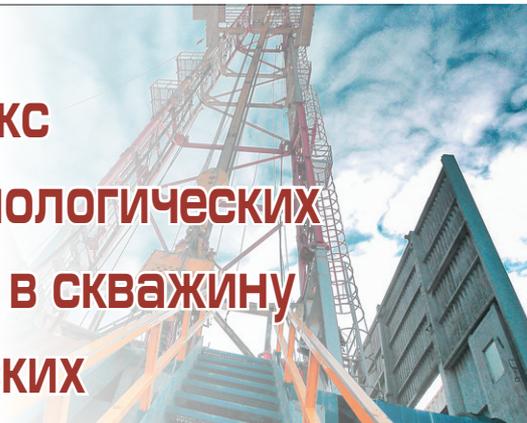




Аппаратно-методический комплекс для оптимизации и контроля технологических процессов закачивания раствора в скважину при проведении геолого-технических мероприятий



А.Н. КОРОТЧЕНКО,
директор
In_tech@bk.ru

ООО «ИнТех»

А.А. КИСЛИЦЫН,
д.ф.-м.н., профессор

ФГБОУВО «ТюмГУ»

С.В. ЛАРИН,
зам. начальника управления СТиС

ООО «Юганскнефтегаз»

Е.Б. РОЗЕНБЕРГЕР,
начальник управления текущего
и капитального ремонта департамента
нефтегазодобычи

ПАО «НК «Роснефть»

A. KOROTCHENKO, «InTech» LLC
A. KISLITSYN, FGBOUVO «TumSU»
S. LARIN, «Yuganskneftegaz» LLC
E. ROZENBERGER, «NK «Rosneft»
PJSC



Инновационные
Технологии

ООО «ИнТех»
Тел/факс: +7 (3452 534-009)
Email: s.intech@mail.ru
<http://www.togc.info>
www.intechol.com

Созданный аппаратно-методический комплекс позволяет осуществлять в реальном времени контроль над технологическим процессом глушения скважины, а также минимизировать объем ЖГ, поглощенной призабойной зоной пласта. Разработанная методика пригодна для определения оптимальных параметров глушения скважин, как при прямом, так и при обратном способах закачки ЖГ в скважину, с удовлетворительной точностью подтверждается натурными экспериментами, и может быть использована при расчетах и моделировании операций ремонтно-изоляционных работ, установки блокирующих пачек и т.д.

Ключевые слова: глушение скважин, жидкость глушения, контроль параметров, фильтрация в пласт, избыточное давление, оптимизация, имитационная модель

HARDWARE-METHODICAL COMPLEX FOR OPTIMIZATION AND CONTROL OF TECHNOLOGICAL PROCESSES OF PUMPING A SOLUTION INTO A WELL DURING GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES

The created hardware-methodical complex allows real-time control over the technological process of damping the well, as well as to minimize the volume of ZG absorbed by the bottomhole formation zone. The developed technique is suitable for determining the optimal parameters for damping wells, both in direct and reverse ways of ZG injection into the well, with satisfactory accuracy is confirmed by field experiments, and can be used in calculations and modeling of repair and insulation operations, installation of blocking packs and.

Keywords: killing sin, glue liquid, control parameters, filtering in place, overpressure, optimization, simulation model

Процесс проведения геолого-технических мероприятий в скважинах [1 – 3] начинается с операции глушения скважины с целью обеспечения безопасного проведения всех дальнейших работ. Глушение производится путем замещения в стволе скважины добываемой жидкости на жидкость глушения (ЖГ), назначение которой заключается в обеспечении необходимого давления на пласт, исключающего самопроизвольный выброс пластовой жидкости и газа. В качестве ЖГ обычно используются минерализованные растворы (чаще всего CaCl_2 или NaCl), плотность которых рассчитывается для каждой скважины индивидуально. Одной из проблем, возникающих при операции глушения, является частичное проникновение ЖГ в интервал

перфорации скважины, из-за чего происходит ухудшение коллекторских свойств нефтенасыщенного интервала пласта.

Наиболее распространенное выполнение операции глушения – закачка ЖГ через насосно-компрессорную трубу (НКТ), добываемая жидкость и газ при этом вытесняются через затрубное пространство между НКТ и обсадной колонной – «прямой» способ (рис. 1а). При выполнении глушения скважин со штанговыми глубинными насосами применяют «обратный» способ: ЖГ закачивают в затрубное пространство, добываемая жидкость и газ при этом вытесняются через НКТ (рис. 1б). Однако в обоих этих вариантах создается превышение давления ЖГ на забое над пластовым давлением, из-за чего часть ЖГ проникает в пласт на



Наиболее распространенное выполнение операции глушения - закачка ЖГ через насосно-компрессорную трубу (НКТ), добываемая жидкость и газ при этом вытесняются через затрубное пространство между НКТ и обсадной колонной - «прямой» способ. При выполнении глушения скважин со штанговыми глубинными насосами применяют «обратный» способ: ЖГ закачивают в затрубное пространство, добываемая жидкость и газ при этом вытесняются через НКТ.

некоторую глубину δ от обсадной колонны. В дальнейшем, после окончания запланированных работ геолого-технических мероприятий, это может привести к увеличению сроков восстановления продуктивности скважины, снижению запланированного эффекта и в конечном результате к увеличению эксплуатационных затрат и себестоимости продукции. Чтобы свести к минимуму риски ухудшения коллекторских свойств пласта, вследствие поглощения пластом ЖГ, необходи-

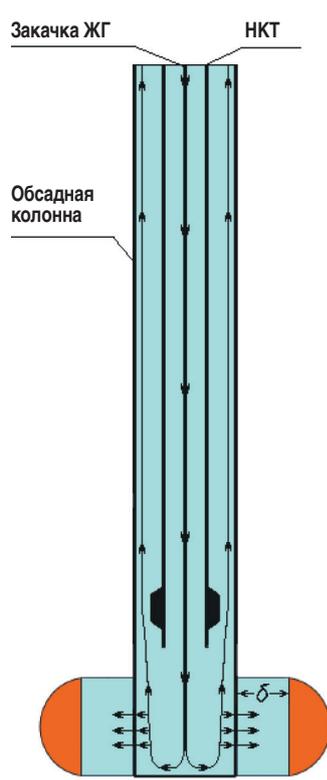


Рис. 1а. Прямой способ закачивания ЖГ

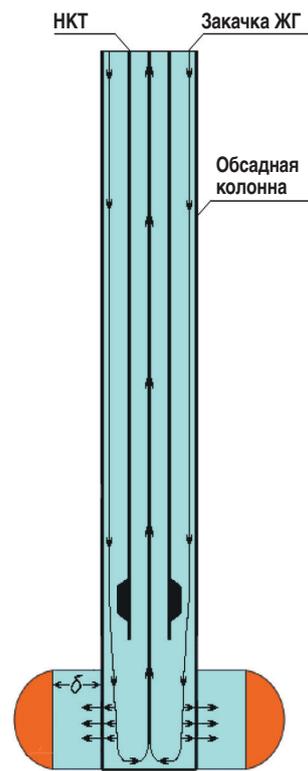


Рис. 1б. Обратный способ закачивания ЖГ

Дата 10.03.2015	Месторождение Приразломное ЦДНГ-10	Скважина/Куст 886/72	Вид работ Глушение	Задание Контроль глушения
--------------------	---------------------------------------	-------------------------	-----------------------	------------------------------

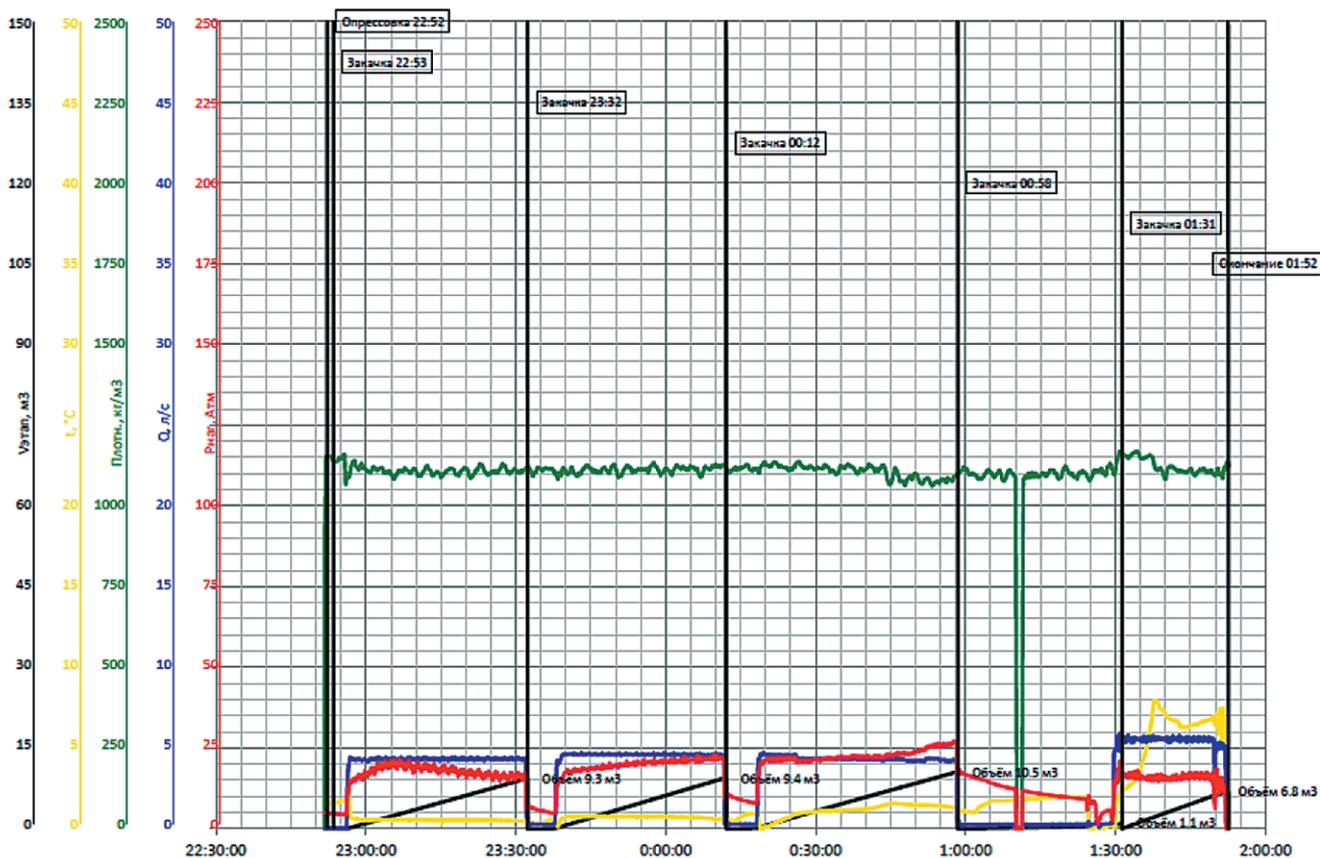


Рис. 2. График глушения скважины

Расчетно-методическая часть АМК представляет собой имитационную компьютерную модель процесса закачки ЖГ в скважину. Заданными параметрами являются: глубина залегания и толщина продуктивного коэффициента, пористости и проницаемости, пластовое давление, внутренний и внешний диаметры НКТ и обсадной колонны, глубина спуска НКТ.

мо определять оптимальный режим закачивания ЖГ, и посредством инструментального контроля точно его выдерживать.

С этой целью был создан аппаратно-методический комплекс (АМК) [4 – 6], использованный в процессе глушения наиболее сложных (по геологическим критериям) скважин Приразломного и Приобского месторождений. В аппаратную часть комплекса входит два комплекта датчиков для регистрации основных параметров процесса глушения: вибрационный плотномер, электромагнитный расходомер, датчик давления и датчик температуры. Датчики устанавливают в поток ЖГ, нагнетаемый в скважину и в обратный поток жидкости из скважины. Сигналы с датчиков снимает контроллер, аналого-цифровой преобразователь их оцифровывает, после чего информация поступает на компьютер, где обрабатывается специальной программой. Все показания датчиков могут быть распечатаны в виде таблиц и (или) графика, на котором отражены все меняющиеся во времени измеренные параметры: плотность, расход, температура, давление и объем закачиваемой ЖГ, а также жидкости на выходе из скважины. В качестве примера на рис. 2 показан один из таких графиков, на котором четко видна динамика процесса закачивания ЖГ.

Аппаратная часть комплекса смонтирована на базе автомобиля, все элементы ее управления установлены в кабине оператора. Также имеется возможность подсоединения выносного табло, на котором отображаются в реальном времени все измеряемые параметры. Таким образом, появляется возможность осуществлять в реальном времени контроль над технологическим процессом закачивания жидкостей в скважину, произвести исследования с точными показаниями приборов, и выполнить анализ полученных результатов. Все это позволяет свести к минимуму ошибки, приводящие к возникновению осложнений и аварийных ситуаций [7], а также облегчить расследование инцидентов.

Расчетно-методическая часть АМК представляет собой имитационную компьютерную модель процесса закачки ЖГ в скважину. Заданными параметрами являются: глубина залегания и толщина продуктивного коэффициента, пористости и проницаемости, пластовое давление, внутренний и внешний диаметры НКТ и обсадной колонны, глубина спуска НКТ. Модель позволяет по заданному, постоянному или переменному расходу ЖГ при закачке (литры в секунду) определить давление ЖГ в призабойной зоне, скорость ее филь-

трации и глубину проникновения в пласт δ , а также объем поглощенной пластом ЖГ за время закачки. Варьируя на компьютере различные скорости закачки, можно подобрать оптимальный режим, который, не нарушая требований регламента [8], обеспечит минимальную глубину проникновения ЖГ в пласт.

В качестве основной формулы, связывающей потерю давления P (Па) с осредненной по сечению трубы скоростью v (м/с) потока жидкости, принята формула Дарси-Вейсбаха [9]:

$$P = \lambda \frac{v^2 l \rho}{2d}, \quad (1)$$

где l – длина трубы; ρ – плотность жидкости; d – внутренний диаметр трубы для НКТ, или диаметральный зазор для кольцевого пространства между НКТ и обсадной колонной. Из большого количества предлагаемых в литературе формул для определения гидравлического сопротивления, в соответствии с обоснованием, приведенным в статьях [10, 11], для определения коэффициента гидравлического сопротивления λ принята формула Альтшуля [9]:

$$\lambda = 0.11 \left(\frac{K}{d} + \frac{68.5}{Re} \right)^{1/4}, \quad (2)$$

где K – коэффициент эквивалентной шероховатости, Re – число Рейнольдса.

В результате превышения давления ЖГ на забое над внутривластовым давлением, часть ЖГ, как отмечено выше, вследствие фильтрации проникает в пласт. Скорость фильтрации v_ϕ определяется законом Дарси:

$$v_\phi = -\frac{k}{\mu} grad P \approx \frac{k}{\mu} \frac{P_{изб}}{\delta(t)}, \quad (3)$$

где $P_{изб}$ – избыточное давление на забое (Па), k – коэффициент проницаемости породы пласта, μ – динамическая вязкость ЖГ, $\delta(t)$ – увеличивающаяся со временем глубина проникновения ЖГ в пласт. Объем ЖГ, проникшей в пласт за время dt , составляет

$$dV = v_\phi H \pi D \cdot dt, \quad (4)$$

где H – мощность пласта, D – внешний диаметр обсадной колонны.

С другой стороны, тот же самый объем можно записать в виде:

$$dV = \pi H m \left[(D/2 + \delta + d\delta)^2 - (D/2 + \delta)^2 \right] = \pi H m (D + 2\delta) d\delta, \quad (5)$$

где m – пористость пласта. Приравняв (4) и (5), и подставляя вместо v_ϕ формулу (3), получаем для функции $\delta(t)$ дифференциальное уравнение:

$$(D + 2\delta) \delta d\delta = \frac{kD}{m\mu} P_{изб}(t) dt. \quad (6)$$

Для $P_{изб} = const$ уравнение (6) можно проинтегрировать:



Табл. Результаты моделирования глушения скважин

Скважина	Куст	Пласт	Толщина пласта, м	Глубина залегания пласта, м	Пластовое давление, МПа	Плотность ЖГ, кг/м³	Вязкость ЖГ, мПа·с	Закачанный объем ЖГ в скважину (факт), м³	Поглощенный объем ЖГ (факт), м³	Глубина проникновения ЖГ в пласт (расчет по фактически поглощенному объему ЖГ), см	Поглощенный объем ЖГ (расчет), за все время закачки, м³	Глубина проникновения ЖГ в пласт при оптимальном режиме (расчет), см	Поглощенный объем ЖГ при оптимальном режиме (расчет), м³
Месторождение «Приразломное». Направление промывки: прямое													
1	a	БС 4-5	26	2760	29,6	1290	3,5	43,0±0,6	10,0±0,2	60±6	8,1±0,8	54±5	7,5±0,7
2	b	БС 4-5	44	2576	33,0	1430	6,0	36,2±0,5	5,2±0,1	43±5	7,7±0,7	42±4	7,5±0,7
3	c	БС 4-5	17	2738	28,7	1250	3,0	52,4±0,8	2,3±0,1	46±5	3,4±0,5	36±4	2,4±0,3
4	d	БС 4-5	28	2535	28,3	1480	6,0	36,6±0,5	3,6±0,1	43±5	4,9±0,6	38±4	4,0±0,4
5	e	БС 4-5	27	2558	34,4	1060	6,0	28,2±0,4	5,0±0,1	32±4	3,1±0,3	31±3	2,9±0,3
6	f	БС 4-5	30	2689	26,4	1350	5,6	38,0±0,6	6,0±0,1	44±5	5,7±0,6	39±4	4,8±0,5
Месторождение «Приобское». Направление промывки: прямое													
7	g	АС-11	10	2807	32,8	1410	5,9	39,0±0,1	2,6±0,1	37±4	1,7±0,2	34±4	1,4±0,2
Месторождение «Приразломное». Направление промывки: обратное													
8	h	БС 4-5	30	2684	23,0	1010	1,2	40,0±0,6	19,0±0,3	105±9	26,2±2,7	79±8	15,6±1,6
Месторождение «Приобское». Направление промывки: обратное													
9	i	АС10 АС12	90	2978	28,9	1170	1,8	45±0,6	9,0±0,2	50±5	21,1±2,2	32±3	10,1±1,1

$$\frac{2}{3} \delta^3 + \frac{D}{2} \delta^2 - \frac{kD}{m\mu} P_{изб} \cdot t = 0 \quad (7)$$

и по формулам Кардано найти аналитическое выражение для функции $\delta(t)$ как корень кубического уравнения (7). Однако на практике избыточное давление, как правило, является переменной величиной; в этом случае уравнение (6) интегрируется численно, и функция $\delta(t)$ осуществляется таблично. После этого объем V , проникшей в пласт ЖГ, определяется численным интегрированием уравнения (5). Погрешность расчетных значений δ и V зависит от точности, с которой известны коэффициенты вязкости ЖГ, а также пористости, проницаемость и толщина пласта.

Результаты измерений (натурных экспериментов), выполненных при глушении 9 скважин Приразломного и Приобского месторождений, а также результаты моделирования, представлены в табл. Поглощенный объем определялся как разность измеренных объемов ЖГ на входе и на выходе скважины; погрешность определения этих объемов определяется точностью датчиков аппаратной части АМК. Расчетные значения поглощенного объема и глубины проникновения получены в результате численного интегрирования уравнений (5) и (6) с физическими параметрами пласта и процесса закачки, соответствующими натурным измерениям. Как следует из табличных данных, результаты моделирования с учетом указанных погрешностей находятся в удовлетворительном согласии с результатами экспериментальных измерений.

Процесс закачки ЖГ, как прямой, так и обратный, можно разделить на два этапа. На 1-м этапе ЖГ движется вниз либо по НКТ, либо в пространстве между НКТ и обсадной колонной, вытесняя пластовую жид-

кость. Процесс закачки ЖГ, как прямой, так и обратный, можно разделить на два этапа. На 1-м этапе ЖГ движется вниз либо по НКТ, либо в пространстве между НКТ и обсадной колонной, вытесняя пластовую жидкость. Когда ЖГ достигает интервала перфорации, или «башмака», начинается 2-й этап: ЖГ движется вверх, вытесняя пластовую жидкость, при этом часть ЖГ за счет фильтрации проникает в пласт. Глубина проникновения ЖГ в пласт тем значительнее, чем больше избыток давления в призабойной зоне и продолжительность 2-го этапа.

Когда ЖГ достигает интервала перфорации, или «башмака», начинается 2-й этап: ЖГ движется вверх, вытесняя пластовую жидкость, при этом часть ЖГ за счет фильтрации проникает в пласт. Глубина проникновения ЖГ в пласт тем значительнее, чем больше избыток давления в призабойной зоне и продолжительность 2-го этапа (формула (6)). Избыток давления, согласно формуле (1), приблизительно пропорционален квадрату расхода жидкости, а время 2-го этапа обратно пропорционально расходу в первой степени. Поэтому, для уменьшения проникновения ЖГ в пласт, на 2-м этапе закачивания расход ЖГ надо ограничить: не более 200 – 250 литров в минуту; при этом скорость закачки

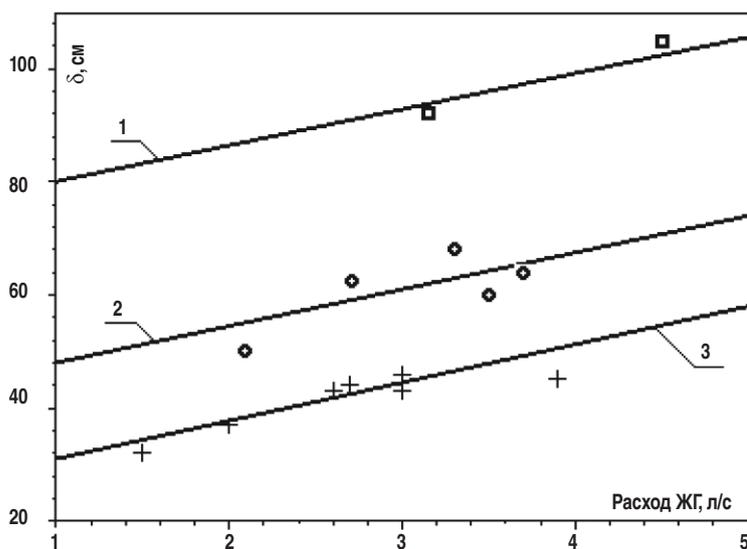


Рис. 3. Глубина проникновения ЖГ в пласт
 1 – $\mu = 1,5$ мПа·с; 2 – $\mu = 2,5$ мПа·с;
 3 – $\mu = 4,5$ мПа·с. Экспериментальные точки:
 ■ – ($1 < \mu < 2$) мПа·с;
 ○ – ($2 < \mu < 3$) мПа·с;
 + – ($3 < \mu < 6$) мПа·с.

ЖГ во время 1-го этапа на значения указанного параметра не влияет. По нашему мнению, оптимальная (с этой точки зрения) скорость 2-го этапа соответствует расходу, равному примерно 2 литрам в секунду; расчетные значения глубины проникновения и поглощенного объема ЖГ при данном расходе ЖГ приведены в двух последних столбцах табл.

На рис. 3 представлены полученные с помощью имитационной модели расчетные зависимости (линии 1, 2, 3) глубины δ от расхода ЖГ во время 2-го этапа закачки для трех различных значений вязкости ЖГ. На этом же рис. отмечены значения δ , найденные из экспериментальных значений поглощенного объема ЖГ при глушении скважин. Как видно из хода кривых, расхождения между расчетными и экспериментальными значениями для большинства скважин не превышает погрешности измерений, что подтверждает адекватность имитационной компьютерной модели процесса закачки ЖГ в скважину.

Выводы

Созданный аппаратно-методический комплекс позволяет осуществлять в реальном времени контроль над технологическим процессом глушения скважины, а также минимизировать объем ЖГ, поглощенной призабойной зоной пласта. Разработанная методика пригодна для определения оптимальных параметров процесса глушения скважин, как при прямом, так и при обратном способе закачки ЖГ в скважину, с удовлетворительной точностью подтверждается натурными экспериментами, и может быть использована при расчетах и моделировании операций ремонтно-изоляционных работ, установки блокирующих пачек и т.д.

Литература

1. Основы супервайзерского контроля при ремонте и реконструкции нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие / Ю.В. Ваганов, А.В. Кустышев, В.П. Овчинников, И.А. Кустышев. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 160 с.

2. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин: Учеб. пособ. / Г.П. Зогуля, А.В. Кустышев, В.П. Овчинников и др. Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 372 с.

3. Кустышев А.В. Совершенствование и разработка новых методов, средств и технологий эксплуатации и ремонта скважин: Автореферат дисс. к.т.н. Тюмень, ТюмГНГУ, 2000.

4. Коротченко А.Н., Расамагин Н.И., Ходосовский В.Л. Контроль и регистрация параметров закачиваемых жидкостей при ТКРС // Бурение и нефть, 2013. № 9. С. 52 – 53.

5. Коротченко А.Н., Земляной А.А. Система регистрации параметров, закачиваемых в скважину жидкостей // Бурение и нефть, 2013. № 1. С. 49 – 50.

6. Коротченко А.Н. Система регистрации параметров, закачиваемых в скважину жидкостей: Патент на изобретение № 2539041. Зарегистрирован в Юсреестре изобретений РФ 26.11.2014.

7. Кустышев А.В., Коротченко А.Н., Колмаков Э.Э., Расамагин Н.И., Крюков П.И. Математическое моделирование технологических процессов закачивания раствора в скважину при проведении геолого-технических мероприятий // Вестник Тюменского государственного университета, 2015, Т.1, № 4. С. 91 – 101.

8. Регламент по глушению скважин и проведению операций с технологическими жидкостями при добыче, бурении, освоении, капитальном и текущем ремонте скважин. Ноябрьск, 2011.

9. Справочник по расчетам гидравлических и вентиляционных систем / А.С.Юрьев, С.Ю. Пирогов, В.М. Низовцев и др. С.-Пб, АНО НПО «Мир и семья», 2001. 1154 с.

10. Горбатиков В.А., Zubov M.V., Kislitsyn A.A. Математическая модель технологии дискретных закачек в системах поддержания пластового давления // Вестник ТюмГУ, 2005. № 4. С. 76 – 81.

11. Горбатиков В.А., Zubov M.V., Kislitsyn A.A. Системы поддержания пластового давления в новых условиях // Нефтяное хозяйство. 2006. № 1. С. 56 – 58.

Literature

1. The basics of supervisors control in the repair and reconstruction of oil and gas wells: Textbook / Ju. V. Vaganov, A. V. Kustyshev, V. P. Ovchinnikov, I. A. Kustyshev. Tyumen: TSOGU, 2014. P. 160.

2. Complications and accidents in the operation and repair of wells: Textbook. / G. P. Zozulya, A. V. Kustyshev, V. P. Ovchinnikov, etc. Tyumen: TSOGU, 2012. – P.372.

3. Kustyshev A.V. The improvement and development of new methods, means and technologies of maintenance and repair of wells: author's abstract of thesis of candidate of technical Sciences Tyumen, TSOGU, 2000.

4. Korotchenko A.N., Rasamagin N.I., Khodosovskiy V.L. Control and recording of parameters of injected liquids at TKRS // Drilling and oil, 2013. No. 9. Pp. 52 – 53.

5. Korotchenko A.N., Zemlianoy A.A. The system for recording of parameters injected into a well of liquids // Drilling and oil, 2013. No. 1. Pp. 49 – 50.

6. Korotchenko A.N. The system for recording of parameters injected into a well of liquids: Patent for the invention No. 2539041. Registered in the state register of inventions of the Russian Federation, registration dd. 26.11.2014.

7. Kustyshev A.V., Korotchenko A.N., Kolmakov E.E., Rasamagin N.I., Kryukov P.I. Mathematical modeling of technological processes of pumping a solution into a well during geological and technical measures // Bulletin of the Tyumen State University, 2015, Vol. 1, No. 4. Pp. 91 – 101.

8. Regulations on well killing and operations with technological fluids during production, drilling, development, capital and current repair of wells. Noyabrsk, 2011.

9. Handbook on the calculation of hydraulic and ventilation systems / A. S. Juryev, S. Ju. Pirogov, V. M. Nizovtsev etc. S.-Pb, ANO NPO «Peace and the Family», 2001. P. 1154.

10. Gorbatikov V.A., Zubov M.V., Kislitsyn A.A. Mathematical model of discrete injection technology in reservoir pressure maintenance systems // Bulletin of Tyumen State University, 2005. No. 4. Pp. 76 – 81.

11. Gorbatikov V.A., Zubov M.V., Kislitsyn A.A. Systems for maintaining reservoir pressure under new conditions // Oil industry. 2006. No. 1. Pp. 56 – 58. ■