

Инженер-нефтяник

№ 4'2013

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Анализ эффективности
нестационарного заводнения

Алмазный инструмент для
бурения параметрических
скважин

Комплексная технология
освоения и ремонта скважин

Устойчивость стальных
вертикальных резервуаров

Расчёт мощности при
роторном способе бурения

Информационные технологии
в направленном бурении



Адрес компании:
127422, Москва,
Дмитровский проезд, 10
тел.: +7 (495) 543 9116
факс: +7 (495) 543 9612
e-mail: ids@ids-corp.ru
сайт в Интернете:
www.ids-corp.ru

INTELLECT DRILLING SERVICES



СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

- обеспечение всего цикла строительства боковых стволов с полным производственным и технологическим обеспечением;
- собственный парк мобильных буровых установок грузоподъемностью 125 тонн;
- наличие производственной базы с необходимым оборудованием и инструментом для ремонта и обслуживания буровых установок;
- квалифицированные специалисты с большим опытом бурения боковых стволов, прошедшие обучение в специализированных центрах отрасли;
- вахтовый и специализированный транспорт

ГЕОНАВИГАЦИОННОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

- проектирование профиля наклонных, горизонтальных скважин и боковых стволов;
- инклинометрия, резистивиметрия и проведение гамма-каротажа при бурении наклонных, горизонтальных скважин и боковых стволов;
- установка и ориентирование клина-отклонителя;
- собственные телесистемы с гидравлическим (Geolink MWD), электромагнитным (ЗИС 43М) и электрическим (Гуобит-К108) каналами связи;
- передвижные лаборатории осуществляют круглосуточный контроль проводки скважины в автономном режиме работы

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

- разработка программ эффективной отработки долот при роторном способе бурения и с использованием гидравлических забойных двигателей;
- инженерное сопровождение оптимальной отработки долот шарошечными и PDC отечественного и зарубежного производства с поиском оптимальных режимов бурения для получения максимальной коммерческой скорости;
- отбор кондиционного керна в любых по физико-механическим свойствам горных пород и трудностям отбора, современными керноприемными устройствами и бурильными головками;
- прокат турбобуров, а также винтовых забойных двигателей собственного производства;
- технико-экономический анализ результатов отработки долот, забойных двигателей с разработкой рекомендаций по повышению эффективности бурения

ИНЖИНИРИНГ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

- разработка рабочих программ на строительство скважин и боковых стволов;
- анализ строительства и эксплуатации скважин с разработкой рекомендаций по повышению их потенциала;
- разработка технологических регламентов на строительство скважин для вводимых в эксплуатацию месторождений;
- технико-экономический анализ применения новейших технологий при строительстве скважин;
- разработка специализированного программного обеспечения направленного бурения;
- консультационное и научно-методическое сопровождение бурения скважин или отдельных операций

Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

№ 4 2013 г.

ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД
ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

Использование статистических методов для анализа эффективности и проблем нестационарного заводнения.

Фаттахов И.Г., Кадыров Р.Р.

5

Use of statistical tools for analysis of efficiency and problem of non-stationary waterflooding.

Fattahov I.G., Kadyrov R.R.

Перспективы применения комплексной технологии освоения и ремонта скважин в низкопроницаемых коллекторах.

Купавых К.С., Николаев Н.И., Шипулин А.В.

10

Prospects for the use of integrated technology for development and repairing of wells in low permeability reservoirs .

Kupavyh K.S., Nikolaev N.I., Shipulin A.V.

Мощность буровой установки, затрачиваемая на процесс роторного бурения нефтяной скважины.

Куликов В.В.

12

Drilling rig power consumed for oil well rotary drilling.

Kulikov V.V.

Выполнение проектной траектории на участке стабилизации за счёт использования информационных технологий.

Кейн С.А., Трохов В.В., Овешников Е.А.

15

Performance of the design trajectory on the stabilization site at the expense of use of information technologies.

Kane S.A., Trohov V.V., Oveshnikov E.A.

Особенности генерирования электромагнитной эмиссии при вдавливании штампа в образцы горной породы.

Гордеев В.Ф., Евсеев В.Д.

21

Specifics of electronic emission generation while is pressing indenter in rock specimen.

Gordeev V.F., Evseev V.D.

Алмазный породоразрушающий инструмент для бурения скважин предельно малого диаметра на нефть и газ.

Спирин В.И., Будюков Ю.Е., Кубасов В.В.

24

Diamond-drilling tool to drill extra slim holes for oil and gas recovery.

Spirin V.I., Budyukov Y.E., Kubasov V.V.

Одновременное бурение скважин одним комплектом бурового оборудования.

Повалихин А.С., Близнюков В.Ю.

26

Djuble-hole drilling technology.

Povalihin A.S., Bliznyukov V.Y.

К вопросу пескопроявления нефтегазовых скважин.

Иванников В.И.

33

The question of sand production in oil recovery wells is revisited.

Ivannikov V.I.

Оценка устойчивости стенки вертикальных стальных резервуаров методом конечных элементов.

Карамнов Е.И.

34

Vertical steel tank wall resistance: finite element evaluation.

Karamnov E.I.

Детализация терминологии при исследовании газового фактора и газосодержания.

Ковалев К.А., Гафурова А.Э.

39

Proposed unification of terms in determination of gas-oil ratio and gas content.

Kovalev K.A., Gafurova A.E.

Профессионалы нефтегазовой отрасли

41

Oil and gas industry professionals

Аннотации статей

43

Abstracts of articles

В соответствии с решением № 6/6 Президиум ВАК Минобрнауки России от 19 февраля 2010 г. журнал включён в перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание учёных степеней кандидата и доктора наук.

Учредитель научно-технического журнала «Инженер-нефтяник»: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»

Главный редактор: Повалихин Александр Степанович

Редакционный совет:

Повалихин Александр Степанович – д.т.н., главный редактор

Литвиненко Владимир Стефанович – д.т.н., профессор, ректор Санкт-Петербургского Государственного горного института (Технического университета)

Мартынов Виктор Георгиевич – д.э.н., профессор, ректор Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина

Новоселов Владимир Васильевич – д.т.н., профессор, ректор Тюменского Государственного нефтегазового университета

Калинин Анатолий Георгиевич – д.т.н., профессор-консультант Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Бастриков Сергей Николаевич – д.т.н., профессор, генеральный директор ОАО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности»

Быков Игорь Юрьевич – д.т.н., профессор кафедры машины и оборудование нефтяных и газовых скважин Ухтинского государственного технического университета

Гноевых Александр Николаевич – д.т.н., советник генерального директора ООО "Газпром бурение"

Герасименко Александр Петрович – управляющий директор ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»

Кульчицкий Валерий Владимирович – д.т.н., зам. зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, директор НИИ буровых технологий Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина

Потапов Александр Григорьевич – д.т.н., профессор, заместитель директора «Центр разработки, эксплуатации месторождений природных газов и бурения скважин» ООО «ВНИИГАЗ»

Соловьёв Николай Владимирович – д.т.н., профессор, зав. кафедрой современных технологий бурения скважин Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Редакционная коллегия:

Ангелопуло Олег Константинович – д.т.н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина

Бородавкин Пётр Петрович – д.т.н., профессор, зав. кафедрой автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина

Дёмин Николай Владимирович – д.т.н., профессор, зав. кафедрой геоэкологии и безопасности жизнедеятельности Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Рогачёв Михаил Константинович – д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского Государственного горного института (Технического Университета)

Сазонов Алексей Алексеевич – к.э.н., генеральный директор НПО «Горизонт-Сервис-Геонавигация»

Фортунова Наталья Константиновна – д.г.-м.н., профессор, зав. кафедрой литологии Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Руководитель группы вёрстки и дизайна Тюшагин Игорь Валерьевич

Перевод Орлов Николай Александрович

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10

Телефон редакции: (495) 543-91-16; Факс: (495) 543-96-12

Адрес электронной почты: rovalihin@ids-corp.ru

Адрес сайта в сети Интернет: www.ids-corp.ru

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ №ФС77-35382 от 17 февраля 2009 г.

Индекс журнала в каталоге Агентства «Роспечать» – 35836

Индекс журнала в объединённом каталоге "Пресса России" – 91842

Типография "ПринтФормула"

Тираж 1050 экз.

Журнал приглашает к сотрудничеству учёных и инженеров, рекламодателей, всех заинтересованных лиц. При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.

Редакция не несёт ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях. Материалы, отмеченные логотипами компаний, носят рекламно-информационный характер и публикуются на правах рекламы.

УДК 622.276.1/.4

Использование статистических методов для анализа эффективности и проблем нестационарного заводнения

И.Г. Фаттахов – канд. техн. наук, доцент

(ФГБОУ ВПО "Уфимский государственный нефтяной технический университет" филиал в г. Октябрьский)

Р.Р. Кадыров – доктор техн. наук, зав. лабораторией

(ТатНИПИнефть)

В качестве переменных для статистического анализа состояния разработки 10 блоков НГДУ «Лениногорскнефть», на которых проводится нестационарное заводнение, в статье были использованы эксплуатационные характеристики, представленные в табл. 1.

Таблица 1. Эксплуатационные характеристики.

Эксплуатационные характеристики	Обозначение
Среднесуточный дебит по нефти за месяц, т/сут	Q_n
Среднесуточный дебит по жидкости за месяц, м ³ /сут	$Q_{ж}$
Обводненность продукции, %	B
Среднесуточный дебит по жидкости в пластовых условиях за месяц, м ³ /сут	$Q_{жпл}$
Среднесуточный объем закачиваемой воды за месяц, м ³ /сут	$Q_{зак}$
Обеспечение отбора жидкости закачкой, м ³ /сут	$Q_{зак}/Q_{жпл}$

Все используемые при вычислениях формулы [1, 2] и рассматриваемые в работе параметры представлены в табл. 2.

Расчет основных статистических характеристик на примере 4-х летней разработки блока №3 залежи №1 Куакбашской площади Лениногорского участка Ромашкинского месторождения представлен в табл. 3. Из таблицы видно, что с целью вычисления 48-периодного стандартного отклонения необходимо провести следующую последовательность операций:

- находим эмпирическое среднее значение компенсации добываемой жидкости её закачкой, для чего определяется сумма 48 параметров и делится на их счётное количество, то есть 48;

- отклонение единичного параметра каждого

периода находится вычитанием эмпирического среднего значения из фактической величины.

Далее для всех отдельных случаев вычисляется квадрат отклонения и производится суммирование этих значений у каждого периода. Следующим шагом будет деление данной суммы квадратов отклонений на число периодов (в нашем варианте на 48). Квадратный корень из полученного значения и будет искомым стандартным отклонением. Для краткости вычисление каждой переменной пропущено.

В нашем случае 48-периодное стандартное отклонение для приведенных в табл. 3 данных равно 12,803. Стоит обратить внимание, что это одна из разновидностей стандартного отклонения. На практике (применяемые в статистике) есть несколько видов его вычисления, но этот вариант больше всего подходит для данного технического анализа, где все входные данные известны заранее.

Подчеркнем, что стандартное отклонение интерпретируется как среднее расстояние, на котором находятся элементы от среднего значения выборки. Данный параметр является показателем качества того, насколько достоверно среднее значение описывает всю выборку. Приведем пример, если Вы являетесь начальником цеха добычи нефти и из полученного отчёта следует, что среднесуточный дебит по нефти за последние несколько лет (месяцев) составил 900 т/сут, а стандартное отклонение 750 (φ соответственно равно 1,2), то Вы должны знать, что на производстве существуют определенные проблемы, требующие вмешательства с Вашей стороны [3-5].

Когда исследуемая выборка подчиняется стандартному нормальному закону распределения, то около 68% значений выборки будут находиться в рамках одного стандартного отклонения от среднего значения, 95% будут находиться в рамках двух стандартных отклонений, а 99,7% в пределах трех стандартных отклонений (при условии, что величина X истинная, а не полученная в результате обработки выборки).

На завершающем этапе вычисляются нормированные данные для удобства сведения разнообразных величин (будь то значения варьирования обводнённости (B) от 0 до 100%, либо среднесуточная добыча ($Q_{ж}$) жидкости от 500 до 5000 м³/сут) в единые графики с одними осями.

Таблица 2. Сводная таблица исследуемых переменных и вычисляемых параметров.

Параметр	Обозначение	Переменная x_i	Отклонение $x_i - \bar{x}$	Квадрат отклонения $(x_i - \bar{x})^2$	Нормирование данных $(x_i - \bar{x}) / \sqrt{\sum (x_i - \bar{x})^2 / (n-1)}$
		x_1	$x_1 - \bar{x}$	$(x_1 - \bar{x})^2$	$(x_1 - \bar{x}) / \sqrt{\sum (x_i - \bar{x})^2 / (n-1)}$
		x_2	$x_2 - \bar{x}$	$(x_2 - \bar{x})^2$	$(x_2 - \bar{x}) / \sqrt{\sum (x_i - \bar{x})^2 / (n-1)}$
		...	...	...	
		x_n	$x_n - \bar{x}$	$(x_n - \bar{x})^2$	$(x_n - \bar{x}) / \sqrt{\sum (x_i - \bar{x})^2 / (n-1)}$
Сумма переменных	$\sum$	$\sum x_i$	0	$\sum (x_i - \bar{x})^2$	0
Объём выборки	n	N			
Эмпирическое среднее	$\bar{x}$	$\sum x_i / n$			
Выборочная дисперсия	S_n^2	$\sum (x_i - \bar{x})^2 / n$			
Несмещённая дисперсия	S^2	$\sum (x_i - \bar{x})^2 / (n-1)$			
Среднеквадратичное отклонение	σ	$\sqrt{\sum (x_i - \bar{x})^2 / n}$			
Стандартное отклонение	s	$\sqrt{\sum (x_i - \bar{x})^2 / (n-1)}$			
Коэффициент флуктуации	φ	$\sum x_i / n / \sqrt{\sum (x_i - \bar{x})^2 / (n-1)}$			

Таблица 3. Расчет основных статистических характеристик на примере 4-летней разработки блока № 3 залежи № 1 Куакбашевской площади Лениногорского участка Ромашкинского месторождения.

Параметр	Обозначение	Переменная x_i	Отклонение $x_i - \bar{x}$	Квадрат отклонения $(x_i - \bar{x})^2$	Нормирование данных $(x_i - \bar{x}) / \sqrt{\sum (x_i - \bar{x})^2 / (n-1)}$
Сумма переменных	$\sum$	2152,1	0	7703,99	0
Объём выборки	n	48			
Эмпирическое среднее	$\bar{x}$	44,835			
Выборочная дисперсия	S_n^2	160,500			
Несмещённая дисперсия	S^2	163,915			
Среднеквадратичное отклонение	σ	12,669			
Стандартное отклонение	s	12,803			
Коэффициент флуктуации	φ	3,502			

Нормированные данные вычисляются по формуле:

$$\eta = \frac{(X_i - \bar{X})}{\sqrt{\frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}} = \frac{(X_i - \bar{X})}{s}$$

Авторами было изучено соотношение стандартного отклонения к эмпирическому среднему. Данное отношение получило от авторов название коэффициент флуктуации [6] и находится по следующей формуле:

$$\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n X_i / n}{\sqrt{\frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}} = \frac{\bar{X}}{s}$$

Все промысловые данные, используемые для анализа, приведены в табл. 3.

Рассмотрим табл. 4, в которой приводятся значения φ для всех блоков Лениногорского участка Ромашкинского месторождения. В табл. 4 определены максимальное, среднее и минимальное значения данного параметра.

Из табл. 4 видно, что наименьшие значения всех трёх параметров (*Min*, *Med*, *Max*) соответствуют объёму $Q_{\text{зак}}$ закачиваемой воды, обеспечению отбора жидкости закачкой $Q_{\text{зак}}/Q_{\text{жпл}}$ и обводнённости B добываемой продукции. Среднее значение *Med* показало, что все

остальные параметры имеют значение более 10, а в одном случае почти 17, хотя $Q_{\text{зак}}$ и B почти в 3-8 раз меньше. Это говорит о том, что на данные параметры необходимо обратить самое пристальное внимание, такие скачки говорят о перебоях в системе циклической закачки в зимний период эксплуатации. Это же подтверждает тот факт, что значение *Max* у этих двух рассматриваемых нами показателей даже не достигает 10, а минимальное – почти достигло 0 (ведь уже при значениях менее 1 возникают серьёзные вопросы к технологии и процессам). Для наглядности была также предложена диаграмма значений из табл. 4 на рис. 1. Обращаем внимание, что коэффициент флуктуации по добыче $Q_{\text{жпл}}$ жидкости в пластовых условиях больше, чем добыча $Q_{\text{ж}}$ жидкости в стандартных условиях, что первый параметр характеризует как более надёжный для проведения различных аналитических исследований.

Наиболее характерные данные, иллюстрирующие суть анализа приведены на примере блока № 3 Южно-Ромашкинской площади Лениногорского участка, Ромашкинского месторождения. Для каждого из рассмотренных блоков получены по 16 сопоставительных графиков, приведенных к нормированному виду.

Как видно из графика на рис. 2 зимним снижениям закачки воды $Q_{\text{зак}}$ соответствует и уменьшение среднесуточной добычи $Q_{\text{н}}$ нефти. Данная аналогия прослеживается ежегодно (за редкими исключениями, такими как ввод новых мощностей, длительные остановки на ремонтно-реорганизационные работы и т.п.) на всех десяти исследуемых блоках, порой реакция может быть запоздалой на период около одного месяца.

Таблица 4. Сравнительная характеристика отношений φ для блоков с циклическим заводнением на Лениногорском участке Ромашкинского месторождения.

№	Блок	Коэффициент флуктуации, φ					
		$Q_{\text{н}}$	$Q_{\text{ж}}$	B	$Q_{\text{жпл}}$	$Q_{\text{зак}}$	$Q_{\text{зак}}/Q_{\text{жпл}}$
1	Западно-Лениногорская площадь, блок 1	8,12	7,16	2,80	6,96	5,49	4,06
2	Западно-Лениногорская площадь, блок 2	18,98	14,59	3,21	15,9	7,4	5,8
3	Западно-Лениногорская площадь, блок 3	30,12	13,72	2,87	15,49	4,07	3,9
4	Куакбашская площадь, Залежь 1, блок 3	17,68	14,41	1,48	15,25	3,69	3,5
5	Куакбашская площадь, Залежь 1, блок 4	10,85	6,9	2,64	7,53	2,25	2,3
6	Куакбашская площадь, Залежь 1, блок 5	7,9	4,53	1,57	5,03	1,69	1,95
7	Куакбашская площадь, Залежь 15, блок 1	18,05	10,51	2,19	12,04	0,22	0,59
8	Зай-Каратайская площадь, блок 2	15,98	16,95	2,13	20,31	5,62	6,11
9	Южно-Ромашкинская площадь, блок 2	24,65	18,17	2,10	21,11	9,18	8,78
10	Южно-Ромашкинская площадь, блок 3	15,11	9,13	2,11	9,27	5,9	6,26
	Минимум, <i>Min</i>	7,9	4,53	1,48	5,03	0,22	0,59
	Среднее, <i>Med</i>	16,74	11,61	2,31	12,89	4,55	4,33
	Максимум, <i>Max</i>	30,12	18,17	3,21	21,11	9,18	8,78

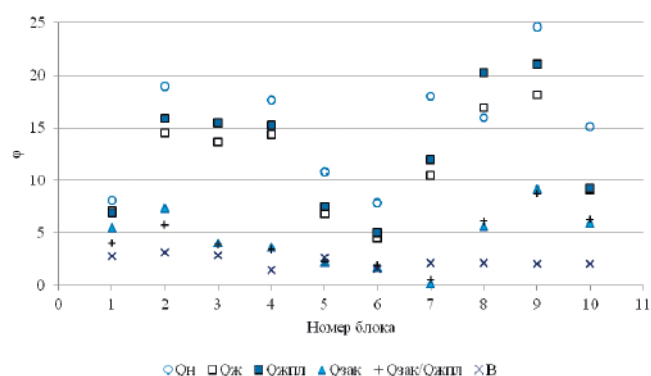


Рис. 1. Распределение показателей коэффициента ϕ флуктуации (номера оси абсцисс соответствуют нумерации блоков из табл. 3).

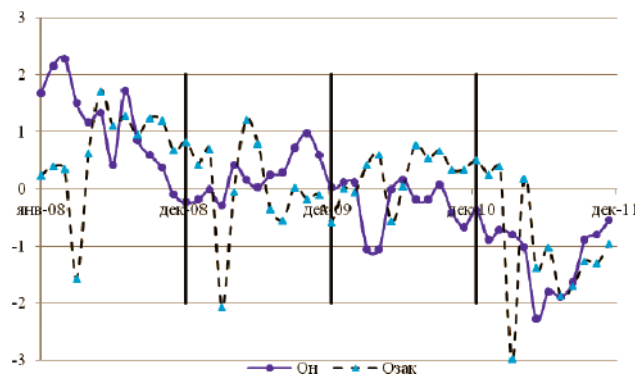


Рис. 2. Изменение нормированных показателей по среднесуточной добыче Q_n нефти и объёму $Q_{зак}$ закачиваемой воды (ось абсцисс соответствует ежемесячным изменениям).

Авторами приводится табл. 5 ежегодной упущенной добычи нефти на примере сопоставления данных за период стабильной работы циклической закачки (июнь-сентябрь) и период реакции (февраль-апрель), возникающей после вынужденной остановки большого количества нагнетательных скважин по причине аварийных, плановых и иных простоев и срыва намеченных режимов их работы.

Как видно из табл. 5, каждый год по причине нестабильной работы циклического заводнения нефтедобывающее предприятие недополучает около 19 тысяч тонн нефти, при перерасчете на четыре года (анализируемый нами период) недостача уже достигает существенной величины, а именно свыше 75 тысяч тонн.

Основываясь на графиках рис. 3, получим, что повышение обводнённости B добываемой продукции

влечет за собой снижение количества Q_n добываемой нефти, иными словами, зависимость между ними носит обратно пропорциональный характер. Порой, так же как и в примере со сравнением $Q_{зак}$ и Q_n , происходит определённое отставание реакции изменения добычи нефти при скачках обводнённости. Актуальным становится вопрос необходимости ограничения притока воды к забоям добывающих скважин. Для этого следует производить выборочные водоизоляционные работы в скважинах, которые вносят существенные колебания параметра коэффициента флуктуации.

Из рис. 3 следует, что каждое изменение Q_n обнаруживает себя в противоположном превращении для обводнённости B . Зависимость между $Q_{зак}$ и B является прямо пропорциональной. Также на многих графиках

Таблица 5. Ежегодная упущенная добыча нефти.

№	Блок	Среднесуточный неполученный дебит	Процент от среднесуточной добычи	Упущенная ежегодная добыча
		$\Delta q_{уп}$, т/сут	$qP_{уп}$, %	$Q_{уп}$, т
1	Западно-Ленинбургская площадь, блок 1	2,56	1,3	622,08
2	Западно-Ленинбургская площадь, блок 2	9,5	3,61	2308,5
3	Западно-Ленинбургская площадь, блок 3	7,69	2,66	1868,67
4	Куакбашевская площадь, Залежь 1, блок 3	0,53	0,44	128,79
5	Куакбашевская площадь, Залежь 1, блок 4	16,86	9,77	4096,98
6	Куакбашевская площадь, Залежь 1, блок 5	6,55	7,79	1591,65
7	Куакбашевская площадь, Залежь 15, блок 1	4,63	6,56	1125,09
8	Зай-Каратайская площадь, блок 2	8,75	2,62	2126,25
9	Южно-Ромашкинская площадь, блок 2	1,83	0,72	444,69
10	Южно-Ромашкинская площадь, блок 3	18,69	5,52	4541,67
Всего по всем блокам		т/год		18854,37

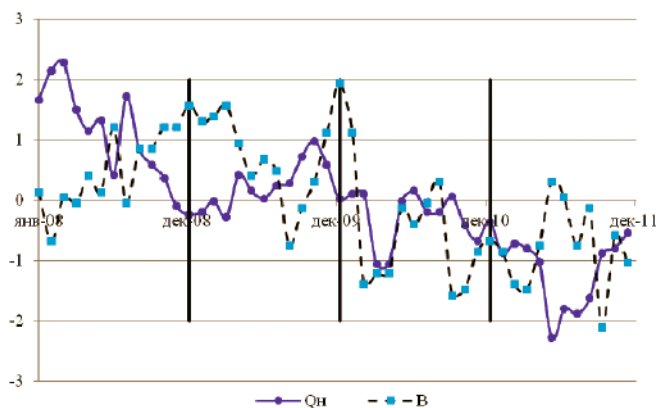


Рис. 3. Изменение нормированных показателей по среднесуточной добыче Q_n нефти и обводнённости B добываемой продукции.

прослеживается легкое отставание скачков B от изменений значений $Q_{зак}$, запаздывание в среднем происходит на месяц. Сопоставление же параметра обеспечения отбора жидкости закачкой $Q_{зак}/Q_{жпл}$ и B имеет сложный характер, но в зависимости от различных условий (таких как апрельский паводок, вносящий свою корректировку) в большинстве своем имеет хотя и запаздывающую, но пропорциональную ей природу.

Сущность данных рис. 4 заключается в необходимости группирования (выделения) промысловых данных за теплые месяцы на фоне холодных (подтверждение факта необходимости бесперебойной работы циклического заводнения). Из рис. 4 также следует, что зависимость $Q_{зак}$ с Q_n (также $Q_{зак}$ и $Q_{ж}$) выделяет в отдельную группу параметры, которые были получены за месяцы полноценного функционирования системы нестационарного заводнения, т.е. за теплые месяцы.

В свою очередь обратная связь параметра B с $Q_{зак}$ и Q_n проявила себя в переносе угла (более тупой и параллельные значения), но зимние месяцы даже в этой не четкой зависимости располагаются в обособленном ареале (рис. 2, 3). И последняя рассмотренная взаимосвязь B и $Q_{зак}/Q_{жпл}$ выглядит как обратная парабола и холодные месяцы также отделены от теплых.

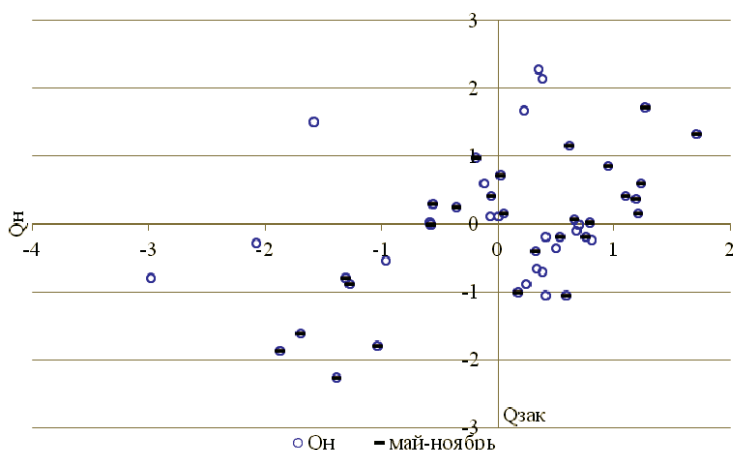


Рис. 4. Изменение значений в осях нормированных показателей $Q_{зак}$ и Q_n .

Выводы

1. Необходимо смоделировать и добиться такой эффективности нестационарного заводнения (соответственно получения таких же результатов по обеспечению отбора жидкости закачкой), чтобы значения ϕ были равны, а возможно, превышали 10. Данная рекомендация служит для более ровной и стабильной результативности работы системы нестационарного заводнения.

2. Рекомендуется создать комплекс мониторинга срывов закачки воды (аварийные, вынужденные и иные простои), который будет не только взаимодействовать с системами хранения данных АРМИТС, но и оперативно предлагать различные меры по преодолению сложившейся ситуации (контроль пребывания в бездействии даст возможность избежать уменьшения коэффициента ϕ).

3. Традиционные простои скважин, задействованных в системе циклического заводнения необходимо устранять путем новых способов и превентивных методик по предупреждению замерзания устьевого арматуры нагнетательных скважин. Нарботки авторов получили отражение в таких методах как использование реликтового низкопотенциального тепла земли, электроотогрева устья скважин, тепла сгорания попутного нефтяного газа отдаленных месторождений, для подогрева закачиваемой воды.

4. Не менее серьезной проблемой (как видно из рис. 2, 4, 5) является апрельский паводок, а именно прекращение работы водоводов из-за высокой степени механического загрязнения воды в водоемах. Авторы видят решение данной задачи в новых и экономичных способах подготовки воды путем очистки от механических примесей.

5. Необходим повсеместный контроль за обводнённостью добываемой из скважин продукции при своевременном реагировании на повышение количества воды в виде применения эффективных методов изоляции промытых пропластков коллектора. Это, несомненно, будет способствовать увеличению коэффициента флуктуации и, соответственно, стабилизации добычи нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. <http://borlpasc.narod.ru/inzik/glava5/dis.htm>
2. <http://ru.wikipedia.org/>
3. Гнеденко Б. В. Курс теории вероятностей. - 4 изд. - М., 1965.
4. Кульбак С. Теория информативности и статистики. М.: Наука, 1967. - 408 с.
5. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. М.: Недра, 1977. - 229 с.
6. Fattakhov I.G., Kadyrov R.R., Kuleshova L.S. The investigation of non-stationary waterflood using statistical approaches // European Science and Technology: materials of the international research and practice conference, Vol. I. Bildungszentrum Rdk e.V. Wiesbaden, Germany, 2012. p. 182-186.

Перспективы применения комплексной технологии освоения и ремонта скважин в низкопроницаемых коллекторах

К.С. Купавых – аспирант; Н.И. Николаев – доктор техн. наук, профессор;
А.В. Шипулин – канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник
(Национальный минерально-сырьевой институт «Горный»)

Перспективы развития нефтяной промышленности России определяются состоянием её углеводородных ресурсов. В разработку вовлечено более 60% текущих запасов, степень выработки нефтяных залежей в настоящее время превышает 50%, в том числе около 40% в Тюменской области и 70% в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. За счет опережающего извлечения наиболее продуктивных залежей нефти качественно изменяется их структура, возрастает доля трудноизвлекаемых ресурсов и низкодебитных скважин, снижается эффективность добычи нефти. В связи с этим вовлечение в активную разработку трудноизвлекаемых запасов связано с использованием прогрессивных технологий бурения и освоения скважин [1].

Освоение скважин на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти традиционным способом вызова притока, основанном на принципе снижения давления в скважине за счет уменьшения плотности жидкости или её уровня, невозможно. Необходимо использование более прогрессивных методов.

Наиболее простым и не дорогим является способ свабирования скважины, при подъеме столба жидкости, находящейся над свабом, создается депрессия на пласт. Вследствие этого вызывается приток жидкости из пласта в скважину и происходит очистка поверхности фильтрации от твердой фазы [4]. За простотой данного метода скрываются существенные недостатки:

- необходимость работы при открытом устье скважины;
- потребность в подъёмном механизме;
- возможность обрыва троса;
- быстрый износ уплотнительных манжет.

Для улучшения притока нефти в добывающую скважину на призабойную зону пласта (ПЗП) воздействуют кислотой. Сущность кислотной обработки ПЗП заключается в нагнетании кислотного состава в поровое пространство пласта при давлении ниже давления разрыва. Кислотный состав растворяет часть горной породы и загрязнений, увеличивая тем самым проницаемость пласта. Обычно глубина обработки не превышает 1,0-1,5 м.

Недостатки кислотной обработки заключаются в следующем:

- применяется, главным образом, в карбонатных коллекторах с применением соляной кислоты, терригенные коллекторы обрабатываются значительно реже с применением, например, фтористоводородной или борофторводородной кислоты;
- необходимость работы с большим количеством агрессивной жидкости, что опасно по соображениям охраны здоровья, экологии, коррозионного разрушения труб, оборудования и транспорта для её перевозки;
- отсутствие надежного способа извлечения продуктов реакции после каждого цикла обработки.

Из гидродинамических способов воздействия на пласт наиболее эффективным являются гидроразрыв пласта (ГРП). На данный момент ГРП является одним из эффективных способов увеличения притока пластовой жидкости к скважине.

Этот способ имеет ряд недостатков:

- сложный в исполнении и дорогостоящий, особенно поинтервальные (многостадийные) ГРП;
- существуют риски загрязнений химическими реагентами, которые применяются при ГРП, источников питьевой воды;
- образуется одна магистральная трещина, которую необходимо закреплять проппантом, что может привести к обводнению зоны пласта вне трещины;
- результаты ГРП в некоторых случаях непредсказуемы.

Существуют и другие способы обработки ПЗП. Например, альтернативой гидроразрыву может быть метод радиального бурения, позволяющий создавать каналы, расходящиеся от ствола скважины. Но данный способ также имеет недостатки, заключающиеся в том, что:

- после бурения канала невозможна его промывка.
- для повторного использования воды необходимы фильтры тонкой очистки (~3-5 мкм);
- необходимость в использовании специального и дорогостоящего оборудования (насос, колтюбинговая установка, кевларовый шланг);
- применения технологии в терригенных коллекторах малоэффективно.

Известен плазменно-импульсный способ обработки ПЗП, при котором ток высокого напряжения от накопительных конденсаторов пропускают через электроды разрядника в районе рабочего интервала внутри скважины. Электрическая дуга, приводит к образованию плазмы с мгновенным повышением температуры и давления. Время действия ударной волны не превышает $0,3 \cdot 10^{-6}$ сек. В среднем небольшая энергия (порядка 500 Ватт) за счёт короткого времени разряда достигает в максимуме 20 МВт. Расширение плазмы создаёт ударную волну, последующее её сжатие и вызов притока через перфорацию [2].

Для повышения эффективности освоения и ремонта скважин на нефтяных месторождениях с трудно-извлекаемыми запасами актуален способ обработки ПЗП, позволяющий создавать магистральные трещины, радиально расходящиеся от ствола скважины, которые возможно периодически промывать и развивать. Способ должен оказывать механическое воздействие на породу нефтяного пласта за счет движения жидкости, быть достаточно универсальным для обработки разных типов коллекторов, а также экологически безопасным и экономичным.

Авторами предлагается комплексная технология гидродинамического воздействия на продуктивный пласт, которая позволяет в зависимости от скорости движения жидкости создавать в ПЗП гидроудары с образованием трещин, а также колебательное встречно-параллельное движение жидкости для размыва и раскрытия существующих трещин. Такая технология позволит совместить кислотную обработку ПЗП с механическим воздействием на породу пласта движущейся жидкостью. Основная идея предлагаемого метода заключается в использовании энергии движущейся массы внутрискважинной жидкости.

Если в насосно-компрессорных трубах (НКТ) находится 8 тонн жидкости, то при ее разгоне до 10 м/сек, энергия движения составит 800 кДж. Такой энергией не обладают погружные устройства, получение такой энергии возможно только при торпедировании скважины или в процессе ГРП.

При проведении обработки в поровое пространство призабойной зоны закачивают химический реагент, затем приводят столб скважинной жидкости в колебательное движение, что дает следующие преимущества:

- возможно уменьшение объёма закачиваемой кислоты, поскольку химические реагенты распределяются на значительную площадь ПЗП;
- ускоряется химическая реакция, сокращается время проведения ремонтных работ;
- размывается углеводородная пленка на стенках поровых каналов и трещин, улучшается контакт химических реагентов и горной породы;
- химические реагенты более равномерно распределяются в ПЗП;
- облегчается удаление продуктов химической реакции [3].

Гидродинамическая технология размыва каналов ПЗП кислотным раствором оказывается более эффективной, по сравнению с обычной кислотной обработкой, при которой применяется закачка кислотного раствора и его выдержка в ПЗП.

Для раскрытия трещины требуется не менее 0,5 сек., поэтому при перемещении массы

жидкости, трещины пласта успевают реагировать на изменения давления. При гидродинамической технологии происходит размыв ПЗП, кроме того, существующие и вновь образованные трещины интенсивно деформируются и развиваются, удлиняются и разветвляются. Таким образом, воздействие движущейся массы жидкости оказывает влияние как на ПЗП, так и массив породы по простирацию пласта.

Для эффективного освоения скважины при гидродинамической технологии, целесообразно одновременно проводить замену скважинной жидкости на кислотный раствор, и приводить ее в регулярное интенсивное движение. Одновременное использование двух технологий возможно, если на устье скважины установить быстродействующие задвижки, соединяющие НКТ 73, спущенные на глубину до середины перфорации, со сливной емкостью и насосным агрегатом (рис. 1). В процессе обработки ПЗП скважины кислотным раствором осуществляется открытие и закрытие задвижек за время порядка 0,3-0,5 с для обеспечения раскочки массы скважинной жидкости с периодичностью, зависящей от глубины скважины. Например, на глубине 2000 м она составляет ~3-3,5 с при скорости ударной волны 1200-1400 м/с, возвращение которой отображается на устьевом манометре.

В зависимости от геологических и эксплуатационных условий при проведении комплексной технологии гидродинамического воздействия на ПЗП регулируются пределы изменения давления закачиваемой жидкости, число свободных вертикальных колебаний столба скважинной жидкости, а также скорость закачки кислотного раствора.

На кафедре бурения скважин национального минерально-сырьевого университета «ГОРНЫЙ» проведены стендовые исследования, которые выявили перспективность данного метода.

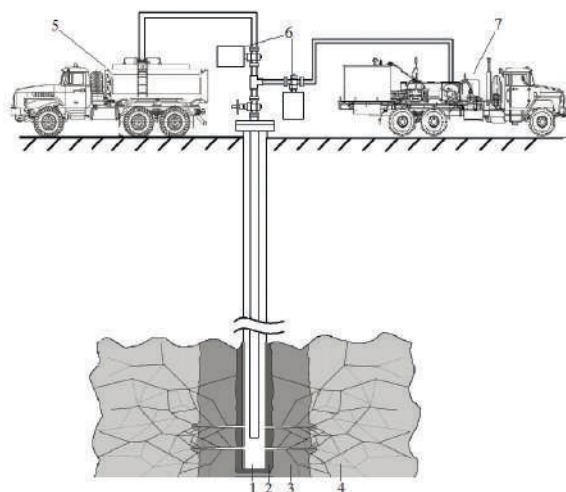


Рис. 1. Схема комплексной технологии гидродинамического воздействия на ПЗП:

- 1 – колонна;
- 2 – цементное кольцо;
- 3 – зона колюматации;
- 4 – «чистый пласт»;
- 5 – АЦН-Ю;
- 6 – задвижки с пневмоприводом;
- 7 – АНЦ-320.

Выводы

1. Гидродинамическое воздействие на пласт позволяет вызывать приток из низко проницаемых каналов пласта.

2. При циклическом нагнетании жидкости в пласт и последующей разгрузке осуществляется размыв каналов и трещин.

3. Колебание столба жидкости вызывает разрушение пространственной решетки вязкой нефти за счет регулярной её деформации, изменение реологических свойств с постепенным уменьшением вязкости.

ЛИТЕРАТУРА

1. Белорай Я.Л., Кононенко И.Я., Чертенков М.В., Чередниченко А.А. Трудноизвлекаемые ресурсы и разработка залежей вязких нефтей // Нефтяное хозяйство. – М.: ОАО «НК Роснефть», 2005. - № 7. – с. 120-122.

2. Молчанов А.А., Рогачев М.К., Максютин А.В., Валиуллин И.В. Интенсификация притока высоковязких нефтей с применением скважинного упругого воздействия на продуктивные пласты // Материалы Международной научно-практической конференции:

практической конференции: Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и битумов. – Казань: Издательство «Фэн», 2007. – с. 417-420.

3. Шипулин А.В., Мингулов Ш.Г. Технологии волнового воздействия на нефтяные пласты. СПб: Недра, 2011. – с. 9-14.

4. Храмов Р.А. Длинноходовые насосные установки для добычи нефти. М.: Недра, 1996. – с. 38.

УДК 622.24.05

Мощность буровой установки, затрачиваемая на процесс роторного бурения нефтяной скважины

В.В. Куликов – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой (МГРИ-РГГРУ)

Для обоснованного выбора буровой установки на стадии проектирования возникает необходимость определения мощности, затрачиваемой на ведение буровых работ. Традиционная методика расчёта мощности, требуемой для проводки скважины, заключается в следующем. Весь путь передачи энергии от двигателя буровой установки до забоя скважины разбивают на последовательно соединённые участки: двигатель → буровая установка → колонна бурильных труб → забойная компоновка → породоразрушающий инструмент (ПРИ) для колонкового (бурильная головка) или бескернового (буровое долото) бурения. Потерю мощности на каждом из указанных участков рассчитывают по экспериментально установленным зависимостям.

Однако, как показывают многочисленные проверки, точность рассчитанного по традиционной методике значения мощности, расходуемой в процессе углубки скважины, во многих случаях весьма невысока при её сравнении с опытным значением, установленным в процессе бурения конкретной скважины. Частично это объясняется сложностью самого формализованного описания процесса передачи энергии, его зависимостью от многих факторов (параметров режима бурения, продольных и поперечных размеров бурового инструмента и скважины и пр.). Как следствие сказанного – наличие

в литературе большого числа разнообразных формул, включающих в себя искусственно введённые трудно определяемые коэффициенты, часто со значительными диапазонами значений. Формулы порой взаимно противоречивы, имеют узкую область применения, при использовании приводят к существенно отличающимся результатам.

Одна из главных причин расхождения рассчитанных по традиционной методике и измеренных непосредственно в процессе углубки скважины значений мощности заключается в том, что измерения, лежащие в основе эмпирических формул, фиксировались для некоторых усреднённых стационарных (при данных значениях частоты n вращения бурового инструмента и осевой нагрузки C_{oc} на ПРИ) условий бурения: скважина углублялась с приблизительно постоянной скоростью, геологический разрез оставался неизменным, режущие элементы ПРИ не затуплялись, подшипниковые узлы ПРИ хорошо смазывались и не изнашивались, керн в керноотборном снаряде не подклинивался, сила трения между буровым инструментом и стенками скважины (поверхностью обсадной колонны) не менялась, скважина не начинала искривляться и т.д.

В действительности процесс углубки скважины часто носит нестационарный характер (в том числе,

при неизменных значениях n и C_{oc}). Все указанные выше и многие другие нестационарные условия, во-первых, имеют место в процессе бурения и, во-вторых, играют существенную роль в общем балансе мощности. Затрачиваемая на нестационарный процесс углубки скважины мощность увеличивается (по отношению к стационарному процессу) в результате возрастания крутящего момента, вызванного увеличением сил сопротивления вращению.

При этом важную роль в общих энергозатратах играет конкретное место изменения местной потери мощности в цепи последовательно соединённых участков её передачи с поверхности на забой скважины. Так, если на первом участке (т.е. в двигателе, т.к. отсчёт производится в направлении передачи потока энергии) или втором (в буровой установке) затраты мощности увеличатся на ΔN , то на эту же величину в единицу времени возрастут общие энергозатраты. Как показано в [5; 6; 7], если на величину ΔN увеличатся затраты мощности на последнем участке (в ПРИ), то общая мощность возрастёт не на ΔN , а на существенно большую, чем ΔN , величину.

В [3–7] в качестве показателя эффективности передачи энергии на каждом из участков на пути от двигателя до забоя скважины предложено использовать понятие коэффициента полезного действия (КПД) работы данного участка.

Для оценки эффективности работы механической системы, состоящей из последовательно соединённых m -участков и не имеющей промежуточных отводов и подводов энергии (то есть, системы с одним входом и одним выходом), применяется понятие КПД работы системы, или общего КПД η работы [1; 2]:

$$\eta = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \dots \cdot \eta_m = \prod_{i=1}^m \eta_i, \quad (1)$$

где η – механический КПД работы системы;
 m – число последовательно соединённых участков системы;

i – порядковый номер участка, $i = 1, 2, 3, \dots, m$, нумерация участков производится в направлении передачи энергии – от источника к потребителю;

η_i – КПД работы i -го участка;

$\prod_{i=1}^m \eta_i$ – последовательное произведение i -ых значений

КПД работы от $i = 1$ до $i = m$.

Как показано в [4; 5], для оценки эффективности работы ПРИ может использоваться величина КПД его работы:

$$\eta_{\text{при}} = N / N_{\text{п}} = C_{oc} \cdot ((1 + \mu^2) \cdot (v_m^2 + \pi^2 \cdot D^2 \cdot n^2))^{0.5} \cdot \cos(\arctg(1/\mu) - \arctg(v_m / (\pi \cdot D \cdot n))) / N_{\text{п}}, \quad (2)$$

где $\eta_{\text{при}}$ – КПД работы ПРИ;

N – мощность при выходе из ПРИ, т.е. переданная на забой скважины, Вт;

$N_{\text{п}}$ – мощность, подведённая к ПРИ, Вт;

n – частота вращения бурового инструмента, об/с;

C_{oc} – осевая нагрузка на ПРИ, Н;

v_m – механическая скорость бурения, м/с;

μ – опытный обобщённый коэффициент сопротивления окружающему движению ПРИ на забое скважины;

D – значение диаметра ПРИ, м: для бурения с отбором керна D – среднее значение диаметра ПРИ, $D = D_{\text{ср}}$

($D_{\text{ср}}$ – среднее арифметическое значений минимального

внутреннего $D_{\text{в}}$ и максимального наружного $D_{\text{н}}$ диаметров колонкового долота), для бескернаго бурения D – максимальный наружный диаметр бурового долота.

Универсальная зависимость для определения мощности N , переданной ПРИ на забой скважины, представлена в [3; 6]:

$$N = C_{oc} \cdot ((1 + \mu^2) \cdot (v_m^2 + \pi^2 \cdot D^2 \cdot n^2))^{0.5} \cdot \cos(\arctg(1/\mu) - \arctg(v_m / (\pi \cdot D \cdot n))). \quad (3)$$

Для оценки энергопроводных свойств колонн бурильных труб предложено [6; 7] использовать понятие КПД η_k работы бурильной колонны:

$$\eta_k = N_{\text{зк}} / (\Delta N_k + \Delta N_{\text{при}} + N), \quad (4)$$

где $N_{\text{зк}}$ – мощность, подведённая к забойной компоновке, Вт;

ΔN_k – мощность, расходуемая на вращение колонны бурильных труб, Вт;

$\Delta N_{\text{при}}$ – мощность, затрачиваемая на вращение ПРИ, Вт.

Таким образом, применительно к системе «двигатель буровой установки – ПРИ» можно записать:

$$\eta = N / N_{\Sigma} = \eta_{\text{дв}} \cdot \eta_{\text{бу}} \cdot \eta_k \cdot \eta_{\text{зк}} \cdot \eta_{\text{при}}, \quad (5)$$

где N_{Σ} – мощность при входе в двигатель, расходуемая в процессе бурения, т.е. полная (суммарная, общая) мощность, затрачиваемая на процесс углубки скважины, Вт;

$\eta_{\text{дв}}$ – КПД работы двигателя;

$\eta_{\text{бу}}$ – КПД работы буровой установки;

$\eta_{\text{зк}}$ – КПД работы забойной компоновки.

Для роторного бурения скважин характерны низкие значения КПД η_k работы бурильной колонны и общего КПД η работы: чем глубже скважина, тем меньше величины КПД [7].

Особенностью систем, состоящих из последовательно соединённых участков, является разная степень влияния конкретного места (в цепи участков) затрат (или экономии) энергии на величину общих энергозатрат [1; 2]. Наибольшей степенью влияния обладает последний участок – ПРИ. Поясним сказанное следующим условным (но возможным для нефтяной скважины в действительности) примером.

Пусть при некоторых стационарных условиях бурения $\eta = N / N_{\Sigma} = 0,02$, $N = 10^4$ Вт. Тогда, в соответствии с (3) и (4), $N_{\Sigma} = N / \eta = 10^4 / 0,02 = 500 \cdot 10^3$ Вт. Пример показывает, что для энергозатрат (в единицу времени) на разрушение горных пород забоя скважины (т.е., для мощности, переданной на забой) величиной в 10^4 Вт необходимо на поверхности израсходовать $500 \cdot 10^3$ Вт. Если, с учётом нестационарности процесса углубки скважины (при тех же значениях частоты вращения и осевой нагрузки), расход мощности на разрушение забоя скважины увеличится, например, на 5000 Вт и станет равным $15 \cdot 10^3$ Вт, то (при условии $\eta \approx \text{idem}$, характерном для работы бурового инструмента, $n \approx \text{idem}$ и $C_{oc} \approx \text{idem}$) полная затрачиваемая на процесс углубки скважины мощность увеличится до значения $750 \cdot 10^3$ Вт ($N_{\Sigma} = N / \eta = 15 \cdot 10^3 / 0,02 = 750 \cdot 10^3$ Вт). Справедливо и обратное утверждение: экономия энергии, затрачиваемой в единицу времени на разрушение горных пород забоя скважины, например, на величину $5 \cdot 10^3$ Вт (при условии сохранения высоких показателей углубки скважины и при $\eta \approx \text{idem}$, $n \approx \text{idem}$

и $C_{oc} \approx idem$) приведёт на поверхности к экономии в $250 \cdot 10^3$ Вт ($N_{\Sigma} = N / \eta = (10 - 5) \cdot 10^3 / 0,02 = 250 \cdot 10^3$ Вт).

Следовательно, экономия энергии, расходуемой на последних участках – на разрушение забоя скважины, на работу ПРИ и на вращение забойных компоновок буровых снарядов, – существенно выгоднее экономии энергии, затрачиваемой на работу поверхностного бурового оборудования.

Рассмотренной закономерностью объясняется возможность регистрации энергетически слабых нестационарных забойных явлений (износ подшипниковых узлов бурового долота, износ резцов бурового долота, зашламование забоя скважины подклинивание и отрыв керна и др.) по показаниям общих затрат мощности на поверхности. По этой же причине становится понятной важность учёта нестационарности (при $n \approx idem$ и $C_{oc} \approx idem$) процесса углубки скважины при расчёте общих энергозатрат в единицу времени. Учёт при выборе буровой установки исключительно стационарных условий процесса углубки может привести к существенной ошибке при заверке рассчитываемой полной мощности фактическим поверхностным измерением.

Таким образом, в отличие от традиционной, предлагаемая более корректная методика расчёта общей мощности, основывающаяся на закономерностях распределения энергии по участкам, должна учитывать следующие важнейшие факторы:

- изменение местных сил сопротивления вращению бурового инструмента в скважине при $n \approx idem$ и $C_{oc} \approx idem$ вследствие нестационарного характера процесса углубки;
- изменение общих затрат мощности, определяемое различной степенью влияния увеличения (снижения) местных (на данном участке) энергозатрат в зависимости от конкретного места расположения участка в цепи передачи энергии с поверхности на забой скважины.

В соответствии с традиционной методикой

$$N_{\Sigma} = \Delta N_{дв} + \Delta N_{ст} + \Delta N_{к} + \Delta N_{зк} + \Delta N_{при} + N, \quad (6)$$

где N_{Σ} – общие затраты мощности в стационарном процессе углубки скважины, Вт;

$\Delta N_{дв}$, $\Delta N_{ст}$, $\Delta N_{к}$, $\Delta N_{зк}$, $\Delta N_{при}$ – потеря мощности в двигателе, буровой установке, колонне бурильных труб, забойной компоновке и ПРИ соответственно, Вт;

N – мощность при выходе из ПРИ, т.е. переданная на забой скважины, Вт.

С целью разработки новой методики расчёта общей мощности рассмотрим цепь, состоящую из последовательно соединённых участков передачи энергии с поверхности (от двигателя бурового станка) на забой скважины. Общий КПД работы цепи участков определяется зависимостью (1), в которой

$$\eta_i = N_{вых i} / N_{вх i} = N_{вх i+1} / N_{вх i-1}, \quad (7)$$

где $N_{вх}$, $N_{вых}$ – мощность при входе в участок и при выходе из участка цепи передачи энергии соответственно, Вт;

$i, i+1, i-1$ – порядковые номера участков цепи.

Тогда

$$\eta = N_{вых m} / N_{вх 1} = N_{вых m} / N_{\Sigma}, \quad (8)$$

где $N_{вых m}$ – мощность при выходе из последнего участка $i = m$ (т.е. при выходе из ПРИ), Вт;

$N_{вх 1}$ – мощность при входе в первый участок $i = 1$ (т.е. при входе в двигатель), $N_{вх 1} = N_{\Sigma}$, Вт.

Общую мощность, затрачиваемую в процессе углубки скважины, можно представить следующим образом:

$$N_{\Sigma} = N_{вх 1} - N_{вых 1} + N_{вых 1} - N_{вых 2} + N_{вых 2} - N_{вых 3} + \dots + N. \quad (9)$$

Но $N_{вых 1} = N_{вх 2}$, $N_{вых 2} = N_{вх 3}$ и т.д.

Тогда

$$N_{\Sigma} = N_{вх 1} - N_{вых 1} + N_{вх 2} - N_{вых 2} + N_{вх 3} - N_{вых 3} + \dots + N. \quad (10)$$

Введём обозначения для потери мощности на каждом участке: $\Delta N_1 = N_{вх 1} - N_{вых 1}$, $\Delta N_2 = N_{вх 2} - N_{вых 2}$, $\Delta N_3 = N_{вх 3} - N_{вых 3}$ и т.д.

Следовательно,

$$N_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m \Delta N_i + N. \quad (11)$$

Для участка $i = 1$:

$$\begin{aligned} \Delta N_1 &= N_{вх 1} - N_{вых 1} = N_{вх 1} / \eta_1 - N_{вх 2} = N_{вх 2} / \eta_1 - N_{вх 2} = \\ &= N_{вх 2} \cdot (1 - \eta_1) / \eta_1 = N_{вых 2} \cdot (1 - \eta_1) / (\eta_1 \cdot \eta_2) = \\ &= N_{вх 3} \cdot (1 - \eta_1) / (\eta_1 \cdot \eta_2) = N_{вых 3} \cdot (1 - \eta_1) / (\eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3) = \dots \\ &= N \cdot (1 - \eta_1) / (\eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \dots \cdot \eta_m). \end{aligned} \quad (12)$$

Тогда для любого i -го участка (от $i = 1$ до $i = m$):

$$\Delta N_i = N \cdot (1 - \eta_i) / \prod_{j=i}^m \eta_j, \quad (13)$$

где j – текущее значение номера участка от $j = i$ до $j = m$.

Или для участков от $i = 1$ до $i = m - 1$:

$$\Delta N_i = N_{вх i+1} \cdot (1 - \eta_i) / \eta_i = (N_{вых i+1} + \Delta N_{i+1}) \cdot (1 - \eta_i) / \eta_i. \quad (14)$$

Для участка $i = m$ (13) примет вид:

$$\Delta N_m = N \cdot (1 - \eta_m) / \eta_m. \quad (15)$$

В отличие от традиционной методики (6), полученные новые зависимости (7)–(15) позволяют непосредственно учитывать закономерности передачи энергии от двигателя буровой установки на забой скважины и влияние изменения потери мощности (на конкретном участке при $n \approx idem$ и $C_{oc} \approx idem$) на общие затраты мощности.

Выводы

1. Использование понятие КПД работы участка последовательной цепи передачи энергии от поверхностного двигателя до забоя скважины позволяет обосновать новую, более корректную методику определения расхода энергии на процесс бурения скважины и рассчитывать потери мощности как при стационарных, так и нестационарных (при неизменных C_{oc} и n) нагрузках в процессе углубки скважины.

2. Для учёта нестационарных нагрузок (при неизменных C_{oc} и n) необходимо в известные зависимости традиционной методики, справедливые для стационарных процессов, в качестве множителей ввести соответствующие коэффициенты, устанавливаемые

экспериментально и учитывающие нестационарные свойства действующих нагрузок.

3. Предложенная новая методика расчёта полной мощности, в отличие от традиционной, учитывает закономерности влияния конкретного места расположения участка (в цепи передачи энергии с поверхности на

забой скважины) на величину общих энергозатрат при изменении потери мощности на этом участке, что существенно повышает точность значения полной мощности и позволяет более обоснованно произвести выбор подходящей буровой установки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бродянский В.М. Эксергетический метод термодинамического анализа. – М.: Энергия, 1973. – 372 с.
2. Бродянский В.М., Фратшер В., Михалек К. Эксергетический метод и его применение. / Под ред. В.М. Бродянского. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.
3. Куликов В.В. Механический коэффициент полезного действия работы бурильного инструмента в скважине. // XI Международная конференция «Новые идеи в науках о Земле». Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ-РГГРУ). Доклады. В 3-х томах. – М.: Ваш полиграфический партнер, 2013. Том 2. С. 244–245 (426 с.).
4. Куликов В.В. Мощность, затрачиваемая на разрушение забоя скважины // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2013. – № 1. – с. 53–56.
5. Куликов В.В. Расход мощности на забое скважины. // XI Международная конференция «Новые идеи в науках о Земле». Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ-РГГРУ).

Доклады. В 3-х томах. – М.: Ваш полиграфический партнер, 2013. Том 2. с. 242–243 (426 с.).

6. Куликов В.В., Тунгусов А.А., Тунгусов С.А. Коэффициент полезного действия работы колонны бурильных труб. // VII Международная научно-практическая конференция «Наука и новейшие технологии при поисках, разведке и разработке месторождений полезных ископаемых». Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ-РГГРУ). Материалы конференции. – М.: Экстра-Принт, 2012. с. 7–8 (242 с.).

7. Куликов В.В., Тунгусов А.А., Тунгусов С.А. Оценка энергопроводных свойств колонн бурильных труб по величине коэффициента полезного действия // Разведка и охрана недр. М.: 2012. – № 12. – с. 39–42.

8. Куликов В.В. Энергозатраты на забое геологоразведочной скважины // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2013. – № 4. – с. 63–67.

УДК 622.245.124

Выполнение проектной траектории на участке стабилизации за счет использования информационных технологий

С.А. Кейн – канд. техн. наук, доцент;
В.В. Трохов – аспирант; Е.А. Овешников – магистрант
(ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет»)

Выполнение проектной траектории скважины является одной из важнейших задач наклонно направленного бурения. Однако многолетний опыт показывает, что фактические траектории наклонных и горизонтальных скважин не соответствуют проектному профилю [1, 2, 5].

Проводка прямолинейно наклонного участка (стабилизации зенитного угла или горизонтального)

является важнейшим элементом выполнения траектории. Современный технологический комплекс предусматривает бурение этого участка винтовыми забойными двигателями-отклонителями (ВЗДО) с вращением их ротором с небольшой частотой – 30-40 оборотов в минуту. При этом компоновка нижней части бурильной колонны (КНБК) включает телесистему. Такая технология

позволяет существенно сократить число спускоподъемных операций, а также, в случае необходимости, оперативно произвести корректировку траектории бурения.

Анализ исследований и промышленной информации показывает, что в процессе бурения основными причинами отклонения ствола скважины от проекта являются:

- геологические (анизотропия и перемежаемость горных пород различной твердости, угол наклона пластов, устойчивость горных пород);
- технические (эксцентричное соединение элементов компоновки низа бурильной колонны, наличие изгиба, радиальный и осевой люфт вала забойного двигателя, повреждения долота, абразивный износ опорно-центрирующих элементов в процессе бурения и др.);
- технологические (осевая нагрузка, способ бурения, частота вращения долота, зенитный угол скважины, механическая скорость бурения и др.).

Авторами проведен анализ промышленной информации по бурению участка стабилизации в наклонно направленных и горизонтальных скважинах на месторождениях Тимано-Печорской провинции: Харьгинское, Юрьянское, Южно-Шапкинское (Средне-Сергеевский купол), Северо-Кожвинское, Южно-Лыжское и Ошское [3, 4].

Некоторые результаты этих исследований приведены на рис. 1-2. Из графиков и анализа геологического разреза следует, что в интервалах, сложенных известняками, фактический зенитный угол значительно (до 2°) отличается от проектного значения. В глинистых отложениях фактический зенитный угол практически такой же, как и проектный.

На рис. 3 приведены в сравнении работа КНБК с радиальным люфтом вала шпинделя забойного двигателя-отклонителя 2 и 5 мм. Из приведенных графиков видно, что компоновка №1 с люфтом вала 5 мм, работала неустойчиво.

Полученные результаты позволили выделить факторы, влияющие на отклонение участка стабилизации от проекта. Важнейшими из них, на наш взгляд, являются

следующие: кавернозность и твердость горных пород; величина зенитного угла; осевая нагрузка; угол перекоса осей нижней и верхней секций забойного двигателя-отклонителя; осевой и радиальный люфты вала шпинделя; длина нижней и верхней секций забойного двигателя-отклонителя; доля и время бурения участка стабилизации с вращением компоновки ротором.

Нами была сформулирована и поставлена следующая задача: выявить степень влияния этих факторов на выполнение проектной траектории, а также научиться прогнозировать

техничко-технологические параметры, которые обеспечат проводку фактического ствола в заданном коридоре отклонения от проектной траектории.

Для решения поставленной задачи нами выбрана искусственная нейронная сеть, которая не программируется в привычном смысле этого слова, а обучается. В процессе обучения нейронная сеть способна выявлять сложные зависимости между входными данными и выходными, а также выполнять обратную задачу.

При создании информационной базы для работы нейросети использовались: инклинометрия

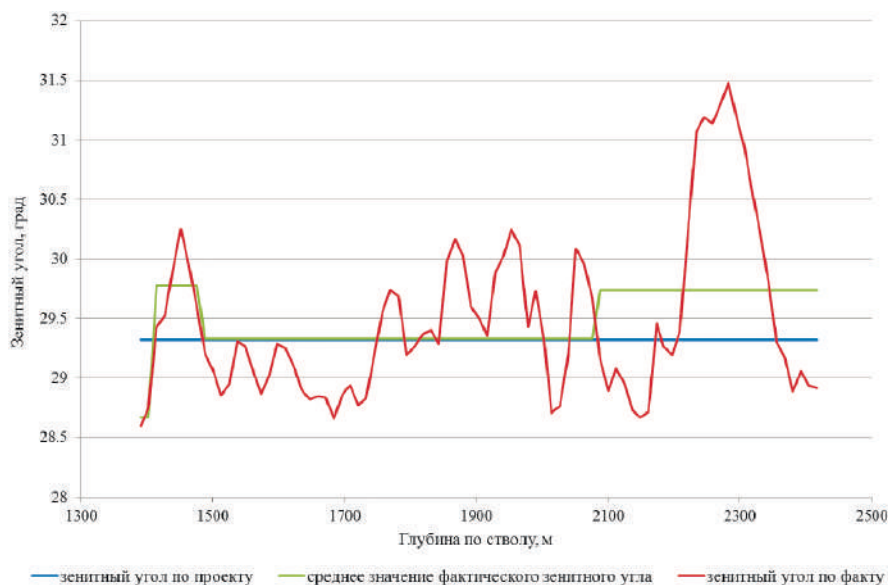


Рис. 1. Изменение зенитного угла с глубиной на участке стабилизации (Южно-Ошское месторождение, скважина №1011).

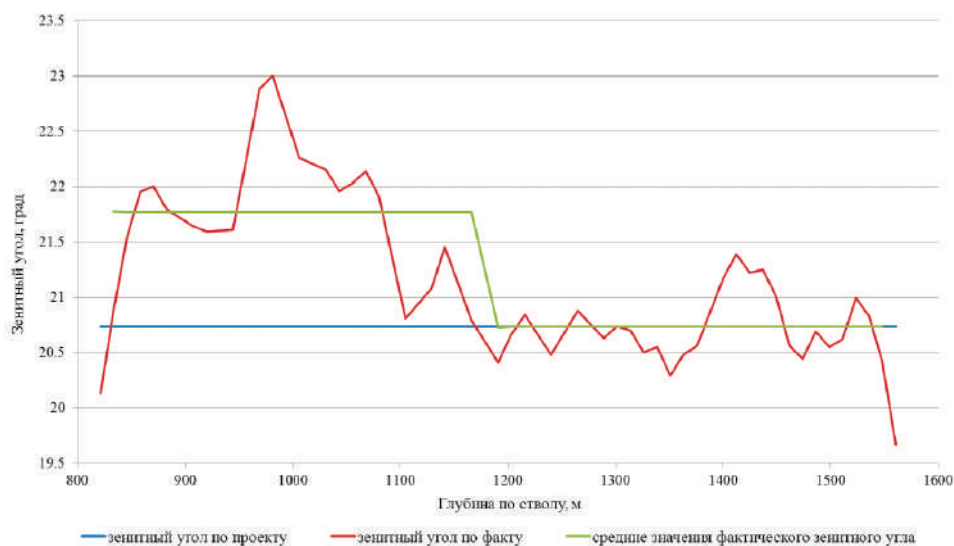


Рис. 2. Изменение зенитного угла с глубиной на участке стабилизации (Северо-Кожвинское месторождение, скважина №216).

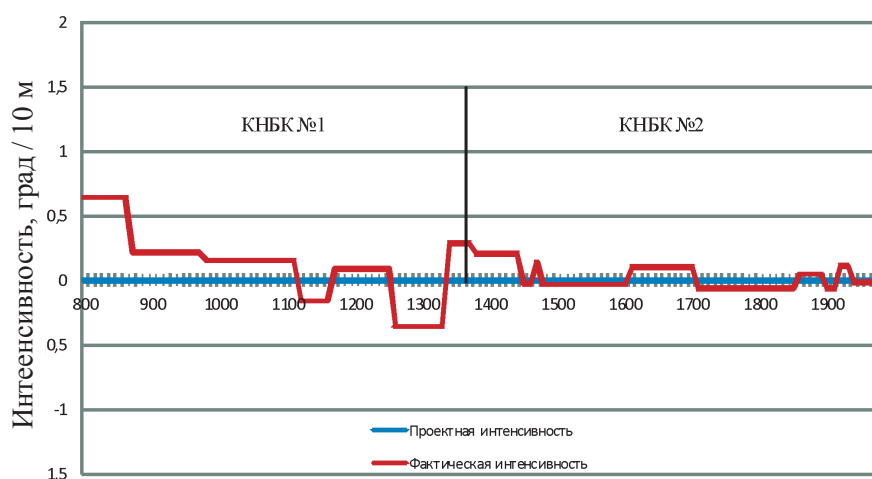


Рис. 3. Изменение зенитного угла с применением КНБК №1 и №2 на участке стабилизации (Харьгинское месторождение, скважина №1021).

скважин (угол, азимут, длина по стволу скважины); данные о геологическом строении разреза (стратиграфия, литология, твердость пород, кавернозность); паспортные и фактические данные характеристик винтового забойного двигателя-отклонителя (угол перекоса осей нижней и верхней секций отклонителя, длины верхнего и нижнего плеч ВЗДО); данные контроля за состоянием ВЗДО до спуска в скважину и по окончании рейса (радиальный и осевой люфты вала шпинделя ВЗДО), данные по рейсу ВЗДО (количество часов и метров, пробуренных направленно); показания электронного индикатора веса.

В сформированной информационной базе (табл. 1) зенитный угол на участке стабилизации изменялся в пределах от 18° до 45°; глубина участка стабилизации варьировалась от 820 м до 2956 м; разрезы представлены мягкими и средними породами (глина, аргиллит, алевролит, песчаник, мергель, известняк, доломит) с твердостью по общепринятой классификации от 2 до 7; коэффициент кавернозности по месторождениям изменялся от 1 до 1,15; отношение длины нижнего плеча к верхнему – от 0,27 до 0,68; процент направленного бурения в метрах – от 9% до 35%; осевая нагрузка на выбранном участке – от 4 до 12 т; осевой и радиальный люфты после рейса наблюдались соответственно от 1 мм до 5 мм и от 0 мм до 4 мм.

Компоновки низа бурильной колонны, используемые при бурении участка стабилизации на исследуемых

месторождениях, включали винтовые забойные двигатели-отклонители, опорно-центрирующие устройства, телесистему и утяжеленные бурильные трубы.

Технология работы с нейросетью включает следующие важнейшие операции:

1. формирование системы входных параметров, влияющих на выходные;
2. анализ степени влияния входных параметров на выходные (определение весовых значимостей);
3. разработка технико-технологических рекомендаций на основе прогноза, полученного обученной нейросетью.

На первом этапе выполнялись следующие процедуры: предварительная обработка входных параметров (факторов); формирование обучающего множества для построения нейронной сети; обучение нейронной сети с помощью программы-нейростимулятора; тестирование нейронной сети и проверка ее прогнозной способности; выявление наиболее значимых факторов.

Предварительная обработка включала следующую последовательность операций:

1. формирование обучающей последовательности; то есть определение списка входных факторов, влияющих на выходной;
2. приведение входных и выходных параметров к безразмерному нормализованному виду (от -1 до +1);
3. преобразование параметров к бинарному виду.

Был сформирован входной вектор, включающий восемь нормализованных параметров:

- X1 – относительная твердость пород;
- X2 – относительное увеличение диаметра ствола скважины;
- X3 – относительный зенитный угол на участке стабилизации;
- X4 – относительный осевой люфт двигателя;
- X5 – соотношение длин плеч нижней и верхней секций винтового забойного двигателя-отклонителя;
- X6 – относительный радиальный люфт двигателя;
- X7 – доля (по длине ствола) участка бурения без вращения ротором;
- X8 – относительная осевая нагрузка.

Определены выходные параметры нейросети.

1. Параметр Y1, характеризующий относительное отклонение траектории по зенитному углу, равный среднему значению отношения разницы фактического и проектного значений зенитного угла к его проектному значению.

2. Параметр Y2, характеризующий относительное отклонение траектории по азимуту, равен среднему значению отношения разницы фактического и проектного значений азимута к его проектному значению.

Относительные значения параметров приведены в табл. 2.

С помощью обученной нейронной сети, формирующей правильные прогнозы, были определены весовые значимости входных факторов, которые и представлены на диаграммах рис. 4 и 5. Из этих диаграмм ясно видно, что на отклонение траектории от проектной по зенитному углу в первую очередь влияет твердость пород. Вторым по значимости фактором является осевой люфт вала шпинделя ВЗДО, а третьим – значение зенитного угла на участке стабилизации. Что же касается отклонения по азимуту, то в этом случае определяющим фактором является величина зенитного угла, вторым – осевая нагрузка и третьим – кавернозность пород. Отметим, что влияние радиального люфта оси вала шпинделя является также достаточно существенным.

По обученной нейросети был выполнен прогноз входных параметров, обеспечивающих выполнение проектной траектории так, чтобы отклонение по зенитному углу не превышало $\pm 0,2^\circ$, а по азимуту $\pm 1,5^\circ$, то есть абсолютную ошибку показания телесистемы.

Таблица 1. Сводные данные по месторождениям.

Параметры Месторождение	Относительное отклонение по азимуту	Твердость порода (%)	Коэффициент кавернозности	Зенитный угол, град	Угол перекаса осей нижней и верхней секций отклонителя, град	Длина нижнего и верхнего плеча вздуха, м	Количество метров направленного бурения; общая длина по стволу, м	Осевая нагрузка, т	Осевой люфт, мм	Радиальный люфт, мм	Глубина по стволу, м	
											От	До
Ю-Юрьяхинское 1	-0,009	3 (33); 4 (13); 5 (18); 6 (36)	1,06	30,69	1,39	2355; 6372	155; 1000	5	5	1	960	1960
Ю-Юрьяхинское 2	0,021	5 (77); 6 (23)	1,01	18,57	1,01	2514; 3995	42; 454	12	2	1	2502	2956
Ю-Юрьяхинское 3	0,020	3 (6); 5 (18); 6 (58); 7 (18)	1,04	26,53	0,81	3104; 4620	121; 1060	8	3	1	1370	2430
Ю-Юрьяхинское 4	-0,038	3 (1); 5 (35); 6 (55)	1,05	28,86	0,85	2771; 6813	70; 550	9	2	1	1380	1930
Ю-Шапкинское	-0,003	4 (30); 5 (70)	1,15	41,43	0,84	2758; 6668	49; 270	4	2	0	820	1090
С-Кожвинское 1	0,019	3 (20); 4 (60); 5 (20)	1,12	21,13	1,50	2060; 6860	73; 750	8	4	1	820	1570
С-Кожвинское 2	0,007	3 (20); 4 (60); 5 (20)	1,12	26,98	1,50	2070; 6980	205; 710	7	4	2	870	1580
С-Кожвинское 3	-0,002	4 (71); 5 (29)	1,11	24,98	1,50	2070; 6670	272; 879	7	5	3	1013	1892
Ю-Лыжское 1	-0,001	3 (100)	1,12	44,11	1,50	2120; 7800	81; 300	9	3	3	1240	1540
Ю-Лыжское 2	0,012	3 (10); 4 (80); 5 (10)	1,11	31,63	1,50	2090; 7022	191; 1040	6	4	2	1310	2350
Ю-Лыжское 3	0,006	4 (89); 5 (11)	1,11	30,12	1,42	2360; 7000	418; 1470	8	3	0	1150	2620
Ю-Ошское 1	0,007	2 (5); 3 (90); 4 (5)	1,13	24,40	1,50	2435; 7950	89; 820	7	4	2	950	1770
Ю-Ошское 2	0,006	4 (81); 5 (19)	1,13	29,48	1,50	2430; 8099	363; 1030	7	5	2	1390	2420

Таблица 2. Выходные и входные параметры: относительные значения.

Параметры Месторождение	Относительное отклонение по зенитному углу	Относительное отклонение по азимуту	Относительная твердость пород	Относительное увеличение диаметра ствола скважины	Относительный зенитный угол	Относительный угол перекаса осей ВЗДО	Соотношение длин нижнего и верхнего плеч ВЗДО	Доля участка направленного бурения	Относительная осевая нагрузка	Относительный осевой люфт	Относительный радиальный люфт
	Y_1	Y_2	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_7	X_8	X_9	X_{10}
Ю-Юрьяхинское 1	-0,009	0,001	0,38	0,06	0,34	0,46	0,37	0,16	0,63	0,69	0,23
Ю-Юрьяхинское 2	0,021	-0,003	0,44	0,01	0,21	0,40	0,63	0,09	0,21	0,29	0,17
Ю-Юрьяхинское 3	0,020	-0,002	0,48	0,04	0,30	0,34	0,68	0,11	0,40	0,42	0,19
С-Кожвинское 2	0,007	0,003	0,33	0,12	0,30	0,5	0,30	0,29	0,50	0,67	0,67
Ю-Юрьяхинское 4	-0,038	0,000	0,45	0,05	0,32	0,42	0,45	0,13	0,44	0,27	0,21
Ю-Шапкинское	-0,003	-0,004	0,36	0,15	0,46	0,33	0,42	0,18	0,67	0,27	0
С-Кожвинское 1	0,019	0,006	0,33	0,12	0,24	0,5	0,30	0,10	0,43	0,67	0,33
С-Кожвинское 3	-0,002	-0,001	0,36	0,11	0,28	0,5	0,31	0,31	0,53	0,76	0,85
Ю-Лыжское 1	-0,001	0,002	0,25	0,12	0,49	0,5	0,27	0,27	0,36	0,50	1
Ю-Лыжское 2	0,012	-0,005	0,33	0,11	0,35	0,5	0,30	0,18	0,57	0,65	0,58
Ю-Ошское 2	0,006	0,003	0,35	0,13	0,33	0,5	0,32	0,35	0,51	0,66	0,63
Ю-Лыжское 3	0,006	0,000	0,34	0,11	0,34	0,52	0,35	0,28	0,43	0,47	0
Ю-Ошское 1	0,007	0,001	0,25	0,13	0,27	0,5	0,31	0,11	0,49	0,57	0,67

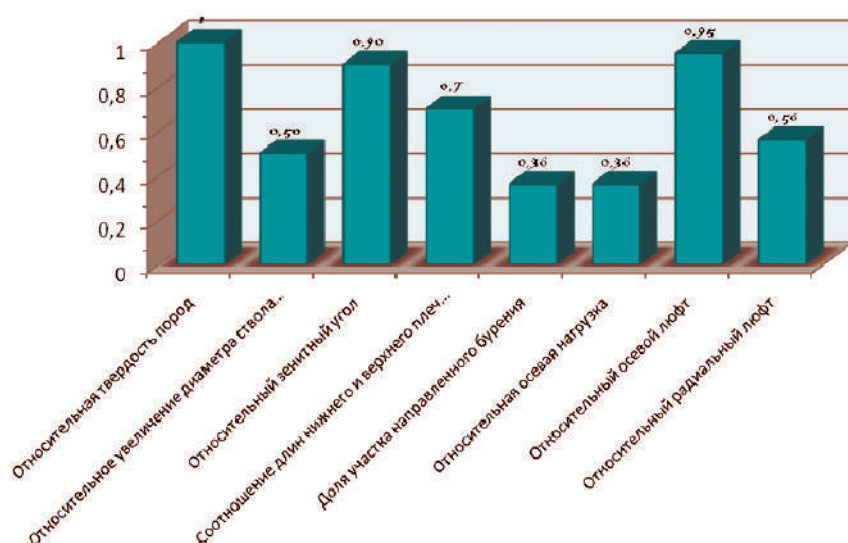


Рис. 4. Значимость входных параметров для критерия «относительное отклонение по зенитному углу».

Прогнозная модель построена на последовательности значений входного вектора, включающей все возможные сочетания его значений, равного 2^8 , где 8 – число входных параметров. Определенный из возможных сочетаний входной вектор $\{X_i = 1 \div 8\}$ составлен с учетом весовых значимостей входных параметров и имеет следующий вид $X_{рек} = \{X_3; X_1; X_4; X_2; X_7; X_6; X_8; X_5\}$, или в численном выражении $X_{рек} = \{0,438; 0,36; 0,332; 0,142; 0,662; 0,65; 0,116; 0,18\}$.

Совершив обратное преобразование к абсолютным значениям, получили входной вектор со следующими компонентами $X_{рек} = \{39; 4,5; 0,33; 1,14; 5,0; 0,65; 1,0; 0,78\}$, что позволило сформулировать следующие технико-технологические рекомендации:

1. Участок стабилизации располагать в отложениях пород твердостью 4÷5 и кавернностью не более 1,14;

2. Обеспечить зенитный угол не менее 39° для одновременной стабилизации зенитного угла и азимута, при этом вращать КНБК ротором 70÷80% от общей длины участка;

3. Отношение длины нижнего плеча двигателя-отклонителя к длине верхнего должно составлять $\approx 0,33$, осевой люфт вала шпинделя не должен превышать 4÷5 мм, а радиальный люфт – 1 мм.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

1. Установлено, что применение нейросетевого анализа для обеспечения проектной траектории является целесообразным.

2. Выявлена степень влияния геологических и технико-технологических факторов на обеспечение проектной траектории:

- на отклонение от проектной траектории по зенитному углу влияют в первую очередь твердость пород, осевой люфт вала шпинделя, величина зенитного угла;

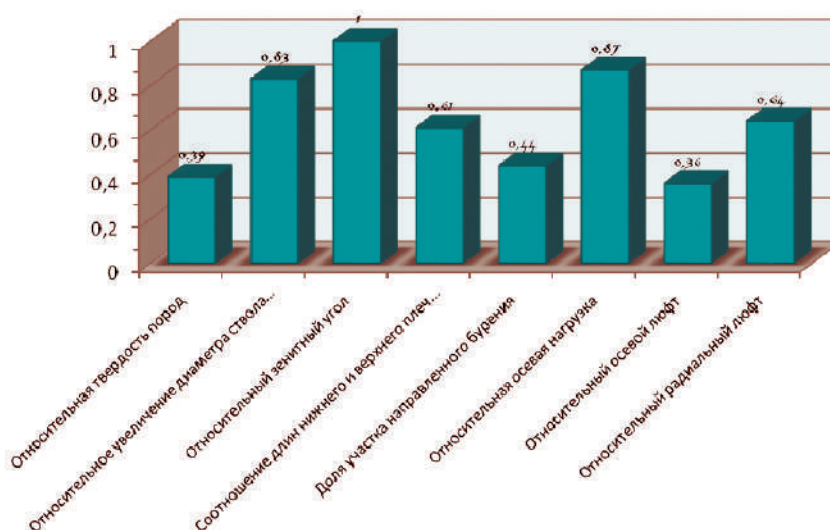


Рис. 5. Значимость входных параметров для критерия «относительное отклонение по азимуту».

- на отклонение от проектной траектории по азимуту влияют зенитный угол, осевая нагрузка, кавернность, радиальный люфт.

ЛИТЕРАТУРА

1. Калинин, А.Г. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: справочник / А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Солодкий, Б.З. Султанов; под ред. А.Г. Калинина. М.: Недра, 1997. – 648 с.

2. Повалихин А. С. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. / А.С. Повалихин, А.Г. Калинин, С.Н. Бастриков, К.М. Солодкий: Под общей редакцией доктора технических наук, профессора А.Г. Калинина – М: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз. – 2011. – 647 с.

3. Трохов В.В. Анализ опыта работы винтовых отклонителей на Салюкинском месторождении / В.В. Трохов, С.А. Кейн. – Сборник научных трудов: материалы научно-технической конференции (17-20 апреля 2012 г.): в 3 ч.; ч. I / под ред. Н.Д. Цахая. – Ухта: УГТУ, 2012. – с. 129-131.

4. Трохов В.В. Анализ и выявление факторов, влияющих на изменение параметров компоновки низа бурильной колонны / В.В. Трохов, Д.В. Радьков. – XIII Международная научная конференция «Севергеозкотех-2012»: материалы конференции (21–23 марта 2012 г., Ухта): в 6 ч.; ч. 5. – Ухта: УГТУ, 2013. – с. 50-54.

5. William G. Lesso, Jr., Iain M. Rezmer-Cooper, Minh Chau (Schlumberger) "Continuous Direction and Inclination Measurements Revolutionize Real-Time Directional Drilling Decision-Making", SPE/IADS-67752.

УДК 622.23.01

Особенности генерирования электромагнитной эмиссии при вдавливании штампа в образцы горной породы

В.Ф. Гордеев – кандидат техн. наук
(ИИМКЭС СО РАН)

В.Д. Евсеев – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой
(НИ ТПУ)

При вдавливании в горную породу штампа под пятном контакта возникает сложное неравнокомпонентное напряженное состояние сжатия [1]. Увеличение контактного давления при вдавливании штампа в горную породу приводит к росту изотропной составляющей напряженного состояния в ядре сжатия и касательных напряжений, ответственных за развитие сдвиговых деформаций. В горной породе в ядре сжатия создаются условия для развития локального катакластического течения: одновременно возникает большое всестороннее давление (ВД) и большие напряжения сдвига (НС), т.е. реализуется условие (ВД + НС), обеспечивающее как обратимое, так и необратимое развитие объемной и сдвиговой деформации [2].

С позиции мезомеханики разрушения [3] горную породу ядра сжатия следует рассматривать в качестве мезообъема, в котором происходит множество единичных трансляционно-ротационных вихрей - единичных актов "пластического" поведения горной породы, включающего в себя как множественное развитие элементов сухого трения Сен-Венана, так и трещин нормального отрыва.

При постановке задачи обнаружения эмиссии электромагнитных волн при вдавливании штампа в образцы горной породы вопрос о местонахождении источников электромагнитных сигналов достаточно очевиден: источники излучения находятся в очаге разрушения под штампом, где происходят механоэлектрические процессы. Появление электрических зарядов в ядре сжатия при развитии катакластического течения следует связывать не только с когезионным разрушением минералов диэлектриков, при котором возникает избыточный электрический заряд на свежих поверхностях (электризация при разрушении), но и с разрывом адгезионных связей между минералами, между цементирующим веществом и минералами, с трибоэлектризацией, возникающей при разрушении элементов Сен-Венана под действием девиаторной нагрузки.

В катакластически деформируемом ядре создаются условия, с которыми в настоящее время связывают появление электромагнитного сигнала при деформировании твердых диэлектриков: разряд в газовом промежутке

в полости трещины нормального отрыва, ускоренное движение заряженных поверхностей минералов и цементирующего вещества при поступательном движении и вращении разрушающихся зерен минералов в ядре сжатия и пр. [4].

Для обнаружения и измерения характеристик электромагнитной эмиссии (ЭМЭ), сопровождающую вдавливание штампа в горную породу, был применен разработанный в лаборатории электроники диэлектриков и полупроводников (ЭДиП) Томского политехнического университета измеритель акустической и электромагнитной эмиссии "Emission". Данный прибор имеет канал для измерения электрической компоненты электромагнитного поля и обеспечивает работу в комплекте с ЭВМ типа IBM.

Для обеспечения совместной работы измерителя эмиссии "Emission" с установкой УМГП-3 использовалось оригинальное программное обеспечение измерителя STATICS, позволяющее проводить эксперименты при квазистатическом нагружении образца в течение нескольких минут. Максимальное устанавливаемое время в данном исследовании равно 200 с.

Ёмкостной дифференциальный приемник поля 3 обладает чувствительностью (10^{-3} - 10^{-2} В/м) и обеспечивает приём сигналов от источников электрического поля (рис. 1). Приемник 3 и предварительный усилитель 4 располагаются в выносном датчике, который во время проведения опытов закреплялся на штативе на уровне верхней плоскости образца горной породы, в которую вдавливался штамп. Выносной датчик был неподвижен и располагался на расстоянии $\approx 10^{-2}$ м от пятна контакта. Электромагнитный сигнал, поступающий с приёмника 3, усиливался предварительным усилителем 4 в полосе частот 1-500 кГц и оцифровывался с шагом дискретизации 10 мкс. Это позволило изучать форму, амплитудные и спектральные характеристики выявляемых сигналов.

Электромагнитный сигнал, воспринимаемый приёмником поля 3, после усиления основным усилителем 5, поступает на вход компаратора 6 и аналогоцифровой преобразователь 7, где происходит оцифровка и запоминание первого электромагнитного сигнала, пришедшего на данной секунде и превышающего

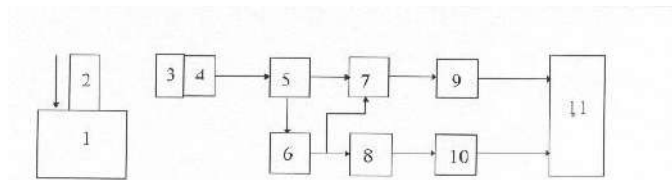


Рис. 1. Схема опыта по обнаружению электромагнитной эмиссии при разрушении горных пород вдавливанием штампа

- 1 – образец горной породы;
- 2 – штамп;
- 3 – приёмник поля;
- 4 – предварительный усилитель;
- 5 – основной усилитель;
- 6 – компаратор;
- 7 – аналогоцифровой преобразователь;
- 8 – двоичный счётчик;
- 9, 10 – буферный регистр;
- 11 – ЭВМ.

по величине амплитуды значение опорного напряжения компаратора. Регулировкой опорного напряжения компаратора 6 осуществляется отстройка от большинства удаленных электромагнитных помех техносферного происхождения и части сигналов из очага разрушения под штампом. Сигналы, прошедшие компаратор 6, поступают в буферные регистры 9, 10 и далее в ЭВМ 11.

Используемые горные породы: габбро, диабаз. Вдавливанию штампа осуществлялось как в сухие образцы, так и в образцы пород, пропитанные жидкостью (вода, керосин). Насыщение жидкостью происходило в течение 14 дней (габбро) и 40 дней (диабаз). Непосредственно перед экспериментом образцы горных пород протирались сухой мягкой тряпкой. В образцы горных пород вдавливался конический штамп, приготовленный из твердого сплава, с площадью основания $2,07 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$.

Пропитывание образцов горных пород жидкостями различной полярности преследовало следующую цель: создать в образцах горных пород растворы, резко отличающиеся по величине электропроводности. Вода, проникающая вглубь образца, и находящаяся в нём в течение указанного выше времени растворяет твёрдые компоненты, входящие в состав данной породы. Это обеспечит рост электропроводности возникающих водных растворов. Неполлярный же керосин такое изменение своей электропроводности не в состоянии обеспечить.

В результате при вдавливании штампа в сухие образцы горных пород и в образцы, пропитанные керосином, время релаксации электрических зарядов, появляющихся на свежих диэлектрических поверхностях минералов, будет резко отличаться. Это отличие вызовет, с одной стороны, различную величину твёрдости горных пород, определяемую при вдавливании штампа в образцы горных пород в присутствии воды, керосина [5], а, с другой стороны, должно вызвать и различие в генерировании электромагнитных сигналов на различных этапах вдавливании штампа в образцы горных пород (упругий и неупругий участок деформационной кривой, выкол).

Вдавливанию штампа в образцы горных пород на установке УМГП-3 и фиксирование электромагнитных сигналов происходило без одновременной записи деформации. Это связано с тем, что запись деформации в

машине УМГП-3 производится с помощью электрического индикатора, контактно-релейное устройство которого является источником большой помехи, постоянно сопровождающей вдавливанию штампа. При работе с диабазом было проведено дополнительное неоднократное вдавливанию штампа в образцы без фиксирования электромагнитных импульсов, но с записью деформации для установления времени достижения предела упругости этой породы, находящейся в сухом состоянии, пропитанной водой, керосином. Установлено, что при вдавливании штампа в образцы сухого диабаз и в образцы, пропитанные керосином, предел упругости достигался на 80 сек., а при вдавливании штампа в образцы, пропитанные водой, – на 77,5 сек.

Наличие электромагнитных сигналов из очага разрушения определяется в используемой методике по двум факторам: изменению кумулятивной кривой, записываемой в процессе нагружения, и наличию изображений импульсов, по своей форме резко отличающихся от сигнала наблюдаемых техносферных помех.

Однозначным результатом проведённых экспериментов является наличие импульсного электромагнитного сигнала, сопровождающего вдавливанию штампа в используемые образцы горных пород, находящихся как в сухом состоянии, так и пропитанные водой и керосином.

Кумулятивная кривая, характеризующая появление импульсов электромагнитного излучения во время вдавливанию штампа и после него, позволяет выявить особенности излучения из деформируемых образцов горных пород. Приведенные на рис. 2 и 3 средние значения суммарной эмиссии показывают, что большее количество импульсов из горной породы при вдавливании в неё штампа возникает при использовании сухих образцов горной породы, а меньшее – при нагружении образцов, пропитанных водой.

Так как время достижения предела упругости габбро мы не определяли, то о принадлежности появляющихся импульсов упругому участку при вдавливании штампа в образцы габбро следует говорить осторожно. Но достаточно уверенно можно сказать, что импульсы ЭМЭ, зафиксированные до 60 секунды вдавливанию штампа в сухой образец и в образцы, насыщенные керосином

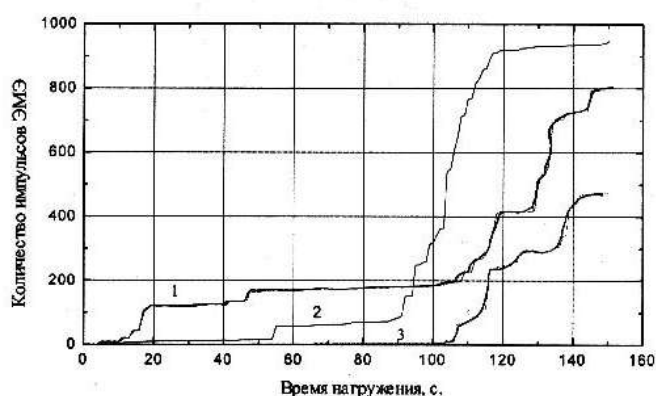


Рис. 2. Зависимость количества импульсов электромагнитной эмиссии при вдавливании штампа в образец диабаз.

- 1 – сухой образец;
- 2, 3 – образец, насыщенный керосином и водой, соответственно.

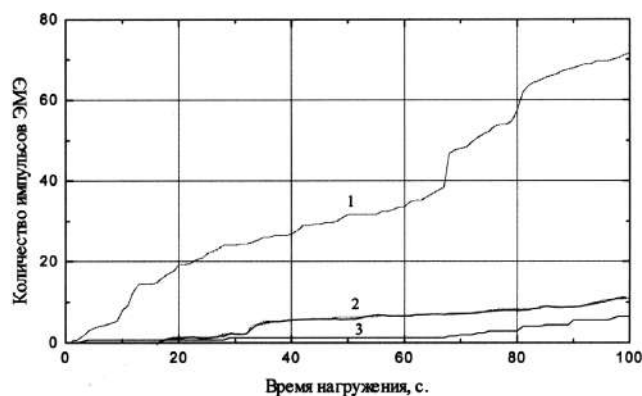


Рис. 3. Зависимость количества импульсов электромагнитной эмиссии при вдавливании штампа в образец габбро.

1 – сухой образец;

2, 3 – образцы, насыщенные керосином и водой, соответственно.

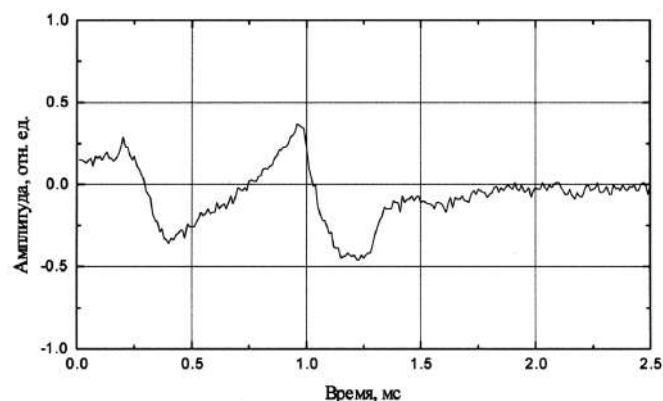


Рис. 4. Типичная осциллограмма импульса ЭМЭ, вызванная колебательным движением зарядов.

и водой, появились на упругом участке (рис. 3.). Аналогичные результаты получены и при вдавливании штампа в образцы диабазы (рис. 2).

При вдавливании штампа в сухие образцы горных пород и в образцы, насыщенные керосином, наблюдались импульсы электромагнитной эмиссии и после выкола (постэффект). Например, при работе с образцом габбро был зарегистрирован импульс спустя 24 с после выкола. Этого эффекта не наблюдалось при вдавливании штампа в образцы горных пород, пропитанные водой.

Форма зафиксированных импульсов ЭМЭ как в упругой, так и неупругой области деформирования, свидетельствуют о том, что возникновение ЭМЭ можно связать как с колебательным движением электрических зарядов, так и с возникновением электрических разрядов в полостях трещин нормального разрыва. Характерные импульсы приведены на рис. 4, 5, причем, на последнем рисунке зафиксированы два импульса разной природы, пришедшие друг за другом.

С увеличением контактного давления чаще встречаются импульсы, амплитуда которых значительно превышает динамический диапазон усилительного тракта аппаратуры. Следует отметить, что на стадии

упругого деформирования амплитуда появляющихся импульсов может быть как незначительной, так и вполне сопоставимой с амплитудой импульсов, возникающих при выкалывании. Это, по нашему мнению, связано с природой разрушающихся минералов в ядре сжатия.

Результаты Фурье – преобразования импульсов ЭМЭ позволяют считать, что основные частоты в спектре сигнала находятся в области от сотен Гц до единиц кГц (рис. 6).

Проведенное исследование показывает, что механоэлектрические преобразования, возникающие в горной породе под пятном контакта, наиболее ярко выражены при вдавливании штампа в образцы горных пород, имеющих повышенное значение электрического сопротивления (образцы, находящиеся в сухом состоянии, и образцы, пропитанные керосином). В этом случае время релаксации электрических зарядов в ядре сжатия под пятном контакта достигает наибольших величин, обеспечивая более длительную жизнь электризованного состояния, возникающего при разрушении минеральных зерен, адгезионных границ и, соответственно, более продолжительную жизнь неравновесных процессов, обеспечивающих генерирование электромагнитных

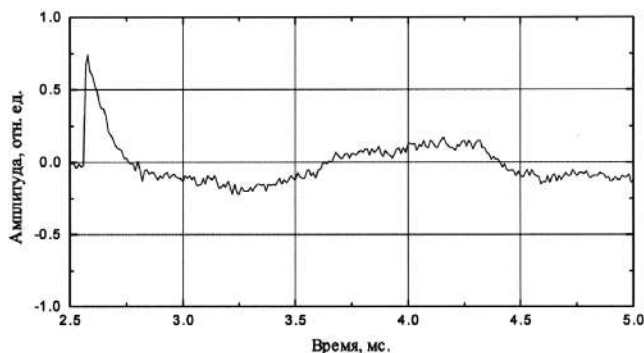


Рис. 5. Осциллограмма импульсов ЭМЭ, вызванных электроразрядным механизмом и колебательным движением зарядов.

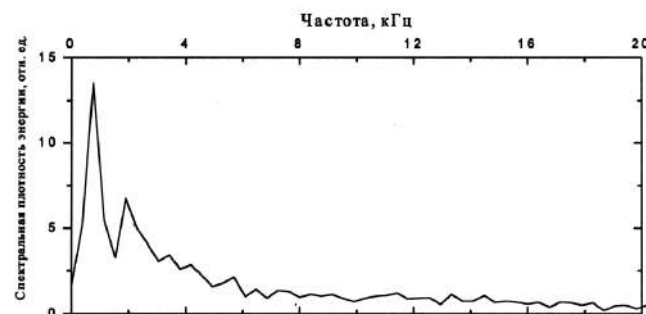


Рис. 6. Пример спектрального анализа характерного импульса электромагнитной эмиссии.

импульсов из очага разрушения. Электропроводящие образцы горных пород (образцы, пропитанные водой), обеспечили меньшую величину времени релаксации электрических зарядов, т.е. быстрое стекание заряда через электропроводящий водный раствор.

Проведенное исследование указывает, в частности, и на то, что влияние эффекта «электризация при разрушении» на прочность, твердость разрушаемого диэлектрического тела будет различно при нагружении этих тел в различных внешних условиях (разрушение в присутствии различных по природе жидкостей, в воздухе различной влажности и пр.).

ЛИТЕРАТУРА

1. Эйгелес Р.М. Разрушение горных пород при бурении. – М.: Недра, 1971. – 232 с.
2. Гарагаш И.А. Образование ячеистых структур в упруго-пластической среде с внутренним трением и дилатансией. – Доклады АН СССР. – 1982. – т. 266, в. 1 – с. 59-64.
3. Нелинейная механика геоматериалов и геосред / Отв. ред. Л.Б. Зуев; Рос. акад. наук, Сиб. отделение, Ин-т физики прочности и материаловедения; ООО «Горный-ЦОТ». – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2007. – 235 с.
4. Гордеев В.Ф. Приборы и методы контроля качества диэлектрических материалов по параметрам их электромагнитной эмиссии. Автореф. дис. канд. тех. наук. – Томск, 1994. – 17 с.
5. Евсеев В.Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении горных пород // Нефтяное хозяйство. М.: ОАО «НК «Роснефть» – 2011. – № 11. – с. 36–38.

УДК 621.921.34-2.622.24.05

Алмазный породоразрушающий инструмент для бурения скважин предельно малого диаметра на нефть и газ

В.И. Спирин – доктор техн. наук; Ю.Е. Будюков – доктор техн. наук
(ОАО «Туйское научно-исследовательское геологоразведочное предприятие»)
В.В. Кубасов – аспирант
(МГРИ-РГГРУ)

Известно, что энергетическая стратегия России на период до 2020 г. требует высоких темпов прироста запасов углеводородного сырья за счет открытий крупнейших месторождений нефти и газа. Одним из наиболее перспективных в этом отношении являются центральные и северные территории Сибирской платформы, где только Верхнехудянитское поднятие таит в себе общий объем извлекаемых запасов нефти свыше 2,5 млрд. м³. Ускоренное открытие крупных и уникальных месторождений возможно только параметрическими скважинами на выявленных геофизическими методами высокоамплитудных положительных структурах большой площади [2].

Между тем высокоперспективные территории Сибирской платформы являются и наименее доступными в транспортном отношении и наименее изученными в части проектирования технологии бурения скважин на глубины до 4500 м.

С учетом транспортных затрат стоимость таких скважин превышает 200 млн. руб., что является главным тормозящим фактором развития параметрического бурения. Выходом из этой ситуации является строительство параметрических скважин, и части оценочных скважин с предельно малым конечным диаметром – 95-76 мм (ПМД), что существенно снизит затраты на транспортирование материалов и оборудования. Бурение скважин ПМД может получить развитие при разведке нефти и газа на шельфах Азовского и Черного морей, а также на арктическом шельфе. Из-за больших преимуществ бурения скважин ПМД на нефть и газ находит широкое применение на Западе. У зарубежных специалистов не вызывает сомнений экономическая целесообразность бурения скважин малого диаметра на нефть и газ. В настоящее время зарубежные компании проявляют повышенный интерес к бурению скважин малого (конечный диаметр менее 100 мм) и особого малого (не

более 76 мм) диаметров. В США с 1986 г. для бурения скважин малого диаметра стали применять специальные алюминиевые бурильные трубы CCK-Super для диаметра скважин 102 и 76 мм при этом диаметр керна составлял соответственно 47,6 и 36,4 мм.

Уместно заметить, что для полной характеристики осадочных толщ самым ёмким источником информации является керн. Однако в глубоком разведочном бурении на нефть и газ положение с бурением и отбором керна нельзя назвать благополучным: вынос керна часто бывает менее 50%, а не извлекается та его часть, которая несет наибольшую информацию о физике продуктивного пласта [2]. Поэтому целесообразно при техническом решении проблемы ПМД использовать опыт геологоразведочного бурения на твёрдые полезные ископаемые. Как, например, созданный СКБ ВПО «Геотехника» геологоразведочный комплекс КССК-76 (типоразмерный ряд алмазного породоразрушающего инструмента к нему создан ТулНИГП) позволил успешно проходить скважины на глубину 3000 м и более с отбором керна диаметром 40 мм. С применением КССК-76 СКБ «Геотехника» и алмазного инструмента ТулНИГП произведена оценка Талнахского месторождения медно-никелевых руд и на полях, прилегающих к этому месторождению в Норильском районе. Этот комплекс технических средств уже сегодня можно использовать при бурении завершающих интервалов параметрических скважин, закладываемых на глубину 2500-3000 м.

В середине 90-х годов Министерство природных ресурсов (МНР) РФ поставило задачу решить технические проблемы строительства ПМД с тем, чтобы плановые скважины - параметрические и поисковые - в районах Сибири и Крайнего Севера строились бы с минимально допустимым конечным диаметром. СКБ «Геотехника» по существу выполнило техническое решение (на стадии экспериментального образца) задачи по созданию новой

бурильной колонны КССК-95, а ТулНИГП - по созданию алмазного и твердосплавного породоразрушающего инструмента к этому комплексу.

После завершения создания этого комплекса можно с его помощью проходить скважины на нефть и газ со сплошным отбором керна диаметром 52 мм без подъема бурильной колонны до полного износа породоразрушающего инструмента на глубину 4500 м, а при завершении скважины эта колонна может быть использована как эксплуатационная.

Основные требования к конструкциям породоразрушающего инструмента определялись спецификой бурения глубоких параметрических скважин преимущественно в мягких осадочных породах на нефть и газ и сводились к следующему: обеспечение при кондиционном выходе керна максимального ресурса инструмента с формированием и поддержанием высокого уровня механической скорости бурения и надежного сохранения заданного направления скважины. За базу при разработке нового инструмента для бурения КССК-95 были приняты стандартные коронки ТулНИГП - К-31, К-41, К-45, К-95СВМ и расширители РЦК, которые были модернизированы с учетом технического решения по изобретению № 2152504 и технико-геологических условий бурения глубоких пионерных скважин.

Применение алмазных коронок базовой модели К-31 при бурении КССК-76 в условиях Донбасса в породах IV-VII категории позволило достичь ресурса этой коронки, превышающего 600 м. При бурении скважин в ФГУП «Запсибгеосъемка» станками Diamet-282 максимальная проходка достигнута алмазной коронкой ТулНИГП типа К-75-3СВМ - 1046,8 м. Для бурения в мягких породах разработаны резцовые коронки типа ТКН. Техническая характеристика нового породоразрушающего инструмента приведена в табл. 1.

Таблица 1. Техническая характеристика породоразрушающего инструмента.

Тип инструмента (коронки, расширители)	Диаметры, мм		Форма рабочего торца	Алмазное вооружение		
	наружный	внутренний		Общая масса алмазов, карат	зернистость алмазов, шт/кар.	
					объёмные	подрезные
К-31Н	95	52	зубчатая	15,0-20,0	50-30	50-30 (30-20)
К-16Н	95	52	ступенчатая	26,0-32,0	50-30	50-30
К-41Н	95	52	гребенчатая	22,0-30,0	150-90	50-30 (30-20)
К-45Н	95	52	плоско-вогнутая	23,0-31,0	150-90	50-30 (30-20)
РЦКН	95	-	-	15,0-20,0	-	50-30 (30-20)
ТКН	95	52	плоско-резцовая	-	-	-
К-95СВМН	95	52	гребенчатая	23,0-31,0	150-90	50-30 (30-20)

Экспериментальные образцы новых коронок были испытаны на стенде при бурении по блокам песчаника VII категории по буримости. При этом было достигнуто снижение расхода алмазов на 20-30% и повышение механической скорости бурения на 25-40% по сравнению со стандартными коронками для КССК-76. Такое повышение работоспособности новых коронок было получено за счет оптимизации их конструкций на основе технических решений по изобретениям ТулНИГП. Интервалы скважин без отбора керна могут эффективно буриться алмазными долотами малого диаметра, целая гамма которых разработана и выпускается опытным производством ОАО «Тульское НИГП».

В ОАО «Тульское НИГП» также освоено производство алмазных коронок диаметром 122 мм для зарубежных снарядов ССК.

Необходимо заметить, что существенным резервом повышения работоспособности всего алмазного породоразрушающего инструмента является криогенная обработка, после которой

существенно повышаются стойкость инструмента и механическая скорость бурения [2]. ОАО «Тульское НИГП» разработана и используется методика криогенной обработки породоразрушающего инструмента. Также проводится совместно с МГРИ-РГГРУ исследования по совершенствованию этой методики [3].

Таким образом, СКБ «Геотехника» и ОАО «Тульское НИГП» создали буровой комплекс КССК-76, состоящий из бурильной колонны КССК-76 и гаммы эффективного алмазного породоразрушающего инструмента, которым можно проходить с высокой скоростью параметрические скважины на нефть и газ со сплошным отбором керна диаметром 40 мм (в отдельных интервалах скважин и без керна) без подъема бурильной колонны до полного износа породоразрушающего инструмента. После завершения создания комплекса КССК-59 он также может быть применен для бурения параметрических скважин на нефть и газ, что может быть основой ускоренного метода открытия крупных месторождений углеводородов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Будюков Ю.Е., Власюк В.И., Спирин В.И. Алмазный инструмент для бурения направленных и многоствольных скважин - Тула: «Гриф и К», 2007.- 176 с.
2. Нечепоренко А.Н., Новиков А.Д., Черныш В.Ф. Бурение скважин предельно малого диаметра как ускоренный метод открытия крупных месторождений УВ. // Разведка и охрана недр. – М.: Министерство природных ресурсов и экологии РФ. 2006. – № 1.
3. Спирин В.И., Будюков Ю.Е., Кубасов В.В. Анализ

результатов работы алмазных коронок, подвергнутых криогенной обработке. // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг, 2013. № 2. – с. 16-21.

4. Oil Field Slim Hole Drilling Technology Improving. Oil & Gas Journal. – 1992, November 23. – P.77-78.

5. Slim hole MWD tool accurately measures downhole annular pressure. Oil & Gas Journal. – 1994. – February 14. – P. 56-62.

УДК 622.24

Одновременное бурение двух скважин одним комплектом бурового оборудования

А.С.Повалихин – доктор техн. наук
(ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз»)
В.Ю. Близнюков – доктор техн. наук

Метод бурения двух скважин одним буровым станком был предложен и разработан О.А. Межлумовым, Э.И. Тагиевым, С.Л. Залкиным [1]. Сущность данного метода заключается в том, что одна буровая бригада с помощью одного комплекта бурового оборудования осуществляет одновременное бурение сразу двух

наклонно направленных скважин, что позволяет сократить сроки строительства скважин при условии полного или частичного совмещения ряда технологических операций.

При одновременном бурении двух скважин одной буровой установкой увеличиваются коммерческая и цикловая скорости бурения скважин, снижаются затраты на

буровое оборудование и оплату работы буровых бригад, что достигается благодаря следующим технологическим особенностям данной технологии [2]:

- спуско-подъёмные операции (СПО) в двух стволах могут производиться одновременно, так как подъём бурильного инструмента из одной скважины совмещается с его спуском в соседнюю скважину, что позволяет исключить установку бурильных труб на подсвечник;
- подготовительно-вспомогательные работы и время ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) по одной скважине могут быть совмещены с бурением ствола в другой скважине (рис. 1).

При наличии на буровой двух комплектов бурильных труб возможности метода двухствольного бурения расширяются, так как в этом случае можно осуществлять бурение сразу двух скважин. При двухствольном бурении двумя комплектами бурильных труб применяется дополнительный комплект или часть его из 20-30 свечей.

Для осуществления метода двухствольного бурения необходим специальный комплект бурового оборудования и инструмента, включающий передвижной кронблок, два совмещённых ротора, забойный механизм подачи долота, установочный механизм для освобождения талевой системы.

Последовательность операций при одновременном бурении двух скважин одним комплектом бурильных труб представлена на рис. 2.

Для бурения ствола скважины под кондуктор талевую систему устанавливают над ротором и начинают бурение первой скважины. По окончании бурения спускают и цементируют кондуктор. ОЗЦ кондуктора используется для бурения ствола под кондуктор во второй скважине, для чего талевую систему перемещают и располагают над второй скважиной. После спуска и цементирования второго кондуктора бурят попеременно сразу обе скважины. При этом подъём бурильного инструмента

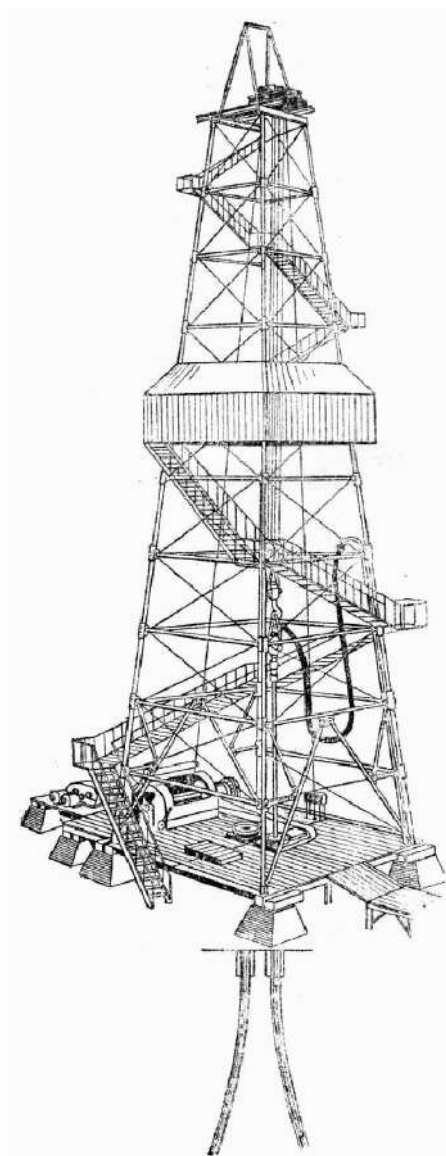


Рис. 1. Буровая установка для двухствольного бурения.

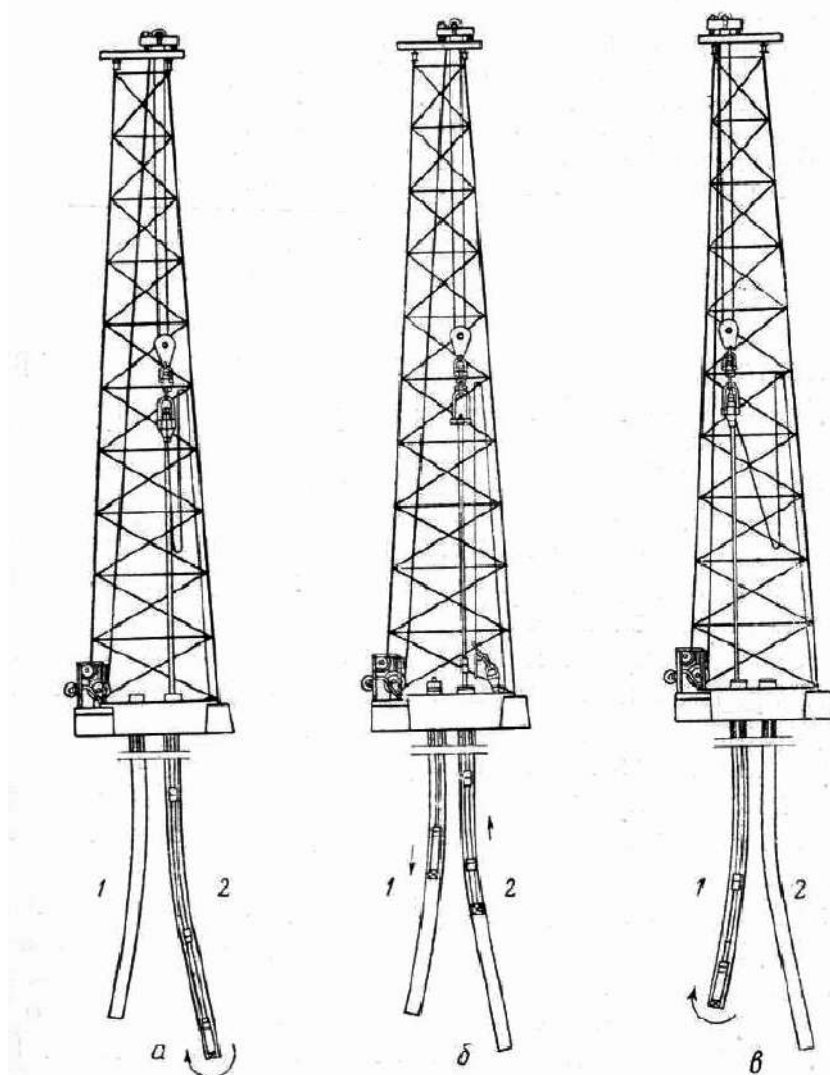


Рис. 2. Технология бурения одновременного бурения двух скважин одним комплектом бурильных труб

- а) скважина 1 – подготовка и проведение геофизических исследований; скважина 2 – бурение;
 б) скважина 1 – спуск бурильной колонны; скважина 2 – подъём бурильной колонны;
 в) скважина 1 – бурение; скважина 2 – работы в скважине.

для замены долота из одной скважины, совмещают со спуском нового долота в соседнюю скважину. Для этого каждую поднятую из скважины свечу не устанавливают на подсвечник, а переносят при помощи передвижного кронблока и спускают в соседнюю скважину.

Схема реализации метода двумя комплектами бурильных труб показана на рис. 3 [2].

При опытно промысловом применении метода двухствольного бурения двумя комплектами бурильных труб в производственном объединении «Куйбышевнефть» выявлено, что цикл строительства двух скважин может меняться в следующем порядке.

До глубины скважины примерно 800 м на основные и вспомогательные работы затрачивается времени меньше, чем на одно долбление. Здесь возможны случаи, когда на забое обеих скважин будут находиться работоспособные долота, и бурение будет осуществляться одновременно.

В интервале глубин 800-1200 м отдельные долбления будут совпадать по продолжительности со временем СПО и сменой долота, тогда долбления в обеих скважинах будут чередоваться. Долбления на этих глубинах в большинстве случаев будут менее продолжительны, чем время, затрачиваемое на смену долота, а с увеличением глубины бурения продолжительность вспомогательных работ все чаще будет превышать время долбления.

Тогда в организацию работ вносятся следующие изменения. Если долбление в первом стволе закончилось раньше окончания спуска труб с выводом свечей из-за пальца во второй скважине, то начинают подъём труб в первой скважине и спускают их в соседнюю, а затем, начав бурение во второй скважине, завершают подъём в первой, устанавливая свечи за палец в процессе бурения второй скважины.

Возможны случаи, когда механическое бурение в первой скважине завершилось раньше, чем закончился подъём бурильной колонны во второй. Тогда дальнейший

подъём бурильной колонны ведётся попеременно в обеих скважинах. При этом из второй скважины поднимают большее количество свечей, с тем, чтобы по окончании подъёма и смены долота во второй скважине перейти к совмещенному СПО (подъём бурильных труб из первой скважины со спуском во вторую).

На рис. 3 приведена схема организации работ при одновременном бурении двух скважин с использованием дополнительного комплекта бурильных труб. До начала бурения собирают за палец 20-40 свечей. Механическое бурение в обеих скважинах ведут с наращиванием бурильной колонны трубами с мостков. На небольших глубинах скважин механическое бурение совмещается во времени описанным выше способом. В процессе механического бурения в зависимости от соотношения времени пребывания долота на забое и продолжительности вспомогательных работ меняют долота на новые, поднимают и спускают бурильные трубы.

Если процесс бурения в первой скважине завершится раньше, чем спущены все трубы во вторую скважину, то дальнейший спуск совмещают с подъёмом труб из первой скважины. Затем, начав бурение во второй скважине, оставшиеся в первой скважине трубы поднимают с установкой их за палец, меняют долото и потом в зависимости от срока завершения бурения второй скважины спускают трубы в первую скважину из-за пальца или в процессе подъёма труб из второй скважины.

При такой организации труда можно всё механическое бурение совместить по времени с вспомогательными работами. При этом в значительной степени сохраняются совмещённые спуско-подъёмы бурильного инструмента, а, следовательно, и возможность сокращения продолжительности их на 35-50%.

Наличие дополнительных свечей за пальцем выдвигает необходимость механизированного или автоматического учёта длины спущенного в скважину инструмента.

Для лучшей организации двухствольного бурения при одновременной проходке двух скважин необходимо создать возможность быстрого перехода от работ в одном стволе к работам в другом. Это достигается применением специального оборудования, которое позволяет быстро передвигать талевую систему, попеременно устанавливая её над устьем одной из скважин, и быстро включать в работу один из двух роторов.

Установка талевой системы осуществляется при помощи перемещающегося кронблока КПК-2Д (рис. 4). Кронблок КПК-2Д состоит из четырех основных узлов: канатных шкивов, смонтированных на общей раме 1, стальных катков, собранных в двух сепараторах 2, опорной рамы 3 и приводной части, состоящей из электродвигателя и червячного редуктора 4.

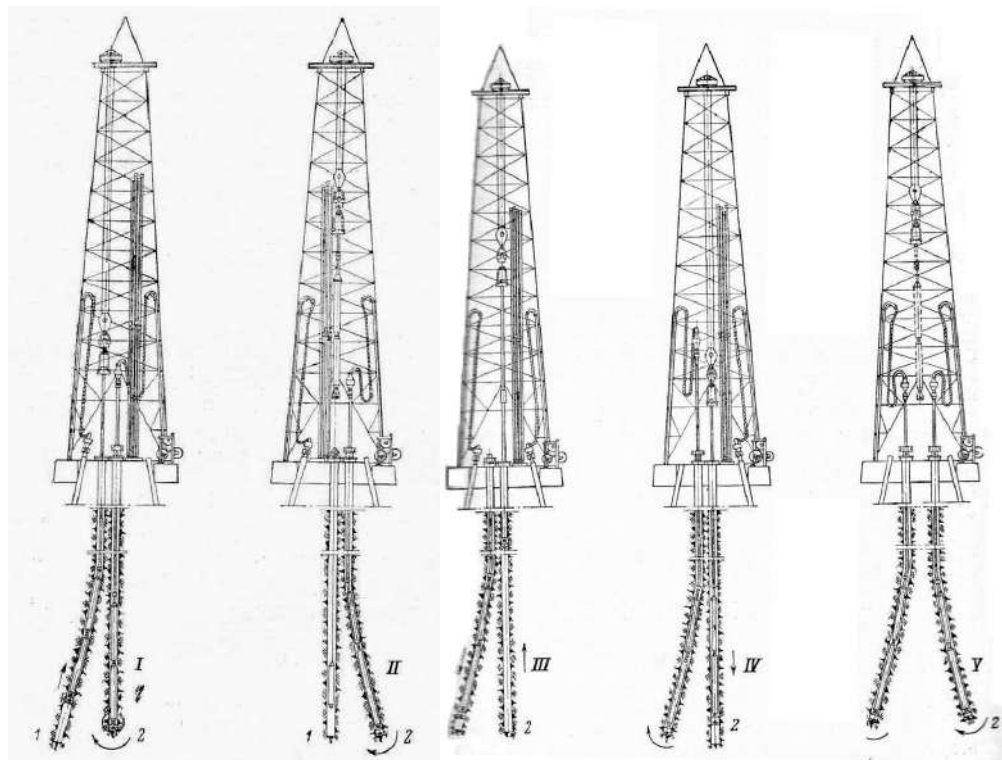


Рис. 3. Технология двухствольного бурения двумя комплектами бурильных труб.

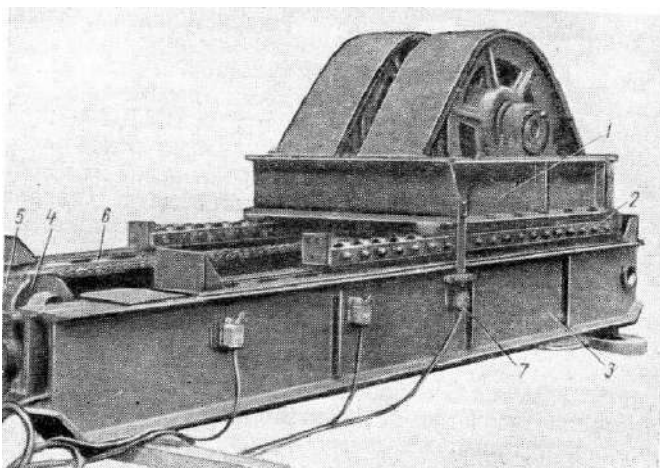


Рис. 4. Передвижной кронблок КПД-2Д.

Двигатель кронблока включается с поста бурильщика. Зубчатое колесо 5, установленное на валу редуктора, вращаясь против часовой стрелки, натягивает цепь 6 и перемещает раму 1 с канатными шкивами влево. При вращении колеса 5 в противоположную сторону (по часовой стрелке) цепь при помощи второго зубчатого колеса перемещает талевую систему вправо. Когда талевая система расположится точно над одной из скважин, электродвигатель автоматически отключается конечным выключателем 7. Так талевая система, перемещаясь со скоростью 0,13 м/с при нагрузке на крюке до 3 тонн в обе стороны от центра фонаря на расстояние 0,75 м, устанавливается над одной из скважин и позволяет попеременно работать в обеих скважинах, расположенных на расстоянии 1,5 м одна от другой.

Перемещающийся кронблок КПК-2Д устанавливается на специальной вышке ВМД-200, которая имеет верхнюю площадку в виде прямоугольника с размерами сторон 2 x 3 м.

При двухствольном бурении два ротора расположены рядом так, чтобы каждый ротор обслуживал только одну скважину, над которой он установлен, и чтобы расстояние между скважинами было 1,5-1,6 м. Для этого использованы роторы РМБ-560, снабженные специальным механизмом отключения (рис. 5).

Цепь 3 от лебедки при помощи звездочки 5 на валу ближайшего к лебедке ротора 1, передает вращение

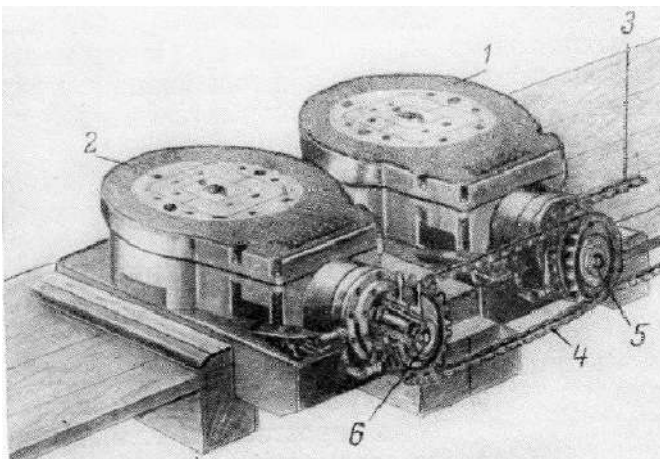


Рис. 5. Комплект сдвоенных роторов.

ротору и второй цепью 4 - звездочке 6 ротора 2. Каждый из роторов может быть подключен к этой цепной трансмиссии через систему рычагов.

На рис. 6 приведен план размещения бурового оборудования для двухствольного бурения скважин.

Опыт двухствольного бурения одним комплектом труб показал, что при росте производительности труда буровых бригад, увеличении коммерческих и цикловых скоростей бурения, а также повышении коэффициента использования оборудования технологические простои могут достигать 70-80%. Это объясняется тем, что большинство процессов нельзя выполнять одновременно при наличии одного комплекта труб и одной талевой системы. Когда талевая система, вышка и буровая лебедка загружены на работах в одной скважине, во второй скважине можно выполнять только работы, не связанные с этим оборудованием (инклинометрические замеры, ОЗЦ и т. п.).

Следовательно, для полного совмещения во времени всех рабочих процессов при двухствольном бурении необходимо, чтобы значительная часть процессов выполнялась без участия талевой системы.

Первым этапом в решении этой проблемы является двухствольное бурение двумя комплектами бурильных труб. При этом процесс механического бурения в одном стволе совмещается с процессами смены долота, спуска или подъема труб или механического бурения в другом стволе. Эти работы осуществляются при помощи забойного механизма, который позволяет вести механическое бурение автоматически, без участия талевой системы. Последняя освобождается при помощи установочного механизма и переводится для выполнения вспомогательных работ ко второй скважине.

Забойные механизмы подачи ЗМП-2 и ЗМП-154 (рис. 7), а также установочные механизмы МУ-2 успешно испытаны в объединении Куйбышев-нефть. Применение их при

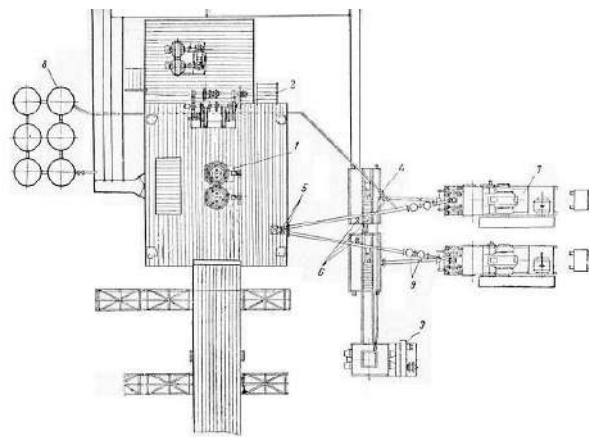


Рис. 6. План размещения оборудования при двухствольном бурении.

- 1 – сдвоенный ротор;
- 2 – лебедка;
- 3 – глиномешалка;
- 4 – задвижка низкого давления;
- 5 – проходная задвижка высокого давления;
- 6 – пусковая задвижка;
- 7 – буровой насос;
- 8 – дополнительная ёмкость;
- 9 – компенсатор высокого давления.

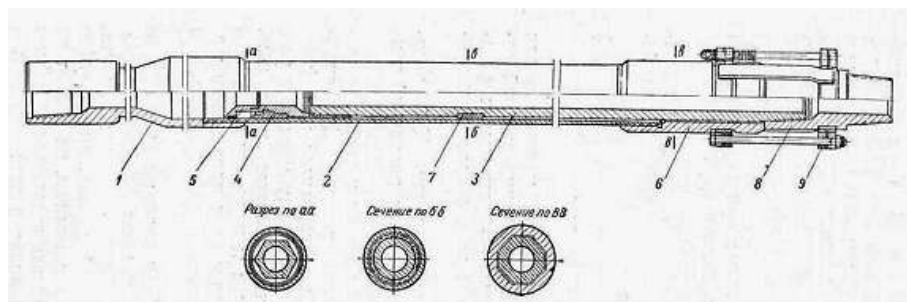


Рис. 7. Забойный механизм подачи долота

1 – переводник; 2 – трубчатый корпус; 3 – восьмигранная штанга; 4 – поршень; 5 – очистной корпус; 6 – гайка; 7 – кольцевой упор; 8 – переводник; 9 – элеватор.

двухствольном и трёхствольном бурении позволяет производить механическое бурение автоматически, без талевого системы в одном стволе и одновременно в других стволах менять долото, турбобур, спускать и поднимать второй комплект труб или часть свечей, заблаговременно собранных за пальцем, а также выполнять другие вспомогательные операции. Такое совмещение во времени ряда операций значительно повышает коммерческую скорость бурения скважин.

Забойный механизм состоит из переводника 1 (рис. 7), трубчатого корпуса 2, восьмигранной штанги 3 с поршнем 4 и очистным корпусом 5. Штанга 3 свободно движется в гайке 6, передавая реактивный момент от турбобура бурильной колонне. Ход штанги 3 и поршня 4 ограничивается кольцевым упором 7 и переводником 8. При транспортировке забойный механизм запирается элеватором 9.

Забойный механизм подачи долота работает следующим образом. Бурильный инструмент с запущенным турбобуром опускают на забой скважины, и ствол прорабатывают с доведением нагрузки на долото от минимальной до расчетной. При дальнейшем быстром опускании квадрата нагрузка на забой не повышается, а происходит телескопическое складывание — зарядка механизма на всю длину хода штанги 3. После зарядки механизма подачу инструмента прекращают и механическое бурение ведут при заторможенном барабане лебёдки и с автоматическим поддержанием заданной нагрузки на долото, которая определяется гидравлическим усилием и весом нижней подвижной части КНБК, которая включает долото, турбобур, секции УБТ, расположенной между

турбобуром и забойным механизмом подачи долота.

При двухствольном бурении двумя комплектами бурильных труб забойный механизм служит главным образом для автоматической подачи долота без участия талевого системы. Чем больше ход забойного механизма, тем продолжительнее процесс механического бурения и тем меньше требуется перезарядок механизма до наращивания очередной трубы.

Институтом «ВНИИбурнефть» был разработан нормальный ряд забойных механизмов с длиной хода 4,7 м.

Если после зарядки забойного механизма установить бурильный инструмент при помощи специальных клиньев на роторе, то в течение всего времени механического бурения, пока полностью не выдвинется штанга 3 (см. рис. 7), забойный механизм будет автоматически подавать долото на забой. В связи с этим талевая система, лебедка и вышка для подачи инструмента с поверхности не нужны и могут быть использованы для работы в другом стволе.

Для освобождения талевого системы служит установочный механизм МУ-2 (рис. 8), состоящий из малогабаритного вертлюга 1, поддерживаемого при помощи элеватора 3. Направляющая втулка позволяет элеватору скользить без перекосов вдоль ведущей трубы (квадрата) 2. Рабочая труба 2 сверху свинчена переводником с вертлюгом 1, а внизу зажимается в роторе при помощи конусного кольца, выточенного в специальных малых вкладышах 5, и клиньев 4. Таким образом, весь бурильный инструмент устанавливается на роторе.

Талевая система буровой установки может быть освобождена при любом положении вертлюга или при любом погружении ведущей

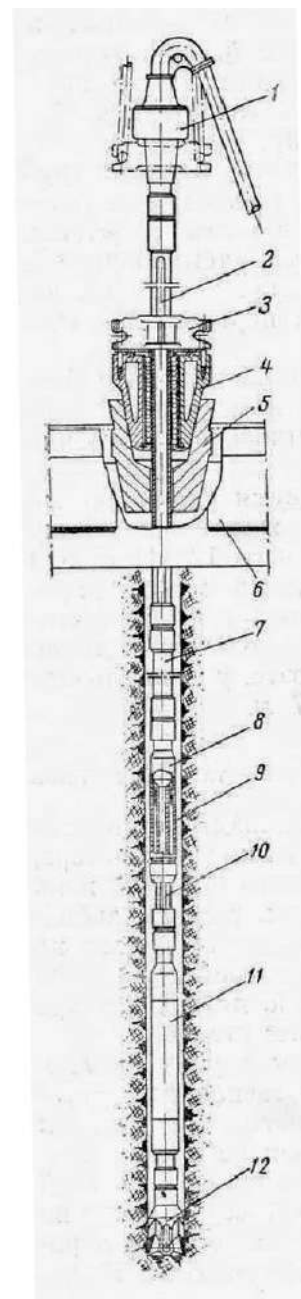


Рис. 8. Установочный механизм МУ-2 для освобождения талевого системы

1 – малогабаритный вертлюг; 2 – ведущая рабочая труба (квадрат); 3 – подвижной элеватор для подъема вертлюга; 4 – клинья для захвата рабочей трубы; 5 – вкладыш с конусом под клинья; 6 – ротор РМБ-560; 7 – бурильные трубы; 8 – корпус забойного механизма; 9 – поршень забойного механизма; 10 – квадратный шток забойного механизма; 11 – турбобур; 12 – долото.

трубы в скважину после зарядки забойного механизма.

Чтобы освободить талевую систему (рис. 9), ее разгружают, для чего рабочую трубу зажимают клиньями в роторе и вес инструмента, таким образом, передается на забой и ротор. Затем кронблок перемещают в среднее положение, элеватор 3 спускают вниз, ставят на клинья и снимают с него штропы. После освобождения талевой системы кронблок устанавливают над второй скважиной и приступают к вспомогательным работам, совмещаемым с механическим бурением в первой скважине.

Бурение до глубины 800-1000 м можно вести с так называемым «плавающим» бурильным инструментом. В этом случае забойный механизм с ходом 1 м служит как бы буфером, смягчающим удары при передаче всего веса инструмента на забой. Инструмент подается также при освобожденной талевой системе автоматически, т.е. непрерывно и плавно опускается по мере углубления скважины.

Впервые метод двухствольного бурения был испытан в 1949 г. на морском месторождении Изберг (Каспийское море) треста Дагморнефть.

Внедрение двухствольного бурения было осуществлено в 1949-1950 г.г.

За период с 1950 по 1956 г.г. с использованием новой технологии пробурено свыше 700 тыс. м в различных нефтедобывающих регионах Советского Союза. Применение двухствольного бурения на месторождениях в Каспийском море позволило на треть сократить объем строительно-монтажных работ на морских эстакадах и основаниях.

При типовой для того времени технологии строительства скважин на механическое бурение приходилось только 20% всего производительного времени работы буровой бригады, а остальное время затрачивалось на СПО, электрометрические работы, крепление ствола обсадными колоннами и т.п.

Преимущества двухствольного бурения по сравнению с одноствольным были особенно значительны при строительстве скважин в Каспийском море и на вновь вводимых в эксплуатацию месторождениях со сложными орографическими условиями, особенно в осенне-зимний период, когда затруднена работа транспорта, проведение вышкомонтажных работ.

В двухствольном бурении удельный вес механического бурения в общем балансе времени работы буровой бригады повысился по сравнению с одноствольным бурением в трестах «Дагморнефть» и «Ставропольнефть» на 26% благодаря следующим факторам [1]:
- совмещению СПО, ОЗЦ и электрометрических работ в одном стволе с бурением в другом;
- сокращению производительного времени, отнесенного к одной скважине.

Коммерческая скорость бурения при двухствольном бурении исчисляется путём деления суммарной проходки на затраты времени, выраженные в станко-месяцах.

$$v_{КОММ} = \frac{\sum H}{T_{БУР}}$$

где H – суммарная длина законченных скважин, м;

$T_{БУР}$ – время бурения скважин, станко-месяц.

В соответствии с инструкцией по составлению ежемесячного

производственно-технического отчета по бурению, утвержденной Министерством нефтяной промышленности СССР 30.09.1953, для сравнения показателей двухствольного бурения необходимо, чтобы суммарное время, затраченное на бурение стволов, равнялось календарному времени буровой установки, при помощи которой они бурятся. При этом указанной инструкцией установлен следующий порядок расчёта:

- в суммарное календарное время бурения двух стволов не включаются часы непроизводительного времени по одному из стволов, перекрытые часами производительного времени по другому стволу;

- время производительных работ, совмещенных (одновременно выполняемых) по двум стволам, включается в суммарное календарное время в следующей последовательности: 1) проходка, 2) крепление (кроме ОЗЦ), 3) вспомогательные работы, 4) аварийные работы и борьба с осложнениями, 5) ремонтные работы, 6) ОЗЦ.

Таким образом, если при бурении двух стволов операции не совмещаются и работы выполняются последовательно, т.е. один из стволов простаивает, когда в другом ведутся работы, то и скорость проходки таких двухствольных скважин не будет отличаться от скорости проходки при обычном одноствольном наклонном бурении. Только при совмещении операций по двум стволам, т.е. при параллельном ведении работ, может быть увеличена скорость проходки по сравнению с обычным одноствольным бурением.

В 1960 году при технической помощи института ВНИИБТ были проведены работы по внедрению двухствольного бурения скважин на Якушкинской площади НПУ «Сергиевскнефть». Данная работа осуществлялась под руководством заведующего отделом специальных методов бурения С.Л. Залкина и заведующего лабораторией Ю.С. Васильева.

Непосредственными исполнителями работ по бурению двухствольных скважин на Якушкинской площади были сотрудники ВНИИБТ: Ю.А. Аронов, А.С. Бронзов, Ю.С. Васильев, Л.М. Дюков, С.Л. Залкин, М.С. Онищенко. В данной работе принимали участие В.В. Ломоносов, Г.И. Тельнов, И.Д. Иосельсон.

В табл. 1 представлены обобщённые технико-экономические показатели по 26 скважинам, пробуренным

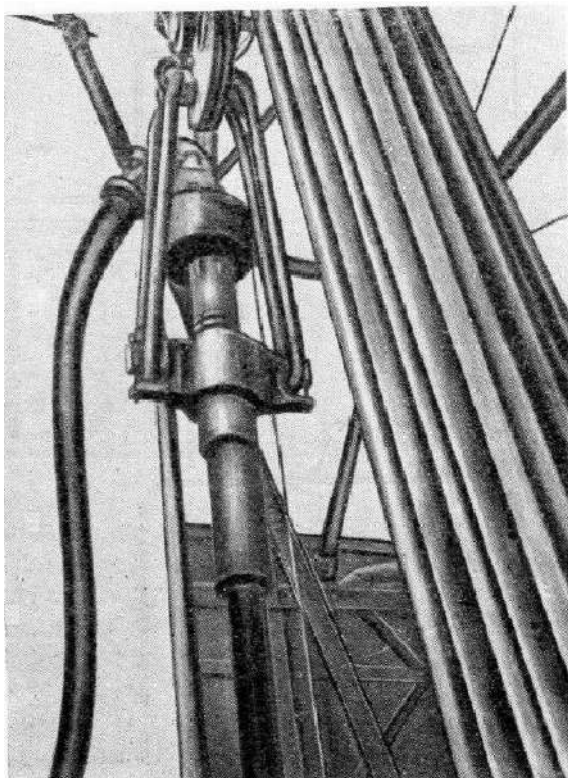


Рис. 9. Общий вид установочного механизма.

Таблица 1. Технические показатели бурения 26 двухствольных скважин на Якушкинской площади в 1960 году.

Механическое бурение, час	СПО+ наращивание, час	Крепление, час	Подготовительные работы, час	Производительное время, час	Непроизводительное время, час	Календарное время бурения, час	Общий метраж скважин, м	Коммерческая скорость, м/ст. мес.
Проектные показатели								
130	118,8	81,9	44,5	375,2	-	401,8	2084	3754
Средние показатели по пробуренным скважинам								
134	154,0	93,5	220,0	601,5	430,0	1018	2140	1510

двухствольным методом на Якушкинской площади в 1960 году [3].

Обобщая основные технические показатели по 26 скважинам (см. табл. 1), пробуренным двухствольным методом на Якушкинской площади, можно сделать следующие выводы:

- фактическое время механического бурения примерно равно расчётному значению и составило 134 часа;
- по всем скважинам на подготовительно-вспомогательные работы потребовалось значительно больше времени, чем это было предусмотрено проектом, за счёт невыполнения графика совмещения операций;
- по всем 26 скважинам

коммерческая скорость бурения существенно ниже расчётного значения, только при бурении двухствольной скважины № 85/134 удалось получить близкую к расчётному значению коммерческую скорость 3212 м/ст. мес. [3].

С созданием долот с высокой стойкостью и турбобуров с улучшенной характеристикой значительно увеличилась проходка на долото, и время его работы на забое стало существенно больше времени СПО.

Серьёзным недостатком бурового оборудования для двухствольного бурения явилось нарушение устойчивости буровой вышки, связанное с перемещением кронблока.

Таким образом, невозможность совмещения механического бурения с СПО и вспомогательными работами, а также высокие риски при ведении буровых работ стали причинами снижения объёмов двухствольного бурения и последующего отказа от данной технологии.

Недостатки технологии двухствольного бурения были учтены специалистами ВНИИБТ при разработке кустового способа строительства скважин в условиях Западной Сибири, который позволил в короткие сроки и с минимальными затратами ввести в разработку крупнейшие месторождения нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Иоаннесян Р.А. Основы теории и техники турбинного бурения. М.: Гостоптехиздат, 1953. – 283 с.
2. Залкин С.Л., Л.М. Томашпольский Двухствольное кустовое бурение скважин. – М.: Гостоптехиздат, – 1957. – 86 с.
3. Оказание технической помощи при внедрении многоствольного метода бурения наклонных скважин на Якушкинском нефтяном месторождении. Научно-технический отчёт по НИР № 8 за 1960 год. – М: Главное управление научно-исследовательских проектных организаций при Госэкономсовете СССР, ВНИИБТ, 1960. – 37 с.

УДК 622.24.05

К вопросу пескопроявления нефтегазовых скважин

Иванников В.И. – доктор техн. наук
(ЗАО «Инжиниринговая компания «РУС-ИННО» Технологии и Инновации)»

Автор всегда исходит из того, что правильное представление о механизме происходящего процесса в забойных условиях само подсказывает нужные технические и технологические решения. Одним из примеров такого подхода может служить опубликованная работа [1]. В ней поднята актуальная тема пескопроявлений при эксплуатации нефтяных скважин.

Она имеет два аспекта:

- нарушение эксплуатационных колонн (ЭК) в добывающих скважинах;
- негативное влияние на добычу нефти, а именно на приток жидкой фазы, закупорку фильтров и вынос песка в составе извлекаемой продукции.

В работе [1] приводятся данные со ссылкой на работу [2] о том, что на месторождении Уилмингтон (Калифорния, США) получили

повреждения ЭК в более чем 300 добывающих скважинах, из которых около 120 скважин пришлось ликвидировать из-за деформации обсадных труб в интервале продуктивного пласта.

Рассмотрим процесс пескопроявления и связанную с ним деформацию пласта. После вскрытия продуктивного объекта и создания режима депрессии на пласт, вынос песка в скважину идет за счет отделения частиц матрицы несцементированного песчаника. В результате за пределами цементного кольца ЭК образуется каверна (см. рис. 1). Песок частично выносится через перфорационные каналы и фильтр в скважину (его тонкие фракции), а более крупные фракции остаются и накапливаются в объеме каверны. Здесь песок как бы разрыхляется, по сравнению с его плотной упаковкой в матрице пласта и представляет собой

рыхлую суспензию (жидкотекучую массу подобную пывуну). Она же является фильтрующим элементом, который со временем закупоривается и теряет проницаемость. Нормально уплотненная матрица пласта, где частицы плотно спрессованы и не могут смещаться потоком друг относительно друга, практически не кольматируется и остается проницаемой.

Просадка кровли каверны в пределах свода устойчивого равновесия (см. рис. 1) оказывает механическое давление на суспензию песка внутри каверны и за счет дилатансии происходит сдвигивание ЭК или её изгиб (как показано на рис. 2) [3] вследствие неравномерного давления.

Чем больше объем каверны, заполняемой отделяющейся массой песка, тем большее усилие развивается на обсадную колонну, ослабленную перфорацией и абразивным износом.

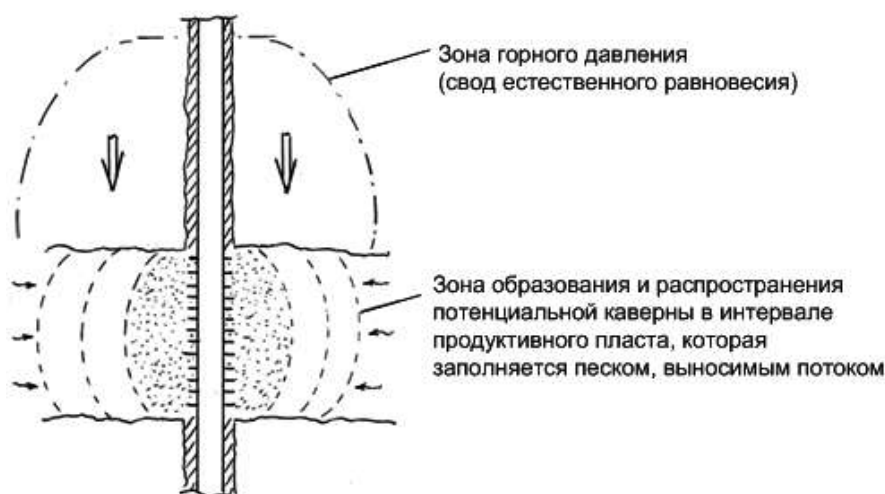


Рис. 1. Схема пескопроявления в нефтяных и газовых скважинах.

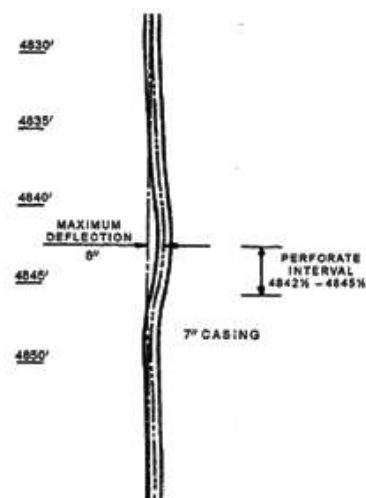


Рис. 2. Вид потери устойчивости обсадной колонны (изгиб), вызванный пескопроявлением, в скважине Sough Pass.

Предупредительные мероприятия против выноса песка и деформации ЭК, исходя из вышеизложенного, вполне очевидны и уже применяются. [4-6 и др.].

В общем плане зону 3 (рис. 3) необходимо до предела насыщать смесью песка (проппанта) и закрепителя (цемента), после чего повторно простреливать. Проведение этих операций следует начинать уже на начальных этапах эксплуатации скважины, если есть объективные показатели пескопроявления.

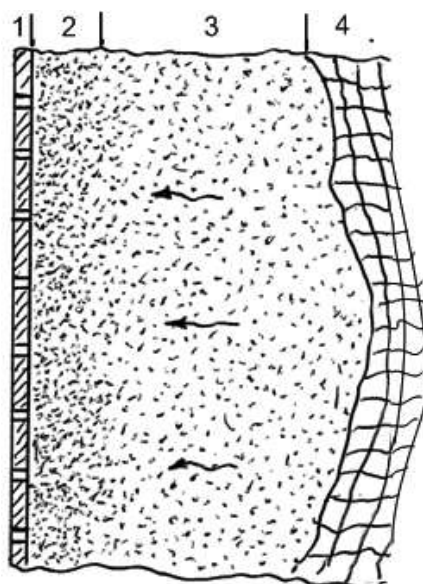


Рис. 3. Структура заполнения каверны в пескопроявляющих скважинах

1 – обсадная труба с перфорационными отверстиями;
2 – зона уплотнения песка;
3 – зона песчаной суспензии (рыхлый песок);
4 – пластовый спрессованный песок.

ЛИТЕРАТУРА

1. Близиюков В.Ю., Гиалаев А.Г., Гиалаев Г.Г. Анализ нарушений эксплуатационных колонн при разработке пескопроявляющих продуктивных пластов с аномально высокими пластовыми давлениями. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. - № 6. - с. 50-54.

2. Remson D. Soil mechanics as predictive tool. Oil and Gas J., 1970, 23/III – Vol.69, №10, pp.78-83.

3. Suman G. Sand control. Part 1: When to apply control measures and proper drilling and completion methods are critically important. World Oil, 1974 – Vol.179, pp. 63-70.

4. Бутко О.Г., Скучин Б.А. Методы борьбы с пескопроявлениями при эксплуатации нефтяных скважин. - М.: ВНИИОЭНГ, 1987.

5. Жихор П.С., Вартумян Г.Т., Кошелев А.Т., Учурев Р.П. Эволюция методов крепления призабойной зоны скважин IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. - № 6. с. 47-49.

6. Башкатов А.Д. Предупреждение пескования скважин. М.: Недра, 1991. – 176 с.

УДК 624.953

Оценка устойчивости стенки вертикальных стальных резервуаров методом конечных элементов

Е.И. Карамнов – руководитель группы
(«Научно-производственный консорциум Изотермик»)

В связи со значительным количеством (70-80%) резервуаров, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, актуальной является проблема безаварийной и безопасной их работы. Ключевым и одновременно малоизученным моментом в определении возможности

дальнейшей безопасной эксплуатации вертикальных стальных резервуаров (РВС) является вопрос их устойчивости. В процессе эксплуатации на резервуаре образуются дефекты (коррозионный износ, неоднородная просадка основания и т.п.), которые негативно влияют

на устойчивость резервуаров. До сих пор вопросы устойчивости РВС с дефектами был раскрыт мало и неполно. В частности необходимо выяснить, какие параметры дефекта влияют на потерю устойчивости в большей степени. Не менее важной видится задача по изучению взаимодействия дефектов между собой, устойчивость резервуаров с дефектами под действием внешних факторов (ветровая нагрузка, снеговая нагрузка, аварийный вакуум).

Проблема повышения надежности резервуарных конструкций должна решаться на всех этапах при проектировании, изготовлении, монтаже и испытаниях, а также при эксплуатации и диагностировании резервуаров.

Для разработки мероприятий, позволяющих предотвратить аварии и исключить недостатки, допущенные при проектировании РВС, необходимо изучать опыт их эксплуатации и проанализировать причины аварий [9].

В табл. 1 приведены данные по анализу причин аварий (65 случаев), произошедших за 60 лет с сосудами наиболее распространенных типов вместимостью более 500 м³, такими как: резервуары для нефти и нефтепродуктов, газгольдеры, изотермические резервуары, сосуды давления, резервуары для холодной и горячей воды. При анализе использованы данные В.В. Кузнецова, а также материалы, опубликованные в работах [1, 11].

Таблица 1. Результаты анализа причин аварий резервуаров.

№ п/п	Причина аварии	% к итогу
1	Хрупкое разрушение	63,1
2	Взрыв и пожар	12,3
3	Образование вакуума	7,7
4	Коррозионный износ	3,1
5	Просадка основания	1,5
6	Ураганный ветер	1,5
7	Прочие причины	10,8
	ИТОГО	100

Из табл. 1 видно, что наиболее частой причиной аварий резервуаров является хрупкое разрушение, происходящее, как правило, в форме лавинного разрушения с отрывом стенки от днища и кровли. В 65% случаев разрушение происходит по монтажным сварным соединениям стенки резервуара.

Среди основных причин аварий резервуаров: 70% случаев – дефекты строительства, 17% – недостатки проекта, 11% – нарушение правил при эксплуатации. Анализ распределения ответственности за аварии по причине недостатков

строительства показывает, что в 60% случаев аварии происходят по вине монтажной организации и около 30% случаев – по вине завода-изготовителя.

На основании отечественного и зарубежного опыта эксплуатации резервуарных конструкций, Галеевым В.Б. предложена следующая классификация причин аварий резервуаров [11].

Оценим частоту аварий резервуаров. При количестве резервуаров 40 тыс. единиц и среднем сроке их эксплуатации 25-40 лет получаем общее число резервуаро-лет $N_t = 1000000-1600000$. (Резервуаро-годы – произведение числа резервуаров на средний срок службы). Частота разрушения резервуаров в год $65 / N_t \approx 4 \div 6,5 \times 10^{-5}$ [12].

В табл. 2 приведены данные по инцидентам и авариям в США, взятые из работы API-581 «Инспекция наземных резервуаров на основе анализа рисков».

Таблица 2. Данные по инцидентам и авариям с резервуарами в США.

Причина инцидента (аварии)	Относительное сравнение	Общее сравнение	Частота в год
Днище резервуара	100%	86,78	$7,22 \times 10^{-3}$
Течь в днище	99,72%	86,54%	$7,2 \times 10^{-3}$
Разрыв днища	0,28%	0,24%	$2,0 \times 10^{-5}$
Сварная стенка резервуара	100%	1,20%	$1,0 \times 10^{-4}$
Течь в стенке	99,90%	1,20%	$1,0 \times 10^{-4}$
Хрупкое разрушение стенки *) (для резервуаров, проходивших периодическое обследование)	0,10%		$1,0 \times 10^{-7}$
Хрупкое разрушение стенки (Для резервуаров, не проходивших обследование)	3,85%		$4,0 \times 10^{-6}$
Клепаная стенка резервуара	100%	12,02%	$1,0 \times 10^{-3}$
Течь в стенке	100%	12,02%	$1,0 \times 10^{-3}$
Разрыв стенки	0,0%	0,0%	0
Всего по всем элементам всех видов резервуаров	100%	$8,32 \times 10^{-3}$	

Проанализируем хронику аварий резервуаров в РФ за последнее время. На основании анализа приведем сводную таблицу причин аварий резервуаров.

Таблица 3. Сводная таблица причин аварии резервуаров.

	Причина, условия аварии	Кол-во резервуаров	%
1	Нарушение правил промышленной безопасности (ППБ) при проведении подготовительных работ по зачистке резервуара	12	24 %
2	Нарушение ППБ при эксплуатации резервуара	13	26 %
3	Выполнение огневых работ на работающем резервуаре, повлекшее пожар	4	8 %
4	Хрупкое разрушение стенки резервуара	4	8 %
5	Неравномерная осадка днища резервуара, повлекшая образование свищей или разрывов по сварным соединениям	3	6 %
6	Пожар при попадании молнии в резервуар	4	8 %
7	Разрушение элементов резервуара от снеговой нагрузки (ошибки проекта)	2	4 %
8	Нарушение условий гидро/пневмоиспытаний, повлекшее недопустимые деформации резервуара (потерю устойчивости)	2	4 %
9	Авария или пожар от неуказанных причин	6	12 %
ИТОГО:		50	100%

На основе изученной статистики можно сделать вывод, что в практике эксплуатации стальных вертикальных цилиндрических резервуаров случаи ярко выраженной потери устойчивости встречаются редко, если не считать аварий, связанных с грубыми нарушениями режимов эксплуатации. По-видимому, именно этим объясняется тот факт, что в отечественной литературе сравнительно мало места уделяется проблеме устойчивости упомянутых сооружений. То же относится и к нормативным документам, касающимся контроля технического состояния резервуаров, находящихся в эксплуатации.

Вместе с тем с позиций общих представлений теории оболочек проблема устойчивости должна быть и на самом деле является для резервуаров весьма актуальной, поскольку, с одной стороны, имеется целый комплекс сжимающих нагрузок (собственный вес конструкций, ветер, снег, вакуум), с другой стороны, основной конструктивный элемент резервуаров рассматриваемого вида - цилиндрическая стенка - представляет собой очень тонкостенную, а значит и малоустойчивую, оболочку, имеющую многочисленные начальные несовершенства геометрии, что также должно было бы снижать общую её устойчивость. Нужно также иметь в виду и целый ряд других обстоятельств, которые заставляют постоянно держать под контролем и совершенствовать теоретическую базу оценки устойчивости рассматриваемых сооружений. К ним относятся полный и необратимый выход из строя

резервуара после потери общей устойчивости, а также постоянно развивающиеся процессы коррозии, приводящие к уменьшению толщины поясов цилиндрической стенки.

Все это заставляет либо выискивать сугубо теоретическим путем имеющиеся резервы, либо принимать какие-то практические, в большинстве своем дорогостоящие, меры в отношении обеспечения устойчивости [13].

Также необходимо отметить, что информация о причинах возникновения и последствиях аварий противоречива и немногочисленна, поскольку до недавнего времени все, что связано с авариями считалось закрытой информацией. Кроме того, фирмы-владельцы разрушенных резервуаров, как у нас в стране, так и за рубежом, не заинтересованы в распространении достоверной информации об истинных причинах аварий, и нередко фальсифицируют результаты экспертиз [7].

Кроме того, благодаря тому, что потеря устойчивости редко бывает, связана с человеческими жертвами, травмами, значительным экологическим ущербом, создается благоприятная почва для «замалчивания» реальных случаев потери устойчивости резервуарами. Все это позволяет предположить, что реальных случаев потери устойчивости резервуарными конструкциями намного больше.

Исходя из вышеперечисленного, нужно признать важность и слабое развитие изучения проблем устойчивости РВС.

Известно, что стенка вертикального цилиндрического резервуара представляет собой тонкостенную оболочку. Точнее, с точки зрения теории оболочек стенка

резервуара представляет собой сверхтонкую оболочку, так как отношение толщины стенки к радиусу находится в диапазоне от 1:2000 до 1:1000. Одним из важнейших вопросов, характеризующих напряженно-деформируемое состояние стенки, является её устойчивость. Другими словами, способность сохранять форму под действием сжимающих сил.

Решение подобной задачи предлагается с помощью метода конечных элементов (МКМ). Инструментом, реализующим применение МКМ для решения задачи устойчивости стенки РВС может послужить программа APM Structure 3D.

Проанализируем возможность применение программы APM Structure 3D для решения поставленной задачи, путем моделирования простейшей модели условного резервуара (полый цилиндр), находящегося под действием нагрузки. Рассчитаем его на устойчивость и сравним полученный результат с решением по классической формуле.

Исходя из полученных в ходе расчетов результатов, можно сделать вывод, что модель с малым количеством разбиений рассчитывается некорректно, что отмечают Д.Г. Кучерявенко, В.Л. Якушев в своей статье "Решение нелинейной задачи устойчивости тонких оболочек методом конечных элементов". А расчет модели с большим (более 30000 степеней свободы) количеством разбиений невозможно осуществить на мощностях персонального компьютера. Решим эту проблему с помощью удаления

лишних элементов, дна которого не влияет на решение задачи устойчивости оболочки и кровли. Нагрузку (например, снеговую) мы будем имитировать приложениями сил к верхним узлам верхних пластин стенки резервуара, направление нагрузки вдоль оси.

Проверим расчетную модель по методике, предлагаемой в [4, 5]. Для ускорения расчетов и для последующих проверочных расчетов разработаем в среде Matchcad программу для расчета стенки резервуара на устойчивость. Однако после проведения расчетов по теоретической формуле мы убеждаемся, что значение коэффициента запаса устойчивости и, следовательно, критической нагрузки не соответствует вычисленному по теоретической формуле.

Наиболее вероятной причиной неверного результата является некорректный учет краевых поперечных сил и изгибающих моментов (краевой эффект) возникающих в тонкостенной оболочке. Для учета краевого эффекта предлагается ещё более мелкое разбиение модели на элементы. Однако, как показывают предыдущие численные эксперименты, модели с большим числом степеней свободы не рассчитываются в среде APM Structure 3D.

При осевом сжатии для решения задачи устойчивости нас интересует верхняя часть тонкостенной оболочки, так как потеря устойчивости наблюдается на верхних поясах резервуара (рис. 1). Поэтому увеличим количество разбиений в верхней части оболочки, а с целью осуществления возможности расчета среднюю и нижнюю часть модели разобьем на более крупные элементы. Создадим модель с неравномерным разбиением (рис. 2, 3).

Приложим к 240 верхним узлам силу, направленную вдоль оси Z равную 10 кН. Итого суммарная нагрузка 2400 кН. После чего произведем статический расчет и расчет на устойчивость.

Проверим полученный результат по расчетной формуле.

$$\sigma_{кр} = \frac{q_{кр}}{h} = \frac{E}{\sqrt{3(1-\mu^2)}} \frac{h}{R} \approx 0,6E \frac{h}{R}$$

Проверка показала, что расхождение между результатом, полученным в ходе численного эксперимента, и по расчетной формуле составляет 1,5 %.

Рассчитаем остальные типоразмеры резервуаров в среде APM Structure 3d и проверим результат по расчетной формуле. Так же проверим полученные результаты и

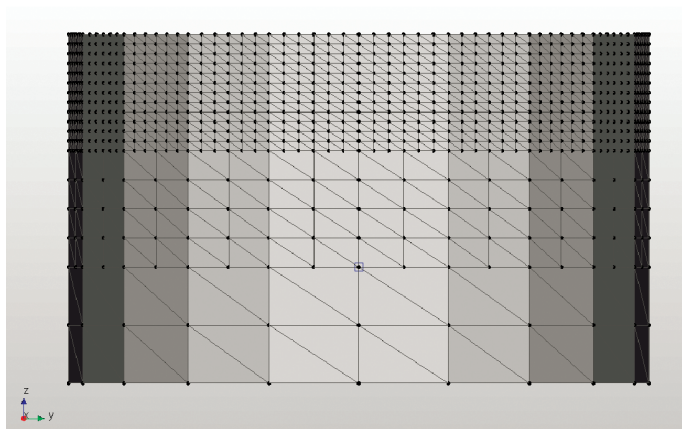


Рис. 2. Модель с неравномерным разбиением.

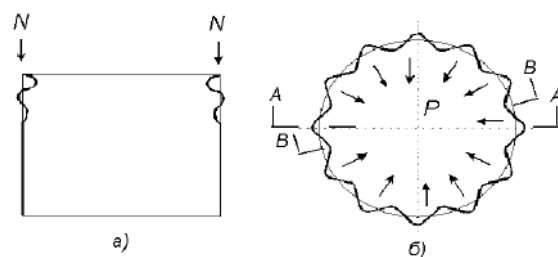
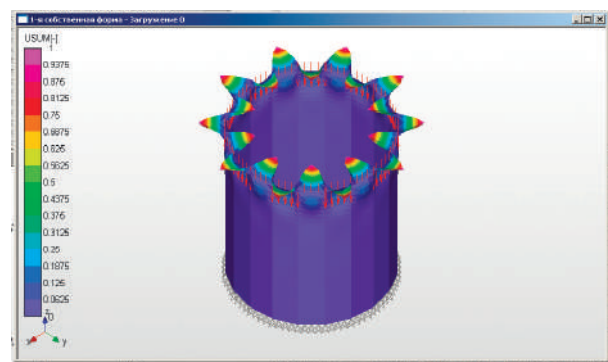
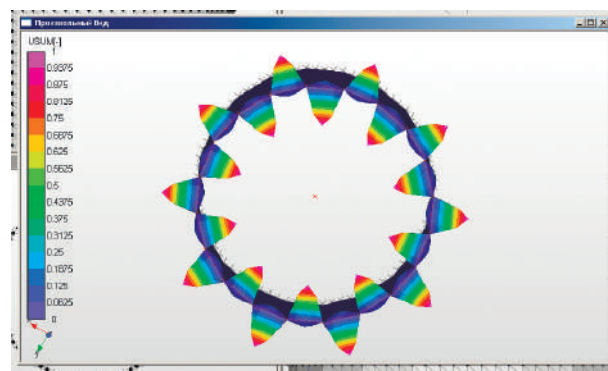


Рис. 1. Форма потери устойчивости, полученные с помощью программы APM Structure 3D и теоретический вид формы потери устойчивости.

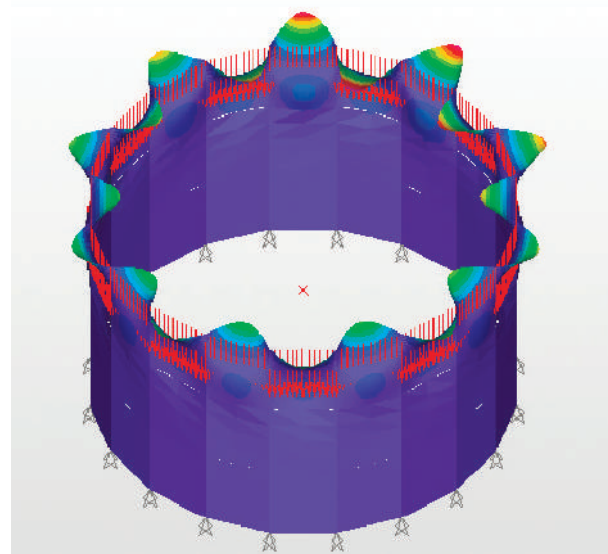


Рис. 3. Форма потери устойчивости.

формы потери устойчивости с помощью программы поиска точных решений (табл. 4).

Из этого следует, что диапазон расхождений полученных критических нагрузок составляет 0,3-1,7 % с теоретической формулой и 0,1-2,0 с программой КИПР. Исходя из этого, мы можем считать предложенную расчетную модель пригодной для дальнейших расчетов резервуаров с дефектами, полученными в процессе эксплуатации.

Таблица 4.

РВС	Расхождение по формуле; %	Расхождение с программой; %
1000	1,7	2,0
2000	1,4	1,1
3000	0,5	0,1
5000	0,3	0,2
10000	1,0	0,3
20000	1,4	0,4
50000	1,1	0,8

ЛИТЕРАТУРА

1. Кандаков Г.П. Проблемы отечественного резервуаростроения и возможные пути их решения. Промышленное и гражданское строительство. // Российская инженерная академия Российское общество инженеров строительства, 1998. - № 5.

2. Нехаев Г. А. Проектирование и расчет стальных цилиндрических резервуаров и газгольдеров низкого давления. АСВ. 2005. 216 с.

3. Сафарян М.К. Металлические резервуары и газгольдеры. М.: Недра, 1987. - 2000 с.

4. СА-03-008-08 Резервуары вертикальные стальные сварные для нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование и анализ безопасности. Методические указания. / Российская ассоциация экспертных организаций техногенных объектов повышенной опасности «Ростехэкспертиза», «Научно-промышленный союз «Риском», НПК «Изотермик».

5. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов. ПБ 03-605-03, М., 2004.

6. Исследования вопроса устойчивости стальных вертикальных резервуаров Егоров Е.А. и др.: http://urs.com.ua/stat_5.htm 13-07 10 января 2011 свободный доступ.

7. Тарасенко А. А. Разработка научных основ методов ремонта вертикальных стальных резервуаров. Диссертация на соискание учёной степени доктор технических наук.

8. <http://www.ipdn.ru/rics/doc0/DB/b3/1-kuch.htm> 11 февраля 2011. Свободный доступ. «Решение нелинейной задачи устойчивости тонких оболочек Методом конечных элементов».

9. Кондрашова О.Г., Назарова М.Н. Причинно-следственный анализ аварий вертикальных стальных резервуаров. // Нефтегазовое дело. - Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2004 <http://www.ogbus.ru>

10. Тарасенко А.А. и др. Методы ремонта элементов конструкций вертикальных стальных цилиндрических резервуаров после длительной эксплуатации. - Тюмень: 1997.

11. Галеев В.Б. Эксплуатация стальных вертикальных резервуаров в сложных условиях. - М.: «Недра», 1981. - 149 с.

12. API-581 «Инспекция наземных резервуаров на основе анализа рисков».

13. http://urs.com.ua/stat_5.htm 13-07 10 января 2011 свободный доступ.

УДК 622.276.346.2

Детализация терминологии при исследовании газового фактора и газосодержания

К.А. Ковалев – канд. техн. наук, зав. сектором;
А.Э. Гафурова – инженер
(ТатНИПИнефть)

Нефтегазовая отрасль России – наиболее значимый сектор отечественной экономики. Одной из проблем в ней является многовариантность употребления терминов.

Большое количество научных трудов и даже нормативных документов по-разному трактуют понятия «газовый фактор» и «газосодержание». На практике проблема понимания осложняется появлением региональных и корпоративных терминов.

Цель данной статьи – предложить единые термины, связанные с характеристиками газа.

Большинство специалистов при составлении документации различного рода не видят разницы между понятиями «газовый фактор» и «газосодержание». В работах [1, 2] эти термины отождествляются. Наиболее правильная трактовка приведена в ОСТ 153-39.2-048-2003 [3]. Однако, по нашему мнению, в определения некоторых параметров необходимо ввести уточнения. Ввиду существования и использования различных размерностей (для газового фактора – $\text{м}^3/\text{м}^3$, $\text{м}^3/\text{т}$ и т.д.) в общем определении следует избегать слов, конкретизирующих количество газа и нефти, например, «объём» и «масса». Кроме того, необходимо ввести уточнение по термобарическим условиям замера для случая использования объемных величин и описания процесса сепарации.

Введем определения, которые лучше раскрывают термины «газосодержание» и «газовый фактор».

Газосодержание (ГС) – суммарное количество всех компонентов газонефтяной смеси, агрегатное состояние которых при стандартных условиях (20°C и $0,101\text{ МПа}$) является газовым, отнесенное к единице количества газонефтяной смеси.

Газонефтяной смесью в данном случае называется нефть с растворенным в ней попутным (нефтяным) газом.

Газовый фактор (ГФ) – количество газа, выделившееся в условиях процесса сепарации и приведенное к стандартным условиям, отнесенное к единице количества сепарированной нефти при стандартных условиях.

Таким образом, в случае отношения количества выделившегося газа к количеству разгазированной нефти имеет смысл говорить о газовом факторе, в случае отношения всех условно отделенных газообразных компонентов к газонефтяной смеси – о газосодержании.

Сепарацией в данном случае называется процесс

отделения газовой фазы, которая выделяется из газонефтяной смеси при снижении давления от P_1 до P_2 и при температуре T . Определение количества выделившейся газовой фазы необходимо производить при температуре 20°C или в пересчете на данную температуру. Использование любых других температур должно быть обосновано и иметь соответствующее примечание. В зависимости от того, каким является давление P_1 и P_2 , существуют различные определения газового фактора.

Если давление P_1 является пластовым, а P_2 – атмосферным, т.е. разгазирование пластовой нефти происходит в одну стадию, называемую ступенью сепарации, то газовый фактор следует считать однократным (газовый фактор однократного разгазирования, или ГФО).

Применяемое в данном случае некоторыми специалистами близкое понятие «пластовый газовый фактор» терминологически неверно ввиду того, что используемое прилагательное должно характеризовать процесс сепарации. Хотя в пласте и может происходить частичное разгазирование нефти, являющееся неотъемлемой частью некоторых режимов разработки нефтяных пластов, говорить о сепарации ввиду вышеприведенных определений не совсем корректно.

Если снижение давления от пластового P_1 ($P_{\text{пл}}$) до атмосферного P_{n+1} ($P_{\text{атм}}$) происходит в несколько стадий (см. рис.), т.е. существует несколько ступеней сепарации, то выделяемый газ на каждой ступени позволяет судить о газовом факторе i -ой ступени сепарации (ГФ_i). Сумма газовых факторов всех ступеней сепарации является газовым фактором многоступенчатого разгазирования (ГФМ):

$$\left. \begin{array}{l} P_{\text{пл}} \rightarrow P_2 \Rightarrow \text{ГФ1} \\ P_2 \rightarrow P_3 \Rightarrow \text{ГФ2} \\ \dots\dots\dots \\ P_n \rightarrow P_{\text{атм}} \Rightarrow \text{ГФn} \end{array} \right\} , \quad (1)$$

$$\sum_{i=1}^{i=n} \text{ГФ}_i = \text{ГФМ} , \quad (2)$$

где $P_{\text{пл}}$ (P_1) – пластовое давление;
 ГФ_i – газовый фактор i -й ступени сепарации ($i = 1 \dots n$);

P_j – конечное давление ($j - 1$)-ой ступени сепарации (начальное давление j -й ступени сепарации) при ($j = 2 \dots n$); $P_{атм}$ (P_{n+1}) – атмосферное давление.

Практика показывает, что в данном случае нельзя говорить об аддитивности, т.е. сумма газовых факторов всех

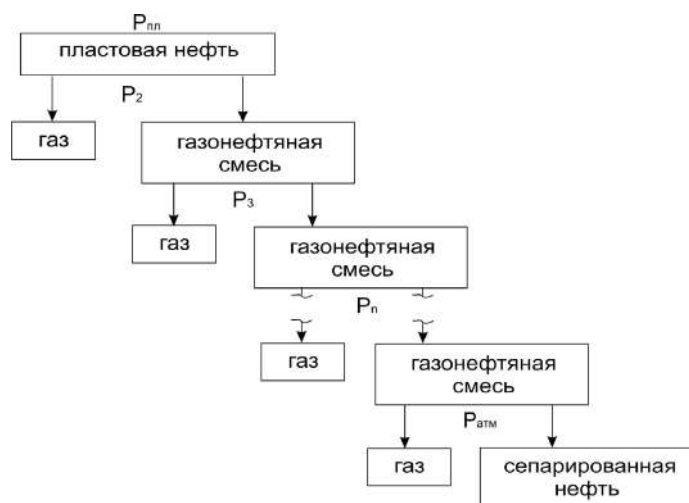


Схема многоступенчатого разгазирования пластовой нефти.

ступеней сепарации (газовый фактор многоступенчатого разгазирования) не равен газовому фактору однократного разгазирования (ГФО).

$$\Gamma_{\text{ФМ}} \neq \Gamma_{\text{ФО}}. \quad (3)$$

Количество ступеней сепарации влияет на величину газового фактора. С ростом количества ступеней сепарации разница между ГФМ и ГФО будет увеличиваться. В теоретическом случае, когда количество ступеней стремится к бесконечности, газовый фактор многоступенчатого разгазирования принято называть дифференциальным (ГФД).

$$\Gamma_{\text{ФО}} > \Gamma_{\text{ФМ}} > \Gamma_{\text{ФД}}. \quad (4)$$

При термодинамическом равновесии между газовой и нефтяной фазами в выделившемся газе будут присутствовать компоненты, агрегатное состояние которых в чистом виде при стандартных условиях отождествляется с жидким (конденсат). Кроме того, в жидкой фазе будут растворены компоненты, агрегатное состояние которых в чистом виде при стандартных условиях отождествляется с газовым, т.е. в нефти будет присутствовать остаточный газ (ОГ).

В случае дифференциального разгазирования можно говорить о максимальном содержании ОГ в жидкой фазе и минимальном количестве выделившейся газовой фазы [4].

При описании процесса сепарации необходимо учитывать любые его термические характеристики, отличные от стандартных условий ввиду того, что термодинамическое равновесие можно сместить не только изменением давления, но и температуры. Исследование сепарации при нестандартной температуре в основном необходимо для изучения процессов, происходящих в

пласте (при пластовой температуре – $T_{пл}$), или изучения термического изменения реологических свойств нефтей.

Отделение газовой фазы, полученной путем нагрева газонефтяной смеси, называется термической сепарацией. Основными особенностями термической сепарации нефти являются ее использование после барической сепарации и нагрев до температуры, не превышающей температуру начала кипения.

Процесс отделения газообразных компонентов влияет на параметры нефти (вязкость, плотность, компонентный состав, коэффициент сжимаемости, объемный коэффициент). После отвода газовой фазы существенно возрастают вязкостные характеристики. Вследствие этого некоторые нефти, прошедшие сепарацию и потерявшие маловязкие газовые компоненты, становятся непригодными для транспортировки по трубопроводам. На промысле используются различные технологии для снижения вязкости, основной из которых является нагрев нефти.

Процессы исследования газонефтяных смесей при пластовых температурах и нагрев вязких нефтей вызывают образование газовой фазы, учет характеристик и количество которой необходимо производить при температуре 20 °С. Любой учет характеристик при температурах, отличных от стандартных, должен иметь обязательное, дополнительное обозначение или уточнение. Следует отметить, что при повышенных температурах сепарации в газе будет увеличено содержание высококипящих компонентов, которые при охлаждении до стандартных условий перейдут в жидкую фазу (конденсат). Наличие конденсата требует дополнительных исследований и учета.

Терминология, описывающая природный газ, образна и не слишком точна. Существует классификация, в которой газ называют жирным или сухим, и взаимосвязанные с ней классификации, подразделяющие газ на обогащенный, бедный или тощий. Различные источники трактуют данную классификацию в зависимости от компонентного состава, температуры сгорания газа, возможности выделения из него «газового бензина» [5, 6], не указывая определенных значений параметров.

«Сухим» газом закономерно называть нефтяной газ, прошедший процесс осушки (газосепарацию) при стандартных условиях с целью отделения растворенного конденсата, но на практике специалисты вынуждены использовать классификацию газа по жирности только в качестве сравнительной характеристики.

Выводы

1. Существующие проблемы в области терминологии в нефтегазовой отрасли возможно решить путем создания нормативного документа с едиными терминами, характеристиками и классификациями природного и нефтяного газа на основе различных параметров.

2. Единство терминологии позволит улучшить понимание между специалистами, что, в свою очередь, скажется и на развитии единых представлений о процессах массообмена в ходе оценки и разработки месторождений углеводородов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мамуна В.Н., Требин Г.Ф., Ульянинский В.В. Экспериментальное исследование пластовых нефтей. – М.: ГОСИНТИ, 1960. – 143 с.
2. Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности: сб. докл. 2-й науч.-практ. конф., г. Когалым, 20-21 дек. 2006 г. – Уфа: Монография, 2006. – 448 с.
3. ОСТ 153-39.2-048-2003. Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей: разработан ОАО «ВНИИнефть» по государственному

контракту № 02-14-10Б с Министерством энергетики РФ.

4. Тронов В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти. – Казань: Фэн, 2002. – 408 с.

5. Кудинов В.И. Основы нефтегазового дела. – М.; Ижевск: Ин-т компьютерных исследований; Удмурт. гос. ун-т, 2005. – 720 с.

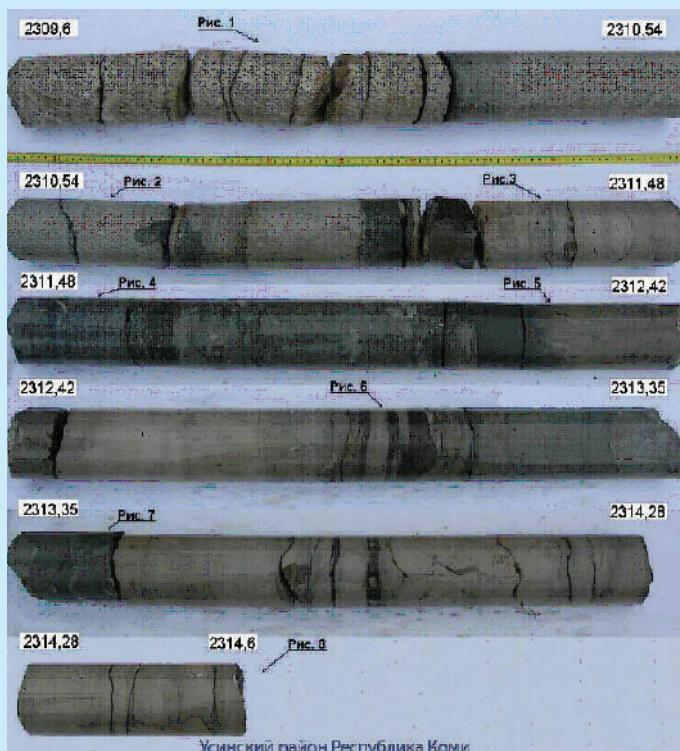
6. Галикеев А.Р., Гадельшина Э.Р. Технология термokatалитической переработки попутных нефтяных газов. – Уфа: УГНТУ, 2001. – 125 с.



ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» – инженерный сервис при отборе керна

Процесс отбора керна является сложной технологической операцией, выполнение которой должно быть поручено профессионалам.

ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» выполнены работы по отбору керна на 500 объектах в скважинах с проектной глубиной от 1900 до 6300 м с выносом керна свыше 90%, что является свидетельством высокого уровня применяемой технологии и профессионализма исполнителей. Нашими инженерами были проведены уникальные работы по сплошному отбору керна в донных отложениях озера Байкал, а также при бурении специальной скважины в Финляндии в кристаллическом фундаменте.



Заказчиками ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» являются:

- ООО «ОБК»,
 - ОАО «Северная нефть»,
 - ОАО «Усинскгеонефть»,
 - ЗАО «Интанефть»,
 - ОАО «Оренбурггеология»,
 - ОАО «РН-Краснодарнефтегаз»,
 - «ТНК-ВР»,
 - ОАО «Оренбургнефть»,
 - «Urals Energy»,
 - «Шлюмберже»
- и другие.

БЛИЗНЮКОВ ЮРИЙ НИКОЛАЕВИЧ

(к 85-летию со дня рождения)

В марте 2013 г. исполнилось 85 лет со дня рождения известного нефтяника-буровика заслуженного изобретателя Чечено-Ингушской АССР, персонального пенсионера Юрия Николаевича Близнюкова.

Юрий Николаевич Близнюков родился 20 марта 1928 г. в г. Грозном в семье рабочего. Свою трудовую деятельность начал в 1945 г. стажером шофера УРСа объединения «Грознефть». С 1945 по 1949 г. учился в Грозненском нефтяном техникуме. После окончания техникума до 1950 г. работал техником-механиком по оборудованию нефтяных промыслов Донской геолого-разведочной партии треста «Сталинграднефтеразведка».

С 1950 по 1952 г. Юрий Николаевич работал слесарем, механиком в тресте «Грознефтеразведка, старшим инженером Управления по бурению объединения «Грознефть».

В 1954 г. закончил Азербайджанский индустриальный институт по специальности «Горный инженер по бурению нефтяных и газовых скважин».

После окончания института с 1954 по 1969 г. Юрий Николаевич работал в системе производственного объединения «Грознефть»: начальником трубной базы Гудермесской конторы бурения, руководителем производственной группы Управления нефтедобывающей и газовой промышленности нормативно-исследовательской станции объединения «Грознефть», а затем главным инженером Октябрьской конторы бурения НПУ «Октябрьнефть». В этот период буровые начали оснащаться новой буровой техникой. С 1952 г. на буровых устанавливали отдельные механизмы, проходившие промышленные испытания (АУС и др.), затем начиная примерно с 1955 г. все больше стали внедрять комплексную механизацию производственных процессов бурения скважин, во внедрении которой Юрий Николаевич принимал самое активное участие результатом которого была написана книга Ю.Н. Близнюков, Э.А. Каракозов, Ф.А. Смелянский «Внедрение новой буровой техники» М. Гостехиздат 1959 г.

В книге были описаны конструкции и правила эксплуатации комплекса механизмов, ускоряющих производство спуско-подъемных и подсобно-вспомогательных работ: МСП-2, автоматических ключей АЗКБ-2 и АЗКБ-3, пневматических ключей ПБК-1 и ПБК-3, пневматического раскрепителя свечей ПРС, поворотного крана 12КП-3 и установки для регенерации утяжелителя УРУ. Обобщен опыт монтажа и эксплуатации этих механизмов на буровых Чечено-Ингушской АССР и показана эффективность их использования.

Им совместно с В.Б. Назаровым, Е.М. Левиным и Г.А. Фроловым была впервые разработана технология бурения сверхглубоких скважин и в 1964 г. с непосредственным их участием была пробурена самая глубокая в СССР и в Европе скважина Галюгаевская №1 на глубину 5500 м. Основные технико-технологические при бурении скважины были приведены указанными авторами в книге «На 5500 м в глубь земли» (опыт бурения скважины №1 Галюгаевская)



В 1964-1966 гг. Юрий Николаевич Близнюков был командирован в Индию, где оказывал техническую помощь нефтяникам Индии по вопросам бурения глубоких скважин. По возвращении из заграничной командировки в 1966 г. работал заместителем начальника технологического отдела треста «Грознефтеразведка». Активно участвовал в ликвидации открытых фонтанов (Эльдарово).

С 1969 г. по 1987 г. Юрий Николаевич Близнюков работал в Северо-кавказском научно-исследовательском и проектном институте нефти (СевКавНИПнефть) (одном из крупнейших отраслевых научных центров Министерства нефтяной промышленности СССР) сначала руководителем сектора по испытанию оборудования и инструментов, предотвращающих открытые фонтаны, а затем заведующим лабораторией технологии бурения скважин. За время работы в институте Юрий Николаевич осуществлял руководство научно-исследовательскими и опытно-конструкторскими работами, под его началом решались важные вопросы в области техники технологии бурения глубоких и сверхглубоких скважин.

Им и под его руководством проводились научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы

по разработке и внедрению конструкций глубоких и сверхглубоких скважин для площадей ПО «Грознефть», Грузнефть и Дагнефть», технологических регламентов на бурение и крепление скважин, устройств по предупреждению искривления скважин, измерению кривизны ствола в процессе бурения, клапанов для обсадных колонн, разъединителей по спуску и цементированию обсадных колонн секциями, технических заданий на проектирования строительства скважин, впервые проведены исследования устойчивости глин майкопских отложений и солей юрских отложений совместно с Грозненским нефтяным институтом с промысловой апробацией разработанных рекомендаций по результатам этих исследований по бурению и креплению этих отложений. Следует особо отметить непосредственное участие Ю.Н. Близнякова в бурении скверхглубокой скважины №1 Бурунная в ПО «Грознефть», где внедрялась значительная часть его разработок. Скважиной в 1977 г. достигнут забой 7501 м.

По просьбе Правительства Грузинской ССР сначала 70-х до середины 80-х годов прошлого века Юрий Николаевич Близняков оказывал организационную помощь в развитии буровых работ в Грузии. Под его началом решались организационные вопросы создания буровых предприятий и организационной структуры создаваемого производственного объединения «Грузнефть», внедрялись новые технико-технологические решения по бурению глубоких разведочных скважин, обучению и подбору специалистов-буровиков.

Обладая глубокими профессиональными знаниями и богатым практическим опытом в области бурения глубоких и сверхглубоких скважин, Юрий Николаевич на протяжении всей своей трудовой деятельности участвовал в подготовке высококвалифицированных специалистов-буровиков, как в нашей стране, так и за рубежом.

В 1977 г. Юрий Николаевич был командирован в Ливию экспертом с целью изучения возможности заключения контракта с Советским Союзом на подрядное бурение скважин на месторождениях Ливии. Эта государственная задача была успешно решена, контракт

- подписан. В 1985 г. читал курс лекций по бурению скважин индийским специалистам, находящимся в СССР. На протяжении многих лет Юрий Николаевич сотрудничал с Грозненским нефтяным институтом в качестве руководителя дипломного проектирования и лектора на курсах повышения квалификации специалистов.

С 1987 по 1991 г. Юрий Николаевич Близняков работал в Грозненском комплексном отделе оптимизации бурения и исследования глубоких скважин (КООБИС) ВНИИГИК МинГео СССР в должности главного конструктора. С 1991 по 1993 г. был заместителем директора по технологии и технике бурения и крепления скважин НВФ «Геобурсервис» - НПО «Союзпромгеофизика». С 1993 по ноябрь 1994 г. работал в ПО «Грознефть» начальником производственно-технического отдела, ведущим инженером центральной инженерно-технологической службы. С ноября 1994 г. находился на заслуженном отдыхе.

Юрием Николаевичем опубликовано свыше 90 научных работ, он является автором 13 патентов и авторских свидетельств на изобретения.

За многолетнюю трудовую деятельность награжден медалями СССР, отраслевыми наградами, знаком «Изобретатель СССР».

Своей большой многогранной деятельностью в области разработки новой техники и технологии бурения скважин Близняков Юрий Николаевич внес достойный вклад в развитие отечественной отрасли бурения глубоких и сверхглубоких скважин.

Редакционная коллегия и Редакционный совет научно-технического журнала «Инженер-нефтяник»,

Совет ветеранов войны и труда ОАО «НК «Роснефть», коллеги и друзья

Аннотации статей

УДК 622.276.1/.4
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ И ПРОБЛЕМ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ (С. 5)

¹Ирик Галиханович Фаттахов
²Рамзис Рахимович Кадыров

¹ФГБОУ ВПО "Уфимский государственный нефтяной технический университет" филиал в г. Октябрьский
452600, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Девонская, д.54а
тел.: (34767) 66030
E-mail: i-fattakhov@rambler.ru

²ТатНИПИнефть
423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М. Джалиля, 32

Вопрос анализа состояния работ при нестационарном заводнении и проблем, возникающих при нём в зимний период, в настоящее время актуален. Для статистической обработки были выбраны не только известные формулы преобразования исследуемых переменных, такие как эмпирическое среднее, выборочная и несмещенная дисперсии, средне-квадратичное и стандартное отклонение, но и предложено авторами новое понятие коэффициент флуктуации, служащий для оценки

степени изменчивости анализируемой выборки. Эмпирическим путем установлены рекомендованные значения коэффициента флуктуации для объемов закачки воды и коэффициента обеспечения отбора жидкости закачкой. В работе представлено часть графиков анализа десяти разрабатываемых блоков НГДУ «Лениногорскнефть», где используется нестационарное заводнение. Даны рекомендации по функционированию системы нестационарного заводнения.

Ключевые слова: дисперсия; стандартное отклонение; нормирование данных; анализ; нестационарное заводнение; сопоставление; взаимосвязи.

УДК 622.245.54
**ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ
 КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕ-
 НИЯ И РЕМОНТА СКВАЖИН В
 НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ
 (С. 10)**

**Кирилл Сергеевич Купавых
 Николай Иванович Николаев
 Александр Владимирович Шипулин**

Национальный исследовательский
 Томский политехнический университет
 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
 E-mail: evseevVD@ignd.tpu.ru

Статья посвящена проблеме освоения и ремонта скважин в низкопроницаемых коллекторах. Рассмотрены существующие методы вызова притока и увеличения проницаемости пластов. Описан разработанный метод гидродинамического воздействия на пласт, повышающий эффективность вызова притока из пласта.

Ключевые слова: скважина; низкопроницаемые пласты; воздействие на призабойную зону пласта; освоение скважин.

УДК 622.24.05
**МОЩНОСТЬ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ,
 ЗАТРАЧИВАЕМАЯ НА ПРОЦЕСС
 РОТОРНОГО БУРЕНИЯ НЕФТЯНОЙ
 СКВАЖИНЫ (с. 12)**

Владимир Владиславович Куликов

МГРИ-РГГРУ
 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая,
 д. 23
 E-mail: mechanica@msgpa.ru
 Тел. 8-495-433-65-44, доб. 1149

Установлены зависимости, позволяющие более обоснованно рассчитывать значение мощности, затрачиваемой на процесс роторного бурения нефтяной скважины. В качестве показателя эффективности процесса передачи энергии от буровой установки на забой скважины использован коэффициент полезного действия работы системы последовательно соединённых участков.

Ключевые слова: буровая установка; колонна бурильных труб; коэффициент полезного действия.

УДК 622.245.124
ВЫПОЛНЕНИЕ ПРОЕКТНОЙ

**ТРАЕКТОРИИ НА УЧАСТКЕ СТАБИЛИ-
 ЗАЦИИ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
 ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
 (с. 15)**

**Светлана Александровна Кейн
 Владислав Валерьевич Трохов
 Евгений Александрович Овешников**

ФГБОУ ВПО «Ухтинский государствен-
 ный технический университет»
 169300 Республика Коми, г. Ухта, ул.
 Первомайская, 9
 Тел.: +7 950 56 84 033
 E-mail: vladislav_trohov@inbox.ru

Выполнение проектной траектории скважины, в том числе обеспечение стабилизации зенитного угла, является одной из важнейших задач наклонно направленного бурения. В работе на основе промысловой информации, собранной по пяти месторождениям Тимано-Печорской провинции, выполнен многофакторный анализ, позволивший выявить степень влияние наиболее важных факторов на выполнение проектной траектории. В качестве инструмента для анализа выбрана нейронная сеть, применение которой позволило выполнить обратную задачу. По обученной и протестированной нейросети получены рекомендации значения технико-технологических параметров, обеспечивающие проводку траектории в коридоре значений по зенитному углу $\pm 0,2^\circ$, а по азимуту $\pm 1,5^\circ$.

Ключевые слова: траектория скважины; нейронная сеть; наклонно-направленное бурение.

УДК 622.23.01
**ОСОБЕННОСТИ ГЕНЕРИРОВАНИЯ
 ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ЭМИССИИ
 ПРИ ВДАВЛИВАНИИ ШТАМПА В
 ОБРАЗЦЫ ГОРНОЙ ПОРОДЫ (с. 21)**

**¹Василий Федорович Гордеев
²Виктор Дмитриевич Евсеев**

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт мониторинга климатических и экологических систем Сибирского отделения Российской академии наук (ИМКЭС СО РАН)
 634055, г. Томск, пр. Академический, 10, корп.3

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет - ИПР

634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
 E-mail: evseevVD@ignd.tpu.ru

Исследуются особенности генерирования электромагнитных сигналов из очага разрушения, находящегося под пятном контакта, при вдавливании штампа в сухие образцы горных пород и пропитанные керосином и водой.

Ключевые слова: горные породы; индентор; разрушение вдавливанием; электромагнитный сигнал.

УДК 621.921.34-2.622.24.05
**АЛМАЗНЫЙ ПОРОДОРАЗРУШАЮ-
 ЩИЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ БУРЕНИЯ
 СКВАЖИН ПРЕДЕЛЬНО МАЛОГО
 ДИАМЕТРА НА НЕФТЬ И ГАЗ (с. 24)**

**¹Василий Иванович Спирин
¹Юрий Евдокимович Будюков
²Владимир Валерьевич Кубасов**

¹ОАО «Тульское НИГП»
 300026, г. Тула, ул. Скуратовская, 98
 Тел.: (4872) 50-25-24
 E-mail: niggp-tula@mail.ru
²ФГБОУ ВПО «Российский государствен-
 ный геологоразведочный университет
 имени Серго Орджоникидзе» МГРИ-
 РГГРУ
 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая,
 д. 23, МГРИ-РГГРУ

Разработан эффективный алмазный породоразрушающий инструмент, которым можно проходить с высокой скоростью бурения скважины на нефть и газ со сплошным отбором керна диаметром 40 мм, что может быть основой ускоренного метода открытия крупных месторождений углеводородов.

Ключевые слова: параметрическая скважина; алмазный инструмент; скважина малого диаметра; алмазная коронка.

УДК 622.24
**ОДНОВРЕМЕННОЕ БУРЕНИЕ ДВУХ
 СКВАЖИН ОДНИМ КОМПЛЕКТОМ
 БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ (с. 26)**

**¹Александр Степанович Повалихин
 Владимир Юрьевич Близиных**

¹МГРИ-РГГРУ
 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая,
 д. 23, МГРИ-РГГРУ

В статье рассматривается история разработки и применения технологии двухствольного бурения.

Ключевые слова: двухствольное бурение; скважина; забойный механизм подачи долота.

УДК 622.24.05

К ВОПРОСУ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН (с. 33)

Владимир Иванович Иванников

ЗАО «Инжиниринговая компания «РУС-ИННО» Технологии и Инновации»
119034, г. Москва, Гагаринский пер., 5, стр. 1.
Тел./факс: (495) 695-06-96
E-mail: info@rus-inno.com

В статье рассматривается механизм выноса песка из пласта при эксплуатации нефтяных скважин.

Ключевые слова: скважина; пескопроявление; каверна.

УДК 624.953

ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ СТЕНКИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ (с. 34)

Егор Игоревич Карамнов

«Научно-производственный консорциум Изотермик»
118587, Москва, Варшавское шоссе, 125, стр. 1, секция 11
E-mail: karamnov1@yandex.ru

Рассматривается работа тонкостенной оболочки под действием сжимающих напряжений. Приведены принципы создания расчетной модели.

Ключевые слова: резервуары вертикальные стальные; тонкостенные оболочки; устойчивость; расчетная модель.

УДК 622.276.346.2

ДЕТАЛИЗАЦИЯ ТЕРМИНОЛОГИИ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ГАЗОВОГО ФАКТОРА И ГАЗОСОДЕРЖАНИЯ (с. 39)

**Кирилл Андреевич Ковалев
Анна Эдиковна Гафурова**

ТатНИПИнефть
423236, г. Бугульма, ул. Муссы Джалиля, 32
E-mail: Kovalev_kirill80@mail.ru, Gafurova-22@mail.ru

В нефтегазовой отрасли существует проблема многовариантности употребления терминов. В данной работе предложено единое понимание терминов «газовый фактор» и «газо-содержание» на основе изучения различных источников. Решение проблемы авторы видят в создании общего нормативного документа с едиными терминами, характеристиками и классификацией газа.

Ключевые слова: газ; газовый фактор; газосодержание; сепарация; терминология.

USE OF STATISTICAL TOOLS FOR ANALYSIS OF EFFICIENCY AND PROBLEM OF NON-STATIONARY WATERFLOODING (p. 5)

¹Irik Galikhanovich Fattakhov

²Ramzis Rakhimovich Kadyrov

¹ФГБОУ ВПО УГНТУ г. Октябрьский
54а, Devonskaja Str., Oktjabr'skijj, 452600, Russia
Phone: (34767) 66030
E-mail: i-fattakhov@rambler.ru

²TatNIPIneft

32, M. Djalil Str., Bugulma, Republic of Tatarstan, 423236, Russia

Question of analysis the state of work at non-stationary waterflooding and related problems when winter are now relevant. For statistical analysis we have chosen not only well-known formulas of transformation of the variables, such as an empirical average, spot and the unbiased variance, RMS and standard deviation. The authors also suggested a new concept ratio named fluctuation φ , which would to measure the degree of variability of the analyzed sample. Recommended values of φ for volumes of water injection and a injection to withdrawal ratio were empirically

found. The work presents part of the graphics of analysis from ten blocks developed by Leninogorskneft oil-and-gas production department when using non-stationary waterflooding. Recommendations are given for functioning of the system of non-stationary waterflooding.

Key words: variance; standard deviation; normalization of data; analysis; non-stationary waterflooding; comparison; relationship.

PROSPECTS FOR THE USE OF INTEGRATED TECHNOLOGY FOR DEVELOPMENT AND REPAIRING OF WELLS IN LOW PERMEABILITY RESERVOIRS (p. 10)

Kirill Sergeevich Kupavykh

Nikolajj Ivanovich. Nikolaev

Aleksandr Vladimirovich Shipulin

National Mineral-Resources University «Gorny»
Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia
E-mail: Kypavih@yandex.ru

This article is devoted to the development and repair of wells in low permeability layers. The existing

methods call flow stimulation and the layer permeability increase. The developed method of hydrodynamic stimulation that increases the efficiency of the call flow from the reservoir is given.

Key words: well; low-permeability layers; bottomhole zone treatment; well development.

DRILLING RIG POWER CONSUMED FOR OIL WELL ROTARY DRILLING (p. 12)

Vladimir Vladislavovich Kulikov

Russian State Geological Prospecting University (MGPI-RSGPU)
23 Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia
E-mail: mechanica@msgpa.ru
Phone: 8-495-433-65-44, доб. 1149

Dependencies allow more reasonably expect the amount of power consumed for oil well rotary drilling. As a measure of the energy transfer efficiency to bottom hole the efficiency for the system of serially connected sections is be used.

Key words: drilling rig; drill pipe string; the power efficiency.

PERFORMANCE OF THE DESIGN TRAJECTORY ON THE STABILIZATION SITE AT THE EXPENSE OF USE OF INFORMATION TECHNOLOGIES (p. 15)

Svetlana Aleksandrovna Kejjn
Vladislav Valer'evich Trokhov
Evgenij Aleksandrovich Oveshnikov

Ukhta State Technical University
 Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta,
 Republic of Komi, 169300, Russia
 Phone: +7 950 56 84 033
 E-mail: vladislav_trohov@inbox.ru

Making profile of a well, including inclination angle stabilizing is one of the most important problems of directional drilling. In work on the basis of the field information collected for Timano Pechora province, the multiple-factor analysis is made. it helps provide to reveal degree influence of the most important factors on performance of a design profile. As the tool for the analysis the neural network which provided to carry out the inverse solution. Recommendations for geological conditions and the values of technical and technological parameters to provide conducting of well profile in a corridor of values on an zenith angle $\pm 0,2^\circ$, and are determined by an azimuth $\pm 1,5^\circ$ are received on the basis of trained and tested neural network.

Key words: well profile; neural network; directional drilling.

SPECIFICS OF ELECTRONIC EMISSION GENERATION WHILE IS PRESSING INDENTER IN ROCK SPECIMEN (p. 21)

¹Vasilijj Fedorovich Gordeev
²Viktor Dmitrievich Evseev

¹Institute of Monitoring of Climatic and Ecological Systems Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (IMCES SB RAS)
 10/3, Akademicheskijj prospect, Tomsk, 634055, Russia
²National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk Polytechnic University, TPU
 30, Leninsky prospect, Tomsk, 634050, Russia
 Phone: (3822) 56-34-70
 E-mail: evseevVD@ignd.tpu.ru

Specifics of electromagnetic signal generation of break-down site when indenter is pressed in dry rock specimen and kerosene-soaked and water-soaked specimen.

Key words: rocks; indenter; rock failure by indentation; electromagnetic signal.

DIAMOND-DRILLING TOOL TO DRILL EXTRA SLIM HOLES FOR OIL AND GAS RECOVERY (p. 24)

¹Vasilijj Ivanovich Spirin
¹Jurijj Evdokimovich Budjukov
²Vladimir Valer'evich Kubasov

¹JSC «Tula Scientific-Research Geological Institute»
 98, Skuratovskaja str., Tula, 300026, Russia
 Phone: (4872) 50-25-24
 E-mail: nigp-tula@mail.ru

²Russian State Geological Prospecting University (RSGPU)
 23, Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia

High penetration rate diamond core bit is developed. It provides for highest penetration rate with complete 40 mm core recovery. It may be a basis for accelerated development for large oil and gas reservoirs.

Key words: stratigraphic well; diamond-drilling tool; slim hole; diamond core bit.

DJUBLE-HOLE DRILLING TECHNOLOGY (p. 26)

¹Aleksandr Stepanovich Povalikhin
Vladimir Jur'evich Bliznjukov

¹Russian State Geological Prospecting University (MGPI-RSGPU)
 23 Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia
 E-mail: povalihin@ids-corp.ru

The article considers specific features of development and commercial application of double-hole drilling technology.

Key words: double-hole drilling; well; downhole bit feeding gear; VNIIBT.

THE QUESTION OF SAND PRODUCTION IN OIL RECOVERY WELLS IS REVISITED (p. 33)

Vladimir Ivanovich Ivannikov

"Engineering Company "RUS-INNO" Technology and Innovation"
 5/1, Gagarinskiy pereulok, 119034, Moscow, Russia
 Phone/fax: +7 (495) 695-06-96
 E-mail: info@rus-inno.com

The article discusses general layout of drill bench-testing rig to study main processes of rock disintegration, mechanics of drill string and hole hydraulics.

Key words: drill bench-testing rig, stand, drill bit, hole.

VERTICAL STEEL TANK WALL RESISTANCE: FINITE ELEMENT EVALUATION (p. 34)

Egor Igorevich Karamnov

«ISONTRMIK» LLC
 11/1/125, Varshavskoe shosse, 118587, Moscow, Russia
 E-mail: karamnov1@yandex.ru

The article discusses thin-walled shell behavior under compressive stress. The modelling approaches are given.

Key words: vertical steel tank; thin-walled shell; stability; analytic model.

PROPOSED UNIFICATION OF TERMS IN DETERMINATION OF GAS-OIL RATIO AND GAS CONTENT (p. 39)

Kirill Andreevich Kovalev
Anna Ehdikovna Gafurova

TatNIPIneft
 32, M. Djalil Str., Bugulma, Republic of Tatarstan, 423236, Russia
 E-mail: Kovalev_kirill80@mail.ru, Gafurova-22@mail.ru

Oil and gas industry confronts a problem of ambiguous terminology. Uniform definitions of the terms gas-oil ratio and gas content are proposed basing on the analysis of different sources. The solution to the above problem is creation of a unified normative document containing gas characteristics and classification and the related glossary of terms.

Key words: gas; gas-oil ratio; gas content; separation; terminology.

Уважаемые авторы!

Убедительно просим соблюдать следующие правила оформления статей.

1. Материалы представляются в электронном виде по адресу:

povalihin@ids-corp.ru; povalihin1@yandex.ru;

Если объем материала составляет более 1 Мб, то для его сжатия необходимо использовать архиваторы RAR или ZIP.

2. Оформление статей:

- объем статей до 14 страниц в формате страницы А4 (210 X 297 мм);
- текст статьи - в программе Word через 1,5 интервала, шрифт 12 Arial или Times New Roman, без разбивки на 2 колонки;
- формулы - в программе Microsoft Equation;
- рисунки - в одной из графических программ - Corel Draw, Illustrator, Adobe Photoshop, Microsoft Excel - отдельными файлами от текста;
- фотографии должны быть хорошего качества.

К статье необходимо приложить аннотацию (до 5 предложений) на русском и, по возможности, английском языках.

3. Материал должен иметь сопроводительное письмо.

4. К статье прилагаются следующие сведения об авторах:

- фамилия, имя, отчество всех авторов полностью, учёная степень и звание;
- место работы каждого автора в именительном падеже, страна, город;
- адрес электронной почты каждого автора;
- корреспондентский почтовый адрес (можно один на всех авторов);
- контактный телефон.

5. Название статьи, аннотация, ключевые слова приводятся на русском и, по возможности, английском языках.

6. Необходимо указать код УДК, и/или ГРНТИ, и/или код ВАК согласно действующей номенклатуре специальностей научных работников.

7. Список литературы.

8. При написании статьи необходимо использовать общепринятые термины, единицы измерения и условные обозначения, единообразные по всей статье. Расшифровка всех используемых авторами обозначений дается при первом употреблении в тексте.

9. При наборе статьи на компьютере все латинские обозначения физических величин (α , I, d, h и т. п.) набираются курсивом, греческие обозначения, названия функций ($\sin$, $\exp$, $\lim$), химических элементов и единиц измерения — прямым (обычным) шрифтом.

Рекомендуется использовать в математических формулах буквы латинского, греческого алфавитов.

10. Условия публикации:

- публикация научно-технических статей бесплатная;
- присылаемые для опубликования материалы рецензируются экспертным советом и утверждаются редакционным советом журнала;
- в случае отклонения статьи авторы извещаются с мотивацией.



**Продолжается подписка на научно-технический журнал
"Инженер-нефтяник" на 2014 год!**

Индексы журнала:

- 35836 - по каталогу Агентства "Роспечать";**
- 91842 - по объединённому каталогу "Пресса России"**

Материалы журнала посвящены вопросам проектирования, изготовления, эксплуатации, обслуживанию и ремонту различных сооружений и машин, предназначенных для бурения скважин, обустройства месторождений, а также для добычи, первичной переработки и транспорта нефти и газа.

Публикуемые статьи рассказывают о последних достижениях в этой области и предназначены для ученых научно-исследовательских и проектных институтов, университетов, инженеров и руководителей нефтегазодобывающих, буровых, строительных, сервисных компаний и организаций.

Активный и творческий обмен научно-технической информацией на страницах нашего журнала поможет специалистам различного профиля нефтегазовой и смежных отраслей ориентироваться в технических вопросах добычи, транспорта и первичной переработки нефти и газа.

Приглашаем к сотрудничеству руководителей предприятий и организаций, ученых, инженеров и специалистов. Публикация научно-технических статей в журнале бесплатная. Журнал на своих страницах размещает рекламу нефтегазовых технологий, технических средств и материалов, разработчиками и изготовителями которых являются ведущие производственные и сервисные компании.

Адрес для переписки:

127422 Москва, Дмитровский проезд, дом 10

Телефон редакции: (495) 543 9116

Факс: (495) 543 9612