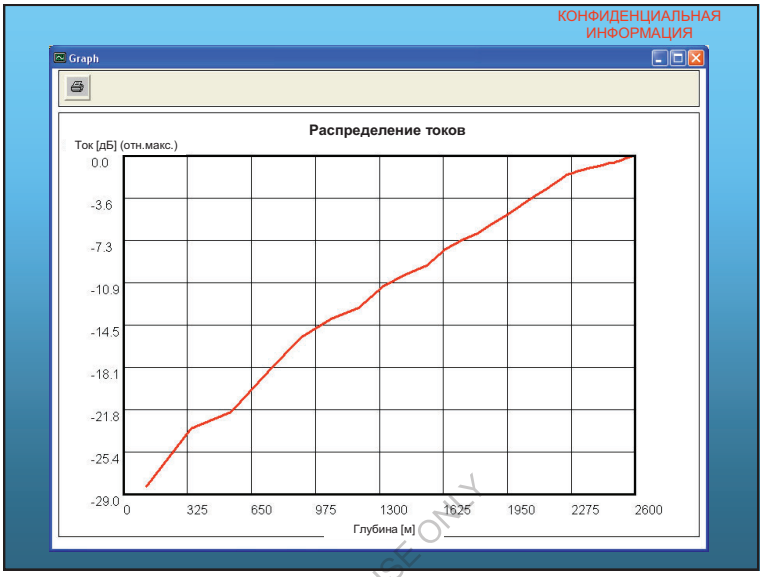


FOR AUTHOR USE ONLY

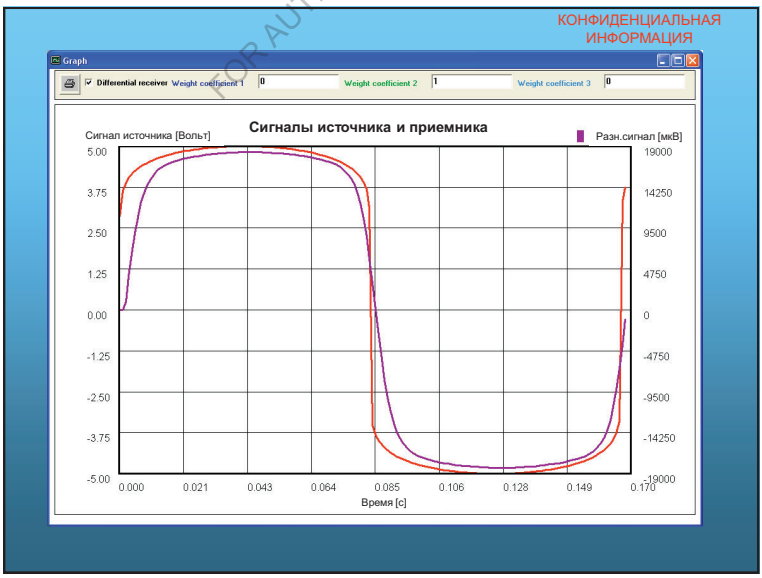
КОНФИДЕНЦИАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Телеметрическая система моделирования ЭМ КПБ для вертикальных, горизонтальных и наклонно-направленных скважин

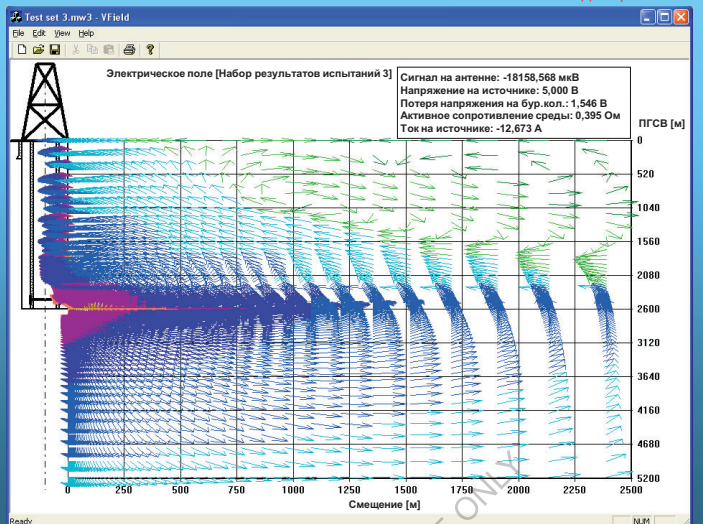




FOR AUTHOR USE ONLY



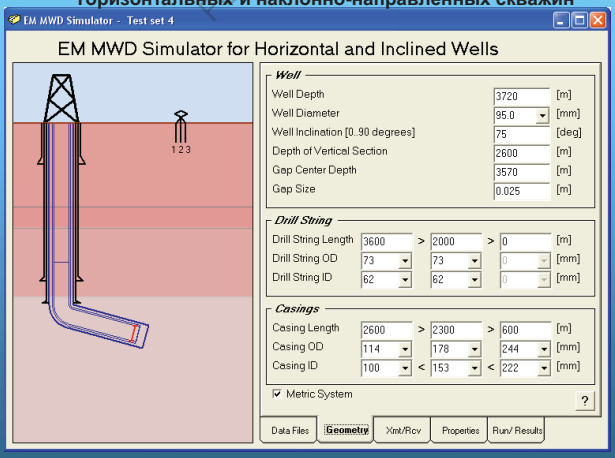
КОНФИДЕНЦИАЛЬНАЯ



FOR AUTHOR USE ONLY

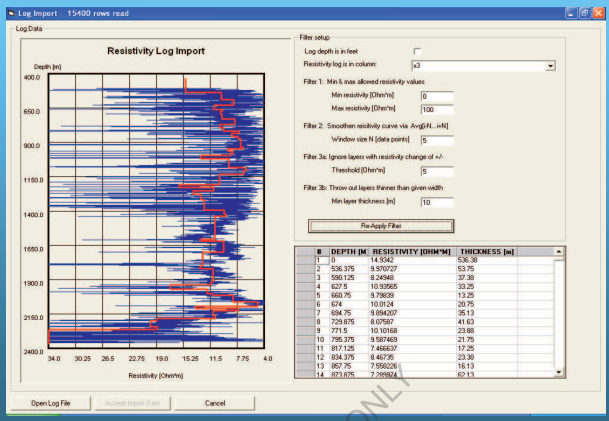
КОНФИДЕНЦИАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Телеметрическая система моделирования ЭМ КПБ для горизонтальных и наклонно-направленных скважин



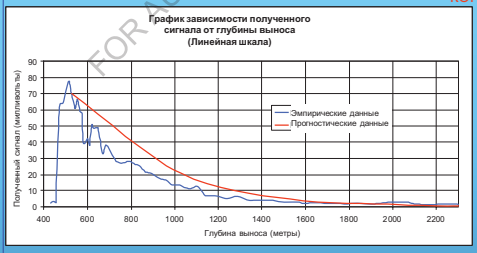
КОНФИДЕНЦИАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

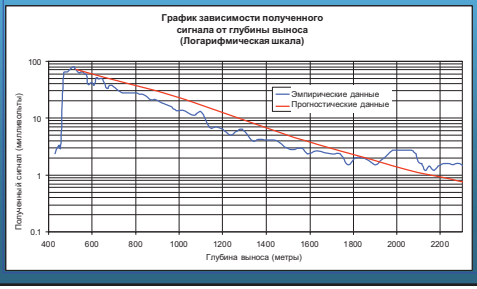
Импорт диаграмм токового каротажа

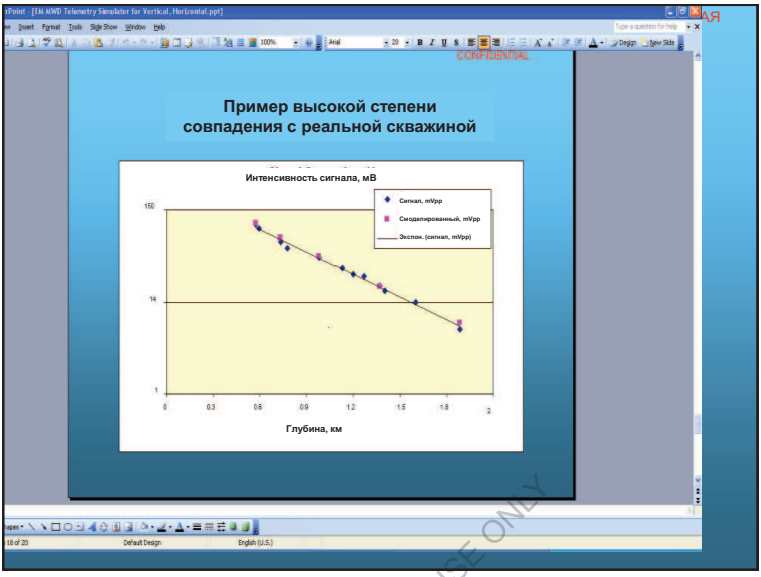


FOR AUTHOR USE ONLY

КОНФИДЕНЦИАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ







FOR AUTHOR USE ONLY

AUTHOR USE ONLY

Актуальность темы и объем изобретения

- Представленное изобретение относится к методу и системе прекращения эксплуатации или "глушения" шельфовой нефтяной скважины после взрыва или выброса, который привел к образованию открытого (нерегулируемого) фонтана газонефтяной смеси из оставшейся части скважины.
- Часто во время буровых или разведочных работ на нефтяных и газовых скважинах возникает проникающее в скважинное пространство газопроявление, которое затем начинает распространяться в затрубном пространстве скважины, вытесняя и замещая буровой раствор.
- Данное явление, если остается незамеченным, может приводить к гидравлическому разрыву пласта, выходу всей жидкости из скважины в пласт-коллектор, наполнению скважины газом и, как следствие, к взрыву и неконтролируемому фонтану.
- Это может являться причиной гибели людей, загрязнения окружающей среды и образованию неконтролируемого фонтана. Такой неконтролируемый фонтан очень трудно подавить, поскольку устье скважины находится под очень большим давлением. По мере того, как морские буровые работы на континентальных шельфах смещаются во все более и более глубокие воды, данная проблема многократно усложняется, если взрыв происходит на глубине.

Продолжение

- Метод предусматривает последовательную установку ограничивающих поток телескопических штанг увеличивающегося диаметра вниз в скважину, чтобы постепенно снижать расход истечения жидкости. Эти штанги соединяются между собой, образуя телескопическую систему.
- Новаторский метод изобретения включает этапы спуска серии штанг, начиная со штанги наименьшего диаметра. Штанга малого диаметра может вводиться в скважину с меньшими затруднениями, чем штанги большего диаметра. После того как самая маленькая штанга установлена на свое место, площадь поперечного сечения скважины, доступная для потока нефти, немного уменьшается. Затем, после первой штанги могут последовательно вводиться штанги большего диаметра. Постепенно большая часть или почти все поперечное сечение скважинной трубы занимается телескопическим блоком, состоящим из этих штанг. После установки ограничивающих поток штанг скважина может герметизироваться закачиванием цемента в пространство, оставшееся между скважиной и блоком штанг.

AUTHOR USE ONLY

Учитывая тот факт, что вес такой штанги может составлять от нескольких сотен килограмм до тысяч тонн, поскольку глубина скважины является большой, сопротивление при введении первой штанги в скважину является незначительным или вообще отсутствует. Учтите, что для введения конца первой штанги может потребоваться вспомогательное центрирование с использованием известных средств. Поскольку общий вес телескопического блока штанг увеличивается, добавление последующих штанг осуществляется без возникновения значительного сопротивления.

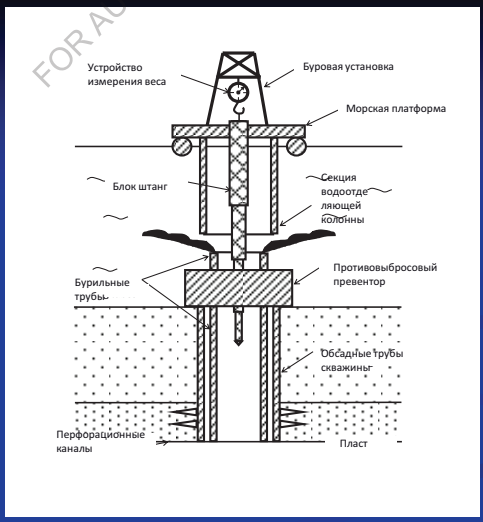
Для метода текущего контроля спуска штанг в скважину может применяться устройство измерения веса, устанавливаемое на надводной платформе. Такие устройства повсеместно используются при спуске любых штанг или труб в скважину. В случае глушения фонтана нефти посредством предлагаемых в рамках данного изобретения методов, данное устройство будет показывать разницу между весом штанг (проталкивание всего блока вниз) и комбинированным значением различных сил, вталкивающих блок вверх.

Окончательный процесс предусматривает использование водоотделяющей колонны, внутренний диаметр которой, в большинстве случаев, равен наружному диаметру скважинной трубы или незначительно превышает этот диаметр. Конец водоотделяющей колонны устанавливается на скважине.

Метод, являющийся объектом изобретения, включает нижеуказанные необходимые и вспомогательные этапы

- Доставка ряда ограничивающих поток штанг 8 разных диаметров с использованием стандартной плавучей буровой установки 7 или судна, имеющегося поблизости от морской платформы 6;
- Размещение секции водоотделяющей колонны 5 над бурильной трубой 4. Внутренний диаметр секции водоотделяющей колонны 5 может незначительно превышать наружный диаметр наружной трубы 4. В результате этого, нижний конец секции водоотделяющей колонны 5 можно будет расположить выше устья скважины на расстоянии нескольких метров. Центрирование и фиксация этой секции водоотделяющей колонны 5 могут выполняться, например, при помощи четырехтросовой оттяжки, прикрепляемой к наружной поверхности устьевого оборудования скважины (см. Рис.1) или иным способом (см. Рис.5)
- Устанавливаем первую ограничивающую поток штангу 8 в секцию водоотделяющей колонны 5. Для этого, первая секция штанги 8 с длиной, которая приблизительно равняется высоте буровой установки или меньше высоты буровой, может спускаться стандартным методом, применяемым для спуска труб. Затем вторая секция штанги 8 прикрепляется к концу первой секции (например, посредством резьбового фиксатора), которая после этого спускается в секцию водоотделяющей колонны 5. Процесс спуска штанг 8 и прикрепления к ним новых секций может повторяться до тех пор пока нижний конец первой штанги 8 не появится подвешенным из нижней части секции водоотделяющей колонны 5. Для гарантии введения бурильной трубы 4, первая штанга 8 в некоторых вариантах конфигурации может иметь меньший диаметр или конусообразный конец;

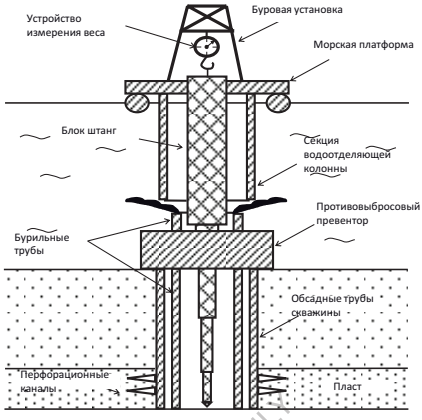
FOR AUTHOR USE



Вводим нижний конец первой штанги 8 в бурильную трубу 4 у устья скважины. Критически важным условием для введение в скважину является поддержание веса штанги 8, превышающим силу ее выталкивания из скважины, по меньшей мере, с небольшим запасом надежности, от 200 до 500 кг. Вследствие своей малой площади поперечного сечения и значительного веса (который может достигать от нескольких сотен килограмм до тысяч тонн), металлическая штанга 8, как правило, без особых проблем вводится в бурильную трубу 4. Однако если осуществить такое введение не получается, вес блока можно увеличивать заменой некоторых верхних секций блока штангами большего диаметра – учтите что длина, диаметр и плотность штанги (в зависимости от выбранного материала) являются переменными, которые могут регулироваться в зависимости от конкретных условий;
После введения в скважину первой (нижней) части блока штанг, имеющей минимальный диаметр, следующий больший диаметр штанги, обычно, начинается на высоте нескольких сотен метров над первой частью.

AUTHOR USE ONLY

- Точное местоположение точки в блоке штанг, где осуществляется увеличение диаметра, выбирается от конкретных условий каждой скважины согласно общему принципу, предусматривающему то, что вес всего блока должен превышать силы, выталкивающие блок из скважины. Когда первая часть телескопического блока штанг вводится в скважину, поток жидкости из скважины снижается вследствие уменьшения полезной площади поперечного сечения;
- Затем в скважину вводятся дополнительные штанги с дальнейшим увеличением диаметра, до тех пор пока первая штанга не достигнет подошвы пласта-коллектора, или диаметр штанги не уравняется с диаметром скважины, что постепенно приводит к уменьшению потока жидкости до минимального значения – см. Рис. 2. В редких случаях, когда диаметр скважины и давление пласта-коллектора являются слишком большими, а глубина скважины незначительной, метод-объект исследования предусматривает использование штанг с более высокой плотностью и весом, чем у стали, например, изготовленных из стали или вольфрама



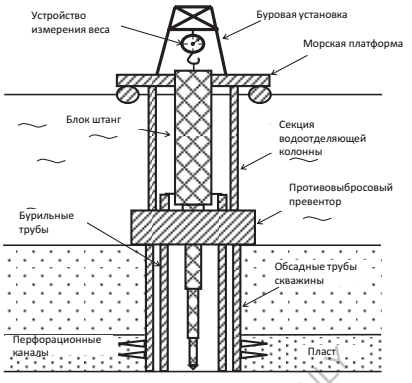
FOR AUTHOR USE ONLY

Данный процесс может продолжаться до тех пор, пока давление на устье скважины и расход жидкости не снизятся до уровней, достаточно безопасных для того, чтобы скважина легко могла быть закрыта с использованием стандартных методов цементирования.

Для консервации скважины, подвесная секция водоотделяющей колонны 5 спускается таким образом, чтобы верхняя секция бурильной трубы 4 соединилась с нижней частью секции водоотделяющей колонны 5 (Рис.3). Дополнительное сопротивление подвешенной секции водоотделяющей колонны 5, соединяющей устье скважины с буровой установкой 7, дополнительно уменьшает расход и устьевое давление у поверхности моря. Теперь можно выполнить цементирование скважины (Рис.4). Цементный раствор подается через устьевое оборудование и может проталкиваться в скважину до тех пор, пока не достигнет забоя, не проникнет в затрубное пространство скважины и не покроет перфорированную секцию 9 обсадной колонны, из которой истекает нефть. После затвердевания цемента поток из скважины полностью перекрывается;

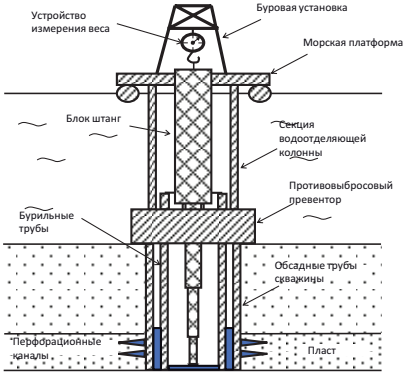
После этого секция водоотделяющей колонны 5 может отделяться (изолироваться) от скважины. В некоторых вариантах конфигкрации, по меньшей мере, часть цемента может просачиваться через зазор между верхней подвесной секцией водоотделяющей колонны 5 и бурильной трубой 4, обеспечивая, таким образом, герметичность их соединения.

Спуск секции водоотделяющей колонны



AUTHOR USE ONLY

Цементирование



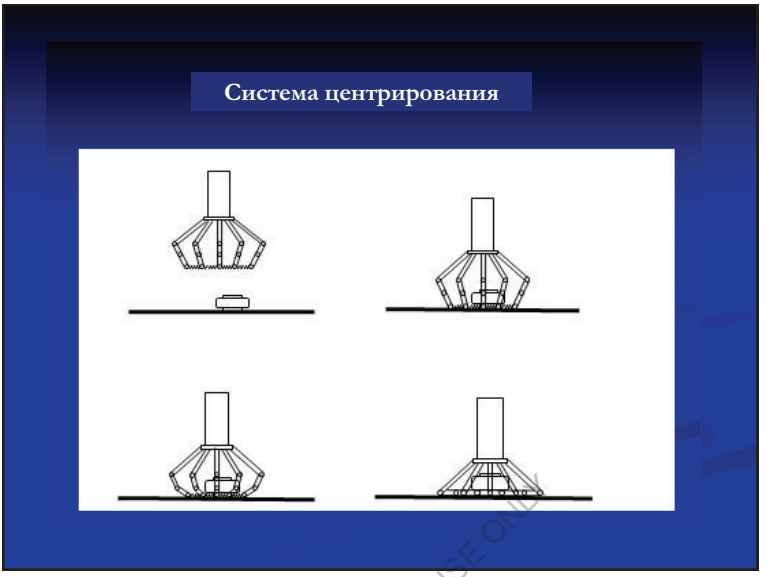
Основные преимущества метода

- Цель представленного исследования заключается в выполнении глушения скважины безопасным, быстрым и недорогим способом, чтобы предотвратить большие экологические и финансовые потери, которые обычно связаны с ликвидацией выбросов на шельфовых скважинах.
- Некоторые преимущества метода вытекают из стандартных слабых сторон шельфового бурения: 1) на дне моря отсутствует возможность возникновения открытого огня; 2) давление на дне океана достигает тысяч фунтов на квадратный дюйм в месте истечения жидкости; 3) Мы всегда можем определить вес блока штанг, которые можно ввести в скважину.
- Ценность этого метода сильно возрастает в случае его применения при шельфовом бурении, когда связанные с выбросами и взрывами аварии на морских буровых платформах могут приводить к наиболее дорогостоящим осложнениям, оцениваемым в миллиарды долларов.

AUTHOR USE ONLY

Краткое описание биографии и профессионального опыта д-ра С. Цейтлина

- Д-р С. Цейтлин закончил Московский инженерно-физический институт, получив степень магистра физических наук.
- Он начал свою карьеру в Научно-исследовательском институте космической промышленности № 1 в качестве научного сотрудника в лаборатории ядерных и плазменных двигателей.
- В это же время он заканчивает Московский государственный университет и получает степень магистра математики.
- Через три года д-р С. Цейтлин защитил диссертацию, написанную по результатам проделанной им научно-исследовательской работы, получив степень кандидата физических наук.
- В 1992 году он защищает вторую диссертацию на получение степени доктора наук в области газонефтедобычи, тема диссертации: "Методы обнаружения газопроявления на ранней стадии и термогидродинамические расчеты в геофизических и геотехнических исследованиях скважин.
- За время своей профессиональной карьеры, д-р Цейтлин разработал ряд инновационных методов и технологий в области геофизических, геотехнических и гидродинамических научных исследований на нефтяных и газовых скважинах (посетите сайт www.tseytlin-consulting.com)



FOR AUTHOR USE ONLY

Метод Оптимизации Работы Системы Скважина-ЭЦН , Эксплуатирующей одновременно Два Пласта

Руководство Пользователя Симулятора (Optimum)

1. Назначение и Возможности Симулятора.

Симулятор Optimum позволяет оценить эффективность применения DLA технологии к данной скважине . Он позволяет вчастности определить:
- забойные давления обоих пластов;
- их дебиты , суммарный дебит скажины , водосодержание продукции;
- напор насоса;
- давление и газосодержание на входе насоса;
- динамический уровень скважины;
- определить оптимальную глубину и производительность насоса (в случае необходимости);
- регулировать забойные давления и дебиты с помощью гидрозадвижки;
- производить анализ работы каждого пласта в отдельности, отключая один из пластов;
- по получененому напору с помощью диаграмм, определить частоту питания насоса.

FOR AUTHOR USE ONLY

2. Установка.

Программа Optimum может быть установлена на компьютеры с операционной системой Windows XP SP2 или новее. При установке сначала будет скопирована .NET Framework 4.0 (если ее еще нет на компьютере), а затем сама программа. После установки программы, в стартовом меню и на рабочем столе появятся иконки для ее запуска.

3. Интерфейс.

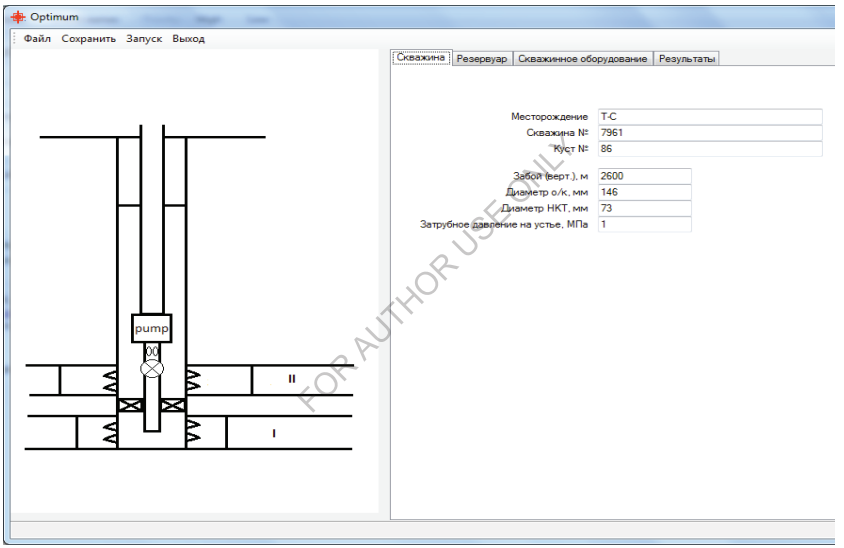
На верхней части окна находятся кнопки для управления программой: Файл, Сохранить, Запуск и Выход. Слева изображена схема системы, включающая скважину с перфорированным участком, НКТ с насосом и пласты. Справа находятся несколько страниц с входными данными, а также страница результатов.

3.1. Управление Файлами

Программа может сохранять исходные данные и результаты вычислений в нескольких файлах с одним и тем же именем, но с разными типами (расширениями). Например, Optim.dat (данные.
Для того, чтобы переключиться на другой ранее созданный файл с данными, и также загрузить ранее полученные из него результаты вычислений, можно

воспользоваться кнопкой Файл. Если ее нажать, откроется окно для выбора файла, и после выбора произойдет загрузка.
Новые файлы можно создавать путем создания копии текущего файла при помощи кнопки Сохранить. После нажатия кнопки появится диалоговое окно, где копии можно дать новое имя.

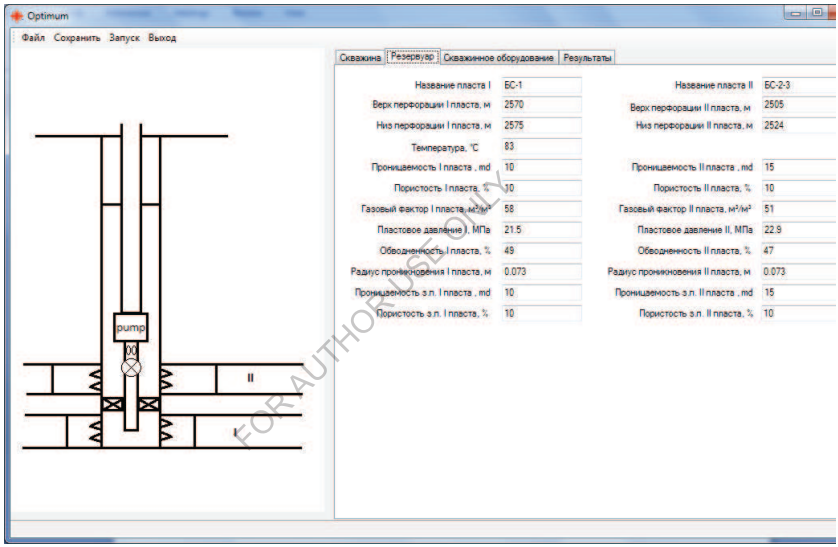
3.2 Исходные данные модели: Скважина



FOR AUTHOR USE ONLY

- Название месторождения
- Номер скважины
- Номер куста
- Глубина скважины (м)
- Диаметр обсадной колонны (мм)
- Диаметр НКТ (мм)
- Затрубное давление на устье (МПа)

3.3 Исходные данные модели: Резервуар



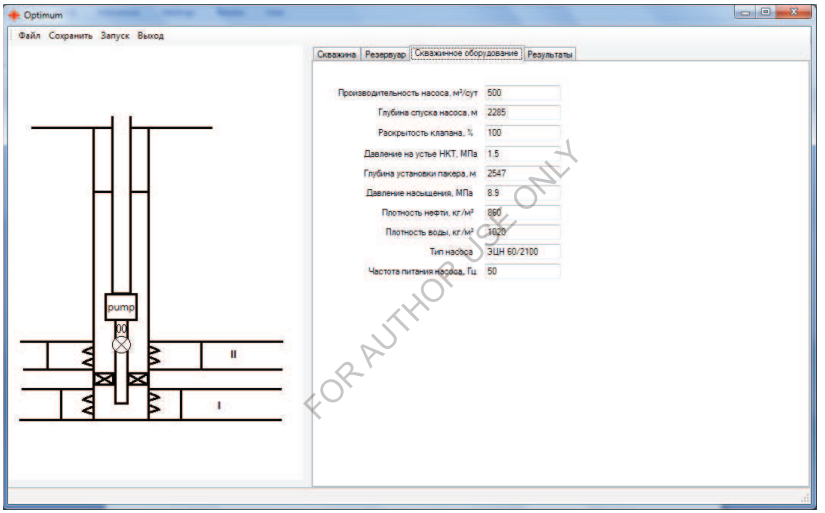
FOR AUTHOR USE ONLY

Отдельно для пласта 1 (нижнего) и такие же данные для 2 (верхнего):
- Название пласта
- Верх перфорации пласта (м)
- Низ перфорации пласта (м)
- Средняя Температура (°С)
- Проницаемость пласта (мд)
- Пористость пласта (%)
- Газовый фактор пласта ($м^3/м^3$)

- Пластовое давление (МПа)
- Обводненность (%)
- Радиус зоны проникновения (м) (в случае отсутствия ЗП , радиус равен радиусу скважины).
- Проницаемость зоны проникновения пласта (мд)
- Пористость зоны проникновения пласта (%)

3.4 Исходные данные модели: Скважинное оборудование

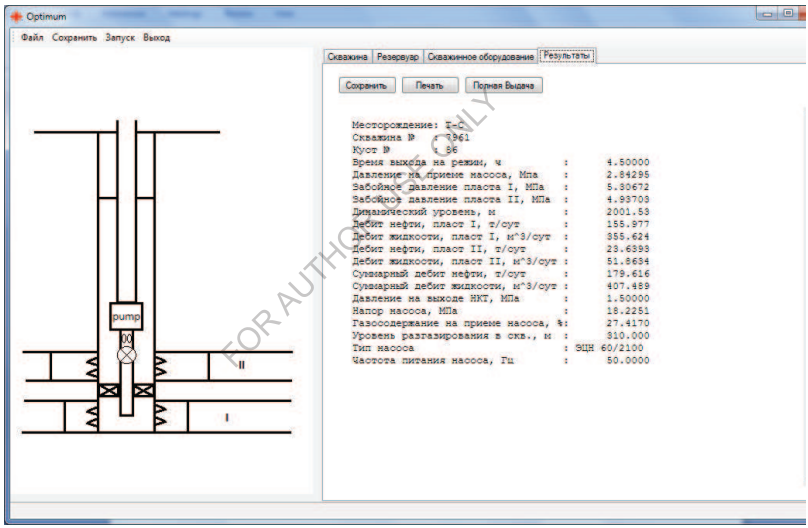
-



-Производительность насоса ($м^3$/сут) -
- Глубина спуска насоса (м)
- Раскрытость клапана (%) – площадь раскрытости по отношению к площади якоря
- Давление на устье НКТ (МПа)- (буфферное давление)
- Глубина установки пакера (м)
- Давление насыщения нефти (МПа)
- Плотность нефти (кг/$м^3$)
- Плотность воды (кг/$м^3$)
- Тип насоса

- Частота питания насоса (Гц)

Работа с результатами вычислений



На странице результатов можно увидеть выдачу с самыми важными результатами вычислений:
Время выхода на режим
Давление на приёме насоса
Забойное давления первого и второго пласта
Динамический уровень в скважине
Дебит нефти первого и второго пласта
Дебит жидкости первого и второго пласта

Напор насоса
Газосодержание флюида на входе насоса
Уровень разгозирования
Тип насоса
Частота питания насоса,

а также кнопки:
- Посмотреть результаты моделирования .
- Сохранить результат в отдельный файл
- Распечатать результат на принтере

FOR AUTHOR USE ONLY

Translate

Список альтернативных ТОР применений для увеличения дебита нефти и повышения нефтеотдачи скважин

1. **Основное применение**: Поддержание забойного давления в скважине на предварительно рассчитанном оптимальном Popt уровне для получения максимальной текущей добычи нефти и повышения конечной нефтеотдачи пластов для хскважин , удовлетворяющих критериям ТОР приложений (эти критерии четко перечисленных в ТОР описание). Это в основном достигается за счет следующих явлений:

a. Уменьшения скин-эффекта в ближней зоне скважины

b. Снижения водянных / газовых конусов возникших в ближней зоне пласта.

c. Поддержание хорошей подвижности нефти необходимой для эффективного производства путем растворения чрезмерного газа в призабойной зоне пласта .

FOR PERSONAL USE ONLY

Есть много скважин по всему миру, которые подходят для этой технологии, и количества таких скважин постоянно растет, так как глубина бурения увеличивается, т. е. газовый фактор возрастает. Когда скважины становятся старше, увеличивается газовый фактор, поэтому - если сегодня эти скважины не являются подходящими для ТОР, они могут быть пригодны в самом ближайшем будущем (наиболее вероятные регионы это Россия, Мексика, Северное море, Ближний Восток). Эта тенденция увеличения газового фактора и водосодержания упоминается в многочисленных профессиональных изданий по этому вопросу.

2. **Восстановление коэффициета продуктивности** в близлежащей зоне скважины за счет уменьшения скин-эффекта и снижения газ / водо конусов путём . помещения скважиннго прибора в скважину в течении относительно короткого периода времени, а затем удаления его получаем увеличение текущего дебита нефти (у нас есть практические примеры этого положительного эффекта на оффшорной скважине в Мексиканском заливе)..

3. **Оживление "мертвой скважин**", которые были закрыты из-за чрезвычайно высокого (ГФ > 10 ^ 4 М ^ 3 / м ^ 3). У нас был такой случай с ТОР в Туркменистане, когда ранее закрытая скважина (№ 469) начала производить 12-15 тонн нефти в день после ТОР инструмент был установлен (3 месяца после того, также как скважина была закрыта из-за неэффективности и большого ГФ).

4. **ТОР стабилизирует режим работы скважин** , что может дать

значительный положительный эффект на добычу нефти (этот эффект объяснен в новом патенте, где приведены все детали по этому вопросу).

5. На основании эффекты, перечисленные в пунктах 1-4 выше, ТОР может быть эффективно использована для производства нефти из тонких колец нефти (нефтянных оторочек газового пласта) в соответствующих скважинах. Речь идет о миллиардах тонн нефти, которые не могут быть добыты в настоящее время из-за отсутствия подходящей эффективной технологии.

6**. ТОР может помочь улучшить производство нефти на насосных скважин**, которые часто не могут быть должным образом использованы из-за неспособности штанговых и электрических насосов работать в нужном режиме при высоких ГФ. Использование скважинных систем слежения на основе ТОР технологии может помочь в решение этого вопроса .

7. ТОР может помочь увеличение дебита на газоконденсатных месторождениях. Как и в нефтяных скважинах , скин-эффект часто имеет место в ближайшей зоне пласта скважины . Можно показать, что в этих случаях ИК кривые также имеют максимум, то есть существует оптимальное давление забоя. Если это давление сохраняется, в настоящее время дебит продукции и конечной коэффициент нефтеотдачи может быть увеличен и оптимизирован.

FOR VIEWING ONLY

FOR AUTHORIZED ONLY

Novel Patented Acoustic Methods and Devices Early Detection Gas Kick And Determinate Its Parameters Such As Its Location, Speed, Size, Time Out Of The Well Exit, Overpressure Pressure Of Formation.

FOR AUTHOR USE ONLY

Simon Tseytlin

Dr. of Sc., Chief Scientist

Tseytlin Consulting Inc.

1. Goals of the Invention

Was developed TCI system for gas-kick detection and prevention of well explosion provides methods and devices for early detection of a forming gas kick, as well as for continuous characterization of the changing parameters of the gas-kick during its ascent to the surface, including its size, position along the well, gas content, speed, abnormal formation pressure, content H2S and projected time of arrival at the surface. Gaining accurate and reliable knowledge of these parameters is critical in taking timely steps to deal with washing the gas kick, which will lead to reduce or elimination of the risk of an uncontrolled blowout and wells explosion. If a formation starts producing a gas pack during drilling due to overpressure it is necessary to quickly introduce counter-measures to prevent a full-scale blowout.

FOR AUTHOR USE ONLY

2. Problems Solved

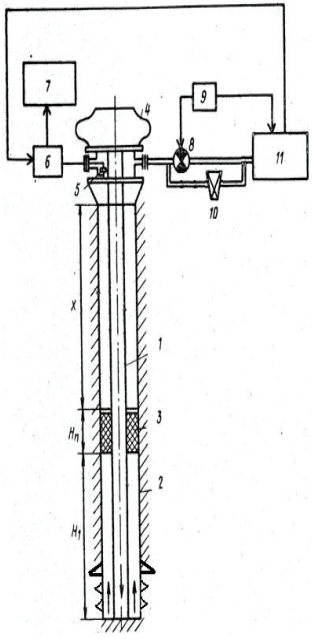
TCI technology allows to solve the problem.

The TCI solution employs the same principles as those of hydrodynamic sonar. Elastic pressure waves lasting about 5-10 seconds are created periodically with a frequency of 1-10 minutes at the head of the annular hole. The waves spread down the annular space of the well with the speed of sound (1200-1500 m/sec) and are reflected from the top and the bottom of the gaseous pack (the gas kick). A receiver located at the head of the annular space picks up the reflected waves. Very accurate knowledge of the wave propagation velocity and the arrival times of reflected waves from the boundaries of the gaseous pack enable the calculation of the position and size of the gaseous pack in the wellbore.

A fast-acting on-off valve is among the novel components of the TCI solution. The valve is located between the collecting reservoir for drilling mud and the exit from the annular space of the well below the preventer. Rapid opening and closing of the valve permits abrupt changes in the flow resistance in the outgoing pathway of the drilling mud but does not completely obstruct the flow.

For personal use only

Continue



Repeat measurements enable determination of the changing position of the gas kick, its speed, and from that, a projected time of arrival at the surface. (Note that if there is no gaseous pack the receiver will record the reflected wave from the bottom of the well. It will also be recorded with the gaseous pack) .

This in turn allows for reliable prevention of uncontrolled gas kick blowout, well explosions and improved safety of well operation. This is important for offshore wells, where an explosion can lead to an uncontrolled blowout, allow to significantly decrease possibility of accidents while drilling and to accelerate borehole building and significantly increase efficiency and safety of drilling.

In addition, this method and the associated device will make it possible to detect gas packs made of hydrogen sulfide gas, that are even more dangerous than the regular gas packs because the gas is highly toxic.

- Fig.1

FOR AUTHOR USE ONLY

Explanation of Method

A rapid opening of the valve creates a negative pressure wave, which proceeds down the annular space of the well. They wave may encounter a gas kick, in which case two reflected waves are generated (from the upper and lower boundaries). The data acquisition unit is configured to detect the time of arrival of the wave reflected from the upper end of the gas kick.

The purpose of the TCI prevention device is to increase the efficiency of gas-kick detection and the accuracy of determination of gas-kick parameters such as volume and speed of ascent to the surface, to enable control, and to thereby reduce the probability of an uncontrollable gas-kick blowout and explosion.

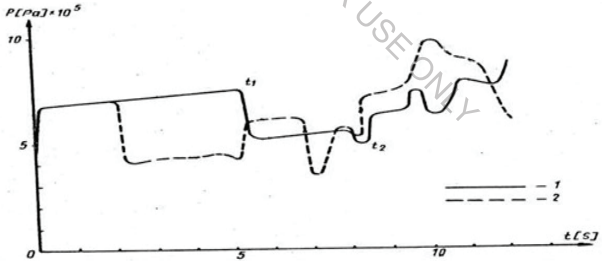
FOR OXY USE ONLY

Foundations of the theory, on which the method is based (propagation, attenuation and reflection of elastic waves of pressure in a long channel)

A detailed description of the solution is obtained for the problem of propagation, attenuation and reflection of elastic waves of pressure in annular and circular channels, containing non-Newtonian liquid and a gaseous pack. Detail is contained in the article of Dr. S. Tseytlin. "Propagating pressure waves in a long vertical channel containing a gaseous pack." Engineering and Physics Journal, Volume 58, January 1990, p. 20-26.

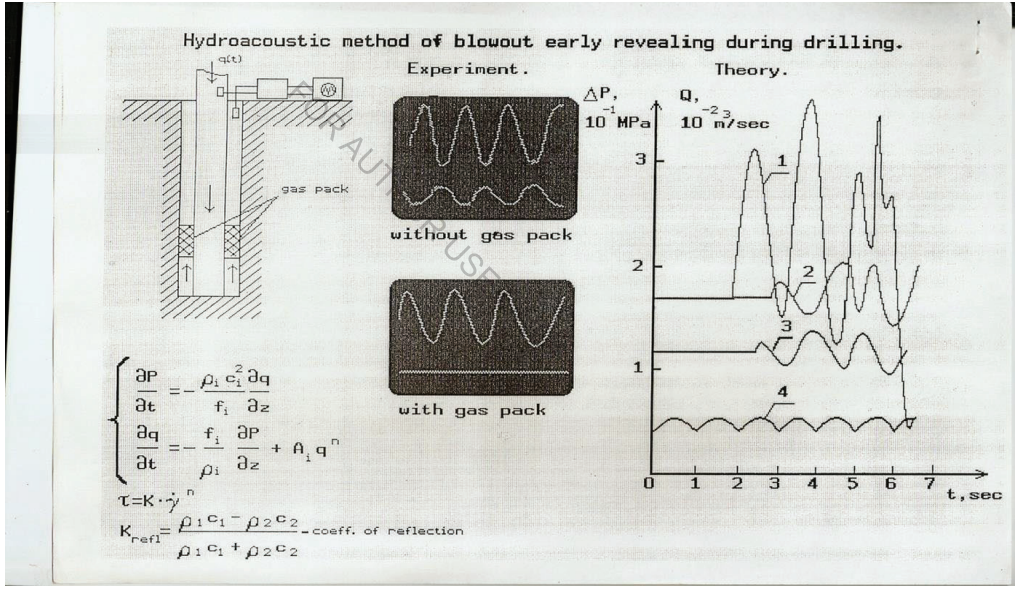
FOR AUTHOR USE ONLY

Fig.2

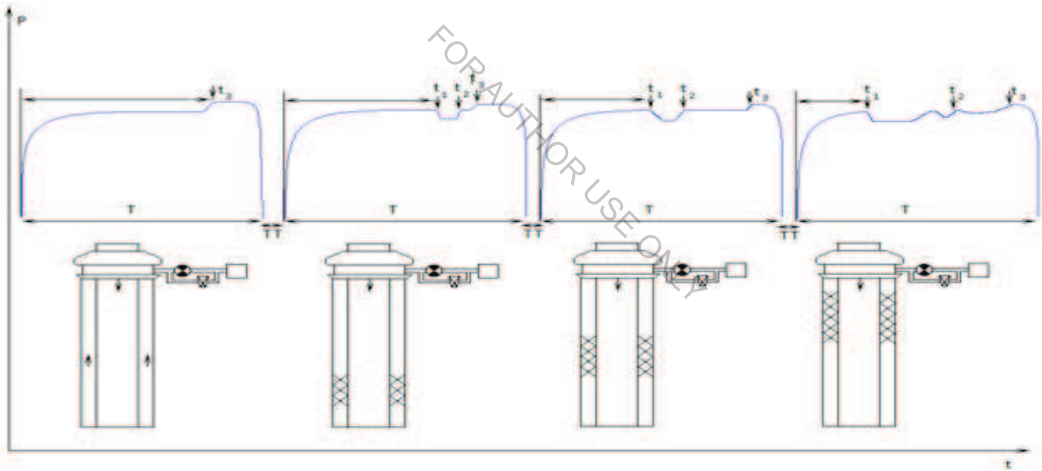


- The reflection coefficient from boundaries of gaseous pack depends from densities and compressibility's fluids.
- The speed of sound in gas-liquid mixture is less than in pure gas. This guarantees that reflection coefficient at the borders of the gas kick is strong enough. A simulator was created, that shows the charts of propagation, attenuation and reflection of elastic waves of pressure in a well containing a gas kick.

Block diagram of the device for early detection of gas kick by measuring attenuation noise of mud pump (Fig.3)



Pictures on Fig. 4 were produced based on simulation:

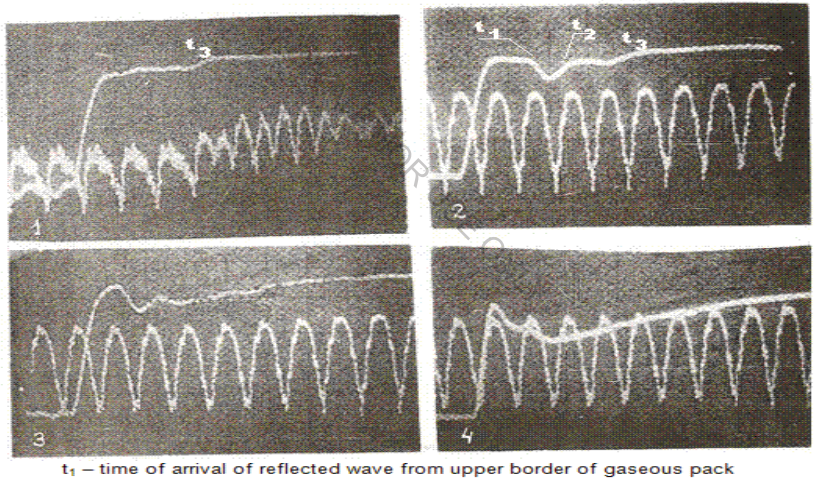


FOR AUTHOR USE ONLY

T=(5-10) sec – length of pulse; TT=(10-30) min – time between pulses;
t1-time of arrival of reflected signal from top of gas kick;
t2-time of arrival of reflected signal from bottom of gas kick;
t3-time of arrival of reflected signal from bottom hole;

Fig. 5 was obtained during an experiment.

Results of Experiment of Gas Kick Detection and Localization Hydroacoustic Method.



t_1 – time of arrival of reflected wave from upper border of gaseous pack
t_2 – time of arrival of reflected wave from lower border of gaseous pack
t_3 - time of arrival of reflected wave from bottom hole

Method extension

The present invention enhances the capability of this method by allowing additionally to determine the value of **formation overpressure and to detect hydrogen sulfide** gas packs, providing the critical extra data needed to prevent a blowout. The present invention can be used when drilling onshore and offshore oil wells. It will allow to prevent blowouts and well explosions, which usually cause human losses, damage to environment and are hard and expensive to suppress.

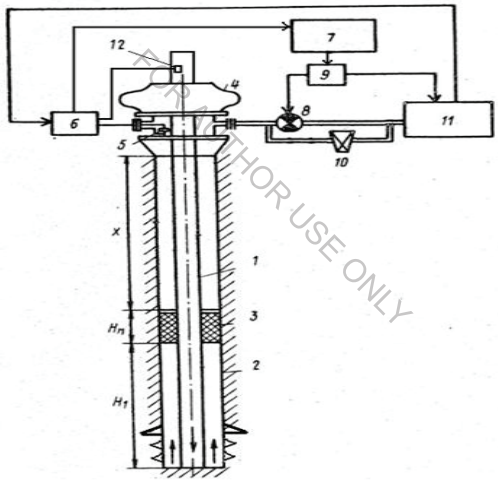
FOR AUTHOR USE ONLY

Short description of Method

In case a gas pack starts forming at the bottom hole due to overpressure it is very important to find out formation pressure with the highest precision possible. This will allow you to determine the best density of drilling mud to be pumped into the well in order to on one hand, stop the gas forming at the bottom hole, and on the other hand to prevent catastrophic hydro fracturing of the formation. If the chosen density of the mud is not high enough, it will not be able to stop formation of the gas pack at the bottom hole, and may cause a full-fledged blowout and explosion. If the density of the mud is too high, it may cause hydro fracturing of the formation, in which case the mud will escape into the fractured formation, increasing the flow of gas into the well, and again causing a blowout and an explosion.

FOR AUTHOR USE ONLY

Draft of the device for realize Methods



FOR AUTHOR USE ONLY

Fig.6 shows a diagram of the device whose main elements are 1 - drill pipe, 2-well, 3 – gaseous pack, 4 – preventer (BOP) , 5 - pressure sensor, 6 – registration device, 7 - computer, 8 - quick-acting valve, 9 - control unit , 10 – adjustable chock , 11 - containers with mud. 12 - pressure sensor.

Implementation Steps

Quick release valve (8) operates under the influence of the control unit (9), sharply altering the flow cross-section area of the total canal, connecting the annular space (2) of the well with mud reservoir (11), This results in a pressure wave that travels down the annular space of the well and is partially reflected from the upper and lower boundaries of the gaseous pack (3). The pressure sensor (5) registers arrival of the reflected wave, recording device (6) captures arrival times of reflected waves t1, t2 and sends them to the computer (7), which identifies all the current values of the parameters as required for secure removal of the gas kick from the well.

Here are the steps necessary when using the presented device (Fig.4) to measure the formation pressure removal of the gas kick from the well:

1. The device, which includes a quick-acting valve (8), is installed under the BOP (4) in the killing tube and is used to generate a periodic pressure pulse that travels down the well and is reflected from the bottom hole, and also from the upper and the lower borders of the gas pack, if present. The period of the pressure pulse is chosen in order for the reflections of the generated signal to subside, estimated at 10-15 seconds. The following steps are performed automatically by the device controller (9) and the signal analysis software.
2. The reflected signal is captured by a pressure sensor and is analyzed by the computer (6) in order to detect the gas pack reflections. When the gas pack is detected, the drilling stops, BOP is closed, and the pump performance is reduced.

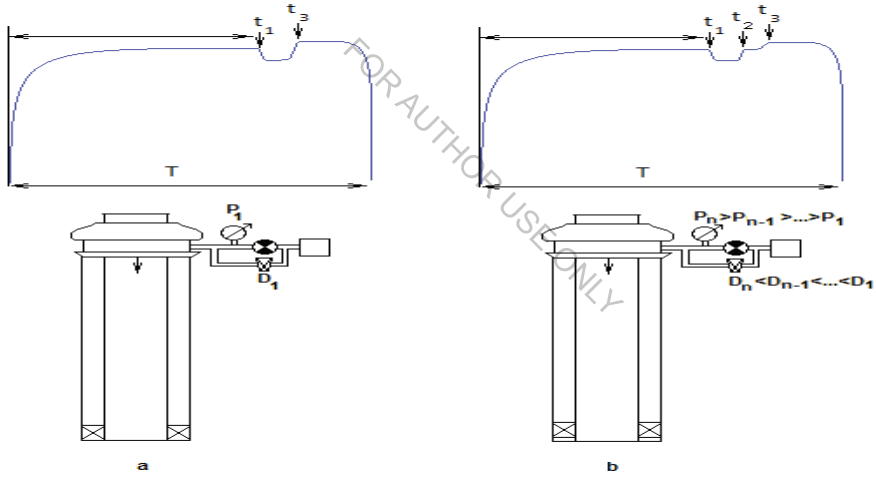
FOR FURTHER USE ONLY

Continue

- 3. The reflected signal will contain reflections from the bottom hole and from the upper border of the gas pack (2a). The reflection from the bottom border of the gas back will be missing since the gas pack is still being formed by formation at the bottom hole.
- 4. Choke diameter is automatically reduced to D2 (for example by 1 mm per minute). This causes the downhole pressure to increase, gradually suppressing the overpressure of formation. The pressure pulse is generated again. At this point, you may or may not get a reflection from the bottom border of the gas pack.
- 5. We will continue reducing the choke diameter until we get a good reflection from the bottom border of the gas pack (b). This indicates that the gas pack has stopped forming at the bottom hole, and that the downhole pressure resulting from the choke position has increased where it has become slightly higher than the formation pressure.
- 6. Finally, to determine the approximate formation pressure, we will add pressure measured by sensor (5) on Fig.3 immediately before the choke to the pressure generated by all the heavy drilling mud in the annulus between the gas pack and the choke. Since the gas pack velocity is very slow in the beginning, we will have plenty of time to determine formation pressure this way, and it will be very precise. Knowing the formation pressure, it is possible to determine the best density of mud to use in order to suppress the overpressure.

FOR AUTHOR USE ONLY

Pictures for explanation of Method



FOR AUTHOR USE ONLY

Fig. 7

Detecting hydrogen sulfide gas (H2S) or carbon dioxide gas (CO2)

As far as detecting hydrogen sulfide gas (H2S) or carbon dioxide gas (CO2) inside gas packs, due to their higher solubility compared to hydrocarbon gases, they start forming not at the bottom hole like a regular gaseous packet, but somewhere on the way to the top of the well, where the bubble point pressure is reached. When they are initially detected, the reflections from both borders of the gaseous pack will suddenly appear. See Fig.6 for an example of the received reflected signal. Because the gas pack appears further up in the well, this leaves less time to react and to introduce countermeasures, and in case of blowout can cause higher losses in terms of human lives, environmental damage and equipment loss, since hydrogen sulfide gas is poisonous and corrosive.

COPYRIGHT PROPERTY ONLY

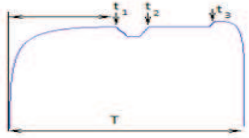


Fig. 8

The present device allows detecting these gas packs, and since they will initially appear not at the bottom hole, but higher up in the well, and since they will immediately have signal reflections from both the top and the bottom borders, you can make the call about these gases H2S or CO2 being present in the gas pack, and make the correct decision about countermeasures.

Main Advantages of the Methods

- 1. Thus the proposed methods can prevent blowouts and explosions at the rig. The device for its implementation leads to a safer and higher quality drilling.
- 2. This is especially true, and important, when drilling with minimal depression on the formation or drilling at equilibrium, the use of which significantly increases the speed of commercial use of well, improves the efficiency of geological drilling by reducing the invasion zones.
- 3. This greatly reduces the risk of pollution of ecological environment and employees loss of life.
- 4. The value of this method is greatly increased in its use in offshore drilling, where the emergence of blowouts and explosions on offshore platforms can lead to the costliest complications amounting to billions of dollars.
- 5. The technologies provide the critical set of data for real-time operation centers and real time well monitoring.

FOR AUTHOR USE ONLY

A Brief Overview of Background and Expertise of Dr. S. Tseytlin

- Dr. S. Tseytlin graduated from the Moscow Institute of Physics Engineering with an MS degree in Physics.
- He began his career in the Research Institute of Space Industry #1 as a Scientific Research Associate in the laboratory of nuclear and plasma engines.
- At the same time, he graduated from the Moscow State University with an M.S. degree in Mathematics.
- Three years later he completed a dissertation based on his research work and achieved the Ph.D. degree in Physics.
- In 1992 he completed second dissertation for Doctor of Science in Petroleum Engineering entitled “Methods of Early Detection of Gas Kicks and Thermo-hydrodynamic Calculations of Geophysical and Geo-technological Research of Wells”.
- During his career Dr. Tseytlin developed a number of novel methods and technologies in geophysics, drilling and production research of oil and gas wells. (see www.tseytlin-consulting.com)
- As result he published more than 100 scientifically Articles, created more than 30 Patents, participated more than 50 Internecinal Scientifically Conferences.

FOR AUTHOR USE ONLY

REFERENCES

Methods and devices for maximizing oil production and oil recovery for oil wells with high gas-to-oil ratio, Simon Tseytlin, David Tseytlin, 2019

Acoustic methods and devices for determining the value of formation overpressure during drilling and for detecting gas packs containing hydrogen sulfide gas, Simon Tseytlin, David Tseytlin, 2018

Methods and devices for restoring control and resuming production at an offshore oil well following an uncontrolled fluid release after an explosion, Simon Tseytlin, David Tseytlin, 2013

Method and alignment system for killing an uncontrolled oil-gas fountain at an offshore oil platform using a telescopic rod assembly, Simon Tseytlin, Alexey S. Kashik , 2013

METHODS AND DEVICES FOR DETERMINATION OF GAS-KICK PARAMETRS AND PREVENTION OF WELL EXPLOSION , Simon Tseytlin, 2012

FOR AUTHOR USE ONLY

Оглавление

Система оптимизации добычи нефти 1

МЕТОДЫ И УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВЗРЫВА НА СКВАЖИНЕ 23

Телеметрическая система моделирования электромагнитного каротажа в процессе бурения (ЭМ КПБ) для вертикальных, горизонтальных и наклонно-направленных скважин 33

Метод глушения открытого фонтана попутного газа, возникающего после взрыва на морской нефтепромысловой платформе, с использованием елескопического блока штанг 41

Метод Оптимизации Работы Системы Скважина-ЭЦН , Эксплуатирующей одновременно Два Пласта 49

REFERENCES.....76

FOR AUTHOR USE ONLY

FOR AUTHOR USE ONLY

Buy your books fast and straightforward online - at one of world's fastest growing online book stores! Environmentally sound due to Print-on-Demand technologies.

Buy your books online at
www.morebooks.shop

Kaufen Sie Ihre Bücher schnell und unkompliziert online – auf einer der am schnellsten wachsenden Buchhandelsplattformen weltweit! Dank Print-On-Demand umwelt- und ressourcenschonend produzi ert.

Bücher schneller online kaufen
www.morebooks.shop

KS OmniScriptum Publishing
Brivibas gatve 197
LV-1039 Riga, Latvia
Telefax: +371 686 204 55

info@omniscriptum.com
www.omniscriptum.com

OMNIScriptum

FOR AUTHOR USE ONLY

FOR AUTHOR USE ONLY