

ISSN 2077-5423

№10/09

Нефть. Газ. НОВАЦИИ

научно-технический журнал

главная тема номера:

Строительство СКВАЖИН

Журнал выходит при поддержке:



МИНИСТЕРСТВА
ПРОМЫШЛЕННОСТИ,
ЭНЕРГЕТИКИ И ТЕХНОЛОГИЙ
САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ



ИННОВАЦИОННО-
ИНВЕСТИЦИОННОГО
ФОНДА САМАРСКОЙ
ОБЛАСТИ



РОССИЙСКОГО
ОБЩЕСТВА
ИНЖЕНЕРОВ
НЕФТИ И ГАЗА

РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН
ГЕОСЕРВИС
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР



КОГАЛЫМ
НИИ

ИНГЕО ХОЛДИНГ

ISSN 2077-5423

№10/09

Нефть. Газ. НОВАЦИИ

научно-технический журнал

главная тема номера:

Строительство СКВАЖИН

Журнал выходит при поддержке:



МИНИСТЕРСТВА
ПРОМЫШЛЕННОСТИ,
ЭНЕРГЕТИКИ И ТЕХНОЛОГИЙ
САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ



ИННОВАЦИОННО-
ИНВЕСТИЦИОННОГО
ФОНДА САМАРСКОЙ
ОБЛАСТИ



РОССИЙСКОГО
ОБЩЕСТВА
ИНЖЕНЕРОВ
НЕФТИ И ГАЗА

РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН
ГЕОСЕРВИС
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР

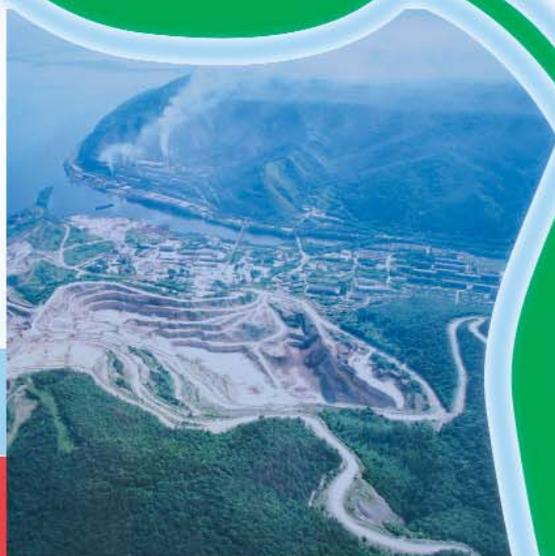
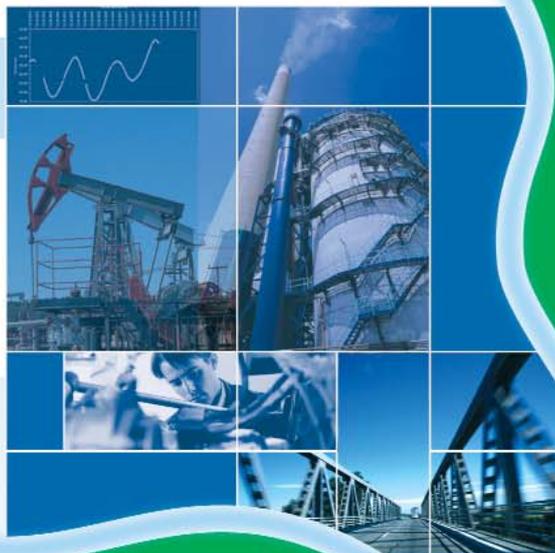


КОГАЛЫМ
НИИ

ИНГЕО ХОЛДИНГ



ИННОВАЦИОННО-ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ФОНД САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ



В настоящее время Инновационно-инвестиционный фонд Самарской области продолжает работу по поддержке инновационных предприятий. План работы Фонда был составлен в соответствии с задачами, поставленными Министерством экономического развития, инвестиций и торговли Самарской области, и с учетом потребностей других отраслевых министерств. Деятельность Фонда по развитию инновационной деятельности в 2009 году будет иметь большое социальное значение, поскольку позволит более эффективно реализовать антикризисные мероприятия, направленные на поддержку и развитие малого предпринимательства.

В 2009 году планируется проведение трех конкурсов: «Идея», «Опытный образец» и «Займы», которые позволят поддержать инновационные проекты на различных стадиях их реализации.

Таким образом, будут поддержаны как новые идеи и проекты, так и отобранные ранее.

НО «Инновационно-инвестиционный фонд Самарской области»
443001 г. Самара, ул. Садовая, 278, тел.: (846) 276 68 26, 276 68 25
www.samarafond.ru, fond@samarafond.ru

ПОДПИСКА



Стоимость одного номера550 руб.

Стоимость подписки

на полугодие3 300 руб.

I полугодие 2010 года

Оформить подписку на журнал можно:

- *через агентство "РОСПЕЧАТЬ"*
подписной индекс 46558
- *через редакцию*
443069, г. Самара, ул. Авроры, 110
тел./факс: (846) 279 48 44, 279 48 79
- *по e-mail*
idrosing@idrosing.ru
interval@idrosing.ru
- *на сайте*
www.idrosing.ru

I полугодие 2010 года

для того чтобы оформить подписку через редакцию, заполните и отправьте по почте



ПОДПИСНОЙ КУПОН

Имя _____ Отчество _____
Фамилия _____
Организация _____
Адрес _____
Тел. _____ Факс _____ E-mail _____



Журнал выходит под эгидой:

- Министерства промышленности, энергетики и технологий Самарской области



- НО «Инновационно-инвестиционный фонд Самарской области»



- Российского общества инженеров нефти и газа (РОСИНГ)

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

А.Г. Николаев, А.И. Бахтин

Кристаллохимические особенности как генетический индикатор образования хромшпинелидов и их последующей эволюции

6

А.И. Успенская, А.А. Галеев

Роль щавелевой кислоты в глобальном цикле углерода

8

В.А. Шляховский, В.В. Финчук, Л.Н. Секачев, В.П. Носко, Н.П. Червоный, Г.Я. Дидичин

Опыт применения аэроэлектроразведки для поиска нефтяных залежей

11

СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

А.Я. Вакула, Р.Р. Бикбулатов, Р.И. Катеева, Р.И. Катеев, А.М. Мухамадиев

Разработка новых технологий заканчивания скважин на месторождениях ОАО "Татнефть"

14

В.Н. Гнибидин, К.А. Шиповский, Б.Р. Шагалева, М.А. Черников

Внедрение новых информационных технологий в процессе строительства и реконструкции скважин ОАО "НК "Роснефть"

19

И.В. Добрынин

Механоактивационные методы в области производства эффективных бентопорошков для бурения

23

Т.Р. Катеев, Р.И. Катеева, Р.И. Катеев, Т.М. Габбасов, О.Е. Старов, В.В. Крысин

Способ повышения сопротивления оснастки колонн страгиванию с мест крепления

28

О.А. Нечаева, В.В. Живаева

Разработка безглинистой промывочной жидкости для бурения скважин в осложненных условиях

33

И.А. Сагидуллин, В.Н. Поляков

Метод гидромеханического упрочнения ствола - основа системного совершенствования технологий строительства и эксплуатации нефтяных и газовых скважин

37

В.А. Степанчук, Д.В. Киняев, В.В. Тимофеев

Современное оборудование в области геолого-технологических исследований (ГТИ)

42



45 Ю.В. Фефелов, Д.В. Карасев, И.Л. Некрасова, А.М. Нацепинская

Особенности инвертно-эмульсионных буровых растворов при бурении пологих и горизонтальных скважин на месторождениях ООО "Лукойл-Пермь"

49 В.И. Яковенко, Н.Ю. Мойса, П.П. Овсянников
Обоснование выбора дисперсности и содержания кольматанта в буровом растворе для повышения качества вскрытия пласта

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕГАЗООТДАЧИ ПЛАСТОВ

54 Р.А. Газизулин, В.Н. Мордвинцев, О.А. Жутаев, Г.Ф. Кандаурова, С.В. Нечваль

Техника и технология формирования протяженных фильтрационных каналов при вторичном вскрытии пласта

59 А.М. Нуйкин, В.Ф. Корчагин, П.Е. Казачков, А.В. Дмитриев, В.А. Редников
Элементы новизны при вторичном вскрытии продуктивных пластов

62 Ю.Е. Селезнев, Г.С. Сокирский, М.И. Ширманов
Забойные телесистемы в наклонно направленном и горизонтальном бурении

65 Э.М. Юлбарисов, Р.Г. Ширгазин, В.Р. Баязитова, И.М. Юлбарисов, М.З. Давлеткужин
Группирование объектов разработки месторождений ООО "Лукойл - Западная Сибирь" с целью создания модели расчета эффективности ГТМ

73 В.А. Яшков, А.Н. Коротков
Применение новых технологий при бурении боковых наклонно направленных стволов на месторождениях ОАО "Самаранефтегаз"

ТЕХНОЛОГИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

77 М.Ф. Дивлет-Кильдеев
Исследования скважин методом акустического каротажа. Ультразвуковой комплекс "Сканер-2000"

Редакционная коллегия:

Л.К. Алтунина, Г.Н. Белянин,
Р.М. Богомолов, А.А. Боксерман,
Л.С. Бриллиант, Д.Е. Быков,
Ю.А. Волков, Л.Г. Григорян,
А.М. Гусман, А.Ф. Исмагилов,
В.В. Кульчицкий, Е.Ф. Кутырев,
В.Ф. Кузнецов, В.В. Лаптев,
С.П. Лесухин, О.П. Маковеев,
В.Н. Манырин, Г.С. Розенберг,
В.К. Серяков, М.А. Силин,
А.Я. Третьяк, Г.М. Файн,
Е.Ф. Шабашев, Г.И. Шмаль,
В.В. Шелепов, А.М. Штеренберг

Редакция:

главный редактор
Г.П. Конкин
glavred@idrosing.ru

литературный редактор
Е.С. Захарова

дизайн-верстка
Е.А. Образцова

корректор
Г.В. Загребина

Отдел распространения
тел.: (846) 279-48-44
interval@idrosing.ru
Отдел рекламы
и маркетинга:
тел.: 846) 279-48-79
idrosing@idrosing.ru

**Адрес редакции
и издателя:**
443069, г. Самара,
ул. Авроры, 110,
тел./факс (846) 279-48-44
тел.: (846) 279-48-79

interval@idrosing.ru
idrosing@idrosing.ru
www.idrosing.ru

Тираж 5000 экз.

Журнал зарегистрирован
Министерством
Российской Федерации
по делам печати,
телерадиовещания и
средств массовых
коммуникаций.
Рег. номер ПИ №ФС77-
37535 от 15.09.2009 г.

Статьи,
публикуемые
на правах рекламы,
обозначены ▲

При перепечатке
материалов
ссылка на журнал
"Нефть. Газ. Новации"
обязательна

Отпечатано в типографии
ООО «Издательский дом
«Агни»

Кристаллохимические особенности как генетический индикатор образования хромшпинелидов и их последующей эволюции

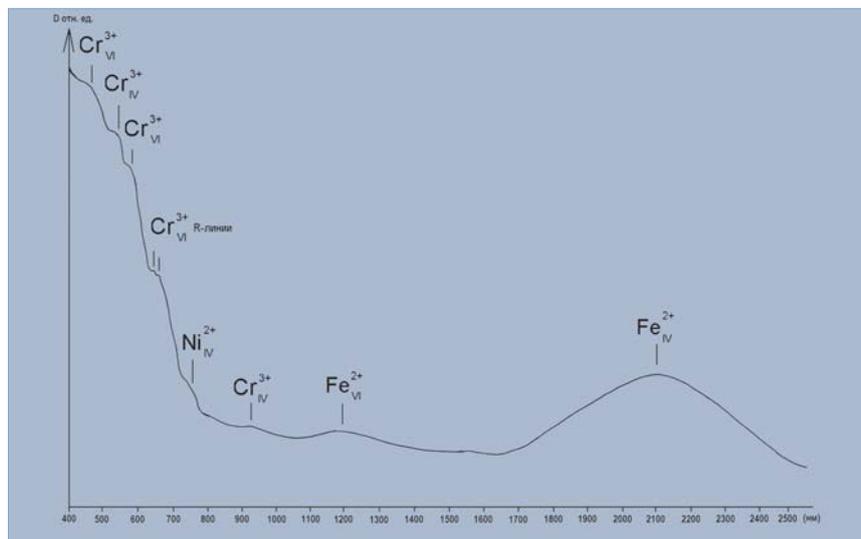
А.Г. Николаев,
А.И. Бахтин
/Казанский государственный
университет,
г. Казань/

Хромшпинелиды являются единственным промышленным источником элемента хрома, они также представляют собой один из распространенных типоморфных минералов ультраосновных пород. По кристаллохимическим неоднородностям можно судить об образовании хромитовых руд и ультраосновных пород в целом [5]. Для изучения генезиса хромшпинелидов и хромитовых руд сейчас всесторонне используются современные физические методы исследования. Образцы пород были взяты с рудопроявлений и месторождений северной части Войкаро-Сынинского, а также с месторождения Центральное массива Рай-Из. Исследования проводились на основе методов адсорбционной оптической спектроскопии и электронного парамагнитного резонанса.

Ранее методом оптической спектроскопии изучались только хромшпинелиды из глубинных ксенолитов кимберлитовой формации [9]. Запись оптических спектров поглощения велась в диапазоне длин волн 400-800 нм с шагом 2 нм на специализированной оптико-спектроскопической установке на базе микроскопа МИН-8. Препараты для исследования изготавливались в виде полированных петрографических шлифов

толщиной 0,01-0,04 мм и на просвет имели красно-бурые тона.

С учетом особенностей конфигурации оптических спектров хромшпинелидов можно сказать, что в ультрафиолетовой части спектра имеется интенсивная полоса поглощения. Она связана с механизмом переноса заряда лиганд \rightarrow металл ($O^{2-} \rightarrow Fe^{3+}_{VI}$) [9, 10]. Длинноволновый край этой полосы протягивается в видимую часть оптического спектра. Были выявлены также две полосы поглощения, которые объясняются спи-нразрешенными переходами в ионах трехвалентного хрома в октаэдрическом окружении. Первая полоса находится в районе 420 нм, а вторая - в районе 570 нм. Первая полоса поглощения менее интенсивная, чем вторая, и наблюдается не во всех образцах. В ближней инфракрасной области имеется полоса поглощения, которая протягивается в видимую часть, по своей природе она обязана d-d переходу в ионах двухвалентного железа, которые занимают в структуре минерала октаэдрические позиции. В спектрах большинства образцов в районе 480 нм отмечается слабая широкая полоса (см. рисунок). Для этой полосы поглощения были выполнены расчеты, которые показали, что, по-видимому, она связана с переходом ${}^4T_1({}^4F) \rightarrow {}^4T_1({}^4P)$ в ионах Cr^{3+} в тетраэдрическом окружении [8, 11]. Были изучены работы по синтезу шпинелей при различных температурах и степени обращенности [2,



Оптический спектр поглощения хромшпинелида

4]. Эти модели сопоставлялись с природными хромшпинелидами. Высоко-температурные шпинели, выращенные при температуре выше 850-900 °С, имеют нормальную структуру, а шпинели, синтезированные при температуре ниже 800 °С, начинают принимать обращенную структуру, и чем меньше температура, тем больше степень обращенности. Исследование природных хромшпинелидов показало, что положение Fe²⁺ в октаэдре и Cr³⁺ в тетраэдре говорит об обращенности структуры хромшпинелидов, а это может указывать на метасоматическую природу их образования, так как, по данным Р – Т условий равновесия природных ультрабазитов, даже в системе, насыщенной H₂O, плавление их не происходит ниже 950 °С [3]. Все рудные тела хромитов образовывались при температуре 800-900 °С [6, 7], и с понижением температуры обращенность становилась все более значительной [2, 4]. При последующем понижении температуры и повышении окислительного потенциала идет вынос хрома и алюминия. В этом случае шпинелиды становятся более железистыми, и самое эффективное расположение катионов будет отвечать полностью обращенной шпинели - магнетиту [Fe²⁺_{1-x}Fe³⁺_x][Fe³⁺_{2-x}Fe²⁺_x]₂O₄.

Исследования хромшпинелидов из кимберлитов показали, что у них такой обращенности нет, а минералы кимберлиты, по мнению многих исследователей, образовывались из расплава в условиях верхней мантии

[9], что подтверждает различные условия образования этих двух групп хромшпинелидов. Ранее Cr³⁺ в тетраэдрической позиции был обнаружен только в синтетических материалах (форстерит) [1]. В итоге исследования хромшпинелидов из офиолитовой формации удалось установить Cr³⁺_{IV} в природном соединении.

Хромшпинелиды изучались также с помощью метода электронного парамагнитного резонанса. Съемка проводилась в диапазоне от 500 до 4700 Гс, навески составляли около

30 мг. По результатам исследования их можно разделить на две группы: а) без магнитной компоненты и б) содержащие в себе магнитный материал. Хромшпинелиды без ферромагнетиков отжигались при температуре 800 °С в течение трех часов, все препараты были подготовлены из одного образца. Результаты показали, что при отжиге в препаратах появляется самостоятельная магнитная фаза, и это может говорить о том, что хромшпинелиды не испытывали прогрессивного этапа метаморфизма, с которым связано образование магнитной фазы в структуре хромшпинелида. Видимо, хромшпинелиды с ферромагнитной фазой были подвергнуты вторичному воздействию высоких температур при прогрессивном этапе метаморфизма. Для уточнения фазового состава отожженных образцов был проведен рентгенофазовый анализ, который показал, что отожженный образец в кислородной атмосфере дал небольшие следы гематита, а образец, отожженный в восстановительной атмосфере, каких-либо изменений не показал. По-видимому, для образования самостоятельной магнитной фазы времени отжига недостаточно, процессы преобразования шпинелей шли многие миллионы лет, и за это время они могли пройти несколько этапов преобразований и изменений.

Литература

1. Бахтин А.И., Лопатин О.Н., Денисов И.Г., Быков А.В. Электронные спектры ионов хрома в синтетическом форстерите // Спектроскопия, кристаллохимия и реальная структура минералов и их аналогов. - Куйбышев: Изд-во КГУ, 1990. - С. 62-68.
2. Богданович М.П., Щеткин В.В., Мень А.Н. Кристаллохимические, магнитные и электрические свойства шпинели Mg_{1.06}Fe_{1.94}O_{3.97} и их зависимость от распределения катионов по узлам решетки // Известия АН СССР. Неорганические материалы. - 1974. - Т. 10. - №11. - С. 2099-2100.
3. Магматические горные породы. Ультраосновные породы. Т. 5. - М.: Наука, 1998. - 508 с.
4. Курепин В.А. Термодинамический анализ внутрикристаллического распределения катионов в простых шпинелях // Геохимия. - 1975. - №6. - С. 844-849.
5. Макеев А.Б. Минералогия альпинотипных ультрабазитов Урала. - СПб.: Наука, 1992. - 197 с.
6. Макеев А.Б., Перевозчиков Б.В., Афанасьев А.К. Хромитоносность полярного Урала. - Сыктывкар, 1985. - 152 с.
7. Малахов И.А. Петрохимия главных формационных типов ультрабазитов. - М: Наука, 1983. - 224 с.
8. Марфунин А.С. Введение в физику минералов. - М.: Недра, 1974. - 328 с.
9. Мацюк С.С., Зинчук Н.Н. Оптическая спектроскопия минералов верхней мантии. - М.: Недра, 2001. - 428 с.
10. Платонов А.Н. Природа окраски минералов. - Киев: Наукова думка, 1976. - 286 с.
11. Свиридов Д.Т., Свиридова Р.К., Смирнов Ю.Ф. Оптические спектры ионов переходных металлов в кристаллах. - М.: Наука, 1976. - 266 с.

Роль щавелевой кислоты в глобальном цикле углерода

**А.И. Успенская,
А.А. Галеев**
/Казанский государственный
университет/

Глобальный цикл углерода с участием его подвижных и неподвижных форм представляет собой совокупность геосферных процессов, проявляющихся в различных временных масштабах. Основная масса углерода, поступающая из мантии в верхнюю часть литосферы, атмосферу и гидросферу, выводится из поверхностного круговорота в долговременный резервуар осадочной оболочки в составе карбонатных минералов и захороненного органического вещества. Огромную роль при этом играет биосфера, в которой протекают сложнейшие реакции биосинтеза, фотосинтеза и хемосинтеза органических соединений углерода, формирующие массу биогенного органического вещества. Абиогенный синтез органических соединений (мочевины и щавелевой кислоты) в лабораторных условиях был впервые получен Вёлером в 1824 году. В ряде последующих экспериментов, моделирующих добиологическую страницу истории Земли, была установлена возможность абиогенного синтеза ряда органических соединений, включая щавелевую кислоту, из водных растворов углекислоты под действием ионизирующей радиации, электрического разряда, высокой температуры или давления. В атмосфере и гидросфере органические кислоты представлены в основном муравьиной, щавелевой и уксусной. Причем щавелевая кислота образует малорастворимые оксалаты ще-

лочноземельных металлов, осаждение которых создает дополнительный канал аккумуляции углерода в минеральной форме. Целью данной работы является систематизация сравнительно новых сведений, опубликованных различными группами исследователей, об условиях образования и формах участия щавелевой кислоты в углеродном цикле и процессах литогенеза.

Биогенный синтез щавелевой кислоты. Щавелевая кислота (ЩК) и ее соли широко представлены в растительном и животном мире, грибах и микроорганизмах. В клетках водорослей и высших растений ЩК и ее растворимые соли натрия, калия, аммония и магния накапливаются как конечные продукты метаболизма или осаждаются в виде нерастворимых солей кальция узеллиита $\text{CaC}_2\text{O}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ и уэвеллита $\text{CaC}_2\text{O}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$. Их присутствие связывают с одной из следующих функций: детоксикация, защита от травоядных, структурный каркас, резервирование кальция, поглощение и отражение света [3].

Количество накопленного в процессе жизнедеятельности растений оксалата кальция может достигать 85% сухой массы. Например, в [3] описан один из самых больших кактусов в мире (карнегия гигантская), произрастающий в пустынном климате на юге штата Аризона (США) и на северо-западе Мексики. Карнегия гигантская (*carnegiea gigantea*) - это столбчатый кактус, который вырастает до 15 м и



Упрощенная схема глобального углеродного цикла

весит до нескольких тонн, из которых от 85 до 90% приходится на массу воды. Примерно 18% сухой массы состоит из биоминерала уэдделлита, вес которого во взрослом кактусе доходит до 100 кг. Углерод в уэдделлите имеет атмосферное происхождение (CO_2) и связывается за счет фотосинтеза. После отмирания кактуса в гниющих тканях при участии микроорганизмов происходит образование целой серии минералов. В начальной стадии загнивания кристаллизуются ландсфордит $\text{MgCO}_3 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$, несквегонит $\text{MgCO}_3 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$, различные полиморфы $\text{MgC}_2\text{O}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, включая глушинскит, моногидрокальцит ($\text{CaCO}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$), полиморфные разновидности CaCO_3 - арагонит, кальцит, ватерит и разные неидентифицируемые Mg-содержащие минеральные фазы.

В качестве примера из другой климатической зоны можно привести дерево ироко, широко произрастающее в тропических лесах Африки на ферралитных почвах. Несмотря на повышенную кислотность этих почв, экосистема дерева может в течение жизни аккумулировать до 1500 кг карбоната кальция [4]. В основе этого лежит цепочка последовательных превращений атмосферного углекислого газа в целлюлозу, лигнин и оксалаты за счет энергии фотосинтеза с

дальнейшим участием грибов, утилизирующих биомассу дерева в форме оксалатов, и почвенных бактерий, завершающих оксалатно-карбонатный биогехимический цикл аккумуляции атмосферного углерода.

Наибольшую роль в производстве щавелевой кислоты и оксалатов играют почвенные организмы. Многие виды лишайников (*Perichaena* и *Dianema*) и грибов (*Ascomycetes*, *Basidiomycetes* и *Zygomycetes*) вырабатывают оксалаты кальция в течение всего жизненного цикла. Следует отметить, что отдельные грибковые культуры - *Aspergillus*, *Penicillium* и *Mucor* - выделяют метаболиты в виде ЩК и оксалатов в столь значительных количествах, что на их основе возможна организация биотехнологического производства оксалатов в промышленных масштабах [5] из самых разнообразных веществ: углеводов, пептона, глицерина, солей уксусной, винной, янтарной, фумаровой, лимонной, яблочной и других кислот. С другой стороны, почвенные оксалаты и цитраты могут служить единственным источником углерода и энергии для оксалотрофных бактерий. Результатом их деятельности является осаждение первичных карбонатов кальция [6], что дополнительно свидетельствует о наличии

важного, но недооцененного канала аккумуляции углерода.

В животном мире ЩК и ее соли представлены в моче и крови млекопитающих. Они попадают в организм вместе с поглощаемым растительным материалом, а также при заболеваниях, сопровождающихся распадом собственных белков. Ряд патогенных оксалатных отложений в организме человека (почечные и мочевые камни) могут образовываться, видимо, при участии нанобактерий, аналогичных *Helicobacter pylori* [7].

Синтез щавелевой кислоты в атмосфере. ЩК является наиболее распространенной дикарбоновой кислотой, обнаруженной в атмосфере. В небольших концентрациях она содержится в атмосферных осадках вместе с серной, азотной, муравьиной и уксусной кислотами. Однако в тропосфере в аэрозольном слое над перистыми и кучевыми облаками, покрывающими около 50% земной поверхности, на ее долю приходится до 50% массы частиц органического вещества. Постоянное присутствие ЩК не только в тропосфере над урбанизированными территориями, но и над удаленными областями Тихого океана позволяет ставить вопрос о наличии некоторого глобального источника ЩК. Единой точки зрения на механизм образования наблюдаемых концентраций ЩК и ее вертикального распределения в атмосфере еще не сложилось. В [8] показано, что ЩК может синтезироваться в жидкой фазе облаков при окислении более сложных органических соединений, главным образом глиоксалевого кислоты, а твердые частицы ЩК образуются при испарении капелек. Возможность синтеза ЩК в газовой фазе за счет реакции OH-радикала с ацетиленом C_2H_2 (над континентами) и с этиленом C_2H_4 (над океанами) обсуждается в [9]. Несмотря на то, что общее содержание ЩК в атмосфере невелико, оно может вносить заметный вклад в увеличение диаметра капель и числа центров конденсации в облаках, а также в альбедо и время жизни облаков [10].

Соли щавелевой кислоты в горных породах. Наиболее распространенными солями ЩК являются уэдделлит и уэ-

веллит, причем менее устойчивый уэделлит, теряя молекулу воды, переходит в более устойчивую форму - уэвеллит. Впервые уэделлит был обнаружен на глубинах от 4434 м до 5008 м в донных осадках моря Уэделла (Антарктида), содержащих также гипс. Вообще говоря, в современных донных отложениях озер и морей при сравнительно высокой доле оксалатов, привносимых вместе с растительным детритом, их содержание в толще осадка достаточно быстро уменьшается (в десятки раз) со временем и с глубиной в пределах первых десятков сантиметров, что связано с деятельностью анаэробных бактерий [11]. В последнее время накоплен достаточно обширный материал, свидетельствующий о большом числе случаев локальных проявлений оксалатов в горных породах различного генезиса (гидротермальные жилы, жёоды, конкреции, трещины угольных пластов [12]) и возраста. Например, в раннедиагенетических конкрециях из верхнего мела [13] и верхнего девона [14] уэвеллит обнаружен в трещинах - септах. В [15] сообщается о присутствии щавелевой кислоты, наряду с более сложными органическими соединениями, в метеорите Мурчисона, возраст которого оценивается в ~ 4,5 млрд лет.

В субаэральных условиях, на границе раздела сред, поверхность обнаженных горных пород очень быстро становится местом развития литобионтных сообществ цианобактерий, гетеротрофных микроорганизмов, грибов, водорослей и лишайников с повышенной метаболической активностью. В процессе их жизнедеятельности существенно изменяется химический состав и структура породы-субстрата. Типичными биоминеральными новообразованиями в этих условиях являются карбонаты, глюконаты и оксалаты кальция, магния, алюминия, железа, марганца, меди, цинка. В экспериментах [16] с исходной доломитовой породой показано, что за короткое время после ее заселения грибковой колонией порода не только подвергается выветриванию, но в ней формируется целый комплекс признаков, характерных для постседиментационных процессов. В этих опытах было зафиксировано переотложение доломита,

осаждение глушинскита, уэделлита, уэвеллита и, возможно, струвита, а также процессы демикритизации и микритизации с участием оксалатов, срастание зерен и цементация, заполнение пор, формирование межзерновой и внутризерновой пористости, увеличение проницаемости. Завершающая стадия преобразования характеризовалась растворением и замещением исходных минералов новыми биоминералами, а также появлением микрослоистости. Дополнительную информацию может дать анализ характерных микроструктурных особенностей новообразованных био-

минералов, сформированных различными организмами (бактериями, грибами, лишайниками и др.). Сходство этих особенностей с микроморфологическими признаками сравниваемой осадочной породы может служить ключом к реконструкции механизмов и условий первичного минералообразования, а также палеоклиматических изменений [17].

Проведенный краткий обзор свидетельствует о значимой роли оксалатно-карбонатного звена в глобальном цикле углерода, седиментогенезе, диагенезе и гипергенезе.

Литература

1. Wöhler F. *Recherches analytiques sur l'acide cyanique* // Annales de Chimie et de Physique (1824). - V. 27. - P. 196-200.
2. Nakata P.A. *Advances in our understanding of calcium oxalate crystal formation and function in plants* // Plant Science (2003). - V. 164, Issue 6. - P. 901-909.
3. Garvie L. *Decay-induced biomineralization of the saguaro cactus (Carnegiea gigantea)* // American Mineralogist (2003). - V. 88. - P. 1879-1888.
4. Cailleau G., Braissant O., Verrecchia E.P. *Biomineralization in plants as a long-term carbon sink* // Naturwissenschaften (2004). - V. 91. - P. 191-194.
5. Strasser H., Burgstaller W., Schinner F. *High-yield production of oxalic acid for metal leaching processes by Aspergillus niger* // FEMS Microbiol. Lett. (1994). - V. 119. - P. 365-370.
6. Braissant O., Verrecchia E.P., Aragno M. *Is the contribution of bacteria to terrestrial carbon budget greatly underestimated?* // Naturwissenschaften (2002). - V. 89. - P. 366-370.
7. Ciftcioglu N., Björklund M., Kuorikoski K., Bergström K., Kajander E.O. *Nanobacteria: an infectious cause for kidney stone formation* // Kidney Int. (1999). - V. 56. - P. 1893-1898.
8. Sorooshian A., Lu M.-L., Brechtel F.J., Jonsson H., Feingold G., Flagan R.C., Seinfeld J.H. *On the source of organic acid aerosol layers above clouds* // Environ. Sci. Technol. (2007). - V. 41. - P. 4647-4654.
9. Warneck P. *In-cloud chemistry opens pathway to the formation of oxalic acid in the marine atmosphere* // Atmospheric Environment (2003). - V. 37. - P. 2423-2427.
10. Crahan K.K., Hegg D., Covert D.S., Jonsson H. *An exploration of aqueous oxalic acid production in the coastal marine atmosphere* // Atmospheric Environment (2004). - V. 38. - P. 3757-3764.
11. Smith R.L., Oremland R.S. *Anaerobic oxalate degradation: widespread natural occurrence in aquatic sediments* // Applied and Environmental Microbiology (1983). - V. 46. - P. 106-113.
12. Пельдяков П.И., Карпенко М.В. *Об уэвеллите в Кузбассе* // ЗВМО (1983). - Т. 113. - С. 83-88.
13. Pecora W.T., Kerr J.H. (1954). *Whewellite from a septarian limestone concretion in marine shale near Havre, Montana* // Amer. Mineral. (1954). - V. 39. - P. 208-214.
14. Hyde C., Lande R.A. *Whewellite from septarian concretion near Milan, Ohio* // Amer. Mineral. (1966). - V. 51. - P. 228-229.
15. Hoover R.B. *Meteorites, Microfossils, and Exobiology* // Instruments, Methods, and Missions for the Investigation of Extraterrestrial Microorganisms, Richard B. Hoover, Editor, Proceedings of SPIE (1997). - V. 3111. - P. 115-136.
16. Kolo K., Keppens E., Preat A., Claey's P. *Experimental observations on fungal diagenesis of carbonate substrates* // Journal of Geophysical Research (2007). - V. 112. - G01007, doi:10.1029/2006JG000203. <http://www.agu.org/pubs/crossref/2007/2006JG000203.shtml>
17. Gadd G.M. *Geomycology: biogeochemical transformations of rocks, minerals, metals and radionuclides by fungi, bioweathering and bioremediation* // Mycological Research (2007). - V. 111. - P. 3-49.

Опыт применения аэроэлектроразведки для поиска нефтяных залежей

В.А. Шляховский,
В.В. Финчук,
Л.Н. Секачев
/Научно-производственная фирма
"ЛАНЕФ", г. Казань/
В.П. Носко
/ЗАО "Инновационная топливно-
энергетическая компания "РИТЭК-
Внедрение", г. Елабуга/
Н.П. Червоный,
Г.Я. Дидичин
/ООО "Сибирьгеофизика",
г. Лесосибирск/

Допустив, что скорость распространения электромагнитного поля в среде постоянна, и определив ее величину, В.В. Финчук разработал алгоритм регистрации и интерпретации аномалий электромагнитного поля, позволяющий строить реальные разрезы электромагнитных параметров среды [Финчук, 2002]. Далее автор метода точечного электромагнитного зондирования (ТЭМЗ) усовершенствовал методику регистрации, с помощью которой можно вести непрерывную запись, что, в свою очередь, дало возможность проводить съемку в движении независимо от средства передвижения, будь это автомобиль или любой тип летательного аппарата.

Результаты такой наземной съемки радикально отличаются от данных, полученных при пошаговой съемке. Так, на профиле, проходящем через ряд месторождений Днепровско-Донецкой впадины (Украина), к нефтяным месторождениям были приурочены вертикальные зоны проводимости, пересекающие всю глубину разреза (до 10 км). Отсутствие таких зон соответствовало отсутствию нефтяных залежей (рис. 1 [Шляховский и др., 2007]).

Впервые аэровариант метода ТЭМЗ был опробован в Восточной Сибири при изучении Северо-Ванкорского месторождения. Было выполнено более 1200 километров профилей по сети 0.5*20 км. Высота полета - 200 м, скорость - 200 км/час, что соответствовало бы шагу наблюдений вдоль профиля порядка 400 м. В связи с тем, что на таком большом расстоянии рельеф нефтесодержащих пластов интенсивно менялся с юга на север (до 200 м и более), технически трудно было представить аномалии электромагнитного поля в небольшом интервале. Поскольку для юга этот интервал и, соответственно, интенсивность аномалии были выше, на севере изучаемой территории аномалии были "размыты", так как находились на 200 м глубже. В большем, чем 100 м, интервале включались уже и другие аномалии проводимости, имеющие иной генезис, чем нефтяной. Все это затрудняло выявление аномалий, связанных непосредственно с нефтяным контуром. Поэтому построение разреза электромагнитных параметров про-



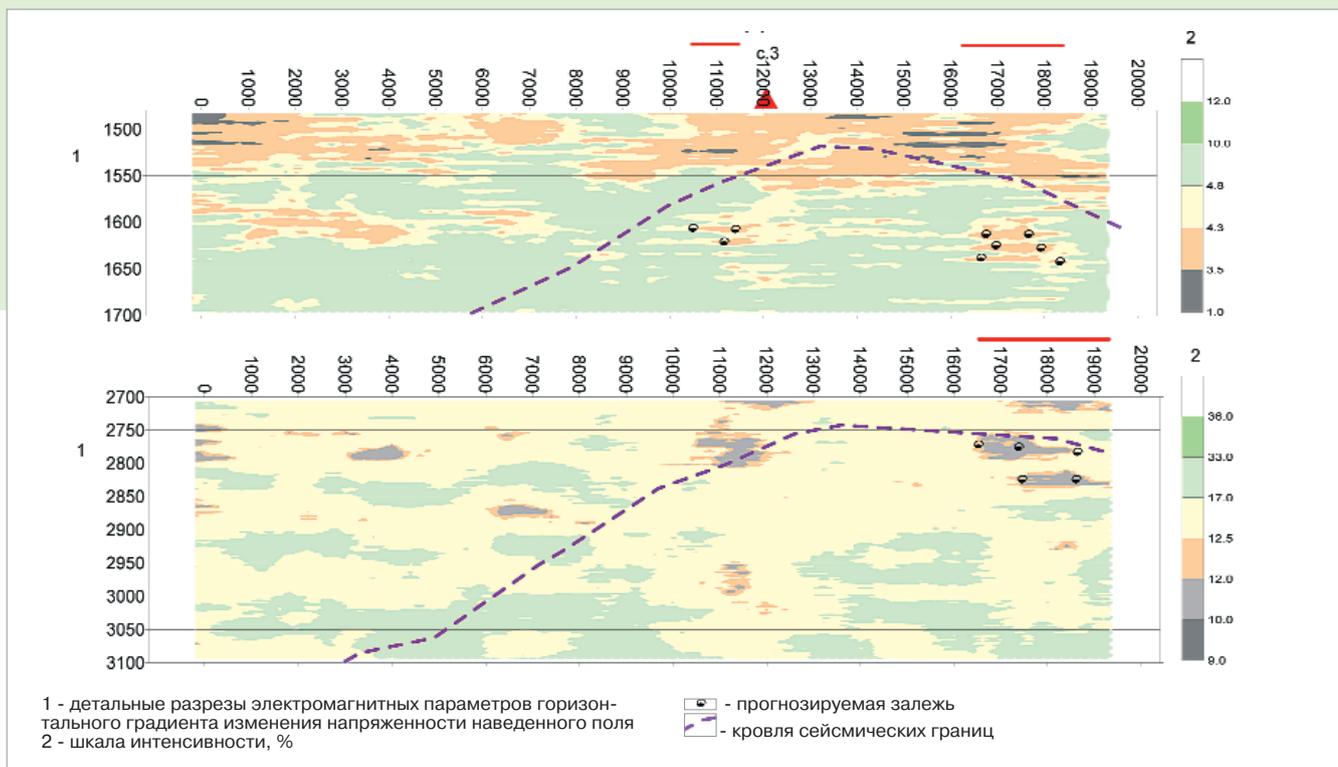


Рис. 1. Результаты электроразведки ТЭМЗ. ПР-61

водилось отдельно по каждому профилю.

В местах наличия разведочных скважин нефтяным пластам, как и ранее, соответствовали области высокой проводимости с обязательным присутствием пород-изоляторов над залежью. На рис. 1 представлен разрез электромагнитных параметров по профилю 61. В пределах яковлевских отложений (интервал глубин 1500-1700) западнее скв. 3 можно отметить двухъярусную аномалию проводимости, которая в районе скважины размыва. Далее на востоке ПК1700-1800 отчетливо выделяется трехслойная аномалия проводимости. Для нижнехетских отложений в районе скважины аномалии проводимости нет, а на ПК 1700-1900 есть двухслойная аномалия проводимости.

Впервые по этим результатам были выделены вертикальные области высоких сопротивлений, отнесенные нами к наличию зон высоких напряжений. Характерно, что определенный контур нефтеносности как для яковлевских, так и для нижнехетских отложений носил ленточный характер. В пределах по-

ложительных структур наблюдалась большая интенсивность, но при выходе из структуры "аномальность" не исчезала, а только меняла свою интенсивность и размеры, так что и на юге, где вскрыты нефтяные пласты, и на севере, где еще нет ни одной скважины, выявлены аномальные зоны, перспективные для обнаружения нефтяных залежей в пределах яковлевских и нижнехетских отложений, причем контуры нефтеносности на различных глубинах иногда не совпадают.

В Татарстане аэрометод применялся при изучении Ильинской залежи. Скважина 512, вскрывшая залежь, была высокопродуктивной, но по истечении некоторого времени добыча прекратилась. Необходимо было решить вопрос о контуре нефтеносности для всей залежи. Сложность заключалась в том, что территория залежи размещалась под новым и старым руслом р. Камы, в местах, для которых характерно наличие озер и болот. На берегу р. Камы расположена зона отдыха с соответствующими строениями, так что никаким наземным геофизическим методом эта территория не могла быть изучена.

Аэроработы были проведены на вертолете Ми-2 при скорости 70 км/час, что соответствовало бы шагу наблюдений вдоль профиля порядка 140 м. Было выполнено 3 продольных и 2 поперечных профиля от 5 до 7 км длиной каждый и 1 - наземный, заверочный (рис. 2, а). На рис. 2, б представлен разрез электромагнитных параметров в интервале залегания отложений терригенного девона. На сегодняшний день аномалия проводимости (низкие значения параметра по шкале - красный цвет) отстоит от скважины на 200 м. Исследованная территория характеризуется "ленточным" контуром нефтеносности шириной до 200 м. Трудности рельефа, связанные с заложением скважин по контуру, а также небольшая протяженность залежи делают ее разработку нерентабельной.

Применение метода точечного электромагнитного зондирования в аэровариante доказывает его эффективность при изучении любых труднодоступных и заселенных территорий независимо от размера нефтяных залежей.

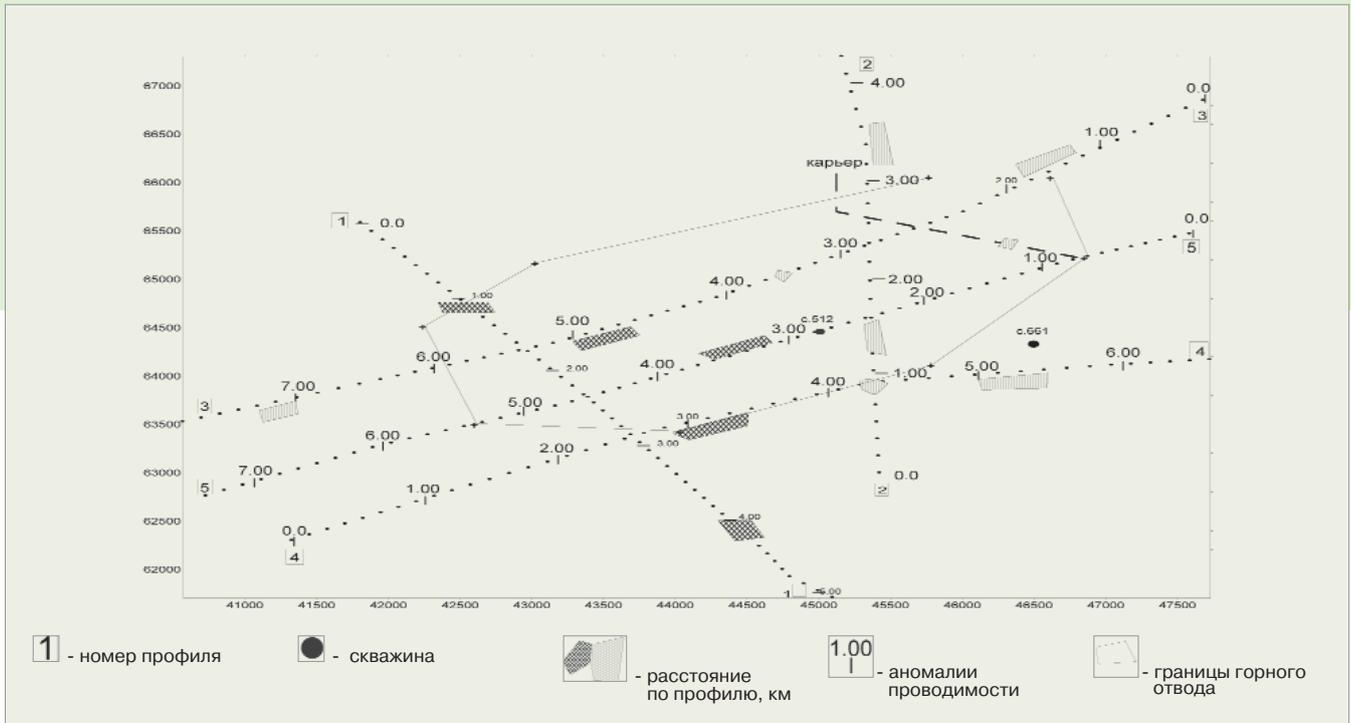


Рис. 2 а. Схема расположения профилей и аномалий ТЭМЗ

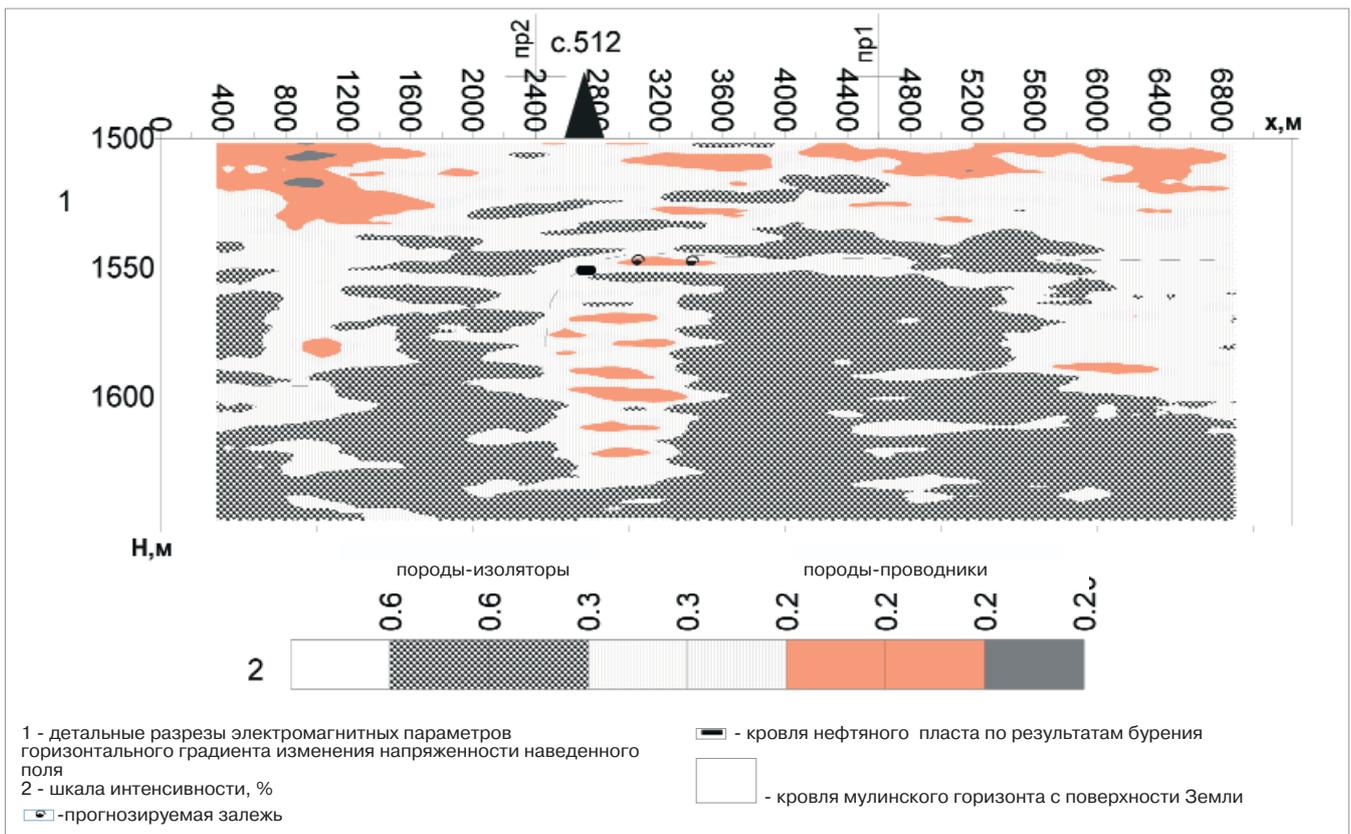


Рис. 2 б. Результаты электроразведки ТЭМЗ. PR 5

Литература

1. Финчук В.В., Скопиченко И.М., Новиков А.В. Метод точечного электромагнитного зондирования. Теория и способы обработки: В сб. "Екологія і природокористування".

Вип. 6. - Дніпропетровськ, 2003. - С. 173-178.
 2. Шляховский В.А., Финчук В.В., Секачев Л.Н. Опыт использования геофизических методов при поиске залежей углеводорода // Интервал. - 2007. - №10.

Разработка новых технологий заканчивания скважин на месторождениях ОАО "Татнефть"

А.Я. Вакула
/ООО УК "Татбурнефть",
г. Альметьевск/
Р.Р. Бикбулатов
/ООО "Бурение",
г. Альметьевск/
Р.И. Катеева
/ООО "Экобур",
г. Бугульма/
Р.И. Катеев
/ТатНИПИнефть,
г. Бугульма/
А.М. Мухамадиев
/Азнакаевское УБР,
г. Азнакаево/

Вследствие недостаточной эффективности используемых технологий заканчивания отдельные скважины преждевременно обводняются пластовыми водами. Известно, что причиной обводнения скважин является наличие или формирование канала между водоносным пластом и вторично вскрытой зоной (фильтром) скважины [1]. Каналы в основном формируются там, где напряженность контакта колонного цементного камня с окружающей средой (ЗЦК ОС) низкая.

Существует множество факторов, обуславливающих образование каналов. На рис. 1 в виде классификации приведены указанные факторы для месторождений Татарстана, многие из которых являются общими и для других регионов. Они могут быть дополнены новыми факторами и малоизученными процессами, к числу которых относятся, например, кон-тракция, осмос и др.

Путем анализа промысловых данных по креплению скважин на месторождениях ОАО "Татнефть" определено, что на образование канала в зацементированном заколонном пространстве оказывают наиболее суще-

ственное влияние остатки бурового раствора в скважине (в колонне и заколонном пространстве), разжижение цементного раствора в процессе цементирования колонн (за счет попадания в последнюю порцию цементного раствора остатков раствора из колонны, снятых разделительной пробкой) и на начальной стадии ОЗЦ (за счет миграции пластовой воды), а также эксцентриситет колонны относительно ствола скважины.

За последние годы в Татарстане увеличилось количество скважин, пробуренных на верхние горизонты, которое составляет не менее 50% от общего их количества. На новых месторождениях и среди скважин верхних горизонтов обводненных скважин больше, чем на старых месторождениях. Так, из общего количества преждевременно обводнившихся в первом квартале 2009 года 6 скважин 4 пробурены на верхние горизонты.

Среди преждевременно обводнившихся имеются и скважины I категории сложности разобщения пластов - это скважины с подошвенной водой.

Механизм обводнения скважин с подошвенной водой объяснен в ра-

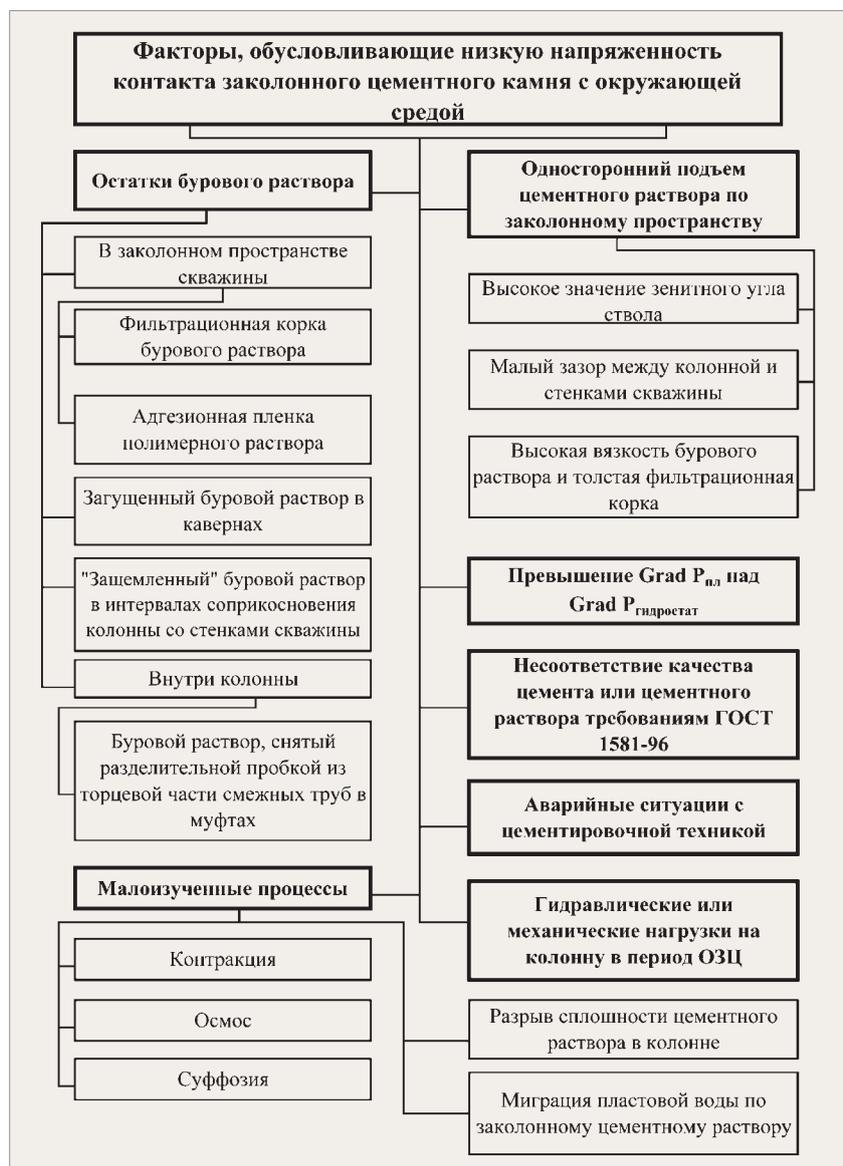


Рис. 1. Классификация факторов, обуславливающих низкую напряженность контакта заколонного цементного камня с окружающей средой:
Grad - градиент; $P_{\text{пл}}$ - давление воды в пласте;
 $P_{\text{гидростат}}$ - гидростатическое давление

боте Городнова В.Д. [2] и заключается в коагуляционном уплотнении фильтрационной корки под воздействием поливалентных катионов, присутствующих в пластовых водах. По уплотненной фильтрационной корке на проницаемых стенках водоносной и нефтеносной частях коллектора образуется канал прорыва подошвенной воды в скважину.

Канал обводнения скважины может образоваться по глинистой корке и вследствие контракционных процессов в тампонажной системе, когда в

образовавшийся в цементном растворе вакуум всасывается вода из глинистой корки, что повышает ее проницаемость.

Для исключения негативного проявления указанных факторов и предупреждения преждевременного обводнения скважин корку необходимо удалять. Удаление ее в период подготовки ствола к креплению известными способами, в том числе проработкой, а в период цементирования колонны - буферной жидкостью недостаточно эффективно.

Проработка ствола не устраняет проницаемости стенок скважины - одного из трех необходимых и достаточных условий формирования корки, а буферная жидкость не содержит абразивных составляющих для эрозионного воздействия на корку. При этом глинистая корка полностью не удаляется, а загустевший буровой раствор в кавернах не обновляется, следовательно, замещение загустевшего бурового раствора цементным в процессе цементирования колонн затруднено, и напряженность контакта ЗЦК с ОС будет ниже допустимых значений.

Перед капитальным ремонтом скв. № 9517 на Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения геофизическими исследованиями установлено, что напряженность контакта ЗЦК с колонной в интервале 1817 - 1772 м чередуется как "сплошная", "частичная", "плохая", а выше глубины 1772 м как "сплошная". Такие характеристики в интервале разреза, куда закачан цементный раствор с повышенной плотностью, могут быть результатом разжижения последней порции цементного раствора за счет поступления остатков бурового раствора, удаленных из внутренней полости колонны разделительной пробкой, или миграции пластовой воды в результате снижения противодавления столба цементного раствора на пласт до значений гидростатического давления [3, 4]. Альтитуда устья скважины №9517 высокая (Alt = 170 м), и миграция пластовой воды по цементному раствору маловероятна. Чередование значения напряженности контакта ЗЦК с ОС с большей вероятностью является результатом попадания удаленных разделительной пробкой остатков бурового раствора в последнюю порцию цементного раствора.

Такое чередование различных характеристик напряженности контакта ЗЦК с ОС прослеживается на большинстве скважин, и не только на месторождениях Татарстана.

Существенное негативное влияние на напряженность контакта ЗЦК с ОС в скважинах оказывают остатки бурового раствора внутри колонны, а именно адгезионная пленка высоковязкого бурового раствора, в том числе полимерного, и буровой раствор, заполнивший пространство между торцами смежных труб внутри муфтовых соединений (рис. 2).

Для предупреждения негативного проявления удаленных пробкой остатков бурового раствора разработана технология цементирования колонн с двумя разделительными пробками, первая из которых отделяет буферную жидкость от цементного раствора, а снятые пробкой остатки бурового раствора внутри муфтовых соединений и адгезионная пленка из внутренних стенок труб попадают в буферную жидкость. Способ технологически эффективный, однако не доведен до совершенства и на практике используется очень редко.

В ООО "Бурение" разрабатывается технологичный, надежный и экономичный способ повышения качества цементирования обсадных колонн с

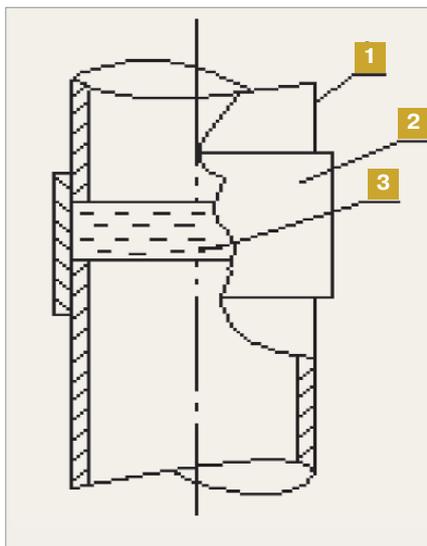


Рис. 2. Удаляемые разделительной пробкой остатки бурового раствора внутри муфтовых соединений:
 1 - обсадная колонна;
 2 - муфта обсадной трубы;
 3 - буровой раствор

использованием абразивсодержащего цементного раствора с эрозионными свойствами (АСЦР). Эрозионные свойства придаются цементному раствору добавлением в цемент мелкодисперсных абразивных материалов,

например, песка кварцевого (АСЦР-1), диспергированного и просеянного через сито керамзита (АСЦР-2), микрокремнезема (АСЦР-3), алюмосиликатные полые или полнотелые микросферы и другие мелкодисперсные нерастворяющиеся в воде и прочные по структуре материалы.

В качестве первой порции АСЦР-1, АСЦР-2, АСЦР-3 успешно использованы при цементировании экспериментальных скважин. За счет наиболее полной очистки внутренней полости колонны и стенок скважины от остатков бурового раствора достигнуто повышение напряженности контакта ЗЦК с ОС. Перечни скважин с использованием АСЦР в 2008-2009 годах приведены соответственно в табл. 1 и 2.

При креплении скважин остатки бурового раствора в стволе удаляются в два приема: первый раз - в процессе проработки ствола, второй - при цементировании колонны.

Используемые в настоящее время способы проработки ствола, в том числе двух- и трехразовые проработки после каждого наращивания инст-

Таблица 1

Результаты ОПР по использованию абразивсодержащего цементного раствора (АСЦР) в 2008 году

№ п/п	№ экспер. скв.	Месторождение, площадь	Наименование		Значение Кнк по колоннам		Примечание
			Заказчика	УБР	экспериментальным	базовым	
1	28758	Павловская	НГДУ "Азнакаевскнефть"	Аз.УБР	0,95	0,22	АСЦР-1
2	1564	Мальцевская	ООО "Карбон-Ойл"	НУБР	0,95	0,73	АСЦР-1
3	1037 р	Ю.-Суксинское	НГДУ "Прикамнефть"	ЕУБР	0,94	0,75	АСЦР-1
4	925*)	Елабужская	НГДУ "Прикамнефть"	ЕУБР	0,83	0,74	АСЦР-1 из 5 т смеси *) Рециркуляция в один цикл
5	25	Солдатское	ООО "Благодаров-Ойл"	НУБР	0,79	0,78	АСЦР-1
6	14	Солдатское	ООО "Благодаров-Ойл"	НУБР	0,95	0,78	АСЦР-2
7	13	Солдатское	ООО "Благодаров-Ойл"	НУБР	0,82	0,78	АСЦР-2
8	23078**)	Алькеевская	НГДУ "Джалильнефть"	Аз.УБР	0,93	0,79	АСЦР-3 из 5 т смеси **) Рециркуляция в два цикла
9	24	Солдатское	ООО "Благодаров-Ойл"	НУБР	0,95	0,89	АСЦР-1 из 5 т смеси
10	19475	Павловская	НГДУ "Азнакаевскнефть"	Аз.УБР	0,87	0,81	АСЦР-1 из 14 т смеси над кровлей продуктивного разреза и до УМЦ
11	19472	Павловская	НГДУ "Азнакаевскнефть"	Аз.УБР	0,93	0,77	АСЦР-1 из 5 т смеси на первой ступени цементирования
В среднем по всем скважинам					0,90	0,73	

Примечание: 1. Технологический эффект от использования АСЦР увеличился на $\frac{0,90 - 0,73}{0,73} * 100 = 23\%$

2. АСЦР-1, АСЦР-2 и АСЦР-3 в качестве абразивного материала содержит соответственно песок кварцевый, диспергированный и просеянный керамзит и микрокремнезем.

Таблица 2

Результаты ОПР по использованию абразивосодержащего цементного раствора (АСЦР) в 2009 году

№ п/п	№ экс. скв.	Месторождение, площадь	Наименование		Значение Кнк		Примечание
			Заказчика	УБР	по колонне	по породе	
1	20 С	Солдатское	ООО "БлагодаровОйл"	НУБР	0,81	0,37	АСЦР-1 из 10 т смеси
2	17 С	Солдатское	ООО "БлагодаровОйл"	НУБР	0,79	0,28	АСЦР-1 из 43 т смеси
3	18660 Д	Восточно-Ленинградская	НГДУ "Азнакаевскнефть"	Аз.УБР	0,86	0,92	АСЦР-1 из 18,5 т смеси, по 9 т на 1 и 2 ступени. На 1 ступени - аэрация
4	14646	Ташлиярская	НГДУ "Джалильнефть"	Аз.УБР	0,9	0,68	АСЦР-1 из 10 т смеси на второй ступени
5	6631	Нагорное	ЗАО "Троицкнефть"	Аз.УБР	0,96	0,87	АСЦР-1 из 8,5 т смеси
6	9 С	Иргизская	ЗАО "ТН-Самара"	НУБР	0,9	0,75	АСЦР-1 из 28 т смеси (245 мм промежуточная колонна)
7	281	Левонское	НГДУ "Ямашнефть"	НУБР	0,94	0,68	АСЦР-1 из 10 т смеси по 5 т на 1 и 2 ступень РТМ-50 6 т на 2 ступени
8	24896	Азнакаевская	НГДУ "Азнакаевскнефть"	Аз.УБР	0,76	0,38	АСЦР-1 из 10 т смеси на 1 ступени с полосканием и 10 т на 2 ступени.
9	649	Тат. Кандызское	НГДУ "Бавльнефть"	АУБР	0,89	0,6	АСЦР-1 из 10 т смеси на 1 ступени.
10	16	Западно-Александровский участок	НГДУ "Ямашнефть"	АУБР	0,77	0,4	АСЦР-1 из 10 т смеси на 1 ступени.
11	19473	Павловская	НГДУ "Азнакаевскнефть"	Аз.УБР	0,91	0,92	АСЦР-1 из 5 т смеси на 1 ступени
12	19475	Павловская	НГДУ "Азнакаевскнефть"	Аз.УБР	0,79	0,89	АСЦР-1 из 5 т смеси на 2 ступени
13	120	Хорошенькая структура	ООО "ТН-Самара"	НУБР	0,86	0,54	28 т РД на 1 ступени АСЦР-1 из 5 т смеси на 2 ступени
В среднем по всем скважинам					0,86	0,64	

Примечание: Технологический эффект от использования АСЦР увеличился на $\frac{0,86 - 0,64}{0,64} * 100 = 34,4\%$

румента, задачу максимального удаления фильтрационной корки полностью не решают. Кроме того, при проработке загущенный в кавернах глинистый раствор не обновляется, а поры и трещины коллектора не закупориваются. Неполностью удаленные из ствола скважины остатки бурового раствора обуславливают низкую напряженность контакта ЗЦК с ОС.

Присущие применяемым способам проработки ствола перед креплением скважины недостатки исключаются при гидроструйном способе проработки.

Путем анализа качества цементирования колонн на скважинах Азнакаевского УБР, проработанных в осложненном кавернообразовании интервале стандартным и гидроструйным способами, выявлено, что напряженность контакта ЗЦК с колонной по шести скважинам, проработанным гидроструйным способом, составила 0,72 в сравнении со средней напряженностью контакта по четырем скважинам с базовой технологией проработки 0,64. Технологический эффект составил 12,5%.

В ООО "Бурение" совместно со специалистами ООО "Экобур" и института

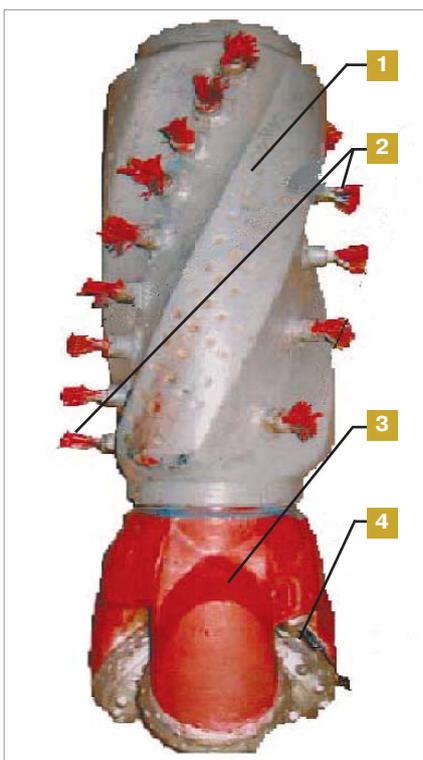


Рис. 3. Устройство СКП-230 с долотом для комплексной проработки ствола скважины перед креплением:

- 1 - устройство СКП-230; 2- скребки из канатной проволоки;
- 3 - гидромониторное долото с насадкой с наклонной осью (ННО);
- 4 - направление струи, сформированной в ННО

"ТатНИПИнефть" разработан комплексный гидроструйный способ проработки ствола, при котором после гидроструйного воздействия на остатки бурового раствора, в том числе на загущенный раствор в кавернах, осуществляется механическое удаление фильтрационной корки проволочными элементами устройства СКП-230 (скребок из канатной проволоки с диаметром 230 мм). Общий вид устройства приведен на рис. 3.

Установлено, что после осуществления технологии проработки напряженность контакта ЗЦК с ОС существенно повышается.

Новизна технологии и используемых технических средств защищена охранными документами.

Изготовление устройств СКП-230 освоено в ООО НПО "Фотон" (г. Набережные Челны).

Результаты применения гидроструйного способа проработки ствола опубликованы в [5].

В скважинах ООО "Бурение" непосредственно после завершения проработки ствола устанавливается силикатная ванна с добавлением ком-

плексного поверхностно активного вещества, названного МСР (модифицированный силикатный раствор). Период действия ванны совмещается с временем выброса бурильных труб и спуска колонны до забоя. В процессе промывки скважины МСР вымывается на дневную поверхность.

При установке ванны выполняются следующие задачи:

- за счет реакции жидкого стекла с солями, растворенными в пластовой воде, дозакупориваются поры и трещины в прискважинной зоне коллектора;

- создается пробное давление на пласты продуктивного разреза;

- время освоения скважины сокращается в среднем на двое суток;

- за счет снижения поверхностного натяжения в системе "нефть-вода-порода" под воздействием комплексного ПАВ восстанавливаются фильтрационно-емкостные свойства коллек-

тора, ухудшенные при первичном их вскрытии.

Технология защищена патентами и осуществляется практически на 30% строящихся скважин.

Для повышения напряженности контакта ЗЦК с ОС приоритетными оказались технологии:

- удаления остатков бурового раствора из скважины и обновления загустевшего бурового раствора в кавернах гидроструйным способом при

подготовке ствола скважины к креплению;

- установки ванны из модифицированного силикатного раствора на период выброса бурильной колонны и спуска до забоя эксплуатационной колонны;

- наиболее полного удаления остатков бурового раствора из внутренней полости колонны и заколонного пространства с использованием ЦРЭС в процессе цементирования колонны.

Литература

1. Поляков В.Н., Вахитов В.И., Ипполитов Р.В. Системные решения технологических проблем строительства скважин. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003.

2. Городнов В.Д. Изменение объема набухших бентонитов под воздействием минерализованных сред // НХ. - 1966. - №8.

3. Юсупов И.Г., Перов А.В., Ахметов Р.А., Катеев И.С. Экспериментальное исследование термо- и гидродинамических характеристик заколонного пространства при креплении и эксплуатации нагнетательной скважины: В кн. "Новые методы повышения качества разобщения пластов при бурении нефтяных скважин". - Бугульма: ТатНИПИнефть, 1975.

4. Булатов А.И., Видовский А.Л. Изменение давления и температуры в заколонном пространстве скважин. - М.: ВНИИОЭНГ. Обзор информации. Сер. Бурение. - Вып. 11. - 1988.

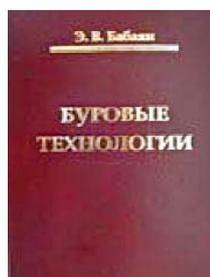
5. Катеев Р.И., Катеев Т.Р. Гидроструйный способ проработки ствола // Нефть и бурение. - 2008. - №5.

на книжную полку нефтяника

Э.В. Бабаян

Буровые технологии

2-е изд., доп. - Краснодар: Совет. Кубань, 2009. - 896 с.



В книге изложены современные буровые технологии, а также новые разработки, которые находят применение на месторождениях нефти и газа.

Основная идея книги заключается в обосновании величины дифференциального давления в системе "скважина - пласт". Именно этот показатель при современном состоянии технических средств определяет величину механической скорости бурения, степень загрязнения призабойной зоны продуктивных пластов, устойчивость стенок

скважины и возможность снижения затрат на ликвидацию поглощений бурового раствора и газонефтеводопроявлений. Впервые в полном объеме изложена технология бурения с заданным забойным давлением, в т.ч. с депрессией на пласт.

Книга предназначена для специалистов, занятых разработкой проектов на строительство нефтяных и газовых скважин, инженерно-технического состава буровых предприятий, заказчиков-финансистов из нефтяных и газовых компаний, специалистов, занятых разработкой компьютерных программ. Может быть использована для обучения инженерно-технических работников технологиям управления скважиной при газонефтеводопроявлениях и бурении с депрессией на пласт.

Приобрести издание возможно через редакцию.
Заявки принимаются по телефонам: (846) 279 48 79, 279 48 44

Внедрение новых информационных технологий в процессе строительства и реконструкции скважин ОАО "НК "Роснефть"

**В.Н. Гнибидин,
К.А. Шиповский,
Б.Р. Шагалева,
М.А. Черников**
/ООО "СамараНИПИнефть",
г. Самара/

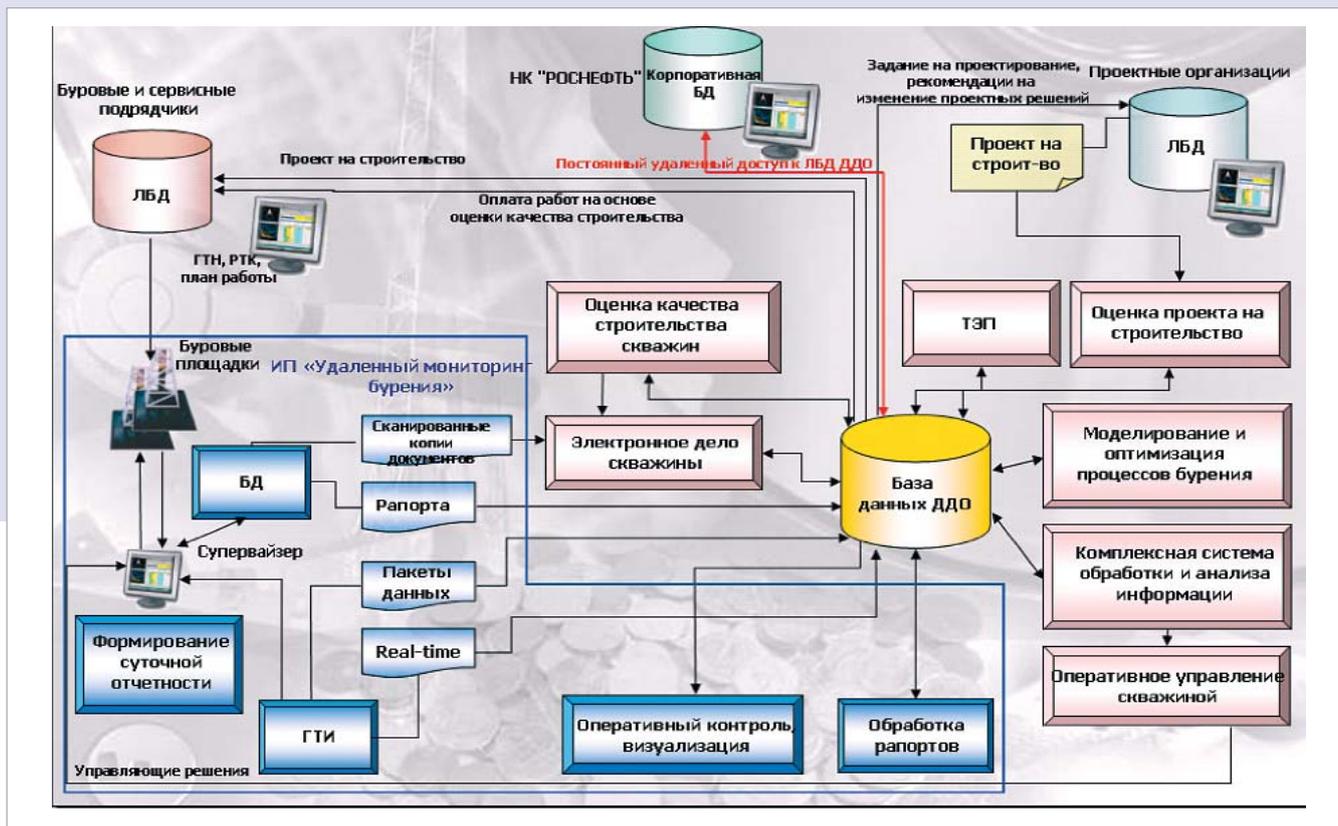
Для существенного повышения эффективности буровых работ и опережающего ввода в эксплуатацию новых нефтяных и газовых скважин на месторождениях ОАО "НК "Роснефть" перед проектировщиками и инженерно-технологическими службами поставлены следующие задачи:

1. Повысить качество строительства скважин.
2. Увеличивать коммерческие сроки бурения на 5% ежегодно.
3. Снижать время на ликвидацию аварий и осложнений в процессе бурения на 5% ежегодно.
4. Снизить стоимость буровых и сервисных работ при одновременном повышении качества предоставляемых услуг.
5. Снизить непроизводительное время при бурении на 10-15% (простои, ремонтные работы).

Развитие информационных технологий осуществляется в рамках проекта создания информационной системы "Контроль и управление строительством скважин" (ИС "КиУСС"), разработанной по заданию Департамента бу-

рения, скважинных технологий и супервайзинга (ДБСТС) и Департамента информационных технологий (ДИТ) ОАО "НК "Роснефть". Основное назначение ИС "КиУСС" - обеспечение всех уровней управления ОАО "НК "Роснефть" и, при необходимости, подрядных буровых и сервисных компаний полной и достоверной информацией о процессе строительства скважин, проводимых работах, исследованиях и затратах для решения геологических и технологических задач, проведения экономического анализа и обеспечения стратегического планирования в области строительства скважин. Стадия опытно-промышленной эксплуатации системы для решения технологических и экономических задач осуществляется Проектно-инжиниринговым центром по строительству и реконструкции скважин (ПИЦ) в г. Самаре.

ИС "КиУСС" является территориально распределенной трехуровневой системой.



Концептуальная схема ИС "КиУСС"

1. Первичный уровень - буровые площадки. На данном уровне супервайзером формируется оперативная информация, рабочая документация и суточная сводка ("Журнал супервайзера"), необходимая для деятельности супервайзерской и инженерной служб. База данных состоит из проектных данных, суточных отчетов, вышестоящих управленческих решений, справочных ресурсов по техническому оборудованию, хим. реагентам и т.д.

2. Региональный уровень, состоящий из двух систем:

А) ПИЦ. ИС "КиУСС" используется для контроля исполнения проектных решений, своевременной корректировки ПСД, ведения информационных баз данных по строительству и реконструкции скважин ОАО "НК "Роснефть", инженерно-технологическому сопровождению работ. База данных состоит из проектов по всем скважинам ОАО "НК "Роснефть", принятых управленческих решениях (протоколы, программы и т.д.), накопленных данных в режиме реального времени от станции ГТИ и забойной телеметрии, суточных рапортов супервай-

зеров, баз данных по справочным ресурсам, дел скважин, аналитических отчетов по исполнению проектных решений и качеству строительства скважин. Функционирование системы на данном уровне обеспечивает ПИЦ.

Б) Нефтегазодобывающее общество. ИС "КиУСС" используется для оперативного управления всеми объектами бурения предприятия, решения задач анализа и отчетности. База данных состоит из проектов, принятых управленческих решений (протоколов, программ и т.д.), накопленных данных в режиме реального времени от станции ГТИ и забойной телеметрии, суточных рапортов супервайзеров, дел скважин. Функционирование системы обеспечивается дочерним нефтегазодобывающим обществом.

3. Корпоративный уровень - профильные департаменты, центр геологического сопровождения бурения скважин ОАО "НК "Роснефть" в г. Москве. На этом уровне ИС "КиУСС" обеспечивает постоянный удаленный (терминальный) доступ к данным буровой площадки, ПИЦ и дочернего нефтегазодобываю-

щего общества ОАО "НК "Роснефть". ИС "КиУСС" обеспечивает передачу данных в режиме реального времени для центра геологического сопровождения бурения скважин ОАО "НК "Роснефть". Функционирование системы обеспечивается ДБСТС и ДИТ ОАО "Роснефть".

Информационная подсистема "Удаленный мониторинг бурения" (ИП "УМБ") является одним из основных компонентов ИС "КиУСС", который обеспечивает формирование и доставку геологической, технологической и производственной информации с буровых площадок на объекты управления (профильные департаменты ОАО "НК "Роснефть", ПИЦ, дочерние нефтегазодобывающие компании, буровые и сервисные подрядчики), а также доставку управленческих решений с различных уровней управления на буровую. ИС "УМБ" по функциональности состоит из двух подсистем:

- подсистема подготовки и передачи данных в режиме реального времени и пакетных технологических, геологических и геофизических данных;

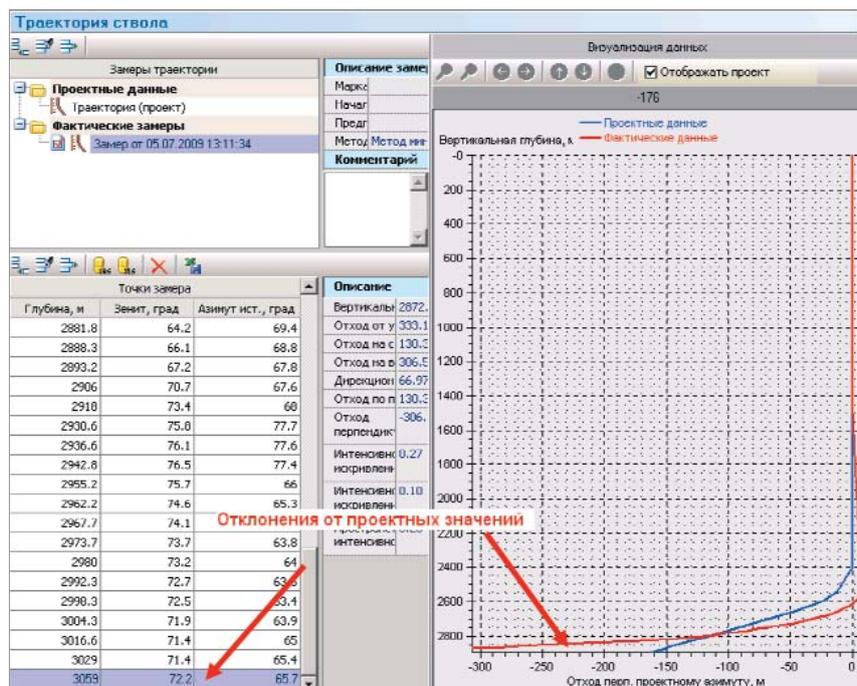


Рис. 2. Отклонение фактических параметров траектории скважины от проектных решений

■ подсистема формирования и обработки суточной отчетности "Журнал супервайзера".

Информационно-техническая архитектура ИП "УМБ"

Первичный уровень, устанавливаемый на буровой площадке, представляет собой программно-технический комплекс в составе сервера буровой площадки, к которому подключены через сеть Wi-Fi компьютеры системы сбора от станции ГТИ, станции забойной телеметрии (ЗТС), станции ГИС в процессе бурения (LWD).

Региональный уровень, устанавливаемый в ПИЦ и нефтегазодобывающих компаниях ОАО "НК "Роснефть", представляет собой программно-технический комплекс в составе сервера управления, объединенного в локальную сеть предприятия и управляющего сервером буровой площадки.

Корпоративный уровень, устанавливаемый в профильных департаментах ОАО "НК "Роснефть", представляет собой программно-технический комплекс в составе сервера уровня управления, объединенного в локальную сеть предприятий и имеющего доступ к данным, расположенным на всех уровнях, в терминальном режиме по корпоративной сети.

ИП "УМБ" функционирует в непрерывном круглосуточном режиме. Информационный обмен между буровой площадкой и объектами управления производится на основе использования постоянного спутникового канала связи. Программные средства ИП "УМБ" обеспечивают два режима передачи информации: передачу данных в режиме реального времени и пакетную передачу данных. Данные реального времени передаются с частотой, определяемой характеристиками системы сбора информации в составе станции ГТИ и станции LWD и пропускной способностью канала связи (не чаще, чем 1 раз в секунду).

Минимальный набор данных, передаваемых в режиме реального времени или в режиме пакетной передачи, с привязкой ко времени сбора информации:

- глубина забоя, м;
- глубина долота, м;
- положение долота над забоем, м;
- положение талевого блока, м;
- скорость движения талевого блока, м/с;
- механическая скорость бурения, м/ч;
- вес на крюке, тс;
- нагрузка на долото, тс;
- давление на входе, атм;

- поток на выходе, л/с;
- температура промывочной жидкости на выходе, град. С;
- объем промывочной жидкости в рабочих емкостях, куб. м;
- объем промывочной жидкости в доливной емкости, куб. м;
- суммарные газопоказания бурового раствора на выходе, %;
- компонентный состав углеводородного газа из бурового раствора на выходе (метан, этан, пропан, бутан, пентан), %;
- технологический этап, код;
- нештатная ситуация, код;
- данные ЗТС и LWD.

В июле-сентябре 2009 года тестовые испытания ИС "КиУСС" были проведены при строительстве двух объектов - горизонтальных скважин в ОАО "Самаранефтегаз". В ходе испытаний система продемонстрировала свою работоспособность, все ее элементы работали в штатном режиме.

Некоторые возможности системы можно продемонстрировать на примере скважины №24 Советского месторождения. На этом объекте работа ИП "УМБ" ИС "КиУСС" осуществлялась, в первую очередь, с целью оценки возможности анализа соответствия фактических параметров бурения проектным решениям. Для решения этой задачи в вагончике супервайзера был установлен сервер с программным обеспечением ИП "УМБ" ИС "КиУСС", обеспечена связь со станции ГТИ, развернут спутниковый терминал, проведено обучение супервайзера для передачи информации. Также было проведено обучение специалистов ПИЦ по работе с системой и ведению проектных баз данных. Передача информации с буровой осуществлялась в режиме реального времени от станции ГТИ и пакетной информации "Журнал супервайзера" по схеме: датчики станции ГТИ, компьютер ГТИ, сеть Wi-Fi, сервер супервайзера, спутниковый терминал с передачей сигнала на ИСЗ "Ямал", сервер ОАО "НК "Роснефть", канал корпоративной связи, сервер ПИЦ. Анализ проектных баз данных в сравнении с фактическими результатами показал, что наиболее

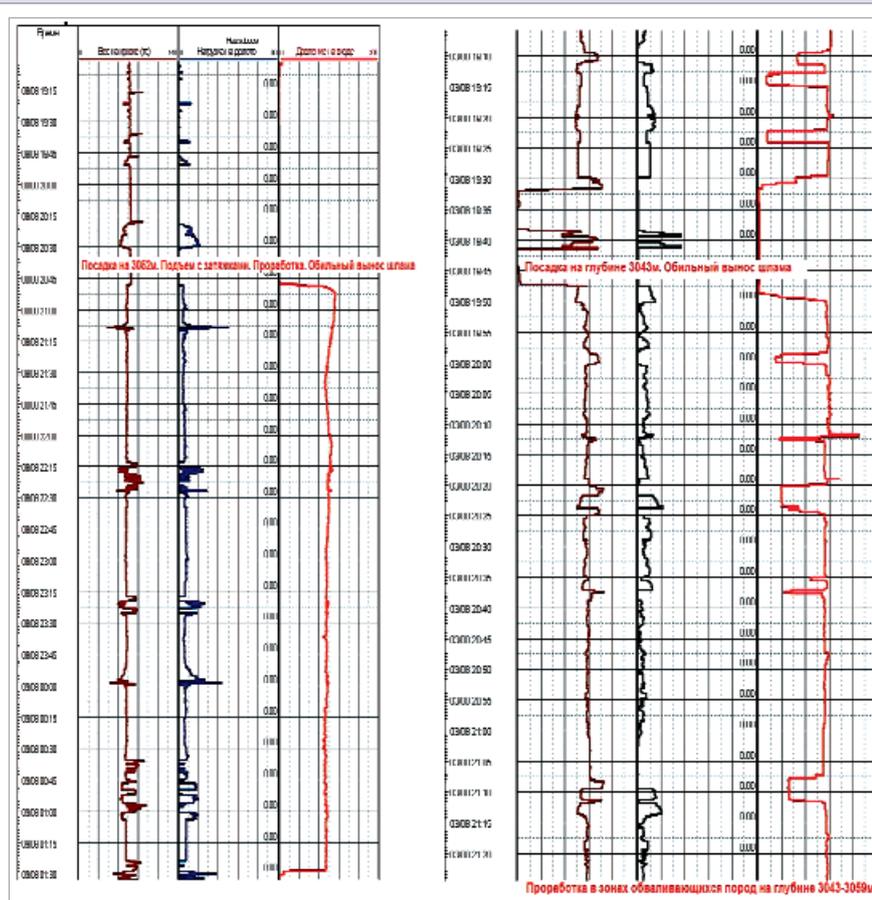


Рис. 3. Выявление признаков осложнений в процессе строительства скважины

значимыми показателями в процессе бурения, по которым могут быть зафиксированы серьезные технологические несоответствия, являются траектория ствола скважины, параметры бурового раствора, баланс времени строительства, а также уровень качества услуг, предоставляемых подрядными организациями в процессе бурения. Системное предоставление информации, основанное на оперативном контроле технологических показателей бурения, экономических показателях, поступающих от супервайзера, дает возможность оценивать качество работ по всем основным циклам строительства скважины (рис. 1). Тестовая работа ИС "КиУСС" показала, что работа специалистов с использованием системы позволяет видеть реальное положение дел и оперативно корректировать ход буровых работ. Обязательное оснащение ИС "КиУСС" особо ответственных и дорогостоящих скважин позволит обеспечить должный контроль над ходом буровых работ для повышения необходимого

качества и эффективности строительства скважин.

Использование ИС "КиУСС" также выявило ряд параметров, совместный анализ которых позволяет спрогнозировать и выявить потенциальные аварийные ситуации в процессе строительства скважины. Для анализа были взяты изменения нагрузки на долото, веса на крюке и давления бурового раствора в нагнетательной линии в реальном времени от станции ГТИ. Информация о возникновении признаков осложнения в процессе бурения должна идентифицироваться специалистом в режиме визуального контроля данных. Специалист, ответственный за контроль режимов бурения, обязан своевременно выявить начало и причину осложнения и принять оперативные решения. Практический опыт показал, что отсутствие оперативных действий при первых признаках начала осложнения привело к длительным работам по ликвидации осложнения в течение двух недель. Анализ, проведен-

ный специалистами ПИЦ, определил, что причиной осложнения стало нарушение подрядной организацией проектных решений в части несоблюдения параметров бурового раствора. Результаты работы в данном направлении приведены в виде графиков на рис. 2 с соответствующими комментариями.

Работа в направлении контроля исполнения проектных решений позволит в будущем определять соответствия фактических данных бурения решениям, заложенным в проекте, по всем объектам строительства ОАО "НК "Роснефть", а также вырабатывать оптимальные решения с целью совершенствования процесса строительства скважин. Системное накопление баз данных и включение в проект эффективных решений помогут улучшить такие показатели, как снижение аварийности, увеличение коммерческой скорости бурения, а в дальнейшем - совершенствовать технико-технологические решения при строительстве и реконструкции скважин. Для совершенствования ИС "КиУСС" необходимо разработать систему прогнозирования осложнений, нарушения режимов бурения и отклонения от проектных решений в автоматизированном режиме.

В настоящее время ИС "КиУСС" установлена на корпоративном уровне управления в ОАО "НК "Роснефть" (г. Москва), на региональных уровнях в ООО "РН-Юганскнефтегаз" (г. Нефтеюганск), ЗАО "Банкорнефть" (п. Туруханск), ООО "РН-Сахалинморнефтегаз" (г. Южно-Сахалинск) и ООО "СамараНИПИнефть" (г. Самара). В 2009 году к системе "КиУСС" планируется подключить ОАО "Самаранефтегаз". В период 2010-2013 гг. в информационную систему "КиУСС" будут интегрированы все наиболее сложные и ответственные буровые площадки нефтегазодобывающих компаний ОАО "НК "Роснефть", что позволит обеспечить полный и своевременный контроль над ходом буровых работ для совершенствования проектных решений, повышения качества и эффективности строительства скважин, внедрения инновационных технологических решений.

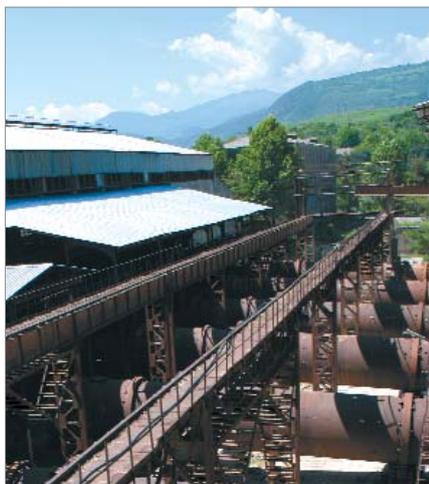


Механоактивационные методы в области производства эффективных бентопорошков для бурения

И.В. Добрынин
/ГК "Аури", г. Москва/



Группа компаний "Аури"
119270, г. Москва,
Лужнецкая наб., д. 2/4, стр. 1
Тел./факс 8(495) 639-94-94
www.auri-group.ru

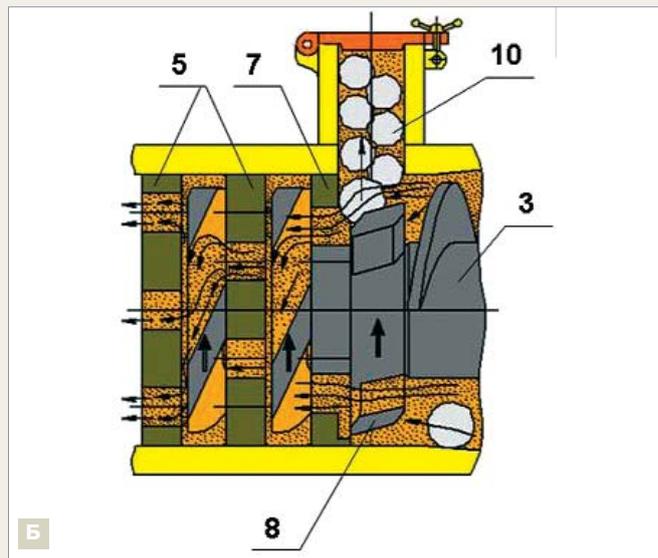
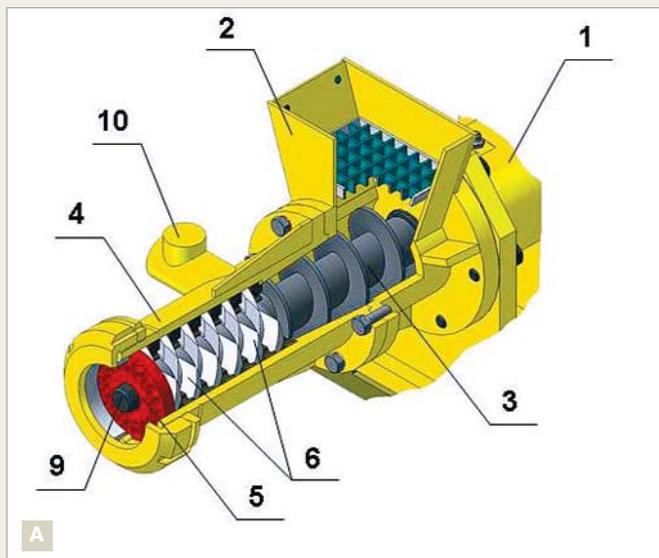


Минерально-сырьевая база бентонитов в России представлена в основном низко- и среднекачественными щелочноземельными бентонитами и бентонитоподобными глинами. При этом ежегодная потребность страны в бентонитах, особенно в высококачественных, составляет 650 тысяч тонн, а бентопорошок для бурения, в том числе активированный, производится в количестве 150 тысяч тонн. В связи с этим весьма актуальной является проблема создания современных технологий переработки низкокачественных бентонитов с целью получения на их основе продукции с оптимизированными технико-экономическими показателями.

При содействии специалистов отраслевых научно-производственных объединений и российских государственных университетов на промышленной площадке ОАО "Комбинат "Иджеванский бентонит" (Армения) проводились исследования по активации саригюхского бентонита путем комбинации механических воздействий. Инновационность приме-

ненного способа механоактивации заключается в новой технологии и специально разработанном оборудовании, направленном на снижение объема вводимых реагентов, негативно отражающихся на некоторых показателях при проходке скважин и на экологической составляющей буровых работ.

Физико-химические свойства бентонитов, прежде всего адсорбционные и катионообменные, напрямую зависят от содержания основного порообразующего компонента - монтмориллонита и особенностей его структуры. Как известно, процесс активации монтмориллонита можно производить различными методами. Наиболее широко распространены три метода: "мокрый", "сухой" и метод активации в суспензии. При "мокрой" активации готовят пасту из бентонита, воды и заданного количества соды, высушивают смесь и затем ее измельчают. При этом получают активированный бентонит и осадок из нерастворимых и



Принципиальное устройство установки механоактивации:

А - устройство установки; Б - траектория движения материала в рабочей зоне и система камнеотделения
 1 - привод, 2 - бункер, 3 - шнек, 4 - корпус, 5 - решетка, 6 - нож, 7 - решетка камнеотделения, 8 - нож камнеотделителя, 9 - вал, 10 - канал камнеотделителя

слаборастворимых солей типа CaCO_3 и MgCO_3 . "Сухую" активацию осуществляют путем механического перемешивания соды с бентонитом в определенной пропорции. Активация в этом случае происходит за счет естественной влажности самого бентонита.

Метод активации в суспензии заключается в роспуске глины в шаровой мельнице с водой и содой. Для активации использовался раствор соды. Активация осуществлялась по следующей реакции: $\text{Na, Ca, Mg - бентонит} + \text{Na}_2\text{CO}_3 \text{ (раствор)} = \text{Na - бентонит} + \text{Ca, Mg (раствор)}$.

Количество Ca и Mg , перешедших в раствор, определялось химическим путем. При 2%-ной концентрации содой замещается примерно 75% от суммы обменных катионов. В результате проведенных опытов установлено, что при низкой концентрации соды (0,1%) замещение происходит не полностью. Избыток соды в растворе (концентрация 2-5%) отрицательно влияет на процесс замещения катионов кальция натриевыми катионами. Осадок из нерастворимых солей CaCO_3 и остатки свободной соды в готовом бентопорошке негативно сказываются на процессе приготовления и эксплуатации бурового рас-

творителя при строительстве скважин. Бентонит, прошедший механоактивацию при 1%-ной концентрации соды, показал практически полное замещение катионов и отсутствие нерастворимых солей CaCO_3 и следов свободной соды.

Кристаллическая структура монтмориллонита (ММ) представляет собой взаимосвязь трех составляющих элементов матрицы - силикатного слоя с избыточным отрицательным зарядом, положительно заряженных компенсаторов этого заряда - внеслоевых (обменных) катионов и молекулярно связанной воды, выполняющей функцию нейтрализатора (-) и (+) зарядов. На основе механизма воздействия давления сдвига разработан способ получения эффективных глинопорошков для буровых растворов с добавками и без них. Для обеспечения оптимальной влажности смеси во время активации карбо-

нат натрия в форме водного раствора вводят в глину, что облегчает и ускоряет активное взаимодействие и изменение свойств глинистых частиц: ионы Na_+ замещают обменные ионы Ca_{2+} . После помещения такой глины в водный раствор глинистые частицы переходят в высокодисперсное состояние с максимально активной поверхностью для связывания воды, что влечет за собой набухание глинистых частиц и рост вязкости глинистого раствора.

При меньшей влажности глины и особенно использовании воздушно-сухих образцов при измельчении почти не идет обмен Ca_{2+} на Na_+ . Их взаимодействие происходит только после помещения глинопорошка в воду, но механически поглощенные соли в этих условиях слабо взаимодействуют с глинистыми частицами; выход бурового раствора в несколько раз ниже, чем у глинопорошков,

Таблица 1

Зависимость выхода бурового раствора от влажности бентонита в процессе механоактивации на примере глины Саригюхского месторождения

№ п/п	Влажность бентонита, %	Выход бурового раствора, M^3/T
1	8	14
2	14	16
3	20	20
4	26	22
5	30	22

подвергнутых механоактивации при более высокой влажности. На примере глины Саригюхского месторождения показана зависимость выхода бурового раствора от влажности, при которой производится механоактивация (табл. 1).

Одним из важных условий более эффективного модифицирования бентонитов является необходимость наложения на систему "глина - модификаторы высоких внешних механических воздействий". Энергонапряженность механических воздействий установки оказывается достаточной не только для преодоления сил сцепления между глинистыми частицами через прослойки адсорбционно-связанной воды, но и для появления активных центров и закрепления на них адсорбатов, в том числе и воды.

Связь процесса деформации измельчаемого материала с одновременным вводом химических реагентов, являющихся активными гидрофильными стабилизаторами, создает более благоприятные условия для модификации значительно большей поверхности глинистого материала, чем на необработанной в механоактивационном режиме поверхности. Так, при стандартной технологии модифицирования, включающей тонкий помол глины совместно с натрий-содержащими солями в шаровых и ролик-маятниковых мельницах, технологические параметры значительно ниже, чем у глин, обработанных способом механохимической активации (табл. 2).

Принцип работы установки механоактивации (см. рисунок) складыва-

ется из двух комплексных воздействий на глину: срезание с одной решетки и продавливание через другую решетку с отверстиями. Особенность состоит в том, что оба воздействия осуществляются одним ножом, который за счет определенного наклона передает глину от одной решетки к другой. Такое техническое решение позволяет установить на одном валу несколько вращающихся ножей и столько же неподвижных решеток. Система не только способна по производительности заменить от 2 до 5 глиноперерабатывающих машин, она к тому же многократно улучшает свойства бентонита, которые невозможно получить традиционными методами.

Внедрение подобных технологий является одной из составляющих проекта по модернизации и строительству предприятий по добыче и переработке бентонитовой глины, который реализует группа компаний "Аури". Особое место в этой программе занимает ОАО "Комбинат "Иджеванский бентонит" (Армения), производящий из высококачественного природно-натриевого бентонита Саригюхского месторождения бентонитовые порошки для различных областей применения, в том числе для бурения.

Согласно плану работ, по завершении 1-й очереди реконструкции промышленных линий Иджеванского комбината мощность производства увеличится на 5000 т/мес., из выпускаемой продукции 60% составят бентонитовые порошки, 30% - порошки сверхтонкого помола, 10% - бенто-

гранулы. Дальнейшая реконструкция увеличит производительность примерно в два раза и пополнит ассортимент такими продуктами, как органические структурообразователи, солестойкие буровые смеси и смеси для тампонажа скважин, производимые с применением новых методов механоактивации.

Разработка и производство бентопродукции комбината включает в себя масштабный контроль качества, осуществляемый как в собственных лабораториях, так и с привлечением независимых экспертов. Проведенные испытания выпускаемых глинопорошков марок ПБМБ и ПБМА в модельных растворах для бурения наклонно направленных скважин показали хорошую выносящую и удерживающую способность, возможность легко управлять свойствами растворов при обработке химреагентами и позволили рекомендовать глинопорошки для использования при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин. Глинопорошок марки ПБМА отвечает требованиям спецификации API RP 13A/ISO 13500:1998 (табл. 3).

Применение методов механоактивации саригюхского бентонита в производстве европейских буровых бентопорошков

Группа компаний "Аури" тесно сотрудничает с ГК "ZĘBIEC", старейшим и наиболее опытным в Польше производителем бентопродукции для



Таблица 2

Реологические характеристики бентонитов в зависимости от способа модифицирования

Месторождение	Способ модифицирования	Коллоидальность, %	Эффективная вязкость, мПа·с	Выход бурового раствора, м³/т
Саригюхское	Стандартный: 2,0%Na ₂ CO ₃	100	40,0	16-18
	Механоактивация: 0-1,0%Na ₂ CO ₃ , W=26-30%	100	95,0	28-34
Тихменевское	Стандартный: 4,4%Na ₂ CO ₃	95	28,0	12,0
	Механоактивация: 3%Na ₂ CO ₃ , 3%MgO, W=14,6%	100	82,15	31,0
Десятый Хутор	Стандартный: 3%Na ₂ CO ₃	60	11,5	9,7
	Механоактивация: 3%Na ₂ CO ₃ , 3%MgO, W=15,7%	100	81,5	30,0
Березовское	Стандартный: 6%Na ₂ CO ₃	12,5	3,5	6,6
	Механоактивация: 3%Na ₂ CO ₃ , 3%MgO	60	30,6	14,5

Таблица 3

Стандартные бентопорошки для приготовления буровых растворов (ТУ 39-01470001-105-93)

Показатели качества	Ед. изм.	ПБМА	ПБМБ	ПБВ
Выход глинистого раствора, не менее	м ³ / т	20,0-21,7	16,0-18,0	13,5-15,5
Массовая доля влаги	%	7-9	7-9	7-9
Остаток на сите, не более № 05 № 0071	%	- 2-4	- 2-4	- 2-4
Водоотдача за 30 мин, не более	см ³	12-13	12-13	11-12

Химический состав саригюхского бентонита:

60-65% SiO₂; 14-17% Al₂O₃; 4,5-5,0% Fe₂O₃; 2,0-3,2% Na₂O; 3,0-3,5% MgO; 2,0-3,5% CaO; 0,5-0,9% K₂O.

Таблица 4

Показатели буровой смеси Bentopol в сравнении со стандартом API 13A

Показатели	Образец Bentopol	Стандарт API 13A
Показания Fapp при 600 об./мин для 22,5 г/350 см ³	40	не менее 30
Отношение YP/PV	2,0	не более 3,0
Фильтрация по API 13A, мл/30 мин	15,0	не более 15,0
Массовая доля влаги, %	9,0	10,0
Остаток на сите 200 mesh, %	1,5	не более 4,0
Пластическая вязкость PV, мПа*с	10	-
Динамическое напряжение сдвига YP, фунт/100 футов ²	20	-
Условная вязкость, с	32	-
Выход раствора, м ³ /т	25,0	-
Содержание монтмориллонита, %	80,0	-
Показатель рН, ед.	8,5-9,0	-
Насыпная плотность, г/см ³	0,8-1,0	-

бурения, строительства, металлургии и литейной промышленности. Примененные на промышленной площадке ОАО "Комбинат "Иджеванский бентонит" методы механоактивации саригюхского бентонита были использованы в ГМК "ZEVIEC" при производстве буровой смеси BENTOPOL.

Буровая смесь BENTOPOL разработана на основе высококачественного натриевого бентонита тонкого помола с применением инновационных методов механоактивации для использования в горизонтально направленном и вертикальном бурении скважин. Испытания показали, что BENTOPOL является аналогом буровых смесей Hydraul-EZ (CETCO), Bore-Gel (Baroid) и Maxbore HDD (M-I SWACO), отвечает требованиям меж-

дународных стандартов PN-EN ISO 9001:2001 и соответствует стандарту API Specification 13A/ISO 13500:1998 со следующими показателями (табл. 4).

Преимущества Bentopol

- Улучшает устойчивость ствола скважины, особенно в сыпучих и обваливающихся грунтах и песках.

- Буровая смесь, являясь готовым продуктом, легко размешивается, сокращает количество реагентов, необходимых для приготовления бурового раствора, экономит время и затраты.

- Высокий показатель выхода раствора снижает количество требуемого материала и объем сухой смеси.

- Равномерный размер частиц и большая активная поверхность обес-

печивают хорошие фильтрационные характеристики, которые легко корректируются.

- Обеспечивает эффективную смазывающую способность, облегчая процесс бурения.

- Гибко реагирует на изменяющийся уровень рН и жесткость воды.

- Смесь очень просто обслуживается и сохраняет свои свойства в течение продолжительного времени.

- За короткий срок смесь достигает полной работоспособности.

- Продукт не токсичен и не оказывает вредного воздействия на окружающую среду.

В 2009 году в ОАО "НПО "Бурение" были проведены сравнительные испытания по определению возможности использования бентонитового глинопорошка BENTONIT BENTOPOL

Таблица 5

Сравнительные свойства растворов, приготовленных на основе структурообразователей Maxbore и Bentopol

№ п/п	Состав глинистого раствора, % масс			Технологические свойства полученных растворов						
	Maxbore	Bentopol	КМЦ 700	ρ, г/см ³	условная вязкость		пласт. вязкость, сПз	пред. напр. сдвига, фунт/100 кв. футов	СНС _{1/10} , фунт/100 кв. футов	Φ, см ³ за 30 мин. на VM-6
					с	кварта/с				
1	3.0	-	-	1.02	27	46	16	21	12/22	12.5
2	-	3.0	-	1.02	20	34	12	15	7/10	28.5
3	3.0	-	0.3	1.02	33	56	25	23	10/12	4.5
4	-	3.0	0.3	1.02	26	44	22	20	6/7	11.5
5	-	5.0	0.3	1.026	35	60	29	36	12/22	6.5

Таблица 6

Свойства полимер-глинистого бурового раствора, приготовленного на основе глинопорошка Bentopol

Состав бурового раствора, % масс.			Температура, °С	Параметры раствора до и после обработки								
Bentopol	КМЦ 700 (сух.)	Окзил (сух.)		ρ, г/см ³	T, с	СНС _{1/10} , дПа	П _{пл.} , МПа·с	τ ₀ , дПа	Ф, см ³ за 30 мин	K, мм	КСК	pH
4.2	-	-	20	1.026	26	15/21	12.0	48.0	10.5	1.0	0.16	8.5
		-	100	1.026	24	15/24	12.0	45.0	10.5	1.0	0.17	8.5
4.2	0.3	-	20	1.026	42	30/33	24.0	72.0	6.5	1.0	0.14	8.6
		-	100	1.026	39	27/36	21.0	63.0	6.7	1.0	0.15	8.63
4.2	0.3	-	20	1.026	36	9/30	22.0	63.0	6.0	1.0	0.14	8.6
		0.5	100	1.026	35	9/33	21.0	60.0	6.0	1.	0.15	8.65
4.2	0.3	-	20	1.026	23	2/5	18.0	21.0	6.0	1.0	0.14	8.9
		1.0	100	1.026	20	1/3	15.0	18.0	6.5	1.0	0.15	8.95

ZGM "ZEBIEC S.A." в качестве структурообразователя в процессе приготовления буровых растворов. Экспертами "НПО "Бурение" определялась пригодность образца Bentopol для приготовления буровых растворов в процессе строительства переходов через водные и другие преграды методом ГНБ. Согласно их заключению, Bentopol, как и эталонный образец американской марки Maxbore, обладает способностью быстро образовывать с водой однородную систему и характеризуется низким расходом на приготовление буровых растворов. Показатель фильтрации легко регулируется при соответствующей обработке раствора (табл. 5).

Испытания по определению пригодности образца Bentopol для приготовления буровых растворов в процессе строительства скважин показали, что растворы, приготовленные на основе глинопорошка марки Bentopol, обладают всеми технологи-

ческими свойствами, необходимыми для буровых растворов (табл. 6). Параметры буровых растворов отличаются температурной стабильностью. После прогрева их свойства практически не изменяются.

Практика показывает, что при приготовлении систем буровых растворов с аналогичными показателями расход серийно выпускаемого глинопорошка марок ПБМА, ПБМБ составляет 6-7,5%, что на 50% больше в сравнении с образцом Bentopol.

Испытания по определению пригодности образца Bentopol для приготовления буровых растворов в процессе строительства наклонно направленных и горизонтальных скважин методом ГНБ выявили, что все параметры растворов, приготовленных на основе образцов Bentopol, соответствуют требованиям, предъявляемым к растворам такого типа. Главным является то, что при добавлении в эти растворы выбуренного шлама увеличивается по-

казатель "выносящей способности" при сохранении текучести раствора (табл. 7).

В сравнении с отечественными глинопорошками расход образца Bentopol на 55% ниже расхода образца эталонной марки ПБМА.

Таким образом, согласно официальному заключению заведующей сектором глиноматериалов ОАО "НПО "Бурение" к.т.н. Л.С. Пальчиковой, глинопорошок Bentopol рекомендован в качестве структурообразователя для приготовления буровых растворов в процессе строительства вертикальных и горизонтально направленных скважин, а также переходов через водные и другие преграды бестраншейным способом. При невысоких концентрациях (3÷5%) он образует суспензии с отличными реологическими свойствами, прекрасно выводящие буровой шлам и обеспечивающие стабильность буровой скважины в различных грунтах.

Таблица 7

Сравнительный анализ свойств буровых растворов для бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин, приготовленных на основе пробы Bentopol и эталонного глинопорошка, используемого при бурении скважин на площадях Кубани

№ п/п	Состав глинистого раствора, % масс				ρ, г/см ³	Параметры бурового раствора								
	Эталон	Bentopol	Стабилизатор	Модификатор		T			пласт. вязкость, сПз	пред. напр. сдвига, фунт/100 кв. футов	СНС _{1/10} , фунт/100 кв. футов	Ф, см ³ за 30 мин. на ВМ-6	КСК	K, мм
						с	кварта/с	pH						
1		4.2	-	-	1.026	26	44	8.5	20.0	10.0	8/12	10.5	0.16	1.0
2	6.5		-	-	1.048	36	61	8.0	16.0	14.0	7/10	12.5	0.17	1.0
3		4.2	0.02	1.0	1.025	38	65	8.8	19.0	21.0	5/10	7.0	0.15	1.0
4	6.5		0.02	1.0	1.043	42	42	8.1	15.0	16.0	9/12	8.0	0.16	1.0
5		5.0	0.01	1.0	1.032	46	48	8.9	18.0	23.0	7/12	6.5	0.15	1.0
6	7.0		0.01	1.0	1.046	50	85	9.1	18.0	31.0	11/16	8.0	0.15	1.0
Параметры растворов №5 и №6 после добавления выбуренной породы в количестве 20% масс.														
					1.17	50	85	9.2	16.0	39	10/23	6.0	0.15	1.0
					1.19	57	97	9.5	19.0	24	15/37	4.5	0.15	1.0

Способ повышения сопротивления оснастки колонн страгиванию с мест крепления

Т.Р. Катеев
/АУБР,
г. Альметьевск/
Р.И. Катеева
/ООО "Экобур",
г. Бугульма/
Р.И. Катеев,
Т.М. Габбасов
/ТатНИПИнефть,
г. Бугульма/
О.Е. Старов
/АзУБР,
г. Азнакаево/
В.В. Крысин
/ООО "Бурение",
г. Альметьевск/

О разработке и промышленном использовании центраторов для наружной оснастки обсадных колонн, изготавливаемых отечественными и зарубежными производителями, имеется достаточно много публикаций, в том числе статьи о жестких центраторах ООО "Экобур" [1, 2, 3, 4], изготавливаемых из стали методом литья, которые характеризуются наиболее высокой прочностью при осевых и радиальных нагрузках и прилагаемых усилиях страгивания с мест крепления к трубам обсадной колонны.

На основе результатов проведенного анализа литературных и промысловых данных, а также новых разработок предлагается классификация центраторов для наружной оснастки обсадных колонн, которая приведена на **рис. 1**.

В Татарстане освоено изготовление нормального ряда жестких комплексных центраторов для колонн с диаметром от 102 до 245 мм (**рис. 2**), в том числе литых центраторов-отклонителей потока ЦОП (см. рис. 2, п. 1), турбулизаторов потока ЦТП (см. рис. 2, п. 2) и модернизированных с шестью лопастными элементами (см. рис. 2, п. 3), сварных центраторов - для колонн с диаметром 146 и 168 мм (**рис. 3**). Изготавливаются центраторы в соответствии с требованиями ТУ.

Центраторы типа ЦОП предназначены для предупреждения одностороннего подъема цементного раствора по заколонному пространству и разрушения структуры загустевшего бурового раствора в кавернах.

Центраторы-турбулизаторы потока, как и ЦОП, способствуют наиболее полной замене бурового раствора в стволе скважины цементным за счет турбулизации потока.

Шестилопастные центраторы при спуске колонны своими лопастями прорезают фильтрационную корку, обуславливая лучшее удаление фильтрационной корки потоком технологических жидкостей при цементировании колонн.

Комплексные сварные центраторы с проволочными элементами разрушают структуру остатков бурового раствора на стенках скважины при спуске колонны, а проволочные элементы армируют цементный камень, что предупреждает растрескивание камня при создании механических и гидравлических нагрузок на колонну.

Проволочный скребок (см. рис. 3, п. 1) армирует цементный камень своими проволочными элементами и может использоваться в комплекте с жесткими или сварными центраторами, а также отдельно.

При использовании жестких центраторов на скважинах осложнений, связанных с их механическим нарушением, не было, несмотря на случаи смещения центраторов с мест закрепления на расстояния, большие, чем предусмотрено действующими регламентами ОАО "Татнефть" [5] (не более +2 м). Упругие же центраторы не только смещаются с мест закрепления, но и разрушаются, обуславливая осложнения в скважинах. Так, на скважине №4 Иргизского месторождения ООО "Татнефть - Самара" промежуточную 245-миллиметровую ко-



Рис. 1. Классификация центраторов для наружной оснастки обсадных колонн по различным факторам



Рис. 2. Общий вид нормального ряда литых жестких центраторов: 1 - центратор-отклонитель потока (ЦОП); 2 - центратор-турбулизатор потока (ЦТП); 3 - жесткий центратор модернизированный 6-лопастной (ЖЦМ-6Л)

лонну оснастили упругими центраторами ЦЦ-245/295 сверху и снизу пакера. При прохождении суженного интервала разреза колонна встала. После подъема обнаружили, что оба центратора были поломаны. После проработки интервала сужением пакер защитили двумя жесткими центраторами типа ЦТП-ЛМ 245/295 и без осложнения допустили колонну до забоя.

При прохождении закрепленными к трубам центраторами проблемных участков ствола, таких как уступы, желоба, большой зенитный угол, толстая фильтрационная корка бурового раствора, сужение ствола и другие, нагрузки на центраторы и систему крепления их к трубам существенно превышают усилия страгивания закрепленных центраторов, указанные в паспортах.

На девонской скважине №24895 Азнакаевского УБР, где колонну поднимали вследствие непрохождения через уступ в подошве каверны в кыновских отложениях, обнаружили деформированный до "бублика" центратор-турбулизатор потока сварной типа ЦТП-СПС-С 168/216 (рис. 4). Он не разрушился и не привел к осложнениям, однако сместился с места закрепления до муфты.

Путем проведения испытаний на гидравлическом прессе аналога деформированного центратора установили, что усилие, при котором началась его деформация, составило 80 Кн. Этими исследованиями было выяснено, что на проблемных участках ствола осевое усилие на центраторы и на систему их крепления почти на порядок выше паспортных данных на упругие центраторы.

Усилие страгивания закрепленных к трубам обсадной колонны центраторов типа ЦТП-ЛМ1 для колонн 146 и 168 мм, согласно исследованиям на гидравлическом прессе, составляет не менее 50 Кн за счет выполнения двух



Рис. 3. Общий вид нормального ряда сварных изделий:

1 - скребок проволочный радиальный сварной (СПР-С); 2 - центратор-турбулизатор потока сварной (ЦТП-С); 3 - центратор-турбулизатор потока - скребок проволочный спиральный сварной (ЦТП-СПС-С); 4 - центратор-турбулизатор потока - скребок проволочный радиальный сварной (ЦТП-СПР-С)



Рис. 4. Деформированный в проблемных участках ствола сварной центратор ЦТП-С 168/216

окон (для забивания плоских стопорных клинов в противоположных направлениях) на одной и той же стороне в обоих кольцевых частях центратора, а внутренние пазы в обоих направлениях от окна выполнены по форме и размеру стопорных клинов.

Для дальнейшего повышения усилия страгивания центраторов в наиболее проблемных участках ствола, в том числе вблизи продуктивных пластов, рекомендуется оснастить колонну над центратором (вплотную) стопорным кольцом, закрепляемым к трубам по описанной выше системе. Это повышает усилие страгивания не менее чем на 15 Кн. Для того, чтобы усилие страгивания превысило значения критических нагрузок, установленные путем анализа фактических промысловых данных, рекомендуется оснастить колонну над центратором широким ограничительным кольцом, где окна и внутренние проточки выполнены на одной и той же стороне кольца на различных уровнях. Трехуровневое кольцо повышает усилие страгивания нагрузки до $50+(3 \times 15)=85$ Кн, что выше установленной критической величины для девонских скважин на месторождениях Татарстана.

Крепление упругих центраторов типа ЦЦ к трубам обсадной колонны весьма ненадежное, а усилие страгивания составляет всего 11,2 Кн.

На месторождениях Татарстана упругие центраторы используются только в интервале ствола, обсаженного кон-



Шифр УМЦ-ЛМ нормального ряда:

УМЦ - 102 / 124; УМЦ - 114 / 144; УМЦ - 114 / 156;
УМЦ - 146 / 216; УМЦ - 168 / 216; УМЦ - 178 / 216;
УМЦ - 245 / 295; УМЦ - 324 / 394

(в числителе - диаметр обсадной колонны, мм;
в знаменателе - диаметр скважины, мм)

Рис. 5. Общий вид нормального ряда устройств для разобщения пластов (УМЦ-ЛМ), закрепленных к трубам:

А - при использовании УМЦ в скважине с зенитным углом до 20 градусов и глубиной до 1000 м;

Б - при превышении значений угла и глубины под УМЦ рекомендуется устанавливать жесткий центратор

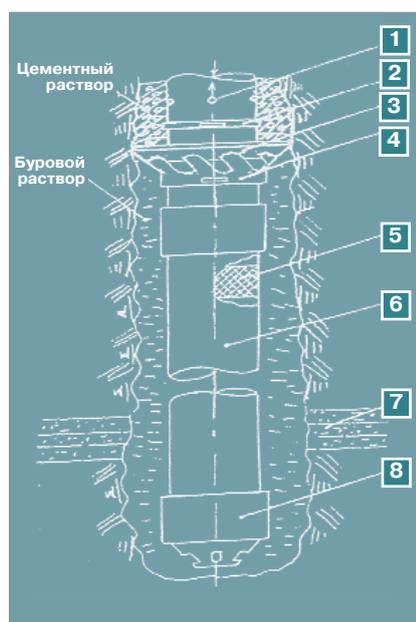


Рис. 6. Конструкция низа колонны при цементировании с исключением контакта цементного раствора с продуктивным пластом:
 1 - отверстия на трубе;
 2 - ограничительное кольцо;
 3 - манжеты;
 4 - корпус УМЦ; 5 - пробка в трубе, подлежащая разбуриванию;
 6 - обсадная труба; 7 - нефтеносный пласт; 8 - башмак

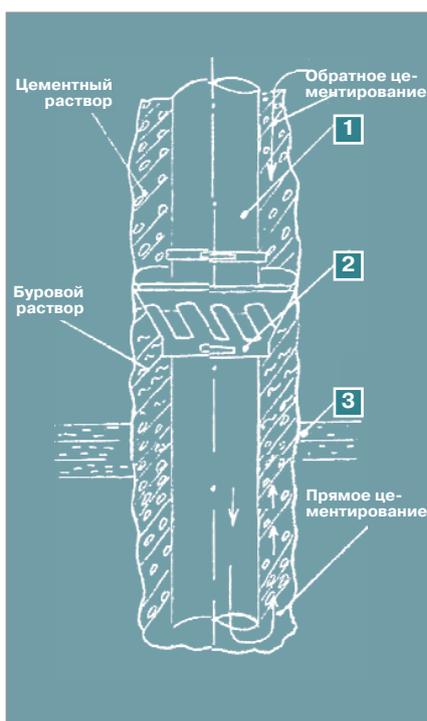


Рис. 7. Схема предупреждения ухода цементного раствора в зону поглощения при обратном цементировании:
 1 - обсадная колонна; 2 - УМЦ; 3 - зона поглощения

дуктором или предыдущей колонной, где проблемные участки отсутствуют.

Геофизическими методами исследований местонахождение упругих центраторов после прохождения колонны проблемных участков не определяется, по-видимому, из-за их механического разрушения. Основной причиной разрушения упругих центраторов являются страгивание их ограничительного кольца с места крепления и дальнейший сдвиг до верхней муфты, затем принятие центрирующими планками Ф-образной формы и дальнейшее доразрушение. Предотвратить разрушение упругих центраторов можно, установив вплотную со стандартным кольцом дополнительное кольцо ООО "Экобур". Использование дополнительных ограничительных колец с новой системой закрепления может расширить область использования упругих центраторов как минимум до глубины 1200 метров.

Одним из востребованных не только в Татарстане видов новых средств на-

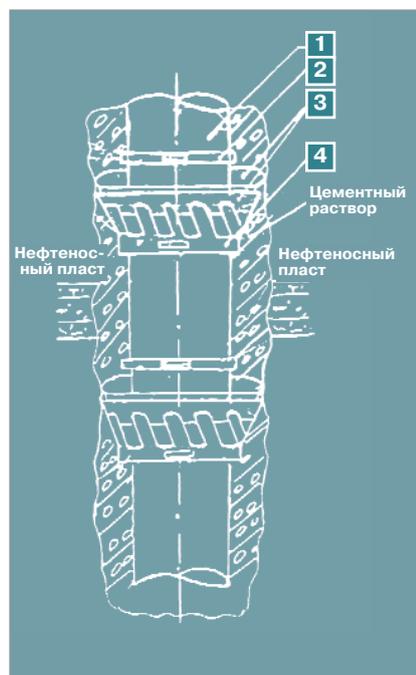


Рис. 8. Предупреждение растрескивания цементного камня при опрессовке и перфорации колонны с помощью УМЦ-ЛМ:
 1 - обсадная колонна;
 2 - ограничительное кольцо;
 3 - манжеты УМЦ; 4 - корпус УМЦ

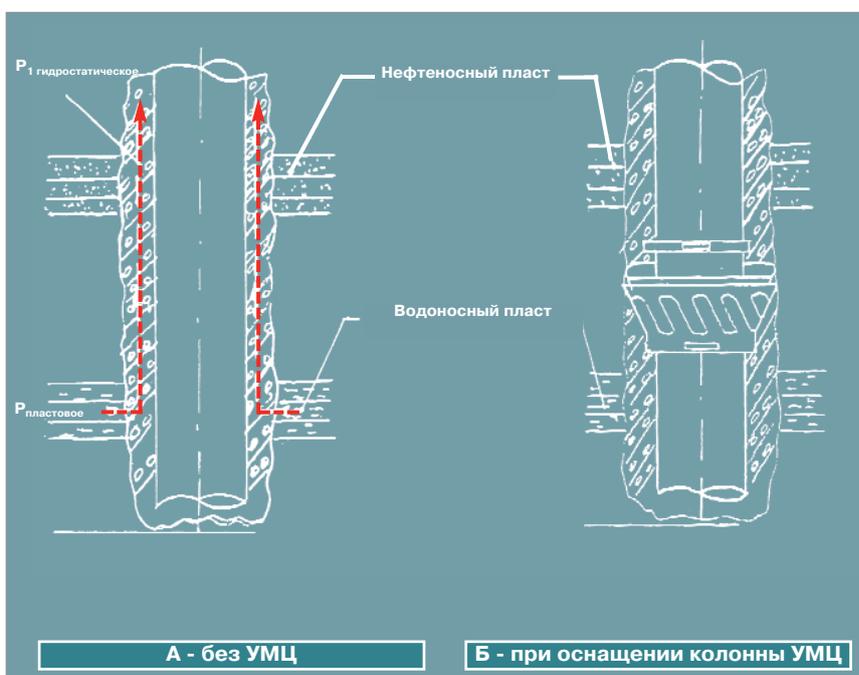


Рис. 9. Разрез цементированного заколонного пространства скважины при условиях $P_{\text{пластовое}} > P_{\text{гидростатическое}}$
 А - без УМЦ; в цементном растворе образовался суффозионный канал (см. пунктирные стрелки \dashrightarrow); Б - при оснащении колонны УМЦ; суффозионный канал не образовался

ружной оснастки колонн является выполненный в ООО "Экобур" на уровне патента, усовершенствованный вариант устройства манжетного цементирования (УМЦ-Л), разработанного в институте "ТатНИПинефть".

К трубе обсадной колонны УМЦ-Л закрепляют так же, как и центраторы по новой системе.

В настоящее время в ООО "Экобур" освоено изготовление в соответствии с ТУ нормального ряда модифицированного УМЦ-ЛМ (рис. 5).

Устройство УМЦ-ЛМ предназначено для наружной оснастки обсадных колонн с целью:

- цементирования колонн с исключением контакта цементного раствора с продуктивным пластом (рис. 6);
- обратного цементирования с предупреждением ухода цементного раствора в зону поглощения (рис. 7);
- предупреждения растрескивания заколонного цементного камня при опрессовке и перфорации колонны (рис. 8);

■ предупреждения суффозионного каналобразования в заколонном цементном растворе при наличии высоконапорного нижнего водоносного пласта (рис. 9).

УМЦ-ЛМ большого диаметра успешно используются для оснащения направления, кондуктора и промежуточной колонны, УМЦ-ЛМ малого диаметра - при креплении скважин малого диаметра и боковых стволов.

К настоящему времени УМЦ-ЛМ различных размеров успешно использованы более чем в 50 скважинах. В отдельных случаях колонну оснащали двумя и тремя УМЦ-ЛМ.

Отзывы потребителей о качестве центраторов и УМЦ, а также о результатах их применения положительные. Рекламаций на качество изделий не поступало.

Литература

1. Катеев Р.И., Катеева Р.И., Швырков Н.Ф. Опыт использования технических средств для наружной оснастки обсадных колонн // Интервал. - 2002. - №4.
2. Катеев Р.И., Катеев Т.Р., Катеев И.С., Миндюков А.Н. Разработка, изготовление и использование жестких центраторов для наружной оснастки обсадных колонн // Бурение и нефть. - 2006. - №10.
3. Катеев И.С., Катеев Т.Р., Гуськов И.В. и др. Совершенствование конструкции и системы закрепления жестких центраторов к трубам обсадной колонны // Бурение и нефть. - 2008. - №4.
4. Катеев Т.Р., Зозуля В.П., Катеев И.С. Разработка и использование жестких центраторов для обсадных колонн малого диаметра // Сборник науч. трудов ООО НПО "Бурение". - Краснодар, 2006.
5. Юсупов И.Г., Амерханова С.И., Катеев Р.И. Методика оценки качества строительства скважин и результаты ее применения в ОАО "Татнефть" // Бурение и нефть. - 2008. - №8.

на книжную полку нефтяника

В.Н. Глущенко, Г.А. Орлов, М.А. Силин Технологические процессы вскрытия пластов и добычи нефти с использованием обратных эмульсий

М.: Интерконтакт Наука, 2008. - 360 с.: ил.



В книге рассмотрены факторы жидко- и твердофазной коагуляции призабойной зоны пласта естественного и техногенного происхождения в процессе скважинной разработки нефтегазовых месторождений. Представлены реологические и гидродинамические модели течения обратных эмульсий по трубам, выстраиваемые с целью расчета гидравлических потерь на трение, а также для уточнения закономерностей фильтрации по коллекторскому прост-

ранству. Освещена эффективность применения обратных эмульсий в качестве промывочной жидкости при бурении скважин, вскрытии продуктивных пластов, глушении эксплуатационных объектов, кислотной обработке призабойной зоны пласта и ограничении водопритоков в сравнении с системами на водной основе. Описаны методы получения эмульсий в промысловых условиях и лабораторного контроля их технологических свойств.

Для инженерно-технических работников, занимающихся добычей нефти, текущим и капитальным ремонтом скважин, преподавателей, аспирантов и студентов высших технических учебных заведений нефтегазового профиля.

Приобрести издание возможно через редакцию.
Заявки принимаются по телефонам: (846) 279 48 79, 279 48 44

Разработка безглинистой промывочной жидкости для бурения скважин в осложненных условиях

**О.А. Нечаева,
В.В. Живаева**
/Самарский
государственный
технический
университет,
г. Самара/

Проблема строительства скважин в условиях неустойчивых горных пород особенно остро ощущается в тех районах, где бурение ведется в сложных геологических условиях. Успех бурения скважины в значительной степени зависит от состава и свойств буровых растворов, которые должны обеспечивать безопасность и безаварийность ведения работ. Развитие технологии бурения неразрывно связано с совершенствованием промывочных жидкостей. Неосложненное вскрытие пластов бурением в сложных геологических условиях может быть достигнуто путем правильного дифференцированного выбора типа промывочных жидкостей для каждого конкретного случая и рационального регулирования их свойств в процессе проводки скважин.

Буровой раствор - сложная структурированная коагуляционно-тиксотропная дисперсная система. Особенности бурового раствора обуславливают его реологические и технологические свойства, главными из которых являются структурно-реологические и фильтрационные. Физико-химические процессы имеют основное значение при обработке промывочных жидкостей, при взаимодействии их со стенками скважины, выбуренной породой и пластовыми флюидами, а также при воздействии высоких забойных температур и давлений. Разработка и внедрение новых высокоэффективных буровых растворов остается актуальной задачей.

Малоглинистые растворы применяют с целью повышения технико-экономических показателей бурения и частичного сохранения физико-химических характеристик продуктивного пласта [1].

Системы буровых растворов на основе высокомолекулярных, утяжеленных полимеров с длинной молекулярной цепью используют либо для капсулирования отбуренных частиц, чтобы предотвратить их рассеивание, либо для повышения вязкости и снижения фильтрации.

В настоящее время для этих целей в отрасли используются различные полимеры, такие как целлюлоза, природные продукты, основанные на смолах, и акриламиды. В качестве эффективных ингибиторов глин хорошо себя зарекомендовали растворы на основе ксантановой смолы. Биополимер (ксантановая смола) с длинной молекулярной цепочкой применим для всех буровых растворов на водной основе. Данная система обеспечивает стабильность ствола скважины; даже в малых количествах ксантановая смола увеличивает вязкость и несущую способность раствора, улучшает режим текучести. Несмотря на все преимущества данного полимерного раствора, можно отметить ее достаточно высокую стоимость. В связи с этим возникает необходимость в новых композиционных составах с аналогичными свойствами.

На кафедре "Бурение нефтяных и газовых скважин" СамГТУ разработана новая компо-



Таблица 1

Рецептуры полимерного раствора											
№ п.п.	Содержание компонентов в растворе, % весовых					Параметры раствора					
	МФ-17	Крахмал	Бентонит	NaOH	Модифиц. крахмал	В, см ³ /30 мин	СНС, дПа	ρ, кг/м ³	Т, сек	рН	Толщина корки, мм
1	10,0	-	5,0	1,0	3,0	3	10/15	1080	40	10	1
2	6,0	-	2,0	1,0	2,5	3	9/12	1080	28	10	1
3	10,0	5,0	5,0	1,0	-	3	10/15	1080	67	10	1
4	6,0	3,0	2,0	1,0	-	10	9/12	1080	45	10	1,1
5	4,0	5,0	5,0	1,0	-	8	8/10	1080	40	10	1,1
6	10,0	-	5,0	1,0	-	20	6/9	1080	35	10,0	1,2
7	15,0	5,0	5,0	1,0	-	3	9/12	1080	73	10	1
8	-	5	5	1,0	-	12	0/0	1080	37	10	1,1

Во всех рецептурах добавляется Н₂О до 100%

Таблица 2

Глиноемкость засоленного раствора на основе МФ-17																		
% добавки глины	5%						10%						25%					
	Параметры раствора																	
Время перемешивания раствора с глиной	ρ, кг/м ³	Т, с	В, см ³ 30 мин	СНС, дПа	М, г	Р, %	ρ, кг/м ³	Т, с	В, см ³ 30 мин	СНС, дПа	М, г	Р, %	ρ, кг/м ³	Т, с	В, см ³ 30 мин	СНС, дПа	М, г	Р, %
	Чистый раствор	1220	30	3	6/8	-	-											
1 час	1220	32	3	6/8	49	2	1220	32	3	6/8	98	2	1220	33	3	6/8	247	1
2 часа	1220	32	3	6/8	49	2	1220	32	3	6/8	98	2	1220	33	3	6/8	246	1,6
4 часа	1220	33	3	6/8	47	6	1220	33	3	6/8	97	3	1220	33	3	6/8	246	1,6
6 часов	1220	33	3	6/8	47	6	1223	33	3	6/8	95	5	1223	34	3	6/8	244	2,5

Глинистый материал с глубины 132 м. Фракция глины 1-3 мм. М - масса сухого остатка глины, г. Р - количество глины, перешедшей в раствор, %

зиция для строительства скважин в осложненных условиях - малоглинистый буровой раствор на основе мочевино-формальдегидной смолы МФ-17. Определенный порядок введения компонентов в систему позволяет получить раствор с необходимыми структурными свойствами. Это достигается за счет активизации бентонита в пресной воде. Оптимальное содержание смолы МФ-17 в полимерном растворе составляет 6-10%. Увеличение количества смолы не дает улучшения параметров, а уменьшение менее 6% приводит к повышению водоотдачи раствора (табл. 1).

С целью определения агрегативной устойчивости промывочной жидкости проводились исследования глиноемкости раствора. Для этого были отобраны образцы глинистого материала с глубин 132 м (алевролиты бурого и красно-бурового цвета, загипсованные с вкраплениями гидроокислов марганца) и 314 м (алевритуемые зеленовато-серые глины).

Для оценки глиноемкости и регулирования свойств малоглинистого полимерного раствора применен метод приведения растворов к одной вязкости сравнения. Глиноемкость растворов в лабораторных условиях определяется для разных фракций. Разовые добавки

пластовой глины в раствор составили 5%, 10%, 25% по каждой фракции. От объема разовой добавки глинистого материала зависит механическая скорость бурения, т.е. количество выбуренной породы, поступившей в раствор за единицу времени бурения; время перемешивания суспензии отражает время подъема частиц выбуренной породы потоком бурового раствора от забоя до устья скважины.

Исследования показали, что глинистые частицы даже размером менее 1 мм в растворе на основе МФ-17 распускаются очень плохо и в структурообразовании не участвуют.

Таблица 3

Глиноемкость засоленного раствора на основе МФ-17																								
% добавки глины	5%						10%						25%						40%					
	Параметры раствора																							
Время перемешивания раствора с глиной	ρ, кг/м ³	Т, с	В, см ³ 30 мин	СНС, дПа	ρ, кг/м ³	Т, с	В, см ³ 30 мин	СНС, дПа	ρ, кг/м ³	Т, с	В, см ³ 30 мин	СНС, дПа	ρ, кг/м ³	Т, с	В, см ³ 30 мин	СНС, дПа	ρ, кг/м ³	Т, с	В, см ³ 30 мин	СНС, дПа				
	Чистый раствор	1220	30	3	6/8																			
1 час	1260	34	3	6/8	1230	32	3	6/8	1260	34	3	6/8	1350	39	3	6/8								
2 часа	1260	34	3	6/8	1240	32	3	6/8	1270	32	3	6/8	1350	37	3	6/8								
4 часа	1260	34	3	6/8	1240	32	3	6/8	1300	28	3	6/8	1350	30	3	6/8								
6 часов	1260	34	3	6/8	1240	32	3	6/8	1300	24	3	6/8	1350	27	3	6/8								

Глинистый материал с глубины 132 м. Фракция глины менее 1 мм

Таблица 4

Глиноёмкость бессолевого раствора на основе МФ-17																			
% добавки глины		5%						10%						25%					
Время перемешивания раствора с глиной		Параметры раствора																	
		ρ , кг/м ³	T, с	V, см ³ 30 мин	СНС, дПа	M, г	P, %	ρ , кг/м ³	T, с	V, см ³ 30 мин	СНС, дПа	M, г	P, %	ρ , кг/м ³	T, с	V, см ³ 30 мин	СНС, дПа	M, г	P, %
Чистый раствор		1220	40	3	6/8	-	-	1080	40			-	-	1080	40	3	6/8	-	-
1 час		1260	40	3	6/8	49	2	1080	40	3	6/8	99	1	1080	40	3	6/8	245	2
2 часа		1260	40	3	6/8	46	8	1080	40	3	6/8	93	7	1080	40	3	6/8	240	4
4 часа		1260	40	3	6/8	45	10	1080	40	3	6/8	85	15	1080	40	3	6/8	225	10
6 часов		1260	40	3	6/8	43	14	1080	40	3	6/8	84	16	1080	40	3	6/8	214	15

Глинистый материал с глубины 132 м. M - масса сухого остатка глины, г. Фракция глины 1-3 мм. P - количество глины, перешедшей в раствор, %

Таблица 5

Глиноёмкость бессолевого раствора на основе МФ-17																					
% добавки глины		5%						10%						25%				40%			
Время перемешивания раствора с глиной		Параметры раствора																			
		ρ , кг/м ³	T, с	V, см ³ 30 мин	СНС, дПа	ρ , кг/м ³	T, с	V, см ³ 30 мин	СНС, дПа	ρ , кг/м ³	T, с	V, см ³ 30 мин	СНС, дПа	ρ , кг/м ³	T, с	V, см ³ 30 мин	СНС, дПа				
Чистый раствор		1080	40	3	6/8																
1 час		1100	37	3	6/8	1140	40	3	6/8	1200	53	3	6/8	1280	68	3	6/8				
2 часа		1100	37	3	6/8	1140	40	3	6/8	1200	50	3	6/8	1280	63	3	6/8				
4 часа		1100	35	3	6/8	1140	40	3	6/8	1200	45	3	6/8	1280	54	3	6/8				
6 часов		1120	35	3	6/8	1140	40	3	6/8	1220	39	3	6/8	1290	51	3	6/8				

Глинистый материал с глубины 132 м. Фракция глины менее 1 мм.

Вязкость и плотность раствора при этом практически не изменяются. Из-за отсутствия структуры в данном растворе частицы выбуренной породы будут выноситься на поверхность только за счет скорости восходящего потока жидкости.

Следует отметить, что засолоненный полимерный раствор (табл. 1, 2) оказывает более сильное ингибирующее действие на глину, чем бессолевой.

Так, количество глины (горизонт 132 м), перешедшей в бессолевой раствор

(табл. 4) после 6-часового перемешивания, в 2-4 раза больше, чем глины, перешедшей в засолоненный раствор.

При добавлении в раствор глины фракции <1 мм (горизонт 132 и 314 м) наблюдается следующее: изменение параметров полимерного раствора, содержащего 5-10% пластовой глины, происходит лишь за счет механического накопления тонкодиспергированных частиц с последующим их оседанием при прекращении перемешивания (табл. 5).

Из приведенных данных видно, что соленый полимерный раствор оказывает более сильное ингибирующее действие. Величина разовой добавки пластовой глины и первоначальная концентрация шлама в растворе заметно сказываются на интенсивности размокаемости породы в растворе. Чем меньше первоначальная концентрация шлама, тем выше относительная интенсивность его размокаемости в растворе.

Абсолютное количество пластовой глины, перешедшей за 6 часов перемешивания в раствор, соответственно ее начальной концентрации в 5, 10, 25% составило в соленом растворе 0,3%, 0,5% и 0,6% (рис. 1).

В пресном растворе абсолютное количество пластовой глины, перешедшей за 6 часов перемешивания в раствор, соответственно ее начальной концентрации в 5, 10, 25% составило 0,7%, 1,6% и 3,6% веса глины к объему жидкости (рис. 2).

Ингибирующее действие раствора на породу можно показать на результатах седиментационного анализа. Седимен-

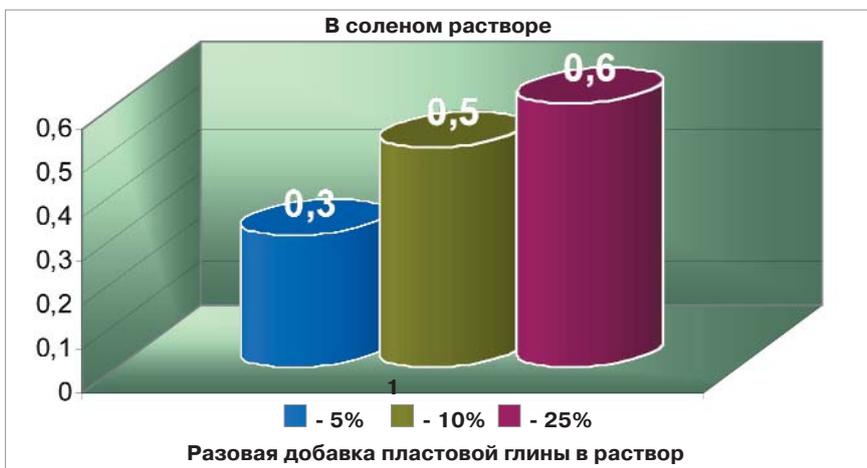


Рис. 1. Абсолютное количество пластовой глины, перешедшей за 6 часов перемешивания в соленый раствор

Таблица 6

Результаты седиментационного анализа в водной среде									
Время осаждения частиц глины, мин	Радиус частиц, мк	r среднее, мк	Δ r, мк	Время перемешивания суспензии 1 час			Время перемешивания суспензии 4 часа		
				Q, мг	Δ Q, мг	F(r)	Q, мг	Δ Q, мг	F(r)
0,5	53			31			24		
1	42	47,5	11	61	19	1,8	37	7	6,4
2	26	34	16	79	33	2	58	5	3,1
3	22	24	4	89	16	4	78	2	0,5
4	19	20,5	3	96	2	1,5	98	2	0,6
5	17	18	2	99	15	7,5	119	55	27,5
6	15	16	2	101	14	7	119	42	21

Глина с горизонта 132 м, фракция 1 мм, концентрация твердой фазы 1%. Промывочная среда - вода. Q - вес частиц глины, осевших на чашечке торсионных весов. F(r) - функция распределения. ΔQ - вес частиц, имевших радиусы от r_n до r_{n+1}

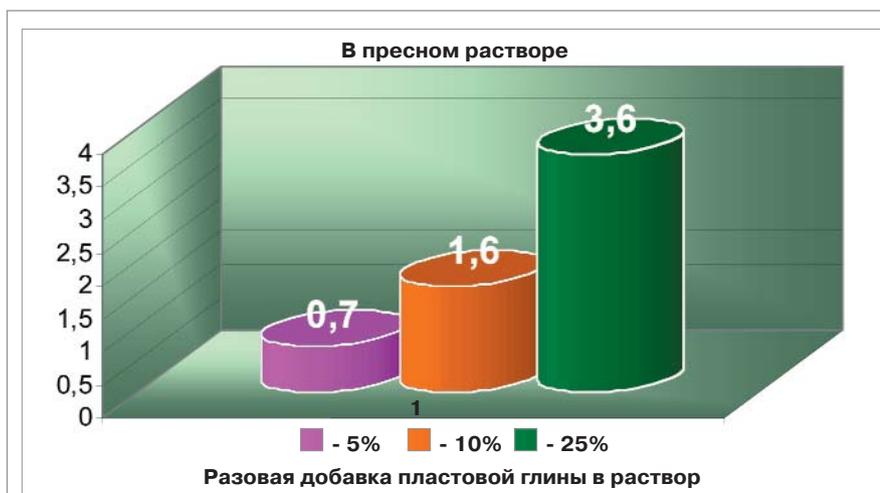


Рис. 2. Абсолютное количество пластовой глины, перешедшей за 6 часов перемешивания в пресный раствор

седиментационный анализ применяется для определения размеров твердых частиц в суспензиях. Были приготовлены 1% раствор глины в воде и глины (горизонт

132 м) в растворе на основе МФ-17. Анализ проводился после 1- и 4-часового перемешивания суспензий. Результаты эксперимента сведены в таб-

лицы (табл. 5, 6), из которых видно, что частицы глины в водной среде при перемешивании диспергируют. После 4 часов перемешивания суспензии резко возрастает количество частиц, имеющих радиус 16 мк. Раствор на основе МФ-17 подавляет диспергирование частиц. Происходит даже их укрупнение - возрастает количество частиц, имеющих радиус 96 мк.

Таким образом, выбуренная глинистая порода не участвует в структурообразовании полимерного раствора на основе МФ-17 вследствие его сильного ингибирующего действия на глину. При необходимой концентрации смолы МФ-17 в растворе наблюдается максимальный эффект по капсулированию водочувствительных глин в растворе и выбуренной породы, слагающей разрез ствола скважины.

Таблица 7

Результаты седиментационного анализа в полимерном растворе на основе МФ-17									
Время осаждения частиц глины, мин	Радиус частиц, мк	r среднее, мк	Δ r, мк	Время перемешивания суспензии 1 час			Время перемешивания суспензии 4 часа		
				Q, мг	Δ Q, мг	F(r)	Q, мг	Δ Q, мг	F(r)
0,5	133			39			25		
1	98	115	35	68	42	1,2	40	21	0,6
2	93	96	5	85	17	3,4	54	18	3,6
3	75	84	18	85	13	0,7	63	19	1,1
4	65	70	10	85	0	0	63	4	0,4

Глина с горизонта 132 м, фракция 1 мм, концентрация твердой фазы 1%. Промывочная среда - полимерный раствор на основе МФ-17. Q - вес частиц глины, осевших на чашечке торсионных весов; F(r) - функция распределения; ΔQ - вес частиц, имевших радиусы от r_n до r_{n+1}

Литература

1. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. - Оренбург: Изд-во "Летопись", 2005.
 2. Буровой раствор и управление его реологическими свойствами

при бурении скважин в осложненных условиях / В.Ф. Чихоткин, А.Я. Третьяк, Ю.М. Рыбальченко, М.Л. Бурда // Бурение и нефть. - 2007. - №7-8. - С. 58-60.
 3. Уляшева Н.М. Технология буровых жидкостей: учеб. пособие; в

2 ч.; ч. 1. - Ухта: УГТУ, 2008.
 4. Шарафутдинов З.З., Чегодаев Ф.А., Шарафутдинова Р.З. Буровые и тампонажные растворы: Теория и практика: Справ. / З.З. Шарафутдинов, - СПб.: Проффессионал, 2007.

Метод гидромеханического упрочнения ствола - основа системного совершенствования технологий строительства и эксплуатации нефтяных и газовых скважин

**И.А. Сагидуллин,
В.Н. Поляков**
/ООО "Кварц",
г. Азнакаево/

Устойчивая тенденция неуклонного роста сложности геолого-технических условий строительства и эксплуатации скважин природного и техногенного происхождения негативно отражается на показателях их качества и эффективности [1]. Характерной особенностью технологических операций, проводимых в скважине, является нестационарность гидравлического состояния и поведения системы "скважина - массив горных пород", контроль и регулирование которой остаются одними из главных проблем в технологии буровых работ. Происходящие при этом процессы интенсивного гидравлического и физико-химического взаимодействия флюидонасыщенных пластов и неустойчивых горных пород, нарушая технологию, приводят к различного рода ос-

ложнениям. Негативными последствиями этих неупорядоченных (хаотичных) процессов становится закономерное снижение ключевых показателей качества и эффективности строительства скважин: ухудшение коллекторских свойств прискважинной и удаленной зон продуктивных пластов, нарушение герметичности крепи с возникновением межпластовых перетоков, заколонных флюидопроявлений и объединением продуктивной толщи в единый фильтр [1]. В конечном счете, все отмеченное приводит к раннему и прогрессирующему обводнению скважин, нарушению систем разработки нефтегазовых залежей и снижению интегрального показателя - коэффициента извлече-



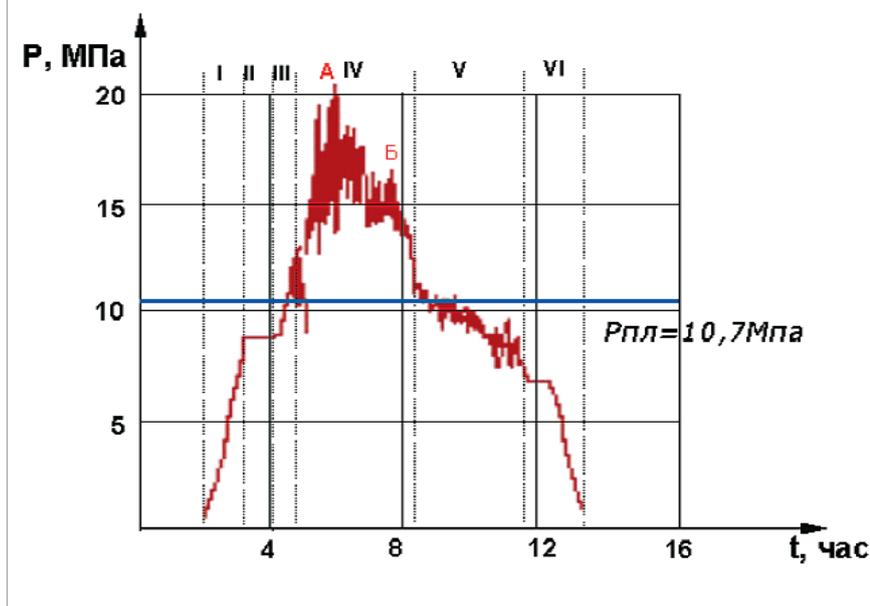


Рис. 1. Диаграмма замера давления в затрубном пространстве в процессе спуска-подъема бурового инструмента и промывки горизонтального ствола скважины №2880:

I - спуск инструмента в вертикальной части ствола скважины; *II* - ремонт оборудования; *III* - спуск инструмента в участке набора зенитного угла и горизонтального ствола; *IV* - промывка с расхаживанием бурового инструмента; *V* - подъем инструмента из горизонтального ствола и участка набора зенитного угла; *VI* - подъем инструмента в вертикальном участке;
 А - 20,7 МПа - восстановление циркуляции;
 Б - 16,9 МПа - промывка с расхаживанием

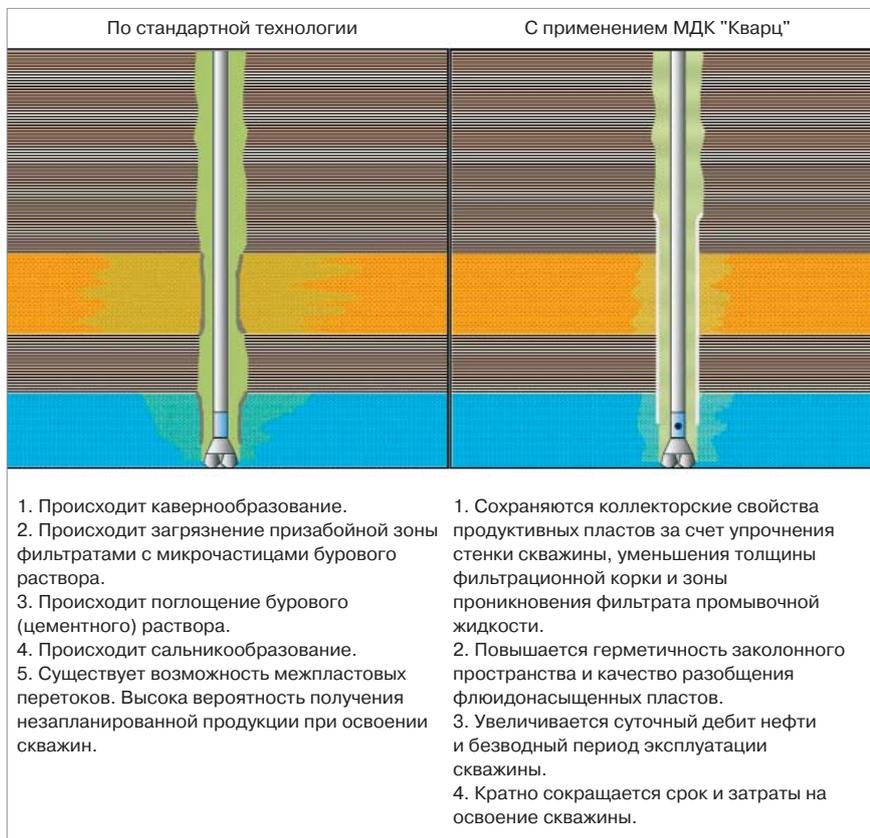


Рис. 2. Вскрытие продуктивного пласта по стандартной технологии (слева) и с применением МДК "Кварц" (справа)

ния нефти (КИН).

Применение традиционных и вновь разрабатываемых технологий, как показывает промысловый опыт, не приводит к эффективному решению этих технологических проблем, свидетельством чего является наметившийся застой в этой области. Сложившееся положение обусловлено тем, что применяемые и разрабатываемые технологии и технические средства направлены на решение частных промысловых задач каждого этапа бурения и заканчивания скважин, тогда как системному развитию технологии буровых работ, основанному на исключении причин их нарушения, специалистами должного внимания не уделяется. При этом преобладающее влияние на технологию и показатели буровых работ оказывают нестационарные виброволновые процессы гидромеханического состояния и поведения скважин, а также неуправляемые физико-химические взаимодействия технологических жидкостей и массива горных пород.

Характерные проявления нестационарности гидравлических условий бурения скважин при производстве различных операций представлены на **рис. 1**.

Анализ публикаций отечественных исследований [1, 2, 3] и изучение промыслового опыта в данной области показывают, что основной причиной осложнений является активная гидродинамическая связь скважины с вскрываемым комплексом проницаемых пород. Такая трактовка предопределяет дальнейшее направление решения проблемы - необходимость совмещения процесса вскрытия проницаемых пород с процессом их гидроизоляции.

На этом основании в ООО "Кварц" модифицирован и находит успешное применение "Метод гидромеханического упрочнения ствола в процессе бурения скважин" (**рис. 2**) [2]. Эффективная гидроизоляция ствола достигается за счет совмещения процессов бурения и кольматации

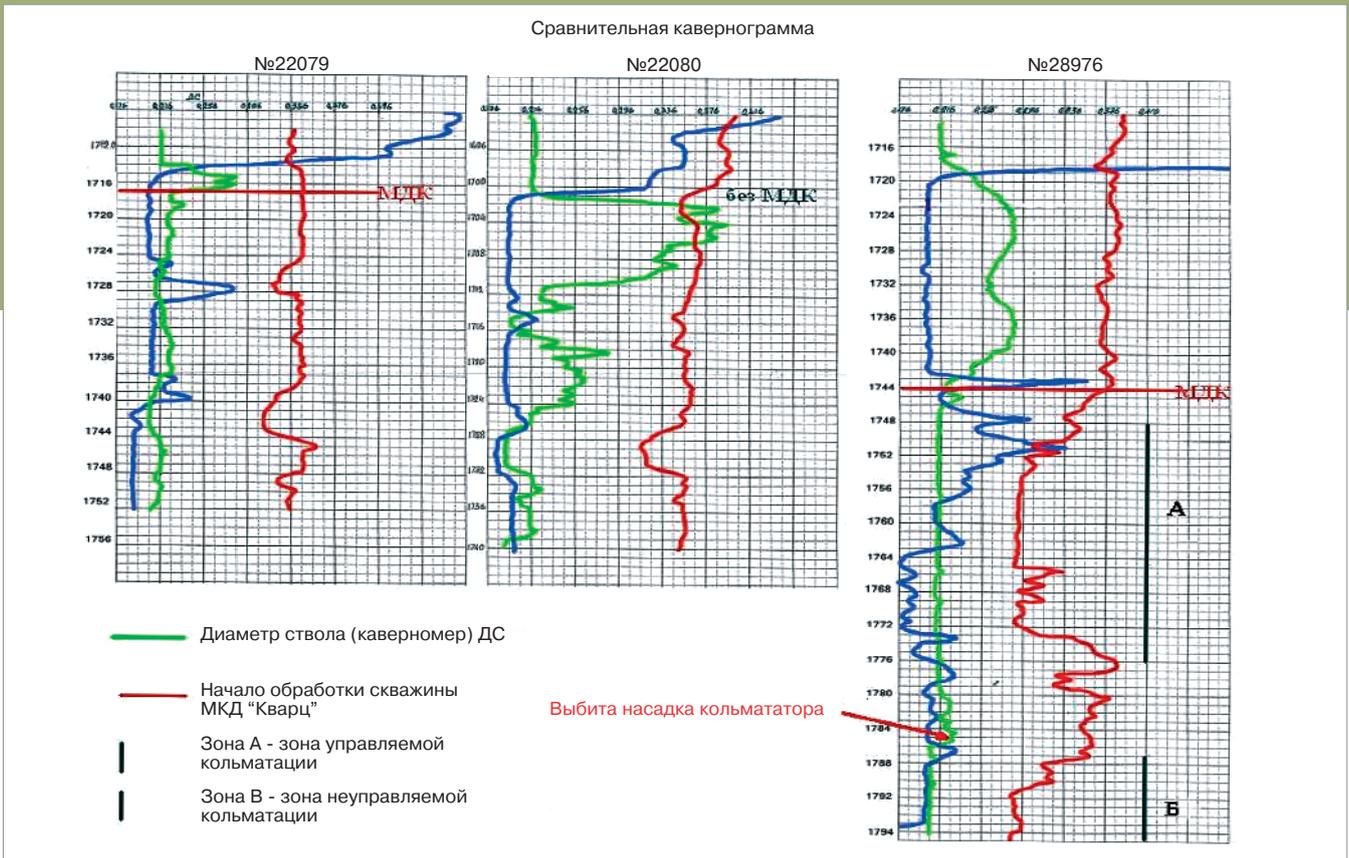


Рис. 3. Материалы геофизических исследований опытных (№№ 22079, 28976) и базовых (№ 22080) скважин

стенки скважины через гидромониторную насадку в наддолготном переводнике, реализации кинетической энергии струи и механизма "расклинивающего" давления, применения в глинистых (полимерглинистых, малоглинистых) буровых растворах модифицированного дисперсного кремнезема (МДК) торговой марки "Кварц". Промысловый опыт показал, что применение МДК:

- усиливает качество закольматированного гидроизолирующего экрана с одновременным снижением толщины глинистой корки;

- повышает гидромеханическую прочность ствола до градиента горного давления (0,020-0,023 МПа/м);

- снижает коэффициент приемистости проницаемых пород до $(0,01-0,015) \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{МПа})$ при действии репрессий;

- при действии депрессий герметичность ствола сохраняется в терригенных отложениях при 2-4 МПа, в карбонатных - 3-5 МПа [1, 2].

Преимущества и недостатки традиционной и модифицированной технологий приведены в подрисочной подписи **рис. 2**.

Получаемые гидроизолирующие характеристики защитного экрана позволяют производить гидромеханическую опрессовку ствола для оценки его технического состояния в процессе бурения скважины и значительно повысить качество ее подготовки к креплению (**рис. 3**).

Кроме того, проведенные исследования [2] по изучению МДК "Кварц" в составе глинистых буровых растворов совместно с полученными практическими результатами показывают, что наличие кремнезема значительно повышает

Таблица 1

Состав раствора	Характеристика фильтрационной корки			
	К, мм	Φ, см ³	Φ _{тр}	К _{пр} , мкд
К ₂ - контроль. Глинопорошок 9,2%. Нефть	1,4	16,8	0,27	12,2
К ₂ +0,1% МДК - Кварц	1	8	0,15	4,4
К ₁ - контроль. Глинопорошок 6,3%. КМЦ-700 (Камский) 0,25%. Нефть	0,8	6,8	0,3	-
К ₁ +0,05% МДК - Кварц	0,8	6,8	0,15	-

Таблица 2

Влияние МДК "Кварц" на динамику капиллярного всасывания		
Состав жидкости, концентрация МДК "Кварц"	Продолжительность капиллярного всасывания, мин	Кратность снижения скорости капиллярного всасывания
Дистиллированная вода - 100%	0,14	-
К-эмульсия	0,35	2
К+(0,01÷0,05)% МДК "Кварц"	3,14-3,5	9-10
К + 0,3% МДК "Кварц"	Более 100	284

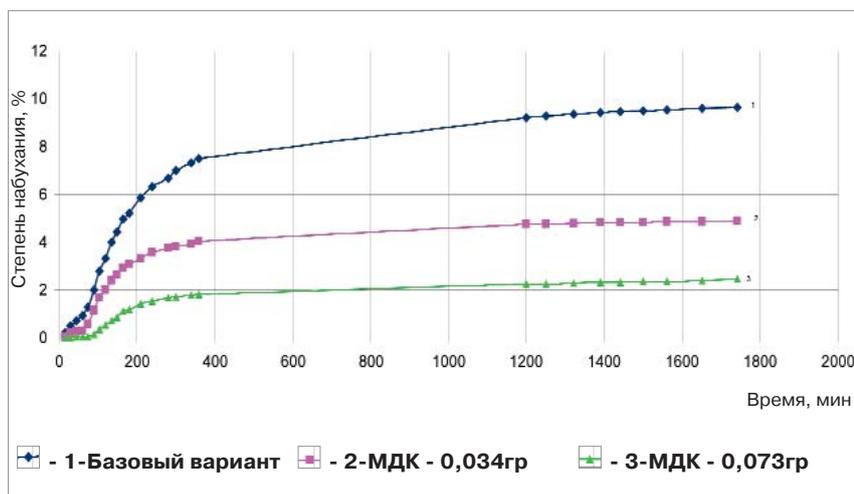


Рис. 4. Кинетика набухания кыновской глины в пресной воде в присутствии МДК "Кварц" по методике Васильева, Жигача-Ярова (ТатНИПинефть, 2004 г.)

ет качество самой глинистой корки (табл. 1), снижает степень набухания глин (рис. 4) и скорость капиллярного всасывания жидкости (табл. 2). Основные физико-химические свойства МДК "КВАРЦ" приведены в табл. 3.

Установлено, что контрольная эмульсия (вода + дизтопливо) в два раза замедляет капиллярное продвижение в сравнении с дистиллированной водой. Добавка 0,01-0,05% МДК к этой эмульсии снижает скорость ее капиллярного всасывания

в 10 раз, а при концентрации 0,3% МДК скорость всасывания замедляется более чем в 280 раз.

На рис. 5 приведена схема размещения техники для обработки ствола модифицированным дисперсным кремнеземом во время первичного вскрытия продуктивной толщи.

Современные рыночные отношения и условия разработки большинства нефтяных месторождений требуют от компаний обеспечения эф-

фективности капитальных вложений в строительство скважин за счет увеличения, в частности, дебитов по нефти на новых скважинах, что в значительной степени зависит от сохранения коллекторских свойств при первичном вскрытии продуктивного пласта. С этой целью в ОАО "Татнефть" в 2001 г. была принята программа по опробованию и массовому внедрению новых технологий бурения и вскрытия продуктивных пластов. При их оценке специалистами "ТатНИПинефть" было отмечено, что максимальной эффективностью обладает "Технология вскрытия продуктивных пластов с кольмататором и МДК "Кварц" (4).

Выводы

1. Применение традиционных буровых технологий на длительно разрабатываемых месторождениях, как свидетельствует промышленная практика, не приводит к эффективному решению назревших технологических проблем, что подтверждается наметившимся застоем в этой области.

2. Усовершенствованный ООО "Кварц" метод гидромеханиче-

Таблица 3

Основные характеристики модифицированного дисперсного кремнезема (МДК), соответствующие ТУ 2458-001-50618596-2009	
Наименование показателей	
Внешний вид	Сыпучий порошок от белого до серо-желтого цвета
Водородный показатель (рН суспензии)	2,0-10,0
Гидрофобность, %	до 99,8
Насыпная плотность, г/дм ³	40-245
Удельная поверхность, м ² /г	до 440
Эффективный краевой угол смачивания поверхности, обработанной МДК "Кварц"	до 168
Размер частиц*, нм	5 - 40
Содержание ОН-групп, моль/г продукта	2,5 - 4,7
Содержание алкильных групп, групп/нм ²	0,20 - 2,35
Гидрофильно-липофильный баланс (ГЛБ)	0,5 - 15,0

* - по паспортным данным с заводов - поставщиков сырья

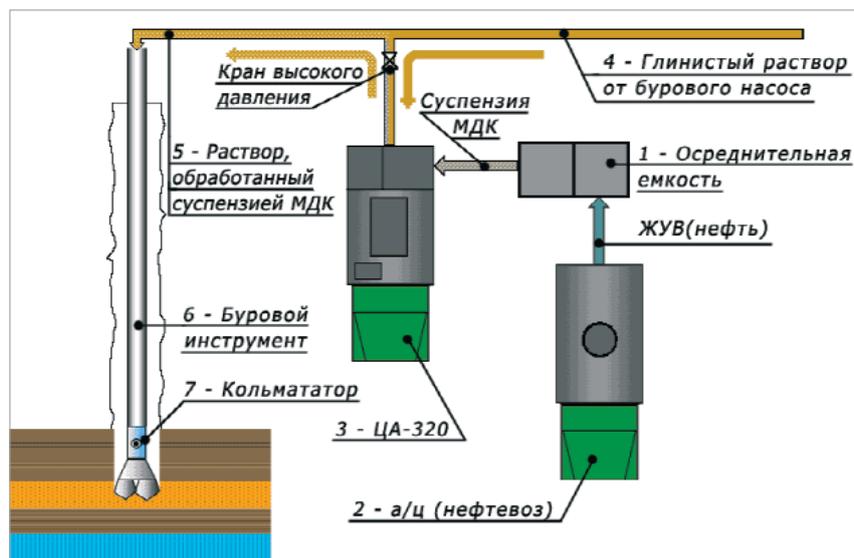


Рис. 5. Схема размещения техники для обработки пласта модифицированным дисперсным кремнеземом во время первичного вскрытия

ского упрочнения ствола в процессе бурения скважин с использованием в буровых растворах модифицированного дисперсного кремнезема (МДК), как показали результаты промысловых работ, является одним из перспективных научно-технических направлений совершенствования технологии буровых работ, реализация которого приводит к нелинейному росту ключевых качественных и технико-экономических показателей строительства нефтяных и газовых скважин в сложных и изменяющихся геолого-технических и гидродинамических условиях бурения и заканчивания скважин.

Литература

1. Поляков В.Н., Вяхирев В.И., Ипполитов В.В. Системные решения технологических проблем строительства скважин / Под общ. ред. В.Н. Полякова. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. - 240 с.
2. Поляков В.Н., Кузнецов Ю.С.,

Сабилов М.Г., Сагидуллин И.А. и др. Реагент МДК "Кварц" в технологических процессах строительства и эксплуатации скважин // Нефтяное хозяйство. - 2003. - № 8. - С. 130-132.
3. Катеев Р.И. Крепление скважин в аномальных гидродинамических

условиях разработки нефтяных месторождений Татарстана. - М.: Наука, 2005. - 168 с.
4. Ахмадишин Ф.Ф., Фаткуллин Р.Х. и др. Результаты применения технологии заканчивания скважин при их строительстве // Нефть и Жизнь. - 2005. - №3(15). - С. 45.

►►► визитная карточка предприятия



ООО «Кварц»

модифицированный дисперсный кремнезем
в технологиях строительства и эксплуатации скважин

423330, Республика Татарстан,
г. Азнакаево, ул. Хасаншиной, 16
тел./факс (85592) 7-79-85
www.mdk-nano.ru
office@mdk-nano.ru

- ◆ 10 лет стабильной работы в нефтегазовой отрасли
- ◆ Собственное производство
- ◆ Наличие запатентованных технологий
- ◆ Разработка и внедрение новых технологий
- ◆ Научно-исследовательская работа (поиск оптимального решения поставленных задач, лабораторные исследования и опытно-промышленные испытания)



За десятилетнюю историю существования нашего предприятия более двух тысяч нефтегазовых скважин обработано с использованием МДК «Кварц»

Современное оборудование в области геолого-технологических исследований (ГТИ)

**В.А. Степанчук,
Д.В. Киняев**
/ООО "ИМСС", г. Самара/

**ООО "Информационный
мониторинг
строительства скважин"**
443080, г. Самара,
ул. Революционная, 70, литер 2,
офис 302
тел. (846) 342-52-41
факс (846) 373-87-30
imss@imss.su
www.imss.su

В.В. Тимофеев
/СГУ им. Н.Г. Чернышевского,
геологический факультет,
г. Саратов/

ОО "Информационный мониторинг строительства скважин" было создано в 2007 году группой специалистов, занимающихся сервисом ПГИ с 2000 года. Наша организация разрабатывает новые методы и технологии в области геолого-геофизических исследований.

Задачи, решаемые в процессе проведения ГТИ, нельзя назвать тривиальными: это не только контроль и оптимизация процесса бурения, обеспечение наиболее экономичного режима проходки скважины, сбор, анализ и хранение данных по бурящейся скважине, организация видеонаблюдения с регистрацией данных, но и решение проблем, далеко выходящих за чисто технические рамки - выявление зон аномально высокого пластового давления, предупреждение аварийных ситуаций, выделение полезных коллекторов и определение характера их насыщения.

Опираясь на многолетний опыт работ в данной сфере, наша компания в сотрудничестве с одним из старейших российских вузов - Са-

ратовским государственным университетом имени Н.Г. Чернышевского - разработала и внедрила в производство все виды оборудования, необходимого для проведения работ по геолого-технологическим исследованиям.

Организация предлагает услуги по проведению геофизических исследований в процессе строительства нефтегазовых скважин и решению сопутствующих задач с расширенным профилем. Имеются положительные отзывы от таких заказчиков, как ООО "Юганскнефтегазгеофизика" и др.

Наша компания является также поставщиком геофизического оборудования для многих крупных организаций, работающих в сфере геолого-технологических исследований, таких как ООО "Петровайзер", ООО "Геотайм", нефтяная компания "Геопласт" и многие другие.

ООО "Информационный мониторинг строительства скважин" сотрудничает с геологическим факультетом Саратовского государственного университета имени Чернышевского (СГУ), предоставляя выпускникам возможность пройти



Рис. 1. Датчик уровня бурового раствора



Рис. 2. Датчик плотности БР на входе с использованием радиоактивного источника малой интенсивности Na22



Рис. 3. Датчик плотности БР на выходе с использованием радиоактивного источника малой интенсивности Na22



Рис. 4. Индикатор потока на выходе



Рис. 5. Датчик положения лебедки

производственную практику с перспективой последующего трудоустройства. В планах дальнейшего развития сотрудничества ООО "ИМСС" с кафедрой геофизики - совместная разработка датчика по контролю за содержанием хлор-иона в буровом растворе для определения ионного обмена бурового раствора и природных вод.

В нашей организации разработка и изготовление датчиков и оборудования, подготовка кадров, комплектация станций, методическое обеспечение - все находится в одних руках и очень быстро реализуется с учетом возможного изменения объемов или необходимости решения нестандартной задачи, поставленной заказчиком.

В службе ГТИ многих геофизических организаций при использова-

нии приборов для измерения уровня бурового раствора в емкостях преобладают датчики поплавкового типа (резисторные, герконовые, работающие на основе принципа эффекта Холла). Они уже давно технически и морально устарели. Практика применения ультразвуковых датчиков показала их большую зависимость от испарений промывочной жидкости, особенно в зимнее время года. Мы предлагаем иное решение задачи контроля уровня бурового раствора. Применение инновационных технологий позволило смоделировать конструкцию датчика, работающего без каких-либо механических перемещений, принцип действия которого основан на преобразовании электрической емкости чувствительного элемента, изменяющейся пропорцио-

нально уровню измеряемой жидкости.

Так как в разных организациях применяются различные системы сбора, наш прибор предоставляет возможность снимать выходной сигнал с датчика в пределах 0-10 В и 4-20 мА одновременно, что позволяет использовать его с любой системой регистрации и сбора информации без дополнительных приспособлений и устройств. К достоинствам этого решения можно отнести практически любой диапазон измерений, высокую дискретность, а небольшой вес и габариты устройства облегчают доставку его на объект и сам монтаж. Отсутствие трущихся элементов повлияло на долговечность работы приборов,



Рис. 6. Датчик температуры бурового раствора



Рис. 7. Датчик ходов насоса и оборотов ротора



Рис. 7. Датчик веса



Рис. 8. Датчик момента на роторе

проходивших испытания в условиях Крайнего Севера.

Из нового оборудования можем рекомендовать датчик плотности БР на входе с использованием ра-

диоактивного источника малой интенсивности Na22 .

Стандартный комплекс ГТИ, предлагаемый ООО "Информационный мониторинг строительства сква-

жин", сформирован в соответствии с РД 153-39.0-069-01 «Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин».

Нами получен сертификат соответствия изготавливаемых станций геолого-технологических исследований (станций ГТИ) требованиям стандарта СТ ЕАГО 051-01 "Геофизическая аппаратура и оборудование. Компьютеризированные станции геолого-технологических исследований. Параметры, характеристики, требования. Методы контроля и испытаний" №ССГП 01.1.1-165 от 10 марта 2009 года, а также сертификат соответствия №СДС.ТП.СМК.00219-09 Система Менеджмента Качества ISO (9001:2000).

В настоящее время ООО "Информационный мониторинг строительства скважин" - молодая, быстро развивающаяся компания, имеющая производственную базу, уникальный опыт и технологии производства оборудования для промышленной геофизики, опыт работ в различных географических зонах на территории России - от Поволжья до Заполярья.

Мы открыты для сотрудничества и будем рады разработать и создать необходимое нетиповое оборудование, подходящее под требования заказчика.



Рис. 9. Устройство сбора и обработки (УСО)



Рис. 10. Станция ГТИ

Особенности инвертно-эмульсионных буровых растворов при бурении пологих и горизонтальных скважин на месторождениях ООО "Лукойл-Пермь"

Ю.В. Фефелов,
Д.В. Карасев,
И.Л. Некрасова,
А.М. Нацепинская
/ООО "ПермНИПИнефть"/

В настоящее время большой объем работ по строительству скважин на месторождениях Пермского Прикамья ведется в природоохранных зонах и зонах промышленного запаса калийных солей. На этих месторождениях в связи с увеличением объема бурения скважин с большим проложением и сложным профилем решение вопроса выбора оптимальной рецептуры бурового раствора является достаточно актуальным.

Большинство горизонтальных скважин со сверхдальним отклонением от вертикали пробурено с использованием буровых растворов на углеводородной основе. Тип указанных растворов для бурения сильно искривленных скважин выбирается исходя из необходимости решения основной проблемы, связанной с передачей нагрузки на долото, поскольку реализация нагрузки на забой путем передачи собственного веса бурильной колонны (БК) на долото при больших зенитных углах и больших проложениях

ограничена величиной сопротивлений, возникающих при движении БК в стволе скважины, и зависит от зенитного угла и коэффициента трения ($K_{тр}$) в паре "порода-металл" [1]. Наиболее доступным методом решения этой проблемы является снижение сил трения в паре "порода-металл" за счет регулирования триботехнических свойств бурового раствора. В большей мере такими свойствами обладают буровые растворы на углеводородной основе (РНО, ИЭР).

В то же время буровой раствор для бурения скважин в осложненных условиях, особенно при проводке ствола по неустойчивым отложениям с большими зенитными углами, должен обладать оптимальными структурно-реологическими характеристиками для обеспечения выноса и удержания шлама, снижения гидравлических сопротивлений при промывке, высокими ингибирующе-гидрофобизирующими свойствами

для сохранения устойчивости глинистых пород.

Низкая эффективность многих разработанных буровых растворов на углеводородной основе для бурения сильно искривленных скважин обусловлена их предельно высокими реологическими характеристиками (η и τ) при высоких скоростях сдвига и низкими реологическими характеристиками при низких скоростях сдвига (прочность геля), что обуславливает возникновение больших дополнительных гидравлических сопротивлений при промывке, но не обеспечивает необходимой удерживающей способности.

Регулирование свойств РУО, инвертно-эмульсионных растворов (ИЭР) достигается за счет специальных реагентов различного функционального назначения: эмульгаторов, стабилизаторов, гидрофобизаторов, понизителей фильтрации, регуляторов реологии. Многокомпонентность ИЭР объясняется тем, что большинство реагентов, предназначенных для формирования устойчивой гидрофобной эмульсии типа "вода в масле", не обладает комплексом необходимых качеств, т.е. полифункциональностью. В результате снижается технологичность приготовления ИЭР, усложняется состав и управление их свойствами.

Наиболее простыми по компонентному составу являются ИЭР на основе нефти и дизтоплива, поскольку в этих системах стабилизаторами и эмульгаторами эмульсий являются преимущественно ароматические соединения, содержащиеся в этих продуктах (смолы, асфальтены), и сернистые соединения. Но эти же соединения определяют и высокую токсичность растворов на углеводородной основе.

В настоящее время разработка экологически малоопасных модификаций ИЭР идет в нескольких направлениях, и в качестве основы инвертных эмульсий используют очищенные и менее токсичные минеральные масла с содержанием ароматических углеводородов ниже 0,5%; выделенные из смеси углево-

дородов отдельные фракции $C_{10}-C_{18}$ (преимущественно парафино-нафтовые), подверженные биодеструкции; продукты на основе масел растительного, животного и синтетического происхождения.

В институте проведены исследования по разработке нетоксичных буровых растворов на неводной основе для бурения скважин с большим проложением.

В качестве олеофильной фазы эмульсионных растворов предложены низковязкие минеральные (индустриальные) масла, триглицериды высших жирных кислот (сложные эфиры растительных масел), а также синтетические жидкости из класса полиальфаолефинов. Соединения этих классов на 50-90% имеют меньшую токсичность в сравнении с базовыми системами на основе дизтоплива, являются экологически более безопасными по таким критериям, как токсическое воздействие на экосистемы, способность к био- и фотохимической деградации в природной среде до безопасных продуктов, показатели промсанитарии и пожаробезопасности.

Отсутствие "природных" эмульгаторов и стабилизаторов эмульсий при использовании малотоксичных неароматических углеводородов в качестве дисперсионной среды ИЭР потребовало поиска нестандартных методов решения проблемы стабилизации инвертных эмульсий.

Разработан комплексный реагент эмульгирующе-стабилизирующего действия (РКД) и инвертно-эмульсионный буровой раствор на его основе, характеризующийся реологическими, тиксотропными, псевдопластическими и фильтрационными свойствами, необходимыми для бурения пологих и субгоризонтальных скважин и вскрытия продуктивных пластов [2]. В состав РКД входят продукт переработки таллового масла на основе высших жирных кислот, калиевый щелочной реагент, ПМК, малотоксичный углеводородный растворитель.

Механизм стабилизации эмульсий заключается в образовании на по-

верхности раздела фаз ориентированной в пространстве гидрофильно-олеофильной структурированной пленки в результате взаимодействия РКД с содержащимися во внутренней водной фазе катионами щелочных и щелочноземельных металлов.

Продукты переработки таллового масла на основе высших жирных кислот, которые по своему составу относятся к карбоновым кислотам алифатического ряда с длиной цепи в основном $C_{15}-C_{17}$, в реакции со щелочным реагентом, представленным гидроксидом калия, образуют калиевое мыло, которое вследствие своего жидкого агрегатного состояния равномерно распределяется в составе растворителя, образуя коллоидный раствор ПАВ, обеспечивающий низкое значение поверхностного натяжения на границе с водной фазой и способный образовывать на межфазной поверхности прочные защитные пленки.

Реагент ПМК при взаимодействии с водой частично образует малорастворимый в воде гидрогель, который концентрируется на поверхности раздела фаз, выполняя роль структурообразователя.

В качестве реагента, увеличивающего значения реологических свойств инвертных эмульсий при низких скоростях сдвига, а также величину начальной прочности геля, необходимых для качественной очистки ствола пологих и субгоризонтальных скважин, в систему дополнительно вводится высшая жирная непредельная кислота цис-конфигурации, к примеру, олеиновая. Поскольку указанная кислота вводится на стадии завершения формирования и стабилизации инвертной эмульсии и не участвует в реакциях, протекающих на поверхности раздела фаз, она равномерно распределяется в олеофильной дисперсионной среде раствора и образует сетчатую структуру из длинных углеводородных цепочек, соединенных между собой химическими и координационными связями.

С использованием комплексного реагента эмульгирующе-стабилизи-

рующего действия получены эмульсии с содержанием гидрофильной дисперсной фазы 40-70%. Гидрофильная дисперсная фаза может быть представлена водными растворами солей щелочных и щелочноземельных металлов различной концентрации, пластовой водой, безглинистыми буровыми растворами на основе полисахаридов. В зависимости от соотношения масляной и водной фаз и концентрации компонентов в РКД инвертные эмульсии характеризуются следующими показателями:

Плотность, кг/м ³	900-1510
Показатель фильтрации (по АНИ), см ³	
при t=20 °С	0-2
при t=80 °С	2-5
Пластическая вязкость, (η) мПа·с	25-120
Прочность геля, фунт/100 фут ²	4-20/5-26
Динамическое напряжение сдвига, (τ) дПа	50-460
Электростабильность, (Э) В	Не менее 150
ВНСС, мПа·с	10000-40000

Исследование стабильности растворов (метод центрифугирования) свидетельствует о том, что инвертные эмульсии, полученные на основе РКД, после центрифугирования остаются агрегативно и седиментационно устойчивыми, электростабильными и сохраняют свои исходные реологические параметры. Выдерживание терригенных пород кыновских отложений в среде ИЭР на основе РКД показало инертность глин по отношению к данным растворам и сохранность образцов керна в течение всего периода наблюдений (1 месяц). Кроме того, подтверждена устойчивость ИЭР к загрязняющему действию таких компонентов, как глина, цемент и пластовые воды.

При разработке программы работ по буровым растворам для конкретной скважины определяются характеристики реологического поведения инвертных эмульсий в кольцевом пространстве, рассчитываются потери давления и коэффициент выноса шлама. По этим результатам проводится корректировка компонентного состава ИЭР для обеспечения оптимальных реологических характеристик.

ИЭР прошел санитарно-гигиеническую экспертизу, получены патенты на раствор и способ его утилизации, разработан и утвержден в Ростехнадзоре "Регламент по технологии приготовления и применения инвертно-эмульсионного бурового раствора".

После успешного опытно-промышленного испытания раствора в 2007 году при бурении бокового ствола на Курбатовском месторождении (номинальный ствол скважины в интервале бурения на ИЭР, вынос керна 97-100%, отсутствие проблем при СПО, удовлетворительное качество цементирования) в 2008 году началась стадия промышленного внедрения ИЭР при строительстве скважин со сложным профилем.

В 2009 г. с использованием ИЭР завершается строительство шестой скважины с горизонтальным окончанием (4 эксплуатационные скважины и 2 боковых ствола). Для реконструкции скважин бурением боковых стволов данный тип раствора был изначально заложен в проектно-сметную документацию исходя из геолого-технических особенностей бурения. Отличительной особенностью профиля данных боковых стволов являются большие зенитные углы в неустойчивых терригенных отложениях, а именно в отложениях тульского, бобриковского и радаевского горизонтов (свыше 80°). Проведенный анализ строительства скважин на близлежащих месторождениях показал, что при проводке скважин с промывкой малоглинистыми и безглинистыми буровыми растворами, в которых зенитный угол ствола скважины в терригенных отложениях превышает 70°, наблюдались осложнения, связанные с неустойчивостью ствола. С целью снижения вероятности возникновения осложнений и аварий в процессе бурения в интервале бурения терригенных отложений и вскрытия продуктивного пласта было предусмотрено использование ИЭР.

На эксплуатационных скважинах данный раствор использовался для ликвидации аварийных ситуаций, связанных с нарушением устойчивости терригенных пород, что было обусловлено некачественной установкой цементных мостов в интервале верейских отложений, возникновением производственных проблем у бурового подрядчика (оставление инструмента на забое) и, как следствие, увеличением времени строительства в два и более раза. В частности, на одной из скважин с использованием высокоингибированного малоглинистого бурового раствора на бурение интервала 1680-1804 м было затрачено 40 дней, включая ликвидацию осложнений. После безрезультатных попыток дальнейшего буре-



Технологические данные по скважинам с использованием ИЭР

Параметр \ скважина	Эксплуатационные скважины			Боковые стволы	
	скв. 1	скв. 2	скв. 3	скв. 1	скв. 2
Максимальный зенитный угол	90	83,4	83	93	84,7
Интервал бурения, м	1870-2137, 5 (267,5 м)	1656-2080 (423,9 м)	1709-1980 (271 м)	1320-1711 (391 м)	1330-1709 (379 м)
Время бурения интервала, сут.	50	11	15	21	17
Механическая скорость бурения, м/ч	1,37-4,37	3,16-4,39	1,79-3,2	0,3-2,9	2,64
Основные технологические параметры раствора:					
Пластическая вязкость, мПа·с	62,5-118	55-81	74-85	64-90	46-94
Динамическое напряжение сдвига, дПа	104-225,9	81,6-153,6	100,8-168	53-268,8	101-264
Показатель фильтрации по АНИ, см ³	0,2-1	0,4-2,5	1-2,5	0	0-2,8

ния было принято решение о забурировании нового ствола и переходе на ИЭР, в результате за 11 дней был пробурен интервал 1656-2080 м и скважина успешно доведена до проектной глубины.

ИЭР обеспечил необходимую ингибирующую, выносную и удерживающую способность раствора и, как следствие, доведение скважин до проектной глубины.

Все скважины с использованием ИЭР пробурены до проектной глубины без осложнений. Основные технологические данные по пробуренным скважинам представлены в **табл. 1**. По результатам бурения скважин можно выделить следующие преимущества используемого ИЭР: стабильность и возможность оперативного регулирования свойств раствора во время бурения; отсутствие проблем с устойчивостью ствола скважины; полный вынос выбуренного шлама; отсутствие проблем при спускоподъемных операциях и проведении каторажных работ.

Необходимо отметить высокую стабильность ИЭР во времени, что позволяет сохранять и перевозить дорогостоящий раствор для использования на других скважинах. В частности, при бурении первого бокового ствола буровой подрядчик сохранил раствор и использовал его при бурении следующей скважины (из 46 м³ заготовленного раствора 31 м³ составил отработанный ИЭР). При строительстве эксплуатационных скважин 65 м³ отработанного ИЭР перевезено с одной скважины на другую, что позволило сократить объем заготовленного раствора на 50%. Повторное использование отработанного ИЭР на последующих скважинах обуславливает не только технологическую, но и экономическую целесообразность внедрения этого раство-

ра на скважинах со сложным профилем. В большей степени экономическая привлекательность применения дорогостоящих ИЭР будет возрастать в случае решения вопроса утилизации этих растворов с последующим возвращением в технологический цикл углеводородной составляющей бурового раствора.

Для обеспечения замкнутого цикла использования ИЭР разработана технология разрушения ИЭР на блоке ФСУ с выделением и последующей утилизацией неводной основы (минеральных, растительных или синтетических масел). Это позволит значительно сократить расходы на приготовление ИЭР и снизить транспортные расходы на вывоз отработанных технологических жидкостей.

Литература

1. Профили направленных скважин и компоновки низа бурительных колонн / А.Г.Калинин, Б.А.Никитин, К.М. Солодкий и др. - М.: Недра, 1995. - 303 с.
2. Патент РФ 2336291. Эмульгатор-стабилизатор инвертных эмульсий и способ приготовления ИЭР на его основе.


www.russianoilgas.ru

Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE 2010

26–28 октября 2010 г., Москва, ВВЦ, павильон №75

Бурение • Геология и геофизика • Повышение нефтеотдачи пласта • Технологии добычи • Гидродинамические процессы извлечения нефти • Разработка сложных коллекторов
Заканчивание скважин • Мониторинг коллектора • Каротаж скважин и оценка параметров пласта • Газовые технологии • Моделирование пласта • Гарантия обеспечения потока • Реактивизация разработки месторождений на поздней стадии • Новые технологии

125009, Москва, ул. Большая Никитская, дом 24/1, строение 5, подъезд 2
Тел.: +7 495 937-68-61, доб. 136
Факс: +7 495 937-68-62
E-mail: natalia.sitnikova@reedexpo.ru

Организаторы
Reed Exhibitions
SPE Society of Petroleum Engineers

Официальная публикация Официальный медиа-партнер

Платиновые спонсоры 2008 Золотой спонсор 2008

Спонсоры 2008











Обоснование выбора дисперсности и содержания кольматанта в буровом растворе для повышения качества вскрытия пласта

**В.И. Яковенко,
Н.Ю. Мойса,
П.П. Овсянников**
/ОАО "НПО "Бурение",
г. Краснодар/

Актуальной задачей при строительстве скважин является сохранение проницаемости призабойной зоны продуктивных пластов, что зависит от качества первичного вскрытия пласта. В ОАО НПО "Бурение" на основании 35-летнего производственного опыта дополнительно были выполнены исследовательские, стендовые работы, направленные на определение оптимальной концентрации и дисперсности твердой составляющей бурового раствора и полимерной основы его фильтрата. Качество вскрытия пласта при бурении определяется степенью сохранения условий притока нефти из пласта в скважину через пораженную твердой и жидкой фазами бурового раствора призабойную зону пласта (ПЗП).

Основными факторами, оказывающими влияние на проницаемость пород коллектора в ПЗП при его вскрытии бурением, являются репрессия, продолжительность ее действия, состав и свойства бурового раствора. Репрессия определяет принципиальную возможность

воздействия бурового раствора на пласт. Она является причиной формирования у стенки скважины наружной фильтрационной корки и зоны кольматации, через которые жидкая фаза (фильтрат) отфильтровывается в пласт. Под действием репрессии происходит задавливание компонентов бурового раствора в естественные или принудительно раскрытые трещины. Период времени вскрытия продуктивного интервала, т.е. продолжительность действия репрессии на пласт, определяет размеры зон поражения пласта твердой и жидкой фазами бурового раствора. И если глубина зоны кольматации, формирующейся в период мгновенной фильтрации длительностью 1-3 сек, составляет от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров [1, 2 и др.], то размер зоны проникновения фильтрата зависит от скорости поступления фильтрата бурового раствора в пласт через сформировавшуюся на стенке скважины фильтрационную корку и закольма-

тированный пристеночный слой породы.

Радиус зоны (R_{ϕ}) проникновения фильтрата бурового раствора определяется по формуле [3]

$$R_{\phi} = R_c \sqrt{1 + (2V_{\phi} T / m R_c)}, \quad (1)$$

где R_c - радиус скважины, м; V_{ϕ} - скорость фильтрации, м/с, определяемая экспериментально; T - продолжительность действия репрессии, с; m - пористость коллектора.

Скорость фильтрации V_{ϕ} зависит от пропускной способности корки и проницаемости зоны кольматации, определяемых фракционным составом и свойствами твердой фазы бурового раствора. Качественные буровые растворы, обеспечивающие минимальный радиус зоны проникновения фильтрата в пласт, имеют скорость фильтрации порядка 10-7 м/с.

Таким образом, для повышения качества вскрытия пластов необходимо использовать такие буровые растворы, которые в конкретных горно-геологических условиях обеспечивали бы минимально возможные размеры зон поражения коллектора в ПЗП при максимально возможном сохранении проницаемости пород пласта в этих зонах. Из сказанного вытекают основные требования к свойствам твердой фазы бурового раствора, предназначенного для вскрытия продуктивного пласта:

- для сокращения периода мгновенной фильтрации, при которой происходит внедрение твердых частиц в поровые каналы породы-коллектора, размер частиц должен соответствовать размерам пор исходя из условия образования сводовых перемычек непосредственно у поверхности проницаемой породы, контактирующей с буровым раствором;

- твердая фаза должна содержать в своем составе и более мелкие, вплоть до коллоидных, частицы для образования сводовых перемычек на уменьшающейся вследствие осаждения более крупных частиц просветности поровых каналов и формирования плотной низкопроницаемой фильтрационной корки;

- дисперсность и концентрация твердой фазы в буровом растворе должны обеспечивать такую проницаемость фильтрационной корки и закольматированного при мгновенной фильтрации поверхностного слоя породы, при которой в условиях вскрытия конкретного пласта величина скорости фильтрации составляет $V_{\phi} = 10-7$ м/с;

- физико-химические свойства поверхностной пленки жидкости, обволакивающей твердые частицы в буровом растворе, должны обеспечивать минимально возможную адгезионную способность частиц по отношению к нефтенасыщенной породе.

Выбору гранулометрического состава твердой фазы и ее количественного содержания в буровом растворе в настоящее время посвящено достаточно много работ [4, 5, 6]. Так, для создания эффективной основы фильтрационной корки буровой раствор должен содержать основные сводообразующие частицы, размер которых несколько меньше самых крупных пор в пласте, но не менее одной трети их размера. Для закупоривания более мелких пор в пласте и образовавшейся сводовой перемычке необходимы частицы меньшего размера вплоть до коллоидных.

Указания о выборе сводообразующих частиц, приведенные в [4] на основе опубликованных данных, связывают размер этих частиц с проницаемостью пород, что, строго говоря, не совсем корректно, так как закупорке подвергаются поры пласта. А прямой зависимости между проницаемостью и пористостью, а тем более размером пор, не существует.

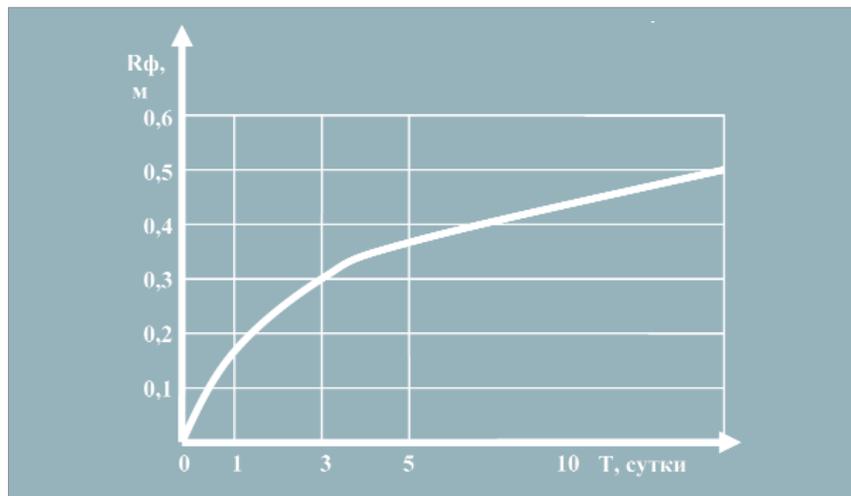
Выбор кольматанта для закупорки трещин в пласте при условии максимального сокращения периода мгновенной фильтрации состоит в выборе размера сводообразующих частиц и их концентрации в буровом растворе. Согласно требованиям [6], перед вскрытием трещинного коллектора необходимо в состав твердой фазы вводить кольматант с размером частиц не менее 0,6 от раскрытости трещин в количестве не менее 10 с/о от общего количества твердой фазы. Ре-

комендуется также вводить в состав твердой фазы бурового раствора кислоторастворимые компоненты в количестве 3,0 с/о от общего объема твердой фазы.

Вместе с тем следует отметить, что определить степень раскрытости трещин в реальных пластах практически невозможно. Трещиноватость кернов также неадекватна трещиноватости коллекторов. В большинстве случаев раскрытость трещин в ядрах не превышает нескольких десятков микрон, и трещины, влияющие на работу скважины, обычно ядром не фиксируются, так как ядро в процессе отбора распадается по этим трещинам. Поэтому для выбора кольматанта, наиболее эффективно закупоривающего вход в трещины разной раскрытости, пользуются ядром с искусственной трещиной.

Раскрытость трещин в реальных коллекторах в большинстве случаев не превышает 10 мкм, но может быть и значительно больше. В связи с отсутствием точной информации о действительной величине раскрытости трещин в условиях вскрытия реальных пластов закупорить их значительно сложнее, чем поровый коллектор. И если скорость формирования закупоривающего тампона на входе в трещину невелика, то в период мгновенной фильтрации мельчайшие частицы твердой фазы бурового раствора проникают в трещину и откладываются на стенках, пока вся трещина не заполнится фильтрационной коркой. Такие внутренние корки не удаляются при обратном течении пластовых флюидов. Поэтому в таких случаях рекомендуется использовать буровые растворы с разлагаемой твердой фазой [4, 6].

Обобщая изложенное, необходимо отметить, что все рекомендации по выбору кольматанта для успешного закупоривания фильтрационных каналов как в поровых, так и в трещинных коллекторах направлены на максимально возможное сокращение периода мгновенной фильтрации и сводятся к определению оптимального размера сводообразующих частиц в зависимости от среднего радиуса пор



Изменение радиуса зоны проникновения фильтрата R_{ϕ} от времени действия репрессии T

или раскрытости трещин. Эти рекомендации носят весьма условный характер, так как базируются на идеализированной геометрии порового пространства. Детальное же рассмотрение механизма образования сводовых перемычек, формирования зоны кольматации и фильтрационной корки [4, 5] указывает на то, что сам процесс закупоривания пористой породы сопровождается постоянным уменьшением пропускной способности каналов фильтрации и, следовательно, изменением требований к размерам сводообразующих частиц, их форме и содержанию в буровом растворе.

Общие указания по вопросу выбора сводообразующих частиц в буровом растворе, приведенные в [4, 5], связывают размер этих частиц с проницаемостью пород. Согласно этим указаниям, частицы диаметром от 1,5 до 10 мкм обеспечивают эффективное закупоривание всех проницаемых пород с проницаемостью 0,1-1,0 мкм². А практически любой буровой раствор, при использовании которого пробурено несколько метров ствола скважины, содержит около 3 кг/м³ частиц фракции 2-50 мкм. Этого количества вполне достаточно для образования сводовых перемычек на поверхности сцементированных пород проницаемостью до 1 мкм². При разбуривании таких пород пробле-

мы выбора кольматанта вообще не существует, и никаких особых мер предосторожности принимать нет необходимости.

Для более проницаемых пород (до 10 мкм²) буровой раствор, содержащий набор частиц размером до 74 мкм, способен формировать сводовую перемычку и фильтрационную корку на поверхности всех пластов, за исключением коллекторов с макроканалами и открытыми трещинами большой раскрытости.

В буровых растворах при их эффективной очистке в песко- и илоотделителях могут отсутствовать частицы размером более 50 мкм, поэтому при вскрытии высокопроницаемых и крупнопористых пластов необходимо отрегулировать механические сепараторы (вибросита) таким образом, чтобы в растворе сохранялись более крупные частицы.

Механизм закупорки коллектора твердой фазой бурового раствора на стадии перфорации скважины аналогичен описанному выше. И если при простреле пласта используется даже совершенно не содержащая твердой фазы жидкость, то из-за раздробления и уплотнения породы у стенки перфорационного канала проницаемость зоны раздробленных пород может составлять лишь 20% от первоначального значения [4]. Все перечисленные выше

положения и рекомендации по выбору состава кольматанта в буровом растворе, предназначенном для вскрытия продуктивных пластов, являются необходимыми, но явно недостаточными для обеспечения высокого качества вскрытия пласта.

Не менее важным аспектом в обосновании выбора состава и свойств твердой фазы бурового раствора при вскрытии продуктивного пласта является степень очистки закольматированного твердыми частицами пристеночного слоя породы при вызове притока из пласта в скважину. Ведь главной целью строительства скважины является получение пластового флюида с дебитом, максимально приближенным к потенциально возможному. К сожалению, в литературных источниках мы не встречали публикаций, посвященных исследованиям механизма декольматации горных пород и факторов, влияющих на эффективность этого процесса.

Анализ явлений, происходящих в поровом пространстве реальных коллекторов при их закупорке твердыми частицами из бурового раствора, и факторов, вызывающих эти явления, показал, что применение чисто механических представлений о механизме процессов кольматации и декольматации пород совершенно неправомерно. Даже сам термин "твердая фаза" применительно к буровому раствору весьма условен, так как действительно твердыми частицами можно считать лишь зерна утяжелителя и некоторых минералов из выбуренной породы размером более 1 мкм, а все остальные частицы - коллоиды.

Между тем известно [8], что основной и важнейшей особенностью коллоидных систем является сосредоточение значительной доли всей массы системы и ее свободной энергии в межфазных поверхностных слоях. Свойства этих слоев отличаются от свойств разделяемых ими объемных фаз, а природа их

возникновения связана с проявлением ион-дипольных взаимодействий. Электрическая природа пограничных пленок обуславливает такие свойства контактирующих фаз, как смачивание, адгезия, когезия и др. Эти свойства являются первопричиной проявления молекулярно-поверхностных эффектов, структурирования бурового раствора, агрегации микрочастиц и крупных молекул некоторых полимеров. Перечисленные явления зачастую оказывают более негативное влияние на проницаемость пористых коллекторов в зоне проникновения твердой фазы, чем просто механическая закупорка. Этим, в частности, объясняется и тот факт, что полимерные буровые растворы даже при отсутствии твердой фазы (в общепринятом понимании) создают на поверхности пористых пород низкопроницаемую и тонкую фильтрационную корку, хотя изначально и не содержат частиц сводообразующего размера. Другими словами, коллоидные частицы в дисперсных системах при достаточной их концентрации придают буровому раствору структурно-механические свойства, а их ассоциации при внедрении в поры пород пласта ведут себя как псевдотвердые сводообразующие частицы.

Кроме этого, любая твердая частица, находящаяся в буровом растворе, покрыта пленкой дисперсионной среды, которая имеет на внешней поверхности избыточный электрический заряд. Работа адгезии (прилипания) такой частицы к твердой поверхности зависит от индивидуальных свойств обволакивающей частицу пленки жидкости и тем больше, чем выше величина поверхностного натяжения на границе взаимодействующих фаз и лучше

смачивание породы данной жидкостью.

Механизм закупорки фильтрационных каналов коллектора твердой фазой бурового раствора в значительной мере имеет электрическую природу. При этом силы адгезии, удерживающие частицы на стенках поровых каналов, могут быть настолько велики, что отрыв частиц от твердой поверхности и вынос их потоком пластового флюида в скважину при вызове притока из пласта даже при максимально допустимых депрессиях весьма затруднен. На практике это подтверждается тем, что степень восстановления проницаемости пористых сред в зоне кольматации никогда не достигает 100%.

Это связано не только со сложной геометрией частиц кольматанта и пустот коллектора, проявлением молекулярно-поверхностных и других эффектов электрической природы, но и в не меньшей мере с тем, что сам процесс декольматации происходит в условиях непрерывно уменьшающегося градиента давления в зоне кольматации, связанного с выколаживанием воронки депрессии.

Поэтому не случайно многие исследователи, как это четко определено в [4], для получения наиболее достоверных результатов по оценке эффективности закупорки пористых пород рекомендуют определять размер основных сводообразующих частиц кольматанта экспериментальным путем с использованием образцов керна из породы, которую предполагается вскрыть. Такие исследования, проведенные в условиях, близких к пластовым, могут дать объективную оценку не только кольматирующему действию бурового раствора, но и, что не ме-

нее важно, возможной степени восстановления проницаемости породы при ее декольматации.

Достоинство таких экспериментов состоит в том, что они позволяют учитывать все многообразие возможных взаимодействий компонентов бурового раствора с нефтенасыщенной породой в комплексном их проявлении.

ОАО "НПО "Бурение" уже в течение нескольких десятилетий успешно проводит работы по выбору и обоснованию оптимального состава и свойств жидкой и твердой фаз бурового раствора для качественного вскрытия нефтенасыщенных пластов в различных горно-геологических условиях. Принципиальные основы методики проведения исследований по экспериментальной оценке блокирующих свойств буровых растворов подробно изложены в [6, 7], а в работе [7] приведены описания оборудования, порядок подготовки, проведения и интерпретации результатов экспериментов.

Наработанный опыт проведения подобных исследований позволил разработать критерии оптимальности при выборе состава и свойств твердой фазы бурового раствора для вскрытия нефтенасыщенных пластов. Численные значения критериев, обеспечивающих высокое качество вскрытия пласта, приведены в **таблице**.

На **рисунке** для наглядности показан график изменения размеров зоны обводнения ПЗП во времени, рассчитанных по формуле (1) для следующих условий:

$$R_c = 0,1 \text{ м}; \quad v_{\phi} = 2,5 \times 10^{-7} \text{ м/с}; \quad m = 0,18.$$

Непосредственно оценка блокирующих свойств буровых растворов при проведении лабораторных экс-

Наименование показателей	Способ получения	Оптимальное значение
Скорость фильтрации v_{ϕ}	Экспериментально по методике [7]	$\leq 2,5 \times 10^{-7}$ м/с
Радиус зоны проникновения фильтрата за 10 суток, R_{ϕ}	Расчет [6,7]	$\leq 0,5$ м
Коэффициент восстановления проницаемости зоны кольматации $\beta_{т.ф}$	Экспериментально по формуле $\beta_{т.ф} = \kappa_1/\kappa_0$ [7]	$\geq 0,49$
Скин-фактор S	Расчет [3]	$\leq 0,35$
Относительная продуктивность ОП	Расчет [3]	$\geq 0,95$

периментов на естественных образцах горных пород включает в себя последовательное выполнение следующих работ и операций:

- изготовление опытных образцов горных пород из натурального кернового материала;
- определение абсолютной проницаемости образцов керна;
- подготовка проб рабочей жидкости;
- насыщение пористого образца пластовым флюидом;
- формирование остаточной водонасыщенности в образце керна;
- создание термобарических условий исследуемого объекта;
- определение исходной маслопроницаемости образца породы K_0 ;
- имитация процесса вскрытия пласта;
- измерение скорости фильтрации V_{ϕ} ;
- расчет радиуса зоны проникновения фильтрата R_{ϕ} и построение графика $R_{\phi}=f(T)$;
- имитация процесса вызова притока из пласта в скважину;
- определение конечной маслопроницаемости образца породы K_f ;
- расчет коэффициента восстановления проницаемости $\beta_{m,\phi}=K_f/K_0$;
- установление последствий взаимодействия твердой фазы бурового раствора с пластом по показателям качества, скин-фактору S и относительной продуктивности ОП:

$$S = ((1/\beta_{\phi,p}) - 1) \ln ((R_c + L)/R_c), \quad (2)$$

где R_c - радиус скважины, м;

L - длина опытного образца породы, м.

$$ОП=(1/(1+(S/2\pi))). \quad (3)$$

Полученные на основе экспериментальных данных указанные выше показатели в случае соответствия их значений приведенным в таблице критериям могут служить обоснованием соответствия свойств твердой фазы данного бурового раствора условиям качественного вскрытия пласта, из кото-

рого был отобран исследуемый керн.

При недостижении оптимальных значений критериев качества (см. таблицу) в буровой раствор следует дополнительно вводить кольматант, начиная с самых мелких (2-5 мкм) фракций.

Подбор гранулометрического состава твердого наполнителя [4] производится до тех пор, пока блокирующие свойства бурового раствора не будут отвечать критериям качества, указанным в таблице.

В 2004-2009 годах на основании исследований кернов и блокирующих свойств применяемых буровых растворов и их фильтратов, а также аналитики информационной базы успешно осуществлено строительство более 450 н/н скважин и 38 гор. скважин на рецептурах буровых растворов ОАО "НПО "Бурение".

Результаты этих работ могут служить обоснованием применения выбранного бурового раствора для вскрытия нефтенасыщенного пласта в конкретных горно-геологических условиях.

Консолидированный экономический эффект, достигнутый за 4 года благодаря увеличению дебитов скважин относительно проектных значений от применения буровых растворов "ПОЛИБУР" и "БУРВИС", составил более 2,5 миллионов долларов.

Выводы

1. Таким образом, одновременное действие многочисленных факторов и вызываемых ими эффектов на механизм кольматации и особенно декольматации проницаемых пород не позволяет аналитическими, в том числе и статистическими вероятностными методами решить вопрос об оптимальном составе и содержании кольматанта в буровом растворе, предназначенном для вскрытия продуктивных пластов.

2. На основе детального изучения механизма кольматации и декольматации горных пород твердой фазой бурового раствора обоснованы общие принципы выбора размера и концентрации кольматанта в промывочной жидкости при вскрытии продуктивного пласта.

3. Установлены значения критериев качества вскрытия пласта, отвечающие оптимальному составу и свойствам кольматанта в буровом растворе.

4. Практическое использование методики подбора дисперсности и содержания твердой фазы в буровом растворе при вскрытии реальных коллекторов показало ее высокую эффективность.

Литература

1. Glenn E.E., Siusser M.L. Faktory Affecting well Productiviti . **Drilling Fluid Particle Ghvasion Ghto Porous Media**. Trans. Alme, 210, 1957.
2. Свихнутин Н.В., Тур В.Д. Влияние твердых и коллоидных фаз глинистых растворов на снижение проницаемости призабойной зоны // Бурение. - 1965. - №1.
3. Рабинович Н.Р. Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении. - М.: Недра, 1989.
4. Грей Дж. Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). - М.: Недра, 1985.
5. Ахметшин М.А., Мосин В.А., Порохов А.В. Технологии закачивания скважин на Усть-Вахской площади Самотлорского месторождения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2007. - №8. - С. 40-47.
6. Руководство по предупреждению загрязнения нефтенасыщенных пластов. РД 39-0147009-510-85. - Краснодар, 1985.
7. Бабаян Э.В. Буровые технологии. - Краснодар: Сов. Кубань, 2005.
8. Фридрихсберг Д.А. Курс коллоидной химии. - Л.: Химия, 1974.

Техника и технология формирования протяженных фильтрационных каналов при вторичном вскрытии пласта

**Р.А. Газизулин,
В.Н. Мордвинцев,
О.А. Жутаев,
Г.Ф. Кандаурова**
/ООО "Нефтебурсервис",
г. Бугульма/

423230, РТ, г. Бугульма,
ул. Строителей, 1
тел./факс (85595) 25-2-25
сот: 8-917-392-25-84
www.nburservis.ru
nbs1@bk.ru

С.В. Нечваль
/"ТНГ-ЛенГИС"/

Проблема наиболее полного извлечения углеводородов из недр ставит перед нефтяной наукой важные задачи по созданию, испытанию и внедрению новых технологий, направленных на повышение эффективности разработки нефтегазовых месторождений.

В последние годы в разработке нефтегазовых месторождений произошли изменения, которые привели к возрастанию доли трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченных к сложно-построенным, малопроницаемым, малопродуктивным пластам. В связи с этим вопросы заканчивания скважин приобретают сегодня особую актуальность.

Известно, что формирование и последующее состояние призабойной зоны пласта (ПЗП) сильно влияют на продуктивность скважин. Само формирование состояния ПЗП зависит от операций, которые проводятся при строительстве скважин: первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, цементирования, освоения и т.д.

Закупоривание околоскважинного пространства фильтраматами и твердой фазой буровых и тампонажных растворов приводит к снижению фильтрационных и емкостных параметров незначительных по размерам прискважинных зон. Однако именно эти зоны оказывают существенное влияние на величину гидродинамического сопротивления потоку нефти или газа при движении флюидов из пласта в скважину. При этом для преодоления гидродинамических сопротивлений необходимо создание соответствующих градиентов давлений при освоении, что не всегда возможно из-за ограниченных энергетических возможностей пласта и типа пластового флюида. В результате фазовая проницаемость может снижаться в десятки раз. В некоторых случаях отмечается снижение проницаемости в прискважинной зоне в среднем в 4,4 раза (по отдельным измерениям - и в 17 раз) по сравнению с удаленной зоной. При этом степень уменьшения проницаемости определяется глубиной повреждения пласта.

Ухудшение проницаемости призабойной зоны обычно оценивают "скин-эффектом". Его происхождение объясняется наличием зоны пониженной проницаемости вокруг ствола скважины, возникшей в результате загрязнения частицами бурового раствора и его фильтратом, а также отрицательного влияния других технологических жидкостей, применяемых при заканчивании и освоении скважин. Проникновение твердых частиц и фильтрата буровых растворов, отложение асфальтенов, смол и парафинов на стенках капилляров, уменьшение проницаемости вследствие изменения эффективного горного давления приводят к уменьшению нефтеотдачи пласта и, соответственно, снижению темпов разработки и ухудшению гидродинамических показателей пласта.

Снижение проницаемости пород на расстоянии нескольких сантиметров от поверхности пласта в стволе скважины можно исключить путем бурения протяженных, до 1000 мм, фильтрационных каналов при вторичном вскрытии пласта.

В настоящее время более 95% всех объемов вторичного вскрытия пласта производится кумулятивными перфораторами, значительно реже - гидропескоструйными, щелевыми, сверлящими, а также бесперфораторным способом. Вскрытие пластов кумулятивными перфораторами в большинстве случаев обеспечивает хорошее качество гидродинамической связи скважины с пластом. Однако пробивная способность кумулятивной струи частично снижается из-за наличия слоя жидкости между перфоратором и колонной, в связи с чем часть энергии струи расходуется на ее преодоление. Глубина канала, пробитого в перегородке, зависит от ее плотности и механических свойств материала.

Большое значение имеет диаметр пробитого отверстия. Это особенно важно при кумулятивной перфорации, так как расплавленный материал облицовки кумулятивной выемки движется вслед за кумулятивной струей со скоростью, примерно в 10 раз меньшей скорости головной части струи, и при малом диаметре отверстия может

его закупорить, а высокая температура оплавляет стенки полученного канала в породе до состояния стекловидной корки, что значительно снижает фильтрационные характеристики создаваемых каналов.

Кумулятивная перфорация неэффективна также в сложных геолого-технических условиях, что объясняется значительным преобразованием физических и физико-химических свойств ПЗП как в процессе строительства скважины, так и при вторичном вскрытии. Работу кумулятивных перфораторов сопровождают большие взрывные давления. При кумулятивной перфорации ПКС-80 в обсадной колонне 146 мм они достигают 200 МПа, при кумулятивной перфорации ПК-103(105) - 80 МПа. При этом лишь небольшая часть энергии взрыва совершает полезную работу, направленную на создание каналов, сообщающих продуктивный пласт с полостью колонны. Остальная часть энергии ухудшает гидродинамические свойства вскрытия продуктивного пласта. Она вызывает импульсную деформацию обсадной колонны и, как следствие, разрушение заколонного цементного камня, что способствует прорыву пластовых вод из нижележащих неперфорированных пластов-коллекторов. Кроме того, при применении этого метода не контролируются размеры образовавшихся отверстий. При применении кумулятивной перфорации необходимо получение специальных разрешительных документов на хранение, доставку и применение взрывчатых материалов, а также проведение специальной подготовки персонала.

Известные недостатки кумулятивной перфорации обусловили развитие безвзрывных методов вторичного вскрытия продуктивных пластов.

Сверлящим способом вторичного вскрытия пласта является способ с применением сверлящего перфоратора ПС-112, не оказывающего импульсно-ударного воздействия на обсадную колонну и цементный камень за колонной. Анализ промысловых испытаний применения сверлящего перфоратора ПС-112 при вторичном вскрытии продуктивных пластов показал, что эф-

фективность от использования данного перфоратора значительно ниже ожидаемого результата вследствие малого проникновения в пласт. В ряде случаев возникла необходимость проведения повторного вскрытия пласта.

ООО "Нефтебурсервис" совместно с ОСКБ разработало "УФПК-1" - устройство для формирования протяженных фильтрационных каналов в продуктивном пласте диаметром 20 мм и глубиной до 1000 мм с площадью фильтрации 628 см².

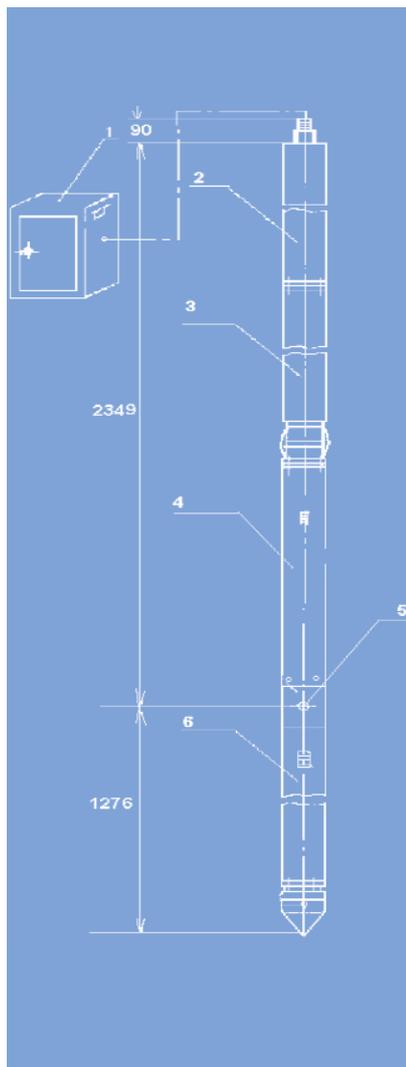
Устройство работает в эксплуатационной колонне диаметром 168 мм без ограничения в толщине стенки эксплуатационной колонны и в эксплуатационной колонне диаметром 146 мм с толщиной стенки не более 9,0 мм. Рассчитано на эксплуатацию с геофизическим подъемником, оснащенным кабелем типа КГ-3х0,75-60-150 длиной до 5000 м.

Принцип работы УФПК-1

Устройство спускается в скважину на каротажном кабеле типа КГ-3х0,75-60-150 и специальным устройством фиксируется в колонне по оси. При помощи фрезы и набора буровых втулок, а также собственного минибурового насоса производится бурение эксплуатационной колонны, затем - цементного камня и породы. Как отмечалось выше, создается канал диаметром 20 мм. Так как наружный диаметр буровых втулок составляет 14 мм, то остается свободное пространство между буровыми втулками и стенками канала по 3 мм на сторону. После бурения по команде с пульта управления прибор снимается с фиксаторов, натяжением кабеля срезается последняя буровая втулка. Колонна буровых втулок вместе с фрезой остается в пласте, а устройство поднимается на устье.

После подъема производится замена пустой кассеты на новую, заряженную буровыми втулками. Устройство спускается в скважину, и операция по бурению следующего канала повторяется.

УФПК-1 состоит из скважинного прибора и наземного блока управления,



Общий вид УФПК-1:

1 - пульт управления; 2 - блок электроники; 3 - электродвигатель; 4 - узел фиксации; 5 - узел бурения; 6 - кассетник

размещенного в специальном автомобиле.

УФПК-1 предназначено для создания протяженных фильтрационных каналов путем бурения обсадной трубы, цементного камня и горной породы.

Данная технология вторичного вскрытия продуктивного пласта позволяет:

- 1) произвести вскрытие продуктивного пласта так называемым "щадящим" методом, то есть без разрушения целостности цементного камня в законном пространстве;
- 2) вскрывать пласты мощностью от 0,5 м и более;
- 3) вскрывать пласты с ВНК;
- 4) вскрывать пласт на репрессии, равновесии и депрессии;
- 5) использовать нефть или нефтесодержащую эмульсию как промывочную жидкость при бурении пласта, исключая этим возможность колюматации канала, что уменьшает время выхода скважины на режим;
- 6) контролировать прямым и косвенным (графическим) методами глубину пробуренного канала;
- 7) создавать канал строго под 90° относительно оси скважины за счет жесткого соединения буровых втулок;
- 8) устанавливать связь между нефтегазонасыщенным пластом и обсадной колонной как в новых скважинах, вышедших из бурения, так и в старых, находящихся в эксплуатации, в перфорированных и не перфорированных ранее интервалах;

9) производить вскрытие многоколлонной конструкции, т.е. вторичное вскрытие пласта, через эксплуатационную и техническую колонны.

Создание протяженных фильтрационных каналов позволяет включить в работу ранее не задействованные участки пласта, получить положительную динамику по гидропроводности, пьезопроводности и скин-фактору, что ведет к увеличению пластового давления, дебета скважины, коэффициента продуктивности и к уменьшению обводненности.

Технические характеристики УФПК-1

* Максимальное давление рабочей среды, МПа	35
* Максимальная рабочая температура в скважине, °С	105
* Количество каналов за один спуск, шт.	1
* Размеры фильтрационного канала, мм:	
- длина	1000
- диаметр	20
* Площадь фильтрационного канала, см ²	628
* Напряжение питания, В	380
* Продолжительность бурения одного канала, мин	60
* Время перезарядки кассеты, мин	60
* Габаритные размеры скважинного прибора, мм:	
- диаметр	121
- длина	3860
* Масса, кг	120

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов P_{2-III} Возейского месторождения

№№п/п	Геолого-физические показатели пласта P _{2-III}	Единица измерения	Значения показателей
1	Средняя глубина кровли пласта	м	1618
2	Тип залежи		пластовый, сводовый
3	Тип коллектора		поровый
4	Средняя общая толщина пласта	м	6,7
5	Средняя нефтегазонасыщенная толщина пласта	м	2,2
6	Пористость	%	25
7	Проницаемость	мкм ²	0,760
8	Коэффициент песчаности	доли единиц	0,35
9	Коэффициент расчлененности	доли единиц	1,35
10	Начальная пластовая температура	°С	34,3
11	Начальное пластовое давление	МПа	14,5
12	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	112,5
13	Абсолютная отметка ВНК	м	-1433
14	Содержание серы в нефти	%	1,37
15	Содержание парафина в нефти	%	2,42
16	Давление насыщения нефти	МПа	1,6
17	Газосодержание	м ³ /т	3,4

Таблица 2

Изменение гидродинамических показателей пласта Р_{2-III} при формировании протяженных дренажных каналов в ПЗП на скв. 442

Гидродинамические показатели пласта	Ед. измерения	Значения показателей пласта		Изменение показателей (+ - увеличение, - -уменьшение), %
		до формирования	после формирования	
Площадь фильтрации	см ²		2512	
Пластовое давление	МПа	12,375	12,665	+2,34
Дебит по жидкости	м ³ /сут	2,57	6,61	+239,7
Коэффициент продуктивности	м ³ /сут-МПа	0,9	1,2	+33,3
Гидропроводность	Д-см/сПз	0,70	0,89	+27,1
Пьезопроводность	см ² /с	41,553	52,464	+26,3
Скин-фактор	-	-2,73	-3,05	-11,7
Обводненность	%	62,9	51,6	-18,0

Промысловые испытания УФПК-1 проводились на скважинах 560 и 442 Возейского месторождения ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз".

24.04.2008 г. на скважине 560 было пробурено 4 протяженных фильтрационных канала глубиной 1000 мм каждый в пласте Р_{2-III} на глубинах 1688 м, 1689 м, 1690 м, 1691 м.

01.07.2008 г. на скважине 442 было пробурено 4 протяженных фильтрационных канала в ранее перфорированном пласте Р_{2-III} в интервалах 1566,0 ÷ 1572,0 м и 1576,0 ÷ 1580,0 м на глубинах 1571 м, 1577,5 м, 1578 м, 1579 м с выполнением гидродинамических исследований до и после формирования ПФК.

Всего сформировано в каждой скважине по 4 канала диаметром 20 мм и длиной 1000 мм. Суммарная площадь фильтрации 4-х каналов в каждой скважине составила 2512 см².

В табл. 1 приведена геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Р_{2-III} центральной верхнепермской залежи Возейского месторождения.

Испытания оценивались по результатам обработки КВУ. В качестве критериев оценки приняты:

- пластовое давление;
- коэффициент продуктивности;
- пьезопроводность;
- "скин-эффект";
- обводненность добываемой нефти (см. табл. 2).

Из таблицы видно, что после формирования протяженных фильтрационных каналов в ПЗП отмечается положительная динамика по всем гидродинамическим показателям пласта Р_{2-III}.

Таким образом, на основании проведенных промысловых исследований на скважине 442 Возейского месторождения установлено следующее:

разработанная новая техника для бесперфораторного способа вторичного вскрытия продуктивных пластов обеспечивает формирование протяженных фильтрационных каналов из эксплуатационных колонн диаметром 168, 146 мм в щадящем режиме длиной 1000 мм и диаметром 20 мм. Технология формирования бесперфораторным способом протяженных фильтрационных каналов в ПЗП позволяет:

- существенно улучшить гидродинамические свойства вскрытия продуктивных пластов;
- полностью исключить импульсную деформацию эксплуатационной колонны и разрушение заколонного цементного камня.

Уникальность данного устройства заключается также в том, что с его помощью возможно вскрытие многоколонной конструкции, то есть вторичное вскрытие пласта через эксплуатационную и техническую колонны.

Из отчетов по результатам использования устройства УФПК-1 как метода вторичного вскрытия пласта

Закрытое акционерное общество "Татех" при использовании устройства УФПК-1 как метода вторичного вскрытия продуктивного пласта во время проведения ремонтно-изоляционных работ и при вводе в эксплуатацию новых скважин руководствуется тем, что данный метод позволяет:

■ произвести вскрытие продуктивного пласта "щадящим" методом, то есть без разрушения целостнос-

ти цементного камня в заколонном пространстве;

- вскрывать пласты толщиной от 0,5 м и более;
- вскрывать пласты без последующей обработки призабойной зоны;
- вскрывать пласты после РИР с использованием химических реагентов;

■ вскрывать пласты с близко расположенным водонефтяным контактом.

Использование данного метода в 2008 г. дало положительные результаты на скважинах 11574, 11268, 11285 Онбийского месторождения, в 2009 г. на скважине 11289 Онбийского месторождения и на скважине 4616 Дёмкинского месторождения.

Скважина 1.1

Онбийское месторождение

Дата бурения 1992 г.

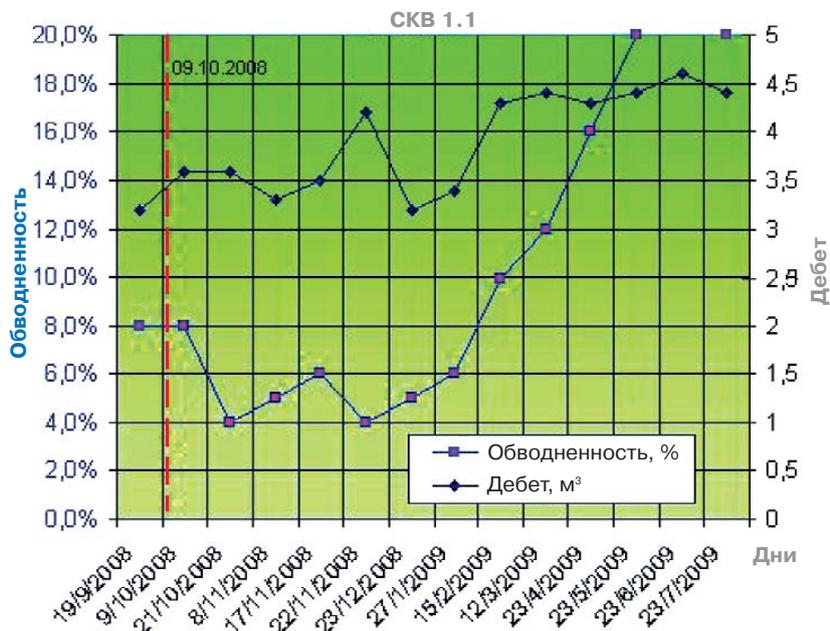
Текущий забой: 1096 м
 Интервал перфорации:
 - 907,5-911,3 м и 913,9-915,7 м
 (верейский горизонт);
 - 921,1-926,5 м; 928,9-931,1 м;
 936,0-941,0 м
 (башкирский горизонт);
 - 1221,0-1230,4 м
 (бобриковский горизонт)
 изолирован цем. мост;
 - 1096-1280 м,
 1254,0-1255,0 м и 1258,0-1259,5 м
 (упинский горизонт) изолирован.
 Перфорация проводилась ПК-105
 (усиленные 5 отв. на 1 м).
 Пластовое давление 41 атм,
 определено 02.10.08.

Дебит жидкости 3,2 м³/сут. Дебит нефти 2,64 т/сут.

Обводненность 10% Гфж 12,2 м³/т.

9.10.08 при помощи УФПК-1 произведено бурение протяженного фильтрационного канала на глубинах 914,1 м и 908,5 м глубиной 1000 мм и диаметром 20 мм. Общая площадь фильтрации составила 1256 см².

Характеристика изменения работы скважины представлена на графике.



Скважина 1.0

Онбийское месторождение

Ввод из бурения 2008 г.

Интервал перфорации
 - 1132-1140 м (бобриковский);
 - 1149-1152 (черепецкий);
 - 1156-1159 (упинский).

В результате перфорации ПК105
 (усиленные 5 отверстий на 1 м)
 получен слабый приток
 пластовой воды.

Установлен цементный мост на
 глубине 1100 м и разбурен до
 глубины 1138 м.

В интервале 1132-1136
 произведена перфорация ПС-112
 (5 отверстий на 1 метр).

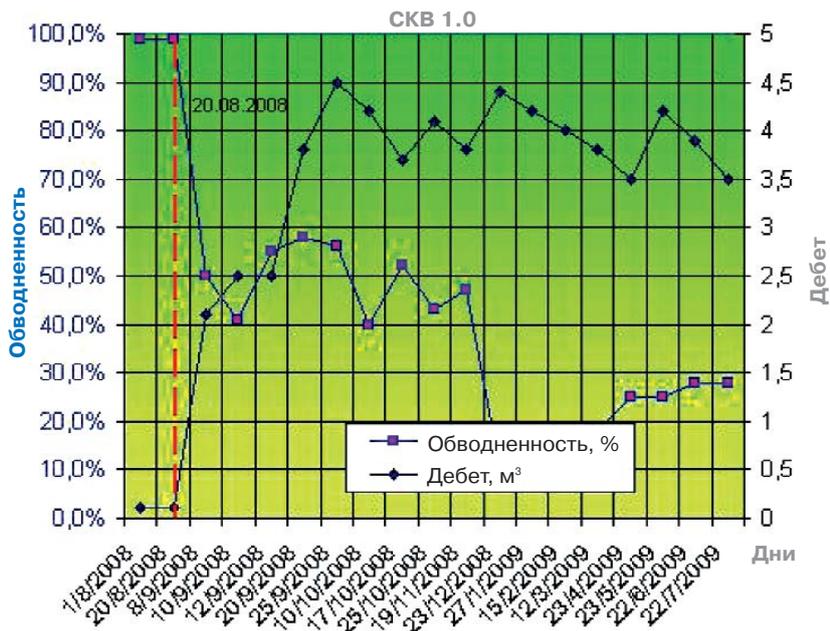
Результат перфорации - слабый
 приток пластовой воды.

20.08.08 при помощи УФПК-1

произведено бурение протяженного фильтрационного канала

на глубине 1134,6 м глубиной 1000 мм и диаметром 20 мм, площадь фильтрационного канала 628 см².

Характеристика изменения работы скважины представлена на графике.



Элементы новизны при вторичном вскрытии продуктивных пластов

**А.М. Нуйкин,
В.Ф. Корчагин,
П.Е. Казачков,
А.В. Дмитриев,
В.А. Редников**
/ООО "Сервиснефтегаз",
г. Самара/

ООО "Сервиснефтегаз"
443080, г. Самара,
ул. Революционная, д. 70,
литер 2, офис 412
тел./факс: (846) 342-67-07
342-67-17
info@sng-s.ru

Судьба призабойной зоны продуктивного пласта начинает формироваться с того момента, когда долото при бурении скважины коснулось кровли флюидонасыщенной толщи горизонта.

При этом наиболее отрицательными факторами, кольматирующими призабойную зону продуктивного пласта, являются:

- 1) фильтрат промывочной жидкости (водная составляющая глинистого раствора);
- 2) величина репрессии на забое скважины (превышение давления столба промывочной жидкости на забое над давлением флюида в продуктивном пласте);
- 3) технология и длительность бурения скважины;
- 4) способ и качество цементирования скважины и обсадных труб.

Радиус проникновения фильтрата в пласт в разной литературе представлен различными величинами. Все зависит от фильтрационных характеристик слагаю-

щего коллектора, от содержания в нем терригенного и карбонатного материала. В тех пластах, где цементирующим элементом является глина, при воздействии пресного фильтрата происходит необратимый процесс разбухания глинистых частиц. А в карбонатных трещиноватых коллекторах глинистый раствор, проникая в трещины, глинизирует их, формируя глинистую корку на стенках, и образует шламовые клинья.

В слабопроницаемых пластах радиус проникновения фильтрата может быть ограничен десятками сантиметров.

В высокопроницаемых коллекторах фильтрат может проникать на несколько метров от ствола скважины. В работе (6) показана максимальная величина зоны кольматации, равная 6 метрам. А в работе (1) приведен пример исследования коллектора с помощью пластоиспытателя пластов

на трубах в процессе строительства скважины: отобранный объем фильтра пересчитан на глубину его проникновения, которая равнялась 2 метрам. К моменту вторичного вскрытия пласта этот параметр может только возрасти.

Величина статической репрессии в скважинах без аномально высоких пластовых давлений колеблется от 2 до 5 МПа. Однако при спуске бурового инструмента "с ветерком" динамика переменных репрессий резко возрастает за счет эффекта поршневания.

Технология бурения, предусмотренная и утвержденная геолого-техническим нарядом, должна содержать щадящие методы вскрытия и проходки продуктивных пластов (аэрированные растворы, растворы на нефтяной основе и др.) (3). Длительность процесса бурения при этом должна быть минимальной, т.е. скорость проходки - максимальной. Известно, что привлекательная конструкция скважины с горизонтальным стволом по простиранию продуктивного ствола на 100-500 м обуславливает длительное время бурения по пласту, рост зоны кольматации и увеличение затрат на освоение скважины.

В работе (4) показано, что в призабойной зоне пласта проницаемость в необсаженной скважине в зависимости от литологии снижается в 2-10 раз.

Крепление скважины в нашем регионе, как правило, ведется в один прием спуском эксплуатационной колонны со сплошным цементованием. При этом также неизбежны значительные репрессии на пласт и

фильтрация водной основы в коллектор (2).

К этому времени судьба призабойной зоны продуктивного пласта в основном сформирована. Выбор техники и технологии вторичного вскрытия пласта несет ответственность за усугубление зоны кольматации или за ее преодоление и расформирование.

Основные критерии выбора техники и технологии для перфорации эксплуатационной колонны:

1. Перфосистема, работающая с кумулятивными зарядами нового поколения серии ГП (глубокое пробитие) и серии БО (большое отверстие).

2. Перфосистема, позволяющая проводить спуск перфоратора на НКТ (насосно-компрессорные трубы).

3. Перфосистема, позволяющая проводить вторичное вскрытие продуктивного пласта при глубокой депрессии с безопасной и надежной обвязкой устья скважины.

4. Перфосистема, работающая в щадящем режиме по цементному камню.

5. Перфосистема, позволяющая вскрывать одновременно 2-3 пропластка с пропусками уплотненных перемычек.

6. Перфосистема, в которой применяется инициирующая штанга с глубинным манометром, регистрирующим момент срабатывания перфоратора.

7. Перфосистема, позволяющая сразу после перфорации обрабатывать пласт на режимах без подъема НКТ и перфоратора.

Всем этим критериям отвечают трубно-каркасные системы однократного применения КПО производства компании ООО "Промперфоратор" (см. табл.).

Все заряды прошли сертификационные испытания по российской методике СС-05 и успешно применяются на месторождениях как России, так и ближнего зарубежья.

Выбор глубокой депрессии на пласт должен учитывать следующие условия:

■ литологию продуктивного пласта (данные акустического и плотностного каротажа);

■ перепад давления на пакере (при компоновке перфосистемы с пакером);

■ прочностные характеристики НКТ и обсадной колонны (5).

Руководящий документ (7) предлагает следующее выражение для определения депрессии:

$$\Delta P = P_p(2,8-4,2),$$

где ΔP - планируемая депрессия на пласт (МПа);

P_p - фактическая репрессия на пласт при бурении продуктивного горизонта (МПа);

$$P_p = P_r - P_{пл};$$

$$P_r = \frac{H \times \gamma}{100};$$

P_r - гидростатическое давление на забое скважины при бурении продуктивного горизонта (МПа);

H - глубина скважины при бурении продуктивного горизонта (м);

γ - плотность промывочной жидкости при бурении (г/см³);

$P_{пл}$ - пластовое давление (МПа).

В зарубежной литературе представлены свои подходы к выбору депрессии на продуктивный пласт, строго учитывающие плотность по-

Основные технические характеристики перфосистем

Обозначение перфоратора	КПО73		КПО89		КПО102		КПО114	
	22	22	22	БО	ГП	БО	ГП	БО
Вес ВВ одного заряда, г	22		22		30		30	
Серия заряда	ГП		ГП		ГП		БО	
Диаметр перфоратора, мм	73		89		102		114	
Минимальный диаметр обсадной колонны, мм	90		115		127		145	
Максимальная температура применения, °С	150-170		150-170		150-170		150-170	
Давление (min/max), МПа	1/130		1/130		1/130		1/130	
Максимальная плотность перфорации, отв./м	10		20		20		20	
Фазировка расположения зарядов, град.	60		60		60		60	
Глубина пробития по комбинированной мишени, мм	700		760 260		960 280		1000 280	
Диаметр входного отверстия, мм	12		12 20		12 22		12 22	



Геометрия перфорированной скважины

род коллектора и скорость распространения упругих волн в этих породах.

Скважина №1 на границе с Саратовской областью: башкирский ярус (глубина 2530 м) представлен карбонатными отложениями, плотность глинистого раствора при бурении $\gamma = 1,18 \text{ г/см}^3$. Расчет депрессии по формуле (1) и по зарубежным графикам показал депрессию, равную 8,5 - 9,0 МПа.

В перфосистеме, кроме глубины и диаметра канала, важнейшим показателем является фазировка: 60 градусов с подъемом по спирали дают те 6 лучей, которые по окружности радиального потока позволяют иметь полный охват призабойной зоны пласта.

На рисунке представлена геометрия перфорированной скважины.

Качество цементирования обсадной колонны активно влияет на добычные возможности скважины.

Обводненность нефти инородной пластовой водой, поступающей в зо-

ну фильтрата за счет заколонных перетоков - фактор, в большинстве случаев кажущийся неизбежным и

требующий значительных дополнительных затрат при изоляционных работах.

Современное видение проблемы позволяет ее решать успешно в том случае, если недропользователь в технологию строительства скважины заложит глушение водоносных горизонтов до спуска обсадной колонны. В работе (4) приведен один из вариантов реализации практического подхода к решению проблемы с помощью испытателей пластов.

Следующим вариантом может служить установка в кровле и подошве нефтеносного пласта в составе обсадной колонны набухающих пакеров Swellpacker™.

Заключение

Недропользователи, которые творчески подходят к техническим и технологическим новинкам, имеют возможности на проектной стадии заложить щадящие режимы бурения продуктивных горизонтов, при строительстве скважины провести мероприятия, которые позволят добывать качественные углеводороды, подобрать ультрасовременные перфосистемы для вторичного вскрытия продуктивного пласта.

Литература

1. Аглиуллин М.М. Оценка глубины проникновения фильтрата промысловой жидкости по данным испытателей пластов // Оценка выработки и качества вскрытия пластов методами ГИС: Труды ВНИИнефтепромгеофизика. - Уфа, 1988. - С. 99-105.
2. Будыко Л.В., Спивак В.Б., Щербаков Ю.Д. К вопросу об оценке качества цементирования обсадных труб // НТВ "Каротажник". - Тверь: изд-во "АИС". - Вып. 150. - С. 116-131.
3. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. - Т.2. - М.: Недра, 1985. - 191 с.
4. Корчагин В.Ф., Лысяков А.В. Новые перспективы применения пластоиспытателей на трубах в глубоких нефтяных скважинах // НТВ "Каротажник". - Тверь: изд-во "АИС". - Вып. 181. - С. 72-79.
5. Краткий справочник по прострелочно-взрывным работам / Под ред. Н.Г. Григоряна. - М.: Недра, 1990. - 207 с.
6. Савич А.Д., Элькинд С.Я. Вторичное вскрытие пластов. Техника и технологии // НТВ "Каротажник". - Тверь: изд-во "АИС". - Вып. 106. - С. 120-134.
7. Техническая инструкция по испытанию пластов инструментами на трубах (РД 153-39.0-062-00). Согласована с Госгортехнадзором России №10-13/776 от 19.10.2000 г., утверждена и введена в действие приказом Министерства энергетики РФ №33 от 02.02.2001 г. - С. 83-95.



Забойные телесистемы в наклонно направленном и горизонтальном бурении

**Ю.Е. Селезнев,
Г.С. Сокирский,
М.И. Ширманов**
/ООО "Техгеобур", г. Самара/



443080, г. Самара,
ул. Санфировой, 95
тел. (846) 269-97-71
факс (846) 273-49-23 доб. 150
office@tehgeobur.ru
tehgeobur@samtelecom.ru
www.tehgeobur.ru

ООО "Техгеобур" организовано 9 ноября 1999 года. Головной офис фирмы находится в г. Самаре. Профиль выполняемых работ - инженерное технико-технологическое сопровождение (ИТТС) процесса бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин. С момента создания предприятия и до конца 2009 года проведено инженерное сопровождение более 2000 наклонно направленных скважин. При этом использовались телесистемы с электромагнитным и гидравлическим каналами связи.

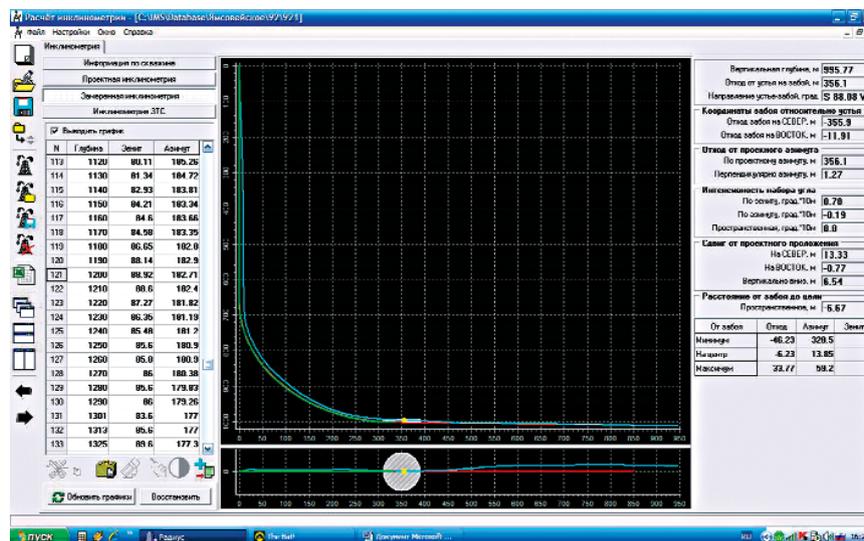
Все эти годы деятельность ООО "Техгеобур" неразрывно связана с деятельностью многих предприятий Западно-Сибирского региона, таких как:

- ЗАО "Лукойл-АИК" (с 1999 по 2008 г. - 399 скважин);
- ОАО ТПП "Аганнефтегазгеология" (с 2000 по 2002 г. - 28 скважин);
- ООО СП "ВАТОИЛ" (с 2001 по 2003 г. - 76 скважин, из них 13 - боковые стволы);
- ОАО "Северная нефть" (г. Усинск, с 2003 по 2004 г. - 17 скважин);
- ООО "КНГ Сибирь" / "РН-Бурение" (г. Усинск, с 2004 по 2008 г. - 83 скважины);

- ООО ССК СФ (г. Стрежевой, с 2003 по 2004 г. - 33 скважины);
- ООО "Мегионское УБР" (г. Мегион, с 2004 по 2008 г. - 292 скважины);
- ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз" (с 2005 по 2008 г. - 506 скважин);
- ОАО "Славнефть Мегионнефтегазгеология" (с 2005 по 2008 г. - 48 скважин);
- ООО "РуссИнтеграл-ЗапСиб НБК "ПИОНЕР" (с 2007 по 2008 г. - 64 скважины);
- ООО "ВНБК" (г. Радужный, с 2007 по 2008 г. - 55 скважин);
- ООО "РуссНефть-Бурение" (г. Нижневартовск, с 2007 по 2008 г. - 28 скважин).

Экспедиции, базирующиеся в городах Когалыме, Мегионе и Усинске, состоят из более чем 30 производственных партий и механического участка по ремонту и профилактике телесистем.

Оперативные мобильные партии оснащены системами забойного телеметрического комплекса ЗТК-172 и укомплектованы высококвалифицированным персоналом, способным осуществлять инженерное технико-технологическое сопровождение процесса бурения нефтяных и газовых скважин, а также оперативно решать



Субгоризонтальная скважина Ямсовейского месторождения

нестандартные задачи по корректировке параметров профиля в зависимости от сложившейся геолого-технической обстановки.

Станции управления размещены в мобильных зданиях "ГЖАТЬ-22", "Кедр-22", а/м "КАМАЗ" и полностью оснащены необходимым оборудованием для работы с телесистемами.

Применение станций ГТИ позволяет непрерывно контролировать и регистрировать основные параметры бурения. Оперативное использование этих данных в процессе бурения дает дополнительные возможности в плане оптимизации использования конкретных типов забойных двигателей, долот, а также повышения эффективности управляемости забойных компоновок.

При выполнении работ по проводке скважин на месторождениях ООО "Славнефть-Мегионнефтегаз", ООО "Руснефть" все чаще используется схема, в соответствии с которой ведущий технолог ООО "Техгеобур" выполняет обязанности координирующего технологического органа. На него возложены обязанности в плане выдачи рекомендаций по оптимальному использованию элементов компоновок низа буровой колонны, а также анализу работы гидравлических забойных двигателей.

За годы работы ООО "Техгеобур" накоплен огромный опыт использования

телеметрических систем в различных регионах страны. География выполнения работ, без преувеличения, охватывает практически всю Западную Сибирь, Север России и Центральный регион.

Со временем расширяются возможности сервиса фирмы, использования нового оборудования. Так, огромный интерес представляет применение телесистем с гидравлическим каналом связи APS SureShot MWD, которое позволило выполнять работы по сопровождению профилей горизонтальных скважин. ООО "Техгеобур" является исключительным клиентом компании APS Technology, занимающейся разработкой и производством телесистем с гидравлическим каналом связи. Компания одной из первых в России начала применять данный вид оборудования. В настоящее время с сопровождением ООО "Техгеобур" пробурено уже более 30 горизонтальных скважин и транспортных стволов.

Специалисты компании неустанно ищут новые решения с целью оптимизации технико-технологического сервиса. Так, в последнее время расширены направления деятельности предприятия:

- Появилась возможность предоставления заказчику гидравлических забойных двигателей, долот и элементов оснастки КНБК.

- Технологическая служба ООО "Техгеобур" выполняет расчет проектного профиля скважины, выдает рекомендации по оптимальному использованию долот, гидравлических забойных двигателей, элементов компоновки низа буровой колонны. Для расчетов используется зарекомендовавший себя лицензионный программный продукт компании HALLIBURTON "Compass 2003.21".

- Предоставляются услуги по ориентированию клиновых отклонителей при зарезке боковых стволов, а также дальнейшему инженерному технико-технологическому сопровождению бокового ствола. У компании для этой цели имеются современные телеметрические комплекты малого диаметра.

- Разработаны, прошли испытания и широко применяются комплекты ЗТК-172 для турбинно-вращательного бурения.

Для вращения буровой колонны созданы специальные зонды, отличающиеся от ранее применяемых повышенной прочностью и устойчивостью к нагрузкам кручения. С целью исключения вредных воздействий вибраций на механизм датчиков последние изготовлены твердотельными - без вращающихся частей.

ООО "Техгеобур" с применением вышеописанных комплектов было пробурено более 25 скважин на месторождениях Ачимовском, Чистинном, Луговом ООО "Славнефть Мегионнефтегаз".

Практика внедрения турбинно-роторного способа бурения позволяет уверенно говорить о его неоспоримых преимуществах перед традиционным турбинным методом. Преимущества турбинно-роторного способа - более качественная очистка промывочного агента от шлама и, как следствие, повышение механической скорости бурения, а также более устойчивое состояние ствола скважины и снижение осевых растягивающих нагрузок при спускоподъемных операциях.

Анализ влияния вращения буровой колонны на изменение механиче-

ской скорости бурения и качественное состояние ствола скважины показывает, что оба параметра тем лучше, чем больше зенитный угол. Это позволяет рекомендовать обязательное применение турбинно-вращательного способа при бурении горизонтальных участков и транспортных стволов горизонтальных скважин.

Ярким примером использования нового оборудования является субгоризонтальная скважина Ямсовейского месторождения.

При бурении транспортного ствола этой скважины применялся комплект оборудования для турбинно-вращательного бурения совместно с комплектом ЗТК-172 с электромагнитным каналом связи. В соответствии с проектом был достигнут зенитный угол в 90 градусов. Ранее телеметрическими компаниями для бурения транспортных стволов горизонтальных скважин, как правило, использовались комплекты оборудования с гидравлическим каналом связи. Применение комплекта ЗТК-172 совместно со сталь-

ным зондом позволило качественно выполнить поставленную задачу и значительно снизить стоимость работ.

В последнее время с появлением долот типа PDC изменился подход к технологии проводки профилей скважин. Это отразилось на выборе компоновок, повлияло на определение и оптимизацию параметров режима бурения, принципы построения расчетного проектного профиля.

Технологической службой нашей компании проведена работа по разработке технологии работы забойным отклонителем с применением долот типа PDC. Определены методы снижения до минимума вредных составляющих, влияющих на управляемость компоновок. Теперь при рациональном проектировании профиля скважины и правильном выборе компоновки низа бурильной колонны наши технологи уверенно управляют работой отклонителя при забое свыше 3000 м.

Обобщенный опыт внедрения новых технологий находит отражение в тех-

нических разработках конструкторского отдела компании. Постоянно совершенствуется конструкция приборов и оборудования.

ООО "Техгеобур" на ближайшее будущее ставит перед собой следующие приоритетные задачи:

- Дальнейшее повышение качества проводки стволов строящихся скважин и сокращение сроков строительства в результате применения забойных телесистем.
- Сопровождение бурения скважин с использованием технологии турбинно-роторного бурения.
- Совершенствование эксплуатационных характеристик оборудования с применением новейших технологий и конструкционных материалов.
- Тесное сотрудничество с предприятиями, занимающимися бурением скважин в различных регионах России и ближнего зарубежья.
- Совершенствование системы менеджмента качества компании и подготовка к сертификации ИСО 9001:2000.

на книжную полку нефтяника

Ю.А. Корнильцев

Гидродинамический анализ разработки залежей нефти горизонтальными скважинами

Казань, 2002. - 230 с.



В книге представлены результаты изучения процессов разработки нефтяных месторождений с применением горизонтальных скважин на аналоговых и физических моделях нефтяного пласта. Рассмотрены различные варианты рядных и площадных систем заводнения при отсутствии и наличии зональной неоднородности. Смоделировано вытеснение нефти водой из трещиноватых коллекторов при стационарном и упруго-циклическом режимах воздействия на пласт. На специально разработанной автором модели изучен обмен жидкостью в системе "блок-

трещина" для гидрофильных и гидрофобных коллекторов. Особое внимание уделено анализу гидродинамики процессов, протекающих в пластах сложного строения.

По результатам выполненных исследований автором сделан вывод о том, что в отличие от вариантов разработки нефтяных месторождений вертикальными скважинами варианты с использованием горизонтальных скважин обладают большей спецификой и требуют более глубокой проработки вопросов, связанных с обоснованием их применения в каждом конкретном случае.

Книга представляет интерес и предназначена для специалистов в области проектирования и разработки нефтяных месторождений, а также для преподавателей, аспирантов и студентов старших курсов вузов соответствующих специальностей.

Приобрести издание возможно через редакцию. Заявки принимаются по телефонам: (846) 279 48 79, 279 48 44

Группирование объектов разработки месторождений ООО "Лукойл - Западная Сибирь" с целью создания модели расчета эффективности ГТМ

**Э.М. Юлбарисов,
Р.Г. Ширгазин,
В.Р. Баязитова,
И.М. Юлбарисов,
М.З. Давлеткужин**
/ООО "КогалымНИПИнефть"/

Системы разработки месторождений на поздней стадии, применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и интенсификации добычи нефти (ИДН) требуют научно обоснованного подхода при принятии решений о применимости этих мероприятий. Для использования накопленного положительного опыта разработки месторождений необходимо выделение однородных групп объектов разработки со сходными геолого-физическими и геолого-технологическими характеристиками. При решении подобного рода задач в геологических исследованиях и при разработке нефтяных и газовых месторождений Урало-Поволжья и Западной Сибири наибольшее применение находят методы главных компонент (МГК) и дискриминантного анализа (М.А. Токарев, 1990; Ш.Х. Султанов, 2000; В.В. Калинин, 2000; В.И. Не-

красов, 2000; И.И. Абызбаев, 2001; М.Г. Вятчинин, 2001; А.А. Шамсуаров, 2002; И.М. Назмиев, 2003 и др.).

Выделив главные компоненты, можно рассчитывать их для разных объектов и сгруппировать эти объекты по значениям компонент или на основе этих компонент составить уравнение регрессии, по которому можно четко выявить существенные и несущественные факторы.

В отличие от МГК, при котором группирование - процедура внутренне замкнутая, опирающаяся на исходную совокупность данных, дискриминантный анализ проводит группирование на основе априорных данных, т.е. число групп должно быть заранее задано. Использование метода дискриминантного анализа (МДА) позволяет:

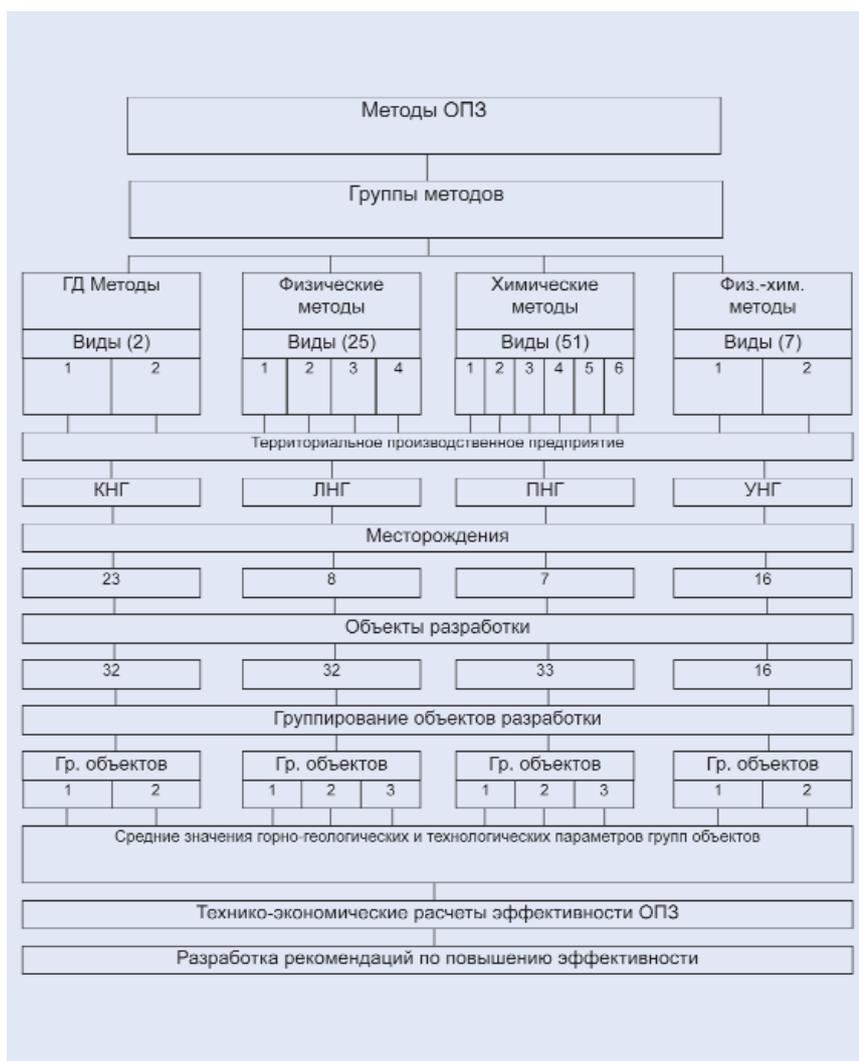


Схема анализа эффективности ИДН методами ОПЗ в ООО "Лукойл - Западная Сибирь"

■ добиться наилучшего разделения групп объектов в многомерном пространстве;

■ проверить правильность отнесения конкретного объекта к той или иной группе.

Ранее в [1] нами рассмотрены вопросы группирования ГТМ по технологическому признаку. Общая схема анализа эффективности ИДН приведена на рисунке.

По ТПП "Когалымнефтегаз" отобраны 32, по ТПП "Лангепаснефтегаз" - 32, по ТПП "Покачевнефтегаз" - 33, по ТПП "Урайнефтегаз" - 16 объектов разработки (табл. 1-4). Все объекты группировались по 17 параметрам: производство эффективной толщины пласта, коэффициента пористости и коэффициента

нефтенасыщенности ($H_{эф} * m * K_n$), вязкость нефти (μ_n), проницаемость (K_n), коэффициент песчаности ($K_{песч}$), плотность сетки скважин (S), удельные запасы на скважину (Q_b/N), отношение количества добывающих скважин к нагнетательным (N_d/N_n), безразмерное время разработки объекта (τ), компенсация отбора закачкой ($K_{омп}$), максимальный темп отбора от НИЗ (t_{max}), отношение среднесуточной приемистости нагнетательных скважин к среднесуточному дебиту по жидкости добывающих скважин ($q_3/q_ж$).

Для выделения количества факторов вначале был использован метод Каттелла (критерий отсеивания). В результате количество выде-

ленных по Каттеллу факторов выбрано равным семи. Затем был проведен анализ результатов решения по МГК, который показал, что по ТПП КНГ из 11 главных компонент на первые 5 приходится 74,36% общей дисперсии параметров по объектам, по ТПП ЛНГ на первые 4 приходится 71,07%, по ТПП ПНГ на 4 - 71,34%, по ТПП УНГ на 4 - 75,63%. Приведенные данные позволяют сделать вывод, что при выделении относительно однородных групп объектов вполне достаточно рассмотреть их в пространстве только этих четырех-пяти главных компонент.

Качество распознавания объектов, определенное методом дискриминантного анализа, составляет 98-99%, что свидетельствует о правильности полученных результатов по группированию и разделению установленных групп объектов. Каждая из главных компонент носит содержательный характер, поддается смысловой интерпретации, отражая то или иное свойство, характеризующее условия залегания, геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов и технологические параметры разработки.

ТПП "Когалымнефтегаз". Основной вклад в первую главную компоненту вносят вязкость нефти и удельные запасы, приходящиеся на 1 скважину, отношение количества добывающих скважин к нагнетательным (N_d/N_n) и безразмерное время разработки объекта (τ).

Вторая главная компонента отражает коэффициент песчаности и максимальный темп отбора от НИЗ.

Третья главная компонента отражает произведение коэффициента пористости, нефтенасыщенности, эффективной толщины пласта, а также проницаемости и плотности сетки скважин.

Четвертая главная компонента отражает значение компенсации отбора закачкой ($K_{омп}$) и отношение ($q_3/q_ж$).

Таблица 1

Исходная матрица геологических и технологических параметров объектов разработки месторождений ТПП "Когалымнефтегаз"

Группа	Месторождение	Пласт	Нэф* кпкн	μн, МПа*с	Кпр ₂ мкм ²	Клещя, д.с.	S, га/скв.	Qб/Н, т/скв.	Нд.с./ Нн.с., д.с.	t, М ³ /М ³	Комп, %	tmax, %	qз/ qж, д.с.	ВНФ, М ³ /т	fv, %	КИЗ, %	КИН тек, %	КИНкон, %
1	Ю-Ягунское	БС10	0,68	1,35	0,99	0,605	21	30,5	3,9	1,3	110,3	4,3	3,5	1,59	81	64,1	24,5	25,8
1	Ватьеганское	АВ1-3	0,79	2,5	0,09	0,74	21	96,3	2,9	34,3	101,9	3,6	3,1	1,80	84	55,7	19,6	35,5
1	Ватьеганское	БВ1-2	0,30	2,6	0,05	0,43	21	63,3	4,3	0,2	186,6	2,5	6,5	0,72	61	35,1	10	29,3
1	Т-Русскинское	2-3БС10	0,23	1,54	0,13	0,38	21	79,0	2,6	0,7	104,9	5,2	3,2	0,57	56	53,4	24,8	47,9
1	Т-Русскинское	БС11-12	0,31	1,54	0,03	0,4	21	200,4	3,1	0,1	105,6	4,8	3,9	0,24	36	35,2	11	35,3
1	Дружное	01БС10	0,15	1,75	0,12	0,55	21	140,6	1,8	0,9	109,2	7,4	2,1	2,02	85	62,4	28,7	46,5
1	Дружное	2-3БС10	1,16	1,75	0,17	0,71	21	163,3	1,9	1,0	107	5,6	2,2	2,86	89	52,9	22,3	35,8
1	Дружное	БС11	0,86	1,75	0,12	0,46	21	40,0	3,2	1,4	105,3	3,7	2,8	1,59	73	50,4	18,6	24,4
1	Кустовое	2БС11	0,53	1,11	0,08	0,79	21	117,0	1,8	1,1	85,3	8,9	1,6	2,94	91	67,9	27,4	40,5
1	В-Придорожное	АВ8	0,18	0,94	0,19	0,942	21	79,1	28(0)	0,1	0	8,4	0,0	0,69	49	21,1	5,7	26,7
1	В-Придорожное	БВ0	0,84	0,93	0,26	0,809	21	103,9	3,5	1,1	71,9	8,5	3,4	3,42	92	64,7	23,8	36,8
1	Кочевское	2-3БС10	0,50	1,64	0,13	0,67	21	64,0	3,5	0,2	55,6	17,1	2,8	0,25	23	42,9	4,4	30
1	С-Кочевское	2-3БС10	0,67	1,44	0,13	0,62	21	115,9	46(0)	0,5	0	4,1	0,0	1,12	63	27	8,8	40,5
2	Ю-Ягунское	БС11	0,17	0,8	0,03	0,52	21	11,8	3,8	5,6	96,8	6,2	3,8	1,56	80	67,4	26,7	28
2	Ю-Ягунское	ЮС1	0,36	0,7	0,01	0,515	21	134,7	4,4	0,1	38,5	2,8	7,5	0,33	38	20,9	6,5	31,2
2	Повховское	БВ8	1,34	1,13	0,48	0,27	31	125,7	2,7	1,1	114	4,4	3,0	0,60	66	65,6	24,6	25,1
2	Повховское	ЮВ1	0,29	0,71	0,01	0,5	14	121,0	1,9	0,2	179,9	1,1	2,5	0,66	57	10	3,1	28,6
2	Ватьеганское	АВ8	0,88	0,3	0,52	0,87	21	101,7	5,1	0,2	78,8	3,4	70,8	1,13	70	37	11	29,7
2	Т-Русскинское	ЮС1	0,33	0,67	0,02	0,47	21	78,3	4,3	0,1	74	0,9	5,7	0,41	39	7	2,1	35,3
2	Т-Русскинское	ЮС2	0,48	0,67	0,04	0,47	21	572,2	6,5	0,0	102,1	0,3	6,4	0,54	39	3	0,7	23,1
2	Дружное	ЮС1	0,50	0,75	0,11	0,89	21	33,6	9,0	0,3	38,4	4	2,8	0,64	61	29,1	7,3	27,3
2	Кустовое	1БС10	0,13	1,11	0,01	0,57	21	47,8	16(0)	0,0	0	2,3	0,0	0,56	53	14	2,2	15
2	Кустовое	1БС11	0,48	1,11	0,05	0,75	21	62,7	3,1	0,3	121,9	4,2	3,3	1,10	69	47,3	15,4	33
2	Кустовое	ЮС1	0,16	0,62	0,04	0,55	21	149,8	4,8	0,1	59	3,1	4,0	0,33	36	22,7	6	27,9
2	В-Придорожное	БВ4	0,35	0,74	0,17	0,624	21	122,5	1,9	0,8	84,5	7,6	1,7	1,08	83	72,8	38	52,2
2	В-Придорожное	ЮВ1	0,44	0,74	0,01	0,664	21	151,7	1,5	0,2	101,1	2,4	1,2	0,62	64	18,5	6,2	33,4
2	С-Кониглорское	2БС10	0,60	0,8	0,04	0,3	21	437,1	3,5	0,0	36,6	2,6	4,4	0,10	17	5	1,5	20
2	Грибное	Ю1	0,30	0,67	0,11	0,87	21	14,2	1,5	1,2	85,8	7,8	2,4	0,14	22	45	17	40,7
2	Равенское	1АЧ3	0,87	0,62	0,01	0,88	21	96,4	17,0	0,1	22,8	7,1	5,1	0,18	28	20,1	8,1	40,1
2	Равенское	ЮС1	0,60	0,66	0,04	0,8	21	147,6	4,0	0,1	74,6	6,2	6,4	0,47	63	15,6	6,1	39,3
2	Ю-Выитойское	БВ7	0,54	0,55	0,01	0,49	31	427,7	7,3	0,0	53,2	0,6	5,9	0,78	42	2,4	0,1	28,1
2	Ю-Выитойское	ЮВ1	0,11	0,43	0,01	0,89	21	177,0	3,0	0,0	119,3	1,4	11,2	0,16	8,2	4,9	1,4	27,6

Таблица 2

Исходная матрица геологических и технологических параметров объектов разработки месторождений ТПП "Лангаснефтегаз"

Группа	Месторождение	Пласт	Нэф* кпкн	μн, МПа*с	Кпр, мкм ²	Клещ, д.е.	S, га/скв.	Qб/Н, т/скв.	Н.д.с./ Нн.с., д.е.	τ, М ² /М ³	Комп, %	tmax, %	qз/ qж, д.е.	ВНФ, М ³ /т	fv, %	КИЗ, %	кпнтек, %	КИНкон, %
1	Локозовское	БВ5	1,499	2,400	0,180	0,730	31	234,175	3	1,204	101,4	0,6	2,748	3,480	91,1	60,3	0,24	0,41
1	Локозовское	БВ6	1,586	2,300	0,104	0,530	31	113,964	3	0,798	134,4	1,4	5,544	7,629	95,3	48,6	0,196	0,410
1	Поточное	БВ6	1,109	1,570	0,238	0,688	31	150,868	5	1,709	96,4	0,6	4,558	3,132	96,0	108,0	0,449	0,410
1	Поточное	БВ8	1,473	1,180	0,306	0,511	31	252,066	4	2,066	114,7	0,4	3,763	3,132	53,9	45,6	0,114	0,420
1	Лас-Еганское	БВ6	1,549	2,720	0,153	0,735	21	210,921	6	1,370	119,0	0,6	6,409	0,185	13,1	5,0	0,011	0,220
1	Ю-Покачевское	БВ6	0,739	1,380	0,205	0,784	31	112,770	5	1,834	87,8	1,2	5,698	5,860	94,4	78,9	0,300	0,385
1	Ю-Покачевское	БВ8	0,264	0,940	0,265	0,737	31	232,911	6	2,060	103,5	0,6	3,865	3,294	94,3	34,0	0,280	0,360
1	С-Поточное	БВ6	1,336	1,770	0,940	0,860	21	299,762	2	1,805	94,8	0,4	2,865	2,231	84,5	18,0	0,247	0,327
1	С-Поточное	БВ8	0,466	1,270	0,662	0,472	21	208,607	11	2,110	110,1	1,0	4,971	1,195	90,5	48,3	0,189	0,392
2	Урьевское	АВ1-2	1,520	1,450	0,260	0,360	16	94,861	2	1,494	121,2	1,7	2,27	3,402	92,5	91,0	0,207	0,228
2	Урьевское	БВ6	2,602	1,570	0,230	0,690	21	92,279	6	2,409	81,6	1,2	5,185	8,366	97,3	72,3	0,132	0,183
2	Урьевское	БВ8	3,053	1,180	0,310	0,511	21	30,717	3	6,932	129,7	2,2	4,575	5,143	97,0	96,2	0,277	0,288
2	Урьевское	БВ10	3,053	1,180	0,310	0,511	21	66,448	5	6,932	124,1	2,2	4,575	3,577	96,8	94,3	0,444	0,471
2	Локозовское	АВ2	1,475	3,700	0,045	0,410	21	94,349	5	2,083	88,8	1,5	2,223	0,440	38,6	57,5	0,081	0,142
2	Покамазовское	ЮВ1-1	1,875	0,630	0,054	0,580	21	141,462	2	0,416	149,5	0,6	2,470	0,429	29,4	8,2	0,010	0,127
2	Лас-Еганское	АВ1-2	1,223	1,870	0,113	0,320	21	50,034	3	1,204	137,4	1,5	3,538	-0,183	12,1	1,3	0,001	0,103
2	Лас-Еганское	БВ8	1,500	0,960	0,175	0,848	21	120,364	6	1,739	0,0	1,2	0,000	3,676	90,6	45,9	0,169	0,400
2	Лас-Еганское	ЮВ1	0,538	0,680	0,017	0,470	21	62,355	3	0,160	160,8	2,9	3,802	406,485	96,4	75,8	0,336	0,442
2	Ю-Покачевское	АВ1-2	0,338	2,160	0,430	0,289	21	55,674	3	0,800	132,1	2,1	3,424	10,597	97,2	32,5	0,150	0,376
2	Нивагальское	АВ1-2	0,609	2,460	0,028	0,641	21	201,203	6	0,136	49,7	1,6	3,834	0,959	66,1	36,7	0,081	0,200
2	Нивагальское	ЮВ1	0,718	0,790	0,170	0,729	21	40,508	2	0,268	180,9	3,9	5,201	1,863	86,3	77,5	0,280	0,360
3	Урьевское	ЮВ1	0,954	0,800	0,030	0,280	21	97,654	9	0,045	40,3	5,0	7,138	3,963	95,8	90,8	0,370	0,407
3	Поточное	АВ1-2	0,091	1,450	0,076	0,221	14	49,494	4	0,915	119,7	1,7	4,972	3,210	96,7	94,9	0,489	0,515
3	Поточное	БВ5	0,215	1,450	0,033	0,785	14	53,444	5	1,530	0,0	2,1	0,000	1,653	80,8	15,1	0,045	0,300
3	Поточное	БВ10	0,361	0,670	0,015	0,259	21	45,071	4	0,127	110,7	4,0	0,000	12,000	95,1	10,0	0,020	0,200
3	Поточное	БВ18-22	0,069	0,670	0,014	0,219	21	60,855	15	0,015	63,4	3,8	19,612	11,600	97,2	8,9	0,018	0,200
3	Поточное	ЮВ1	0,162	0,800	0,003	0,284	21	110,000	15	0,001	0,0	0,9	0,000	11,600	94,7	1,6	0,003	0,204
3	Нивагальское	БВ5	0,670	0,920	0,018	0,432	21	75,000	6	0,260	0,0	0,5	0,000	0,783	71,7	65,4	0,151	0,200
3	Нивагальское	БВ6	0,670	0,920	0,018	0,432	21	178,667	6	0,000	0,0	0,5	0,000	4,772	96,9	71,0	0,313	0,440
3	Нивагальское	БВ8	0,670	0,920	0,018	0,432	21	308,000	6	0,042	0,0	0,5	0,000	2,919	96,4	100,2	0,538	0,560
3	С-Поточное	БВ10+БВ18-22	0,279	0,680	0,015	0,438	21	14,529	10	0,387	20,3	4,9	7,845	0,371	39,3	31,5	0,077	0,240
3	С-Поточное	ЮВ1	0,376	0,670	0,020	0,333	21	157,000	10	0,039	0,0	0,5	0,000	0,588	3,3	11,1	0,026	0,230

Таблица 3

Исходная матрица геологических и технологических параметров объектов разработки месторождений ТПП "Когалымнефтегаз"

Группа	Месторождение	Пласт	Нэф* кпкн	μн, МПа* с	Кпр, мкм ²	Клес ч, д.с.	S, га/скв.	Qб/Н, т/скв.	Нд.с./ Нн.с., д.е.	τ, М ³ /М ³	Комп, %	tmax, %	qз/ qж, д.е.	ВНФ, М ³ /т	fb, %	КИЗ, %	КИНтек, %	КИНкол, %
1	Покачевское	АВ3	0,93	1,49	0,144	0,461	31	37,0	11,6	1,60	86,4	2,7	5,6	4,73	91,9	101,8	0,279	0,274
1	Покачевское	АВ4	0,46	1,4	0,067	0,362	31	15,9	11,6	0,64	44	7,4	5,3	5,33	86,7	63,7	0,102	0,161
1	Покачевское	АВ7	0,63	1,38	0,106	0,499	31	42,1	3,6	1,07	4,2	3,3	5,3	4,06	90,7	81,2	0,211	0,260
1	Покачевское	АВ8	0,50	1,38	0,08	0,493	31	49,6	3,6	0,66	4,2	5,6	5,3	4,73	92,5	48,5	0,115	0,237
1	Покачевское	БВ0	0,35	1,38	0,134	0,502	31	32,9	23,0	0,70	10,5	8,3	3,8	5,01	89,2	66,8	0,117	0,175
1	Покачевское	БВ1	0,41	1,38	0,072	0,7	31	30,9	23,0	1,32	10,5	26,9	3,4	5,79	84,3	87,5	0,194	0,222
1	Покачевское	БВ2	0,44	1,38	0,145	0,521	31	66,1	26,0	1,38	0,5	8,3	3,4	5,34	84,9	61,2	0,218	0,356
1	Покачевское	БВ3	0,33	1,38	0,124	0,657	31	24,8	26,0	0,95	0,5	17,7	3,4	6,32	83,6	57,5	0,129	0,225
1	Нонг-Еганское	БВ6	0,48	0,8	0,048	0,59	31	99,9	6,3	0,17	31	7,8	5,3	0,66	52	36,1	0,101	0,28
1	Нонг-Еганское	БВ7	0,32	2,08	0,047	0,58	31	23,5	6,3	0,09	31	5,5	3,5	0,59	66,3	60,4	0,06	0,099
2	Покачевское	АВ1+А В2	0,55	1,69	0,149	0,34	31	66,8	3,7	0,88	114	2,9	4,1	12,81	86,3	79,4	0,241	0,303
2	Покачевское	АВ6	0,55	1,38	0,119	0,48	31	45,9	3,6	0,89	120,3	3,8	5,3	0,00	87	36	0,126	0,351
2	Покачевское	ЮВ1	0,54	0,85	0,017	0,572	14	88,6	2,1	0,57	184,1	2,9	4,2	0,88	73,1	82,9	0,301	0,364
2	Ю-Покачевское	АВ1-2	0,36	2,16	0,043	0,289	21	38,8	2,8	1,45	133,4	3,8	2,9	2,58	87,2	80,4	0,285	0,369
2	Ключевое	БВ2	0,50	1,52	0,153	0,71	21	39,9	5,1	1,05	105	9,0	5,7	1,46	79,4	101,1	0,426	0,421
2	Ключевое	БВ3	0,45	1,5	0,144	0,483	21	69,8	4,9	0,96	94,3	8,7	4,5	1,46	81,8	94,4	0,39	0,414
2	Кечимовское	ЮВ1	0,63	1,31	0,004	0,28	18	437,6	2,1	0,02	88,5	1,4	3,3	0,44	40,5	3,9	0,016	0,393
2	Кечимовское	ЮВ2	0,36	1,31	0,001	0,28	18	631,4	0,9	0,00	234,4	0,2	4,7	0,62	34,7	0,9	0,002	0,227
2	С-Покачевское	ЮВ1	0,01	0,94	0,016	0,572	18	382,0	2,3	0,02	101,2	2,1	3,6	0,27	28,1	5	0,016	0,322
2	Нивагальское	АВ1-2	0,67	1,98	0,114 I	0,417	21	21,3	6,4	1,22	71,7	1,6	3,5	2,13	80,8	15,1	0,045	0,292
3	Покачевское	АВ5	0,99	1,38	0,165	0,727	31	96,2	3,6	1,28	120,3	1,5	6,3	3,27	91,8	96,4	0,229	0,310
3	Покачевское	БВ6	1,31	1,38	0,196	0,667	31	264,4	3,4	1,72	104,4	0,9	3,3	2,95	93	84,2	0,437	0,518
3	Покачевское	БВ8	0,90	0,92	0,159	0,506	31	274,2	2,0	1,25	125,4	0,7	3,2	2,06	92,8	78,1	0,409	0,524
3	Ю-Покачевское	БВ6	0,74	1,38	0,205	0,784	31	129,9	4,5	1,37	80,7	2,6	4,1	4,02	95,3	86,1	0,349	0,4
3	Ю-Покачевское	БВ8	0,26	0,94	0,265	0,737	31	305,0	4,6	1,65	98,7	1,2	1,7	2,48	96,4	93,7	0,486	0,531
3	Нонг-Еганское	БВ2	0,49	1,1	0,043	0,84	31	127,9	3,0	0,61	96,2	3,6	3,5	1,75	75,5	71,6	0,222	0,31
3	Нонг-Еганское	БВ3	0,31	0,8	0,043	0,785	31	168,3	2,5	0,75	91,2	2,3	2,9	2,67	87	68,1	0,204	0,3
3	Нонг-Еганское	ЮВ1	0,40	1,1	0,026	0,78	31	96,3	1,9	0,18	101,4	8,0	3,8	0,33	34,8	46,7	0,139	0,297
3	Ключевое	АВ1-2	0,50	1,6	0,9	0,724	21	55,8	7,6	0,38	21,3	10,3	3,0	1,47	77	60,1	0,154	0,286
3	Ключевое	БВ6	0,28	1,66	0,64	0,548	21	96,9	1,4	0,82	97,8	3,7	3,1	1,19	77,4	91,7	0,376	0,41



Окончание табл. 3

Группа	Месторождение	Пласт	Нэф* кпкн	μн, МПа*с	Кпр, мкм ²	Клес ч, д.е.	S, га/скв.	Q6/N, т/скв.	Нд.с./ Нн.с., д.е.	τ, М ³ /М ³	Комп, %	tмах, %	qз/ qж, д.е.	ВНФ, М ³ /Т	fv, %	КИЗ, %	КИНте к, %	КИНко н, %
3	Кечимовское	АВ1-2	0,62	3,62	0,319	0,6	18	453,0	4,4	0,21	84,8	0,6	3,7	1,92	80,8	5,1	0,015	0,339
3	Кечимовское	БВ6	0,47	1,41	0,339	0,6	18	189,4	2,5	0,04	46	7,3	3,6	0,13	11,5	9,2	0,031	0,339
3	Кечимовское	ЮВ0+ Ач	0,28	0,8	0,002	0,69	18	319,9	2,1	0,00	88,5	0,022	0,0	0,59	61,9	0,2	0,0003	0,203

Таблица 4

Исходная матрица геологических и технологических параметров объектов разработки месторождений ТПП "Ураинефтегаз"

Группа	Месторождение	Нэф* кпкн	μн, МПа*с	Кпр, мкм ²	Клесч, д.е.	S, га/скв.	Q6/N, т/скв.	Нд.с./ Нн.с., д.е.	τ, М ³ /М ³	Комп, %	tмах, %	qз/ qж, д.е.	ВНФ, М ³ /Т	fv, %	КИЗ, %	КИНтек, %	КИНкон, %
1	Трёхозерное	0,95	1,01	0,259	0,66	23	371,3	2,9	1,44	116,8	9,8	3,92	2,97	96,9	94,9	36,5	38,3
1	М-Тетеревское	0,79	0,68	0,011	0,65	26	210,6	1,8	1,97	118,7	6,3	2,04	3,14	96,2	98,4	46,4	48,4
1	Толумское	0,52	1,63	0,21	0,425	27	108,6	2,2	1,71	111,4	4,7	2,48	3,62	92,7	77,8	31,8	40,7
1	Даниловское	0,75	1,6	0,203	0,425	25	68,9	2,9	1,47	116,4	6,2	3,03	2,76	90,5	95,5	36,1	37,8
1	Мульбинское	0,82	0,65	0,0219	0,425	25	149,6	3,4	1,97	81,7	14,2	0,00	4,86	96,7	74,6	28,6	40
1	С-Даниловское	0,33	1,56	0,095	0,54	25	51,8	3,0	2,35	120,2	6,5	3,43	3,01	91,8	95,8	48	38,9
1	Лазаревское	0,26	0,98	0,0163	0,425	20	83,3	2,8	0,51	119,5	5	2,91	3,48	93,8	43,6	12,7	29
1	Тальниковское	0,71	2,12	0,042	0,425	36	113,8	2,4	0,04	72,1	3,4	3,12	0,29	32,3	9,6	2,4	25,2
2	Убинское	0,21	1,47	0,38	0,425	18	71,1	4,6	0,35	125,5	3,6	5,32	1,34	85,8	72	13,3	18,3
2	Ловинское	0,51	1,04	0,01	0,15	30	41,7	4,1	0,37	116,2	4,4	5,97	262,77	79	59	11,7	19,9
2	Филиповское	0,36	0,68	0,299	0,425	20	45,4	5,2	0,43	109,9	7,3	12,76	102,36	77,6	53,2	16	30
2	Шушминское	0,18	0,94	0,03	0,158	20	37,5	3,4	0,23	102,7	2,5	8,41	0,47	56,3	25,7	6,7	24,8
2	Яхлинское	0,51	0,91	0,016	0,425	16	339,3	3,4	0,02	92,8	0,8	0,00	0,75	56	5,1	1	27,6
2	Узбекское	0,21	1,51	2,7	0,37	22,5	61,2	4,6	1,66	97,7	8,7	3,47	6,25	95,6	69,8	22,9	32,8
2	Манейгинское	0,22	1,35	0,0319	0,425	27	57,8	3,4	0,17	44,9	5,5	5,86	1,24	74,3	38,9	7,7	19,9
2	Сыморьяхское	0,29	1,45	0,019	0,425	37	53,7	5,1	0,12	45,1	2,4	3,65	10,54	68,6	12,8	2,8	22

Таблица 5

Средние значения		
Параметр	1 группа	2 группа
<i>Нэфтпкн</i>	0,553	0,469
<i>μн</i>	1,603	0,725
<i>Кпр</i>	0,192	0,090
<i>Кпесч</i>	0,624	0,626
<i>S</i>	21,000	21,684
<i>Qб/Ν</i>	99,485	158,607
<i>Νδ/ Νн</i>	2,941	4,735
<i>τ</i>	3,290	0,544
<i>Комп</i>	87,969	77,963
<i>tmax</i>	6,469	3,600
<i>qз/ qж</i>	2,702	7,792

Далее были рассчитаны их значения для "средних" гипотетических залежей (табл. 5).

Каждая из выделенных групп объектов обладает своими специфическими особенностями.

Первая группа объектов характеризуется наибольшими значениями коэффициента проницаемости, максимального темпа отбора от НИЗ (*tmax*), произведения коэффициента пористости, нефтенасыщенности, эффективной толщины пласта (*Нэф*т*Кп*), вязкости, безразмерного времени разработки объекта (*τ*), компенсации отбора закачкой (*Комп*).

Вторая группа характеризуется наибольшими значениями коэффициента песчаности (*Кпесч*), плотности сетки скважин (*S*), отношения количества добывающих скважин к нагнетательным (*Νδ/Νн*), отношения среднесуточной приемистости нагнетательных скважин к среднесуточному дебиту по жидкости до-

бывающих скважин (*qз/ qж*), удельных запасов (*Qб/Ν*).

ТПП "Лангепаснефтегаз". Основной вклад в первую главную компоненту вносят производство эффективной толщины пласта, коэффициента пористости и коэффициента нефтенасыщенности (*Нэф*т*Кп*), коэффициент проницаемости (*Кп*) и коэффициент песчаности (*Кпесч*).

Вторая главная компонента отражает удельные запасы (*Qб/Ν*) и максимальный темп отбора от НИЗ (*tmax*).

Третья главная компонента отражает плотность сетки скважин (*S*) и отношение среднесуточной приемистости нагнетательных скважин к среднесуточному дебиту по жидкости добывающих скважин (*qз/ qж*).

Четвертая главная компонента отражает вязкость нефти (*μн*), отношение количества добывающих скважин к нагнетательным (*Νδ/Νн*), безразмерное время разработки объекта (*τ*) и компенсацию отбора закачкой (*Комп*).

Рассчитаны их значения для "средних" гипотетических залежей (табл. 6).

Первая группа объектов характеризуется наибольшими значениями *Нэф*т*Кп*, вязкости, безразмерного времени разработки объекта (*τ*), компенсации отбора закачкой (*Комп*), максимального темпа отбора от НИЗ (*tmax*), коэффициента проницаемости.

Вторая группа характеризуется наибольшими значениями коэффи-

циента песчаности (*Кпесч*), плотности сетки скважин (*S*), удельных запасов (*Qб/Ν*), отношения среднесуточной приемистости нагнетательных скважин к среднесуточному дебиту по жидкости добывающих скважин (*qз/ qж*).

Третья группа характеризуется наибольшими значениями отношения количества добывающих скважин к нагнетательным (*Νδ/Νн*).

ТПП "Покачевнефтегаз". Основной вклад в первую главную компоненту вносят плотность сетки скважин (*S*), удельные запасы (*Qб/Ν*), компенсация отбора закачкой (*Комп*), максимальный темп отбора от НИЗ (*tmax*).

Вторая главная компонента отражает производство эффективной толщины пласта, коэффициента пористости и коэффициента нефтенасыщенности (*Нэф*т*Кп*), безразмерное время разработки объекта (*τ*), коэффициент песчаности (*Кпесч*), отношение среднесуточной приемистости нагнетательных скважин к среднесуточному дебиту по жидкости добывающих скважин (*qз/ qж*).

Третья главная компонента отражает вязкость нефти (*μн*).

Четвертая главная компонента отражает проницаемость (*Кп*).

Также рассчитаны их значения для "средних" гипотетических залежей (табл. 7).

Первая группа объектов характеризуется наибольшими значениями



Таблица 6

Средние значения			
Параметр	1 груп.	2 груп.	3 груп.
<i>Нэфтпкн</i>	0,553	0,469	0,411
<i>μн</i>	1,603	0,725	0,905
<i>Кпр</i>	0,192	0,090	0,024
<i>Кпесч</i>	0,624	0,626	0,374
<i>S</i>	21,000	21,684	19,727
<i>Qб/Ν</i>	99,485	158,607	104,520
<i>Νδ/ Νн</i>	2,941	4,735	8,139
<i>τ</i>	3,290	0,544	0,306
<i>Комп</i>	87,969	77,963	32,218
<i>tmax</i>	6,469	3,600	2,218
<i>qз/ qж</i>	2,702	7,792	3,597

Таблица 7

Средние значения			
Параметр	1 груп.	2 груп.	3 груп.
<i>Нэфтпкн</i>	0,48	0,46	0,58
<i>μн</i>	1,41	1,46	1,39
<i>Кпр</i>	0,097	0,08	0,25
<i>Кпесч</i>	0,54	0,44	0,69
<i>S</i>	31,00	21,40	26,46
<i>Qб/Ν</i>	42,26	182,21	198,25
<i>Νδ/ Νн</i>	14,12	3,41	3,6
<i>τ</i>	0,89	0,71	0,79
<i>Комп</i>	22,28	124,69	88,98
<i>tmax</i>	9,37	3,64	3,29
<i>qз/ qж</i>	4,43	4,18	3,25

Таблица 8

Средние значения		
Параметр	1 группа	2 группа
<i>Нэфтпкн</i>	0,64	0,31
<i>μн</i>	1,28	1,17
<i>Кпр</i>	0,11	0,44
<i>Кпесч</i>	0,50	0,35
<i>S</i>	25,88	23,81
<i>Qб/Ν</i>	144,73	88,46
<i>Νδ/ Νн</i>	2,68	4,23
<i>τ</i>	1,43	0,42
<i>Комп</i>	107,10	91,85
<i>tmax</i>	7,01	4,40
<i>qз/ qж</i>	2,62	5,68

плотности сетки скважин (S), отношения количества добывающих скважин к нагнетательным ($Nд/Nн$), максимального темпа отбора от НИЗ ($tmax$), отношения среднесуточной приемистости нагнетательных скважин к среднесуточному дебиту по жидкости добывающих скважин ($qз/qж$), безразмерного времени разработки объекта (τ).

Вторая группа характеризуется наибольшими значениями вязкости нефти и компенсации отбора закачкой ($Комп$).

Третья группа характеризуется наибольшими значениями $Hэф * t * Kn$, проницаемости (Kn), коэффициента песчаности ($Kпесч$), удельными запасами ($Qб/М$).

ТПП "Урайнефтегаз". Основной вклад в первую главную компоненту вносят произведение эффективной толщины пласта, коэффициента пористости и коэффициента нефтенасыщенности ($Hэф * t * Kn$), коэффициент песчаности ($Kпесч$), удельные запасы ($Qб/М$), отношение среднесуточной приемистости нагнетательных скважин к среднесуточному дебиту по жидкости добывающих скважин ($qз/qж$).

Вторая главная компонента отражает плотность сетки скважин (S).

Третья главная компонента отражает проницаемость (Kn), безразмерное время разработки объекта (τ).

Четвертая главная компонента отражает вязкость нефти ($\mu н$), компенсацию отбора закачкой ($Комп$), отношение количества добывающих скважин к нагнетательным ($Nд/Nн$), максимальный темп отбора от НИЗ ($tmax$).

Первая группа средних "гипотетических" объектов характеризуется наибольшими значениями $Hэф * t * Kn$, плотностью сетки скважин (S), удельных запасов ($Qб/М$), безразмерного времени разработки объекта (τ), компенсации отбора закачкой ($Комп$), максимального темпа отбора от НИЗ ($tmax$), вязкости нефти (μ), коэффициента песчаности ($Kпесч$), отношения среднесуточной приемистости нагнета-

тельных скважин к среднесуточному дебиту по жидкости добывающих скважин ($qз/qж$).

Вторая группа характеризуется наибольшими значениями проницаемости (Kn), отношения количества добывающих скважин к нагнетательным ($Nд/Nн$) (табл. 8).

Подведем некоторые итоги. В работе [1] на примере ТПП "Когалымнефтегаз" нами дана классификация месторождений по степени выработки запасов от НИЗ. Их можно разделить на 3 категории: со степенью выработки запасов более 50%, менее 20% и от 21 до 50%. При сопоставлении этих категорий месторождений с полученными в данной работе двумя группами можно отметить следующее: все объекты месторождений с выработкой запасов более 50% относятся к первой группе; объекты месторождений с минимальной выработкой запасов (до 20%) относятся ко второй группе. При этом пласты с выработкой запасов от 21 до 50% занимают промежуточное положение, т.е. часть относится к первой, другая часть - ко второй группе.

Выводы

1. Проведена статистическая обработка промысловых данных мероприятий интенсификации добычи нефти по месторождениям ТПП ООО "ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь" с целью группирования объектов разработки (продуктивных пластов) в зависимости от

геологических и технологических параметров.

2. Для каждого ТПП выделены группы, сходные по геолого-технологическим параметрам: "Когалымнефтегаз" - 2 группы; "Лангепаснефтегаз" - 3 группы; "Покачевнефтегаз" - 3 группы; "Урайнефтегаз" - 2 группы.

3. На примере месторождений ТПП "Когалымнефтегаз" показано, что на всех объектах месторождений независимо от степени выработки запасов наиболее существенное влияние оказывают такие геологические факторы, как эффективная толщина пласта, пористость, нефтенасыщенность, песчаность, а из технологических факторов - плотность сетки скважин и компенсация добычи жидкости закачкой воды. Что касается других факторов, то для первой группы (при выработке запасов более 50%) это вязкость нефти (возможно, претерпевшей уже вторичные изменения в процессе эксплуатации), проницаемость пласта, безразмерное время разработки, максимальный темп отбора нефти. В отношении второй группы (при выработке запасов до 50%) можно отметить, что наиболее существенное влияние оказывают такие факторы, как удельные запасы, соотношение количества добывающих и нагнетательных скважин, а также их дебиты и приемистости.

Литература

1. Юлбарисов Э.М., Юлбарисов И.М., Овчинников Р.В.

Влияние геологических и технологических факторов на извлечение нефти // Нефть. Газ. Новации. - 2009. - № 7. - С. 26-31.

2. Юлбарисов Э.М., Валеев М.Д., Макаров А.В.,

Юлбарисов И.М., Давлеткужин М.З. Сбор и систематизация промыслового материала по проведенным ГТМ на месторождениях ООО "ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь" // Нефть. Газ. Новации. - 2009. - №7. - С. 48-51.

Применение новых технологий при бурении боковых наклонно направленных стволов на месторождениях ОАО "Самаранефтегаз"

**В.А. Яшков,
А.Н. Коротков**
/ОАО "Самаранефтегаз",
г. Самара/

Проводка боковых стволов в осложненных геологических условиях Самарского региона

Реализация программы по бурению боковых стволов в ОАО "Самаранефтегаз" была начата в 2005 году. На первом этапе проводилось неориентированное бурение боковых стволов на объектах с аварийным забоем, не позволяющим эксплуатировать скважину.

С учетом перспективности данного направления в 2008 году были поставлены новые задачи по проводке ориентированных наклонно направленных боковых стволов с целью извлечения остаточных запасов нефти. В результате усложнилась конструкция боковых стволов, что нашло отражение в увеличении расстояния от "материнской" эксплуатационной колонны до 400 метров и усложнении профиля (углы наклона стволов до 85 градусов), а также заканчивании части наклонно направленных стволов горизонтальным хвостовиком.

В процессе решения поставленных задач специалисты ОАО "Самаранефтегаз" столкнулись с проблемами, связанными с возникновением определенных трудностей при проводке боковых стволов в сложных геологических условиях - через неустойчивые отложения, склонные к осыпям и обвалам.

Основные проблемы с устойчивостью стволов при бурении возникли в Тульских и Кыновских глинистых отложениях, находящихся над кровельной частью продуктивных горизонтов, так как при недостаточном гидростатическом давлении, которое необходимо обеспечивать поддержанием удельного веса бурового раствора в пределах 1,23-1,28 г/см³ и его водоотдачи в пределах до 3 см³ за 30 мин, в данных разрезах возникали обвалы пород, приводящие к заклиниванию бурильного инструмента.

Устойчивость ствола достигалась удерживанием удельного веса и во-

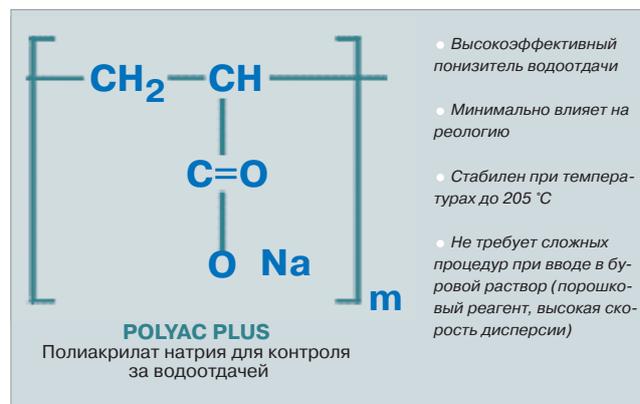
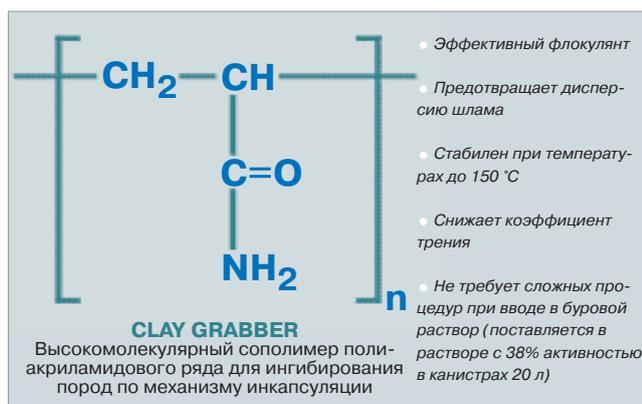


Рис. 1. Буровые растворы Halliburton Baroid Fluid Services

доотдачи бурового раствора в заданных пределах, однако в условиях продолжительной эксплуатации "целевых" пластов произошло существенное изменение их гидродинамических свойств, в частности, значительно уменьшилось пластовое давление. По этой причине бурение бокового ствола с применением тяжелых буровых растворов могло бы привести к превышению репрессии на продуктивный пласт и кольтатации (уменьшению фильтрации) призабойной зоны пласта.

С целью решения данной проблемы была проведена работа с привлечением специализированной сервисной организации по буровым растворам Halliburton Baroid Fluid Services и института "СамараНИПИнефть". В результате была подобрана рецептура промывочной жидкости. За основу был взят биополимерный буровой раствор, в состав которого включен высокомолекулярный сополимер полиакриламидного ряда для ингибирования пород по механизму инкапсуляции и высокоэффективный понизитель водоотдачи. Дополнительно для улучшения реологии раствора в его состав были добавлены силикаты (рис. 1).

Таким образом, удовлетворительная устойчивость стенок ствола скважины в интервалах неустойчивых отложений для проведения безаварийной проводки ствола, стенок ствола скважины в интервалах неустойчивых отложений была достигнута.

Но данную систему бурового раствора невозможно применять при вскрытии и прохождении продуктивных пластов, так как это пагубно влияет на их коллекторские свойства, которые ухудшаются вплоть до прекращения притока. Особенно это ощутимо в пластах с терригенными отложениями, т.е. с обломочными горными породами.

Для решения вопроса минимизации рисков влияния на коллекторские свойства продуктивного пласта необходимо было исключить из бурового раствора часть реагентов и добавок путем его очистки и частичной замены.

Но проведение очистки раствора от силикатов и специальных добавок могло нас вернуть к проблеме устойчивости стенок открытого ствола скважины.

Результаты, полученные на практике, показали, что времени нахождения неустойчивых пород в стабильном состоянии, после очистки раствора от силикатов, достаточ-

но для проведения работ по вскрытию продуктивных горизонтов и обсаживанию бокового ствола хвостовиком.

Бурение боковых наклонно направленных стволов из эксплуатационных колонн 139,7 мм с проходным внутренним диаметром 122 мм

В 2009 году требовалось провести работы по бурению наклонно направленных боковых стволов на трёх скважинах с эксплуатационными "материнскими" колоннами диаметром 139,7 мм (две из которых - с горизонтальным окончанием протяженностью 200 м) с внутренним проходным диаметром 122 мм.

Выполнение поставленной задачи затруднялось тем, что в России в настоящее время наиболее распространенным является бурение боковых стволов из колонн диаметром 146 и 168 мм. Решение проблемы требовало индивидуального подхода - подбора вырезающих устройств (клинотклонителя с фрезами), породоразрушающего инструмента, винтовых забойных двигателей и оснастки для заканчивания и крепления скважины.

С учетом того, что минимальный внутренний проходной диаметр эксплуатационной колонны не позволяет использовать общепринятый при бурении боковых стволов породоразрушающий инструмент типоразмера 123,8 (124) мм и забойные винтовые двигатели ДРУ-106, группа специалистов ОАО "Самаранефтегаз" совместно с сервисными организациями разработала ряд мероприятий, в результате чего приняты к исполнению два варианта проводки боковых наклонно направленных стволов из скважин с эксплуатационными колоннами диаметром 139,7 мм.

Первый вариант проводки боковых стволов из эксплуатационных колонн диаметром 139,7 мм применен на скважинах с усложненным профилем, требующих проводки бокового ствола с интенсивностью набора угла более 4 градусов на 10 метров и отходами от пластопересечения до 500 метров. В 2009 году по данному варианту осуществлены первые работы на двух скважинах, одна из которых - с горизонтальным окончанием в 200 метров. Бурение проводилось долотом 120,6 мм и забойным двигате-



Рис. 2. Расширитель раздвижного типа PP, предназначенный для расширения участков в любом интервале ствола скважины

лем ДРУ-95. Данное сочетание породоразрушающего инструмента и винтового забойного двигателя (ВЗД) позволило сохранить необходимую геометрию компоновки для прохождения в эксплуатационной колонне и добиться необходимой интенсивности профиля.

Однако при бурении данной компоновкой остался нерешенным вопрос о недостаточном диаметре открытого ствола (120,6 мм), при котором невозможно обеспечить качественное заканчивание скважины. Диаметр открытого бокового ствола был увеличен с номинального в 120,6 мм до

139-146 мм за счет использования гидравлических расширителей типа PP (рис. 2). Операция расширения ствола позволяет уменьшить риски по непрохождению колонны хвостовиком 101,6 мм и повысить качество крепления цементного камня за счет увеличения кольцевого пространства. Но при применении данной технологии бурения бокового ствола необходимо учитывать, что даже при наличии различных конфигураций (конструкций) гидравлических расширителей применение их имеет значительный минус - оно увеличивает цикл бурения бокового ствола. Следовательно,

но, на месторождениях ОАО "Самаранефтегаз" при бурении боковых стволов специалисты использовали данную технологию, принимая во внимание риск, связанный с возможностью увеличения сроков бурения.

Однако с учетом геологического строения пластов Самарского региона и мощностей неустойчивых горизонтов описанная технология бурения бокового ствола применялась в комбинации с бицентричными долотами. Бурение бицентричными долотами осуществлялось в интервалах стабилизации набора угла, при вскрытии продуктивных пластов и проводке горизонтального участка. Это позволило сократить время проводки ствола и минимизировать риски получения геологических осложнений, связанных с осыпями и обвалами неустойчивых пород, за счет сокращения сроков расширки бокового ствола.

Второй вариант проводки бокового ствола из эксплуатационных колонн диаметром 139,7 мм был применен на скважине № 69 Северо-Каменского месторождения. При реализации данного варианта проводки бокового наклонно направленного ствола с горизонтальным окончанием в 200 метров специалисты пошли по пути бурения всего ствола с применением бицентричных долот. Для этого было рассмотрено много конфигураций бицентричных долот, так как основным и необходимым требованием к ним



Рис. 3. Бицентричные долота

являлось отсутствие вибрации, управляемость и возможность бурения с применением телеметрической системы (рис. 3). Выбор был остановлен на разработке специализированной компании ООО "РидХайкалог Ойлфилд Сервисез". Предложенная данной компанией матрица бицентричного долота 120,7/136,5 удовлетворяла поставленным задачам (долото стабильно к вибрации, им можно управлять в процессе бурения с установкой и т.д.) и была принята к использованию на скважине №69 Северо-Каменского месторождения.

Кроме того, для обеспечения процесса бурения бицентричным долотом по заданной траектории необходимо было подобрать винтовые забойные двигатели, которые в комплексе позволяли бы решить запланированные задачи. Применяемые обычно конфигурации винтовых забойных двигателей (ДРУ-106) для бурения бицентричными долотами из колонны с проходным внутренним диаметром 122 мм не подошли по геометрии компоновки. Данная проблема заставила обратиться к разработчикам и производителям винтовых забойных двигателей с предложением изготовить забойные двигатели, имеющие габариты 85 мм и 95 мм, но с сохранением параметров ВЗД ДРУ-106.

В результате для проводки ствола на скважину были доставлены экспериментальные винтовые забойные

двигатели типа ДОТ-85 и ДРУ-95 с профилированными секциями, изготовленные ОАО "Пермнефтемашремонт", и Vektor 3-3/4 7/8M/Д6.7 Stage, произведенные ООО "РидХайкалог Ойлфилд Сервисез".

Сочетание бицентричных долот 120,7/136,5 с вышеперечисленными винтовыми забойными двигателями показало отличный результат по механической скорости бурения и управляемости компоновки.

После бурения бокового ствола на скважине №69 Северо-Каменского месторождения был проведен комплекс геофизических исследований, который подтвердил наличие номинального диаметра скважины 136 мм, что, в свою очередь, стало свидетельством отличной совместной работы бицентричного долота с ВЗД ДОТ-85, ДРУ-95 и Vektor 3-3/4 7/8M/Д6.7 Stage.

Заканчивание боковых наклонно направленных стволов в скважинах с проходным внутренним диаметром 122 мм

После проводки боковых стволов из эксплуатационных колонн диаметром 139,7 мм с проходным внутренним диаметром 122 мм перед нами встал вопрос о заканчивании скважин хвостовиком 101,6 мм. Учитывая тот момент, что на территории Поволжского региона проводимые работы являются единичными, т.е. экс-

клюдивными, мы столкнулись с проблемой подбора оснастки хвостовика. С целью решения этой проблемы была привлечена специализированная организация, один из лидеров в данной сфере, - ООО "НТЦ "ЗЭРС". Рассмотрев поставленные задачи, специалисты ООО "НТЦ "ЗЭРС" провели работу по подбору и изготовлению оснастки для хвостовика. К завершению бурения бокового ствола на первой скважине была подготовлена и организована доставка необходимого оборудования: подвеска хвостовика ПХГМЦ.102/140-85/117 и пакер гидравлический манжетного цементирования ПГМЦ-2.102 000.

Поставленное оборудование позволило провести безаварийные работы по спуску хвостовика в интервале минимальных диаметров и обеспечить качественное разобочение пластов при его креплении.

С учетом достигнутых на месторождениях ОАО "Самаранефтегаз" результатов (табл.) новые технологии по проводке боковых наклонно направленных стволов из скважин с ограниченным внутренним диаметром "материнских" эксплуатационных колонн в сложных геологических условиях Самарского региона в 2010 году планируется применить уже на шести скважинах. Поставленная задача нацелена на отработку и совершенствование технологических процессов с перспективой на использование в последующие годы.

Информация по дебитам скважин после ЗБС в 2009 году

№ скв.	Перечень скважин, сданных с н.г.		Тип бокового ствола	Эффективность строительства БС					
	Месторождение	Подрядчик		Расчетные параметры			Фактические параметры после ВНР (запускные)		
				Qж, м³/сут	Qн, тн/сут	% воды	Qж, м³/сут	Qн, тн/сут	% воды
53	Шумалгинское	ОФ ЗАО "ССК"	н/н	28	21	20	28	28	36
132	Красногородское	ОАО "УПНП и КРС"	н/н	55	16	68	45	35	15
78	Алексеевское	ЗАО "УНБ"	БГС	22	6	67	22	14,05	25
119	Тверское	ОФ ЗАО "ССК"	н/н	114	41	56	130	18,26	83
43	Винно-Банновское	ЗАО "УНБ"	БГС	51	31,8	40	70	68	1
57	Шумолгинское	ООО "Л-Бурение"	н/н	20	10	46	22	2,51	90
185	Бариновско-Лебяжинское	ООО "Л-Бурение"	н/н	69	31,5	50	110	91	1
64	Северо-Каменское	ЗАО "УНБ"	БГС	460	36,4	91	397	320,1	3
190	Тверское	ОФ ЗАО "ССК"	н/н	15	12	10	15	12	10
69	Северо-Каменское	ЗАО "УНБ"	БГС	70	38	40	240	8,73	96
145	Восточное	ООО "Л-Бурение"	н/н	52	42	5	20	17,3	1
273	Б-Чубовское	ОФ ЗАО "ССК"	БГС	147	38	70	160	140	1
Итого дебит по нефти, тн/сут (удельный на одну скважину)							62,91		

Исследования скважин методом акустического каротажа. Ультразвуковой комплекс "Сканер-2000"

М.Ф. Дивлет-Кильдеев
/ООО "НПО "Поиск",
г. Санкт-Петербург/

От оперативного и точного определения размеров, формы и пространственного положения подземных камер растворения зависит рациональное использование недр, а также эффективность управления процессом добычи соли и использования хранилищ. Плановые исследования скважин позволяют избежать катастроф, связанных с обвалом и проседанием грунта. Все

помнят историю, которая произошла в 40-х годах прошлого столетия в США на месторождении "Уилмингтон" (штат Калифорния) - проседание на глубину до 10 метров приповерхностных слоев с образованием в центральной части чашеобразной впадины, сопровождаемое аномальными деформациями земной коры и повреждениями обсадных колонн в 292 скважинах, из которых более 100 были ликвидированы. Эксплуатация месторождений нефти, газа и соли - это процесс, требующий большой ответственности и постоянного контроля. Для его обеспечения создаются приборы, позволяющие контролировать параметры формы и размеры подземных камер и хранилищ на местах месторождений. Одним из таких приборов является ультразвуковой акустический комплекс ЛАС "Сканер-2000".

Ультразвуковой акустический комплекс ЛАС "Сканер-2000" разработан в Петербурге научно-производственным объединением "ПОИСК". Принцип действия прибора - ультразвуково-



Рис. 1. Скважинный прибор "Сканер-2000"

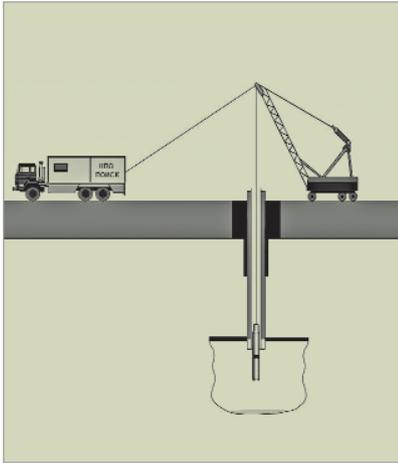


Рис. 2. Схема применения эхолотного комплекса "Сканер-2000"

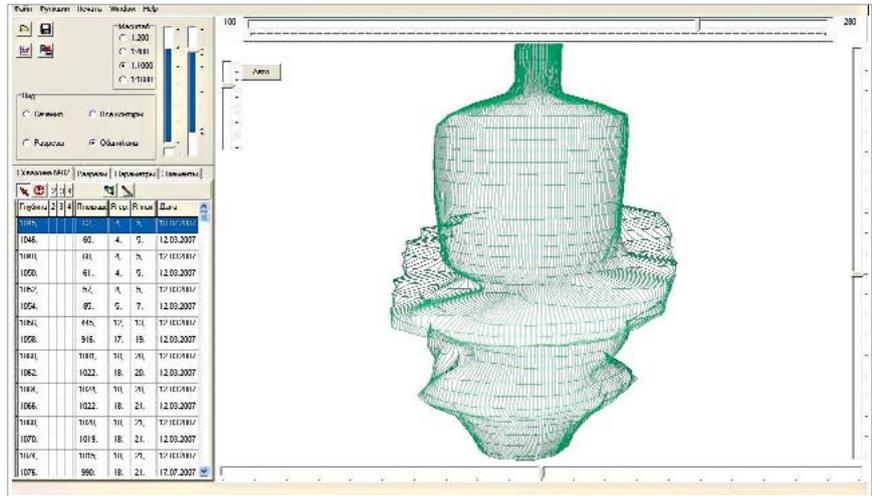


Рис. 3. Обработка результатов эхолотации. Трехмерное изображение размытой полости

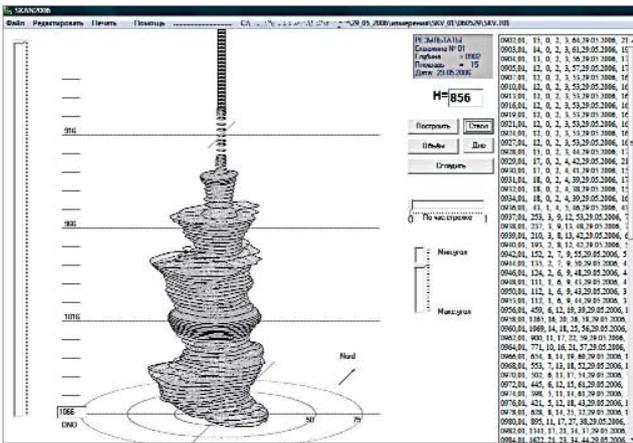


Рис. 4. Обработка результатов эхолотации. Аксонометрическая проекция скважины

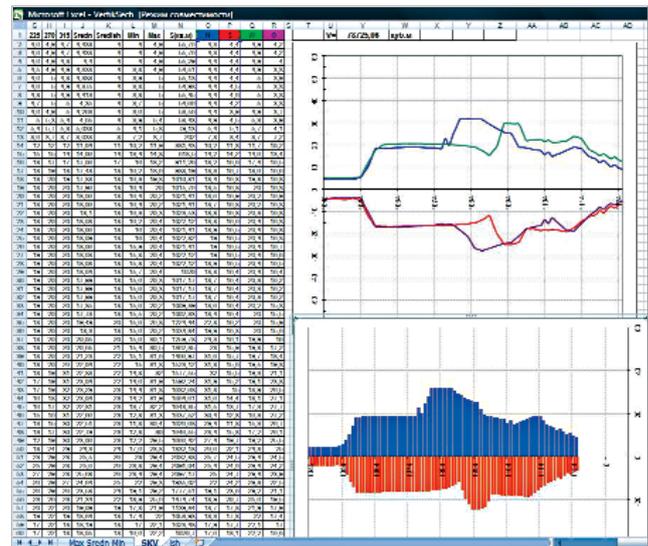


Рис. 5. Обработка результатов эхолотации. Возможность просмотра данных в EXCEL

вая локация. Прибор состоит из следующих основных частей:

- скважинный прибор "СКАНЕР-2000" (погружной модуль);
- наземный блок сопряжения;
- персональный компьютер в переносном исполнении и программное обеспечение для управления процессом регистрации данных и обработки результатов измерения.

Акустический комплекс изготовлен из специальных композитных немагнитных материалов (рис. 1).

Принцип действия. Скважинный прибор "Сканер-2000" подключается к каротажной станции через головку зонда ГОСТ 14213-89 ГЗБЗ-60 и трехжильный геофизический кабель (КТБ 3 ГОСТ 6020-68) и при помощи подъемного крана через скважину опускается в исследуемую подземную полость. Регистрация данных производится по сечениям с шагом по окружности в 2 угловых градуса (180 измерений на одно сечение в течение 70 сек). Данные в реальном времени отображаются на экране ПК и по командам оператора могут быть пропущены или сохранены для дальнейшей обработки.

Предварительная обработка результатов исследований скважины включает интеллектуальные алгоритмы отсеивания сигналов интерференции и многократно отраженных волн, дополнения пропущенных измерений, сглаживания и подгонки контура сечения на основе априорной информации специалиста-маркшейдера. Программа обработки данных, полученных при исследовании скважины, рассчитывает основные параметры сечения: площадь, максимальный и минимальный радиусы, смещение центра сечения, коэффициенты отклонения формы сечения от идеальной, что позволяет оценивать степень анизотропии процесса размыва. Программа предоставляет инструменты двух- и трехмерной визуализации, сравнения сечений разных уровней и различных ступеней размыва.

Обработка результатов эхолотации (рис. 3, 4, 5, 6):

- а) трехмерное изображение размытой полости;
- б) аксонометрическая проекция скважины;
- в) возможность просмотра данных в EXCEL.

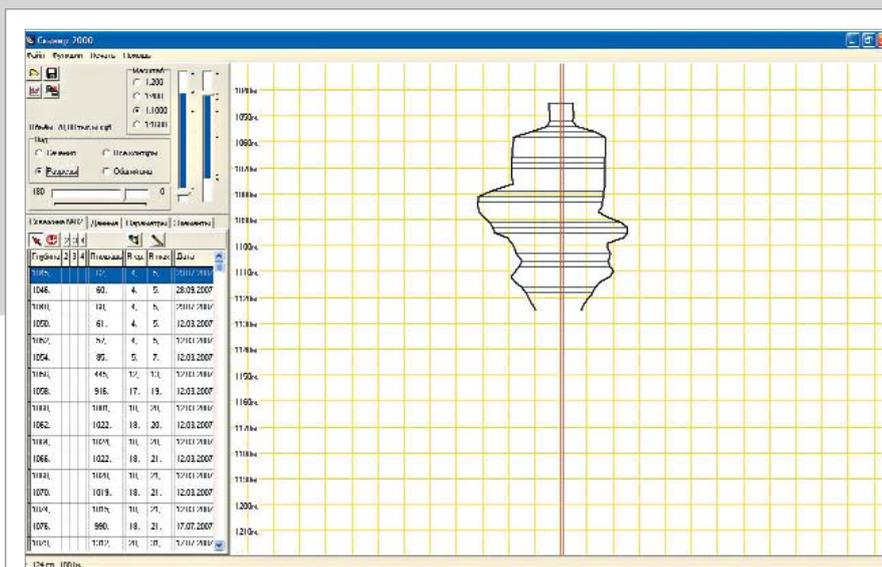


Рис. 6. Обработка результатов эхолотации. Вид камеры в разрезе

Технические данные:

- максимальное измеренное расстояние (по условному радиусу) - до 120 м с погрешностью ± 0.33 м;
- погрешность азимутальной ориентации - не более $\pm 3^\circ$;
- допустимое внешнее гидростатическое давление - до 28 МПа;
- рабочая среда - рассол с температурой от 0 °С до +85 °С;
- габаритные размеры - диаметр 76 мм, длина 970 мм;
- головка скважинного прибора стандартная - ГЗБЗ-60 ГОСТ 14213-

89, эксплуатируется в комплекте с каротажным подъемником.

С 1991 года НПО "Поиск" ведет разработку приборов для диагностики размеров и форм подземных хранилищ и камер. До 2000 года зарубежные аналоги по своим техническим характеристикам значительно превосходили российские приборы. Сегодня ситуация в корне изменилась. Приборы российского производства практически не уступают зарубежным, но главное - они значительно дешевле и удобны в эксплуатации.

Ультразвуковой акустический комплекс ЛАС "Сканер-2000" является прибором 4-го поколения. Данный прибор представляет собой итог многолетней работы научного коллектива, включающей опыт общения с зарубежными коллегами и результаты эксплуатации прибора на различных скважинах.

Основные преимущества нового прибора:

- Применение уникальных технологий дало возможность создать скважинный прибор малых размеров (длина 970 мм, диаметр 76 мм). Новый "Сканер-2000" более чем в два раза меньше устаревших аналогов, достигавших длины в 2-2,5 метра.

- Блок антенн изготовлен с применением новейших нанотехнологий, что позволило отказаться от защитного оргстекла, которое используется в устаревших скважинных приборах, а также выдерживать большее внешнее гидростатическое давление - до 35 МПа - в сравнении с устаревшими локаторами, выдерживающими только 20 МПа.

- Кинематический блок позволил повысить крутящий момент и устранить помехи от коллекторного узла.

Основные технические характеристики перфосистем

1	Диапазон измеряемых расстояний при ультразвуковой локации в растворе (в стандартной комплектации прибора)	120 м
2	Минимальное измеренное расстояние (по условному радиусу)	0,3 м
3	Погрешность измерения расстояний (при наземной проверке), не более	$\pm 2\%$
4	Погрешность угла азимутальной привязки по магнитному полю Земли, не более	$\pm 1^\circ$
5	Допустимое внешнее гидростатическое давление, не более	28 МПа
6	Рабочая среда	Жидкая (рассол NaCl, углеводороды и нефтепродукты)
7	Температура эксплуатации (рабочей среды): от до	0°С +85°С
8	Габариты: а) диаметр, не более б) длина, не более	76 мм 970 мм
9	Масса, не более	18 кг
10	Тип каротажного подъемника	ПКС-2
11	Марка геофизического кабеля ГОСТ 6020-68 (КГ 3х075-60-90)	КГБ 3
12	Длина геофизического кабеля в зависимости от бухты КС	(1000-5000) м
13	Головка зонда ГОСТ 14213-89	ГЗБЗ-60
14	Диаметр геофизического кабельного наконечника	60 мм
15	Напряжение питания (сеть 50 Гц)	110-240 В
16	Потребляемая мощность, не более	60 Вт
17	Срок службы, не менее	10 лет
18	Время регистрации сечения, не более	70 сек



Рис. 7. Съёмка скважины в провинции Янжоу (Китай)



Рис. 8. Китайские коллеги используют прибор при контрольных измерениях в хранилищах нефтепродуктов

■ Цифровой блок электроники воплотил в себе новейшие разработки военно-промышленного комплекса России, что дало возможность уменьшить размеры скважинного прибора,

снизить потребляемую мощность оборудования до 60 Вт, проводить работы по сканированию подземных полостей (скважин) без поднятия технологических колонн.

■ Более высокая рабочая частота позволила получить сфокусированный луч антенн. За счет использования высокой частоты точность измерений на больших расстояниях увеличилась более чем в два раза по сравнению со скважинными локаторами, использующими низкие частоты - 360 и 250 кГц.

■ Время регистрации одного контура (сечения) составляет всего 70 секунд, благодаря чему почти в два раза уменьшается общее время работ по сканированию скважин.

■ Малые габариты и вес прибора позволяют применять его при техни-

чески сложном состоянии колонн, не боясь потерять прибор в скважине.

■ Прибор может также использоваться как локатор муфт.

Локаторы акустические скважинные семейства "СКАНЕР-2000" успешно функционируют на месторождениях Республики Беларусь, во многих регионах России, а также за рубежом.

В конце 2006 года была произведена очередная съёмка скважины в провинции Янжоу (Китай). С 2000 года китайские коллеги используют прибор при контрольных измерениях в хранилищах нефтепродуктов, при размыве хранилища отходов, при технически сложном состоянии колонн, в том числе при измерениях через колонну (рис. 7, 8).



Рис. 10. 2007 год - исследование скважин на территории Республики Беларусь с целью построения ПХГ



Рис. 9. Проведение работ на башкирских месторождениях

В 2007 году было проведено исследование скважин на территории Республики Беларусь с целью построения ПХГ. В том же году проводились работы на башкирских месторождениях (рис. 9, 10).



ООО "НПО "Поиск"

акустические системы локации и измерения

195197, г. Санкт-Петербург,
 Полюстровский пр., д. 28 "Л", офис 212
 Тел./факс: (812) 740-68-74, (812) 971-77-79, (812) 495-69-30
 mail@npoisk.ru www.npoisk.ru

Научно-производственное предприятие "ПОИСК" ведет свою историю с сентября 1990 г. За сравнительно недолгий период существования предприятие уже получило официальное признание и является ведущей организацией в области геофизических измерений и акустического каротажа.

Не менее важным направлением деятельности предприятия является проведение локационных работ по исследованию скважин - определению объемов и формы сечения подземных резервуаров, образующихся в отложениях каменной соли, методом растворения или другим способом на всех этапах строительства и эксплуатации подземных хранилищ газа и жидких углеводородов.



на книжную полку нефтяника

В.А. Иктисанов **Гидродинамические исследования и моделирование многоствольных горизонтальных скважин**

2007. - 124 с.

Работа посвящена вопросам проектирования, эксплуатации и гидродинамических исследований скважин сложной архитектуры. Предложены упрощенные способы описания установившейся и неустановившейся фильтрации жидкости к одноярусным многоствольным горизонтальным скважинам. Разработан и апробирован способ интерпретации кривой восстановления давления. Изучено влияние траектории стволов скважины на ее продуктивность.

Предложено геолого-экономическое решение задачи определения оптимальной траектории и длин стволов. Показана область применения многоствольных горизонтальных скважин. Рассмотрены вопросы управления выработкой запасов, дренируемых многоствольной скважиной.

Книга предназначена для широкого круга исследователей в области разработки нефтяных месторождений, бурения нефтяных скважин, а также для студентов, магистрантов и аспирантов соответствующих специальностей. Монография представляет собой третью книгу из серии "Механизмы и физика (Миф) нефтеизвлечения".



Т.Г. Габдуллин **Техника и технология оперативных исследований скважин**

2005. - 340 с.

В книге представлены материалы о технических средствах и технологических приемах проведения оперативных исследований скважин. Даны элементы теории измерительных преобразователей, представляющих собой составную часть аппаратуры для проведения оперативных исследований скважин, а также методические приемы проведения исследований скважин, обработки их результатов с учетом отдельных искажающих факторов.



Книга предназначена для инженерно-технических и научных работников нефтяной промышленности, а также для студентов нефтяных вузов и факультетов.

Табл. 33, илл. 73, библиогр. 212 назв.

Приобрести издание возможно через редакцию. Заявки принимаются по телефонам: (846) 279 48 79, 279 48 44

7-я Международная выставка **НЕДРА - 2010**

Изучение. Разведка. Добыча

6 - 8 апреля 2010 г., Москва
Всероссийский Выставочный Центр



При поддержке:

Комитета Совета Федерации по природным ресурсам и охране окружающей среды,
Комитета Государственной Думы по природным ресурсам, природопользованию и экологии,
Торгово-промышленной палаты Российской Федерации

Организаторами выставки являются:

Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации,
Федеральное агентство по недропользованию,
ООО "Экспоброкер"

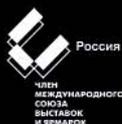
Научно-техническая конференция "Нанотехнологии в геологии и инновационные направления развития минерально-сырьевого комплекса России"

6-й Фестиваль авторской геологической песни
"Люди идут по свету"

Контактная информация:

Тел./факс: (499) 760-31-61, (499) 760-28-15, (499) 760-26-48
E-mail: expo-salon@rambler.ru,
www.nedraexpo.ru





Россия



THE IFEMA GROUP
GOLD STAR AWARD
FOR QUALITY



ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ЭКСПО-ВОЛГА

САМАРА 2010
5 - 7 ОКТЯБРЯ



Международная специализированная выставка



OIL. GAS. CHEMISTRY

- 🔹 Геология и геофизика нефти и газа
- 🔹 Бурение скважин. Добыча нефти и газа
- 🔹 Хранение и переработка нефти и газа
- 🔹 Системы транспортировки нефти и газа
- 🔹 Химические материалы, процессы и аппараты для нефтехимического производства
- 🔹 Промышленная безопасность и экология нефтехимического и газового комплекса

ВК «Экспо-Волга»

г. Самара, ул. Мичурина, 23А

Тел./факс: +7 (846) 279-07-08, 270-34-05

oil@dexpo-volga.ru

www.gasoil-expo.ru



научно - практическая КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА

iOilGas
conference

6 - 10 сентябрь 2010 г.
Россия, г.Геленджик

ОРГАНИЗАТОР:



ООО "Научно-производственная фирма
"Нитро"

Строительство и ремонт скважин Перспективы развития

Основные темы конференции:

- новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- геофизическое сопровождение процессов строительства и ремонта скважин;
- управление траекторией ствола, геонавигация;
- строительство многоствольных скважин и КРС зарезкой боковых стволов;
- буровые установки, установки КРС;
- долота и скважинный инструмент;
- колтюбинговое бурение, оборудование и инструмент;
- системы буровых растворов, химических материалов и реагентов;
- цементирование и ремонтно-изоляционные работы;
- освоение скважин и вызов притока;
- предупреждение и ликвидация осложнений;
- организация сервиса.

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:



По вопросам участия обращайтесь:

Tel./fax: +7 (861) 216-83-63 (-64; -65)

E-mail: info@oilgasconference.ru oilgasconference@mail.ru

www.oilgasconference.ru