



Коломиец Алексей Маркович.

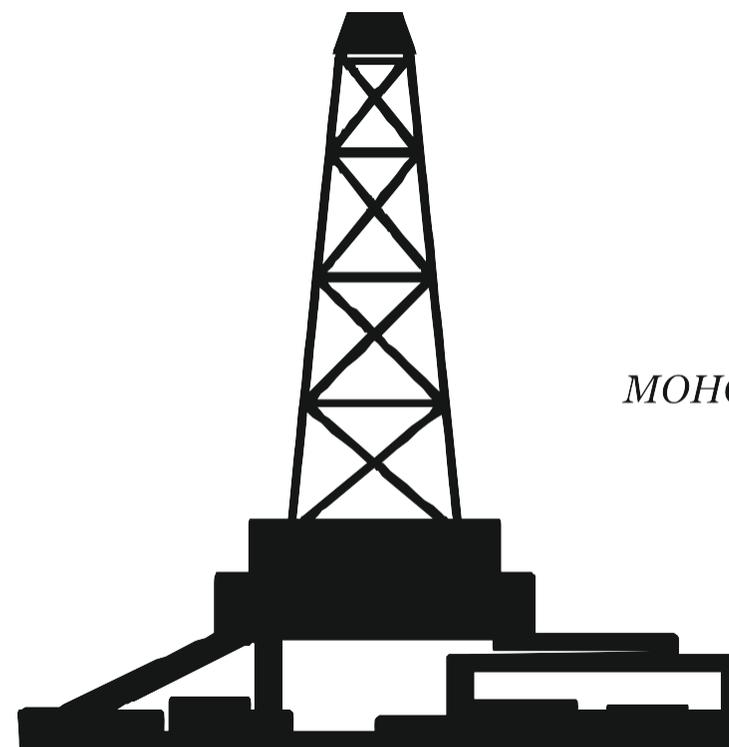
Родился 7 ноября 1938 г. в Приморском крае. Окончил Московский геологоразведочный институт им. С. Орджоникидзе в 1963 г. Более 50 лет работал в геологической службе Поволжья. Доктор технических наук, профессор, заслуженный геолог РФ, лауреат премии Министерства геологии СССР, академик Российской Академии Естественных наук, Академии Горных Наук, Международной Академии Минеральных Ресурсов, член Высшего Горного Совета РФ, член Союза писателей России, заместитель главного редактора журнала «Вертикаль. XXI век».

Опыт разработки инновационных технологий сооружения скважин
на воду и твёрдые полезные ископаемые

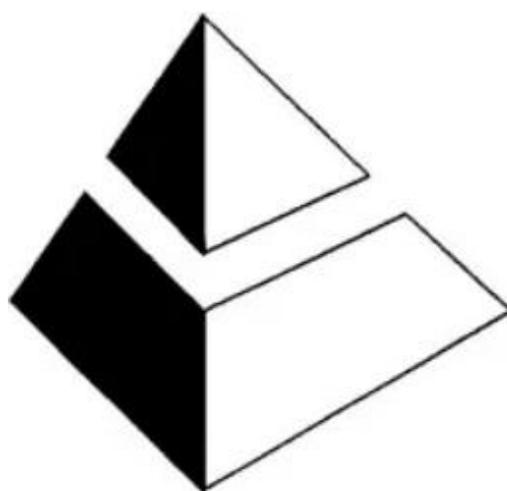
А.М. Коломиец

АЛЕКСЕЙ КОЛОМИЕЦ

**ОПЫТ РАЗРАБОТКИ
ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН НА ВОДУ И
ТВЁРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ**



МОНОГРАФИЯ



ИИГАСУ



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Нижегородский государственный архитектурно-строительный университет»

А.М. Коломиец

Опыт разработки инновационных
технологий сооружения скважин на воду
и твёрдые полезные ископаемые

Монография

Нижний Новгород
ННГАСУ
2024

ББК 26.348
К 61
УДК 553.3/.9

Печатается в авторской редакции

Рецензенты:

Сердюк Н.И. – д-р техн. наук, профессор ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе», действительный член РАЕН

Третьяк А.Я. – д-р техн. наук, профессор, академик РАЕН, зав. кафедрой «Нефтегазовая техника и технологии» Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) им. М.И. Платова

Коломиец, А.М. Опыт разработки инновационных технологий сооружения скважин на воду и твёрдые полезные ископаемые : монография / А.М. Коломиец ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Нижегородский государственный архитектурно-строительный университет. – Нижний Новгород : ННГАСУ, 2024 – 222 с. – ISBN 978-5-528-00560-7. – Текст : непосредственный.

В представленной монографии доктор технических наук, профессор Нижегородского государственного архитектурно-строительного университета, заслуженный геолог РФ А.М. Коломиец подробно излагает разработки эффективных и рациональных технологий при поисках и разведке разнообразных полезных ископаемых.

ББК 26.348

ISBN 978-5-528-00560-7

© Коломиец А.М., 2024

© ННГАСУ, 2024

ВВЕДЕНИЕ

Бурение скважин на различные виды полезных ископаемых – основное средство ведения геологоразведочных и горно-разведочных работ.

Бурение на воду и на твёрдые полезные ископаемые происходит в самых разнообразных геологических и горнотехнических условиях. Это и плотные, и трещиноватые твёрдые горные породы, часто разрушенные и трещиноватые со значительными и катастрофическими поглощениями промывочных жидкостей. Это также песчаные породы, обводнённые и сухие, в которых весьма затруднено получение кондиционных разрушенных образцов керна. Это глины, нередко «пучащие». Это также бурение на специальные виды полезных ископаемых, таких, как подземная вода, каменная соль, или титаноциркониевые россыпные руды и так далее.

Огромное многообразие геологотехнических условий при бурении на различные полезные ископаемые диктует и необходимость разработки наиболее рациональной технологии и технических средств (бурового инструмента): практически при разведке каждого месторождения.

В предприятии «Волгагеология», которое проводило геологоразработки на территории около 1 млн км кв. Поволжья и Прикамья, осуществлялась целенаправленная разработка эффективных и рациональных технологий для различных горнотехнических условий при поисках и разведке разнообразных полезных ископаемых на различных участках геологоразработ.

Опыт такой работы изложен в этой монографии, она рекомендуется, прежде всего, для инженеров-практиков бурового дела в производственных организациях, а также для учебных заведений бурового профиля.

Ценность данной книги заключается в том, что в ней подробно излагаются все варианты поиска наиболее рациональных и эффективных технологий бурения на каждом конкретном участке геологоразработ.

Глава ПЕРВАЯ

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ БЕЗГЛИНИСТЫХ ПОЛИМЕРНЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЧНЫХ УСЛОВИЙ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Предпосылки для создания новых эффективных промывочных жидкостей для гидрогеологического бурения

При поисках и разведке подземных вод в устойчивых породах основным очистным агентом является техническая вода, реже сжатый воздух. Повышенные расходы воды при этом с успехом окупаются полученными результатами, незначительными затратами времени и средств на освоение скважин.

Наибольшие трудности возникают при вскрытии и освоении водоносных горизонтов, приуроченных к рыхлым, неустойчивым отложениям. До последнего времени доминирующее положение при промывке скважин в сложных условиях занимал глинистый раствор. Применение глинистого раствора при вскрытии и освоении водоносных горизонтов в рыхлых отложениях приводит к значительной кольматации водоносного горизонта за счёт образования трудноразрушаемой глинистой корки на стенках скважин, а также инфильтрации глинистых растворов внутрь пласта. Поэтому после вскрытия водоносных пластов, представленных неустойчивыми песчаными отложениями, требуется выполнение большого объёма работ по деглиннизации.

Разработаны различные технические средства и методы освоения гидрогеологических скважин, пробурённых с промывкой глинистыми растворами, однако все они не обладают необходимой степенью стабильности и эффективности, малопроизводительны и дорогостоящи. Таким образом, низкая гидрогеологическая эффективность скважин, пробуренных глинистыми растворами, несмотря на технологическую простоту их использования, привела к сокращению объёмов применения

этих растворов. В последние годы вёлся активный поиск таких промывочных жидкостей для вскрытия водоносных горизонтов в сложных условиях, которые при достаточно высокой технологической надёжности и простоте позволили бы получать прежде всего достоверную гидрогеологическую информацию без выполнения большого объёма работ по освоению скважин.

В 70-е – 80-е годы XX столетия по предложениям Д.Н. Башкатова, Г.П. Квашнина, М.Г. Оноприенко, А.В. Панкова и др. проводились широкие исследования по определению возможности применения технической воды в качестве промывочной жидкости для вскрытия и освоения водоносных горизонтов в рыхлых неустойчивых песчаных отложениях с прямой и обратно-всасывающей промывкой. Установлено, что применение её в этих условиях возможно, но имеется значительное количество существенных ограничений по статическому уровню водоносного горизонта в скважине ($>1,5-4,0$ м), коэффициенту фильтрации (< 15 м/сут.), огромному расходу воды в связи с её интенсивным или полным поглощением, бурением лишь на 1 скорости оборотов ротора, невозможно было осуществлять технологический процесс бурения с промывкой технической водой в зимнее время. Кроме того, при бурении с обратной промывкой применяется сложное оборудование и инструмент кустарного производства – серийное оборудование и инструмент не выпускаются.

Известны разработки в части применения в указанных условиях малоглинистых, аэрированных растворов с использованием мелкодисперсных наполнителей, самораспадающихся крахмальных растворов, меловых растворов, глино-меловых промывочных жидкостей, промывочных жидкостей на основе сапропелей, картофельной мезги и др.

Область их применения, достоинства и недостатки достаточно подробно освещены в специальной литературе.

Вместе с тем, необходимо отметить, что у каждого из этих способов имеются существенные ограничения в связи с технологической сложностью их приготовления и применения, ненадёжностью и нестабильностью получаемой гидрогеологической информации, и невозможностью их применения в водоносных горизонтах со сложными гидрогеологическими условиями, а также с работой в зимнее время.

В целом, при соблюдении всего спектра сложных технологических требований при применении этих способов увеличение отдельных дебитов скважин по сравнению с применением глинистых растворов было нестабильным, непредсказуемым и достигало (по данным исследователей) – максимума 30-50%, что, конечно, недостаточно.

Поэтому были предприняты усилия по исследованию технологических свойств безглинистых полимерных промывочных жидкостей с целью их эффективного использования для вскрытия и освоения водоносных горизонтов в рыхлых неустойчивых песчано-гравийных отложениях.

Современные требования к промывочным жидкостям для гидрогеологического бурения в сложных условиях

Для правильной постановки задач были сформулированы основные требования, которым должны отвечать промывочные жидкости для вскрытия и освоения водоносных горизонтов, заключённых в рыхлых неустойчивых песчано-гравийных отложениях:

- обладать достаточной вязкостью и хорошими несущими свойствами для обеспечения эффективного выноса шлама с забоя скважин;
- обеспечивать надёжную кольматацию водоносного горизонта в процессе вскрытия для снижения фильтрационного расхода и гарантии устойчивости стенок скважин;
- не препятствовать быстрой и эффективной декольматации водоносного горизонта с целью обеспечения достоверной геолого-гидрогеологической информации;
- позволять беспрепятственное ведение процесса сооружения гидрогеологических скважин в любых климатических условиях, в т.ч. в зимнее время;
- обладать свойством последующего надёжного отделения шлама из промывочной жидкости;
- не оказывать недопустимого химического загрязнения;
- быть дешёвыми, недорогими и доступными к применению.

Естественно, что первоначальный выбор полимера должен производиться с учётом ряда факторов. Полимер должен:

- быть нетоксичным;
- обеспечивать достаточно высокую вязкость водного раствора при небольших концентрациях полимера;
- легко растворяться в воде;
- сохранять свои свойства при хранении.

В связи с изложенным и на основании анализа соответствующих сведений научной литературы, а также с учётом санитарно-гигиенических и токсикодинамических исследований в Московском институте санитарии и гигиены им. Ф.Ф. Эрисмана были выбраны для создания полимерных промывочных жидкостей, которые бы максимально удовлетворяли перечисленным выше требованиям при вскрытии и освоении водоносных горизонтов, заключённых в рыхлых неустойчивых песчано-гравийных отложениях, следующие полимеры – гипан, КМЦ (карбоксиметилцеллюлоза) и ВПРГ (водорастворимый порошок реагент гипан).

Методика лабораторных, стендовых, полигонных исследований

С целью изучения технологических свойств полимерных растворов (водогипановые – ВГР, водо-КМЦ-гипановые – ВКГР и на основе полимера ВПРГ), а также выработки оптимальной технологии и определения граничных условий их применения был выполнен значительный объём лабораторных, стендовых и полигонных исследований, а также производственных испытаний этих растворов.

В лабораторных условиях изучались следующие свойства полимерных растворов: условная вязкость, несущая способность (скорость оседания частиц песка различного фракционного состава); морозостойкость; характер кольматирующих свойств. Применялись стандартные лабораторные приборы, опыты проводились по известным методикам.

С целью моделирования процессов, происходящих в скважинах, был изготовлен стенд с использованием методики ВСЕГИНГЕО, на котором были изучены:

- устойчивость стенок скважин в зависимости от избыточного гидростатического давления, фильтрационного расхода и содержания полимеров в растворе;

- зависимость фильтрационного расхода растворов от их вязкости, гранулометрического состава песков и избыточного гидростатического давления;

- коагулирующие свойства полимерных растворов.

Кроме того, проводились экспериментальные полигонные исследования в условиях, приближённых к производственным, изучалась зависимость несущей способности полимерных растворов различной концентрации от скорости восходящего потока промывочной жидкости и числа оборотов бурового снаряда; исследовалась зависимость степени поглощения полимерных растворов от коэффициента фильтрации водоносных пород, условной вязкости полимерных растворов, статического уровня водоносного горизонта в скважине, мощности пласта, диаметра скважины. Здесь же изучалась зависимость несущей способности полимерных растворов различной вязкости от скорости восходящего потока.

Изучение свойств полимерных растворов производилось в следующей последовательности: изучение свойств ВГР, изучение свойств ВКГР, изучение свойств ВПРГ.

Изучение свойств полимеров

Вязкость ВГР. Исследование вязкости полимерных растворов различной концентрации в лабораторных условиях проводилось с помощью стандартного полевого вискозиметра СПВ-5. Выбор этого прибора, определяющего так называемую «условную» вязкость промывочной жидкости в секундах, обусловлен тем, что в полевых условиях других методов определения вязкости не применяют, а получаемые на нём результаты достаточно наглядно характеризуют этот параметр для проведения сравнительного анализа.

Результаты лабораторных исследований условной вязкости водных растворов гипана приведены в таб. 1 и на рис. 1.

Зависимость условной вязкости ВГР от содержания гипана

Таблица 1

Содержание гипана, %	0 (вода)	1	2	3	4	5	10	20
Условная вязкость, с по СПВ-5	15	17	20	22	24	30	50	108

Измерения производились при лабораторной температуре +16 градусов С.

Таким образом, условная вязкость гипана при содержании его в ВГР от 2 до 5% является вполне технологичной для использования гипана в качестве буровой промывочной жидкости. Повышение вязкости ВГР в зависимости от содержания гипана обусловлено тем, что чем выше содержание полимера, тем значительнее связи молекул и фибрилла, образующих в растворе пространственные сетки.

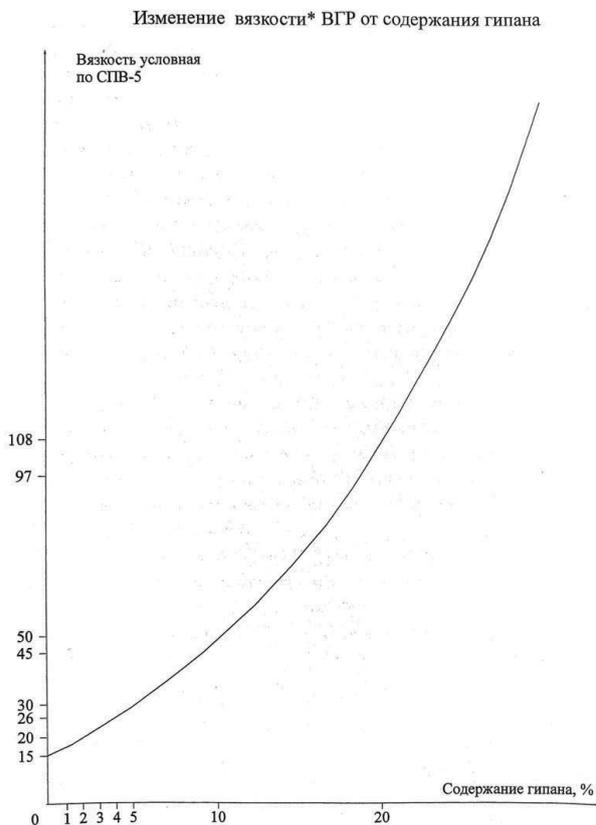


Рис. 1. Изменение вязкости* ВГР от содержания гипана

Исследование несущей способности ВГР. Важным представляется исследование несущей (или выносной) способности ВГР. Как уже отмечалось, техническая вода как очистной агент обладает серьёзным недостатком – низкой способностью выноса шлама. Вообще изучением несущей способности промывочных жидкостей занимались ряд отечественных и зарубежных исследователей. Так, Ю.М. Носовским и др. была в 1974 г. предложена методика определения параметров выноса шлама из скважин для технической воды. Р.Вильямс и И.Брук изучали выносную способность глинистых растворов, а также влияние режима течения глинистой промывочной жидкости (ламинарного или турбулентного) на размер выносимых частиц. Этими же вопросами занимался В.В. Куликов.

По теме данной работы в лабораторных условиях изучалась несущая способность ВГР различной концентрации по сравнению с водой. Исследованию подвергались отсортированные песчаные смеси с преобладающим размером фракций 0,25; 0,25-0,5; 0,5-1,0 и 1,0-2,0 мм. Измерялась скорость оседания песчаных частиц каждой фракции в условиях нестеснённого движения в ВГР различной вязкости по сравнению с технической водой.

Средние значения по всем опытам приведены в табл.2.

Зависимость скорости оседания песчаных частиц от условной вязкости ВГР

Таблица 2

Условная вязкость раствора, с	Содержание гипана, %	Скорость оседания (см/с) по фракциям (мм)			
		0,25	0,25-0,5	0,5-1,0	1,0-2,0
15 (вода)	0	1,30	2,9	6,7	14,0
17	1	0,53	1,11	2,0	3,8
20	2	0,33	0,67	1,65	2,9
23	3	0,20	0,47	1,2	2,3
26	4	0,24	0,29	0,70	1,6
30	5	0,09	0,19	0,55	1,1

Из данных табл. 2 видно, что уже незначительные содержания гипана в растворе резко снижают скорость оседания песчаных частиц каждой фракции в воде и скорости их оседания в ВГР определённой условной вязкости.

Результаты исследования несущей способности ВГР различных концентраций приведены в табл. 3 и на рис. 3.

Зависимость несущей способности ВГР от условной вязкости и грансостава песков

Таблица 3

Содержание гипана, %	Условная вязкость ВГР, с	Несущая способность ВГР для песчаных смесей различных фракций, мм			
		0,25	0,25-0,5	0,5-1,0	1,0-2,0
0	15	1,0	1,0	1,0	1,0
1	17	2,4	2,4	2,6	2,7
2	20	4,9	4,8	4,7	4,5
3	23	6,5	6,2	5,6	5,1
4	26	10,0	9,6	9,5	8,8
5	30	14,7	15,3	13,4	12,7

Следовательно, при изменении условной вязкости ВГР от 17 до 30с по СПВ-5 его несущая способность по сравнению с водой увеличивается от ~ 3 до ~ 14 раз и несколько снижается при увеличении размера песчаных фракций.

Таким образом, при содержании гипана в ВГР от 2 до 5% и выше несущая способность такого раствора является технологичной для использования его в качестве буровой промысловочной жидкости.

В последующем в полигонных условиях на полевом участке работ исследовалась зависимость несущей способности ВГР от их вязкости, от скорости восходящего потока промысловочной жидкости и числа оборотов бурового снаряда.

Моделирование различных режимов проводилось на скважине, обсаженной до забоя колонной обсадных труб диаметром 127 мм.

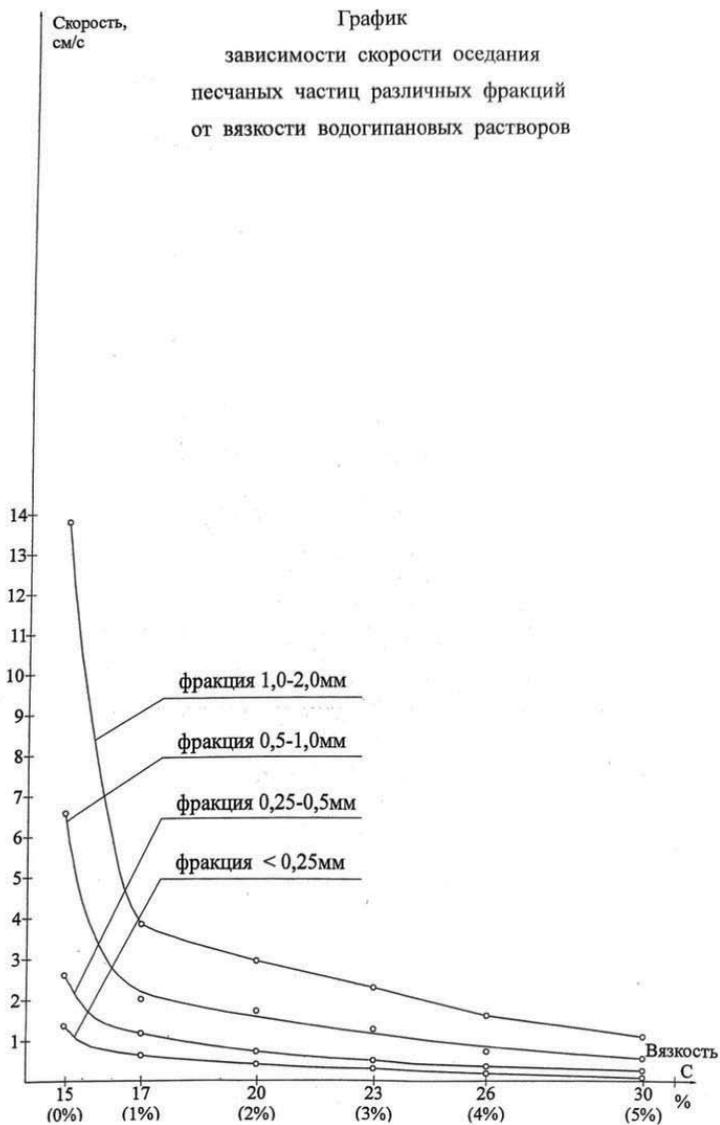


Рис. 2. График зависимости скорости оседания песчаных частиц различных фракций от вязкости водогипановых растворов

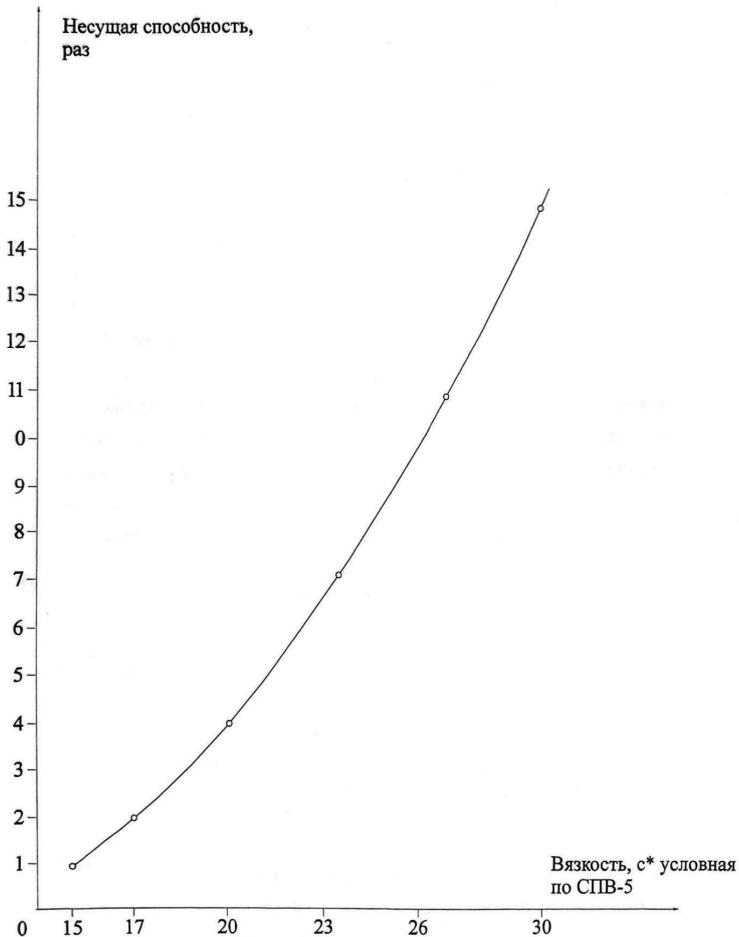


Рис. 3. График зависимости несущей способности ВГР от его вязкости

В скважину на высоту 1 м от забоя засыпал разнозернистый песок с гравием и галькой и при различных скоростях восходящего потока промывочной жидкости, равных числах оборотов бурового снаряда колонковой трубой диаметром

73 мм на бурильных трубах диаметром 50 мм производилось разбуривание этого материала. Выносимый материал улавливался в специальную ёмкость с последующим рассевом шлама на ситах с размером ячейки от 1,0 до 10,0 мм. Помимо ситового отсева проводили обмер и описание наиболее крупных зёрен.

Установлено по результатам исследования, что несущая способность ВГР вязкостью 19 с, 23 с и 27 с увеличивается соответственно в 2,1-2,5; 4,3-7,8; 8,7-11,8 раза для каждого диапазона частоты вращения бурового снаряда (44 об/мин, 166 об/мин и 270 об/мин) и каждого диапазона скоростей восходящего потока промывочной жидкости (от 8,65 см/с до 43,03 см/с).

Таким образом, по результатам лабораторных и полигонных исследований установлена высокая несущая способность ВГР.

Исследование замерзаемости ВГР. При изучении свойств ВГР важным представляется исследование зависимости температуры их замерзания от содержания гипана. В лабораторных условиях точка замерзания ВГР определялась визуально по появлению кристаллов льда в растворе.

Изучение замерзаемости ВГР проводилось с целью определения возможности применения этого раствора в зимнее время. Результаты приведены в табл. 4 и на рис. 4.

Зависимость замерзаемости ВГР от содержания гипана

Таблица 4

Содержание гипана, %	Температура замерзания ВГР, °С
1	-1,5
2	-2,5
3	-3,5
4	-4
5	-4,5
10	-6,5
20	-7,5

Таким образом, при изменении содержания гипана в ВГР от 1 до 5% (условная вязкость – от 17 до 30с) температура замерзания ВГР понижается от – 1,5 градусов С до – 4,5 градусов С, что расширяет возможность применения ВГР в зимнее время.

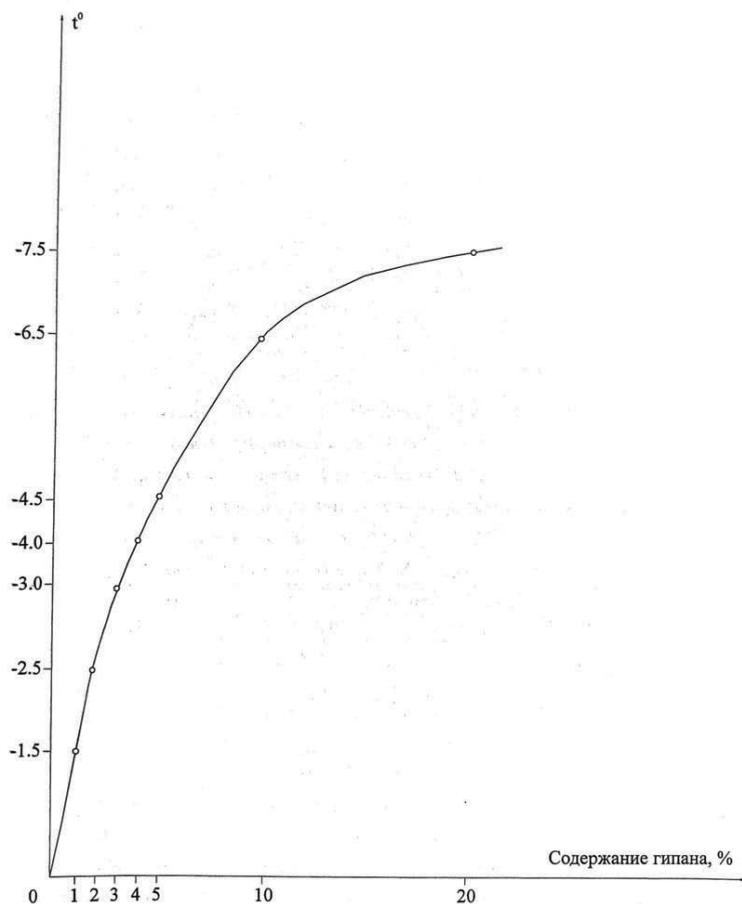


Рис. 4. Изменение температуры замерзания ВГР от содержания гипана

С целью изучения возможности ещё большего снижения температуры замерзания ВГР в лабораторных условиях проводились также опыты по замораживанию засолённых NaCl водогипановых растворов. Результаты этих исследований приведены в табл.5 и на рис.5.

Зависимость замерзаемости ВГР от содержания гипана и NaCl
Таблица 5

Содержание гипана, %	Температура замерзания при содержании в ВГР NaCl (%)					
	4,5	6	8,5	10	14	26, 4 (до насыщения)
0 (вода)	-2,7	-4,0	-5,5	-6,7	-10,4	-22,0
1	-7,0	-7,5	-8,5	-10,5	-16,0	-22,5
2	-8,0	-8,5	-9,0	-12,0	-16,0	-23,5
3	-8,0	-8,5	-9,5	-13,0	-16,0	-
4	-8,5	-9,0	-9,5	-13,0	-	-
5	-8,5	-9,0	-9,5	-	-	-
10	-8,5	-9,0	-9,5	-	-	-

Добавление в ВГР NaCl 4,5% снижает температуру их замерзания до - 7 градусов С - -8,5 градусов С при содержаниях гипана от 1 до 5%.

Существенным является также то, что проведёнными исследованиями установлено сохранение достаточного технологического уровня вязкости засолённого водогипанового раствора в табл.6.

Зависимость вязкости ВГР от содержания гипана и NaCl
Таблица 6

Содержание гипана, %	Вязкость по СПВ-5, с	
	Пресный ВГР	ВГР с содержанием NaCl 4,5%
1	17	16
2	20	17

Содержание гипана, %	Вязкость по СПВ-5, с	
	Пресный ВГР	ВГР с содержанием NaCl 4,5%
3	23	18
4	26	19
5	30	20,5
6	35	22,5

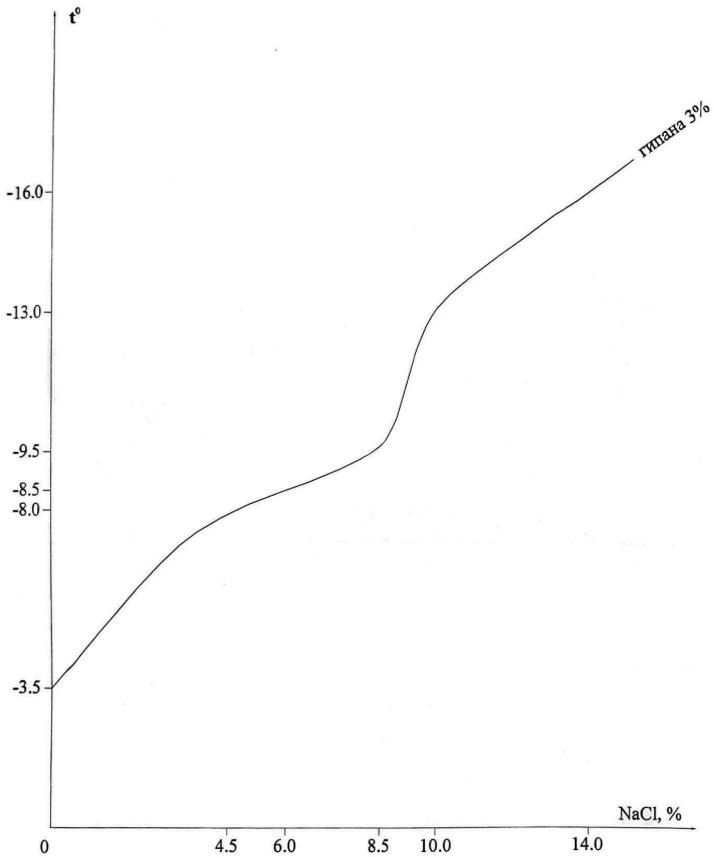


Рис. 5. Изменение температуры ВГР от содержания соли

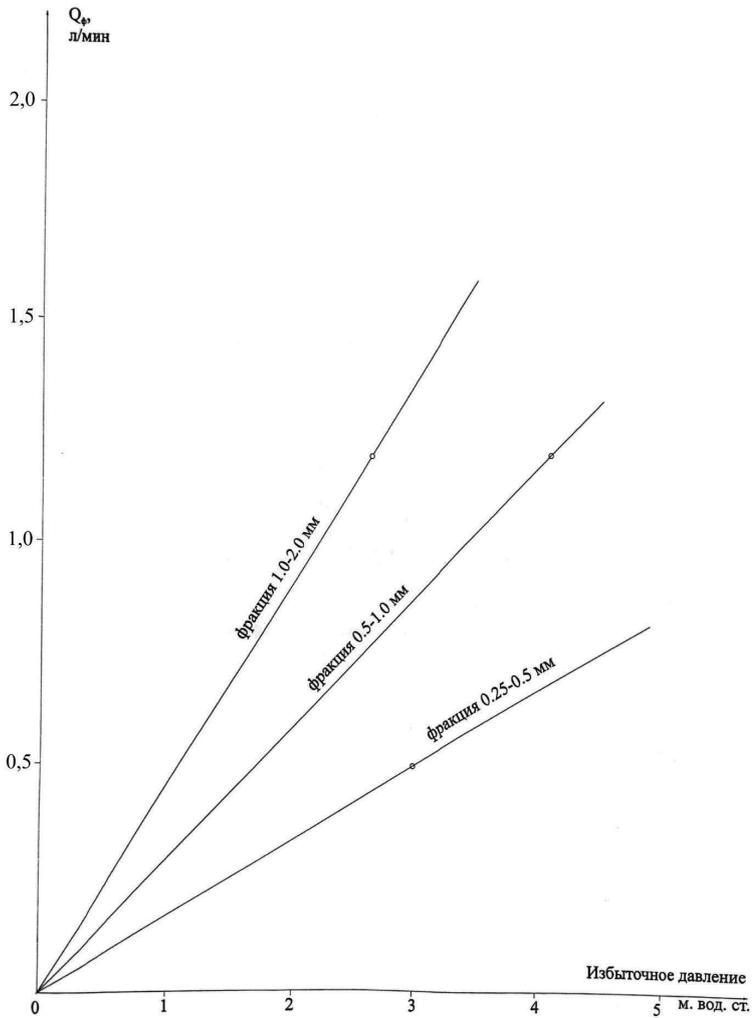


Рис. 6. График зависимости фильтрационного расхода ВГР ($\Gamma=18.5$ с) от избыточного давления для различных фракций песка

Для определения уровня сохранения технологических свойств ВГР исследовалось также изменение свойств ВГР после замораживания товарного гипана (хранящегося в бочках). После нескольких циклов замораживания товарного гипана зимой (5-7 циклов) вязкость его 5%-ного раствора снижалась на 10-15%, что вполне приемлемо.

Итак, исследование морозостойкости гипана и водогипановых растворов показало, что ВГР можно применять зимой, так как температура их замерзания существенно ниже воды (5%-ный раствор $-4,5^{\circ}\text{C}$).

Добавление некоторого незначительного количества NaCl ВГР понижает температуру их замерзания при сохранении достаточного технологического уровня вязкости (5%-ный раствор ВГР с 4,5% NaCl имеет условную вязкость 20,5с по СПВ-5). Необходимо также иметь в виду, что при понижении температуры засолённого ВГР ниже 0°C вязкость его возрастает.

Выполненные лабораторные исследования замерзаемости ВГР позволили сделать вывод, что ВГР, в том числе засолённые, в зависимости от конкретных климатических условий можно рекомендовать для выполнения гидрогеологического бурения на надмерзлотные воды для прохождения зон многолетнемерзлых пород без их растепления, что впоследствии было подтверждено на практике.

Исследование зависимости фильтрационного расхода ВГР от условной вязкости, гранулометрического состава песка (размера фракций) и избыточного гидростатического давления. Была проанализирована зависимость фильтрационного расхода от избыточного гидростатического давления для каждой фракции (0,25-0,5 мм; 0,5-1 мм; 1-2 мм) при различной вязкости водогипановых растворов на стенде, изготовленном по методике ВСЕГИНГЕО (см. фото 1,2), Рис. 6.

Данные исследований приведены в табл. 7 и на рис. 7.

Зависимость фильтрационного расхода ВГР от условной вязкости, грансостава и гидростатического давления

Таблица 7

Условная вязкость, с	Фильтрационный расход ($Q_{\text{ф}}$), л/мин					
	Избыточное ($P_{\text{изб}}$) давление 0,25 МПа			Избыточное ($P_{\text{изб}}$) давление 0,5 МПа		
	Размер фракций, мм			Размер фракций, мм		
	0,25-0,5	0,5-1,0	1,0-2,0	0,25-0,5	0,5-1,0	1,0-2,0
15 (вода)	1,05	1,46	2,69	2,11	2,98	4,67
18,5	0,38	0,56	0,88	0,93	1,40	2,20
23	0,13	0,19	0,28	0,26	0,35	0,52

Измерение фильтрационного расхода при больших показателях условной вязкости не проводилось, т.к. значения (фильтрационного расхода) были весьма незначительны. При условной вязкости ВГР 30с и Ризб 0,5 МПа фильтрационный расход ВГР в стенде был практически нулевой.

Так, для воды (рис.8) фильтрационный расход при избыточном давлении (Ризб) 0,25 Мпа изменяется в песке по фракциям 0,25-0,5; 0,5-1 и 1-2 мм от 1,05 до 1,46 и 2,69 л/мин соответственно, что в 1,4 и 2,6 раза больше. При Ризб = 0,5 Мпа для этих же фракций $Q_{\text{ф}}$ для воды изменяется соответственно от 2,11 до 2,98 и 4,67 л/мин, т.е. возрастает в 1,4 и 2,2 раза больше, см.рис.6.

Для ВГР условной вязкостью 18,5 (рис.9) для тех же фракций с преобладающим размером 0,25-0,5; 0,5-1 и 1-2 мм при Ризб = 0,25 Мпа $Q_{\text{ф}}$ изменяется соответственно от 0,38 до 0,70 и 1,08 л/мин (больше в 1,8 и 2,9 раза), а при Ризб = 0,5 Мпа – от 0,83 до 1,40 и 2,20 л/мин (увеличивается в 1,7 и 2,7 раза) см. рис.7.

Для ВГР условной вязкостью 23с (рис.10) для тех же фракций при Ризб= 0,25 Мпа $Q_{\text{ф}}$ изменяется от 0,13 до 0,19 и 0,28 л/мин соответственно (больше в 1,5 и 2,2 раза), а при Ризб= 0,5 Мпа $Q_{\text{ф}}$ последовательно возрастает от 0,26 до 0,35 и 0,70 л/мин (т.е. в 1,4 и 2,7 раза).

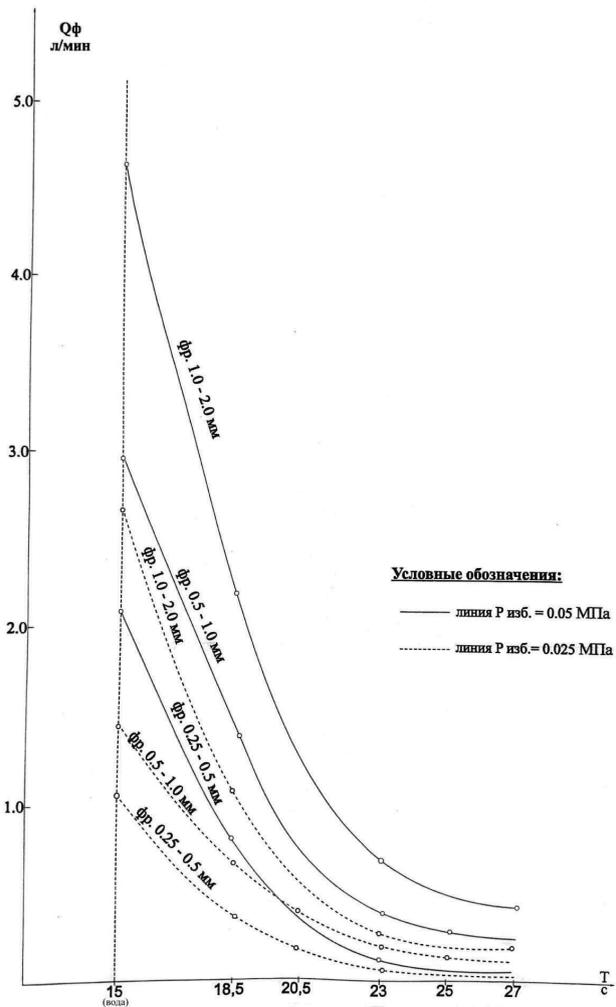


Рис. 7. График зависимости фильтрационного расхода от вязкости ВГР для различных фракций

Несмотря на увеличение в несколько раз фильтрационного расхода при увеличении преобладающего размера фракций, фильтрационный расход вязкого ВГР в крупнозернистом

песке (с преобладающим размером фракций 1-2 мм) значительно ниже, чем фильтрационный расход воды в мелкозернистой фракции. Так, для ВГР с условной вязкостью 23с при $P_{изб} = 0,5$ МПа $Q_f = 0,70$ л/мин у фракции 1-2 мм. В то же время для воды ($\Gamma = 15$ с) при $P_{изб} = 0,5$ МПа даже у фракции 0,25-0,5 мм $Q_f = 2,11$ л/мин, т.е. в 3 раза выше.

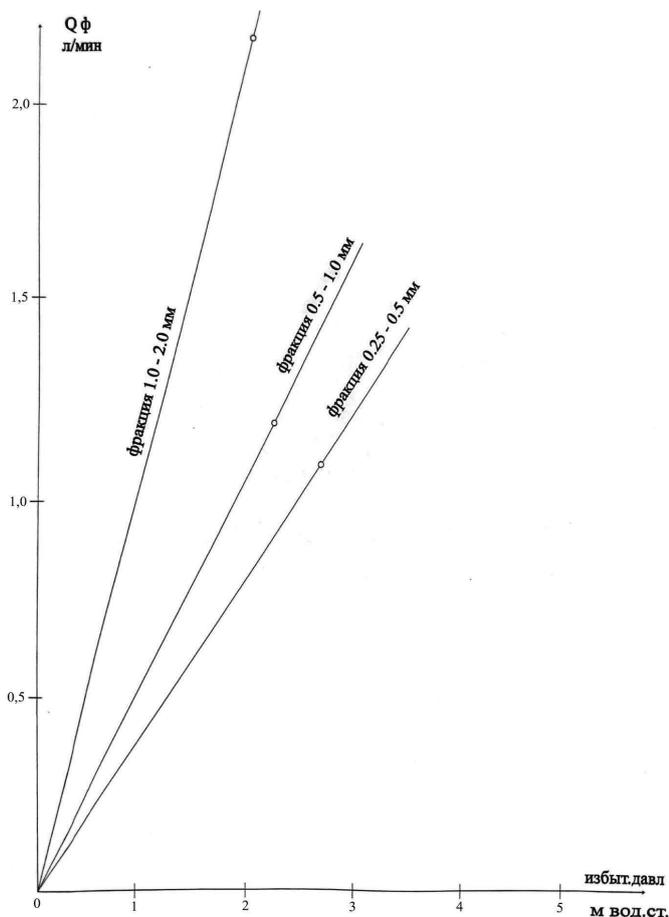


Рис. 8. График зависимости фильтрационного расхода воды ($\Gamma = 15$ с) от избыточного давления для различных фракций песка

Итак, можно сделать следующий вывод: при вскрытии водоносных горизонтов в песчано-гравийных отложениях водогипановые растворы по сравнению с технической водой резко снижают фильтрационный расход (от 10 и более раз); даже в крупнозернистых песках (фракция 1-2 мм) при одинаковом избыточном давлении фильтрационный расход водогипановых растворов, например, условной вязкостью 23с, значительно ниже (в 3 и более раз), чем фильтрационный расход технической воды в более мелкозернистой фракции (0,25-0,5 мм).

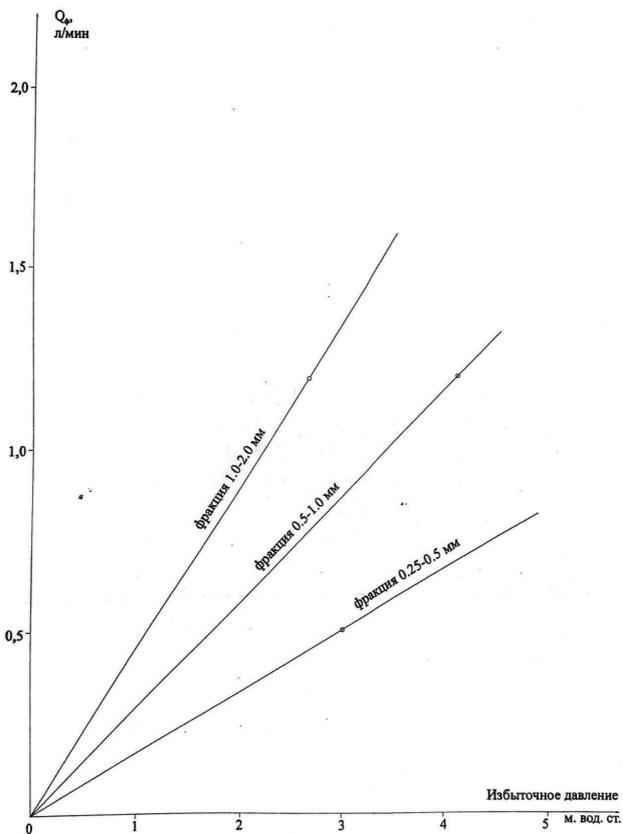


Рис. 9. График зависимости фильтрационного расхода ВГР ($\Gamma=18.5$ с) от избыточного давления для различных фракций песка

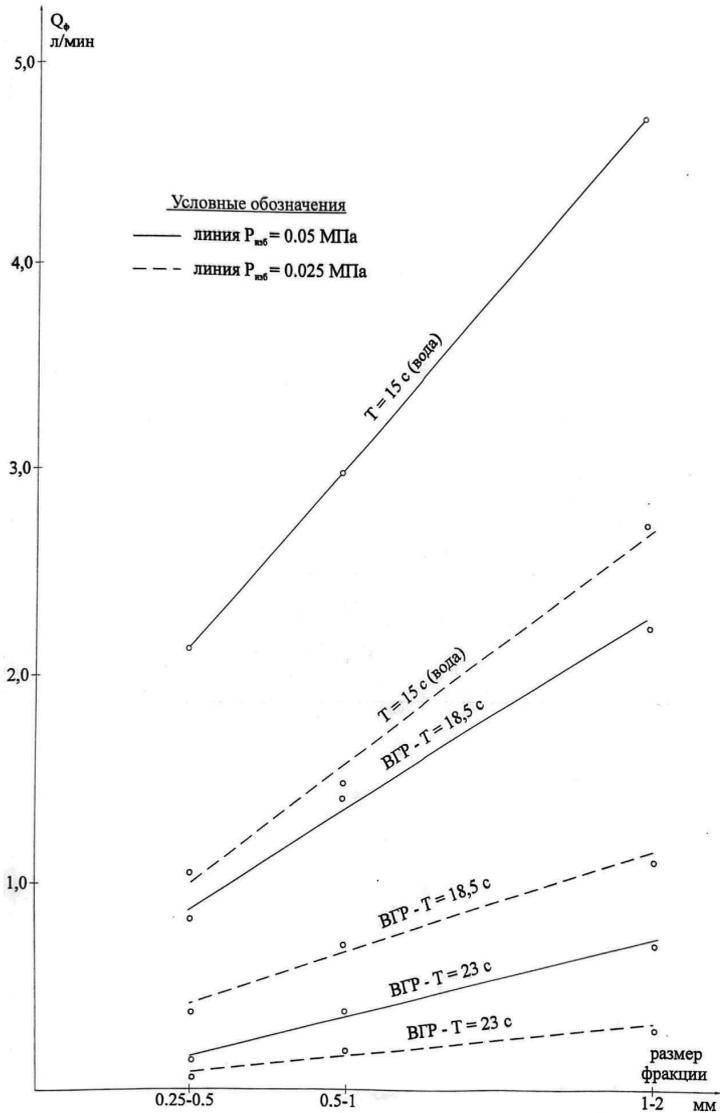


Рис. 10. График зависимости фильтрационного расхода от размера фракций для ВГР различной вязкости (усл.)

Изучение свойств ВКГР и ВПРГ

Проведённые после лабораторных и стендовых исследований первые производственные испытания ВГР с целью создания эффективных технологий вскрытия и освоения водоносных горизонтов, приуроченных к сложным условиям рыхлых, неустойчивых песчано-гравийных отложений, показали, что для высоких коэффициентов фильтрации водоносных горизонтов ($K_f > 25$ м/сут.) и недостаточном гидростатическом давлении (при нулевом статическом уровне водоносного горизонта или даже самоизливе) технологических свойств ВГР может быть недостаточно для эффективного и безаварийного вскрытия водоносного горизонта. Поэтому исследовались в лабораторных условиях свойства водо-КМЦ-гипановых растворов (ВКГР).

Изменение условной вязкости ВКГР в зависимости от содержания гипана и КМЦ-700 приведены в табл.8 и на рис. 11.

Зависимость условной вязкости ВКГР от содержания гипана и КМЦ

Таблица 8

Содержание гипана, %	Условная вязкость раствора (в с) при концентрации КМЦ-700, с			
	0%	0,25%	1,0%	1,5%
1	17	22	34	65
2	20	25	41	77
3	23	30	47	90
4	26	33	50	105
5	30	40	66	122
6	35	45	78	-

Таким образом, условная вязкость ВКГР при незначительных, технологически приемлемых содержаниях гипана (до 5%) и КМЦ (до 1,5%) весьма существенно повышается, по сравнению с ВГР. Так, условная вязкость ВГР при содержании гипана 5% составляет 30с, а добавление КМЦ-700 в количествах от 0,25% до 1,5% повышает условную вязкость ВКГР от 40с

до 122с. Причём вязкость ВКГР не представляет из себя сумму вязкостей растворов гипана и КМЦ, а существенно выше. Причина этого будет объяснена в разделе «Исследование и оценка кольматирующих факторов ВГР, ВКГР и ВПРГ».

Таким образом, высокая вязкость ВКГР при небольших содержаниях полимерных компонентов является существенной предпосылкой для расширения диапазона применения безглинистых полимерных промывочных жидкостей.

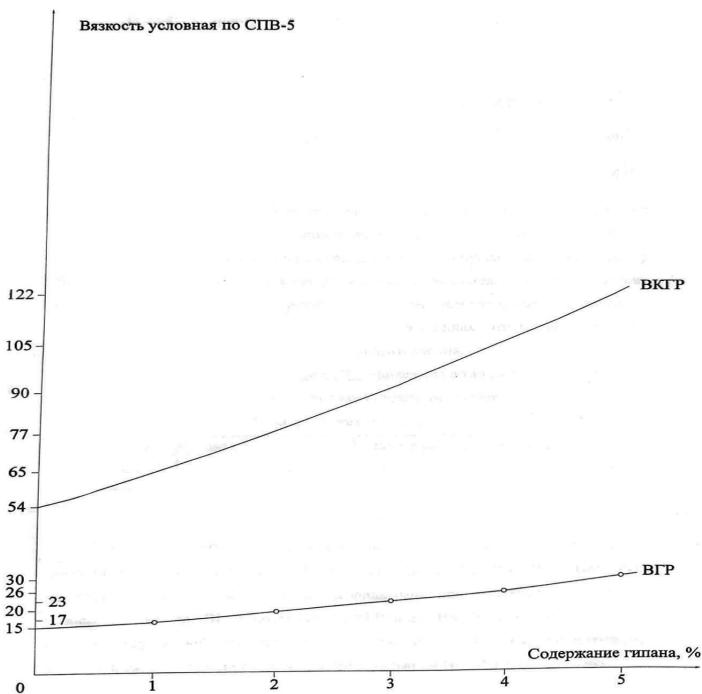


Рис. 11. Изменение вязкости* ВКГР КМЦ-700-1.5%

Проведено исследование замерзаемости ВКГР. Результаты исследований приведены в табл.9 и на рис. 12.

*Зависимость замерзаемости ВКГР от содержания реагентов и
условной вязкости*

Таблица 9

Содержание гипана, %	1			2			3		
Содержание КМЦ, %	0,25	1,0	1,5	0,25	1,0	1,5	0,25	1,0	1,5
Условная вязкость ВКГР, с	22	34	65	25	41	77	30	47	90
Температура замерзания, °С	-3,0	-5,0	-0,5	-3,5	-6,0	-7,0	-4,5	-6,5	-8,0

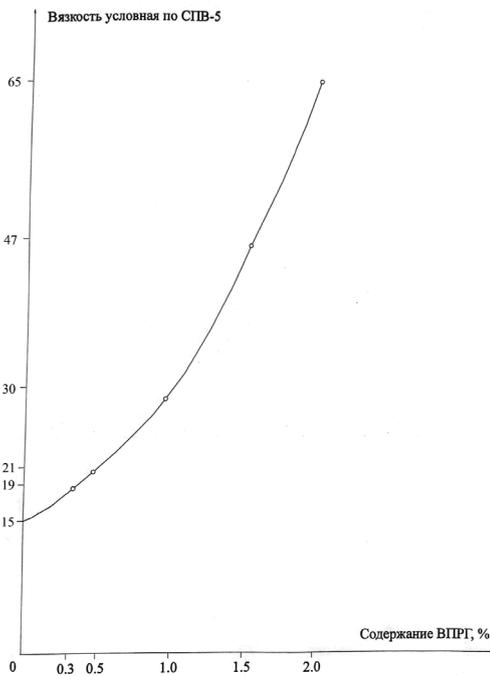


Рис. 12. Изменение вязкости* от содержания ВПРГ

Таким образом, ВКГР возможно применять в зимнее время охлаждёнными до температур от $-3\text{ }^{\circ}\text{C}$ (при условной вязкости 22с) до $-8\text{ }^{\circ}\text{C}$ (усл.вязкость 90с).

В последнее время промышленностью начал выпускаться сухой полимер ВПРГ (водорастворимый порошок реагент гипан) на основе полиакрилонитрила, с более высоким содержанием активного вещества, чем гипан (водный раствор). Реагент поставляется в виде сухого порошка в мешках, что весьма облегчает технологичность его транспортировки и приготовления.

Параметры вязкости раствора ВПРГ приведены в табл.10 и на рис.13.

Зависимость условной вязкости раствора ВПРГ от содержания реагента

Таблица 10

Содержание реагента, %	Условная вязкость раствора, с
0,3	19
0,5	21
1,0	30
1,5	47
2,0	65

Проведённые предварительные лабораторные и стендовые исследования показали высокие технологические свойства ВКГР и ВПРГ (высокую несущую способность, резкое снижение фильтрационного расхода, высокую морозостойкость), для ВПРГ сравнимые с ВГР, а для ВКГР – существенно лучше ВГР, поэтому дальнейших детальных исследований в этом направлении не проводилось. Отметим лишь, что при продавливании ВКГР через песчаную стенку стенда фильтрационный расход приближается к 0 уже при вязкости ВКГР $> 24\text{с}$, поэтому дальнейшие эксперименты не проводились.

Санитарно-гигиенические и токсикологические исследования полимеров

Особую важность имеет санитарно-гигиеническое и токсикологическое исследование возможности применения выбранных полимеров для бурения скважин на воду.

Работы по оценке возможного использования водорастворимых полимеров при проведении буровых работ на воду проводились в Московском НИИ гигиены им. Ф.Ф. Эрисмана под руководством Н.В. Климкиной, Р.С. Ехиной, А.В. Тулакина и Т.А. Кочетковой при участии «Волгагеологии». Натурно-полевые эксперименты проводились на объектах геолработ, а гигиенические и токсикодинамические исследования – в Московском НИИ гигиены им. Ф.Ф. Эрисмана.

В основу оценки ставилось положение, что при проведении буровых работ неизбежно происходит контакт промышленной жидкости с подземной водой, а также взаимодействие с водой компонентов, входящих в состав используемого полимера.

В процессе работы проведена всесторонняя гигиеническая оценка таких потенциально возможных для применения реагентов, как полимеры гипан, метас, К-4, а также КМЦ, устанавливалась доля и значимость токсического воздействия каждого полимера и каждого из их компонентов, а также исследовались возможные пути их трансформации.

Не вдаваясь в специфические подробности исследований, следует лишь указать, что проводилось изучение органолептических свойств растворов, стабильность их в условиях имитирующих различную степень загрязнения. Изучалось влияние реагентов на санитарный режим водоёмов и скважин, параметры их острого и отдалённого влияния на живые организмы.

В результате выполненных работ определён предельно допустимый норматив каждого из названных выше реагентов при бурении гидрогеологических скважин, в т.ч. рекомендованных нами (ПАДК гипана - 6 мг/л, КМЦ – 5 мг/л); результаты натуральных наблюдений при бурении скважин в Ульяновской области, заверенные лабораторными работами, подтвердили надёжность предложенных технологий гигиенических и ток-

сикологических оценок водорастворимых полимеров при бурении скважин на воду. Содержание их после прокачки составляло менее 1/1000 ПДК.

Кроме того, совместно выполненная работа позволила создать особую схему поэтапного проведения гигиенической оценки всех последующих потенциальных для применения в гидрогеологическом бурении полимеров.

Исследование кольматирующих свойств безглинистых полимерных промывочных жидкостей

Задача повышения эффективности применения безглинистых полимерных промывочных жидкостей потребовала понимания закономерностей формирования их кольматирующих свойств, а также механизма раскольматации водоносных горизонтов при сооружении гидрогеологических скважин в песчано-гравийных отложениях.

Кольматация – это сложный физико-химический процесс снижения проницаемости пласта, протекающий во времени.

Различают три зоны кольматации пласта: зону проникновения частиц бурового шлама (механическая кольматация); зону проникновения глинистого раствора; зону проникновения фильтрата глинистого раствора.

Зона механической кольматации в рыхлых водосодержащих породах невелика и, по-видимому, не превышает 15 мм. По мере вскрытия пласта с глинистым раствором на стенках скважины образуется плотная глинистая корка толщиной 3-6 мм, что в свою очередь ограничивает количество глинистого материала и шлама, поступающих в пласт. В трещиноватых породах частицы бурового шлама могут проникать достаточно глубоко (до нескольких десятков метров), что зависит от размера и конфигурации трещин, а также перепада давления на пласт (репрессии). Глубина проникновения глинистого раствора в пески, по данным различных исследователей, колеблется в широких пределах.

Вскрытие и освоение водоносных пластов является чрезвычайно важным и ответственным процессом в общем комплексе работ по сооружению гидрогеологических скважин.

Широкое внедрение вращательного способа бурения с промывкой глинистым раствором в 1950-х годах привело к значительному снижению дебитов скважин: время, затрачиваемое на освоение водоносных пластов, занимает в среднем около 25% общего времени на бурение, а в ряде организаций – 40% и более.

Глинизация пласта и снижение его проницаемости приводят к уменьшению дебита скважины и требуют проведения специальных работ по ликвидации этого вредного явления. Широко распространённые в практике работ способы освоения (разглинизации) в большинстве случаев не обеспечивают достаточно полного восстановления дебитов скважин. Это, во-первых, вносит неточность в результаты опробования пластов, во-вторых, вынуждает проектировать более глубокие скважины, устанавливать фильтры большей длины, эксплуатировать пласт с большими понижениями, что существенно удорожает работы. По данным Н.И. Шацова, глубина проникновения глинистого раствора в пласт и толщина глинистой корки зависят от состава песков и не превышают 30 мм.

Большой интерес представляют исследования М. Кирсена, С. Персона и Г. Кэннона по проникновению глинистого раствора в пласт в зависимости от перепада давления на пласт. По их данным, глубина проникновения глинистого раствора достигает 100 мм.

И.Н. Бандырский в лабораторных условиях установил, что глубина проникновения глинистого раствора в водонасыщенные мелкозернистые пески составляет 50-100 мм, а в среднезернистые – 100-200 мм. Такие относительно большие величины объясняются очевидно тем, что опыты проводились в стендовых условиях, где пески находились в разрыхлённом состоянии. В песчаниках глубина проникновения значительно меньше и в среднем не превышает 20 мм.

Е.М. Выгодский и В.А. Стриженов экспериментально установили, что после удаления глинистой корки водопроницаемость породы становится меньше на 50% и более от первоначальной. Чем больше коэффициент водопроницаемости, тем больше эффект снижения проницаемости. Слой заглинизированной породы не превышает 3 мм, но отдельные

частицы глины проникают глубже. Наличие глинистой корки может снизить проницаемость образца до нуля.

Отмечено, что присутствие глинистой корки существенно уменьшает глубину проникновения и объём твёрдой фазы раствора, попадающего в пласт. Если глинистую корку механическим способом периодически удалять, то в пласте образуется зона колюматирующего слоя до 10 мм.

Известно, что глинистая корка на стенках скважины формируется в течение первых минут до 30, её проницаемость обычно в 10 в третьей – 10 в четвёртой раза меньше проницаемости пласта, поэтому после формирования глинистой корки в пласт попадает только фильтрат глинистого раствора, содержащий тонкодисперсные и коллоидные частицы глины, которые, в свою очередь, набухают и способствуют снижению проницаемости пласта.

Количество отфильтровавшейся жидкости в пласт служит показателем распространения и характера зоны колюматации. При вскрытии пласта этот показатель определяется экспериментально или расчётным путём.

Фильтрат глинистого раствора, проникая в пласт и взаимодействуя с пластовой водой, вызывает выпадение некоторых продуктов реакции и набухание водонасыщенной породы.

Наблюдается глинизация и самого фильтра. Различают глинизацию статическую (фильтр установлен в скважине, заполненной глинистым раствором) и динамическую (фильтр опускается в скважину, заполненную глинистым раствором). Та и другая увеличиваются во времени, причём первая по абсолютной величине (для сетчатых фильтров) в 4-5 раз больше, чем вторая. Снижение скорости спуска фильтра в скважину до 0,2 м/с способствует уменьшению его колюматации.

Таким образом, известны механизмы колюматации стенок скважин при гидрогеологическом бурении с промывкой глинистыми растворами и понятны несовершенство и нестабильность деколюматации скважин. Поэтому встала задача исследовать колюматирующие свойства безглинистых полимерных промывочных жидкостей.

Был выполнен ряд лабораторных, стендовых и производственных экспериментов, а также осуществлены теоретические

исследования зависимостей и закономерностей формирования кольматирующих факторов ВГР и ВКГР.

В процессе изучения научной литературы, проведения лабораторных и полигонных исследований, а также производственных испытаний безглинистых полимерных промывочных жидкостей были выявлены и исследованы теоретически и практически факторы, входящие в спектр кольматирующих свойств этих жидкостей.

Прежде всего, это механическая кольматация шламом выбуренных пород, что предполагалось как очевидное и в дальнейшем было подтверждено и изучено на стенде.

Известно также, что при использовании безглинистых полимерных промывочных жидкостей на основе акриловых полимеров (например, гипана) скорость фильтрации воды в пласт уменьшается вследствие образования на поверхности пористой породы, в частности, песков, полимерной коллоидной плёнки. Чем выше вязкость такого полимерного раствора, тем значительнее связи молекул и фибрилл, образующих в растворе пространственные сетки. Таким образом, повышение вязкости полимерных растворов усиливает и их кольматирующее действие. Описание указанного вязкостного кольматирующего фактора синтетических линейных полимеров имеется в литературе (К.Ф. Паус и др.).

В дальнейших исследованиях было установлено, что имеется и ещё один весьма существенный кольматирующий фактор, вытекающий из некоторых специфических свойств полимеров.

Рассмотрим эти кольматирующие факторы водогипанового раствора.

Для изучения и объяснения взаимодействия гипана с солями различных металлов, содержащихся в подземных водах, необходимо учитывать, что гипан состоит в основном из натрийсодержащих карбоксильных групп и незначительного количества (до 5-10%) амидных и нитрильных групп. В структуре гипана решающее значение имеют карбоксильные группы. Диссоциированные в растворе, они отрицательно заряжены. Значительная динамическая вязкость растворов гипана, как известно из литературы, объясняется тем, что сила электростатического отталкивания карбоксильных групп друг от друга в ма-

кромолекуле гипана достаточно велика, и молекула принимает в водном растворе форму «выпрямленного жёсткого стержня». Нитрильная группа – сильноотрицательно заряженная, способствует диссоциации карбоксильных групп.

При встрече карбоксилатов с катионами поливалентных металлов происходит энергичная реакция с образованием гелеобразного вещества.

С начала 60-х годов при бурении на нефть традиционным являлось применение хлористого кальция как средства, вызывающего коагуляцию гипана из раствора с выпадением в осадок эластичного геля, механически закупоривающего каналы движения подземных вод.

Рядом исследователей (Баранов Ю.В., Гольдштейн В.В. и др.) рассматривались закономерности взаимодействия гипана с некоторыми солями поливалентных металлов. Констатировалось, что гипан весьма чувствителен к воздействию ионов поливалентных металлов, что ведёт к его выпадению в осадок из раствора.

Рассматривались комплексы взаимодействия карбоксилат-иона с катионами (вставить химические формулы катионов) и возможность подбора таких комбинаций хлористых солей, которые позволили бы получить студни, отличающиеся от гелей – результатов реакции гипана с CaCl_2 – большей эластичностью, механической прочностью и плотностью. Установлено, что указанные выше свойства гелей зависят от правильного подбора величин эффективных радиусов пар катионов. Катионы с радиусом $<0,95\text{Å}$ (в нулевой) вызывают глобулизацию молекул, катионы с радиусом $>0,95\text{Å}$ (в нулевой) способствуют образованию межмолекулярных связей.

В лабораторных условиях изучались реакции гипана с катионами солей, типичных для подземных вод. Особое внимание уделялось взаимодействию гипана с катионами Fe, содержание которых является чрезвычайно характерным признаком аллювиальных подземных вод, заключённых в неустойчивых песчано-гравийных породах. Взаимодействие гипана с катионами Fe ранее не исследовалось. Проведено также сопоставление взаимодействия CaCl_2 , широко применяемого в нефтедобывающей промышленности для

осаждения геля, а также $MgCl_2$ и $FeCl_3$ с 5%-ным раствором гипана.

Установлено значительное различие в концентрациях этих солей, вызывающих видимое образование геля в растворе и выпадение его в осадок.

Так, начало видимой коагуляции гипана в 5%-ном водном растворе наступает при введении в раствор более 200 мг/л $CaCl_2$ и более 2000 мг/л $MgCl_2$, в то время как $FeCl_3$ вызывает видимую коагуляцию при введении его в раствор в количестве 6 мг/л. Полная коагуляция гипана наступает при добавлении в 5%-ный водный его раствор 20 мг/л $FeCl_3$, 600 мг/л $CaCl_2$ и 5000 мг/л $MgCl_2$.

Молекулярный вес $FeCl_3$ составляет 162,3, а атомный вес Fe составляет 56, т.е. около 35% молекулярного веса трёххлорного железа. Таким образом, можно сделать вывод, что содержание в воде $20 \times 0,35 = 7$ мг/л катионов Fe вызывает полную коагуляцию 5%-ного раствора гипана. Наиболее характерной концентрацией катионов Fe в аллювиальных подземных водах является 3-4 мг/л и более. Следовательно, в процессе бурения, безусловно, возникает коагуляция раствора с образованием геля при проникновении водогипанового раствора в стенки скважин.

Для объяснения причин столь активного воздействия $FeCl_3$ на гипан рассмотрен характер взаимодействия гипана с катионами двухвалентных металлов, имеющих эффективные радиусы катионов более $0,95\text{Å}^0 - Ca^{2+}$ ($r_{эф} - 1,04\text{Å}^0$) и менее $0,95\text{Å}^0 - Mg^{2+}$ ($r_{эф} - 0,74\text{Å}^0$) в сравнении с взаимодействием трёхвалентного катиона Fe^{3+} ($r_{эф} - 0,64\text{Å}^0$). Как указывалось, двухвалентные катионы с радиусом $0,95\text{Å}^0$ взаимодействуют с карбоксилами соседних макромолекул, связывая их между собой (реакция, характерная для катионов Ca^{2+}). В этом случае количество воды в гидратной оболочке остается значительным и для выпадения макромолекулы в осадок необходимо большое количество $CaCl_2$ (более 200 мг/л).

Двухвалентные катионы с радиусом $< 0,95\text{Å}^0$ обладают способностью связывать два карбоксида одной макромолекулы, вызывая сворачивание её в клубок (реакция, характерная для Mg^{2+}). Гидратная вода выжимается и молекула теряет растворимость. Однако, в связи с тем, что вероятность соединения соседних макромолекул мала, видимая коагуляция гипана

с образованием хлопьев геля происходит лишь при введении в 5%-ный раствор гипана $MgCl_2$ в количестве более 2000 мг/л.

Катион Fe^{3+} имеет эффективный радиус $0,64\text{Å}^0$.

Имея три свободные валентные связи, этот катион вызывает чрезвычайно интенсивное сворачивание макромолекул гипана в клубок и выпадение гипана в осадок в виде геля, не имеющего электрического заряда. Это объясняется тем, что оставшаяся свободная связь может связывать свёрнутые макромолекулы между собой. Подтверждением этому может служить внешний вид геля-продукта взаимодействия $FeCl_3$ и гипана, представляющего собой мелкие образования, которые собираются в округлые агрегаты размером до 5 мм, свободно разрушающиеся при лёгком взбалтывании раствора. В то же время гель, образованный в результате реакции гипана с $MgCl_2$, имеет вид волокнистой довольно прочной массы, наматывающейся на стеклянную палочку.

Таким образом, по результатам лабораторных работ впервые установлено, что, кроме механической кольтматации шламом и кольтматации, связанной с повышенной вязкостью, важным кольтматирующим фактором является способность гипана коагулировать при встрече с катионами Fe , присутствие которого весьма характерно для подземных вод современного и древнего аллювия.

Полученные в лабораторных условиях выводы нашли дальнейшее подтверждение при моделировании на стенде.

В реальных условиях бурения скважин контакт ВГР с подземными водами происходит при фильтрации раствора в водоносный горизонт. Именно в прискважинной зоне в поровом пространстве песчаных отложений происходит соприкосновение гипана с ионами Fe и его коагуляция с образованием геля, механически закупоривающего поры и снижающего тем самым фильтрационный расход, что и было подтверждено в производственных условиях.

Далее, впервые было установлено, что механизмы кольтматирующих свойств трёхкомпонентных полимерных промывочных жидкостей (ВКГР) существенно отличаются от кольтматирующих механизмов водогипановых растворов. В трёхкомпонентных растворах при изменении содержания в воде гипана от 1 до 5% и КМЦ-400 от 0,5 до 1,5% вязкость

этих растворов изменяется от 21с до 60с, а при использовании КМЦ-700 соответственно вязкость изменяется от 23с до 122с, т.е. при использовании КМЦ с более высокой степенью полимеризации вязкость ВКГР существенно возрастает. Здесь необходимо подчеркнуть, что вязкость ВКГР в упомянутом выше диапазоне содержаний реагентов представляет из себя не сумму вязкостей водных растворов этих реагентов, а существенно большую величину, тем большую, чем выше содержание гипана и КМЦ в ВКГР.

Указанное явление объясняется особенностями электростатического взаимодействия молекул гипана и КМЦ в растворе.

Рассмотрим это взаимодействие.

Как указывалось выше, высокая динамическая вязкость водных растворов гипана объясняется не только наличием значительного количества высокополярных карбоксильных групп, но и наличием в полимерной цепи гипана некоторого количества нитрильных групп, обладающих сильно отрицательным зарядом, что способствует резкому увеличению диссоциации карбоксильных групп. Вместе с тем размер молекул гипана значительно меньше размера молекул КМЦ. Молекула КМЦ имеет циклическую форму строения.

Вязкость водных растворов КМЦ обусловлена тем, что молекула КМЦ обладает Na-замещённой карбоксильной группой в боковой цепи. В водном растворе ионы Na перемещаются, поэтому карбоксильные группы отрицательно заряжены. В связи с возникающим электростатическим отталкиванием карбоксильных групп в насыщенных растворах молекулы КМЦ имеют тенденцию к выпрямлению. Так как размеры молекул КМЦ значительны, то вышеуказанное свойство и объясняет высокую вязкость насыщенных водных растворов КМЦ. Вместе с тем, следует указать, что часть карбоксильных групп в молекуле КМЦ замещена карбоксиметильным радикалом, поэтому силы электростатического отталкивания между карбоксильными группами относительно невелики; в слабых водных растворах молекула КМЦ имеет свёрнутую конформацию.

В ВКГР при содержаниях КМЦ от 0,5 до 1,5% и выше и при содержаниях гипана от 1 до 5% и выше, существенный прирост вязкости против суммы вязкостей водных растворов КМЦ и гипана (от 21с до 60с) объясняется тем, что наличие

у гипана значительного количества отрицательно заряженных карбоксильных групп и некоторого количества сильно отрицательно заряженных нитрильных групп существенно способствует повышению «жёсткости» молекул КМЦ в этом растворе.

Таким образом, в ВГР констатируется принципиально новое свойство, способствующее дополнительному существенному повышению вязкости этого трёхкомпонентного раствора, тем большему, чем выше концентрация в растворе КМЦ и гипана, и чем выше степень полимеризации КМЦ (т.е., чем больше размер молекул КМЦ). Вместе с тем, сохраняется присущее гипану свойство коагуляции при взаимодействии с ионами поливалентных металлов, что в комбинации со значительной вязкостью обеспечивает высокие кольматирующие свойства трёхкомпонентных промывочных жидкостей.

Кроме того, необходимо отметить также визуально зафиксированный в процессе стендовых исследований полимерных растворов фактор механической кольматации песчаной стенки пылеватой и тонкозернистой фракциями. Зона механической кольматации представляла из себя, с одной стороны, плотную корку из пылеватой и тонкозернистой фракций, покрывающую сверху стенку исследуемой фракции песков, а, с другой стороны, наблюдалась зона проникновения тонких фракций в исследуемые пески.

Так, при прокачивании ВГР вязкостью 18,5с через песчаную фракцию размера 1-2 мм глубина проникновения тонких частиц в песчаную стенку через 2 часа составляла 2-3 мм при избыточном давлении до 6м. вод.ст. и 4-5 мм – при избыточном давлении до 21 м.вод.ст.

А при продавливании ВГР вязкостью 27с через эту же песчаную фракцию глубина проникновения тонких частиц в исследуемые пески составляла 1-2 мм при избыточном давлении до 24м.вод.ст.

Во всех случаях толщина корочки механической кольматации на поверхности песчаной стенки составляла от 2-3 мм до 5 мм.

В связи с образованием зон механической кольматации при продавливании ВГР снижалась величина фильтрационного расхода на 15-56% в зависимости от мощности зон кольматации при любых давлениях.

Одновременно стабильно, хотя и незначительно (до 0,25 м вод.ст.) снижалась величина критического избыточного гидростатического давления, при котором происходило обрушение песчаной стенки. Цементированности корки механической кольматации не наблюдалось, она при обрушении рассыпалась полностью.

Таким образом, механическая кольматация пылеватыми и тонкими частицами является дополнительным фактором снижения поглощения при бурении скважин с промывкой ВГР в рыхлых водосодержащих породах.

В дальнейшем была исследована и разработана технология декольматации гидрогеологических скважин, пробурённых с промывкой безглинистыми полимерными промывочными жидкостями.

Исследование механизма декольматации скважин, пробурённых в рыхлых песчаных отложениях с промывкой ВГР и ВКГР

Практика буровых работ показала, что декольматация скважин, пробурённых в песчаных отложениях с промывкой водогипановыми и трёхкомпонентными растворами, проходит быстро и эффективно. При обязательной первоначальной промывке водой через фильтровую колонну из скважин удаляется основная масса кольматирующих агентов (промывочная жидкость, гель-коагулянт и корка механической кольматации). Длительность промывки – от 2 до 24 час – в зависимости от глубины и диаметра скважин.

На эффективность декольматации весьма существенно влияет время начала промывки и прокачки. При больших перерывах между окончанием бурения и началом прокачивания (более 1-1,5 суток) гель-коагулянт при значительных его содержаниях в стенках скважин может постепенно консолидироваться, и тогда удаление его из скважин весьма затруднено.

Механизм кольматирующих свойств сухого водорастворимого полимера – реагент гипан – ВПРГ того же свойства, что и 10%-ного водного раствора гипана. Вместе с тем, имеется принципиальное отличие.

ВПРГ – это сухое вещество, в то время как гипан – водный 10%-ный раствор, в котором процесс омыления – полимеризации не завершён, о чём свидетельствует запах аммиака. Поэтому в нём меньше свободных связей карбоксильных групп, диссоциированных в растворе и имеющих форму «выпрямленного жёсткого стержня».

Естественно, что в ВПРГ, где степень полимеризации существенно выше, таких «выпрямленных» карбоксильных групп меньше.

Именно поэтому, если вязкость 5%-ного раствора гипана (в сухом веществе – 0,5%) составляет 30с, то для ВПРГ такая вязкость достигается при содержании его в растворе – 1%, т.е. в два раза выше. Вместе с тем то, что ВПРГ поставляется в виде порошка и в нём нет аммиака, делает его предпочтительнее.

Исследования показали, что по остальным технологическим параметрам, в т.ч. закономерностям формирования кольматирующих свойств, он аналогичен гипану.

Таким образом, в результате проведённых теоретических, лабораторных, стендовых и полевых исследований выявлены закономерности формирования кольматирующих составляющих безглинистых полимерных промывочных жидкостей ВПР, ВКПР, а также на основе ВПРГ; разработаны технологические приёмы, позволяющие проводить эффективную декольматацию стенок скважин в рыхлых песчано-гравийных неустойчивых отложениях по окончании бурения.

Исследование зависимостей устойчивости стенок скважин при бурении с использованием безглинистых полимерных промывочных жидкостей (БППЖ) от гранулометрического состава песчаных пород, фильтрационного расхода и содержания полимеров – в сравнении с использованием технической воды.

При стендовом и последующем полевом исследовании свойств полимерных промывочных жидкостей серьёзное внимание было уделено изучению закономерностей влияния этих жидкостей на обеспечение устойчивости стенок скважин в рыхлых песчано-гравийных отложениях.

Изучались зависимости устойчивости песчаной стенки от состава и концентрации реагентов по сравнению с применением в качестве промывочной жидкости воды для различных фракций песков.

Изучение этих закономерностей для полимерных промывочных жидкостей выполнено впервые.

Для теории и практики бурения скважин на воду в рыхлых неустойчивых отложениях большой интерес представляет оценка критериев и закономерностей устойчивости стенок скважин в зависимости от различных факторов. Изучением этих вопросов занимались Д.Н. Башкатов, Г.П. Квашнин, Ю.М. Носовский и др.

Устойчивость стенок скважин в обводнённых песках зависит от избыточного гидростатического давления, которое обеспечивает соответствующее фильтрационное давление промывочной жидкости на водоносный горизонт. Происходит уплотнение песчаной стенки скважин. Кроме того, промывочная жидкость, в том числе вода, обогащена шламом выбуренных пород и при фильтрации её в стенку скважины происходит коагуляция пристенной части. В результате гидродинамическое давление на пласт повышается, также способствуя повышению устойчивости стенок скважины. Для воды избыточное гидростатическое давление должно составлять, по данным разных исследователей, 0,015-0,04 МПа.

Такой диапазон значений говорит о том, что избыточное гидростатическое давление не является единственным критерием обеспечения устойчивости стенок скважин. На показатели устойчивости влияют и параметры проходимых пород, и характеристики водоносного горизонта и пр.

Значительные работы по теоретическому и экспериментальному исследованию вопросов устойчивости стенок скважины в водоносных песках выполнены Г.П. Квашниным, А.И. Деревянных, Ю.И. Соловьёвым в 1976-1978 гг. Ими разработаны методики расчётов общей устойчивости околостенного массива грунта и осыпания поверхностного слоя, а также выполнена экспериментальная стендовая проверка критериев устойчивости при применении воды.

Выведено условие устойчивости стенок скважины на осывание:

$H_c - H_p \geq H_{кр}$, где H_c , H_p – потери в скважине и пласте, м; $H_{кр}$ – критический гидростатический напор, м.

Для практического использования этого неравенства вводится коэффициент запаса устойчивости стенок скважины на осыпание K_3 , который для скважин с учётом кольматации стенок скважины составляет от 1,1 до 1,2, а для скважин без кольматации – 1,3 – 1,5.

Кроме поверхностного осыпания, могут иметь место и обрушения песчаной стенки скважины – общая потеря устойчивости, которая во многом зависит не только от свойств и параметров водоносного горизонта, но и от прочностных свойств перекрывающей его толщи. Обрушение сопровождается сползанием большого объёма породы в скважину и уменьшает диаметр последней.

В «Союзводопроект» в своё время были выполнены стендовые исследования по изучению устойчивости в воде песчаной стенки в зависимости от гранулометрического состава, гидростатического давления и фильтрационного расхода. На основании такого моделирования был сделан вывод, что при одном и том же избыточном давлении песчаная стенка в гравийно-галечниковых отложениях более устойчива, чем в мелкозернистых песках.

По данным моделирования, проведённого «Союзводопроект», было констатировано, что фильтрационный расход, связанный с избыточным гидростатическим давлением, также является одним из основных факторов, влияющих на устойчивость стенок скважины при бурении с промывкой технической водой. Других исследований на эту тему не проводилось и публикаций в печати не было.

Поэтому были проведены стендовые исследования по изучению общих закономерностей устойчивости стенок скважин при использовании полимерных растворов и воды в зависимости от гранулометрического состава, гидростатического давления и фильтрационного расхода.

Чтобы обеспечить чистоту эксперимента, все лабораторные и стендовые опыты производились с чистыми, отмытыми от глинистой составляющей песками. Понятно, что различные содержания глинистой составляющей в песках в реальных геологических условиях существенно влияют на устойчивость стенок

скважин. Первоначально обрушение песчаной стенки в стендовых условиях в отдельных опытах с водой происходило при весьма различных значениях критического гидростатического давления $P_{кр}$ и соответствующего ему фильтрационного расхода.

Так, для фракции 0,25-0,50 мм $P_{кр}$ колебалось от 0,021 до 0,124 МПа при изменении Q_f от 0,094 до 0,58 л/мин.

Проведённый анализ причин такого расхождения результатов в одинаковых опытах показал, что устойчивость песчаной стенки в каждом конкретном опыте определялась не только величинами гидростатического давления и фильтрационного расхода, но и существенно зависела от степени уплотнения песка в трубе стенда. Установлено, что при показывании и встряхивании трубы, как это выполнялось в «Союзводопроекте», не обеспечивалось стабильное уплотнение песка и плохо удалялись пузырьки воздуха. Этим и объясняется большой диапазон критических гидростатических давлений и фильтрационных расходов при обрушении песчаной стенки в аналогичных опытах.

Уплотнение песков при отсутствии внешней пригрузки достигается лишь при значительных ускорениях вибраций: для водосодержащих песков от 0,5 до 2g; для влажных – 2g.

При самопроизвольной укладке песков в трубе стенда после его промывки обратным потоком воды плотность песка была минимальная, и он находился в состоянии, близком к разжиженному. Поэтому была применена новая методика уплотнения песка в трубе стенда (изготовленного из оргстекла) путём частых и сильных ударов по ней деревянными киянками в течение 5-10 мин – до прекращения вертикальных перетоков струек разжиженных песков и полного удаления пузырьков воздуха. Крупные фракции уплотнялись быстрее. Контроль качества уплотнения песчаной стенки осуществлялся сопоставлением коэффициентов фильтрации испытуемой фракции песков и расчётного по данным моделирования и определённого в лаборатории по методике Каменского.

Кроме того, большое внимание уделялось устранению всех внешних помех, связанных с запесочиванием вентиляей, кольматацией фильтров глинистыми и пылеватыми частицами, подтеканием соединений и т.п. После каждого опыта промывали фильтры обратным потоком испытуемой жидкости под давлением до 0,25 МПа.

Исследования проводили по фракциям песков, полученным тщательным отсевом на ситах следующих размеров: 0,25-0,5 мм; 0,5-1,0 мм. Фиксировали гидростатические давления $P_{кр}$ и соответствующие им фильтрационные расходы $Q_{ф}$, при которых происходило обрушение песчаной стенки в трубе стенда. Причём диапазон изменения $P_{кр}$ и $Q_{ф}$ для каждой фракции по всем опытам незначителен (табл.11). Из-за недостаточного уплотнения песка мелкой фракции (0,25-0,5 мм) в трубе стенда полученные результаты следует считать несколько заниженными.

Зависимость устойчивости песчаной стенки и фильтрационного расхода от гидростатического давления (для воды)

Таблица 11

Размер фракции, мм	$P_{кр}$ МПа	$Q_{ф}$ л/мин	$k_{ф}$ м/сут (в числителе – расчетный, в знаменателе – по данным опытов)
0,25-0,5	0,033	0,15	$\frac{57,2}{46,2}$
0,5-1,0	0,037	0,19	$\frac{110,9}{80,0}$
1,0-2,0	0,061	0,47	$\frac{187,6}{150,0}$

Итак, проведённые стендовые исследования устойчивости песчаной стенки при прокачивании воды выявили закономерность, что при соблюдении требований полной уплотнённости песка в трубе стенда (что соответствует состоянию уплотнённости песков в реальных скважинах) песчаная стенка у песков крупнозернистых, гравелистых менее устойчива к обрушению, чем у песков тонко- и мелкозернистых. Это доказано впервые.

Эти результаты свидетельствуют о том, что вывод «Союзводпроекта» о большей устойчивости крупнозернистых, гравелистых песков, по сравнению с мелкозернистыми, неверен в связи с допущенными технологическими ошибками при испытаниях.

Теоретическое подтверждение экспериментально выявленной закономерности можно найти в разделе механики грунтов, касающемся вопросов разжижения песков.

Так, у Н.А. Цытовича находим, что «внутренним сопротивлением, препятствующим перемещению частиц в идеаль-

но сыпучих телах, к каким можно отнести чистые пески, будет лишь трение, возникающее в точках контакта частиц». Несомненно, что таких точек контакта больше в песках мелкозернистых, чем в крупнозернистых, гравелистых.

Кроме того, избыточное гидростатическое давление также является значительным фактором обеспечения устойчивости песчаной стенки. Общеизвестно, что при бурении с промывкой технической водой в рыхлых отложениях устойчивость стенок сохраняется при избыточном гидростатическом давлении на водоносный горизонт столба воды, равном 3 и более метров, что диктует соблюдение целого ряда особых технологических и организационных требований, нередко делающих невозможным процесс сооружения гидрогеологических скважин при таком способе бурения. Также весьма существенным осложняющим фактором при вскрытии водоносных горизонтов в песках с промывкой технической водой являются весьма высокие фильтрационные расходы.

В связи с изложенным была поставлена задача: в лабораторных условиях на стенде смоделировать факторы, влияющие на устойчивость песчаной стенки при сооружении скважин с применением водогипановых и других полимерных растворов. Кроме того, необходимо было выявить качественно и количественно ряд других зависимостей, в том числе устойчивости песчаной стенки от фильтрационного расхода.

В табл. 12 и на рис. 13 даны результаты стендового определения критического избыточного гидростатического давления и связанного с ним фильтрационного расхода, при которых происходило обрушение стенки для песков различного гранулометрического состава при продавливании через них водогипановых растворов условной вязкостью от 18,5 до 27с.

Таким образом, установлено, что при применении ВГР критическое избыточное гидростатическое давление при обрушении песчаной стенки и связанный с ним фильтрационный расход с увеличением вязкости ВГР резко уменьшаются. Так, уже для ВГР вязкостью 18,5с полученное на стенде критическое избыточное гидростатическое давление при обрушении песчаной стенки снизилось примерно в 2 раза по сравнению с водой (от 0,033 до 0,0157 МПа для фракции 0,05-0,5 мм, от 0,037 до 0,0235 МПа для фракции 0,5-1 мм и от 0,061 до

0,031 МПа для фракции 1-2 мм). Ещё более снизился фильтрационный расход – до 6 раз.

Зависимость устойчивости песчаной стенки и фильтрационного расхода от гидростатического давления и условной вязкости ВГР

Таблица 12

Размер фракции песков, мм	Условная вязкость ВГР, с	Критическое избыточное гидростатическое давление при обрушении песчаной стенки, МПа	Фильтрационный расход при обрушении песчаной стенки, л/мин
0,25-0,5	18,5	0,157	0,027
-“-	20,5	0,064	0,002
-“-	23,0	0,0	0,0
0,5-1,0	18,5	0,235	0,091
-“-	20,5	0,101	0,004
-“-	23,0	0,0	0,0
1,0-2,0	18,5	0,31	0,135
-“-	20,5	0,17	0,07
-“-	23,0	0,00	0,00
-“-	25,0	0,0	0,0
-“-	27,0	0,0	0,0

А при условной вязкости ВГР, равной 23с и более, песчаная стенка не разрушается даже при отсутствии избыточного давления ($P_{кр}$) и фильтрационного расхода ($Q_{ф}$) для всех фракций. Так, при условной вязкости ВГР 23с песчаная стенка исследуемых фракций разрушалась при $P_{кр} = 0$ и $Q_{ф} = 0$ через 0.5-1 мин после окончания опытов. При условной вязкости 25с стенка фракции 0.5-1 мм разрушалась через 5-30 мин после окончания опытов при $P_{кр} = 0$ и $Q_{ф} = 0$.

Таким образом, данные моделирования процессов обрушения песчаной стенки в скважине позволяют сделать вывод, что устойчивость стенок скважин при применении полимерных растворов значительно возрастает, а, например, при условной вязкости, составляющей более 23с, критическое избыточное давление и соответствующий ему фильтрационный расход при обрушении стенки снижаются до 0.

Была проанализирована на стенде зависимость фильтрационного расхода от избыточного гидростатического давления для каждой фракции (0,25-0,5 мм; 0,5-1 мм; 1-2 мм) при различной вязкости водогипановых растворов.

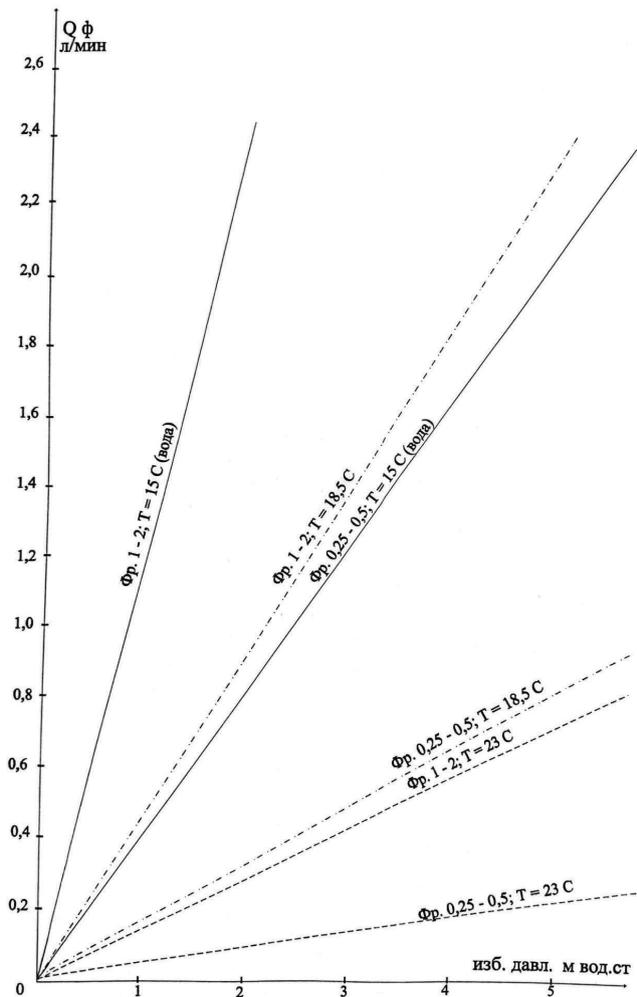


Рис. 13. График зависимости фильтрационного расхода от избыточного гидростатического давления для ВГР различной вязкости

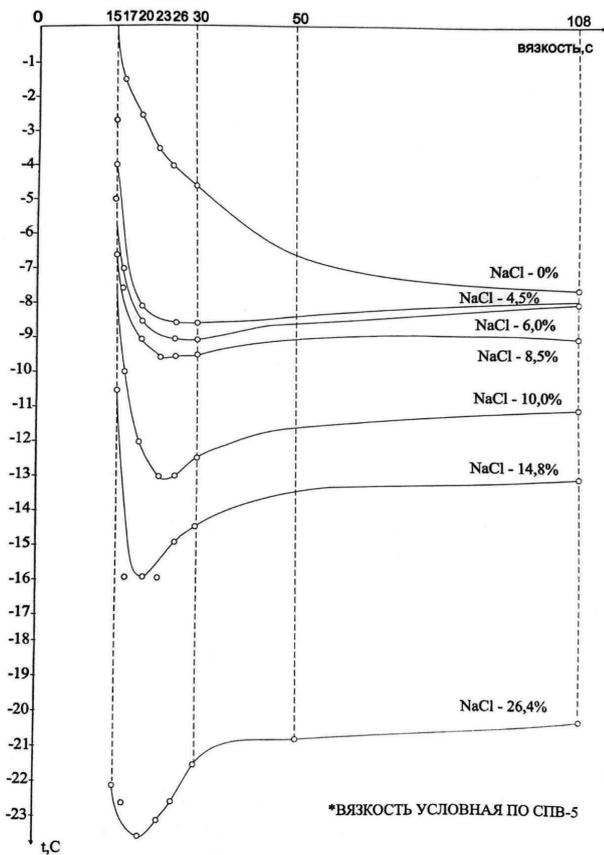


Рис. 14. График зависимости температуры замерзания ВГРот их вязкости при различных содержаниях NaCl

Так, для воды (рис.14) фильтрационный расход при избыточном давлении (Ризб) 0,25 МПа изменяется в песке по фракциям 0,25-0,5; 0,5-1 и 1-2 мм от 1,05 до 1,46 и 2,69 л/мин соответственно, что в 1,4 и 2,6 раза больше. При Ризб = 0,5 МПа для этих же фракций Qф для воды изменяется соответственно от 2,11 до 2,98 и 4,67 л/мин, что в 1,4 и 2,2 раза больше.

Для ВГР условной вязкостью 23с для тех же фракций при $R_{изб} = 0,25$ МПа Q_f изменяется от 0,13 до 0,19 и 0,28 л/мин соответственно (больше в 1,5 и 2,2 раза), а при $R_{изб} = 0,5$ МПа Q_f последовательно возрастает от 0,26 до 0,35 и 0,70 л/мин (т.е. в 1,4 и 2,7 раза).

Несмотря на увеличение в несколько раз фильтрационного расхода при увеличении преобладающего размера фракций, фильтрационный расход вязкого ВГР в крупнозернистом песке (с преобладающим размером фракций 1-2 мм) значительно ниже, чем фильтрационный расход воды в мелкозернистой фракции. Так, для ВГР с $T=23$ с при $R_{изб} = 0,5$ МПа даже у фракции 0,25-0,5 мм $Q_f=2,11$ л/мин, т.е. в 3 раза выше.

Итак, на основании выполненных стендовых исследований был сделан следующий вывод: при вскрытии водоносных горизонтов в песчано-гравийных отложениях полимерные растворы по сравнению с технической водой значительно снижают фильтрационный расход (от 10 и более раз).

Изучение влияния отрицательных температур по свойствам БППЖ без и с добавками NaCl.

Изучение влияния температурного фактора на свойства полимерных безглинистых растворов необходимо как для выяснения условий приготовления промывочной жидкости в зимнее время, так и для выяснения возможности создания промывочных жидкостей на полимерной основе для бурения по неустойчивым при растеплении многолетнемёрзлым породам.

Технология бурения скважин в многолетнемёрзлых породах, особенно в осадочных толщах, отличается от технологии бурения в породах с положительной температурой значительно большей сложностью из-за высокой чувствительности мёрзлых пород к нарушению их теплового режима. Поэтому, одним из главных условий безаварийного бурения скважин в многолетнемёрзлых породах является правильный выбор промывочной жидкости как одного из основных факторов, влияющих на тепловой режим, т.к. она является основным носителем тепла при бурении.

Общие требования к промывочным жидкостям в этих условиях сводятся к следующему:

при бурении по мёрзлым породам, вода в которых находится в жидкой фазе, промывочная жидкость должна обеспечивать положительный температурный режим, а если вода находится в основном в твёрдой фазе – отрицательный температурный режим;

минимальное воздействие на лёд, являющийся цементирующей основой рабуриваемых пород;

возможность регулирования температурного режима;

незамерзание при отрицательных температурах (в определённых пределах) во избежание растепления пород и последующего интенсивного размыва ствола и обрушения стенок скважин;

низкая водоотдача;

достаточно высокая несущая способность, обеспечивающая вынос крупного осколочного шлама, образующегося в процессе бурения по многолетнемёрзлым породам при отделении минеральных агрегатов по спайности льда;

необходимая вязкость для снижения фильтрационного расхода при бурении по поглощающим интервалам пород.

Была выполнена работа по исследованию свойств охлаждённых ББПЖ, в т.ч. с добавлением NaCl с целью более низких температур замерзания.

Результаты проведённых исследований на морозостойчивость ВГР в зависимости от содержания гипана и NaCl представлены в таблице 13 и рис.15.

В результате этого исследования установлена следующая закономерность. Температура замерзания водогипанового раствора с малым содержанием гипана (1-5%) незначительно отличается от температуры замерзания воды (на 1,5-4,5°C). Температура замерзания солёной воды с малым содержанием NaCl (4,5%) также незначительно отличается от температуры замерзания воды (на 2.7°C). При совместном введении в раствор гипана и NaCl в указанных количествах температура замерзания раствора резко снижается до -9°C. Установление этой зависимости имеет очень важное практическое значение, т.к. в нашей стране отрицательные температуры многолетнемёрзлых пород колеблются в среднем от 0 до -9, реже до -13°C.

Зависимость температуры замерзания ВГР в зависимости от содержания гипана и NaCl

Таблица 13

Содержание гипана, %	Температура замерзания раствора (в °С) при содержании NaCl в растворе, % по массе						
	0	4,5	6	8,5	10	14	26,4 (до насыщения)
0	0	-2,7	-4,0	-5,5	-6,7	-10,4	-22,0
1	-1,5	-7,0	-7,5	-8,5	-10,5	-16,0	-22,5
2	-2,5	-8,0	-8,5	-9,0	-12,0	-16,0	-22,5
3	-3,5	-8,0	-8,5	-9,5	-13,0	-16,0	-23,0
4	-4,0	-8,5	-9,0	-9,5	-13,0	-15,0	-22,5
5	-4,5	-8,5	-9,0	-9,5	-12,5	-14,6	-21,5
10	-6,5	-8,5	-9,0	-9,5	-12,0	-13,5	-20,5
20	-7,5	-8,0	-8,0	-9,0	-11,5	-13,0	-20,0

Взаимосвязь содержания гипана в безглинистом растворе с его условной вязкостью, температурой замерзания и фильтрационным расходом приведена в табл.14 и на рис.16.

Зависимость температуры замерзания ВГР и его фильтрационного расхода от содержания гипана

Таблица 14

Содержание гипана, %	Условная вязкость ВГР, с*	Температура замерзания ВГР, °С	Ориентировочное снижение фильтрационного расхода ВГР по сравнению с водой, раз
0	15	0	-
1	17	-1,5	2,0
2	20	-2,5	5,0
3	23	-3,5	7,5
4	26	-4	10,0
5	30	-4,5	14,0
10	50	-6,5	Не опр.
20	108	-7,5	Не опр.
35	256	Не опр.	Не опр.

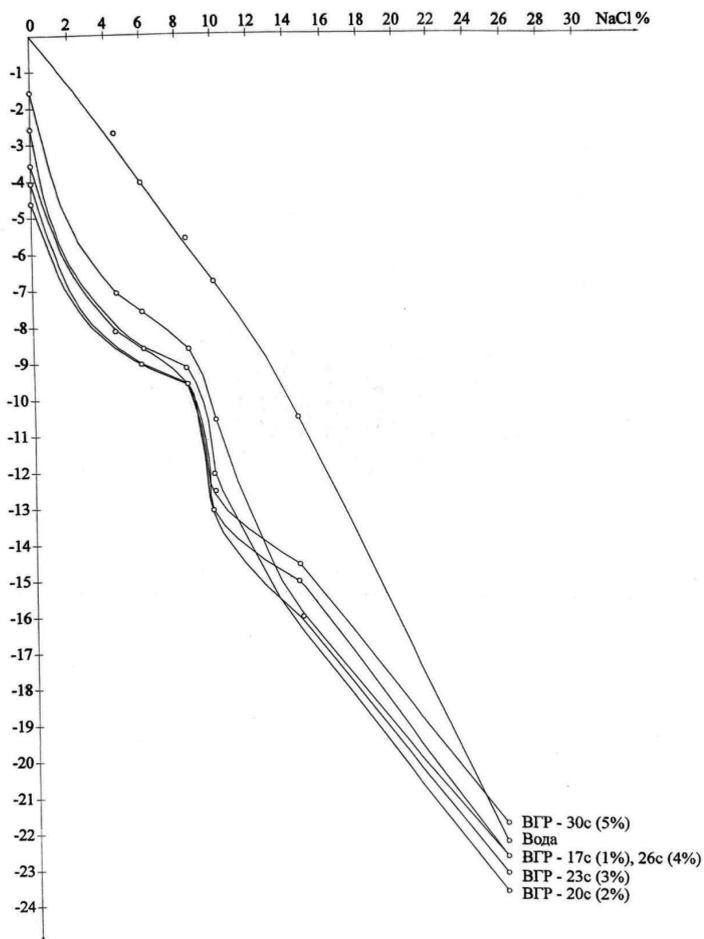


Рис. 15. График зависимости температуры замерзания от содержания соли в растворе (для ВГР различной вязкости)

Как видно из результатов этой работы, взаимосвязь между указанными свойствами бурового раствора ВГР очень тесная, что необходимо учитывать при сооружении скважин в зимний период и в многолетнемёрзлых породах.

Были разработаны и рекомендованы инновационная технология бурения по таким разрезам охлаждёнными до -5°C - -9°C (в зависимости от конкретных условий) полимерными безглинистыми растворами ВГР или ВКГР с добавлением NaCl при сохранении их технологических свойств, которая обеспечила успешное сооружение скважин и в таких условиях.

Выводы по главе первой

Таким образом, по результатам исследований безглинистых полимерных промывочных жидкостей:

Предложены и научно обоснованы для применения в практике буровых работ безглинистые полимерные промывочные жидкости для эффективного вскрытия и освоения водоносных горизонтов в рыхлых неустойчивых отложениях – ВГР, ВКГР и на основе ВПРГ.

Установлены и исследованы закономерности взаимодействия ряда водорастворимых полимеров (гипан, КМЦ, ВПРГ) с ионами поливалентных металлов, характерных для пресных подземных вод, а также между собой, что позволило рекомендовать их, а затем широко внедрить в практику гидрогеологического бурения в сложных горно-геологических условиях.

Установлены закономерности формирования устойчивости рыхлых песчаных стенок скважин в зависимости от гранулометрического состава песков и параметров промывочных жидкостей.

Открыто явление образования гель-агрегатов, как результата взаимодействия водорастворимых полимеров с подземными водами, являющихся наиболее существенным фактором надёжной кольматации песчаных водоносных горизонтов, изучен общий механизм кольматации и декольматации песчаных водоносных горизонтов при бурении по ним с промывкой безглинистыми полимерными промывочными жидкостями.

Определены технологические свойства безглинистых полимерных промывочных жидкостей в зависимости от конкретных геолого-гидрогеологических и климатических условий, параметров скважин и выявлены граничные условия их эффективного применения.

Изучены зависимости свойств БППЖ от отрицательных температур как с чистыми, так и засолонёнными БППЖ.

Выполнены совместно с Московским институтом санитарии и гигиены им.Ф.Ф. Эрисмана гигиенические и токсикологические исследования, позволившие рекомендовать гипан и КМЦ для сооружения гидрогеологических скважин.

Глава ВТОРАЯ

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ВНЕДРЕНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ВСКРЫТИЯ И ОСВОЕНИЯ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ, ПРИУРОЧЕННЫХ К ПЕСЧАНО-ГРАВИЙНЫМ ОТЛОЖЕНИЯМ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БЕЗГЛИНИСТЫХ ПОЛИМЕРНЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Поиски и разведка подземных вод, залегающих в рыхлых песчаных и песчано-гравийных отложениях, приуроченных, как правило, к древним долинам прарек или долинам современных рек на территории Поволжья, являются преимущественным видом гидрогеологических исследований. Мощность перспективных на воду песчаных и песчано-гравийных отложений достигает 100-150 м и даже свыше 200 м.

Поэтому проводилась широкая замена традиционных ранее в таких условиях ударно-канатного и вращательного с промывкой глинистым раствором способов бурения на новый способ бурения, когда вскрытие водоносных горизонтов производилось с промывкой безглинистыми полимерными промывочными жидкостями (БППЖ), разработанными и исследованными автором.

Так же, как и при лабораторных, стендовых и полигонных исследованиях, в производственных условиях исследовались технологические качества этих промывочных жидкостей: степень кольматации водоносных горизонтов, приуроченных к песчано-гравийным отложениям в процессе бурения, устойчивость стенок скважин, снижение фильтрационного расхода, удовлетворительный вынос шлама при различных содержаниях компонентов в промывочной жидкости, возможность быстрой и полной декольматации водоносных горизонтов.

Одновременно ставилась задача разработки, приготовления и применения безглинистых полимерных промывочных

жидкостей, выбора их параметров для конкретных условий, технологии вскрытия водоносных горизонтов с промывкой указанными промывочными жидкостями в сложных условиях, технологии декольматации водоносных горизонтов по окончании процесса вскрытия этих горизонтов, а также создания системы организационно-технических мероприятий по их внедрению и применению.

Последовательное осуществление этой программы проводилось на объектах поисков и разведки подземных вод и геологосъёмочных исследований в Поволжье и Прикамье.

Экспериментальные и опытно-производственные работы проводились на Зарубинском, Белбажском и Шахунском поисково-разведочных участках на воду, Вознесенском участке инженерно-мелиоративной съёмки в Нижегородской области, Волжском гидрогеологическом поисковом участке в Марийской АССР, Заволжском поисковом участке на воду и Крестово-Городищенском участке инженерно-мелиоративной съёмки в Ульяновской области и т.д.

Выбор этих объектов обусловлен необходимостью определения граничных условий и технологических особенностей применения способа вскрытия водоносных горизонтов на первом этапе – с использованием ВГР.

В настоящей главе предполагается осветить следующие вопросы:

Дать краткую характеристику выполненных объёмов экспериментальных исследований на каждом опытном участке.

Сформулировать геолого-гидрогеологические и организационно-технические условия применения способа вскрытия водоносных горизонтов в рыхлых неустойчивых отложениях с промывкой ВГР.

Обобщить разработки по технологии бурения, выявить особенности технологических режимов при вскрытии водоносных горизонтов в рыхлых неустойчивых отложениях с промывкой ВГР.

Постановка задач и характеристика выполненных объёмов экспериментальных исследований на опытных участках

Характеристика опытно-экспериментальных работ на Зарубинском участке

Первое опытное внедрение способа вскрытия водоносного горизонта с применением ВГР имело место на Зарубинском гидрогеологическом участке в Нижегородской области. Водоносный горизонт здесь представлен песками с включением гравия и гальки.

В связи с тем, что общая мощность песчано-гравийных отложений составляет в среднем 60-70 м и более, скважины на участке ранее проходились ударно-канатным способом агрегатами УКС-22М и УКС-30М. Коммерческие скорости бурения были невысокими – в среднем 40-50 м/месяц.

Для замены ударно-канатного бурения на участке было проведено опытное бурение скважины № 66а колонковым способом с прямой промывкой технической водой.

При глубине 10-15 м и диаметре бурения 132 мм, при полном поглощении, несмотря на поддержание уровня воды в скважине на нулевой отметке устья, начались обвалы стенок скважины и прихваты бурового инструмента. Поэтому далее до глубины 53 м (при Нст = 41 м) скважина была пробурена 3-х шарошечным долотом диаметром 243 мм с промывкой глинистым раствором нормальных параметров с последующим перекрытием интервала 0-53 м обсадной колонной диаметром 168 мм.

Однако и последующие попытки вскрытия водоносного горизонта с промывкой технической водой не имели успеха. Уже при выходе колонковой трубы ниже башмака обсадной колонны на 1-2 м происходили прихваты колонковой трубы крупным шламом.

В этих условиях и было решено применить для вскрытия водоносного горизонта ВГР с содержанием гипана около 2%.

Несмотря на уменьшение фильтрационного расхода ВГР в процессе бурения по сравнению с водой в 4 раза, прихваты бурового инструмента в скважине продолжались. Поэтому

концентрация гипана в растворе была увеличена до 5%. При таких концентрациях осложнения прекратились.

В дальнейшем на Зарубинском участке с промывкой ВГР были успешно пробурены скв. 66^б, 55, 54 и 53. Скважины №№ 55, 54 и 53 до кровли водоносного горизонта были пройдены с промывкой глинистым раствором, а затем был осуществлён переход на ВГР с концентрацией гипана 3-5%. Закрепление обсадными колоннами интервалов, пробурённых с промывкой глинистым раствором, в этих скважинах не проводилось.

В табл. 15 приведены результаты опробования скв. 44^а, 44 и 53, пробурённых в сопоставимых условиях соответственно с прямой промывкой глинистым раствором, ударно-канатным способом и с прямой промывкой ВГР.

Как видно из таблицы, диаметры и длины рабочей части фильтров в этих скважинах совершенно различны. Для того, чтобы сопоставить результаты откачек, условно проведён подсчёт дебита скважин с использованием формулы ГОСТ В-1872-42 расчёта длины рабочей части фильтра и его диаметра.

С известной степенью приближённости можно считать, что удельный дебит скважины № 53, пробурённой с промывкой ВГР, был \sim в 2 раза ниже удельного дебита скважины № 44, пробурённой ударно-канатным способом (4,34 л/с и 9,28 л/с) и \sim в 30 раз выше удельного дебита скважины № 44^а, пробурённой с промывкой глинистым раствором (4,34 л/с и 0,13 л/с соответственно).

Первый опыт применения ВГР для вскрытия водоносных горизонтов в рыхлых отложениях позволил сделать следующие выводы.

Применение ВГР позволяет значительно уменьшить поглощение промывочной жидкости по сравнению с водой.

Улучшается устойчивость стенок скважин.

Во много раз повышается достоверность гидрогеологических параметров водоносных горизонтов по сравнению со вскрытием их с промывкой глинистыми растворами.

Выбор вязкости ВГР следует производить в зависимости от ожидаемых коэффициентов фильтрации. При значениях коэффициента фильтрации более 20 м/сутки эффективными оказываются растворы с вязкостью 26-30с (концентрация гипана 4-5%).

Сведения о бурении скважин на Зарубинском участке

Таблица 15

№№ шт	Наименование показателей	Ед.изм. наз.	Вид бурения и номер скважины		
			44а роторное с промывкой глин. р-ром	44 ударно-механическое	53 роторное с промывкой водопитан р-ром
1	2	3	4	5	6
1	Глубина скважин	м	65,0	68,0	44,8
2	Глубина статического уровня	м	5,03	4,80	4,79
3	Конструкция скважин	-	0-65 – долото диам. 243 мм без обсадки	0-20 м – 325 мм 0-45 м – 273 мм 0-68 м – 219 мм	0-44,8 – коронка диам. 152 мм без обсадки
4	Диаметр фильтра	мм	168	168	127
5	Длина рабочей части	м	23,15	24,3	4,0
6	Интервал установки фильтра	м	37,1-60,25	40,3-64,6	32,0-36,0
7	Дебит откачки	л/с	2,0	38,0	4,8
8	Понижение при откачке	м	15,79	4,20	8,9
9	Условный расчетный дебит в сопоставимых условиях	л/с	2,1	39,0	38,6
10	Условный ударный дебит	л/с/м	0,13	9,28	4,34
11	Время сооружения скважины (без откачек)	вахто- час	48	168	24
12	Затраты времени на дегазацию и промачки	вахто- час	5	-	0,5

Бурение по рыхлым неустойчивым отложениям, перекрывающим водоносный горизонт, целесообразнее проводить с промывкой глинистым раствором, особенно при значительной мощности сухих песков (при глубине статического уровня свыше 20 м).

Перед переходом от бурения с промывкой глинистым раствором на бурение с промывкой ВГР необходимо удалять глинистый раствор из скважины и шурфов, чтобы предотвратить глинистую кольматацию водоносного горизонта.

Механические и коммерческие скорости при бурении с промывкой ВГР в рассматриваемых условиях на порядок выше, чем при ударно-механическом бурении.

При применении ВГР значительно снижается время на освоение скважин по сравнению со скважинами, пробуренными с промывкой глинистым раствором.

Характеристика опытно-экспериментальных работ на Белбажском участке

Объектом поисково-разведочных работ являлся водоносный горизонт, представленный песками с включением гравия, гальки, с прослоями глин и суглинков. Мощность водовмещающих пород от 20 до 40 м при глубинах скважин от 20 до 70 м и глубине статического уровня воды в скважинах от 0,5 м до 30 м.

На Белбажском участке было решено продолжить внедрение способа вскрытия водоносного горизонта с промывкой ВГР в сравнении с промывкой технической водой и глинистым раствором.

Всего на участке было пробурено 4 скважины с промывкой ВГР (46, 47, 50^а и 50); 4 скважины с промывкой водой (45, 48, 51, 53); 1 скважина с промывкой глинистым раствором с последующей разбуркой с промывкой ВГР (52).

Кроме того, в последующем на Белбажском участке проводились детальные разведочные работы на воду. Площадь детальной разведки расположена между скважинами 50, 51, 52 и 53. Центральная скважина 1ц пробурена ударно-канатным способом.

Скважины 45, 46, 47, 48 сооружены в различных гидрогеологических условиях, отличающихся также от гидрогеологических условий скважин 50, 51, 52, 53, которые пробурены в сопоставимых условиях, что позволяет рассмотреть их в сравнении. В табл. 16 приведены сведения по сооружению скважин на Белбажском участке.

При бурении скважины 45с промывкой технической водой было установлено, что спуск и подъём инструмента можно вести лишь на 1 скорости лебёдки. При расхаживании бурового инструмента в скважине происходил обвал стенок. Расход технической воды на вскрытие интервала 37-51,8 м составил 9,0 м³ или 0,61 м³/м проходки. При спуске фильтровой колонны она не дошла до забоя из-за обвала в интервале 39-46 м и потребовалась повторная проработка ствола. В начале откачки осветление воды произошло через 5-10 мин.

Скважина 46 сооружалась с промывкой ВГР исходной вязкостью 23с (~3%). По окончании бурения вязкость промывочной жидкости увеличивалась до 29с, что можно объяснить наличием в разрезе скважины значительных прослоев глины.

Глинистый шлам обогащал ВГР, повышая его вязкость. Осложнений при бурении скважины не наблюдалось. Спуско-подъёмные операции успешно проводились на Пш Пш скоростях. Расход ВГР в интервале 24-61,1 м составил 0,9 м³ или 0,024 м³/м, что в 25 раз ниже, чем расход воды на скв.45

Очевидно, такое снижение поглощения объясняется не только кольматирующими свойствами ВГР, но и обогащением его глиной с последующей кольматацией водоносного горизонта глинистым раствором. Однако сравнение результатов откачек из скв.45 и 46 показывает, что глубина зоны кольматации не является значительной, так как после форсированной разбурки свежим ВГР с диаметра 93 мм на диаметр 145 мм в интервале 24-50,0 м удельный дебит скважины 46 при длине рабочей части фильтра 5,6 м составил 1,9 л/с (по скв.45 – 3,45 л/с при длине рабочей части фильтра 9,5 м). Промывки скважины перед откачкой не производилось. Осветление воды произошло через 10-15 мин после начала откачки.

Сведения 1 по бурению гидрогеологических скважин

№№ шп	Наименование	Номера
		45
1	Характеристика пород, интервалы залегания	Песок мелкозернистый 3,0-3,6м; суглинок 3,6-8,4м; песок разнородный 8,4-36,8м; глина 36,8-38,9м; песок крупнозернистый, гравийный 38,9-46,5м; глина 46,5-51,8м
2	Интервал залегания водоносного горизонта	8,4-46,5м
3	Конструкция скважин	Трубы диам. 168мм 0-37м
4	Промывочная жидкость	0-37м – гл. р-р 37-51,8м – вода
5	Способ бурения по интервалам	0-51,8м - с отбором керна ДЭКС-89 с разбуркой под трубы диам. 168мм – до 37м и долотом диам. 145мм под фильтр диам. 127мм
6	Вид и концентрация хим. реагента	-
7	Тип и конструкция фильтра	Сетчатый диам. 127мм
8	Интервал установки фильтра	30,4-46,3
9	Длина рабочей части	9,5
10	Статический уровень	7,8
11	Удельный дебит, л/с	3,45
12	Коэффициент фильтрации м/сут	23,2

скважин		
46	47	48
Глина 2,5-4м; чередование песков и суглинков 4-45,5м; глина 45,5-61,1м	Песок разномерностной 0-24м; глина 24-61,7м	Песок мелкозернистой 0-15м; глины, суглинки 15-26,8м; чередование разномерностной песка, глин, алевроитов 26,8-71м; глины и алевроиты 71-95м
5,4-45,5м	0,75-24м	25,5-71м
Трубы диам. 168мм 0-24м	Трубы диам. 168мм 0-10м	Трубы диам. 168мм 0-20м
0-24м – гл. р-р 24-61,1м – вода с гипаном	0-10м – гл. р-р 10-61,7м – вода с гипаном	0-20м – гл. р-р 20-95м – вода
0-61,1м – с отбором ядра ДЭКС с разбуркой под трубы диам. 168мм и фильтр диам. 127мм	0-61,7м – с отбором ядра ДЭКС с разбуркой под трубы диам. 168мм и фильтр диам. 127мм	0-95м – с отбором ядра ДЭКС с разбуркой под трубы диам. 168мм и фильтр диам. 127мм
Гипан 3%	Гипан 3%	-
Сетчатый диам. 127мм на колонне труб диам. 127мм	Сетчатый диам. 127мм на колонне труб диам. 127мм	Сетчатый диам. 127мм на колонне труб диам. 127мм
30,5-45,5	9,0-24,0	54-69,5
5,6	11,2	5,85
6,4	0,75	25,96
1,9	0,27	0,63
18,2	3,6	8,7

При проходке скважины 47 стенки были устойчивы. Спуск-подъём инструмента осуществлялся на III скорости. При остановках процесса бурения в интервале 10-24 м поглощение прекращалось полностью. Общий расход ВГР в интервале 10-24 м составил 50-100 л или 0,35-0,7 л/м. В интервале 24-61,7 м бурение велось по глинам.

Осветление воды после откачки продолжалось до 1 часа, удельный дебит составлял лишь 0,27 л/с. Это, несомненно, свидетельствует о том, что и после разбурки с промывкой свежим ВГР в интервале 10-30 м имела место остаточная кольматация водоносного горизонта естественным глинистым раствором, образовавшимся в результате разбуривания глин в интервале 24-61,7 м, а также то, что при вскрытии и водоносного горизонта необходимо было перейти на свежий ВГР.

Скважина 48 в интервале 20-95 м проходила с промывкой технической водой. При бурении наблюдалось интенсивное образование естественного глинистого раствора и кольматация водоносного горизонта, что подтверждается невысоким удельным дебитом скважины (0,63 л/с) при откачке.

Скважины 50а, 50, 51, 52 и 53 пробурены с применением различной технологии, что позволяет произвести сопоставление результатов вскрытия и освоения водоносных горизонтов в них (табл. 17).

При сооружении скважины 50а вязкость исходного ВГР составляла 23с (3%). При проведении спуско-подъёмных операций на II скорости и при посадке фильтровой колонны в скважине наблюдалось обрушение стенок, несмотря на постоянный долив ВГР. Поглощение ВГР наблюдалось и при остановках процесса бурения. Поглощение достигало 100 л/мин при бурении и 15-20 л/мин при остановках.

Учитывая это обстоятельство, при сооружении скважины 50, расположенной в 5 м от скв. 50а, вязкость ВГР принята 28с. В результате фильтрационный расход в интервале 24-48,5 м не превышал 30 л/мин при бурении и 5 л/мин при остановках процесса бурения. Осложнений при сооружении скважины не было. Осветление воды произошло через 5-10 мин после начала откачки (предварительной прокачки не производилось), а удельный дебит составил 2,6 л/с, что явилось весьма высоким показателем для данного месторождения.

*Сведения 2 по бурению гидрогеологических скважин
на Бельбасском участке*

Таблица 17

№№ шт	Наименование	Номера скважин				
		50а	50	51	52	
1	Характеристика порода, интервалы залегания	Песок мелкозерни- стый 0-15м; глина 15-21м; песок средне- зернистый с гравием и галькой 21-48,5м; глина 48,5-54м	Аналогично скв. 50а	Суглинок 0-4,4м; песок разнозернистый 4,4-17м; глина 17-34,6м; песок разнозернистый 34,6-43м; глина, алевролит 43-60,3м	Галечник 0-4м; глина 4-6,3м; песок 6,3-40м; суглинок разнозерн. 40- 41,2м; песок раз- нозерн. с галькой 41,2-67м; глина 67-72м	53 Аналогично скв. 52
2	Интервал залеган- ия водоносного горизонта	13,7-48,5м	13,7-48,5м	17,0-43,0м	22,9-67,0м	22,64-69м
3	Конструкция скважин	Без обсаки 0-54м диам. 132мм	Трубы диам. 168мм 0-20м	Трубы диам. 168мм 0-23м	Трубы диам. 168мм 0-5м	Трубы диам. 168мм 0-5м
4	Промывочная жидкость	0-54м – вода с типа- ном	0-20м – гл. р-р 20-54м – вода с глиняном	0-23м – гл. р-р 23-60м – вода	0-5м – гл. р-р 5-72м – гл. р-р раз- бурка ВП	0-20м – гл. р-р 20- 72м – вода
5	Способ бурения по интервалам	0-54м – с отбором керн ДЭКС с раз- буркой под фильтр диам. 89мм	0-20м – б/к под трубы диам. 168мм; 20-54м – б/к под фильтр диам. 127мм	0-60,3м – с отбором керн ДЭКС с разбуркой под трубы диам. 168мм и фильтр диам. 127мм	0-95м – с отбором керн ДЭКС-89 с разбуркой 3-х ша- рошечн. аолотом 145мм под трубы диам. 127мм	0-20м – б/к под трубы диам. 168мм; 20-72м – б/к под трубы 127мм и фильтр

Продолжение таблицы 17

№№ шп	Наименование	Номера скважин				53
		50а	50	51	52	
6	Вид и концентрация хим. реагента	Гипан 3% (23с)	Гипан 5% (28с)	-	Гипан 3,5-4% (25-26с)	-
7	Тип и конструкция фильтра	Сетчатый диам. 89мм на колонне труб диам. 89мм	Сетчатый диам. 127мм на колонне труб диам. 127мм	Сетчатый диам. 127мм на колонне труб диам. 127мм	Сетчатый диам. 127мм на колонне труб диам. 127мм	Сетчатый диам. 127мм на колонне труб диам. 127мм
8	Интервал установки фильтра	40,5-46,5	39,0-46,5	32,5-42,5	52,5-66,5	52,5-66,5
9	Длина рабочей части	4,5	6,0	8,4	10,2	10,2
10	Статический уровень	12,93	13,72	9,97	22,9	22,64
11	Удельный дебит, л/с	Откачка не проводилась по организационным причинам		0,7	1,4	3,5
12	Коэффициент фильтрации м/сут			9,95	2,77	18,05

Скважина 53 пройдена с промывкой технической водой. В процессе сооружения скважины отмечались интенсивные поглощения промывочной жидкости, особенно при прохожде по песчано-гравийным породам водоносного горизонта. Так, в интервале 41,2-67 м фильтрационный расход достигал 250-300 л/мин. В целом на сооружение скважины израсходовано 10,8 м³ воды.

При наращивании инструмента в скважине неоднократно имели место обвалы стенок, особенно в интервале 41-67 м в песках с высоким содержанием гравия и гальки. Общие потери времени на ликвидацию осложнений в этом интервале в 2 раза превысили чистое время бурения.

При посадке фильтровой колонны производился долив воды в скважину, однако первоначально фильтровая колонна до забоя не дошла. Лишь после повторной проработки ствола фильтровую колонну удалось посадить почти до забоя скважины.

На скв.53 проводились наблюдения за тем, какова продолжительность раскольматации водоносного горизонта от шламового кольматанта. Удельный дебит скважины, замеренный через 5 мин после начала откачки, составлял 3,25 л/с, а через 7 час он составил 3,5 л/с, т.е. увеличился лишь на 7,7%.

В непосредственной близости от скв.53 (в 10 м) пробурена скважина 52 с промывкой глинистым раствором. Разбурка скважины велась с промывкой ВГР вязкостью 25-26с. Осложнений при бурении и посадке фильтровой колонны не было. Поглощение промывочной жидкости при разбурке в интервале 41-67 м не превышали 30 л/мин, составляя в среднем 15л/мин.

Однако удельный дебит скважины 52 составил лишь 1,4 л/с, в то время как удельный дебит скважины 53 (3,5 л/с) был в 2,5 раза выше. Это позволяет сделать вывод, что хотя зона кольматации глинистым раствором и шламом при последующей разбурке скважины с промывкой ВГР была частично удалена, явления остаточной кольматации несомненно имели место. То-есть, глубина проникновения глинистого раствора в пласт была существенно более $\frac{K_1 D_1 - K_2 D_2}{2}$, где D_1 – диаметр разбурки, мм, в нашем случае $D_1 = 145$ мм; D_2 – диаметр бурения, мм, в нашем случае $D_2 = 93$ мм; K_1 – коэффициент, учиты-

вающей увеличение диаметра скважин при разбурке 3-х шарошечным долотом (принят по опыту 1,2); K_2 – коэффициент, учитывающий увеличение диаметра скважины при колонковом бурении (по опыту принят равным 1,1). Тогда $\frac{K_1 D_1 - K_2 D_2}{2}$ равно $\frac{145 \cdot 1,2 - 9,3 \cdot 1,1}{2} = 36 \text{ мм.}$

Уменьшение удельного дебита скв.52 по сравнению со скв.53 в 2,5 раза свидетельствует, что кольматация глинистым раствором имела значительное место в скв.52.

Водоносный горизонт в скв. 51 вскрывался с промывкой технической водой. Однако, при подходе к наиболее водообильному интервалу водоносного горизонта (34,6-43 м) на глубине 27-34,6 м был встречен прослой глины, что привело к образованию естественного глинистого раствора.

В дальнейшем при бурении по глинам в интервале 43-60,3 м произошло дальнейшее обогащение раствора глиной. Поглощение его было весьма незначительным. При разбурке скважины чистой водой в интервале 23-48 м поглощение несколько увеличилось и достигало 15 л/мин.

Удельный дебит скв.51 при откачке составил лишь 0,7 л/с, что в 5 раз меньше, чем в скв.53 и в 2 раза меньше, чем в скв.52. Вероятно, глубина кольматации водоносного горизонта глинистым раствором в скв.51 была ещё более значительна, чем в скв.52. Кроме того, при разбурке скважины с промывкой технической водой в интервалах залегания глин 23-34,6 м и 43-48 м – наблюдалось образование естественного глинистого раствора, кольматировавшего водоносный горизонт.

Таким образом, при сравнении скважин 52 и 51 можно сделать вывод, что при разбурке глинистых интервалов скважин с промывкой ВГР степень кольматации водоносных горизонтов снижалась до 2 раз (0,7 л/с и 1,4 л/с), по сравнению с разбуркой их технической водой. Это подтверждает известное положение о том, что гипсан обладает ингибирующими свойствами по отношению к шламу глинистых пород.

В табл. 18 приведены сведения по вскрытию и опробованию водоносных горизонтов в скв.50, 51,52,53 и 1ц, пробуренных в сходных геолого-гидрогеологических условиях.

Сведения по отработанию скважин на Белбалжском участке

Таблица 18

№№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Номер скважины				1п
			50	51	52	53	
1	Вид промывочной жидкости при вскрытии водонесного горизонта		ВГР без глин. состава. Т=28 с	Вода, затем естеств. гл. р-р Т – до 52 с	Гл. р-р, затем бурка ВГР без глинны (Т=25-26 с)	Техническая вода	-
2	Диаметр фильтра	мм	127	127	127	127	243
3	Длина рабочей части фильтра	м	6,0	8,4	10,2	10,2	7,5
4	Удельный лебит скважины	л/с	2,6	0,7	1,4	3,5	4,6
5	Расчетный коэффициент фильтрации	м/сут	25,3	9,95	9,97	18,05	18,0
6	Условный пересчетный удельный лебит (на длину рабочей части 10 м и диаметр 127 мм)	л/с	4,3	0,8	1,4	3,4	3,2

Таким образом, по результатам опытно-экспериментальных работ на Белбажском участке были сделаны следующие выводы.

Фильтрационный расход водогипановых растворов при вскрытии водоносных горизонтов, приуроченных к рыхлым неустойчивым отложениям, зависит от вязкости ВГР и коэффициента фильтрации водоносного горизонта (Кф). При вязкости ВГР порядка 23с (3% гипана) фильтрационный расход ниже фильтрационного расхода технической воды в 3 и более раз и при повышении вязкости ВГР до 28с снижается в 10 и более раз.

При $K_f < 10$ м/сутки вязкости ВГР около 23с достаточно для эффективного вскрытия водоносного горизонта, при $K_f \geq 20$ -25 л/сутвязкость ВГР должна быть до 28 с и более для предотвращения обвалообразований и высоких фильтрационных расходов.

При бурении устойчивость стенок скважин ухудшается с увеличением размера фракций (скв.53 и 50а).

Сооружение скважин с промывкой ВГР возможно при глубине статического уровня от 0,75 м до 20 и более метров.

Глубина зоны коагуляции песчаных водоносных горизонтов естественным глинистым раствором достигает более 36 мм.

Установлены следующие технологические особенности бурения с промывкой ВГР: а) скорость проведения спуско-подъёмных операций не должна быть выше II-ой; б) приготовление водогипанового раствора можно производить непосредственно в гидросмесителе; в) перед посадкой фильтровой колонны произвести интенсивную промывку скважины.

Определено, что зимой удобнее работать с ВГР, чем с водой, так как температура замерзания ВГР на 3-5° ниже.

2.3. Результаты опытных работ на Волжском участке

Мощность ПГС на участке – до 120 и более м. Глубина статического уровня – от 2,5 до 40 м. Коэффициенты фильтрации – до 25 м/сутки и более.

Сведения о выполненных на Волжском участке работах приведены в таблице 19.

Первоначально была предпринята попытка бурения скважины 25 с промывкой ВГР вязкостью 20с без обсадки на всю

мощность песчаных отложений (ок.100 м). В связи со значительными поглощениями на глубине 80 м (до 100 л/мин) и обвалообразованиями, был осуществлён переход на бурение с промывкой малоглинистым раствором. При бурении и при посадке фильтровой колонны осложнений не наблюдалось. Удельный дебит скважины составил 1 л/с, что в три раза ниже, чем в скважинах 28, 29, 4, пробурённых с промывкой ВГР, водой и ударно-механическим способом, но в 20 раз выше удельного дебита скв.20, пробурённой с промывкой глинистым раствором нормальных параметров.

Бурение скв.4 осуществлялось ударно-канатным способом более месяца из-за осложнений, связанных с недостаточным выходом обсадных колонн и «спариванием» их, что требовало неоднократных повторных извлечений и спусков этих колонн.

В 5 м от скв.4 была пройдена скважина 28 с промывкой ВГР в интервале 62,1-81,1 м с полной заменой глинистого раствора в скважине и отстойниках на ВГР.

В процессе бурения осложнений не наблюдалось. При остановках в процессе бурения фильтрационный расход был незначителен – до 2-3 л/мин. При быстром спуске бурильных труб в скважину имел место обвал в призабойной зоне при глубине скважины около 75 м. Во время посадки фильтровой колонны имело место недохождение её до забоя на 6 м из-за шламовой «пробки». На этой скважине был опробован способ досадки фильтровой колонны до забоя с размывом шламовой «пробки» через переходник, навинченный на нижнюю часть отстойника. В течение 10-15 минут колонна была досажена на 4 м.

Скважина 29 пробурена в 7 м от скв.28, в интервале 63,0-81,0 м – с промывкой технической водой при расходе до 250 л/мин и более. При остановках процесса бурения фильтрационный расход снижался до 50-80 л/мин. В процессе бурения происходили обвалы стенок скважины, а при спуске фильтровой колонны она не дошла до забоя на 15 м.

Перед проведением откачек в скважинах 28 и 29 проводилась промывка через фильтр в течение 2-х часов.

Сведения по бурению гидрогеологических скважин на Волжском участке

№№ шп	Наименование	Ед. изм.	Номера скважин,	
			20 роторный с промывкой г.л. р-ром	25 роторный с промыв- кой малога. р-ром
1	Глубина скважины	м	101,0	104,9
2	Конструкция скважин		0-76м – трубы диам. 146мм; 0-90,7м фильтр. колонна диам. 108мм	0-81,2м – трубы диам. 168мм; 0-103,4м фильтр. колонна диам. 127мм
3	Вид и параметры промы- вочной жидкости		0-101м – г.л. р-р из бетонит. глинопорошка содерж. тв. фазы до 15%. Реагенты не применя- лись. Параметры: T=30с, V=30 см ³ /30 мин, γ-1,12 г/см ³	0-62,3м – г.л. р-р норм. параметров; 62,3- 103,4 – малога.лн. р-р, содерж. тв. фазы 6%. T=27с, V=15 см ³ /30 мин, γ-1,06 г/см ³ . Со- держ. гипана ок. 2,5%.
4	Способ водоснабжения при бурении		Водовозкой	Водовозкой
5	Степень поглощения при бурении по водоносному горизонту		Незначит.	0-80м – с ВГР при T=20°С до 80 л/мин
6	Мощность водоносного горизонта	м	68,2	43,9
7	Глубина статического уровня	м	10,9	6,3
8	Рабочая часть фильтра	м	77,5-85,6	93,5-103,4
9	Тип фильтра, № сетки		Фильтры сетчатые,	
10	Продолжительность работ по ликвидации осложне- ний при спуске фильтр. колонн	бр/ч	-	-
11	Продолжительность про- качки (деглиннизации)	бр/ч	16	8
12	Результаты откачки: а) дебит б) понижение в) удельный дебит	л/с м л/с	2,4 40,5 0,05	9,2 9,4 1,0
13	Коэффициент фильтра- ции	м/сут	0,6	7,3

Таблица 19

способ вскрытия водоносного горизонта		
28 роторный с промывкой водо- гипан. р-ром	29 роторный с промывкой тех. водой	4 ударно-канатный
81,1	81,0	83,5
0-62м – трубы диам. 168мм; 0-76,8м фильтр. колонна диам. 108мм	0-63,2м – трубы диам. 168мм; 0-81м фильтр. колонна диам. 108мм	0-40м – трубы диам. 325мм; 0-70м трубы диам. 273мм; 0-90м – трубы диам. 219мм; 0-83,5м фильтр. колонна диам. 168мм
0-62,3м – гл. р-р калыц. содой (0,5%) и содерж. тв. фазы 15%. Параметры: T=27с, V=6 см ³ /30 мин, γ-1,10 г/см ³ . От 62,3 до 81,1м – водогипан. р-р. Параме- тры: T=26-28с (4-4,5%), γ-1,12 г/см ³ .	0-63,2м – гл. р-р с содерж. тв. фазы 15%, калыц. содой 0,6%, гипаном 0,3%. Параметры: не замерялись. От 63,2 до 81 – тех. вода.	-
Компрессором из соседней скважины	Компрессором из соседней скважины	-
62,1-81,1м ср. 15,8 л/мин, макс. 30 л/мин.	63-81м до 250 л/мин и больше	-
45,4	43,2	45,0
34,3	34,5	33,9
66,7-76,8	65-75,5	64,3-78,1
сетка галунного плетения, №24		
2	4	На обнажение фильтра 16
2	4	-
4,17 1,26 3,31	4,92 1,71 2,88	6,9 2,09 3,30
24,7	25,1	22,0

Условный (сопоставимый) удельный дебит скв.4, в которой водоносный горизонт был вскрыт ударно-канатным способом, в 1,7 раза меньше, чем удельный дебит скважины 29, в которой вскрытие водоносного горизонта проводилось с промывкой ВГР и в 1,5 раза меньше, чем удельный дебит скв.28, в которой водоносный горизонт был вскрыт с промывкой технической водой (соответственно 1,9 л/с; 3,31 л/с и 2,88 л/с). Низкий удельный дебит окв.4 объясняется технологическими особенностями установки фильтровых колонн в скважинах, пробуренных ударно-канатным способом. Так, в скв.4 фильтровая колонна диам.168 мм была опущена в трубах диам. 219 мм до требуемой глубины. Затем колонна диам.219 мм была приподнята на высоту длины фильтра диам.168 мм. Подъём труб диам.219 мм на высоту около 20 м проводился с помощью ударной «бабы» в течение 2 смен (ок.16 часов). Поэтому вокруг фильтра диаметром 168 мм образовалась зона чрезвычайно уплотнённого от вибрационного воздействия песка.

Удельный дебит скв.28 ниже удельного дебита скв.29 на 13% (2,88 л/с против 3,31 л/с). Это связано с интенсивной шламовой коагуляцией водоносного горизонта при бурении с промывкой технической водой по сравнению с бурением с промывкой ВГР за счёт более значительных фильтрационных расходов и меньшей вязкости промывочной жидкости (воды).

На участке была пройдена также скв.20 с промывкой глинистым раствором. После работ по деглиннизации в течение I смены удельный дебит скважины составил лишь 0,05 л/с.

Таким образом, по результатам выполненных на Волжском участке работ можно сделать следующие выводы.

Фильтрационный расход ВГР с вязкостью 28с в 8-10 раз ниже фильтрационного расхода воды при $K_f = 25$ м/сутки.

При мощности песков св.60-80 м целесообразно до интервала установки фильтра бурение вести с промывкой глинистым раствором с последующим перекрытием его обсадной колонной, а вскрытие водоносного горизонта осуществлялось с промывкой чистым ВГР.

При $K_f > 25$ м/сут бурение с промывкой ВГР вязкостью 28-30с сопровождается обвалообразованием и высокими фильтрационными расходами. Удельные дебиты скважин, пробуренных ударно-канатным способом, могут быть значи-

тельно ниже, чем у скважин, пробуренных роторным способом с промывкой ВГР.

При недохождении фильтровых колонн до забоя из-за наличия шламовых «пробок» целесообразно досадку их производить путём размыва шламовых «пробок» через специальную насадку с обратным клапаном, предварительно навинчиваемую на низ отстойника фильтра.

Удельные дебиты скважин, пробурённых с промывкой ВГР, до 3 раз выше удельных дебитов скважин, пробуренных с промывкой малоглинистыми растворами, и более чем в 50 раз выше удельных дебитов скважин, пробурённых с промывкой качественным глинистым раствором.

Характеристика опытно-экспериментальных работ на Заволжском участке (Ульяновская область)

Исследовался аллювиальный водоносный горизонт, представленный мощными толщами разномерных, местами гравелистых песков с прослоями глин. Мощность его в среднем 50-60 м. Глубина статического уровня от 6 до 20 и более метров. Коэффициенты фильтрации от 5 до 33 м/сутки. Проектом на производство работ на участке предусматривалось все наблюдательные и разведочные скважины пробурить с промывкой глинистым раствором, а 5 разведочно-эксплуатационных скважин – ударно-канатным способом с начальным диаметром бурения свыше 500 мм.

В связи с разработкой технологии вскрытия водоносных горизонтов с промывкой ВГР на Заволжском гидрогеологическом участке было спланировано сравнить гидрогеологическую эффективность вскрытия водоносных горизонтов с промывкой малоглинистыми растворами технической водой и ВГР; заменить ударно-канатное бурение разведочно-эксплуатационных скважин большого диаметра роторным бурением с промывкой ВГР.

Значительным препятствием для успешного освоения водоносного горизонта на Заволжском участке является наличие в разрезе прослоев глин и суглинков общей мощностью до 20 и более метров. Поэтому при бурении с промывкой технической водой, малоглинистыми и другими промывочными растворами происходило интенсивное обогащение растворов

глиной, что приводило к весьма значительной кольматации водоносного горизонта.

В табл.20 приведены результаты бурения скважин на Заволжском участке с промывкой малоглинистыми растворами. В гр.4 даны усреднённые сведения по 12 разведочным скважинам, пробурённым на участке с промывкой глинистым раствором из местной комовой глины, не обработанным химвеществами. Перед вскрытием водоносных горизонтов проводилось разбавление растворов водой.

Бурение скважин велось без осложнений трёхшарошечным долотом diam.243 мм. Сетчатый фильтр diam.268 мм со средней длиной рабочей части 14 м устанавливался на колонне труб. Несмотря на применение разнообразных методов деглиннизации водоносного горизонта (прокачка компрессором, зафильтровывание промывка, промывка гидравлическим ершом, свабиrowание и др.), надёжной стабильной декольматации их достичь не удавалось, и удельные дебиты скважин, расположенных в сопоставимых условиях, колебались от 0,62 л/с до 4,90 л/с, составив в среднем по 12 скважинам 1,75 л/с. В связи с трудностью декольматации водоносных горизонтов на участке предпринимались попытки сооружения скважин со вскрытием горизонтов с промывкой водой (скв.54, 38, 63) по аналогичной технологии (табл.21).

В скважинах 54, 38 и 63 при переходе на бурение с промывкой водой наблюдались полные поглощения, нарушалась устойчивость стенок скважин и т.п. Поэтому вскрытие водоносных горизонтов в них производилось естественными глинистыми растворами, образовавшимися при разбурке в этих скважинах прослоев глин. Эти растворы периодически разбавлялись водой. Бурение скв. 54, 38, 63 проходило без осложнений, однако при спуске фильтров имело место недохождение их до забоя (в скв.54 – на 4 м, в скв.38 – на 9,5 м). Удельные дебиты указанных скважин в сопоставимых условиях составляли от 1,68 л/с до 4,78 л/с, в среднем 3,16 л/с. Таким образом, на Заволжском участке, в условиях высоких коэффициентов фильтрации, вскрытие водоносных горизонтов с промывкой водой оказалось невозможным.

Была поставлена задача изучить возможность бурения скважины большого диаметра (243 мм) значительной глубины (85 м) с промывкой по водоносному горизонту водогапановым

раствором. В скв. 52 при вскрытии водоносного горизонта на глубине 24 м был осуществлён переход на ВГР со следующими параметрами – $T=24$ с, $\gamma=1,02$ г/см³. При бурении в интервале 34–48 м наблюдалось значительное поглощение промывочной жидкости – от 30 до 80 л/мин и более. Это привело к тому, что был истрачен на приготовление ВГР весь завезенный на буровую гипан. В интервале 48–51 м был осуществлен вынужденный переход на бурение с промывкой технической водой. В скважине началось интенсивное обвалообразование. Поэтому в дальнейшем бурение в интервале 51–85 м продолжалось по принятой ранее технологии – с промывкой малоглинистым раствором из местной комовой глины. Данные по откачке из скв. 52 соответствуют средним данным по пробуренным ранее с промывкой малоглинистым раствором 12 разведочным скважинам. Таким образом, опыт бурения скв. 52 позволил установить, что при сооружении скважин в водообильных горизонтах ($K_{\phi} > 20$ м/сутки) значительной мощности уровень фильтрационного расхода в процессе бурения при вязкости ВГР-24с очень высок, что ведёт к перерасходу гипана; в целях экономии химреагентов и обеспечения надежной устойчивости стенок, бурение скважин большого диаметра до интервала посадки фильтров целесообразно вести с промывкой глинистыми растворами.

Сведения по бурению гидрогеологических скважин на Заволжском участке А.

№№ шт	Наименование	Ед. изм.	Номера скважин, способ вскрытия	
			С промывкой малоглинистым р-ром из местной комовой глины (ср. данные по 12 скв.)	
1	Глубина скважин	м	81	
2	Мощность водоносного горизонта	м	51	
3	Конструкция скважин		Бурение 3-х шарошечным долотом diam. 243мм без обсадки в инт. 0-81м	
4	Параметры промывочной жидкости		Гл. р-р из комовой глины, усредн. параметры Т=35 с, В=40 см ³ /30 мин, γ=1,17 г/см ³	
5	Способ приготовления промывочного раствора		Глинмешалка ГМЗ-0,75, время перемешивания 40 мин., предварительное размешивание глины – 2 часа	
6	Фильтрационный расход		По всем интервалам бурения поглощение незначи- тельное – до 10-15 л/мин	
7	Осложнения при бурении		Без осложнений	
8	Работы по ликвидации осложнений		-	
9	Тип фильтра, номер сетки		Сетчатый, сетка галуниного плетения, №№ 28-32	
10	Диаметр фильтра	мм	168	
11	Длина рабочей части фильтра	м	14	
12	Осложнения при посадке фильтра		Недохождения до забоя до 3 м	
13	Продолжительность работ по раз- глинизации		Промывка через фильтр – до 10 час, промывка гидравлическим «ершом» и свабирование – до 2 час, прокачка компрессором – до 6 час.	
14	Параметры откачки: а) дебит б) понижение в) удельный дебит	л/с м л/с	Ср. 1,75	
15	Коэффициент фильтрации	м/сут	5,20	
16	Общее время сооружения скважин (с учетом подготовительно-заключи- тельных работ и прокачек)	сут	От 3 до 8, ср. 5	

Скважины, водоносные горизонты которых вскрыты с промывкой малоглинистыми растворами

Таблица 20

водоносного горизонта	
С промывкой естественными малоглинистыми р-рами на основе водоглиняного р-ра	
52	61
85	76
57	49
Бурение 3-х шарошечным долотом diam. 243мм без обсадки в инт. 0-85м	Бурение 3-х шарошечным долотом diam. 243мм без обсадки в инт. 0-80м
0-24м – гл. р-р из комовой глины, с параметрами Т=27с, V=25 см ³ /30 мин, γ-1,13 г/см ³ ; глина 3%; 24-48м – ВГР с Т=21с, γ-1,02 г/см ³ ; глина 2,5%; 48-51м – техн. вода, 51-85м – гл. р-р из комовой глины с параметрами Т=25с, γ-1,10 г/см ³ V=18 см ³ /30 мин, б/глина	0-32м – гл. р-р из комовой глины, с параметрами Т=30с, V=15 см ³ /30 мин, γ-1,12 г/см ³ ; глина 0,4%; 32-62м – малоглин. р-р с параметрами Т=27с, γ-1,08 г/см ³ , V=12 см ³ /30 мин; глина 1%; 62-73м – малоглин. р-р с параметрами Т=28с, γ-1,06 г/см ³ V=12 см ³ /30 мин; глина 3%; 73-76м – ВГР с Т=23с, γ-1,02 г/см ³ (глина 3%)
0-24м – глиномешалка ГМЗ-0,75, время перемешивания 40 мин., 24-48м – в металлч. емкости объемом 3,5м ³ , перемешивание воды с глиной произв. сильной струей воды, идущей от отводного планта насоса; при остановках процесса бурения – 0 л/мин; 51-85м – глиномешалка ГМЗ-0,75	0-62м – гл. р-р из местной комовой глины готовился в глиномешалке ГМЗ-0,75, время перемешивания 40 мин., 32-72м – добавлялся ВГР, при готовл. в металлч. емкости перемешив. глина в воде с помощью метчика; 73-76м – ВГР готовился непосредственно в металл. емкости метчиком
35-42м – от 30 до 80 л/мин при бурении; при «расхаживании» инструмента без вращ. 9 л/мин; 42-48м – поглощ. при остановках бурения до 15-20 л/мин, 48-51м – до 200 л/мин при бурении; 51-85м – незначит. поглощ. при бурении до 10 л/мин	0-32м – при бурении без поглощения; 32-73м – до 30 л/мин; 73-76м – до 100 л/мин; при остановках поглощения практически не наблюдалось
48-51м – при бурении с промывкой тех. водой началось интенсивное обвалообразование, вынос песка при бурении составлял 3 м ³ , при наращивании инструмента при гл. 51м снаряд не дошел до забоя на 1,5м	Без осложнений
Осуществлен переход на глинистый раствор	-
Сетчатый, сетка галунного плетения, №№ 28-32	Сетчатый, сетка галунного плетения, №№ 28-32
168	168
12,5	16
Недохождение до забоя на 1 м	Недохождения до забоя на 3 м
Промывка через фильтр – 4 часа, прокачка компрессором 4 часа	Промывка через фильтр – 4 часа, прокачка компрессором 4 часа
22,2 13,36 1,64	25,0 0,47 2,64
10,0	15,0
3	2

Сведения по бурению гидрогеологических скважин на Заволжском участке А.

№№ пп	Наименование	Ед. изм.		
			54	
1	Глубина скважин	м	90	
2	Мощность водоносного горизонта	м	58,8	
3	Конструкция скважин		0-90м – diam. 243мм без обсадки	
4	Параметры промывочной жидкости		0-65м –гл. р-р, 65-90 м – тех. вода	
5	Способ водоснабжения		Компрессором ДК-9 из соседней скважины	
6	Фильтрационный расход		При попытках бурения чистой	
7	Осложнения при бурении и меры по их ликвидации		Для предотвращения значительных разовавпегося в скважинах	
8	Тип и диаметр фильтра		Сетчатый диаметром 168 мм	
9	Длина рабочей части фильтра	м	15	
10	Осложнения при спуске фильтра		Недохождения до забоя на 4 м	
11	Продолжительность работ по декольматации		Промывка через фильтр в течение 4 часов, промывка компрессором ДК-9М – 4 часа	
14	Параметры откачки: а) дебит б) понижение в) удельный дебит	л/с м л/с	Ср. 1,75	
15	Коэффициент фильтрации	м/сут	5,20	
16	Общее время сооружения скважин (с учетом подготовительно-заключительных работ и прокачек)	сут	От 3 до 8, ср. 5	

Скважины, водоносные горизонты которых вскрыты с промывкой технической водой

Таблица 21

Номера скважин	
38	63
75	80
49,5	53,9
0-75м – диам. 269мм без обсадки	0-80м – диам. 269мм без обсадки
0-45м –гл. р-р, 45-75 м – тех. вода	0-62,5м –гл. р-р, 62,5-80 м – тех. вода
Компрессором ДК-9 из соседней скважины	Компрессором ДК-9 из соседней скважины
водой в интервалах посадки фильтров поглощения превышали 300 л/мин	
поглощений и нарушения устойчивости стенок скважин периодическая замена об- естественного глинистого р-ра на тех. воду не проводилась	
Сетчатый диаметром 168 мм	Сетчатый диаметром 168 мм
15	12,5
Недохождение до забоя на 9,5 м	Недохождения до забоя не было
Промывка через фильтр в течение 4 часов, промывка компрессором ДК-9М – 4 часа	Промывка через фильтр в течение 4 часов, промывка компрессором ДК-9М – 4 часа
22,2 13,36 1,64	25,0 0,47 2,64
10,0	15,0
3	2

*Сведения по бурению гидрогеологических
Скважины, водоносные горизонты которых вскрыты*

№№ шп	Наименование	Ед. изм.		
			55	
1	Глубина скважин	м	82,0	
2	Мощность водоносного горизонта	м	52,0	
3	Конструкция скважин		0-82 м – диам. 295мм без обсадки	
4	Параметры промывочной жидкости		0-44м – гл. р-р из комовой глины, исх. параметры: T=19 с, B=40 см ³ /30 мин, $\gamma=1,10$ г/см ³ ; 44-80м – ВГР с параметрами T=26 с, $\gamma=1,02$ г/см ³ ; гипан 4%	
5	Фильтрационный расход		При бурении в инт. 52-56м – 38 л/мин; 75-78м – 66 л/мин. При остановах при гл. 66м – 6 л/мин.	
6	Осложнения при бурении и меры по их ликвидации		Не было	
7	Тип и диаметр фильтра		Сетчатый диаметром 219 мм	
8	Длина рабочей части фильтра	м	15	
9	Осложнения при спуске фильтра		Недохождение до забоя на 1 м	
10	Продолжительность работ по декольматации		Промывка через фильтр – 4 часа	
11	Параметры откачки: а) дебит б) понижение в) удельный дебит	л/с м л/с	40,0 6,15 6,5	
12	Коэффициент фильтрации	м/сут	30,0	
13	Общее время сооружения скважин	сут	5	
14	Общий расход воды на бурение скважин	м ³	24	

скважин на Заволжском участке Б.
с промывкой водогипановыми растворами

Таблица 22

Номера скважин	
	40а, 40б, 40в, 40г
	78,0
	50,0
	0-22м – диам. 445мм, обсадка трубами диам. 377мм; 22-78м – диам. 346мм
	0-25м – гл. р-р; 22-53м – гл. р-р; 53-78м – ВГР с параметрами: $T=26-30$ с, $\gamma=1,02-1,03$ г/см ³ ; гипан 4-5%
	При бурении в инт. 53-61м – до 75 л/мин при $T=26$ с и до 40 л/мин при $T=30$ с; 66-70м – до 42 л/мин при $T=26$ с и до 20 л/мин при $T=30$ с; 72-73 – до 81 л/мин при $T=26$ с. При остановках: 72-73м – без расходки инструмента в скв. – до 12,5 л/мин при $T=26$ с; с расходкой инструмента – до 69 л/мин при $T=26$ с.
	Не было
	Сетчатый диаметром 273 мм
	15
	Недохождение до забоя на 1-3 м (скв. 40а – на 5 м)
	Прокачка компрессором ДК-9М – 4 часа
	46,9 4,4 10,7
	32,0
	40а – 3; 40в – 2; 40б – 4; 40г – 3
	Около 15 м ³ на каждую скважину

С учётом накопленного опыта было успешно осуществлено сооружение скв.55. До глубины 44 м бурение велось трёхшарошечным долотом диам.295 мм с промывкой глинистым раствором из местной комовой глины. При достижении кровли водоносного горизонта на глубине 44 м произведена замена его на ВГР со следующими параметрами: $\gamma = 1,02$ г/см³, $T=26$ с, содержание гипана 4%. При замене проведена тщательная промывка отстойников и скважины от глинистого раствора. Наибольший фильтрационный расход при бурении достигал 38 л/мин (в интервале 52-56 м), а в интервале 75-78 м составил 66 л/мин. Осложнений не было. При остановках процесса бурения отмечалось лишь незначительное поглощение в интервале 75-78 м (не более 10 л/мин). Перед каждым наращиванием инструмента производилась промывка скважины в течение 10-15 мин для удаления шлама. Максимальный размер выносимых частиц достигал 1,5-2 мм при скорости восходящего потока промывочной жидкости до 3 см/сек. По окончании бурения ствол скважины промывался в течение 1 часа. Сетчатый фильтр диам. 219 мм был установлен сразу на забой без осложнений. Затем скважина была промыта до осветления в течение 2 часов через фильтр и произведена прокачка в течение 4-х часов компрессором ДК-9. При последующей откачке скв. 55 дала дебит 6,5 л/с, что выше среднего (1,75 л/с) и максимального 4,9 л/с дебитов из скважин, вскрывших водоносный горизонт с промывкой малоглинистым раствором.

Таким образом, по результатам бурения скв.55 доказана возможность успешного вскрытия без осложнений водообильных горизонтов большой мощности скважинами диаметром до 300 мм с промывкой ВГР; установлено, что при коэффициентах фильтрации более 20 м/сутки, диаметре бурения до 300 мм вязкость ВГР должна быть не менее 28-30 с.

Сооружение разведочно-эксплуатационных скважин № 40а, 40в и 40г также было решено осуществить роторным способом, вскрывая водоносный горизонт с промывкой ВГР (табл.22).

С глубины 53 м производилась тщательная замена глинистого раствора в скважинах и отстойниках на ВГР. При дальнейшем бурении осложнений не было. Перед наращиванием инструмента производилась промывка скважин в течение 15-

30 мин. Перед спуском фильтровых колонн осуществлялась промывка в течение часа. Спуск фильтров проходил без осложнений. В скважине 40а имело место недохождение фильтровой колонны на 5 м, в скважинах 40б, 40в, 40г — на 1-2 м. Средний удельный дебит каждой из скважин составил 10,7 л/с, что значительно больше удельного дебита скв.55 (6,5 л/с) и среднего удельного дебита скважин, вскрывших водоносный горизонт с промывкой малоглинистыми растворами (1,75 л/с). Время сооружения каждой скважины — от 2 до 4 суток.

На участке исследовались также выносная способность ВГР, зависимость фильтрационного расхода от вязкости ВГР, от скорости вращения бурового инструмента и другие вопросы.

Установлено, что при скоростях восходящего потока промывочной жидкости до 2,6 см/с, числе оборотов бурового снаряда 110 об/мин и вязкости ВГР 26с с забоя скважины выносятся частицы шлама размером до 2 мм, т.е. практически весь песчано-гравийный материал.

На скв.52 в интервале 36-42 м в однотипных песках исследовалась зависимость фильтрационного расхода от числа оборотов бурового инструмента (буровой наконечник — трёхшарошечное долото диам.243 мм) при вязкости ВГР 21с. При 110 об/мин величина фильтрационного расхода при углубке составляла 30 л/мин, при 190 об/мин 45 л/мин, а при 314 об/мин — 80 л/мин. При остановках процесса бурения фильтрационный расход был равен 0. То есть, наблюдается прямая линейная зависимость фильтрационного расхода от числа оборотов бурового снаряда (см. рис.) при «расхаживании» инструмента без вращения, при вращении его без углубки фильтрационный расход — до 10 л/мин.

Таким образом, работами на Заволжском гидрогеологическом участке установлено следующее. При вскрытии мощных водоносных горизонтов в песчаных отложениях скважинами глубиной до 100 м диаметром порядка 350 мм наиболее эффективным является роторное бурение с промывкой ВГР, гарантирующее надёжную проводку скважин с обеспечением наиболее достоверных гидрогеологических параметров.

При коэффициентах фильтрации до 25 м/сутки успешный вынос шлама, низкий фильтрационный расход и устойчивость стенок скважин обеспечиваются при вязкости ВГР 28-30 с.

Установлен характер зависимости фильтрационного расхода от вязкости ВГР, числа оборотов бурового снаряда и др.

Выяснено, что приготовление ВГР целесообразно проводить в металлической ёмкости, подливая гипан тонкой струей под сильную струю воды, исходящую из насадки (метчика), которая подсоединена к выкидной линии промывочного насоса.

*Опытно-экспериментальные исследования
на Крестово-Городищенском участке*

На Крестово-Городищенском участке проводилась инженерно - мелиоративная съёмка крупного масштаба. Согласно проекта, все скважины по аллювиальным песчаным породам проходились с промывкой глинистым раствором. Водообильность водоносных горизонтов невысокая, в связи с чем кольматация их в таком случае была значительна.

Продолжительность опытно-фильтрационных работ в этих скважинах — 11-20 и более бр/см. Только при такой продолжительности обеспечивались соответствующие методические требования для проектирования режима грунтовых вод с вероятностью не менее 0,7-0,8.

На участке была поставлена задача сокращения сроков проведения опытно-фильтрационных работ на инженерно-мелиоративной съёмке за счет вскрытия горизонтов с промывкой ВГР.

Для этого в сопоставимых условиях были пробурены 4 пары скважин — с промывкой глинистым раствором из местной комовой глины и с промывкой ВГР с вязкостью 24-26с (табл.23).

Из табл.23 видно, что затраты времени на деглиннизацию скважин при вскрытии водоносных горизонтов с промывкой глинистыми растворами составляют 2-7 бр/см, и тем не менее эффективность этих работ, как правило, низкая (скв. 246, 23 и др.). При применении ВГР деглиннизация не проводится, а осуществляется лишь кратковременная промывка (2-3 часа).

После бурения скважин с промывкой глинистым раствором продолжительность откачек составляет от 5 до 13 бр/см для обеспечения необходимых понижений в наблюдательных скважинах.

Применение ВГР дало возможность увеличить дебит скважин при минимальном понижении, в результате чего ста-

ло возможным достоверное определение гидрогеологических параметров в водоносных горизонтах с небольшой водообильностью. Отсутствие зоны кольматации в прифильтровой части позволило проводить опытно-фильтрационные работы по новой методике определения фильтрационных параметров по расчётным схемам» [Д.Н.Башкатов, В.М.Шестаков (139)], где длительность откачки должна обеспечить получение на опытной кривой (S от $1/\sqrt{t}$) представительного участка квазистационарного режима. Причём понижение на конец откачки должно быть не менее $0,9 S$ при $S > 0,8-1$ м. В водоносных пластах, параметры которых приближаются к реальным, при размещении наблюдательных скважин на расстоянии от центральной в пределах $0,3-1$ и более длины фильтра центральной скважины, для определения достоверных гидрогеологических параметров длительность откачки составляет $3-6$ часов. Итак, в связи с применением ВГР, проведение откачек из слабо водообильных горизонтов по указанной методике позволило в $5-10$ раз сократить общую продолжительность откачек при мелиоративной съёмке и увеличило достоверность определения фильтрационных параметров.

Кроме того, стали более простыми организация и выбор технических средств для проведения откачек, так как в условиях очень низких удельных дебитов выбор средств для проведения опытно-фильтрационных работ крайне ограничен.

Опытно-экспериментальные работы на Вознесенском участке

Итак, в различных геолого-гидрогеологических условиях Поволжья были оценены качественно и количественно возможности вскрытия водоносных горизонтов, заключённых в рыхлых неустойчивых отложениях, с промывкой ВГР. Следующим этапом опытно-экспериментальных работ стала оценка различных параметров, характеризующих способ вскрытия, в их взаимосвязи. Такая работа была поставлена на Вознесенском участке инженерно-мелиоративной съёмки крупного масштаба в Нижегородской области. Здесь на полигоне – 12 -ти скважинах – моделировались разнообразные параметры способа вскрытия водоносного горизонта, заключённого в песках, с промывкой ВГР по подготовленной матрице эксперимента.

№ шт	№ скв.	Глубина скв., м	Стат. уровень, м	Мощн. водоносного горизонта, м	Вид бурения, про- мывочная жидкость	Устойчивость стенок
1	7	51,0	+1,5	20,8	Сплошным забоем с ВГР, T=24 с	Уст.
2	246	70,0	-2,0	13,5	Сплошным забоем с гл. р-ром T=24 с	Уст.
3	8	51,0	6,42	45,5	Колонковый с ВГР T=24 с	Уст.
4	3	68,0	8,8	55,0	Колонковый с гл. р-ром T=35 с	Обвал в инт. 60- 65 м
5	8а	21,0	5,90	16,5	Сплошным забоем с ВГР T=26 с	Уст.
6	23	40,0	4,55	31,0	Сплошным забоем с гл. р-ром T=40 с	Уст.
7	18	15,3	2,33	13,5	Сплошным забоем с ВГР T=24 с	Уст.
8	24	12,0	1,5	10,0	Сплошным забоем с гл. р-ром T=40 с	Уст.

Конструкция скважин		Работы по декольматации		Продолж. прокачки, бр/см	Продолж. откачки, бр/см	Результаты откачек			Коэфф. фильтрации, м/сут
Диам. обсадн. колонны, мм	Интервал устан., м	Вид работ	Продолж., бр/см			Дебит, л/с	Понижение, м	Ул. дебит, л/с	
146	0,0-36,0	-	-	2	2	2,1	3,8	0,55	1,5
127	0,0-17,0	-	2	4	5	0,9	30	0,03	1,3
146	0,0-24,0	-	-	1	1	8,49	8,64	0,98	14,6
-	-	Прокачка эр-лифтом через «окна»	3	4	6	3,3	16,84	0,2	2,64
-	-	-	-	1	1	1,16	0,8	1,45	5,40
-	-	Прокачка водоструйным насосом	4	3	13,1	1,4	15,45	0,07	0,3
-	-	-	-	1	1	1,0	1,84	0,54	2,4
-	-	Прокачка эр-лифтом через «окна»	4	2	5	0,12	0,5	0,24	3,2

В качестве основного фактора (y), характеризующего способ, нами принят фильтрационный расход (Q_f), зависящий от вязкости ВГР (x_1) числа оборотов бурового снаряда (x_2), скорости восходящего потока промывочной жидкости (x_3), глубины статического уровня (x_4), коэффициента фильтрации (x_5) и мощности водоносного пласта (x_6). По этим параметрам и снимались замеры.

Попытки сооружения кустов скважин ударно-механическим способом и роторным способом с промывкой глинистым раствором были неудачны. Поэтому дальнейшее бурение гидрогеологических кустов скважин осуществлялось роторным способом с промывкой ВГР. Куст 50 был сооружён на водоразделе в районе преобладания элювиально-делювиальных суглинков, куст 51 — на склоне водораздела, кусты 52, 60, 63, 64 — в аллювиальных песчаных отложениях (табл. 24).

Конструкция скважин — однотипная. Бурение осуществлялось с отбором керна ДЭКСом диам. 152 мм с промывкой ВГР без обсадки. Затем устанавливался фильтр диам. 108 мм на колонне труб.

При бурении каждой скважины также отбиралась керновая проба для определения коэффициента фильтрации в лабораторных условиях, производился отбор проб шлама с целью определения путем рассева максимального размера выносимых частиц. Для правильной регистрации каждого параметра была разработана методика проведения полевых экспериментов.

По окончании бурения и оборудования скважин фильтрами проводилась прокачка водоструйным насосом в течение не более 2,5 часов. Осложнения при бурении были лишь на скв.51б, где при глубине 21,4 м фильтрационный расход при бурении составлял 49 л/мин. Поэтому при затирке «всухую», когда доливнасосом раствора в скважину не производился, уровень промывочной жидкости в течение 4 мин понизился на 12 м, что вызвало оплывание песков, залегающих выше статического уровня.

По результатам бурения на Вознесенском участке отмечено следующее.

При диаметрах скважин до 152-190 мм следует бурить на II-ой скорости вращения ротора УРБ-ЗАМ 190 об/мин. При

повышении скорости вращения до 314 об/мин (III-я скорость) значительно увеличивается фильтрационный расход, механическая скорость существенно не возрастает. При уменьшении скорости вращения до 110 об/мин значительно снижается механическая скорость бурения.

Производительность промывочного насоса должна обеспечивать эффективный вынос шлама. При остановках в процессе бурения и при бурении «всухую», если имеется поглощение промывочной жидкости, должен обеспечиваться подлив ВГР в скважину.

Выполнение спуско-подъёмных операций следует вести плавно, без рывков. Оптимальная скорость спуско-подъёма – I-II скорости вращения лебёдки.

Перед каждым наращиванием инструмента необходимо промывать скважину для очистки ствола от шлама. Время промывки выбирается в зависимости от диаметра ствола скважины – по скорости восходящего потока промывочной жидкости.

Приготовление ВГР целесообразнее производить с помощью глиномешалки (время перемешивания 5-10 мин), а также гидросмесителя или насадки (метчика) на выкидной линии промывочного насоса, подливая гипан малыми порциями под сильную струю воды.

Фильтрационный расход в песках, залегающих по разрезу выше уровня подземных вод, ориентировочно в 3 раза выше, чем в песках, обводнённых (при примерно равных коэффициентах фильтрации).

Поэтому при наличии в разрезе мощных толщ обводнённых песков рекомендуется проходку по ним осуществлять либо с промывкой глинистым раствором, либо с вязким ВГР (26-30 с).

Наибольший фильтрационный расход в процессе бурения имеет место в призабойной зоне. Во всех скважинах при переходе к бурению по пескам с более низкими фильтрационными свойствами снижалось и общее поглощение.

Сведения по бурению гидрогеологических скважин

№ шт	№ скв.	Глубина скв., м	Мощн. водоносн. гор-га, м	Статич. уровень, м	Вязкость ВГР, с	Осложнения бурения
1	50а	29,4	25	2,5	27	Не было
2	50	29,5	25	2,5	26-26	Не было
3	51	31,7	14,1	12,5	25-27	Не было
4	51а	32,3	14,1	12,5	12,5	Не было
5	516	30	14,1	12,5	22	Обвалообразование в инт. 21,4-30
6	52	34	19,2	10,8	25-27	Не было
7	52а	34	19,2	10,8	22-24, гл.26,6- 27с; 37,0-33с	С гл.26,6 обвалообразо- вание
8	60	19	14,9	3,5	28-29	При наращивании недохождение до забоя на 1-1,5м
9	63	31	19,9	5,5	28-29	Не было
10	63а	31	19,9	5,5	25-26	Не было
11	64	30	19,25	5,85	25-26	При бурении с отбором наблюдается значитель- ный вынос песка
12	64а	30	19,25	5,85	20-24	Не было

Фильтров. расход, л/мин	Продолжительность прокачки, час	Результаты откачек			Коефф. фильтрации, м/сут	Примечание
		Дебит, л/с	Понижение, м	Удельный дебит, л/с		
Не зам.	2	-	-	-	0,3	
0-27,0	2	0,24	12,5	0,02	0,3	
0-15,6	2	2,1	5,9	0,36	5,7	
Не зам.	2	-	-	-	5,7	
12,6-60,0	-	-	-	-	5,7	
0-19,0	2	3,45	1,98	1,74	10,8	
0-62,4	2	-	-	-	10,8	
26,1-94,7	-	3,49	-	-	22,4	
0-67 1	1	3,57	1,65	2,16	15,5	
0-52,0	2	-	-	-	15,5	
0-35,0	2	3,95	1,98	1,98	13,3	
0-70,0	1	-	-	-	13,3	

Фильтрационный расход зависит от концентрации катионов поливалентных металлов в подземных водах. Так, на скв.50а, где фильтрационный расход в интервале установки фильтра (20,8-25,6 л) составил 30,9 л/мин при вязкости ВГР 26с, коэффициент фильтрации по данным откачки был 0,28 м/сут., а общее содержание Fe- 2,8 мг/л. В то же время в скв. 51 при вязкости ВГР 27с фильтрационный расход в интервале установки фильтра 26,2-31,0м составил 15,6 л/мин при коэффициенте фильтрации 3,1 м/сутки. Содержание Fe_{общ} в пробе воды из этой скважины составило 22,68 мг/л. Таким образом, подтверждено, что коагуляция гипана с образованием эластичного геля является одним из факторов кольматации водоносных горизонтов при вскрытии их с промывкой ВГР.

Рассев проб шлама показал, что размер выносимых частиц шлама является функцией вязкости ВГР и скорости восходящего потока промывочной жидкости. Рассмотрение выборочных, наиболее характерных данных рассева проб шлама (табл.25) позволяет подтвердить несомненность сделанного выше вывода, характеризующих процесс вскрытия водоносных горизонтов в рыхлых неустойчивых отложениях с промывкой водогипановыми растворами.

Сведения по расसेву проб шлама скважин Вознесенского участка

Таблица 25

№ шп	Наименование	Величина параметров						
		15,0 (вода)	20,0	26,0	26,0	26,0	28,0	29,0
1	Вязкость, с							
2	Скорость восходящего потока промывочной жидкости, м/мин	28,2	16,4	3,7	7,9	14,2	6,5	6,1
3	Число оборотов бурового снаряда	0	110	190	190	190	190	190
4	Максимальный размер вынесённых частиц, мм	3	5	2	4	6	7	6

*Производственный опыт вскрытия водоносных горизонтов
с промывкой ВГР в других организациях отрасли*

Выполненные в Поволжье лабораторные, экспериментальные и опытно-производственные работы показали перспективность применения водогипановых растворов для вскрытия и освоения водоносных горизонтов, заключённых в рыхлых, неустойчивых отложениях. Поэтому они были включены в планы внедрения новой техники МГ СССР и затем геологической службе России. В Центральных районах России ВГР также стали широко внедряться в практику в объединении «Центргеология».

В Московской КГРЭ на 5-ти участках пробурено 40 скважин с промывкой водогипановыми растворами. Так, на Гороховецком участке сооружено 5 скважин с промывкой глинистым раствором и 15 скважин – с промывкой ВГР глубиной 25-33 м при $H_{ст} = 3-6$ м. Анализ результатов опытно-фильтрационных работ показывает, что удельные дебиты скважин, пробуренных с промывкой ВГР с содержанием гипана 1,5-4%, в 2-4 раза выше, чем удельные дебиты скважин, пробуренных с промывкой малоглинистыми растворами (глина — до 8%, гипан — до 1%). Устойчивость стенок скважин хорошая. Затраты времени на сооружение скважин средней глубиной до 30 м с промывкой глинистым раствором составляли в среднем 20 вахто-часов, а при бурении с промывкой ВГР — 5 вахто-часов. Сократились затраты времени на приготовление раствора и на деглиннизацию водоносных горизонтов.

Аналогичные результаты получены на других участках. Причём, на Загорском участке мощность водоносных песков, пройденных без закрепления ствола скважин промежуточными обсадными колоннами, составила до 110 м.

Значительные объёмы по вскрытию водоносных горизонтов с промывкой ВГР выполнены в Белгородской ГРЭ. Так, на Белгородском участке получен представляющий несомненный интерес опыт применения ВГР для бурения во водоносному горизонту келловей-батских отложений, залегающих на глубине до 450 м. Водоносный горизонт мощностью около 30 м сложен тонкозернистыми глинистыми песками с весьма низкими фильтрационными свойствами (коэффициент

фильтрации – до 0,68 м/сутки). В связи со склонностью стенок скважин к обвалообразованию вскрытие горизонта ранее осуществлялось с промывкой глинистым раствором с последующей разглинизацией промывкой технической водой через фильтровые окна и пневмоизлучателем АСПГ.

Удельные дебиты скважин, пробуренных с промывкой ВГР, достигли 0,30 л/с при среднем 0,21 л/с, а с промывкой глинистым раствором в среднем составляли 0,11 л/с. Осложнений при бурении и оборудовании скважин фильтрами не было.

На Жуковском и Знаменском участках получены положительные результаты применения ВГР для вскрытия водоносного горизонта сеноман-альбских песков, залегающих на глубинах от 20-50 м до 75-120 м. Ранее этот горизонт вскрывался с промывкой глинистым раствором с последующей разглинизацией промывкой технической водой.

Попытка применения технической воды в качестве промывочной жидкости при вскрытии водоносного горизонта успеха не имела из-за возникающих осложнений (скв. 139г).

Скважины, вскрывшие на этих участках водоносный горизонт с промывкой ВГР, дают удельный дебит в 1,5-3 раза выше, чем скважины, где применялся глинистый раствор.

Следует отметить, что на Жуковском участке в скв.116г, пробуренной с промывкой ВГР, был проведён опыт последующей обработки водоносного горизонта пневмоизлучателем (метод АСПГ). После однократной обработки удельный дебит скважины даже снизился на 25% (с 1,89 л/с до 1,43 л/с).

На Знаменском участке получены единичные примеры сооружения скважин с промывкой ВГР, статические уровни в которых выше устья скважин. Так, в скв.128г, без осложнений вскрывшей водоносный горизонт, статический уровень был +6,73 м.

В Юго-Западной ГРЭ ВГР применялись для вскрытия песчаных водоносных горизонтов в 19 скважинах глубиной от 20 до 170 м в различных гидрогеологических условиях.

Удельные дебиты этих скважин по сравнению со скважинами, пройденными с промывкой глинистыми растворами, повысились в 3-8 раз. Причём наибольший прирост удельных дебитов получен на участках с безнапорными подземными во-

дами и наименьший – на участках с наиболее значительными напорами.

Следовательно, кольтация песчаных водоносных горизонтов глинистым раствором на участках безнапорных подземных вод наиболее значительна и здесь применение ВГР в качестве промывочной жидкости дает максимальную эффективность.

Положительные результаты применения. ВГР для вскрытия водоносных горизонтов в рыхлых неустойчивых отложениях 1976-77 гг. получены и во всех других экспедициях «Центргеология» (Подмосковной, Придонской и Ивановской ГРЭ).

Опытно-экспериментальные и производственные испытания трёхкомпонентных безглинистых полимерных промывочных жидкостей ВКГР

По заданию Роскомнедр в середине 90-х годов была выполнена работа в разделе «Научно-исследовательские и опытно - конструкторские работы» по обобщению опыта и выработке рекомендаций по применению ВКГР для вскрытия и освоения водоносных горизонтов в сложных условиях рыхлых неустойчивых песчано-гравийных отложений.

Предварительно также по заданию Роскомнедр был проведён широкий патентный поиск (в 10-летнем диапазоне) опыта применения безглинистых полимерных промывочных жидкостей в СССР, России и за рубежом для вскрытия и освоения водоносных горизонтов.

Рассмотрены и систематизированы десятки патентов на применение полимеров в бурении, но все они касались лишь использования их при бурении на углеводороды и не было обнаружено ни одного патента их применения (на безглинистой основе) для вскрытия и освоения водоносных горизонтов.

Первые опыты применения ВКГР имели место в условиях, где, в связи высокими коэффициентами фильтрации пород водоносных песчано-гравийных горизонтов и высокими статическими уровнями подземных вод использование ВГР не давало результата (наблюдался обвал стенок скважин, были очень высоки фильтрационные расходы).

В таких условиях возникали случаи использования буровиками малоглинистых растворов с добавлением гипана, что вело к снижению гидрогеологической информативности скважин.

Поэтому после проведения лабораторных и стендовых исследований, было принято решение в весьма сложных условиях провести испытания по применению ВКГР.

Так, при сооружении эксплуатационной скважины в п. Гавриловка Дзержинского р-на Нижегородской области в условиях высоководообильного песчано-гравийного водоносного горизонта с высоким статическим уровнем и коэффициентом фильтрации ($K_{\text{ф}} > 30$ м/сутки, $H_{\text{ст}}$ - 1,5 м от устья скважины) применения ВГР вязкости до 28с не дало результата. При использовании ВКГР вязкостью до 42с, в зависимости от интенсивности поглощения, скважина была пробурена 3-х шарошечным долотом 273 мм до глубины 65 м без обсадки (была опущена только направляющая труба). После декольматации (прокачки) удельный её дебит составил 15 л/с.

На Северо-Западном участке при проведении поисково-разведочных работ для водоснабжения г.Йошкар-Олы (Марий-Эл) в палеодолине, выполненной в базальной части крупнозернистым гравелистым песком с галькой, при использовании ВГР вязкостью до 30с наблюдались обвалы стенок скважин, прихваты бурового инструмента, интенсивные поглощения промывочной жидкости.

Это было связано с тем, что коэффициенты фильтрации водоносных горизонтов по всем скважинам превышали 25 м/сутки и статические уровни водоносных горизонтов во многих скважинах были < 3 м.

Поэтому для вскрытия водоносного горизонта был применён ВКГР. Вязкость промывочной жидкости варьировала от 35с до 50с в зависимости от интенсивности её поглощения и появления признаков обвалообразования изменением содержания КМЦ от 0,5 до 1 % при содержаниях гипана 4-4,5%.

Были успешно сооружены и опробованы гидрогеологические скважины общим объёмом бурения 2500 пог.м со 100%-ным отбором керна по породам водоносного горизонта двойным эжекторным колонковым снарядом ДЭКС с высокими показателями гидрогеологической информативности, что

ранее было возможно лишь при низкопроизводственном, металлёмком и сложном ударно-канатном бурении.

Также в республике Марий-Эл при бурении гидрогеологической скважины глубиной 150 м с промывкой ВГР вязкостью 25с по СПВ-5 при вскрытии водоносного горизонта наблюдалось сильное поглощение промывочной жидкости и обвалообразование.

Поэтому был приготовлен ВКГР вязкостью 35с. Скважина успешно закончена и опробована. Удельный дебит составил 5 л/с, что сопоставимо с информативностью ранее сооружавшихся там скважин ударно-канатным способом. Скважина была сооружена и опробована за 5 суток (против 1 месяца при бурении ударно-канатным способом).

В Ямбольском геологическом предприятии (Болгария) выполнялись поисковые работы с целью применения источника подземного водоснабжения у с. Присельцы Варненского района, где перспективный горизонт представлен песками разномелкозернистыми кварцевыми гравелистыми с включением крупной гальки. Выполненные ранее работы производились с промывкой качественным глинистым раствором, что приводило к кольматации и весьма низким гидрогеологическим параметрам, искажающим реальные параметры водоносного горизонта.

Поэтому было осуществлено технологическое обслуживание процесса бурения, вскрытия и освоения водоносного горизонта с использованием для приготовления промывочной жидкости сухого гипана и КМЦ.

Забурка производилась 3-х шарошечным долотом diam.190 мм с использованием ВГР для проходки вскрышных сухих мелких глинистых песков, постепенно сменяющихся песками разномелкозернистыми водонасыщенными.

При этом до глубины 21,8 м вязкость ВГР увеличивалась от 17,5с до 25с в связи с ростом интенсивности поглощения промывочной жидкости и прихватами бурового инструмента.

С глубины 21,8 м возникла необходимость перехода на ВКГР сначала вязкостью 28с по СПВ-5 (2,0% гипана, 0,3% КМЦ) с последующим повышением вязкости до 40с (2,0% гипана, 0,6% КМЦ) 100%-ный керн в песчаных породах отбился ДЭКС.

Удельный дебит скважины составил около 1,0 л/с (ранее поисковые скважины на этом участке были практически безводными) при откачке водоструйным насосом.

Также с промывкой ВКГР был успешно пробурен ряд одиночных договорных скважин для целей водоснабжения.

Полученные результаты позволили выполнить заказ Роскомнедр и рекомендовать ВКГР для широкого применения, а также сформулировать необходимые конструктивные материалы.

Опытные производственные испытания безглинистой полимерной промывочной жидкости на основе ВПРГ

Как уже указывалось, недостатком жидкого товарного гипана являлось то, что он выпускался в виде 10%-ного водного раствора в бочках, что затрудняло его перевозку и применение (особенно зимой). Поэтому, когда в ХХI веке промышленность стала выпускать реагент ВПРГ (водорастворимый порошок реагент гипан), то нами был выполнен комплекс лабораторных работ, подтвердивший их технологическую идентичность (гипан-1 и ВПРГ), а затем были проведены полевые испытания.

В 2007 г. на школе передового опыта «Прогрессивные способы сооружения гидрогеологических скважин» при бурении скважины глубиной 22,0 м долотом Ø190 мм с последующей посадкой фильтровой колонны диам.168 мм был использован реагент ВПРГ вязкостью первоначально 45с, а при вскрытии водоносного горизонта, в связи с интенсивным поглощением промывочной жидкости – до 65с.

Скважина успешно пробурена и освоена с хорошими гидрогеологическими результатами за 2,5 часа.

Затем ВПРГ неоднократно успешно применялся при сооружении гидрогеологических скважин на договорной основе. Так, в г. Лукоянов Нижегородской области успешно сооружена скважина глубиной 40 м под фильтровую колонну Ø125 мм при содержании ВПРГ до 2%.

Производственные объёмные испытания ВПРГ были выполнены затем на объекте «Поисково-оценочные работы на подземные воды для обеспечения хозяйственно-питьевого водоснабжения райцентра Енотаевка Астраханской области».

Так как в Астраханской области подземные воды повсеместно засолены, то для получения пресной воды предполагалось добывать с помощью инфильтрационных водозаборов из водоносных горизонтов, выявленных на крупных островах р. Волги.

Скважины сооружались в песках от мелко- до крупнозернистых, гравелистых, обводнённых практически с 0,5-1,0 м.

Ранее (в 90-х годах) бурение осуществлялось с промывкой глинистым раствором. Все скважины после тщательной деглинизации оказались практически безводными. Поэтому нами для промывки скважин были применены безглинистые полимерные промывочные жидкости на основе ВПРГ и КМЦ, т.е. ВКГР.

В верхних тонкозернистых песках до глубины 20 м бурение осуществлялось с промывкой жидкостью на основе с начальной вязкостью 30с (1 % ВПРГ) с доведением её до 60с (2,5% ВПРГ), т.е. как только начиналось интенсивное поглощение, добавлялся реагент.

С глубины 20 м до глубины 40-45 м бурение велось с промывкой ВКГР вязкостью до 70-80с (2,0% гипана, до 0,5% КМЦ). Пробурено 4 скважины, диаметр бурения 112 мм с последующей разбуркой долотом 190 мм; фильтровая колонна диаметром 168 мм. Дебиты скважин составили 400-500 м³/сутки, что полностью удовлетворяло требованиям заказчика.

Производственные испытания безглинистых полимерных промывочных жидкостей для гидрогеологического бурения в многослойных коллекторах

Гидрогеологические условия северо-восточных регионов Поволжья сложны и разнообразны. Подземные воды приурочены ко всей толще осадочных пород. Основным водоносным комплексом, исследуемым с целью оценки эксплуатационных запасов подземных вод, является водоносный комплекс татарскихотложений. Вся толща водосодержащих пород характеризуется крайней пестротой литологического состава пород, наличием в ней осложнённых зон (разрушенных трещиноватых пород, «пучащих» глин, неустойчивых песков) и весьма

неоднородными фильтрационными свойствами маломощных коллекторов. Литологически водоносные горизонты представлены, как правило, слабыми песчаниками, песками, иногда мергелями. Водообильность горизонтов, как правило, невысока. Это предъявляет серьёзные требования как к технологии бурения, так и к методике проведения опытно-фильтрационных работ с целью получения достоверной гидрогеологической информации.

Сложность бурового процесса объясняется не только наличием в скважинах осложнённых зон (интервалов разрушенных пород, «пучащих» глин, неустойчивых песков и песчаников), но и невозможностью применения обычных методов борьбы с осложнениями при бурении. Так, например, при бурении с промывкой глинистым раствором, приготовленным из бентонитового глинопорошка, имеет место интенсивная кольматация водоносных горизонтов, что значительно снижает информативность скважин, нередко приводит и к пропуску горизонта. При бурении с прямой промывкой технической водой в условиях преобладающего глинистого разреза образуется естественный глинистый раствор, также существенно кольматирующий водоносные горизонты.

Так, удельные дебиты скважин, пробуренных по таким технологиям, ранее составляли в среднем 0,07 л/с, коэффициенты фильтрации пород водоносного комплекса, по данным поисковых работ, составляли в среднем 1,75 м/сутки. Такие параметры не обеспечивали заявленной потребности населённых пунктов, расположенных на этих территориях, в подземной воде.

Поэтому при проведении предварительной разведки Шахунского месторождения подземных вод впервые отработывалась технология вскрытия водоносных горизонтов, заключённых в многослойных коллекторах, с промывкой безглинистыми водогипановыми растворами (ВГР) взамен ранее применявшегося бурения с промывкой технической водой или глинистым раствором. По результатам предварительных разведочных работ удельные дебиты скважин составили, в среднем, 0,13 л/с, а коэффициенты фильтрации пород водоносного горизонта 3,5 м/сутки.

Эти показатели не удовлетворяли заявленным потребностям. Анализ причин невысоких гидрогеологических показа-

телей выявил, что, хотя добавление 2-3% гипана в воду уменьшает интенсивность образования естественного глинистого раствора при бурении и тем самым снижается кольматация водоносного комплекса до 2-х раз, но обогащение раствора глинистыми частицами разбурываемых вмещающих пород всё же существенно снижало гидрогеологические параметры.

Поэтому при выполнении детальной разведки на Шахунском участке проводилась дальнейшая доработка технологии вскрытия и освоения водоносных горизонтов в условиях многослойных коллекторов пермских отложений.

Было решено вскрытие водоносных горизонтов в устойчивых коллекторах-песчаниках осуществлять с промывкой чистой водой, преимущественно без повторного использования в промывочном цикле выходящей из скважины жидкости, т.е. с промывкой «на выброс». При вскрытии же водоносного горизонта, представляющего неустойчивыми слабыми песчаниками, переходили на ВГР вязкостью 23-30с в зависимости от granulометрического состава и мощности водовмещающего пласта.

Одновременно осуществлялся тщательный контроль за параметрами раствора. Если её исходная вязкость при вскрытии водоносного горизонта повышалась более чем на 5 сек за счёт обогащения раствора глинистыми частицами, то производилась обязательная замена его на свежий с исходными выбранными параметрами.

На стадии детальной разведки все скважины оборудовались проволочными фильтрами с гравийной обсыпкой.

Низ отстойника опускаемой «впотай» фильтровой колонны в обязательном порядке оборудуется обратным клапаном с левой замковой резьбой под бурильные трубы. Постановка фильтровой колонны на забой скважины проводится с промывкой через обратный клапан для предотвращения засорения последнего и досадки колонны в заданный интервал в случае наличия на забое песчаных и шламовых пробок методом «вмыва». После постановки фильтровой колонны на забой осуществляется зафильтровая промывка через бурильные трубы и обратный клапан для полного выноса ВГР и кольматанта — до осветления воды.

Средний удельный дебит скважин, в которых водоносный комплекс вскрывался с промывкой, как правило, ВГР или ино-

гда технической водой «на выброс» составил 0,47 л/с, а расчётный коэффициент фильтрации 7,3 м/с, что в 5 раз выше показателей, достигнутых по старым технологиям бурения.

Внедрение комплекса рациональных мероприятий при вскрытии, освоении и исследовании водоносных горизонтов на Шахунском гидрогеологическом участке позволило впервые в практике работ на Среднем Поволжье детально разведать удовлетворяющее потребности заказчика месторождение подземных вод в красноцветной толще пермских отложений, считавшейся ранее бесперспективной.

Кроме того, в основном, отработана технология сооружения и освоения скважин в многослойных коллекторах, что позволяет проводить изыскания подземных вод в районах широкого распространения пермских, триасовых и юрских отложений Поволжья и Прикамья.

В последующем данная технология успешно применялась при сооружении гидрогеологических скважин в указанных комплексах пород пермского возраста на участке «Ядринский» в Чувашии (пробурено 8 скважин и впервые обоснованы необходимые запасы подземных вод), на участке «Радужный» в Кировской обл. и др.

Производственные испытания охлаждённых БППЖ для вскрытия и освоения подмерзлотных вод, залегающих в рыхлых, неустойчивых отложениях

Разработанная технология вскрытия подмерзлотных вод была впервые успешно применена при разведке подземных вод для г.Нарьян-Мара (Юрасская геологоразведочная экспедиция). Ранее при сооружении гидрогеологических скважин на подмерзлотные воды глубиной до 100м с промывкой глинистыми растворами наблюдались значительные осложнения в связи с растеплением стволов скважин, были пропуски водоносных горизонтов в связи с их глинистой кольматацией.

Применение технологии с промывкой охлаждёнными до отрицательных температур растворами позволило пробурить без осложнений 9 скважин с промывкой ВГР. Производительность буровых работ выросла в 3,5 раза по сравнению с про-

мывкой глинистыми растворами, а удельные дебиты скважин выросли в 1,3-2,5 раза.

Большой положительный опыт применения охлаждённых БПЖ имелся также в бывшем тресте «Востокбурвод» при бурении на подмерзлотные воды.

Таким образом, в производственных условиях подтвердилась высокая эффективность предложенной нами технологии вскрытия подмерзлотных вод охлаждёнными БПЖ.

Технологические особенности и организационно-технические условия вскрытия водоносных горизонтов с промывкой ВГР

В результате выполненных опытно-экспериментальных производственных испытаний и последующего широкого производственного опыта внедрения ВГР были определены основные технологические и организационно-технические требования к приготовлению и применению ВГР в различных геолого - гидрогеологических и климатических условиях. Эти требования изложены в соответствующих инструкциях.

При глубине скважин до 50 м и диаметре бурения до 190 мм забуривание можно производить с промывкой ВГР. При значительной мощности необводнённых песков (более 15-20 м) вязкость ВГР нужно принимать на 3-4 с выше рекомендуемой, т.к. в сухих песках фильтрационный расход выше, а устойчивость стенок ниже, чем в обводнённых.

При глубине скважин более 50 м, диаметре свыше 190 мм и глубине статического уровня свыше 20 м бурение до кровли водоносного горизонта рекомендуется осуществлять с промывкой глинистым раствором нормальных параметров с последующим перекрытием этого интервала обсадной колонной.

Особое внимание следует уделять контролю за параметрами ВГР (вязкости и плотности) и фильтрационным расходом. Значительное повышение вязкости ВГР свидетельствует об излишнем обогащении его глинистыми частицами разбуриваемых пород и необходимости замены раствора. Значительное повышение плотности ВГР при небольшом увеличении вязкости указывает на переобогащение раствора

песчаным шламом. В этом случае необходимо также заменить ВГР и произвести тщательную промывку скважины до полного удаления шлама.

Рекомендуемая частота вращения бурового снаряда: 300-320 мин⁻¹ при диаметре бурения до 152 мм, 180-200 мин⁻¹ при диаметре 152-243 мм, 100-120 мин⁻¹ – при диаметре свыше 243 мм.

Оптимальная скорость проведения спуско-подъёмных операций 0,8-0,9 м/с. При большей скорости возможны местные перепады гидростатического давления (в результате возникновения эффекта «свабирования»), что может привести к обвалообразованию.

По окончании рейса перед подъёмом и наращиванием инструмента необходимо провести тщательную промывку скважины от шлама в течение 5-10 мин.

Перед спуском фильтровых колонн также рекомендуется тщательно промыть скважину. Спуск колонны осуществляется плавно, без рывков. При недохождении фильтра до требуемой глубины из-за наличия в скважине шламовой пробки можно произвести её размыв через обратный клапан с насадкой, навинчиваемый на низ отстойника фильтровой колонны. При этом вокруг фильтра образуется обсыпка более крупнозернистым материалом, которым, как правило, представлена шламовая пробка, что способствует лучшему водоотбору из скважин при последующем проведении откачек.

Необходимо знать, что при значительных перерывах между окончанием бурения с ВГР, установкой фильтров и прокачкой (более 7-10 сут) гелякоагулянт (продукт взаимодействия гипана с полиэлектролитами) постепенно затвердевает и превращается в гель-камень, что может при последующем освоении скважин существенно препятствовать их декольматации.

Бурение с отбором керна. Вязкость ВГР следует повысить на 1-3с против рекомендуемой, бурение осуществляется двойными эжекторными колонковыми снарядами (ДЭКС). Параметры режима бурения зависят от типа проходимых пород (табл. 26).

Таблица 26

Характеристика пород	Опережение внутренней коронки, см	Частота вращения снаряда об/мин	Осевая нагрузка, кг	Углубка за рейс, м
Обводнённые пески и песчано-гравийные смеси с размером частиц до 4 мм	10-12	100-110	400-600	1,0-2,5
То же, с включениями частиц размером более 4 мм	10-12	100-110	500-600	1,0-2,5
Глинистые породы, известняки и доломиты	2-4	200	700-800	1,0-1,5

В начале работы на конкретном месторождении рекомендуется опытным путём произвести отработку технологического режима применительно к конкретным горно-геологическим условиям по следующим основным параметрам:

- оптимальная производительность прямого потока промывочной жидкости, создаваемого буровым насосом;
- оптимальная производительность эжектируемого потока путём регулирования зазора между насадкой и смесителем;
- опережение внутренней буровой коронки относительно наружной;
- качество промывочной жидкости;
- оптимальная углубка за рейс.

Производительность бурового насоса выбирается исходя из конкретных геологических условий и диаметра ДЭКС. Так, для ДЭКС диаметром 89/73 мм она не должна превышать 120-140 л/мин, при больших диаметрах она может достигать до 200-240 л/мин.

Величина обратного (эжектируемого) потока выбирается опытным путём исходя из размеров фракций песчаных пород (пески крупнозернистые, среднезернистые, мелкозернистые и пылеватые): чем меньше размер фракций, тем меньше должен быть обратный поток промывочной жидкости, что достигается уменьшением размеров насадки и смесителя и увеличением расстояния между ними.

Осевая нагрузка определяется в процессе бурения. Повышение осевой нагрузки ведёт к росту механической скорости и увеличению выхода керна в связи с меньшим его размывом. Однако значительное увеличение нагрузки может вызывать вибрацию бурового снаряда и снижение выхода керна из-за его разрушения в результате вибрации.

Увеличение частоты вращения снаряда приводит к росту механической скорости бурения и способствует повышению выхода керна. При этом нельзя допускать возникновения вибрации снаряда.

При постановке снаряда на забой, не доходя до него 1-2 м, необходимо включить вращение снаряда при максимальной подаче промывочной жидкости. Дойдя до забоя и промыв скважину, приподнимают снаряд на 5-10 см и начинают бурение, плавно доводя технологические параметры до рекомендуемых в табл. 26.

Резкое снижение механической скорости при бурении свидетельствует о встрече пропластка глины и заклинивания керна в коронке. В этом случае рекомендуется произвести двух-, трёхразовое расхаживание снаряда с высотой подъёма от забоя на 5-10 см. При отрицательном результате проверить наличие и состояние керна, и поднять снаряд на поверхность.

Заклинивание керна осуществляется путём затирки «всухую» интервала не менее 20-25 см на 3-й скорости вращения снаряда, после чего необходимо проверить надёжность удержания керна в колонковой трубе при плавном подъёме снаряда над забоем на 0,5 м и последующей плавной постановке на забой. При недохождении до забоя на 0,2-0,5 м необходимо при малой частоте вращения (80-100 мин⁻¹) и с небольшим расхаживанием снаряда (до 10 см) дойти до забоя и повторить затирку.

Подъём снаряда производится плавно, на первой скорости лебёдки станка. При этом необходимо избегать ударов замков бурильных труб о стол ротора и осторожно ставить снаряд на подкладную вилаку. Для предотвращения обвалов стенок скважины и выпадения керна из колонковой трубы при подъёме снаряда необходимо постоянно доливать в скважину промывочную жидкость. Устье скважины должно быть немедленно закрыто, как только снаряд будет поднят из скважины.

В процессе бурения ДЭКС расхаживать снаряд не рекомендуется.

Организационно-технические условия гидрогеологического бурения с промывкой ВГР таковы.

При бурении с прямой промывкой ВГР необходимо обеспечить достаточно надёжное снабжение скважин водой и реагентами, заранее сделав необходимые расчёты в соответствии с рекомендациями табл. 27.

Таблица 27

Коэффициент фильтрации K_f , м/сут	Вязкость ВГР (с) при бурении скважин диаметром		Расход ВГР (м ³) на 1 м углубки при бурении скважин диаметром	
	до 190мм	более 190мм	до 190мм	более 190мм
Менее 5	20-21	22-23	0,02	0,03
5-10	22-24	24-26	0,03	0,04
10-20	24-26	27-29	0,04	0,05
Более 20	27-29	28-30	0,05	0,10

Следует иметь в виду, что при повышении частоты вращения бурового инструмента от 110 до 190 мин⁻¹ расход ВГР на 1 м бурения возрастает в два раза и более. При остановках процесса бурения фильтрационный расход ВГР снижается в 2-3 раза.

При значительных глубинах скважин (более 50 м) и их диаметрах (свыше 190 мм) на буровых подготавливается не менее двух зумпфов ёмкостью 6-8 м³ каждый, а также устраивается желобная система глубиной до 0,5 м для эффективной очистки от шлама выходящей из скважины промывочной жидкости. Кроме того, необходимо обеспечить каждую буровую ёмкостью объёмом 1,0-3,5 м³.

Наиболее удобный способ приготовления ВГР — в глиномешалке; время приготовления ВГР на основе жидкого гипана 5-10 мин (зимой до 15 мин), на основе сухого — до полного растворения твёрдой фазы. Рекомендуется предварительно замочить сухой гипан в воде в течение 2-3 ч в ёмкости до получения сметанообразного раствора, что значительно улучшит качество получаемого в дальнейшем ВГР.

При отсутствии глиномешалки возможно приготовление ВГР в гидросмесителе (на основе жидкого гипана), в т.ч. и в холодное время с применением повторного перемешивания.

При использовании бурового насоса жидкий гипан подливают тонкой струйкой или на сильную струю воды, истекающую из отводного шланга насоса, или на несколько приподнятый храпок насоса, пропуская ВГР через насос и снова в ёмкость. Сухой гипан после предварительной замочки также многократно перекачивается буровым насосом в ёмкости до полного растворения гипана и получения однородного раствора.

В зимних условиях, когда налив гипана из бочки затруднён, для его разогрева можно рекомендовать применение стержневых нагревателей типа ТЭНов напряжением до 36 В, вставляемых в горловину бочки.

Необходимо тщательно следить, чтобы гипан растворялся полностью и не было нерастворённых сгустков его в растворе, особенно в зимнее время. Нерастворённые сгустки налипают на стенки скважин и поверхность фильтров и удалять их довольно трудно.

Свойства ВГР должны постоянно контролироваться в зависимости от конкретных условий, что позволит избежать различных осложнений, получать достоверную геолого-гидрогеологическую информацию, исключить излишний расход гипана. Для этого на каждой буровой установке необходимо иметь вискозиметр и ареометр.

Категорически запрещается введение в ВГР глинопорошка или комовой глины, т.к. это резко повышает степень кольматации водоносных горизонтов и снижает геологическую информативность скважин.

Технологические и организационно-технические особенности вскрытия водоносных горизонтов с промывкой ВКГР и ВПРГ

В связи с тем, что сооружение скважин с промывкой трёхкомпонентными промывочными жидкостями производится в сложных геолого-гидрогеологических условиях, необходимо обеспечить надёжное снабжение скважин водой и химреаген-

тами, т.к. возникающие перебои в снабжении могут привести к серьёзным осложнениям.

При приготовлении ВКГР в первую очередь готовят водный раствор КМЦ, для чего реагент тщательно размельчают и на 2-3 ч замачивают в тёплой воде. Способы приготовления аналогичны описанным выше: в глиномешалке в течение 40-60 мин, гидросмесителе или с помощью бурового насоса. Расчётное количество гипана можно вводить в раствор КМЦ тонкой струйкой под струю жидкости из насадки бурового насоса, не ожидая полного растворения комков КМЦ они растворяются в процессе дальнейшего перемешивания гипана в течение 10-15 мин.

При возникновении осложнений в процессе бурения скважин произвольное добавление реагентов в раствор не рекомендуется. Необходимо проверить параметры раствора и с помощью реагентов довести вязкость, водоотдачу и плотность до требуемых значений.

Особые технологические требования применения ВКГР и ВГР аналогичны.

Организационно-технические и технологические особенности применения ВПРГ аналогичны особенностям применения ВГР. Необходимо лишь иметь в виду, что время растворения ВПРГ в воде — более значительное.

Граничные условия применения ВГР, ВКГР и промывочной жидкости на основе ВПРГ

Выполненные затем всесторонние производственные испытания предложенных БППЖ в сложных условиях рыхлых неустойчивых песчаных отложений на различных полевых участках работ позволили определить граничные условия их применения, а также установить технологические ограничения.

Данные по граничным условиям применения безглинистых полимерных промывочных жидкостей и технологическим ограничениям приведены в табл.28.

Граничные условия и технологические ограничения применения БПЗЖ

Таблица 28

Наименование промывочной жидкости	Граничные условия применения		Технологические ограничения		
	Статический уровень водоносного горизонта в скв., м	Коэффициент фильтрации порога водоносного горизонта, м/сутки	Максимальный диаметр скважины, мм	Максимальная скорость спускоподъёма, м/с	Максимальное число оборотов бурового спарда, мин-1
ВГР (водоплавающие растворы)	До 0	До 25	До 152 152-243 243-400	0,8-0,9	300-320 180-200 100-120
ВКГР (воло-КМЦ - глиановые растворы)	До +3 (напор)	До 35	До 500 и выше	0,8-0,9	180-320
Растворы на основе ВПРГ	До 0	До 25	До 243 243-400	0,8-0,9	180-320 100-180

Таким образом, на основании большого объема опытно - экспериментальных испытаний и производственного внедрения можно сделать следующие выводы:

1. Безглинистые полимерные промывочные жидкости ВГР, ВКГР и на основе ВПРГ являются высокоэффективными промывочными жидкостями для успешного вскрытия и освоения водоносных горизонтов в рыхлых неустойчивых песчано-гравийных отложениях.

2. Подтверждены граничные условия их применения.

3. Выработаны и сформулированы в инструктивных материалах технологические требования и организационно-технические условия их применения в указанных сложных условиях.

4. Разработана технология и доказана эффективность применения этих жидкостей для вскрытия и освоения водоносных горизонтов в многослойных коллекторах.

5. Разработаны условия применения и доказана эффективность ВГР для вскрытия и освоения подмерзлотных вод.

Глава ТРЕТЬЯ

МЕТОДИКА ВЫБОРА БАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ВОДУ В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ НА ОСНОВЕ ОЦЕНКИ ГЕОЛОГО- ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАТИВНОСТИ И ТЕХНИКО- ЭКОНОМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ВСКРЫТИЯ И ОСВОЕНИЯ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ

Базовые технологии (этот термин введён В.Г. Кардышем в 90-е годы) обеспечивают получение разнообразных качественных и количественных результатов. В различных горно-геологических условиях показатели базовых технологий будут существенно отличаться.

На всех стадиях поисков и разведки подземных вод, а также при решении других разнообразных гидрогеологических проблем важное значение приобретают вопросы необходимости информативности процессов вскрытия и освоения водоносных горизонтов, поскольку эта информация позволяет выбрать и обосновать рациональные методы выполнения последующих этапов работ.

Задача выбора и обоснования оптимальных условий использования базовых технологий решается в два этапа. На первом этапе — региональные гидрогеологические исследования, геолого-поисковые и геологоразведочные работы — информативные показатели, имеют первостепенную важность. Устанавливается достаточность получаемой геологической информации и выбираются базовые технологии; сравнение осуществляется с установленными предельными значениями отдельных показателей информационного массива.

В области оценки информативности способов бурения отметим исследования, выполненные Д.Н. Башкатовым, Б.М. Ребриком, И.В. Архангельским, В.В. Куликом, В.Н. Калининцевым, Н.В. Смирновым, С.С. Кочержуком. Теоретические

аспекты в области геологической информативности рассмотрены в работах И.С. Комарова, Г.К. Бондарина, М.А. Комарова, Д.А. Родионова, М.В. Раца и др.

В предприятии «Волгагеология» использовались различные способы бурения, наиболее широко применялись следующие способы:

- бурение сплошным забоем с промывкой глинистым раствором;
- бурение кольцевым забоем с промывкой глинистым раствором;
- бурение кольцевым забоем с промывкой полимерными растворами (ВГР – водоглиняные растворы, ВКГР — трёхкомпонентные растворы и др.);
- бурение кольцевым забоем с использованием газожидкостных систем (ГЖС);
- бурение с гидротранспортом керна.

Другие способы бурения, в т.ч. ударно-канатное, бурение «всухую» и др. применялись в единичных случаях и поэтому в рамках данной работы не рассматриваются.

Обоснование и выбор базовой технологии для решения поставленных задач является многокритериальной задачей векторной оптимизации.

Ранее Коломийцем А.М. был предложен метод ранжирования для оценки эффективных способов бурения, который прошёл практическую проверку и внедряется в практику. [2]

В настоящей работе предлагается новая методика оценки информативности различных способов и технологий бурения.

На основании обобщения большого фактического материала в таб.29 представлены усреднённые данные об информативности базовых технологий.

Информативность гидрогеологических показателей оценивается по результатам различных наблюдений.

Сравнительная оценка показателей

Способ бурения	Показатели гидрогеологической	
	Возможность фиксации встреченных водоносных горизонтов	Ориентировочная погрешность фиксации границ водоносных горизонтов
1. Вращательный с прямой промывкой глинистым раствором 1.1. сплошным забоем	Маломощные или малодебитные горизонты могут быть не зафиксированы, по окончании бурения обязательны интенсивная декольматация и каротаж скважин	Границы устанавливаются весьма ненадёжно и нестабильно; после декольматации от $\pm 1,0$ м и более
1.2. кольцевым забоем	При ограничении длины рейса и применении специальных колонковых труб возможна фиксация водоносных горизонтов по керну	При ограничении длины рейса до $\pm 0,1$ м
2. Вращательный с прямой промывкой водой 2.1. сплошным забоем	Водоносный горизонт фиксируется весьма точно	До $\pm 1,0$ м; каротажные работы затруднены
2.2. кольцевым забоем	То же	При ограничении длины рейса и применении специальных колонковых труб возможна фиксация водоносных горизонтов по керну с точностью до $\pm 0,1$ м
3. Вращательный с промывкой полимерными растворами (ВГР и ВКГР) кольцевым забоем	Водоносный горизонт фиксируется весьма точно	При ограничении длины рейса до $\pm 0,1$ м
4. Вращательный с обратной промывкой водой	То же	До $\pm 0,1$ м
5. Ударно-канатный	То же	До $\pm 0,5$ м
6. Вращательный с гидротранспортом керна	То же	до + 0,5 м

информативности		
Представительность керна или шлама	Возможность оперативной оценки гидрогеологических параметров водоносных горизонтов по результатам бурения	Возможность оценки гидрогеологических параметров водоносных горизонтов по результатам откачек или нагнетаний
Заглинизированный шлам	Низкая возможность; требуется проведение специальных работ по декольматации и опробованию водоносных горизонтов испытателями пластов и др.	В результате глинизации при бурении искажаются естественные параметры водоносных горизонтов: декольматация нестабильна и ненадёжна
Заглинизированный керн	—“—	—“—
Чистый шлам выбуриваемых пород	Высокая	Высокая
В устойчивых породах керн высокого качества, в неустойчивых плохого	Высокая	Высокая
Керн высокого качества даже в обводненных песчано-гравийных отложениях при использовании специальных колонковых снарядов типа ДЭКС	Высокая — после выполнения нескольких технологических операций по декольматации	Высокая
При бурении в устойчивых породах в виде деформированных цилиндров: в неустойчивых — в виде шлама	Высокая	Высокая
Перемешанный шлам в составе желоночной пульпы	Высокая	Высокая
Керн — в виде цилиндров — в устойчивых породах; в виде шлама — в неустойчивых	Достаточно высокая по степени поглощения воды при бурении	Достаточно высокая, но оборудование скважин под откачку затруднено

Основные виды гидрогеологических наблюдений и исследований в скважинах на воду

Таблица 30

№№ пп	Вид гидрогеологических наблюдений и исследований	Характер наблюдений и исследований	Условия применения
1	Гидрогеологические наблюдения в процессе бурения (механический каротаж).	Наблюдения за поглощением промышленной жидкости, скоростью бурения, отбор проб пород и др.	В скважинах различного целевого назначения.
2	Исследования водоносных пластов опробователями и испытателями пластов.	Отбор проб пластовой жидкости, оценка фильтрационных параметров пласта	На стадии разведочных гидрогеологических работ.
3	Исследования водоносных пластов глубинными пробоботборниками.	Отбор проб воды пробоботборниками.	При гидро-геохимических исследованиях на различных стадиях.
4	Исследования водоносных пластов скважин расходомерами.	Установление связи между водоносными пластами, уточнение фильтрационной неоднородности и гидрогеологических параметров пластов. Исследование характера загрузки фильтра по длине и пр.	На стадии разведочных гидрогеологических исследований в эксплуатационных скважинах для контроля работы фильтров.
5	Геофизические (каротажные) исследования.	Уточнение литологических границ слоёв, качественная характеристика водоносных пластов. Контроль качества цементации.	В скважинах различного целевого назначения.

Для оценки информативности базовых технологий бурения гидрогеологических скважин принимаются различные методики.

Ряд из них касаются тех этапов выполнения буровых работ, на которых получается лишь первичная информация. Это геолого-поисковые и разведочные гидрогеологические работы.

Для этого случая нередко использовался показатель информационной эффективности E , предложенный К.В. Архангельским. [2А]

$$E = \frac{J \cdot N_v}{\sum_1^n C_{pi} \cdot N_{pi}} [\text{dim. } p^{-1}] \quad (1)$$

где J – информативность бурения, бит;

N_v – объём бурения в условных категориях по буримости, м;

N_{pi} – объём бурения в породах i -ой категории, м;

n – число сочетаний категорий, интервалов бурения;

C_{pi} – стоимость 1 м бурения в породах i -ой категории.

Практическое использование показателя E затруднено по следующим причинам:

- информативность бурения оценивается по целому ряду показателей, важность которых на различных стадиях исследований различна;
- объёмы бурения на различных стадиях исследований существенно отличны, так же, как их стоимости и трудоёмкость.

В настоящее время на стадии поисков и разведки подземных вод используются различные способы бурения. Применительно к региону Средней Волги используются следующие базовые технологии:

- вращательное колонковое бурение с глинистым раствором;
- вращательное колонковое бурение с полимерными растворами;
- вращательное колонковое бурение с водой;
- вращательное колонковое бурение с газожидкостными смесями.

Каждая базовая технология бурения обеспечивает получение определённого объёма гидрогеологической информации. На различных стадиях гидрогеологических исследований и при решении различных целевых программ к получаемой информации предъявляются различные требования.

Для выполнения региональных поисковых и разведочных гидрогеологических исследований выделим следующие показатели информативности для базовых технологий бурения:

Z_1 – погрешность установления границ залегания водоносных горизонтов, м;

Z_2 – вероятность фиксирования водоносных горизонтов заданного удельного дебита, р;

Z_3 – представительность керна (шлама), условная безразмерная оценка;

Z_4 – эффективность работ по восстановлению дебитов и опробованию водоносных горизонтов, условная безразмерная оценка.

Если показатели Z_1 и Z_2 имеют соответственно размерности «метр» и «вероятность», то показатели Z_3 и Z_4 оцениваются условными безразмерными оценками. Например, безразмерная оценка представительности керна может оцениваться по двум составляющим: Y_1 — выход керна, Y_2 — степень изменения структурно-текстурных свойств. Если Y_1 может быть выражена в процентах, то Y_2 принимается методами экспертных оценок [4].

Может быть также использована психофизиологическая шкала Харрингтона, описываемая формулой:

$$d = e^{-e^{-y}} = \exp[-\exp(-y)], \quad (2)$$

где \exp – обозначенные экспоненты,

y – показатель информативности,

d – безразмерная оценка.

Шкала Харрингтона позволяет от численных параметров перейти к безразмерной оценке d .

В зависимости от видов и этапов выполняемых исследований, целевых заданий и конкретных геологических условий выработаны и используются некоторые предельные (минимальные) показатели информации: Z_1^{\min} , Z_2^{\min} , Z_3^{\min} , Z_4^{\min} ;

К сожалению, предельные показатели информации до настоящего времени ещё не закреплены на уровне региональных инструктивных материалов, хотя этот вопрос давно назрел.

Базовая технология рассматривается к применению, если выполняется условие: $Z_i > Z_i^{\min}$ (3)

В ряде случаев условие (3) может быть выполнено при определённом изменении базового технологического режима, например, путём перехода на бурение короткими рейсами, использования двойных колонковых снарядов и т.п.

Условие (3) позволяет выделить базовые технологии бурения, обеспечивающие выполнение целевого геологического задания.

В процессе сравнения показателей бурения, оценки буримости горных пород, расчленения геологического разреза и др. приходится сталкиваться с вопросами идентификации образцов (объектов) [2А].

В качестве примера рассмотрим показатель информативности Z_2 . При применении четырёх базовых технологий в регионе на опытных участках гидрогеологического бурения были получены сравнительные результаты, представленные в табл. 31.

Результаты эксперимента

Таблица 31

Базовая технология	Объём пробуренных скважин, шт	Частота фиксирования	Расчётная вероятность p	Расчётный уровень значимости
I	20	9	0,45	0,55
II	20	18	0,9	0,1
III	10	5	0,2	0,8
IV	24	21	0,875	0,135

Расчётные значения вероятности (или уровень значимости) для каждой технологии сравниваются с минимально допустимым значением P_{\min} , которое устанавливается директивно применительно к целевому заданию исследований. Если принять $P_{\min} = 0,85$, то целевому заданию отвечает II и IV технологии, которые в дальнейшем будем называть соответственно А и В. Суммарный уровень информативности для других групп водоносных горизонтов рассчитывается аналогичным образом. В случае, когда две и более технологии отвечают поставленному требованию, можно оценить суммарную информативность для всех групп выделенных водоносных горизонтов.

Различные технологии обеспечивают различную точность фиксирования водоносных горизонтов. Например, высокодебитные водоносные горизонты достаточно чётко фиксируются всеми рассматриваемыми технологиями, однако слабодебитные и низконапорные пласты технологией бурения

с промывкой глинистым раствором вообще не фиксируются и т.п.

Выделим следующие интервалы групп водоносных горизонтов по показателю удельности дебита (л/м.с): 0,1-0,5; 0,5-1,0; 1,0-1,5; 1,5-2,0; 2,0-2,5; 2,5-3,0; 3,0-3,5; 3,5-4,0; 4,0-4,5.

По результатам опытных работ установлены следующие частоты фиксирования водоносных пластов по каждому интервалу соответственно для рассматриваемых (ранее отображенных) технологий бурения (таб.32).

Таблица 32

№ интервала	Интервал	Частота попадания в группы		Частность, %				Отношение сглаженных частностей, Y_A/Y_B
		А	В	Вероятная		Сглаженная		
				А	В	А	В	
-1	-	0	0	0	0			
0	-	0	0	0	0			
1	0,1-0,5	12	7	80	46,6	56	35	1,6
2	0,5-1,0	12	8	80	53,3	72,73	49	1,49
3	1,0-1,5	12	9	80	60	82	61	1,34
4	1,6-2,0	13	10	86,6	66,6	83	69,95	1,18
5	2,0-2,5	13	13	86,6	86,6	86,89	81,18	1,07
6	2,5-3,0	14	13	93,3	86,6	93,28	88,62	1,04
7	3,0-3,5	15	15	100	100	97,32	95,9	1,01
8	3,5-4,0	15	15	100	100	79,33	88,66	0,88
9	4,0-4,5	15	15	100	100	70	70	1

В графах 3 и 4 помещены данные по частоте попадания фиксирования водоносных горизонтов технологиями А и В в каждом варианте. Графы 5 и 6 несут информацию о значениях относительных частностей в процентах, принимая за 100% сумму частностей соответственно А и В, во всех диапазонах. Например, для первого интервала и технологии А имеем

$$\frac{12}{15} \cdot 100 = 80\%$$

Чтобы свести к минимуму влияние выбора границ интервалов на результаты, в каждом интервале определяем сглаженные (средневзвешенные) частности методом вычисления скользящей средней. При этом учитываются частности данного признака в четырёх соседних диапазонах.

Использование метода Кульбака предусматривает разбивку информационного поля на число интервалов от 8 до 12.

Вычисление скользящих средних производится по следующим формулам (для технологии А):

$$\begin{aligned}
 \overline{y_{1A}} &= (0 + 0 + 4y_{1A} + 2y_{2A} + y_3) \cdot \frac{1}{10} \\
 \overline{y_{2A}} &= (0 + 2y_{1A} + 4y_{2A} + 3y_{3A} + y_4) \cdot \frac{1}{10} \\
 \overline{y_{3A}} &= (y_{1A} + 2y_{2A} + 4y_{3A} + 2y_{4A} + y_5) \cdot \frac{1}{10} \\
 \overline{y_{4A}} &= (y_{2A} + 2y_{3A} + 4y_{4A} + 2y_{5A} + y_6) \cdot \frac{1}{10} \\
 \overline{y_{5A}} &= (y_{3A} + 2y_{4A} + 4y_{5A} + 2y_{6A} + y_7) \cdot \frac{1}{10} \\
 \overline{y_{6A}} &= (y_{4A} + 2y_{5A} + 4y_{6A} + 2y_{7A} + y_8) \cdot \frac{1}{10} \\
 \overline{y_{7A}} &= (y_{5A} + 2y_{6A} + 4y_{7A} + 2y_{8A} + y_9) \cdot \frac{1}{10} \\
 \overline{y_{8A}} &= (y_{6A} + 2y_{7A} + 4y_{8A} + 2y_{9A} + 0) \cdot \frac{1}{10} \\
 \overline{y_{9A}} &= (y_{7A} + 2y_{8A} + 4y_{9A} + 0 + 0) \cdot \frac{1}{10}
 \end{aligned} \tag{4}$$

Отношение сглаженных частностей (графа 9) показывает, во сколько раз рассматриваемые технологии отличаются по информационному показателю друг от друга.

Информативность рассматриваемых двух базовых технологий бурения по показателю Z_2 для водоносных горизонтов с удельными дебитами от 0,1 до 3,0 л/м.с различна. В интервале от 3,0 до 4,5 л/м.с показатель Z_2 идентичен. Для установленной вероятности $p^{\min} \geq 0,8$ технология В в интервалах от 0,1 до 2,0 л/м.с не может быть рекомендована к применению.

В случаях, когда базовая технология не обеспечивает получения необходимой геологической информации, то требуется либо перейти на использование другой базовой технологии, либо внести в неё определённые коррективы.

Если информационные показатели на всех интервалах отвечают поставленному условию {3}, то предпочтение следует отдать той технологии, у которой суммарный информационный показатель по всем интервалам будет большим:

$$\sum Z'_i \rightarrow \max \quad (5)$$

Влияние различных факторов на показатель того или иного процесса оценивается методами дисперсионного анализа, который наиболее эффективен при одновременном изучении нескольких факторов.

Однако практическое использование дисперсионного анализа наталкивается на серьёзные трудности, связанные, в первую очередь, с малыми объёмами выборок наблюдений, а это, в свою очередь, не позволяет однозначно ответить на вопросы:

- можно ли рассматривать результирующий признак или его преобразованную функцию как случайную выборку из генеральной совокупности, подчинённую нормальному закону распределения?
- однородны ли дисперсии рассматриваемых показателей?
- коррелированы ли факторы?

Для решения таких вопросов целесообразно использовать экспресс-методы, основанные на изучении ограниченного объёма информации. При этом информационные признаки могут использоваться в задаче распознаваемых образов в качестве коэффициентов, определяющих степень влияния каждого фактора. Дисперсионный анализ с помощью критерия F в таких случаях позволяет оценить лишь достоверность

отличий, тогда как величины информативности признаков могут использоваться в задаче распознавания образов и оценивать степень эти отличий [3, 6].

Для оценки влияния на рассматриваемый показатель того или иного фактора вместо дисперсионного и корреляционного анализа может быть использован также ассоциативный анализ, требующий существенно меньших вычислений и объёмов информации.

Процедура Кульбака предусматривает расчёт диагностического коэффициента D :

$$D = 10 \lg \frac{y_A(6)}{y_B}$$

Однако использование этого коэффициента принципиально не отличается от расчётного отношения сглаженных частот $\frac{y_A}{y_B}$ для отдельных интервалов (диапазонов).

Информативность по методу Кульбака рассчитывается отдельно для каждого j -го диапазона:

$$J(x'_j) = D(x'_j) \cdot \frac{1}{2} \left[p\left(\frac{x'_j}{A}\right) - p\left(\frac{x'_j}{B}\right) \right]^{(7)}$$

где $p\left(\frac{x'_j}{A}\right)$ и $p\left(\frac{x'_j}{B}\right)$ – вероятность попадания соответственно в группу A и B j -го признака.

Общую информативность признака по Кульбаку рекомендуется суммировать по всем интервалам:

$$J(x'_j) = \sum J(x'_j) \quad (8)$$

Последовательная диагностическая процедура оценки осуществляется по формуле Байеса:

$$\text{порог } A \leq \frac{P\left(\frac{x_1^1}{A}\right)}{P\left(\frac{x_1^1}{B}\right)} \cdot \frac{P\left(\frac{x_2^2}{A}\right)}{P\left(\frac{x_2^2}{B}\right)} \dots \frac{P\left(\frac{x_j^j}{A}\right)}{P\left(\frac{x_j^j}{B}\right)} \leq \text{порога } B \quad (9)$$

Перемножение вероятностей продолжается до тех пор, пока не будет достигнут порог A или порог B . Когда порог

достигнут, то принимается решение об отнесении объекта к группе А или к группе В.

Процедура Кульбака и расчет информативного признака $J(x_i)$ допустимы лишь в том случае, если каждый информативный признак отвечает установленным предельным значениям.

Использование условия [9] является не полным, поскольку сравниваемые технологии должны быть ещё оценены по экономическим критериям. Их использование возможно, если на стадии опытного использования различных базовых технологий в сходных горно-геологических условиях определены отдельные показатели видов работ (стоимости бурения, освоения скважины, время бурения и др.).

Суммарные затраты на бурение скважин и освоение водоносных горизонтов рассчитывается по формуле:

$$\sum C_{\delta} + \sum C_o = C_{\Sigma} \quad (10)$$

где $\sum C_{\delta}$ – суммарные капитальные и текущие затраты на бурение и оборудование скважины; $\sum C_o$ – суммарные капитальные и текущие затраты на освоение и опробование водоносных пластов.

Заданное (плановое) время сооружения скважин выступает в данном случае в виде ограничений (упоров). В такой постановке задача переходит в разряд многокритериальных или задач векторной оптимизации.

Таким образом, обоснование и выбор оптимальной базовой технологии бурения разведочных гидрогеологических и геолого-поисковых скважин применительно к заданным целевым задачам и геолого-гидрогеологическим условиям работ осуществляется из условий выполнения плановых показателей гидрогеологической информации. Отвечающие этим требованиям базовые технологии сравниваются по показателю денежных затрат на сооружение этих скважин.

Показатель информативности Z и общая стоимость выполненных работ C являются критериями, имеющих определённую связь. Например, повышение показателя информативности за счет использования двойных колонковых снарядов или опробователей пластов повышает стоимость работ и т.п.

Поэтому оптимальное решение о приоритете той или иной базовой технологии принимается на основе компромисса, когда устанавливаются допустимые отклонения ΔZ , т.е. ценой какой уступки в одном критерии приобретается выигрыш в другом:

$$Z_{\Sigma} = Z^{\min} \pm \Delta Z; C_{\Sigma} = C_z^{\max} \pm \Delta C \quad (11)$$

Принятая ранее схема, когда решение принимается на основании рассмотрения двух критериев, не всегда возможна. Например, при гидромелиоративных и других исследованиях может быть выделен информативный показатель фиксирования засоленных водоносных горизонтов и т.п. В качестве отдельного критерия может быть принята экологическая чистота технологии и т.п.

Процесс бурения является сложной системой, в которой задействована большая группа факторов [1]. Состояние системы определяется степенью её неопределенности, которую рассчитывают по величине энтропии [12]:

$$H[X] = \sum_{i=1}^h P_i \log_a P_i, \quad (12)$$

где $H[X]$ – энтропия системы,

P_i – вероятность различных состояний системы.

В практике оценки информативных показателей в бурении рекомендуется использовать в качестве основания логарифма $a=2$, т.е. энтропия вычисляется в двоичных единицах.

Введём показатель $\eta(P_i) = P \log_a P$

Тогда формула [12] примет вид: $H[X] = \sum_{n=1}'' \eta(P_i)$
(13)

Для системы, состоящей из нескольких более простых систем (подсистем), энтропия сложной системы определяется по формуле:

$$H(XY) = \sum_{i=1}'' \sum_{i=1}''' P_{il} \log_a P_{il} \quad (14)$$

В других обозначениях формула [14] имеет вид:

$$H(XY) = \sum_{i=1}^n \sum_{i=1}^m \eta(P_{il}) \quad (15)$$

где P_{il} – вероятность того, что система находится в состоянии (x_i) .

$$H\left(\frac{Y}{X}\right) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m P_i \eta [P\left(\frac{Y_j}{X_i}\right)] \quad (16)$$

где P_j – вероятность состояния системы;
 m – число систем (подсистем) $j=1,2,\dots,m$
 $i=1,2,\dots,n$

Информация об объекте будет достоверной, если информативность признаков будет также достоверной. Иначе можно сказать, что информативность объекта должна быть эквивалентна информативности признаков.

Операция по вычислению энтропии позволяет оценить информацию об объекте.

Следует заметить, что увеличение объема полученной в результате эксперимента информации позволяет уменьшить неопределенность системы,

Качество накопленной информации, по которой исследуется объект, зависит от количества информативных признаков x_1, x_2, x_n . Информативность признаков должна быть достоверной, а суммарная информативность будет эквивалентна информативности признаков.

Операция по выбору достаточного числа информативных признаков не формализована и может осуществляться путем использования методов ранговой оценки и др. [2]. Следует выбрать наиболее важные для изучения объекта признаки, и те признаки, которые в меньшей степени изменяются от одного объекта к другому, имеют наименьшие дисперсии и достаточно просто измеряются.

Например, для разделения отдельных пластов пород друг от друга в процессе углубки скважины можно выделить следующие информационные признаки: x_1 – механическая скорость бурения, x_2 – крутящий момент, x_3 – параметры очистного агента, x_4 – давление в нагнетательной линии, x_5 – вибрация бурового инструмента.

Опытная проверка данных признаков на типовых геологических разрезах позволяет составить свободную таблицу вероятностей каждого признака для отдельной породы (таб. 33).

Тип горной породы	Информационные признаки				
	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅
Y ₁	a ₁	b ₁	c ₁	d ₁	e ₁
Y ₂	a ₂	b ₂	c ₂	d ₂	e ₂
Y ₃	a ₃	b ₃	c ₃	d ₃	e ₃
Y ₄	a ₄	b ₄	c ₄	d ₄	e ₄
Y ₅	a ₅	b ₅	c ₅	d ₅	e ₅

Величина энтропии вычисляется для каждой группы пород:

$$H\left(\frac{Y}{X_1}\right) = \eta(a_1) + \eta(a_2) + \dots + \eta(a_m)$$

$$H\left(\frac{Y}{X_2}\right) = \eta(b_1) + \eta(b_2) + \dots + \eta(b_m)$$

$$H\left(\frac{Y}{X_m}\right) = \eta(e_1) + \eta(e_2) + \dots + \eta(e_m)$$

Анализ установленных информативных признаков x_1, x_2, x_3, x_4, x_5 позволяет сделать следующие выводы:

наибольшую информативность в различных породах обеспечивает показатель x_1 ,

информативный показатель x_2 требует установки на буровом станке дополнительного прибора;

информативный показатель x_3 измеряется с некоторой ошибкой, которая тем больше, чем больше глубина скважины;

информативные показатели обеспечивают достаточную вероятность в определенных породах: x_4 — в пластичных породах, x_5 — в породах с включениями гальки и щебня, трещиноватых породах и т.д.

Говоря об информации, как об объёме знаний о состоянии того или иного объекта или системы, необходимо подчеркнуть, что сама информация функционально связана с экономическими критериями, т.е. с затратами средств и времени на получение этой информации.

При бурении разведочно-эксплуатационных, эксплуатационных, водопонизительных и технических скважин имеется

достаточно полная информация о геологическом и гидрогеологическом строении участка работ. В этом случае при выборе базовой технологии первостепенное значение приобретают технико-экономические критерии, а информационные показатели выступают в качестве дополнительных ограничений.

В технической литературе широко известны рекомендации Е.А. Козловского, В.М. Питерского, В.И. Игнатова, Р.Х. Гафиятуллина и др. по использованию критерия стоимости 1 м бурения. Однако применительно к гидрогеологическим скважинам этот показатель мало приемлем, т.к. не учитывает затрат на оборудование и опробование водоносных пластов, которые составляют значительную величину в общем балансе капитальных и текущих затрат.

Весьма полным критерием является критерий стоимости удельного дебита, предложенный А.В. Панковым, однако наиболее полно различные стоимостные и другие показатели могут быть свёрнуты в единый безразмерный отклик, если постановку задачи трансформировать в русло известных аддитивных и мультипликативных многокритериальных процедур,

На основании обобщения и анализа большого фактического материала по технико-экономическим показателям базовых технологий бурения установлены следующие частные критерии: F_1 – стоимость работ на сооружение скважины; F_2 – время сооружения скважины, сутки; F_3 – удельный дебит, л/м.с; F_4 – дебит, л/с.

Такого рода многокритериальные (векторные) задачи могут решаться различными методами. Одним из подходов в решении таких задач является метод Порето, который, однако, не определяет единственное оптимальное решение, а лишь сужает число альтернатив [4].

Использование обобщённых критериев оптимизации позволяет свернуть в единый отклик несколько частных критериев, имеющих различный физический смысл и размерность. Применительно к технологиям бурения такого рода критерии в различное время были предложены Е.А. Козловским, Б.М. Ребриком, И.В. Архангельским, А.Т. Киселевым, Д.Н. Башкатовым, А.Н. Лифшицем и др.

Не ставя под сомнение целесообразность использования обобщенных (комплексных) критериев оптимизации вообще,

отметим факторы, которые в ряде случаев существенно снижают эффективность их применения:

- трудности объективного установления предельных (максимальных и минимальных) значений отдельных технологических параметров;
- то же — весовых коэффициентов, устанавливающих вес (значимость) уровня для отдельных параметров.

Определёнными преимуществами в этом плане обладают так называемые аддитивные критерии, позволяющие осуществлять выбор оптимального решения с позиций компромисса.

Целевая функция критерия оптимизации имеет вид:

$$F(x) = \sum_{i=1}^n \frac{F_i(x)}{F_i^0(x)} = \sum_{i=1}^n c_i \cdot f_i(x), (18)$$

где $F_i(x)$ — i -ый частный критерий,

$F_i^0(x)$ — нормирующий делитель,

$f_i(x)$ — нормированное значение частного критерия,

c_i — весовой коэффициент частного критерия.

Функция (18) позволяет осуществлять компромисс, когда улучшение одного критерия компенсирует ухудшение значений других. Значение весовых коэффициентов определяется на основе методов экспертных оценок и других формальных процедур.

Недостатком целевой функции (18) является определённая взаимная компенсация частных критериев. Например, значительное уменьшение одного из критериев вплоть до нуля может быть перекрыто возрастанием других. Ослабить этот недостаток можно, если ввести ограничения на минимальные (максимальные) значения частных критериев и их весовые коэффициенты.

Таким образом, функция (18) осуществляет компромисс, при котором улучшение одних частных критериев компенсируется ухудшением других. Составленный критерий (18) выступает как формальный математический приём, обеспечивающий задаче удобный для решения вид.

Более аргументированное решение принимается, если использовать так называемый принцип справедливой компенсации, когда суммарный уровень относительного снижения значений одного критерия не превышает суммарного уровня относительного увеличения значений других критериев.

Математическая формула условия оптимальности на принципе справедливой компенсации имеет вид:

$$\sum_{i=1}^n \frac{\Delta F_1(x)}{F_1(x)} = 0, \quad (19)$$

где $\Delta F_1(x)$ – приращение i -го критерия, $F_1(x)$ – первоначальное значение i -го критерия.

Так как $\Delta F_1(x) \ll F_1(x)$, представим [12] в виде дифференциала натурального логарифма:

$$\sum_{i=1}^n \frac{\Delta F_1(x)}{F_1(x)} = \sum_{i=1}^{11} d(\ln F_1(x)) = d(\ln \prod_{i=1}^{11} F(x)) = 0 \quad (20)$$

Выражение [12] позволяет сформулировать обобщенный мультипликативный критерий оптимальности:

$$F(x) = \prod_{i=1}^{11} F_1(x) \quad (21)$$

Т.е. мультипликативный критерий образуется путем перемножения частных критериев. Степень важности различных параметров учитывается весовыми коэффициентами C_1 :

$$F(x) = \prod_{i=1}^{11} F_1^{C_1}(x) \quad (22)$$

$$F(x) = F_1^{C_1} \cdot F_2^{C_2} \cdot F_3^{C_3} \cdot F_4^{C_4} \quad (23)$$

Значения весовых коэффициентов C_1 устанавливаются из условия:

$$\sum C_1 = K, \quad \text{где } K - \text{некоторое заданное число (} K=10, 20 \dots \text{)} \quad (24)$$

В зависимости от гидрогеологических условий и целевого назначения скважин установлены рациональные области применения различных базовых технологий (таб. 34) и определено, что в сложных условиях бурения гидрогеологических

скважин в рыхлых неустойчивых отложениях (пески и песчано-гравийные породы) малоэффективны ударно-канатное бурение и бурение с промывкой глинистым раствором, весьма ограничен спектр применения вращательного бурения с промывкой технической водой (прямой и обратно всасывающей).

Наиболее предпочтительными в таких условиях является вращательное бурение с промывкой полимерными растворами.

Способ бурения	Достоинства	Недостатки
1. Вращательный с прямой промывкой глинистым раствором	1. Высокие механические и коммерческие скорости бурения. 2. Устойчивость ствола скважины в любых отложениях (кроме валунно-галечниковых). 3. Возможность бурения скважин любой глубины. 4. Низкая металлоёмкость скважин.	1. Значительная кольматация водоносных горизонтов. 2. Невозможность гарантированной раскольматации 3. Очень высокая стоимость 1 м ³ /час удельного дебита поднятой воды. 4. Ограничение диаметров бурения (<500 мм).
2. Вращательный с прямой промывкой водой	1. Высокие механические и коммерческие скорости бурения. 2. Высокая достоверность г/геологических параметров водоносных горизонтов и простота их освоения. 3. Низкая материалоемкость.	1. Невозможность сооружения скважин при $K_{\phi} > 15$ м/сутки и $H_{ст} < 3-5$ м. 2. Плохой вынос шлама, что ограничивает диаметр бурения (<250 мм). 3. Невозможность длительных остановок в процессе бурения. 4. Необходимость строгого соблюдения особых технологических условий бурения. 5. Затруднённость применения в зимних условиях.
3. Вращательный с прямой промывкой полимерными растворами (ВГР и ВКГР)	1. Высокие механические и коммерческие скорости бурения. 2. Устойчивость ствола стенок скважин при $K_{\phi} > 25$ м/сутки для ВГР и $K_{\phi} > 35$ м/сутки для ВКГР и $H_{ст} < 3$ м. 3. Высокая достоверность гидрогеологических параметров водоносных горизонтов и простота их освоения. 4. Возможность охлаждения растворов до -5 – -7°С.	1. Необходимость соблюдения ряда технологических требований для оперативной раскольматации. 2. Невозможность эффективного бурения в гравийно-галечниковых отложениях.

Различные изменения	Пути совершенствования
<p>При вскрытии и освоении мощных водоносных горизонтов, где раскольматация пласта эффективна и гарантирована; по мере совершенствования других прогрессивных способов бурения область применения данного способа должна сокращаться.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Разработка специальных рецептур самораспадающихся глинистых растворов. 2. Разработка эффективных способов раскольматации скважин. 3. Разработка опережающих способов опробования скважин.
<p>Бурение в мелко-и среднезернистых песках с $K_{cp} < 15$ м/сутки и $H_{ст} > 3-5$ м при диаметрах < 250 мм в условиях бесперебойного водоснабжения летом.</p>	
<p>Бурение в рыхлых неустойчивых отложениях с K_{cp} до 35 м/сутки и $H_{ст}$ до +3м в любое время года, в т.ч. в многолетних мёрзлых породах при диаметре скважин до 500 мм.</p>	<p>Разработка новых экологически чистых эффективных полимеров и рецептур.</p>

Способ бурения	Достоинства	Недостатки
4. Вращательный с обратной промывкой водой	<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокие механические скорости бурения в рыхлых породах. 2. Высокая достоверность гидрогеологических параметров водоносных горизонтов и простота их освоения. 3. Возможность бурения скважин диаметром до 1500 мм. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Практическая невозможность сооружения скважин при $K_{cp} > 15$ м/сутки и $H_{ст} < 3-5$ м. 2. Возможная глубина скважины до 100-150 м. 3. Невозможность бурения скважин диаметром < 250 мм из-за отсутствия технологического инструмента. 4. Очень высокие расходы воды и необходимость непрерывного водоснабжения. 5. Необходимость строгого соблюдения особых технологических условий бурения. 6. Затруднённая возможность применения в зимних условиях. 7. Отсутствие качественного технологического оборудования и инструмента
5. Ударно-канатный	<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокая достоверность гидрогеологических параметров водоносных горизонтов и простота их освоения. 2. Отсутствие потребности водо-и глиноснабжения. 3. Возможность бурения скважин большого диаметра в рыхлых отложениях. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Невысокие скорости бурения. 2. Высокая трудоёмкость и металлоёмкость. 3. Ограниченность глубин бурения (до 100-150 м). 4. Сложность технологии бурения в рыхлых неустойчивых отложениях; невысокая транспортability оборудования.
6. Вращательный с гидротранспортом керна	<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокие механические скорости бурения в рыхлых породах. 2. Высокая достоверность гидрогеологических параметров водоносных горизонтов и простота их освоения. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Сложность оборудования скважин под освоение по окончании бурения. 2. Ограниченность глубины бурения (до 250 м). 3. Небольшие диаметры бурения (до 150 мм). 4. Необходимость бесперебойного водоснабжения. 5. Невозможность работы зимой.

Глава ЧЕТВЁРТАЯ

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ БУРЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА ТВЁРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВОДОРАСТВОРИМЫХ ПОЛИМЕРОВ

В процессе лабораторных исследований, опробования и внедрения в производственных испытаниях безглинистых полимерных промывочных жидкостей ВГР, ВКГР и на основе ВПРГ для эффективного вскрытия и освоения водоносных горизонтов в сложных условиях рыхлых неустойчивых песчано-гравийных отложений был выявлен ряд их особых качеств, которые привели к мысли использовать их по ряду направлений для сооружения скважин на твёрдые полезные ископаемые.

Разработка инновационной технологии бурения геолого-разведочных скважин на пески с применением ВГР и ВКГР двойным эжекторным колонковым снарядом ДЭКС

Одно из инновационных направлений — это бурение скважин на стекольные, формовочные, общестроительные пески; на пески, как мелкие заполнители бетона; на титано-циркониевые россыпи.

Все эти полезные ископаемые залегают в мощных толщах песчано-гравийных обводнённых отложений, и бурение по ним традиционными методами сопровождается значительным комплексом сложностей.

В качестве основных методов бурения и отбора проб на такие полезные ископаемые, как правило, ранее использовался ударно-канатный способ бурения желонкой с опережающей обсадной колонной.

Понятно, что этот метод имеет невысокую производительность и трудоёмкость, Большие усилия затрачивались на расходку обсадных колонн и на перемещение труб, т.к. использовались трубы от Ø168 мм и более – нередко опускалось несколько колонн.

Но главное — при таком методе достоверность отбираемого ядерного материала (из желонки) крайне невысокая, т.к. материал перемешивался, обогащался крупным материалом (мелкий вытекал из желонки).

Нередко характеристика опробуемого материала, полученного при таком способе его отбора, существенно отличалась от тех, что обнаруживались при эксплуатационной отработке различных месторождений песков и песчано-глинистых смесей. А именно, констатировались серьёзные, нередко принципиальные отличия по гранулометрическому и минералогическому составу, содержанию глинистой составляющей, весьма неточно отбивались литологические границы, не фиксировались прослойки глины и торфов. Трудности вызывала отбивка границ кровли и подошвы прослоев песков, как полезного ископаемого, особенно если во вскрыше и подошве также имелись пески, не являющиеся полезным ископаемым.

Особые сложности возникали при бурении на формовочные пески, где по разрезу должны были чётко отбиваться все разновидности их (а это десятки различных марок!), а также на стекольные пески, где при использовании опережающих колонн и желонки происходило недопустимое обогащение песчаного материала железом.

Бурение же с промывкой глинистым раствором по таким разрезам сопровождается загрязнением песков и ПГС глинистой составляющей.

Поэтому были предприняты усилия по разработке технологии бурения по таким разрезам на различные пески и ПГС как полезное ископаемое с применением безглинистых полимерных промывочных жидкостей ВГР или ВКГР, которые, с одной стороны, обеспечивали устойчивость ствола скважин в таких условиях и снижение фильтрационного расхода, а, с другой стороны, препятствовали искажению фактических данных по глинистой составляющей этих песков.

Получение полного, представительного и неразрушенного ядра песков и ПГС, позволяющего не только проводить отбор качественных проб, но и осуществлять детальное описание его структурных и текстурных характеристик, чётко отбивать границы полезного ископаемого, намечалось полу-

чить отработкой технологии бурения с применением двойных эжекторных колонковых снарядов ДЭКС.

Первые испытания намеченной к разработке технологии были осуществлены на Городецком участке поисково-разведочных работ на строительные пески. Геологический разрез был представлен чередованием средне- и крупнозернистых песков, содержащих гравий и гальку, с небольшими прослоями глин и торфов, весьма водообильных (по данным гидрогеологов $-K_{\phi} > 35$ м/сутки).

Вначале был приготовлен 5% раствор гипана, однако его вязкость было явно недостаточно, т.к. наблюдалось сильное поглощение промывочной жидкости и, как следствие обвал стенок скважин и прихват бурового инструмента.

Тогда было решено использовать ВКГР. Были последовательно применены три рецептуры (таб. 35).

Таблица 35

Содержание гипана, %	Содержание КМЦ, %	Условная вязкость по СПВ-5, с	Характер осложнений в скважине
4,0	0,2	3 4	Интенсивное поглощение, обвалообразование
4,0	0,4	38	Частичное поглощение (около 30%), стенка скважины оплывает
4,5	1,3	51	Минимальное поглощение, стенка скважины устойчива

Скважина глубиной 38,0 м пройдена без осложнений. При этом во время бурения производилась отработка параметров технологии бурения с ДЭКС'ом определялись – оптимальное опережение внутренней коронки, рациональное расстояние между диффузором и насадкой, необходимое количество подаваемой промывочной жидкости, производительность эжектируемого потока и др. параметры, так как первоначально не удавалось получить необходимое количество и качество керна песка и ПГС (он размывался, выпадал из внутренней трубы).

Затем были проведены широкие опытно-экспериментальные исследования бурения ДЭКС'ами с промывкой безглинистой полимерной промывочной жидкостью ВКГР на Лап-

шангском участке на стекольные пески, где водообильность по площади месторождения по разрезу колебалась в пределах 20-40 м/сутки.

Всего было пробурено 1887 м скважин глубиной до 50 м с промывкой ВКГР с содержанием гипана в среднем около 5% и КМЦ– 1,5%.

Большой объём производственных испытаний был выполнен далее на Бурцевском месторождении формовочных песков, в которых, как известно, весьма жёсткие требования к поинтервальному отбору качественного керна песков для выделения по разрезу скважин различных марок формовочных песков. Объект расположен в болотистой местности при высоких статических уровнях водоносного горизонта.

На этом объекте осуществлялась доработка технологии бурения ДЭКС'ами с промывкой ВКГР, параметры которого изменялись оперативно добавлением КМЦ в зависимости от степени поглощения.

Окончательная доработка этой технологии была осуществлена на объекте «Поиски и разведка песков и ПГС в верховьях р. Лапшанги в Варнавинском районе и в западной части Дзержинского района в Нижегородской области».

Средняя глубина скважин здесь — 22,4 м, обводнённая толща почти повсеместно начинается от 0 до 2 м.

Пробурено более 4 тыс.м скважин ДЭКС'ами диаметром 146/127 мм, в основном с применением ВКГР. Выход керна был обеспечен 100%, случаи перебурки единичны. Бурение велось открытым стволом без обсадных труб. На этом участке был проведён производственный эксперимент по достижению максимальной месячной проходки. Буровая бригада мастера Клипы В.И, при непрерывной месячной 2-х сменной работе (в течение светового дня летом) пробурила за месяц более 1200 пог.м скважин с высоким качеством кернового материала.

Большие объёмы буровых работ были выполнены на Лухском участке геологоразведочных работ на пески и ПГС, где полное поглощение 5%-ного ВГР условной вязкостью 28с начиналось уже с 5 м.

Поэтому сначала применяли ВКГР условной вязкостью 38с, интенсивное поглощение продолжалось. Окончательный вариант ВКГР, который позволил осуществлять бурение без

осложнений, был такой: гипан 7%, КМЦ — 1-2%. Условная вязкость 55-60с. Расход ВКГР на 1 м бурения — 0,3 м³.

Аналогичные условия были также на Краснобаковском участке стекольных песков, где для успешного бурения с промывкой ВКГР потребовалось доводить его условную вязкость до 50с по обводнённой части разреза.

Здесь было отработано, какое оптимальное количество промывочной жидкости необходимо было подавать для получения кондиционного керна. На данном месторождении производительность эжектируемого потока промывочной жидкости устанавливалась 15 л/мин при общей производительности 80 л/мин. При большей производительности эжектируемого потока происходил размыв верхней части кернового материала, при меньшей — подклинка крупным гравием и галькой.

Применение ВГР и ВКГР при бурении на титано-циркониевые россыти

На Лукояновском месторождении титано-циркониевых песков, которое представляет из себя пропласток мощностью около 1 м, обогащённый минералами титана и циркония (ильменит, рутил и др.) и залегающий в толще пустых песков.

При бурении с промывкой глинистым раствором ДЭКСы работали плохо (размывался керн, трудно регулировать производительность эжектируемого потока и др.).

Поэтому по нашему предложению перешли на бурение с промывкой ВГР. Пески по разрезу тонкодисперсные, плавунные. Бурение успешно велось с промывкой ВГР условной вязкостью 20-24с без осложнений. Месторождение было успешно опосковано и выделена Итмановская залежь титано-циркониевых песков.

В результате опытно-экспериментальных и широких производственных испытаний была отработана технология бурения скважин на пески, ПГС и россыпи с промывкой ВГР и ВКГР двойными эжекторными колонковыми снарядами ДЭКС.

Применялись ДЭКС с некоторыми конструктивными изменениями эжекторного узла, изготавливаемого в собственных механических мастерских.

ДЭКС (рис. 17) состоит из следующих основных деталей: переходника 1 для соединения с колонной бурильных труб и корпусом камеры смешения 2, наружной колонковой трубой 3 и насадкой 4, тройного переходника 5 для соединения с нижней частью камеры смешения 2, диффузором 6 и переходником 7, к которому присоединены внутренняя колонковая труба 8 и фильтр 9. В качестве породоразрушающего инструмента используют серийные коронки типа СМ.

Принцип действия снаряда основан на создании обратного потока промывочной жидкости в керноприёмной трубе с помощью эжекторного (струйного) насоса.

Промывочная жидкость, подаваемая насосом через диффузор, соединительный канал и межтрубное пространство поступает на забой скважины, где разделяется на рабочий и эжектируемый потоки, Рабочий поток по кольцевому пространству между стенками скважины и бурильным снарядом направляется к устью скважины, а эжектируемый — через кольцевое пространство между керном и внутренней поверхностью керноприёмной трубы и камеру смешения.

Гидроразрыв керна предотвращается благодаря высокому КПД эжекторного насоса, составляющему 15-30%, т.к. при подаче основного потока 100 л/мин подача эжектируемого равна 15-30 л/мин. КПД ДЭКС зависит в основном от зазора между насадкой и диффузором, оптимальная величина которого равна 5-10 мм.

При использовании ДЭКС до начала бурения необходимо:

- отрегулировать промывочный насос на оптимальную подачу, равную 200-240 л/мин;
- проверить подачу ДЭКС на поверхности, которая должна составлять 15-30% от подачи насоса, и при необходимости отрегулировать её изменением зазора между диффузором и насадкой;
- установить опережение внутренней колонковой трубы специальными регулировочными кольцами в зависимости от характера проходимых пород;
- перед каждым спуском снаряда в скважину его внутренние полости и каналы необходимо очистить от шлама.

Двойной эжекторный колонковый снаряд (ДЭКС)

1 – переходник; 2 – насадка; 3 – камера смешения; 4 – наружная колонковая труба; 5 – смеситель; 6 – распределительная головка; 7 – нижний переходник; 8 – фильтр; 9 – керноприемная труба

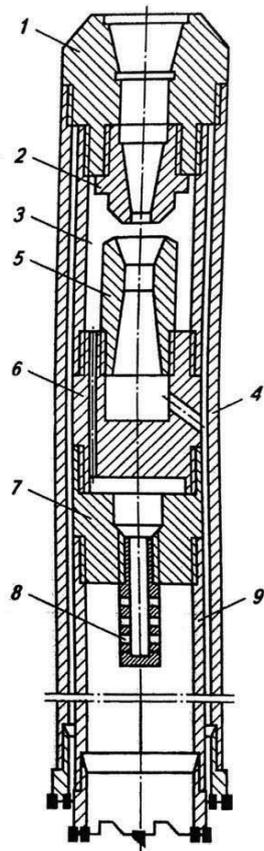


Рис. 17. Двойной эжекторный колонковый снаряд (ДЭКС)

Рекомендуемые параметры режимов бурения приведены в таб. 36.

Таблица 36

Характеристика пород	Опережение внутренней колонковой трубы, мм	Частота вращения снаряда, об/мин	Осевая нагрузка, даН	Углубка за рейс, м
Обводнённые пески и ПГС средним диаметром до 4 мм	100-120	100-110	700-800	1,-2,5
ПГС с гравием диаметром более 4 мм	100-120	100-110	500-600	1,0-2,5
Глинистые породы, известняки, доломиты	20-40	200	400-600	1,0-1,5

В качестве промывочной жидкости для ДЭКС применяют полимерные растворы: водогипановые (ВГР) и трёхкомпонентные водокарбоксиметилцеллолозогипановые (ВКГР). ВГР в сочетании с ДЭКС применяют при сооружении скважин в гравелистых и крупнозернистых коллекторах с K_{ϕ} до 25 м /сут. При $K_{\phi} > 25$ м³/сут крепящих свойств ВГР бывает недостаточно, что может вызвать резкое увеличение фильтрационного расхода промывочной жидкости, а также частичное или полное обрушение стенок скважин и соответственно осложнения, дополнительные затраты времени и средств. Поэтому в этих случаях в качестве промывочной жидкости применяют ВКГР.

Наиболее эффективен ВКГР, в котором процентное соотношение компонентов равно: гипан — 1-5, КМЦ 0,2-1,5, вода — остальное. Применение ВКГР в сочетании с ДЭКС обеспечивает 100%-ный выход керна ненарушенной структуры даже при бурении в обводнённых песчаных породах.

Нами были отработаны технологические и организационно-технические рекомендации применения указанной технологии,

Особенности технологии бурения двойными эжекторными снарядами по песчаным породам

1. Перед спуском снаряда в скважину все его внутренние полости (камера смещения, каналы обратного потока, обрат-

ный шариковый клапан и т.д.) должны быть освобождены от песка и шлама.

2. При спуске снаряда на расстоянии 1,5-2 м от забоя необходимо включить насос для промывки скважины от шлама и при максимальной производительности бурового насоса с вращением доходить до забоя. После промывки приподнять снаряд на 5-10 см от забоя, отрегулировать расход промывочной жидкости при плавной подаче осевой нагрузки начать бурение.

3. Перед началом проведения буровых работ необходимо проверить буровой насос на его производительность. Оптимальная производительность насоса должна быть 200-240 л/мин.

4. Необходимо иметь в виду, что при излишней производительности эжектируемого потока происходит размыв песчанного керна как по диаметру, так и в верхней части керна.

Для устранения этого недостатка необходимо при оптимальной производительности бурового насоса отрегулировать производительность эжектируемого потока за счёт изменения величины зазора между насадкой и диффузором. Например, для ДЭКС diam. 127/108 мм при производительности бурового насоса 220 л/мин для сухих тонкозернистых песков производительность эжектируемого потока 14-15 л/мин.

При недостаточной производительности эжектируемого потока резко снижается механическая скорость бурения, для устранения этого необходимо уменьшить зазор между насадкой и диффузором.

5. Число оборотов колонкового снаряда оказывает двойное влияние на выход керна. С одной стороны, увеличение скорости вращения снаряда способствует повышению выхода керна за счёт увеличения механической скорости бурения, с другой — приводит к возрастанию вибрации бурового снаряда и, как следствие, к снижению выхода керна. Для уменьшения вибрации в этом случае необходимо уменьшить число оборотов.

Число оборотов колонкового снаряда определяется с учётом рациональной механической скорости бурения при кондиционном выходе керна.

Увеличение скорости вращения можно производить в том случае, если это ведёт за собой возрастание механической

скорости бурения при отсутствии вибрации инструмента, а при возрастании скорости бурения и при отсутствии вибрации способствует увеличению выхода керна.

6. Осевая нагрузка в зависимости от физико-механических свойств песчаных пород оказывает прямое влияние на механическую скорость бурения. При первоначальном увеличении осевой нагрузки сначала наблюдается увеличение механической скорости бурения до определённого критического момента, затем снижение её и стабилизация. А так как механическая скорость бурения зависит от количества оборотов и осевой нагрузки, то и увеличение выхода керна зависит от осевой нагрузки.

При излишней осевой нагрузке происходит искривление бурильных труб, что приводит к возникновению вибрации и потере керна. При недостаточной осевой нагрузке с рациональным числом оборотов колонкового снаряда уменьшается механическая скорость бурения. Это наблюдается при бурении пород, залегаемых в верхней части горизонта из-за недостаточного общего веса бурового снаряда и инструмента.

7. Одним из основных факторов, влияющих на повышение выхода керна в песчаных породах, является вязкость промывочной жидкости. При бурении песков с недостаточной вязкостью промывочной жидкости происходит размыв керна, осыпание стенок и шламование скважины, но увеличивается механическая скорость бурения. При высокой вязкости механическая скорость бурения резко уменьшается, что приводит к потере керна.

8. Во время бурения по пескам может наблюдаться снижение скорости проходки при встрече глинистых пропластков, вследствие чего происходит затирка и заклинка керна в коронке. В этом случае необходимо произвести 2-3-х разовую расходку снаряда (5-10 см). При резком снижении скорости бурения, даже после расхаживания инструмента, необходимо произвести затирку и, после проверки надёжности удерживания керна в колонковой трубе, сделать подъём бурового снаряда.

9. Затирка керна осуществляется на 3-й скорости вращения ротора. Интервал затирки должен быть не менее 20-25 см. По тонкозернистым пескам затирку производить без расхаживания.

вания, чтобы избежать выпадения керна и повторную пере- бурку по нему.

Проверку надёжности удержания керна в колонковой тру- бе производить путём плавного поднятия снаряда от забоя на 0,5 м и последующего плавного спуска снаряда на забой. В слу- чае, если снаряд не доходит до забоя на 20-50 см, необходимо на малых оборотах двигателя (80-100 об/мин) «всухую» и с рас- ходкой до 10 см дойти до забоя. Затем возобновить затирку.

10. Подъём инструмента производить на 1 скорости, без резких рывков и ударов. Избегать ударов замковых соеди- нений бурового инструмента и переходников о стол ротора.

11. При подъёме инструмента осуществлять постоянный долив промывочной жидкости в скважину. При поглощении промывочной жидкости вязкость необходимо увеличить до 50-120с.

12. При выходе колонковой трубы из промывочной жид- кости может происходить выпадение керна. Для устранения этого явления необходимо следить, чтобы при подъёме снаря- да промывочная жидкость заполняла скважину до устья и при выходе колонкового снаряда из скважины необходимо немед- ленно закрыть устье во избежание выпадения керна в скважину.

Приготовление промывочной жидкости

1. В качестве промывочной жидкости используется водо- гипановый раствор (ВГР) с добавлением КМЦ (карбоксиме- тилцеллюлоза). Сначала приготавливается водный раствор КМЦ в 200 литровой бочке из расчёта: на 200 л воды — 3 кг КМЦ. Затем водный раствор КМЦ сливается в зумпф и пере- мешивается с гипаном. Для приготовления 11 м полимерного раствора условной вязкостью 40-50с водный раствор КМЦ за- мешивается в бочке 3-4 раза (по 3 кг размельчённого КМЦ), за- тем добавляется вода до полного объёма и гипан в количестве 18-20 л (в зимнее время 20-24 л), Перемешивание раствора в зумпфе производится буровым насосом. Вес 1 мешка «Рела- тина»-3000 – 25 кг. В одном ведре (10 л) КМЦ размельчённого 2-2,5 кг, гипана — 10,8 кг.

2. Для качественного приготовления и в целях экономии дорогостоящих химреагентов (КМЦ и Релатин-3000), а так-

же для уменьшения затрат времени для приготовления полимерной промывочной жидкости рекомендуется использовать бочку ёмкостью 200 л с двумя горловинами (рис. 1), в которой приготавливается высоковязкий водогипановый раствор с КМЦ.

Рекомендуемая технология приготовления высоковязкой полимерной промывочной жидкости следующая. В бочку заливается 180 л воды, через большую горловину засыпается 9 кг КМЦ, включается насос и производится перемещение до полного растворения КМЦ. Затем в бочку добавляется 18 л гипана-1 (в зимнее время 20 л) и проводится перемешивание до полного растворения гипана. Приготовленный высоковязкий раствор добавляется в воду, находящуюся в зумпфе в количестве, необходимом для получения требуемой вязкости. Вязкость контролируется СПВ-5.

По окончании бурения скважины оставшийся высоковязкий раствор в бочке транспортируется на другую точку. При этом заводская горловина закрывается стандартной пробкой, а другая — деревянная, изготовленной непосредственно на буровой. Для облегчения разгрузочно-погрузочных работ высоковязкий ВР можно разлить по флягам ёмкостью 40 л.

По сравнению с ударно-канатным способом, который являлся ранее основным при бурении на пески и ПГС, применение ДЭКС в комбинации с полимерными промывочными жидкостями обеспечивает следующие преимущества:

- высокое качество кернового материала, поднимаемого даже в обводнённых песках без нарушения текстуры и искусственного обогащения крупнозернистыми фракциями и вымывания глинистой составляющей, что характерно для ударно-канатного способа;
- высокую точность отбивки интервалов пород и их привязку по глубине скважины;
- отсутствие «напорной пробки» при бурении;
- возможность бурения скважин практически без крепления обсадными трубами, тогда как при ударно-канатном способе металлоёмкость сооружения скважин составила 27-30 кг/м;
- значительное увеличение (в 2-4 раза) производительности бурения.

По сравнению с колонковым бурением с промывкой глинистым раствором основное преимущество предлагаемого метода заключается в отсутствии загрязнения керна глинистой составляющей.

К недостаткам бурения с использованием ДЭКС следует отнести необходимость отработки технологии бурения для каждого конкретного месторождения и жёсткие требования к её соблюдению, а также дополнительные затраты времени на сборку-разборку снаряда при подготовке его к работе.

Производительность бурения с использованием снарядов ДЭКС и полимерных промывочных жидкостей достигает 800-900 м/станко-месяц.

Разработка инновационной технологии бурения геологоразведочных скважин на каменно-строительные материалы в сложных условиях с применением ГЖС и передвижного модуля МПП

На территории Поволжья и Прикамья значительные трудности представляют поиски и разведка месторождений каменно-строительных материалов на щебень, на цементное сырьё и др. Литологический разрез на таких месторождениях чрезвычайно сложен. Он представлен чередованием разрушенных пород до состояния щебёнки и муки (III-IV категорий буримости) — с крепкими и твёрдыми прослоями пород (VIII-XI категорий буримости). В таких разрезах тлеют место катастрофические поглощения промывочной жидкости, неустойчивость ствола скважины и в связи с этим — высокая аварийность. Весьма затруднён в таких условиях отбор кондиционного керна, когда слабые разности пород размываются, а для отбора крепких разностей пород, в связи с их маломощностью (не более 1,5-2 м) и небольшой глубиной залегания, невозможно создать большое давление на забой и применить алмазное бурение.

Поэтому исследовались возможности применения в таких условиях других эффективных технологий.

Так, использование в качестве очистного агента воздуха, даже с применением ДЭКС'ов, не обеспечивало выхода высо-

кокачественного керна из-за избирательного отбора кернового материала и выдува слабых фракций пород, а также характеризовалось низкими механическими скоростями бурения.

Применение кольцевых пневмоударников способствовало повышению механической скорости бурения, но, во-первых, не позволяло получить керн по рыхлой части разреза, а, во-вторых, керн по плотным разностям пород не удовлетворял требованиям отбора проб для проведения физико-механических испытаний в лаборатории, т.к. разделялся при бурении на пластины толщиной 0,5-1,5 см.

Поэтому было выбрано, как перспективное, при бурении геологоразведочных скважин на каменно-строительные материалы применить технологию, где в качестве очистного агента используются газожидкостные смеси (ГЖС), а отбор керна осуществляется ДЭКС'ами.

Был проведён комплекс лабораторных работ по выбору реагентов и рецептур ПАВ для наших условий, а затем проведены первые производственные испытания.

В результате лабораторных и полевых экспериментальных исследований было установлено, что наиболее эффективными для весьма сложных вышеуказанных условий стали ГЖС, рецептура которых подбиралась в соответствии с характером разбуриваемых пород и гидрогеологических условий в скважине.

В ФГУП «Волгагеология» проведён комплекс работ по исследованию свойств газожидкостных смесей, корректировке их рецептур при приготовлении на местной воде, определению крепящего действия ГЖС по отношению к гидрофильным горным породам. Но основное внимание уделялось исследованию свойств пен при использовании различных ПАВ (сульфанол, пенол, П-6к) и различных их концентраций с целью подбора оптимального состава пенообразующего раствора для конкретных геолого-технических условий. Причём газожидкостная система должна легко разрушаться на поверхности и быть настолько стабильной в скважине, чтобы обеспечить надёжное удаление с забоя разрушенной породы и поддержание заданной плотности пен. Это требование к пене является основополагающим при выборе оптимального состава пенообразующего раствора.

Все эксперименты проводились с учётом того, что стабильные пены можно представить, как гетерогенную систему, в которой геометрические и физические свойства повторяются в течение определённого времени.

Как известно, эффективность ПАВ оценивается отношением количества пенообразующего раствора к объёму образованной пены (концентрацией жидкости в пене) при одинаковых расходах пенообразующего раствора и воздуха и разложением объёма образованной пены через заданные промежутки времени.

Было установлено, что при увеличении содержания сульфанола от 0,3 до 3% концентрация жидкости в пене снижается от 7 до 3%; при содержании сульфанола и пенола 0,5-1%, а пенообразователя П-6к 2-4% пена наиболее стабильна. С увеличением содержания пенообразователя стабильность пены падает.

Необходимым условием для полного удаления шлама и поступающих в скважину пластовых вод является применение однородной устойчивой пены, которая не разрушается до выхода на поверхность.

Для повышения устойчивости пены применяются в качестве реагентов-стабилизаторов водорастворимые полимеры и минеральные добавки (КМЦ, гипан, МК-1, полимин, латекс). Применение этих добавок оказывает стабилизирующее воздействие ГЖС на глинодержащие стенки скважин. Очень стабильную пену можно получить при добавке полимина (1-3%) и гипана (2-3%) в пенообразующий раствор с использованием сульфанола и пенола. Пена хорошо стабилизируется КМЦ (0,2-0,5%), ГПА (1-2%), гипаном (0,5-1%). Пена на основе пенообразователя П-6к в достаточной степени стабилизируется комплексной добавкой гипана (1 %) и глины (2,5-3%).

Известно, что солевой состав, жёсткость и щёлочность среды для приготовления ГЖС существенно влияет на качество этих систем. Так, установлено, что пенообразующая способность и стабильность ГЖС заметно ниже при приготовлении их на жёсткой воде. Поэтому для получения необходимых значений жёсткости и щёлочности воды, используемой для приготовления пены, в неё добавляется кальцинированная сода (Na_2CO_3) в количестве 0,5-1 %.

Для закрепления интервала неустойчивых горных пород предлагается вводить в ГЖС высокомолекулярные крепители с последующим их отверждением. В качестве такой добавки исследовалась смола М-3, которая вводилась в ГЖС в количестве 0,5-1 %.

В результате проведённых исследований были рекомендованы следующие рецептуры ГЖС, которые выбираются в зависимости от реагентов и конкретных условий.

1. На основе пенола:

- пенол (0,5-1%), полимин (1-3%), гипан (2-3%), кальцинированная сода (0,5%), остальное вода.
- пенол (0,5-1%), КМЦ (0,2-0,5%), ГПА (1-2%), гипан (0,5-1%), кальцинированная сода (0,5%), остальное — вода.

2. На основе сульфанола:

- сульфанол жидкий (0,5-1%), полимин (1-3%), гипан (2-3%), кальцинированная сода (0,5-1%), остальное — вода.
- сульфанол жидкий (0,5-1%), КМЦ (0,2-0,5%), ГПА (1-2%), гипан (0,5-1 %), кальцинированная сода (0,5%), остальное — вода.
- сульфанол жидкий (0,5-1%), кальцинированная сода (0,5%), остальное — вода.

3. На основе П-6к:

- П-6к (2-4%), остальное — вода;
- П-6к (2-4%), гипан (1%), глина (2,5-3%), кальцинированная сода (0,5%), остальное — вода.

Опробованная в первых полевых экспериментах технология показала свои серьёзные преимущества перед ранее применявшимися технологиями:

1. Значительно снижается (вплоть до полного прекращения) поглощения очистного агента.

2. Улучшается устойчивость ствола скважин и поэтому снижается металлоёмкость конструкций скважин.

3. Улучшается вынос шлама и снижается количество прихватов бурового инструмента.

4. Повышается механическая скорость бурения.

5. И главное — улучшается с помощью ДЭКСов отбор зерна как по выходу — от 80 до 100%, так и по качеству — по крепким разностям получены столбики зерна, из которых

можно получать кондиционные образцы цилиндры — для проведения различных лабораторных физико-механических испытаний.

Вместе с тем, большие организационно-технические и технологические осложнения были связаны с тем, что для эффективного процесса сооружения скважин не имелось необходимого оборудования и инструмента, используемое оборудование не удовлетворяло требованиям. Так, плохо очищалась пена от шлама; пена, выходящая из скважины, загрязняла буровой станок и местность вокруг, в каждом эксперименте использовалось для бурения разное оборудование и т.д.

Поэтому было принято для повышения эффективности и экологической чистоты бурового процесса сконструировать и создать передвижной пеногенерирующий модуль (названный впоследствии МПП), в котором на прицепе были бы смонтированы все необходимые для бурения с ГЖС узлы.

Такой модуль был сконструирован, создан и широко внедрён в производство.

Область его применения — бурение скважин в сложных условиях глубиной до 150 м диаметром 76-151 мм, характеризующихся частичным или полным (до катастрофического) поглощением промывочной жидкости при проходке разрушенных, трещиноватых и кавернозных скальных пород переменяющейся твёрдости (от III-IV до IX-XI) в необводнённых или слабообводнённых разрезах.

Модуль смонтирован на общей раме двухосного автоприцепа. Он состоит из стандартного, серийного выпускаемого оборудования, механизмов и приборов и нестандартных узлов, сконструированных и изготовленных в ФГУПП «Волгагеология». Все эти узлы объединены в три основные технологические линии с помощью системы обвязки (рис. 18).

Линия подачи воздуха. Воздух от компрессора 15 через предохранительный клапан 14 и регулировочный вентиль 13 подаётся в линию подачи воздуха 19 и затем поступает в пеногенератор 16.

Предохранительный клапан 14 отрегулирован на максимальное рабочее давление 0,9 МПа. С помощью вентилей 18, 13 регулируется количество подаваемого воздуха в пеногенератор 16, контролируемого расходомером 17

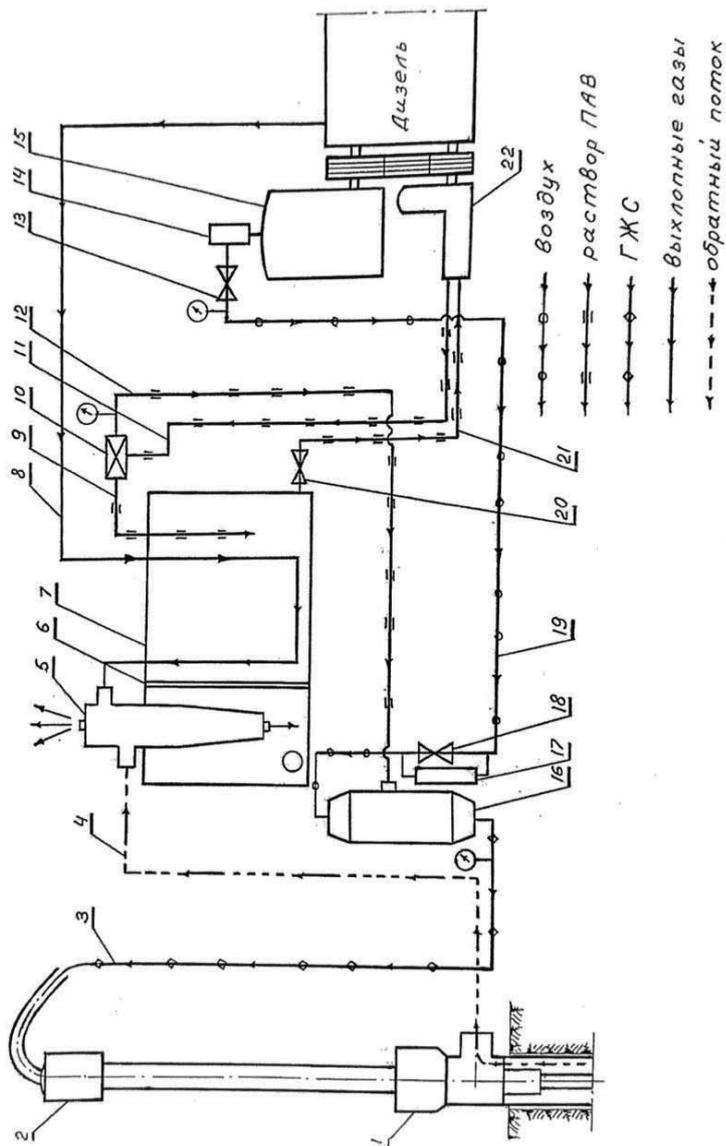


Рис. 18.

Линия подачи раствора ПАВ. Приготовленный в ёмкости 7 раствор ПАВ через вентиль 20 поступает во всасывающую линию дозирочного насоса 22, подающего жидкость по трубопроводу 11 к трёхходовому крану 10. С помощью этого крана поток может быть направлен по двум каналам:

- обратно в ёмкость 7 по трубопроводу 9 для лучшего перемешивания раствора ПАВ;
- в пеногенератор 16 по трубопроводу 12 для приготовления ГЖС.

Линия подачи ГЖС. Образующаяся в пеногенераторе 16 ГЖС поступает по нагнетательной линии 3 через сальник-вертлюг 2 и буровой снаряд в скважину, выполняя функции очистного агента в процессе бурения.

Выходящий из скважины поток ГЖС вместе со шламом проходит через герметизатор устья 1 и по линии 4 поступает в пеногаситель 5, где происходит гашение пены: высвобождаемый после разрушения пузырьков пены воздух уходит в атмосферу, а раствор ПАВ со шламом поступает во второе отделение (отстойник) ёмкости 7.

Здесь происходит оседание шлама, а очищенный раствор ПАВ через перегородку перетекает в первое отделение ёмкости 7, где готовится раствор ПАВ, и далее замкнутый цикл повторяется. Скапливающийся в ёмкости (отстойнике) шлам периодически удаляется.

К стандартному оборудованию, входящему в УПШ, относятся компрессорная станция, включающая:

- двигатель внутреннего сгорания (дизель) для привода компрессора и дозирочного насоса;
- компрессор 15 для подачи сжатого воздуха в пеногенератор 16;
- редуктор для передачи вращения от ДВС к компрессору и дозирочному насосу;
- насос дозирочный 22 для подачи раствора ПАВ в пеногенератор;
- расходомер 17 для контроля подачи воздуха компрессором в пеногенератор;
- манометры, устанавливаемые на механизмах, нагнетательной и отводной линиях.

К нестандартному оборудованию относятся металлическая ём-

кость, пеногенератор, пеногаситель, система обвязки и герметизатор устья скважины.

Ёмкость металлическая предназначена для приготовления и хранения раствора ПАВ, а также приёма выходящего из пеногасителя раствора ПАВ, очистки его от шлама для повторного использования. Она представляет собой сварную конструкцию из листовой стали и уголков, разделённую перегородкой 3 на два отделения:

- в большем отделении приготавливается и хранится раствор ПАВ.
- в меньшее отделение поступает регенерированный раствор от пеногасителя вместе со шламом, где происходит его отстой.

На ёмкости устанавливается пеногенератор и пеногаситель.

Для подогрева раствора в зимних условиях к ёмкости подведён теплообменник 8, соединённый с выхлопной трубой двигателя модуля.

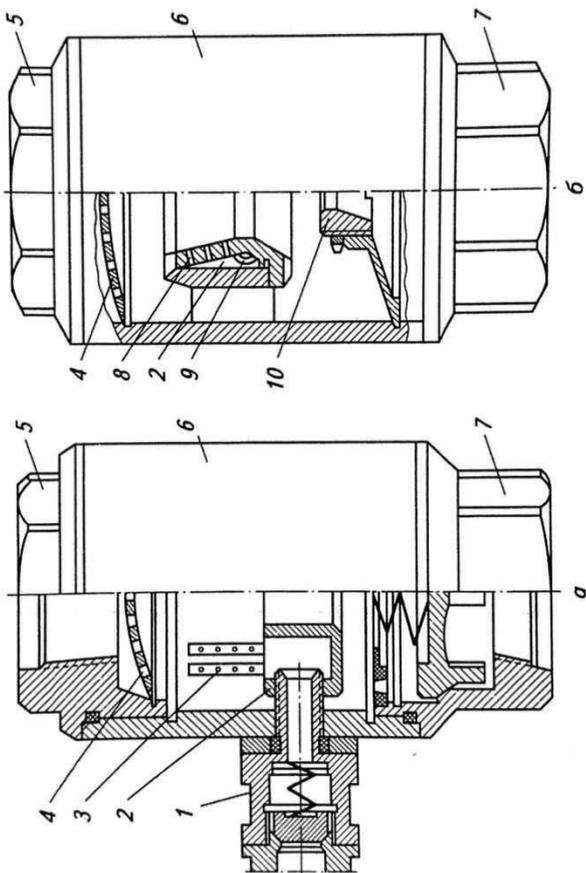
Пеногенераторы МПВ и МП (рис.19). Предназначены для образования пены путём смешивания раствора ПАВ, который подаётся дозировочным насосом, со сжатым воздухом, поступающим от компрессора.

В *пеногенераторе* МПВ (рис.38а) раствор подаётся через обратный клапан 1, ввёрнутый в боковую часть корпуса 6, в камеру 2 с 98 отверстиями диаметром 3 мм, над которыми установлены полиэтиленовые трубки 3, имеющие по 6 отверстий диаметром 1 мм. Пройдя по системе отверстий, раствор поступает внутрь корпуса в виде многочисленных струек, что повышает эффективность пенообразования.

С одного торца корпуса смонтирован другой обратный клапан 7, через который поступает сжатый воздух, разбивающий струйки воды и образующий пену.

Обратные клапаны предназначены для предотвращения попадания пены, в случае отключения насоса и компрессора, в соответствующие линии подачи раствора ПАВ или воздуха.

Полученная ГЖС проходит через диафрагму 4, в которой имеется 91 отверстие диаметром 5мм, дополнительно обогащаясь пузырьками воздуха, затем через переходник 5 в другом торце корпуса поступает в нагнетательную линию.



Пеногенератор

a – МПВ; *б* – МП

1, 7 – обратные клапаны; 2 – камера; 3 – полиэтиленовые трубки; 4 – диафрагма; 5 – переходник; 6 – корпус; 8 – отверстие; 9 – канал для ввода ПАВ; 10 – эжекторное устройство

Рис. 19

В пеногенератор МП (рис.38⁶) раствор ПАВ проходит по каналу 4 и поступает в конусную камеру 3, выходя из которой через 96 отверстий диаметром 3мм попадает внутрь корпуса пеногенератора. Туда же через эжекторное устройство 5 поступает сжатый воздух.

Образованная ГЖС проходит через диафрагму 1 с 237 отверстиями диаметром 2,5мм, дополнительно обогащаясь пузырьками воздуха, и поступает в нагнетательную линию.

Пеногенераторы позволяют получать стабильную пену как из чистого раствора ПАВ (МПВ), так и при повторном использовании регенерированного раствора ПАВ при содержании в нём некоторого количества мелкого шлама (МП).

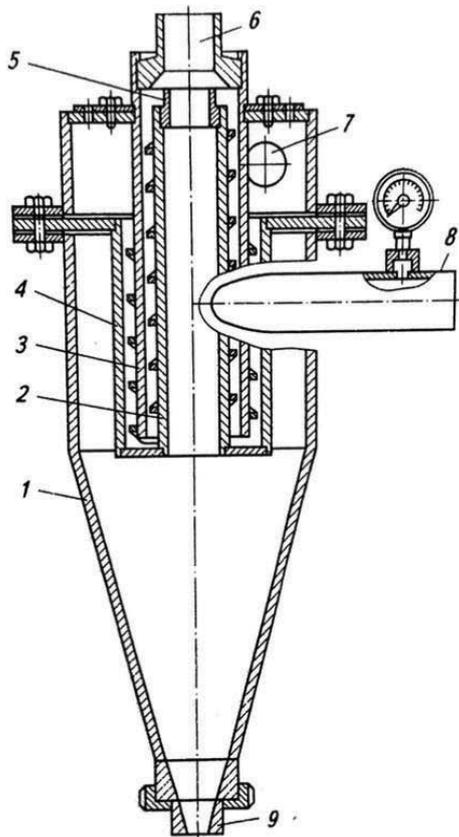
Пеногаситель МГЖС (рис. 20) термоциклонного типа предназначен для гашения пены.

Выходящая из скважины ГЖС через патрубок поступает в корпус пеногасителя, где попадает в цилиндр 4 с расположенными в нём наружным 3 и внутренним 2 шнеками диаметром соответственно 146 и 108 мм. В результате поток ГЖС приобретает вращательное движение и разделяется на две составляющие. Более тяжёлые частицы шлама отбрасываются к стенкам корпуса пеногасителя и, опускаясь в низ, выходят через насадку 9 диаметром 30 мм в ёмкость. Пена, проходя по лопастям шнека и ударяясь о стенки пеногасителя, подвергается механическому воздействию и разрушается. Этот эффект значительно усиливается благодаря интенсивному нагреву пульпы, а также поверхностей шнеков и стенок пеногасителя за счёт поступления в цилиндр со шнеками через патрубок 7 выхлопных газов от ДВС компрессора.

Высвобожденный воздух и отработанные газы выходят через диффузор 5 и отверстие 6, а регенерированный раствор ПАВ поступает снова в ёмкость через насадку 9.

Система обвязки(рис. 18). Все вышеописанные технологические линии объединены между собой с помощью системы обвязки, включающей следующие элементы:

- рукава напорные с рабочим давлением не менее 1,5 МПа диаметром 38 мм, входящие в воздухоподающую, раствороподающую и газожидкостную линии;
- рукав отводной, соединяющий герметизатор устья с пеногасителем диаметром 75 мм



Пеногаситель МГЖС

1 - корпус; 2 - внутренний шнек; 3 - наружный шнек; 4 - цилиндр; 5 - диффузор;
6 - отверстие; 7, 8 - патрубки; 9 - насадка

Рис. 20. Пеногаситель МГЖС

- запорная арматура, включающая трёхходовой и регулировочные краны.

Герметизатор устья УГ-1 (рис. 21). Предназначен для предотвращения попадания выходящей из скважины пены в окружающую среду.

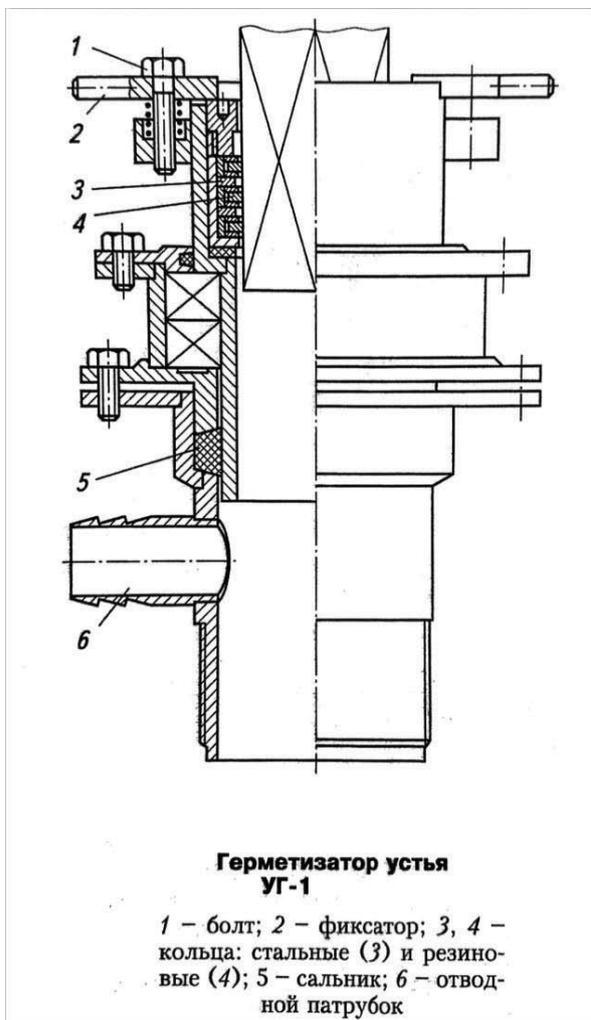


Рис. 21. Герметизатор устья УГ-1

УГ-1 устанавливается на обсадной трубе и действует следующим образом. При спуске бурового снаряда отворачиваются болты 1 и вышедший из пазов фиксатор 2 поворачивается на 90°, после чего герметизирующее устройство вынимается вместе со стальными 3 и резиновыми 4 кольцами. После спуска бурового снаряда оно устанавливается на прежнее место.

Резиновые кольца вместе с сальником 5, плотно облекая ведущую трубу, предотвращают выход пены наружу, которая по отводному патрубку 6 и отводному рукаву направляется в пеногаситель. При бурении резиновые кольца вращаются вместе с ведущей трубой.

Техническая характеристика МПП

Станция компрессорная СК 1,5/9

Компрессор ВУЗ, 5/9-1450:

производительность, м³/мин – 1,5;

рабочее давление, МПа – 0,9;

скорость вращения коленчатого вала, об/мин – 750;

потребляемая мощность, кВт – 18;

ёмкость ресивера, л – 100;

масса, кг – 320;

Двигатель Д21А1:

тип – четырёхтактный воздушного охлаждения;

мощность, кВт – 18,4;

скорость вращения коленчатого вала, об/мин – 1800;

топливо – дизельное ГОСТ 305-82;

удельный расход топлива, г/кВт·ч – 242;

ёмкость топливного бака, л – 55;

давление масла в системе смазки, МПа – 0,2-0,35;

система охлаждения – воздушная с нагнетанием воздуха;

аккумуляторная батарея – 6СТ-190;

генератор – переменного тока напряжением 12В со встроенным выпрямителем и реле-регулятором;

масса двигателя, кг – 280;

Редуктор 1ЦУ-180-2,5:

тип – цилиндрический, одноступенчатый, горизонтальный;

передаточное число – 2,5;

масса, кг – 77,5.

Насос жидкостный НБ-1-2,5/16 :
 тип – плунжерный;
 производительность, л/мин – 25;
 максимальное давление, МПа – 1,6;
 число цилиндров – 1;
 диаметр цилиндра, мм – 65;
 мощность привода, кВт – 3;
 масса, кг – 44.

Прицеп автомобильный двухосный ГКБ-817:

грузоподъёмность, т – 5,5
 Ёмкость для приготовления и хранения раствора ПАВ:
 общий объём, м³ – 1,5;
 объём шламособорника, м³ – 0,5;
 масса, кг – 223;

Пеногенератор:МП МПВ

производительность, м ³ /мин	1,0	1,75
степень аэрации пены	100	300
устойчивость, %	80	100
диаметр корпуса, мм	146	146
длина корпуса, мм	675	480

Герметизатор устья УГ-1:

рабочее давление, МПа – 0,5;
 высота, мм – 500;
 диаметр наружный, мм – 280;
 диаметр внутренний (проходной), мм – 112;
 диаметр обсадной трубы, мм – 146;
 масса, кг – 44.

Пеногаситель МГЖС:

пропускная способность, м³/мин – 1,0-1,75;
 степень разрушения пены, % - 90-95;
 диаметр корпуса, мм – 219;
 длина корпуса, мм – 1015;
 масса, кг – 53.

Пенообразующий модуль работает следующим образом. В ёмкости 7 (рис. 37) готовится требуемый объём раствора ПАВ. С помощью дозировочного насоса он перемешивается до необходимого качества, после чего тем же дозировочным насосом через трёхходовой кран 10 подаётся в пеногенератор 16. Одновременно туда же подаётся сжатый

воздух от компрессора. В результате в пеногенераторе происходит процесс образования пены. При достижении необходимой стабильности, пена по нагнетательному шлангу подаётся в скважину. Выходящая из скважины ГЖС вместе со шламом поступает в пеногаситель, где происходит гашение пены и отделение шлама. Регенерированный раствор ПАВ вновь поступает в ёмкость 6, а затем 7, и цикл повторяется.

Подготовка МПП к работе. Перед началом работы модуля необходимо проверить исправность всех узлов, агрегатов и механизмов, наличие в них масла, топлива, охлаждающей жидкости, произвести дозаправку, смазку.

Модуль устанавливается с правой стороны буровой установки, чтобы обеспечить возможность визуального наблюдения за показаниями его приборов.

Приготавливают в ёмкости раствор ПАВ; первоначальная концентрация ПАВ в растворе принимается 0,5-1,0%.

Включается компрессор и в пеногенератор подаётся воздух в количестве 1,5-3,0 м³/мин для его предварительной продувки и чистки, после чего с помощью трёхходового крана раствор ПАВ направляется в пеногенератор ПРИ подаче насоса 3-5 л/мин.

Производится регулировка параметров работы механизмов для создания стабильного потока пены. Производительность компрессора при этом составит 1,4-1,5 м³/мин, дозирочного насоса 5 л/мин.

Порядок работы. Забуривание скважины производится на глубину 2-4 м в зависимости от геологического разреза с использованием в качестве циркулирующего агента промывочной жидкости. В скважину спускается направляющая труба (кондуктор), на которой устанавливается герметизатор устья. При помощи шлангов модуль подсоединяется к герметизатору устья и к сальнику-вертлагу в соответствии со схемой обвязки.

Конструкция бурового снаряда и технологический режим бурения с ГЖС практически такие же, как и при бурении с промывкой. Если забуривание скважины производилось с промывочной жидкостью, последнюю необходимо из скважины удалить. С этой целью в скважине создаётся нормальная циркуляция ГЖС постоянным и равномерным выходом пены до полного удаления остатков раствора и шлама.

С целью предупреждения резкого выброса пены при развинчивании бурового снаряда, над породоразрушающим инструментом (колонковой трубой) устанавливается обратный клапан (рис.22).

При бурении ГЖС свободно проходит через втулку, ввёрнутую в корпус клапана, а шаровой клапан, находящийся в нижнем положении, удерживается от падения шпилькой.

При отключении дозирочного насоса и отвинчивании ведущей трубы давление над шаровым клапаном уменьшается, он поднимается и перекрывает отверстие втулки, предупреждая прорыв пены через буровой снаряд наружу.

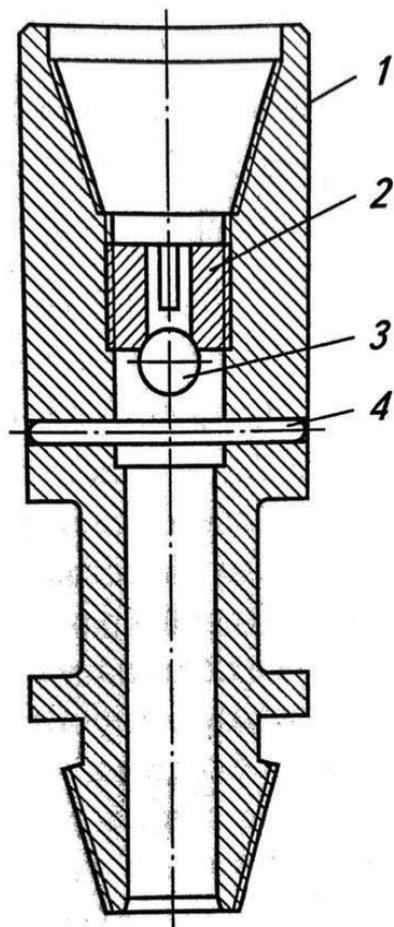
В процессе бурения осуществляется постоянный контроль за количеством выносимого шлама и показаниями манометров, значения которых на дозирочном насосе должны быть в пределах 0,3-0,4 МПа, на компрессоре — 0,25-0,3 МПа, в нагнетательной линии пеногенератора 0,2-0,3 МПа, а на пеногасителе 0,2-0,25 МПа.

Периодически (через 8-10 м бурения) скважину следует промывать стабильной пеной в течение 8-10 мин с целью предупреждения скопления шлама и избежания возможных аварий.

Перед проведением спуско-подъёмных операций или наращиванием бурового снаряда необходимо прекратить подачу воздуха, отключить дозирочный насос, а трёхходовой кран перевести в положение «на сброс».

Заключительные операции. По окончании буровых работ необходимо:

- отключить компрессор и дозирочный насос;
- отсоединить шланги от сальника-вертлюга и пеногенератора, от герметизатора - устья, пеногасителя; дозирочного насоса;
- слить остатки ПАВ из дозирочного насоса и промыть его;
- продуть компрессором пеногенератор и пеногаситель;
- слить остатки раствора ПАВ из ёмкости;
- провести захоронение остатков раствора ПАВ в экологически безопасном месте;
- удалить из ёмкости остатки шлама;



Обратный клапан

1 – корпус; 2 – втулка; 3 – шаровой клапан; 4 – шпилька

Рис. 22

- отвернуть герметизатор устья и уложить его на прицеп;
- подготовить модуль к транспортировке.

Первые широкие производственные испытания модуля МПП были осуществлены на Радищевском геологоразведочном участке в Ульяновской области.

По заранее составленной матрице планирования эксперимента комбинировались различные пропорции компонентов для создания ГЖС, а также различные режимы бурения и типы бурового инструмента.

Первые же результаты показали высокую технологичность модуля и эффективность выбранной технологии.

Весьма неожиданным было открытие нового явления, заключающегося в том, что при содержаниях в ГЖС сульфанола от 1 до 1,5%, кальцинированной соды 0,5% и гипана от 2 до 3% при бурении по крепким сливным песчаникам IX-X категорий по буримости механическая скорость резко возрастала по сравнению с ранее применявшейся технологией бурения «всухую» с подливом воды от 2,4 до 12,0 м/час против 0,12 м/час по старой технологии, т.е. был обнаружен эффект мощной породоразрушающей эрозии при бурении по прослоям твёрдых и крепких пород IX-X категорий,

При снижении содержания в ГЖС сульфанола до 0,5% и гипана до 1 % механическая скорость в этих условиях падала в 5-10 раз.

Кроме того, было установлено, что по ранее применявшейся технологии бурения «всухую» с подливом воды расход коронок типа СА-4 и СА-6 при проходке сливных песчаников IX-X категорий буримости составлял 5-6 штук на 1 м бурения, по новой же технологии износоресурс коронок был очень высок и составлял от 7,7 до 15,6 м. При этом нами были опробованы в этих условиях не только коронки СА-4 и СА-6, но и СТ-2 и даже М-1. Установлено, что скорость проходки практически не зависела от типа коронок.

Прямых закономерностей зависимости механической скорости бурения в этих условиях от числа оборотов бурового снаряда (от 200 до 300 об/мин), нагрузки на забой (от 8 до 12 кН) также не было установлено.

Анализ полученных данных привёл к выводу, что, возможно, обнаружено явление кавитационного разрушения пород IX-X категорий по буримости в процессе бурения с очисткой забоя ГЖС.

Установлено, что процесс стабильной устойчивости кавитационного разрушения крепких пород на забое скважин возникает, если в ГЖС введён полимер гипан-1 в содержаниях 2-3%. Наибольшее возрастание механической скорости бурения при этом имело место при давлении на смесителе модуля 0,1-0,15 МПа. Число оборотов бурового снаряда поддерживалось 200 об/мин, давление на забой 35-55 кг/см². Однако два последних параметра, а также тип коронки не оказывали существенного влияния на уровень механической скорости бурения.

Таким образом, в ГЖС с содержанием 0,5% кальцинированной соды (для смягчения воды и лучшего пенообразования), 1-1,5% сульфанола и 2-3% гипана-1 устанавливался, как мы полагаем, режим стабильного кавитационного потока, в котором коллапс кавитационных полостей и пузырьков происходил стабильно в области повышенного давления в призабойной зоне. Поэтому забой подвергался мощному ударному воздействию от схлапывающихся пузырьков и полостей.

Современная технология твёрдосплавного бурения за многие годы (60-80 лет) не претерпела сколь-нибудь существенных изменений. Поэтому исследование возможностей использования эффекта кавитации при выполнении различных этапов сооружения скважин представляет большой интерес.

Изучением кавитации, как чрезвычайно технологически вредного и опасного процесса давно и активно занимается множество исследователей. Впервые это явление зарегистрировал Д.Бернулли. В XX веке его исследовали применительно к энергетике, судостроению и др. Л.А. Эпштейн, Д.А. Эфлос, К.К. Шальнёв, В.Ф. Чебаевский, Р. Кнэпп, М.М. Гуревич и многие другие.

Известны различные классификации процесса кавитации.

- 1) По физическим особенностям: перемещающаяся, присоединённая, вихревая, вибрационная.
- 2) По условиям возникновения: в потоке, на телах, движущихся в жидкости, в неподвижной жидкости.

3) По местам возникновения: на поверхности тела, на кромке крыла, в концевых вихрях.

4) По способу образования: гидродинамическая, волновая (акустическая, вибрационная, ультразвуковая), электродинамическая, гидропаровая.

Перечисление таких классификаций можно было бы продолжить. Однако нас интересуют именно те кавитационные процессы и условия, которые можно было бы использовать на различных этапах бурения и освоения скважин.

Серьёзные работы в этом направлении выполнены д.т.н. Н.И. Сердюком, детально обосновавшим возможность использования эффекта кавитации для декольматации фильтровой области гидрогеологических скважин.

Ряд других исследователей (В.В. Минаков, Д.А. Шустов, Е.А. Стерретт, С.П. Кодырев, В.И. Скоробогатов, И.К. Манько, В.В. Пилипенко, А.П. Загора) также изучали возможности применения эффекта кавитации в различных областях геологоразведочных работ.

Н.Ф. Кагарманов и С.И. Кувькин обратили внимание, что кавитационная эрозия матрицы алмазных коронок возникает на выходе из промывочного канала. Д.т.н. В.Ф. Чихоткин в Институте сверхтвёрдых материалов АН Украины также исследовал возникновение разрушающей алмазные коронки кавитации.

В 90-х годах были предприняты первые попытки использовать эффект кавитации для разрушения горных пород в бурении (Н.И. Сердюк и др.). Однако необходимость поддерживать в процессе углубки необходимые параметры кавитации и защитить от её разрушающего действия породоразрушающий инструмент не позволили выйти за пределы стендовых испытаний.

Известно также, что в практике геологоразведочного бурения фиксировались отдельные единичные случаи многократного возрастания скорости бурения в крепких породах, предполагаемо относимых к работе эффекта кавитации.

Добиться же возникновения устойчивого регулируемого процесса кавитационной эрозии забоя скважин ранее никому не представлялось возможным.

Однако все авторы, занимающиеся проблематикой кавитации в различных отраслях, отмечали, что в любых модуль-

ных, лабораторных и стендовых испытаниях области возможного возникновения кавитации и её эффективной работы могут быть установлены лишь весьма приблизительно, в связи с высокой изменчивостью характеристик и свойств жидкостей в реальных условиях, тем более при использовании кавитации для разрушения горных пород при бурении скважин.

Итак, при производственных испытаниях модуля МПП для бурения с очисткой забоя скважин ГЖС во время проходки по крепким многолетним сливным песчаникам удалось выявить и длительное время поддерживать те технологические параметры, при которых происходило устойчивое проявление мощной эрозии при бурении по пропласткам твёрдых пород.

Это важный практический результат, позволяющий сделать ряд выводов:

1. В ФГУП «Волгагеология» определён зафиксировано явление породоразрушающего эффекта при бурении скважин в твёрдых и крепких породах (IX-XI кат.) с применением ГЖС, предположительно относимое нами к работе эффекта кавитации.

2. Определена зависимость непрерывного породоразрушающего эффекта при бурении в указанных условиях от наличия в ГЖС полимера – гишана в количестве 2-3%, как стабилизирующего промывочный поток реагента.

3. Механическая скорость бурения при этом увеличилась, по сравнению с обычным бурением твёрдосплавными коронками СТ-2, СА-4 и СА-5 в 60-100 раз, причём тип коронки несколько не влиял на этот показатель, что косвенно также свидетельствует о действии на разрушение горных пород эрозионного эффекта, предположительно – кавитации, а коронка лишь зачищала забой.

4. Успешное решение этой задачи может помочь принципиально поновому взглянуть на выработку эффективных технологий и технических средств разрушения горных пород при бурении скважин в твёрдых и крепких породах.

В дальнейшем модуль был внедрён в производство, успешно завершены геологоразведочные работы на ряде объектов в сложных условиях сухих и малообводнённых разрезах в Марийской ГПП, Приволжской (Астраханской) ГРЭ и на других объектах.

В результате его широкого внедрения составлена и издана инструкция по организационно-техническим и технологическим условиям и особенностям его применения.

Необходимо особо выделить возможные осложнения при бурении с ГЖС и рекомендации по их предупреждению.

Обрушение стенок скважин и значительное шламообразование. Это происходит при бурении неустойчивых пород, признаком чего является резкое повышение давления в нагнетательной линии (до 0,6 МПа и более). В этом случае рекомендуется применять модифицированные многокомпонентные пены, обработанные высокомолекулярными реагентами-стабилизаторами (гипан, КМЦ, ПАА и др.) в количестве 0,05-0,1 % (не более 1 % от массы раствора). Это позволяет стабилизировать стенки скважин от обрушения, повысить несущую способность пен, предупредить размыв слабых разностей пород и образование каверн.

Дополнительно, в качестве предупреждающей меры, рекомендуется произвести расхаживание бурового снаряда и при восстановлении нормальной циркуляции пены осуществить промывку скважины от шлама без углубки в течение 10-15 мин.

Интенсивные поглощения. При этом пена выходит с перерывами или не выходит совсем. В этих случаях необходимо увеличить концентрацию ПАВ в растворе до 3%, а также добавить реагенты-стабилизаторы до 1 % для повышения структурно-механических свойств раствора и его вязкости.

Водопроявления. При больших водопроявлениях пена на поверхность не выходит, а разжижается и вместе с водой уходит в трещины пород. В этом случае мероприятия аналогичны указанным выше.

При незначительных водопритоках на поверхность может выходить тонкая разжиженная пена. При этом необходимо:

- увеличить подачу жидкой смеси до 7-10 л/мин;
- увеличить расход воздуха до 6 м³/мин;
- несколько увеличить концентрацию ПАВ и реагентов-стабилизаторов.

Итак, создание модуля МПП и разработка на его основе инновационной технологии бурения с очисткой забоя ГЖС выявили высокие достоинства:

1. Значительно возросла производительность буровых работ и снизилась их стоимость за счёт сокращения аварий-

ности, изоляционных работ, упрощения конструкций и снижения металлоёмкости скважин.

2. Повысилась качество работ за счёт повышения выхода керна.

3. Улучшилась экологическая ситуация в связи с хорошими качествами герметизатора устья скважины и пеногасителя.

4. Открыто явление кавитационного разрушения крепких горных пород при определённых параметрах ГЖС.

5. Повысилась общая экономическая эффективность работ за счёт сокращения времени и стоимости сооружения скважин.

Исследование и разработка новых инновационных рецептур тампонажных смесей и технологии их применения

Бурение скважин нередко проводится в сложных геологических условиях, связанных с поглощением промывочной жидкости и возникающих из-за этого различных геологических осложнений.

Рекомендации по использованию тампонажных материалов на основе полиакриламида и синтетических смол не получили широкого применения из-за многих недостатков, характерных для этих технологий.

Поэтому были разработаны новые более эффективные тампонажные смеси.

В качестве исходных материалов для создания новых тампонажных смесей были выбраны тампонажный цемент, бентонитовый глинопорошок, кальцинированная сода, КМЦ и гипан. Тампонажный цемент вяжущее вещество, глина – наполнитель и коагулирующее вещество, кальцинированная сода – реагент, способствующий лучшему диспергированию глинистых частиц в растворах. КМЦ и гипан в комбинации друг с другом способствуют повышению вязкости различных растворов и смесей и, что немаловажно, разрешены ведомством здравоохранения как экологически безопасные компоненты промывочных жидкостей для бурения скважин на воду. Они также придают тампонажной смеси высокую эластичность.

При поиске нового технологического приёма было решено использовать свойство гипана коагулировать при встрече с ионами поливалентных металлов, особенно двух- и трёхвалентного железа. Это свойство эффективно используется при применении безглинистых полимерных промывочных жидкостей для бурения скважин на воду в рыхлых неустойчивых отложениях. Однако при этом нами было использовано и его отрицательное, в части правильного освоения водоносных пород, свойство – если прокачка скважин по окончании бурения своевременно не проведена, то в скважине в результате взаимодействия гипана и катионов железа образуются гелекоагулянты, удаление которых в последующем чрезвычайно затруднено.

В лабораторных условиях были разработаны две основные рецептуры новой полимеро-глино-цементной тампонажной смеси (ПГЦС):

1) для ликвидации частичного поглощения промывочной жидкости (интенсивность поглощения до $10 \text{ м}^3/\text{ч}$ рекомендуется следующий состав смеси (в %): глина – до 20, цемент – 4-6, гипан – 5-8, КМЦ – 0,5-1, Na_2CO_3 – 0,5. Эта смесь характеризуется растекаемостью по конусу АзНИИ до 14 см, началом схватывания 1-1,5 ч и завершением консолидации 36-40 ч;

2) для ликвидации полного поглощения промывочной жидкости (интенсивность поглощения в условиях опытов до $18 \text{ м}^3/\text{ч}$ рекомендуемый состав смеси (в %): глина – 20-25, цемент – 6-8, гипан – 10-15, КМЦ – 2, Na_2CO_3 – 0,5-1. Эта смесь характеризуется растекаемостью по конусу АзНИИ 9 см, началом схватывания 0,75-1 ч и завершением консолидации -, 25-30 ч.

Приготовленная полимеро-глино-цементная смесь представляет из себя густую, трудно прокачиваемую буровым насосом массу.

Консолидированная ПГЦС — эластичная гелеобразная масса, легко разрушаемая при непосредственном контакте с буровым инструментом и в то же время устойчивая к размыву подземными водами и промывочной жидкостью.

В процессе лабораторных и полевых испытания было открыто новое явление, происходящее с тампонажной смесью ПГЦС. А именно – в условиях контакта с катионами железа, весьма характерными для аллювиальных подземных вод, до-

ставленная на забой смесь и образовавшаяся эластичная гелеобразная масса постепенно упрочняется — затвердевает в результате взаимодействия гипана с Fe^{3+} и Fe^{2+} . В лабораторных условиях это явление зафиксировано во время опытов длительного прокачивания через образец ПГЦС воды, содержащей значительное содержание ионов Fe. Обнаруженное явление создало возможность целевого регулирования параметров времени затвердевания и характера упрочнения тампонажного геля-камня. Полевые испытания ПГЦС проводились в различных геолого-технических условиях:

- в обводнённых песках;
- в условиях пестроцветных пермских отложений (чередование прослоев глины, аргиллитов и пористых, трещиноватых слабых песчаников, мергелей, известняков);
- в трещиноватых и кавернозных известняках и доломитах.

Испытания проводились на тех объектах, где традиционные методы ликвидации интенсивных (до полного) поглощений либо не давали нужных результатов, либо требовали длительного времени.

Впервые ПГЦС применили в Марийской ГПП при бурении гидрогеологических скважин средней глубиной 170 м. В геологическом разрезе скважин здесь были представлены терригенные породы пермского возраста (слабо сцементированные, трещиноватые песчаники, мергели, известняки, аргиллиты, алевролиты). При бурении в этих породах имело место интенсивное (до полного) поглощение промывочной жидкости, обвалообразование и, как следствие, повышение расхода промывочной жидкости, прихваты и обрывы бурильного инструмента. В скв. 37 попытки ликвидации полного поглощения в отдельных интервалах заливкой высоковязких глинистых растворов (плотность — $1,12 \text{ г/см}^3$, вязкость — 180 с , водоотдача — $4-6 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$) положительного результата не дали. Поэтому было принято решение впервые применить на этой скважине ПГЦС.

Бурение скважины осуществлялось коронками диаметром 112 мм с полным отбором керна.

В интервале от 0 до 97 м десять раз отмечалось частичное или полное поглощение промывочной жидкости, которое

каждый раз ликвидировалось заливкой ПГЦС в объёме от 0,2 до 0,5 м³.

Таким образом, при использовании ПГЦС на скв.37 в Марийской ГПП все зоны поглощения промывочной жидкости были надёжно закольматированы.

В Ульяновской ГПП при бурении скв.14 диаметром 112 мм в интервале 80-136 м отмечалось полное поглощение промывочной жидкости, сопровождаемое обвалообразованием и прихватами бурового инструмента. Дальнейшее бурение скважины стало невозможным, несмотря на то, что в качестве промывочной жидкости применялся высоковязкий глинистый раствор. Зона полного поглощения промывочной жидкости была представлена слабосцементированными песчаниками.

После проработки ствола скважины в интервале 80-136 м было закачено через бурильные трубы 1,5 м³ПГЦС. В результате циркуляция промывочной жидкости полностью восстановилась. Скважина добурена до глубины 159 м без осложнений.

Интересен опыт использования ПГЦС в комбинации с методом «сухого тампонирования» в условиях катастрофического поглощения в сильно трещиноватых, кавернозных породах на Воротиловском участке Заволжской ГФП. В этих условиях раздельное применение ПГЦС и метода «сухого тампонирования» на нескольких скважинах удовлетворительных результатов не давало. Поэтому на скв. 38 в интервале 41-48 м при катастрофическом поглощении высоковязкого глинистого раствора был опробован комбинированный способ – первоначально использование метода «сухого тампонирования» с последующей заливкой ПГЦС. Ставилась задача реализовать достоинства обоих методов. На первом этапе при применении метода «сухого тампонирования» после заброски пакетов, разбуривания их специальным снарядом и двухчасового ОЗЦ были в основном закольматированы наиболее крупные полости и каналы. Затем, после заливки ПГЦС были закольматированы оставшиеся открытыми более мелкие каналы и трещины. В результате на скв.38 в интервале 41-48м поглощение промывочной жидкости было ликвидировано полностью.

В процессе полевых испытаний ПГЦС исследовался вопрос о глубине проникновения её в каналы и трещины в стен-

ках скважин. Так, на скв. 37 Марийской ГПП проводилось расширение ствола с Ø112мм на Ø243мм с промывкой высоковязким глинистым раствором (вязкость — 60-80с) в интервале от 0 до 97м. При расширении ствола интенсивное поглощение промывочной жидкости телело место в двух интервалах (45-48 и 60-63 м). Ликвидация поглощения успешно осуществлена с помощью ПГЦС.

Факт самоупрочнения ПГЦС в скважине в результате взаимодействия гипана с ионами поливалентных металлов, прежде всего Ее, зафиксирован по результатам отбора его образцов при разбурке после длительного простоя.

Технология приготовления ПГЦС отработана и строго регламентирована, в то же время она не представляет сложностей.

Ликвидация поглощения проводится путём заливки ГГЦС через устье скважины, а в более глубокие горизонты и при приготовлении менее густой смеси — закачиванием буровым насосом с последующим продавливанием расчётным количеством промывочной жидкости. После 1 часа ожидания начала схватывания в скважину опускаются бурильные трубы с колонковой снарядом. Не доходя 1-2 м до верха тампонажной пробки, включается медленное вращение снаряда с промывкой и осуществляется дохождение до забоя для удаления пробки из ствола, после чего промывка ведётся без дальнейшей углубки скважины в течение 5-10 мин для определения надёжности тампонирувания

ПГЦС испытана при ликвидации интенсивного поглощения промывочной жидкости на 21 скважине. Успешно изолировано 130 зон поглощения. В трёх зонах, приуроченных к сильно трещиноватым и кавернозным породам, применение ПГЦС не дало желаемого результата: в двух зонах кавернозных и сильно трещиноватых пород применён комбинированный способ тампонирувания.

На основании изложенного можно констатировать следующее:

В предприятии «Волгагеология» разработаны, испытаны и успешно внедрены новые тампонажные смеси для ликвидации интенсивного поглощения промывочных жидкостей — ПГЦС, обладающие рядом достоинств:

- несложен способ приготовления ПГЦС;
- использование распространённых доступных компонентов (тампонажный цемент, глина, КМЦ, гипан, кальцинированная сода, вода);
- нетоксичность компонентов смеси.

ПГЦС устойчива к агрессии минерализованных вод и имеет тенденцию самоупрочнения во времени. Это создаёт принципиально новую возможность целевого регулирования параметров тампонажной смеси — времени затвердевания и характера упрочнения тампонажного материала.

ПГЦС могут быть рекомендованы для тампонирования зон интенсивного поглощения промывочной жидкости в карбонатных и раскарстованных породах.

ПГЦС технологична, просты способы доставки её в зоны тампонирования, она хорошо проникает в полости и трещины горных пород, тампонажная пробка легко удаляется из ствола скважины.

Открытое свойство самоупрочнения ПГЦС затем было использовано при выполнении договорной работы для «Мосводоканала», совместно с АО «Совинтервод» и АО «Аквामаш».

АО «Аквामаш» была создана оригинальная машина «Экран» для резки щелей в грунте для создания противофильтрационных экранов вокруг каналов, водохранилищ и земляных хранилищ токсичных веществ (битумы, химические свапки и т.п.).

«Мосводоканал» испытывал трудности в виде утечек воды из каналов, поставляющих воду для хозяйственно-питьевого водоснабжения г. Москвы. Ранее эта задача решалась ими в виде создания цементных экранов из портландцементов. Однако интенсивные утечки воды из ряда каналов и последующее вскрытие подтвердило, что эти цементные экраны разрушены и не создают гидроизоляции.

В лабораторных условиях была выработана рецептура тампонажной смеси, которая, с одной стороны, могла прокачиваться цементировочным насосом, а, с другой стороны, создавать надёжный самоупрочняющийся экран.

Тампонажная смесь, предложенная нами и закачанная в созданные «Экраны» щели, была следующего состава:

- гипан – 5%;

- портландцемент – 1;
- глинопорошок бентонитовый – 32%;
- остальное – вода.

Затем, через неделю, созданная «Экраном» на экспериментальном участке гидроизоляционная стенка предложенного состава была вскрыта на всю высоту (6 м) и был сделан вывод о её цельности, более высокой эластичности и прочности, чем у контрольных образцов, хранившихся в лаборатории.

Это также подтвердило теоретические предположения о самоупрочнении ПГЦС за счёт взаимодействия гипана с ионами поливалентных металлов, содержащихся в подземных водах.

Итак, исследована, предложена и внедрена в производственных условиях методика и технология применения инновационной полимер-глиноцементной тампонажной смеси (ПГЦС) различных вариантов для разных горно-технических и геологических условий.

Целевой выбор параметров полимерных промывочных жидкостей при бурении скважин на каменную соль

ФГУП «Волгагеология» была выполнена работа по выявлению месторождений каменной соли в Нижегородской области. Для успешного её проведения необходимо было разработать рациональную технологию бурения скважин как по надсоленосной толще, так и по полезному ископаемому, которая позволила бы сократить сроки проходки скважин, уменьшить их металлоёмкость, а главное – добиться качественного опробования полезного ископаемого. Выполнение геологоразведочных работ затруднялось сложными геолого-техническими и организационными условиями бурения в районе работ.

Геологический разрез Белбажского месторождения каменной соли, где проводились разведочные работы, характеризуется сложными условиями бурения скважин, вызванными пестротой литологического состава пород и наличием водоносных горизонтов (рис23).

СРАВНИТЕЛЬНАЯ СХЕМА КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН НА СОЛЬ

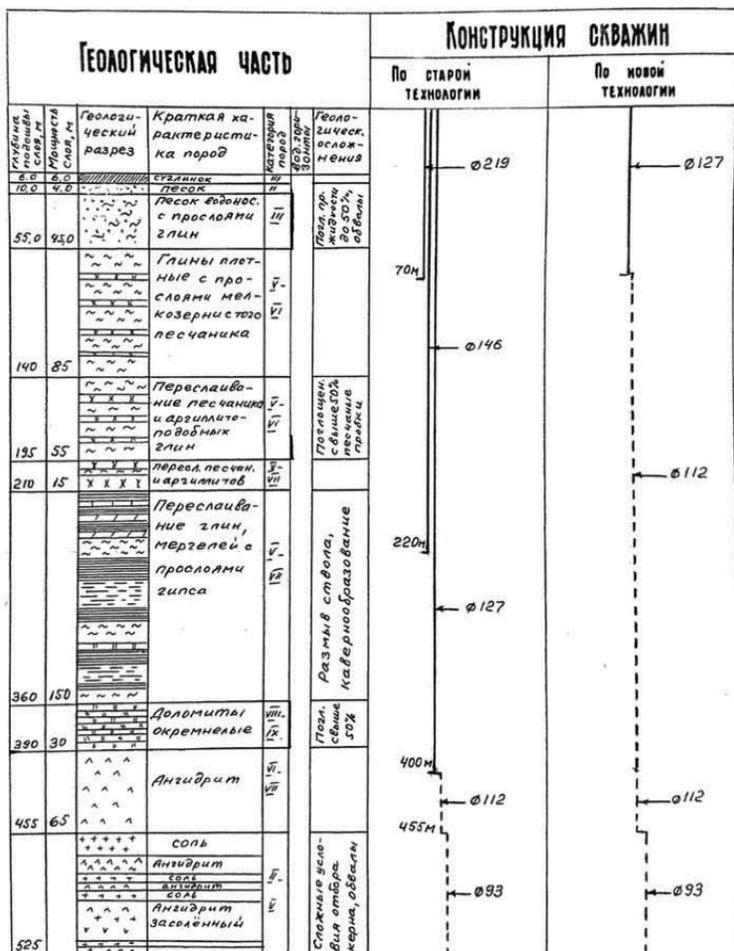


Рис. 23. Сравнительная схема конструкций скважин на соль

В верхней части разреза до глубины 60-70 м в аллювиальных разнородных песках-песчано-глинистых пачках бурение осуществлялось с промывкой чистой водой. При этом наблюдалось полное, а с промывкой глинистым раствором повышенной вязкости – частичное поглощение промывочной жидкости. Для дальнейшего углубления скважин водоносный горизонт было необходимо изолировать обсадными трубами. В интервале от 60-70 до 220-250 м в алеврито-глинистых пачках мощностью по 10-30 м при бурении породоразрушающим инструментом диаметром 112 мм отмечалось образование каверн диаметром 160 мм и более. Песчано-конгломератовые пачки мощностью по 5-16 м содержат напорные, иногда самоизливающиеся водоносные горизонты, поглощают промывочную жидкость, при их бурении часто образуются песчаные пробки и завалы ствола скважин. В породах данного интервала часто наблюдается недомождение снаряда до забоя и на первых этапах работ происходит наибольшее количество аварий, вызванных обрывом снаряда в кавернах диаметром свыше максимального размера каверномера (300 мм). Интервал от 220-250 до 320-360 м, сложенный аргиллитами, плотными загипсованными алевролитами, кварцевыми песчаниками на карбонатном цементе, а также известняками, доломитами и мергелями, проходится обычно без осложнений, а интервал от 320-360 до 380-390 м, представленный закарстованными трещиноватыми известняками, доломитами и мергелями с желваками кремней, характеризуется значительной водообильностью и поглощением промывочной жидкости. При бурении этого интервала в скважинах образуется большое количество крупного и тяжёлого шлама с желваками кремней, которые иногда вызывают заклинивание бурового снаряда.

Надсоленая ангидритовая соленосная и подсоленая толща ангидритов геологических осложнений при бурении не вызывают, за исключением сложности подъёма керна каменной соли и опасности обрыва бурового снаряда в кавернах, образующихся в соляных пластах.

Бурение скважин осуществлялось агрегатами УРБ-ЗАМ, укомплектованными насосами П-ГР с использованием буровых труб диаметром 50 мм и УБТ диаметром 89 мм. По проекту разведочные скважины до глубины 400 м предусмо-

трено бурить без отбора керна, а с 400 м до конечной глубины 555 м — с отбором керна. В соответствии с геолого-техническим нарядом до глубины 70 м бурение осуществлялось трёхшарошечными долотами диаметром 295 мм типа М, затем с целью изоляции аллювиального водоносного горизонта скважины закреплялись колонной обсадных труб диаметром 219 мм. До глубины 150 м бурение велось трёхшарошечными долотами диаметром 190 мм типа МС с креплением скважин колонной обсадных труб диаметром 146 мм и до глубины 400 м — двухшарошечными долотами типа диаметром 132 с последующим креплением обсадной колонной диаметром 127 мм. После крепления скважины трубами бурение производилось коронками СТ-2 диаметром 112 мм. Для предотвращения размыва первого пласта каменной соли и предупреждения осложнений при бурении скважина крепилась колонной обсадных труб диаметром 108 мм до глубины 455 м. В интервале 455-555 м бурение велось твёрдосплавными коронками СА-3 диаметром 93 мм.

Таким образом, применение четырехступенчатой конструкции скважины было вызвано частыми осложнениями при бурении надсоленосной толщи. При этом отмечалась большая металлоёмкость скважин. Для её снижения первоначально предпринимались попытка бурения по каменной соли без перекрытия обсадными колоннами приуроченных к известнякам водоносных горизонтов. Последняя (вторая) обсадная колонна опускалась на глубину 200 м. Вскрытие полезного ископаемого производилось с промывкой насыщенным соевым раствором. В этом случае концентрация соли в растворе существенно снижалась при контакте его в незакрепленных интервалах скважины с водоносными горизонтами надсоленосной толщи, что приводило к интенсивному растворению керна и снижению его выхода, даже при применении двойных колонковых снарядов. В качестве примера приведены данные по скв.11 (табл. 37).

Таблица 37

Продолжительность рейса, мин	Продолжительность рейса, м	Кол-во промывочной жидкости, л/мин	Название породы	Давление на поро-до-разрушающий инструмент кгс/см ²	Число оборотов бур. снаряда, об/мин	Поднято керна, м	Выход керна, %
63	4,2	250-300	Соль	1500	130	1,3	31
67	4,2	250-300	Соль, мергель	300	130	4,2	100
180	1,7	20-30	Ангидрит	600-800	130	0,2	12
180	5,4	100	Ангидрит, соль	800	130	3,3	89
180	2,8	100	Ангидрит, соль	800	130	4,0	
Итого	18,3					13,0	70,0

По данным кавернометрии при бурении по соли коронка-ми диаметром 93 мм фактический диаметр скважины достигал 260-300 мм. Чтобы уменьшить металлоёмкость, т.е. практически изолировать только аллювиальные отложения (интервал 0-70 м), а, значит, и сократить сроки сооружения скважин на соль, получить при этом представительный керновый материал, необходимо было создать высокоэффективные промывочные жидкости, которые позволяли бы успешно преодолевать все зоны разнообразных геологических осложнений и гарантировать кондиционный выход керна по полезному ископаемому (каменной соли).

С целью определения наиболее оптимальных рецептов промывочных жидкостей были проведены лабораторные исследования.

На первом этапе исследований производился подбор оптимальных рецептов насыщенных NaCl промывочных жидкостей, приготовленных из бентонитового глинопорошка Альметьевского или Черногорского заводов. В качестве основных реагентов-стабилизаторов испытывались полиакриламид, карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), гишан в различных сочетаниях.

При обработке промывочных жидкостей, приготовленных из бентонитового порошка (Черногорский завод) плотностью $\gamma - 1,10 \text{ г/см}^3$, вязкостью $T - 16\text{с}$, водоотдачей $B - 20 \text{ см}^3$,

толщиной глинистой корки К – 4 мм, реагентомстабилизатором КМЦ наименьшая водоотдача раствора получается при его 2%-ной концентрации – 3,5 см³ за 30 мм, вязкость около 37с, при прежней плотности (табл. 38).

Таблица 38

Параметры промывочной жидкости до обработки				Концентрация КМЦ, %	Параметры промывочной жидкости после обработки			
γ , г/см	Т, с	В, см ³	К, мм		γ , г/см	Т, с	В, см ³	К, мм
1,10	16	20	4	1,0	1,10	28	6,0	2,0
				1,5	1,10	32	4,5	0,6-0,7
					1,10	37	3,5	0,5-0,6

Для обработки гипаном были приготовлены промывочные жидкости с различными параметрами. Как видно из данных табл. 39, наилучшие показатели глинистого раствора получены при применении гипана в количестве 1,0%. Так, у промывочной жидкости при γ -1,09 г/см³, Т-16с, В-20 см за 30 мин, К - мм и содержании твердой фазы 14%, обработанной гипаном в количестве 0,5%, вязкость увеличилась только на 3с, а водоотдача уменьшилась в 2,5 раза (от 20 до 8 см). При увеличении концентрации гипана до вязкость увеличилась ещё на 3с, а водоотдача уменьшилась от 8 до 4,5 см . При концентрации гипана 1,5% практически водоотдача не снижается (от 4,5 до 4,0 см), но при этом резко увеличивается вязкость (от 22 до 51 с).

Таблица 39

Параметры промывочной жидкости до обработки				Концентрация кп, %	Параметры промывочной жидкости после обработки			
γ , г/см	Т, с	В, см ³	К, мм		γ , г/см	Т, с	В, см ³	К, мм
1,09	16	20	4,0	0,1	1,08	17	18	3
1,09	16	20	4,0	0,2	1,08	17	14	2
1,09	16	20	4,0	0,3	1,08	18	11	2
1,09	16	20	4,0	0,5	1,08	19	8	2

Параметры промывочной жидкости до обработки				Концентрация кц, %	Параметры промывочной жидкости после обработки			
γ , г/см	T, с	B, см ³	K, мм		γ , г/см	T, с	B, см ³	K, мм
1,09	16	20	4,0	0,7	1,08	20	5	1
1,09	16	20	4,0	1,0	1,08	22	4,5	0,7
1,09	16	20	4,0	1,5	1,10	51	4	0,5-0,6
1,14*	17	16	4,0	0,3	1,15	52	10	1,5
1,12	16	27	4,0	0,2	1,12	18	12	Не опр.
1,12	16	27	4,0	0,4	1,11	21	9	2
1,12	16	27	4,0	0,6	1,11	24	7	1,5
1,12	16	27	4,0	0,8	1,11	27	6	1,5
1,12	16	27	4,0	1,0	1,11	42	3,2	0,5-0,6
1,12	16	27	4,0	1,5	1,11	103	2,4	В виде плёнки

х) Содержание твердой фазы 20%, после 5 мин покоя T-105 см, после 16ч покоя T – «не течёт».

При увеличении концентрации твёрдой фазы в промывочной жидкости до 20% малейшая добавка гипана приводит к увеличению вязкости.

Изменение вязкости и водоотдачи глинистого раствора в зависимости от концентрации гипана показано на рис. . Для получения качественных промывочных жидкостей, обработанных гипаном, оптимальное содержание твёрдой фазы— 14-15%.

Лабораторные испытания промывочных жидкостей на глинистой основе, обработанных только полиакриламидом (ПАА), не проводились. ПАА испытывался в сочетании с КМЦ и гипаном.

Для успешного бурения скважина по полезному ископаемому при разведке Белбажского месторождения первоначально была подобрана промывочная жидкость, насыщенная NaCl, обработанная гипаном в сочетании с КМЦ и полиакриламидом. Наилучшие параметры для промывочных жидкостей, насыщенных NaCl, получены при содержании 1,5% гипана, 2% КМЦ и 1,5% полиакриламида γ – 1,20 г/см, T-25 с, B-9 см³, K-2 мм (табл. 40).

Таблица 40

Параметры промывочной жидкости до обработки				Соль, %	Гипан, %	КМЦ, %	Полна- кристалла, %	Параметры промывочной жидкости после обработки			
γ , г/см	T, с	V, см ³	K, мм					γ , г/см	T, с	V, см ³	K, мм
1,11	16	20	4	25	-	-	-	1,26	16	110	4
1,26	16	110	4	25	0,2	-	-	1,25	17	100	4
1,26	16	110	4	25	0,4	-	-	1,24	18	85	4
1,26	16	110	4	25	0,8	-	-	1,24	18	80	4
1,24	18	80	4	25	0,8	1,0	-	1,24	18	27	4
1,24	18	80	4	25	1,3	1,0	-	1,21	19	25	4
1,24	18	80	4	25	-	1,0	-	1,21	22	10	2,5
1,24	18	80	4	25	1,3	1,0	3,0	1,26	35	5	1,5
1,11	16	20	4	25	-	2,0	-	1,26	20	52	4
1,11	16	20	4	25	-	-	0,5	1,24	25	18	3
1,11	16	20	4	25	-	-	1,0	1,24	26	18	3
1,11	16	20	4	25	-	-	1,5	1,24	27	15	-
1,11	16	20	4	25	1	2,0	1,5	-	28	11	2,5
1,11	16	20	4	25	1,5	2,0	1,5	1,20	25	9	2

При их приготовлении необходимо было соблюдать строго определенную последовательность введения в раствор реагентов, во избежание его коагуляции.

Сначала растворяли в воде 2% КМЦ (при наличии в соляно-глинистой промывочной жидкости менее 2% КМЦ, при введении полиакриламида глинистый раствор коагулирует), затем вводилась твёрдая фаза (глина) в количестве 14-15%, после чего добавлялся NaCl до «насыщения», гипан в количестве 2% и водный раствор полиакриламида с содержанием ПАА 1,5%. В полученную промывочную жидкость в течение часа помещали Kern каменной соли Белбажского месторождения и подвергали обработке на стендовой глиномешалке при числе оборотов 417 в минуту. Образцы каменной соли при этом не растворялись.

Испытания подобной промывочной жидкости в производственных условиях проводились на скв.16. На буровой насыщенный солью промывочную жидкость получали следующим образом. В глиномешалку ёмкостью 0,75 м³ закачивали глинистый раствор в объёме 700 л и добавляли 15 кг предварительно размятого порошка КМЦ. Промывочную жидкость с КМЦ тщательно перемешивали в течение 30-40 мин. Затем добавляли 10,5 л гипана, 3,5 кг полиакриламида, предварительно разведённого в тёплой воде, 225 кг соли (в зимнее время 250-270 кг) и полученную смесь перемешивали в течение 30 мин. Испытания подобного раствора в производственных условиях прошли успешно. Однако длительность приготовления такой промывочной жидкости, строго обусловленная последовательность введения реагентов, сложность поддержания оптимальных параметров в связи с разубоживанием пластовыми водами, высокая стоимость 1 м³ промывочной жидкости не удовлетворяли предъявляемым требованиям. Так, много времени тратится на предварительную подготовку и последующее растворение полиакриламида. Его необходимо растворять в горячей воде при 60-800С, тщательно вручную размешивать гелеобразную массу, что особо затруднительно в зимнее время. Ещё более значительное время затрачивается на растворение КМЦ, т.к. сначала необходимо размельчить его вручную, а затем растворять перемешиванием в глиномешалке в течение одного часа и более в зависимости от наружной тем-

пературы. Предварительной же подготовки гипана к растворению не требуется. Его, при необходимости, можно добавлять непосредственно в циркуляционную систему.

Стоимость КМЦ (1580 руб. за 1 т) и полиакриламида (330 руб., за 1 т) значительно выше стоимости гипана (135 руб. за т).

Кроме того, в процессе бурения по полезному ископаемому с промывкой указанной промывочной жидкостью отмечалась её коагуляция.

В связи с этим в лабораторных и производственных условиях продолжались поиски рецептур промывочных жидкостей, которые можно приготовить с минимальными затратами времени и средств и достаточно высокой стабильности, обеспечивающей надёжное предупреждение геологических осложнений в надолженосной толще, и получение кондиционного выхода ядра по полезному ископаемому.

На втором этапе исследований первоначально была решена задача упрощения рецептуры промывочных жидкостей, насыщенных NaCl для бурения по полезному ископаемому (переход на гипан в качестве основного реагента), а затем задача упрощения конструкций скважин и переход преимущественно на одноколонную конструкцию (производилось лишь перекрытие аллювиальных отложений на 50-80 м).

Бурение осуществлялось с использованием промывочных жидкостей, приготовленных из Альметьевского или Черногорского глинопорошка. Поддержание нормальных параметров регулировалось введением гипана, а при значительном повышении вязкости её снижали введением УИПР (от 0,3 до 0,8%) или КМЦ (от до 0,2 до 0,3%).

При сооружении скважин на Белбажском месторождении каменной солит по указанной технологии приготовления промывочных жидкостей имели место значительные расходы дорогого заводского глинопорошка (до 70 кг на 1 м), а также большие затраты на перевозку его к месту работ в связи с отдалённостью от складов (свыше 200 км) и бездорожьём на участке работ. Поэтому на третьем этапе исследований решалась задача перехода на естественные промывочные жидкости, получающиеся в скважине при бурении по пестроцветным глинистым породам пермского возраста. Этим естественным промывочным жидкостям в необработанном виде характерна

низкая степень дисперсности глинистых частиц, высокая водоотдача, возрастание вязкости до «не течёт», мощная и рыхлая корка, что при бурении приводило к кавернообразованию, высокой аварийности и перебуриванию скважин.

Эта задача была решена подбором различных реагентов в производственных условиях. При этом была принята следующая типовая технология приготовления Промывочных жидкостей на месторождении, Интервал рыхлых аллювиальных отложений (0-70 м) вскрывался с промывкой промывочными жидкостями из бентонитового глинопорошка следующих параметров: $\gamma - 1,18-1,20 \text{ г/см}^3$, $T - 30-35\text{с}$, $B - 10-15 \text{ см}^3$ за 30 мин и $K - 2-3 \text{ мм}$. Промывочная жидкость стабилизировалась введением гипана в количестве 0,5-1,0%. После спуска обсадной колонны бурение осуществлялось с промывкой технической воды с последующим переходом на естественные глинистые промывочные жидкости по мере разбуривания глинистых пород. Для увеличения степени дисперсности глинистых частиц выбуренной породы и снижения водоотдачи в промывочную жидкость добавлялась кальцинированная сода (до 0,2%). Стабилизация свойств промывочной жидкости осуществлялась до вскрытия соленосных отложений, при периодическом контроле её, преимущественно гипаном (кроме кальцинированной соды), обеспечивающим низкую водоотдачу, стабильность, устойчивость к кавернообразованию.

При повышении вязкости промывочной жидкости иногда её снижали путём добавления УШР или КМЦ. При этом УШР применялся ограниченно, так как большие его концентрации в условиях месторождения вызывают повышение коэффициента набухания глинистых частиц в стенках скважины, что приводит к интенсификации процесса кавернообразования, снижению стабильности промывочных жидкостей, а иногда гидрофобной коагуляции.

При подходе к соленосной толще приготавливалась промывочная жидкость, насыщенная солью в количестве 10 м^3 , стабилизированная гипаном, с промывкой которой вскрывались пласты полезного ископаемого (каменной соли).

Вязкость насыщенных солью промывочных жидкостей, обработанных только гипаном, была выше вязкости промывочных жидкостей, обработанных гипаном, КМЦ, поли-

акриламидом в разных сочетаниях. Однако это не снижало производительности, так как затраты времени на бурение по соленосным отложениям были незначительны. Более того, высокая вязкость промывочной жидкости, обработанной гипаном, препятствовала её поглощению вышележащими водоносными горизонтами и разубоживанию пластовыми водами, создавая благоприятные условия для отбора зерна полезного ископаемого. Более низкая водоотдача промывочных жидкостей, обработанных гипаном, по сравнению с другими растворами гарантировала снижение процессов кавернообразования в глинистых пермских породах.

Данные по наиболее типичным скважинам, отражающим этапы совершенствования технологий бурения в условиях Белбажского месторождения каменной соли, приведены в табл. 41.

Таблица 41

№ скв.	Глубина скв., м	Интервал крепления, м	Содержание реагентов, %			Параметры промывочной жидкости				Выход зерна, %
			гипана	КМЦ	полиакриламида	γ , г/см	T, с	V, см ³	K, мм	
16	534,60	0-192	1,0	2,0	0,7	1,25	105	25	4	100
20	506,65	0-65	0,7	0,5	-	1,24	80	17	3	98
22	501,00	0-176,4	1,2	-	-	1,25	60	18	2	97
23	519,00	0-66	2,0	0,2	-	1,31	23	28	2,5	100
25	521,35	0-68	1,3	-	-	1,26	64	14	2,5	90
26	521,00	0-91,2	1,2	-	-	1,26	60	14	2	100

Примечание: Промывочные жидкости полностью насыщены NaCl.

Бурение скважин в интервале 0-70 м ведётся без отбора зерна трёхшарошечным долотом диаметром 151 мм типа ИМГ-II диаметром 112 мм с промывкой естественными промывочными жидкостями на глинистой основе со следующими параметрами: γ – 1,14-1,15 г/см³, T – 25-30с, V – 15-15 см³ за 30 мин и K – до 2 мм. Число оборотов бурового снаряда 190-314 в мин, количество промывочной жидкости, подаваемой на забой, 250-300 л/мин, осевая нагрузка на породоразрушающий

инструмент осуществляется весом бурового снаряда в пределах 1,0-1,2 тс.

С глубины 400 м бурение ведётся с отбором керна коронками СА-3 диаметром 93мм, с промывкой естественными промывочными жидкостями, обработанными гипаном.

Бурение по полезному ископаемому производится с одинарной колонковой трубой коронками СА-3 диаметром 93мм и промывкой специальными промывочными жидкостями, обработанными гипаном.

Режим бурения по соли следующий: число оборотов бурового снаряда 190 в минуту; количество промывочной жидкости, подаваемой на забой, 150-200 л/мин; осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент осуществляется весом бурового снаряда в пределах до тс.

Механическая скорость бурения при проходке по солям составляла от 9 до 20 м/ч.

При отборе керна по каменной соли особое значение имеет подготовка технологического инструмента. Твердосплавная коронка должна быть с минимальным выходом резцов или сточена для предотвращения дробления керна. Корпус кернорвателя должен быть тщательно прокалиброван, кольца кернорвателя подогнаны конкретно к каждому корпусу.

Необходимо отметить некоторые особенности устройства циркуляционной системы при бурении скважин на каменную соль, состоящей из двух приёмных ёмкостей для промывочных жидкостей — одной ёмкостью 10 м для пресных промывочных жидкостей, которая используется для бурения надсоленосной толщи, другой ёмкостью 10-15 м для насыщенной солью промывочной жидкости, обработанной гипаном.

Применение промывочных жидкостей с целевым выбором параметров при бурении скважин на каменную соль позволяло существенно улучшить технико-экономические показатели при высоком качестве геологоразведочных работ. В течение 1972-1975 гг, выявлено и разведано значительное по размерам Белбажское месторождение каменной соли. По результатам кавернометрии при бурении скважин по надсоленосной толще и по полезному ископаемому с применением промывочных жидкостей, не обработанных реагентами, фактический диаметр скважин значительно превышает диаметр

породоразрушающего инструмента (так, в скв 13 коэффициент кавернозности в интервале 70-350 м составил более 2). При бурении же с применением промывочных жидкостей с целевым выбором параметров и использованием в качестве основного реагента гипана, ствол скважины размывается значительно меньше. Так, в аналогичном интервале на стадии детальной разведки коэффициент кавернозности составил в среднем 1,25-1,30. Кроме того сократились затраты времени на ликвидацию геологических осложнений. Расход промывочной жидкости на 1 м бурения снизился от 0,41 до 0,15 м, в интервале 70-350 м был осуществлён переход на естественные глинистые растворы, в результате чего экономия глинопорошка составила более 400 т. Значительно уменьшилась металлоёмкость скважин (табл. 42).

Таблица 42

№ скв.	Диаметр обсадных труб, мм	Интервал крепления, м	Примечание
3	273	0-5,20	При бурении по старой технологии
	168	0-24,0	
	146	2,0-104,65	То же
	132	2,7-306,90	То же
12	273	0-15,10	То же
	146	0-162,80	То же
	127	0-279,00	То же
	108	0-307,80	То же
20	146	0-65,0	При бурении по новой технологии
21	127	0-68,0	То же
22	127	0-176,4	то же
24	146	0-68,0	То же
25	127	0-91,2	То же
136	127	0-73,0	То же

В результате сэкономлены сотни тонн обсадных труб. В несколько раз сократились затраты времени на спуск и извле-

чение обсадных труб. Существенно уменьшены транспортные расходы.

Достигнут кондиционный выход керна по полезному ископаемому (общий выход керна по полезному ископаемому по всем скважинам детальной разведки составил 96,6%).

Коммерческие скорости бурения сократились в среднем по месторождению с 6 мес до 1-1,5 мес на скважину.

Итак, можно сделать следующий вывод, что была разработана методика целевого регулирования параметров промывочной жидкости при бурении на каменную соль в зависимости от типа геологических осложнений по разрезу скважин, позволяющая резко увеличить производительность буровых работ, металлоёмкость скважин и качество кернового материала.

Выводы по главе четвёртой

1. Предложена, обоснована и широко внедрена в производство инновационная технология бурения на пески и песчано-гравийные смеси как нерудное полезное ископаемое с применением безглинистых полимерных промывочных жидкостей ВГР и ВКГР и использованием усовершенствованных нами двойных эжекторных колонковых снарядов ДЭКС, позволившая обеспечить безаварийную проходку скважин в сложных условиях неустойчивых обводнённых песчано-гравийных отложений, гарантировать возможность отбора кондиционного керна песков и ПГС в этих условиях, снизить металлоёмкость скважин, обеспечить высокую геологическую информативность.

2. Предложена, обоснована и внедрена в производство инновационная технология бурения скважин в сложных условиях неустойчивых разрезов с чередованием литологических разностей от III до XI категорий по буримости с применением ГЖС, позволившая весьма значительно увеличить производительность буровых работ, снизить аварийность, повысить геологическую информативность за счёт полноты отбора кернового материала.

В процессе производственных испытаний обнаружено возникновение при определённых условиях бурения явление мощной эрозии прослоев крепких и твёрдых пород на забое

скважины, зафиксировать условия их возникновения, предположить кавитационную её природу, что может явиться предметом дальнейших исследований.

Была создана оригинальная установка МПП (модуль пенообразующий передвижной) для бурения с очисткой забоя скважин ГЖС, в которой ряд основных узлов выполнен по нашим разработкам.

Применение указанной технологии позволило резко повысить производительность буровых работ при бурении на каменно-строительные материалы в сложных условиях, снизить аварийность и значительно улучшить геологическую информативность.

3. Обоснована и разработана инновационная технология приготовления полимер-глино-цементной тампонажной смеси для надёжного тампонажа зон геологических осложнений, а также надёжной изоляции водотоков от потерь воды и изоляции источников загрязнения, хранящихся в земляных хранилищах, от растепления.

4. Создана инновационная технология целевого регулирования параметров промывочной жидкости в зависимости от конкретных геологидрогеологических условий при бурении глубоких скважин на каменную соль, позволившая резко увеличить производительность работ, в разы снизить металлоёмкость таких скважин и существенно улучшить их геологическую информативность.

Глава ПЯТАЯ

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ В ПРОИЗВОДСТВО РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫПОЛНЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Как уже указывалось, научные, опытно-экспериментальные разработки автора, а затем и широкое производственное внедрение их осуществлялось как в подразделениях ФГУП «Волгагеология», так и других предприятиях геологоразведочной отрасли. До 1991 г. эти разработки внедрялись как мероприятия по созданию передовой технологии в МГ РСФСР и МГ СССР, за что автор награждён званием «Лауреат премии МИНГЕО СССР».

Технико-экономический эффект от внедрения указанных разработок в сторонних организациях нами не анализируется, так как большие объёмы их внедрения в ФГУП «Волгагеология» позволяют дать необходимые оценки.

1. Эффективность способа вскрытия водоносных горизонтов с промывкой ВГР, ВКГР и промывочной жидкостью на основе ВПРГ следует рассматривать в двух аспектах. С одной стороны, способ обеспечивает экономическую эффективность конкретного геологоразведочного производства, которая достигается сокращением затрат материальных и трудовых ресурсов. Повышение производительности бурения и опытно-фильтрационных работ достигается за счёт снижения затрат времени и средств на приготовление глинистого раствора, уменьшение продолжительности работ по декольматации скважин и продолжительности опытно-фильтрационных работ, упрощения методики гидрогеологических работ, снижения транспортных расходов и т.п.

Эта экономическая эффективность поддаётся прямому расчёту.

С другой стороны, имеет место весьма высокая геолого-гидрогеологическая эффективность этого способа. Как известно, при проведении гидрогеологического и инженерно-мелиора-

тивного картирования различного масштаба, при осуществлении поисково-оценочных и геологоразведочных на воду работ в рыхлых песчаных комплексах пород основным способом, за редким исключением (бурение с прямой и обратно-всасывающей промывкой технической водой), являлся вращательный способ бурения с промывкой глинистым раствором. Его недостатки, связанные с искажением информативности гидрогеологических скважин и невозможностью, в подавляющем большинстве случаев, получения истинных характеристик водоносных горизонтов, общезвестны.

Технологическая несложность и надёжность вскрытия водоносных горизонтов в песчано-гравийных отложениях с промывкой безглинистыми полимерными промывочными жидкостями позволила широко внедрить этот способ при проведении гидрогеологических работ различного назначения. Это позволило получать надёжную и достоверную информацию о ресурсах и запасах подземных вод исследуемых территорий.

Эти перечисленные возможности безглинистых полимерных промывочных жидкостей не могут быть прямо обчислительны с точки зрения экономической выгоды, но высокая эффективность их в сложных условиях несомненна.

2. Бурение скважин на пески и песчано-гравийные смеси с применением безглинистых полимерных промывочных жидкостей и ДЭКС'ов также необходимо оценивать в двух аспектах.

Во-первых, это минимизация прямых затрат – на приготовление глинистых растворов, снижение металлоёмкости, снижение аварийности – прихватов и частых перебурок в связи с недостаточным выходом керна и др., что поддаётся прямому расчёту.

Во-вторых, получение незаглинизированного неразрушенного кондиционного керна песчано-гравийных пород позволяет получать достоверную и полную геологическую информацию, а также высокое качество других параметров полезного ископаемого (структурные и текстурные особенности, минералогические характеристики и др.).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные в результате теоретических, лабораторных, полигонных и научно-производственных исследований работы определили следующую научную новизну.

1. Выявлены зависимости ряда технологических свойств безглинистых полимерных промывочных жидкостей (условной вязкости, фильтрационного расхода, несущей способности, замерзаемости) от различных факторов (содержания компонентов, гранулометрического давления, температур). Это позволило создать эффективные рецептуры растворов и рекомендовать, а затем широко внедрить их в практику бурения в сложных условиях.

2. Определены закономерности взаимодействия ряда водорастворимых полимеров (гипан, КМЦ, ВПРГ) с ионами поливалентных металлов, характерных для пресных подземных вод, а также между собой, которые позволили распознать механизм гелеобразования, являющийся наиболее существенным фактором надёжной кольматации песчаных водоносных горизонтов при вскрытии их безглинистыми полимерными промывочными жидкостями, а также выработать рекомендации по технологии декольматации этих горизонтов при их освоении.

3. Установлены закономерности формирования устойчивости рыхлых песчаных стенок скважин в зависимости от гранулометрического состава песков, параметров промывочных жидкостей, фильтрационного расхода и избыточного гидростатического давления.

4. Установлены граничные условия применения инновационных технологий эффективного вскрытия и освоения водоносных горизонтов в сложных геологических условиях с использованием безглинистых полимерных промывочных жидкостей – по статическому уровню и коэффициенту фильтрации пород – водоносного горизонта.

5. Установлены зависимости свойств безглинистых полимерных промывочных жидкостей от отрицательных температур, на основе чего разработана технология их применения в зонах многолетнемерзлых пород для вскрытия и освоения подмерзлотных вод в сложных условиях.

6. Разработана методология оценки информативности применяемых технологий гидрогеологического бурения на основе энтропийного анализа для оценки и выбора базовых технологий для конкретных геолого - гидрогеологических условий.

7. Выявлена зависимость упрочнения во времени в условиях скважины предложенных нами гель-цементов – от свойства содержащихся в них полимеров взаимодействовать с ионами polyvalentных металлов подземных вод.

Кроме того, выполнены следующие научно-практические исследования, осуществлены следующие разработки.

8. Выполнены совместно с Московском институтом им. Ф.Ф. Эрисмана работы по оценке санитарно-гигиенических и токсикологических свойств рекомендованных нами полимеров с целью их использования для гидрогеологического бурения.

9. Разработаны инновационные технологии гидрогеологического бурения в сложных условиях с применением БППЖ — в обводнённых песках и ПГС; на подмерзлотные воды; в многослойных коллекторах, которые эффективно использованы многими геологическими организациями.

10. Разработаны критерии выбора и целевого регулирования параметров безглинистых полимерных промывочных жидкостей в зависимости от конкретных геолого-гидрогеологических условий в скважинах.

11. Исследованы и созданы инновационные технологии бурения скважин на нерудное сырьё и россыпи с использованием БППЖ, позволившие обеспечить получение кондиционного керна, устойчивость ствола и высокие коммерческие скорости бурения.

12. Разработана и успешно внедрена технология бурения на каменно-строительное сырьё в сложных условиях с использованием ГЖС со стабилизирующей полимерной добавкой, позволившей использовать выявленный эффект предполагаемой кавитационной эрозии забоя для интенсивного разрушения пропластков твёрдых и крепких пород.

13. Создан оригинальный комплекс модуль передвижной пенообразующий (МПП) для бурения с ГЖС.

14. Разработана методика целевого регулирования параметров промывочных жидкостей в зависимости от характера осложнений в скважинах на каменную соль.

Активное участие в проведении теоретических, лабораторных и полевых исследований принимали инженеры Зайцев Б.И., Балашов А.И., Вагин Н.А., Говорюткин В.Д., Земсков В.Н., Кирюшкин В.Т., Кулагин А.С.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авдеев Н.И. Бурение гидрогеологических скважин в песчаных водоносных горизонтах с промывкой водой на Берёзовском участке Курской области — М.: ЭИ ВИЭМС, №2, 1976.
2. Адлер Ю.П. и др. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. Наука. М.: 1976.
3. Алексеев В.С. Импульсные методы освоения и регенерации скважин на воду /В.С. Алексеев, Е.Ю. Щёголев. Обзор: гидрогеология и инженерная геология.- М.: ВИЭМС, 1977.
4. Альтовский М.Е. Справочник гидрогеолога. М.: 1962.
5. Анатолевский П.А. и др. Технология бурения скважин на воду. Гостопиздат, 1972.
6. Ангелопуло О.К. и др. Безглинистые буровые растворы. «Нефтяник», №6, 1971.
7. Афанасьев Т.П. Подземные воды Среднего Поволжья и Прикамья и их гидрохимическая зональность. Изд. Академии наук СССР. М.: 1956.
8. Афанасьев И.С., Блинов Г.А., Пономарёв П.П., Кукес А.И., Осецкий А.И., Егоров Н.Г. Справочник по бурению геологоразведочных скважин. СПб «ООО «Недра», 2000.
9. Ашуралиев А.М., Куликов Г.В., Ходжибаев Н.Н. Рост скорости бурения и опробования гидрогеологических скважин. Разведка и охрана недр, №7. М.: 1976.
10. Ахматов А.С. Молекулярная физика граничного слоя — М.: Физматгиз, 1963.
11. Баранов Ю.В. и др. О свойствах полиакриловых кислот и их сополимеров-реагентов для изоляции вод. «Гр. Татар.н-и. и проект.ин-т нефт.пром-сти», вып.32, 1973.
12. Башкатов Д.Н. Современные способы вскрытия и освоения водоносных пластов при бурении. ЭИ ВИЭМС, вып.9-10, 1976.
13. Башкатов Д.Н., Роговой. Бурение скважин на воду, М.: 1976.
14. Башкатов Д.Н., Оноприенко М.Г. Вскрытие водоносных горизонтов в рыхлых отложениях. «Разведка и охрана недр», №8, 1973.
15. Башкатов Д.Н. Оборудование гидрогеологических скважин. Матер. межвед.совещ. Минск, вып.4, 1972.
16. Башкатов Д.Н. и др. Бурение гидрогеологических скважин с прямой промывкой водой. М.: ВИЭМС, 1972.
17. Башкатов Д.Н. и др. Бурение гидрогеологических скважин в рыхлых отложениях вращательным способом с промывкой водой. Новосибирск (тезисы докладов), 1972.
18. Башкатов Д.Н., Олоновский, Дрягалин Е.Н. Разглинизация скважин на воду. «Колос», 1969.
19. Башкатов Д.Н. Выбор способа бурения и типа буровой установки для проходки гидрогеологических скважин. «Разведка и охрана недр», №6, 1968.

20. Башкатов Д.Н. Обоснование способа и диаметра бурения при гидрогеологических и инженерно-геологических исследованиях. ВИЭМС, 1971, обзор, серия Гидрогеология и инженерная геология.
21. Башкатов Д.Н. Справочник по бурению скважин на воду/Д.Н. Башкатов, С.С. Сулакшин, С.А. Драхлис, Г.П. Квапшин — М., Недра, 1979.
22. Башкатов Д.Н. Специальные работы при сооружении скважин на воду/ Д.Н. Башкатов, С.А. Драхлис, В.В. Сафонов — М., Недра, 1989.
23. Башкатов Д.Н. Прогрессивная технология бурения гидрогеологических скважин/ Д.Н. Башкатов, А.В. Панков, А.М. Коломнец. — М., Недра, 1992.
24. Башкатов А.Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин. М, Недра, 2003.
25. Башкатов Д.Н. Оперативная оптимизация процесса бурения, проблемы и пути решения. Вестник РАЕН, 1993.
26. Башкатов Д.Н. Проблемы и пути реализации оперативного управления процессом бурения. Екатеринбург. Сборник горно-геологической Академии, 1994.
27. Башкатов Д.Н., Коломнец А.М, Оптимизация процессов разведочного бурения. Н.Новгород, 1997.
28. Башкатов Д.Н. Оптимизация процесса бурения. Мин.обр. и науки РФ, МГТУ, Н.Новгород, 2006.
29. Белкин О.К., Евецкий В.А. Изоляция зон поглощения. Разведка и охрана недр, №2, 1982.
30. Белкин О.К., Дручин В.С. и др. Опыт бурения гидрогеологических скважин. недра, М.: 1970.
31. Белов В.П. и др. Промышленные испытания бурового геля-раствора при проводке скважин в сложных условиях. «Бурение. Реф.науч.-техн.общ.», вып.2, 1975.
32. Белов В.П. Полимерная промывочная жидкость на основе полиакриламида. «Нефть и газ». Известия ВУЗов, №7, 1970.
33. Блажков В.И. Метод разглинизации гидрогеологических скважин. «Разведка и охрана недр», №10, 1966.
34. Вагин Н.А. Новые технологии и технические средства для сооружения, освоения и ликвидации гидрогеологических скважин/ Н.А. Вагин, С.И. Голиков, Б.И. Зайцев, А.М. Коломнец и др. — М.: ООО «Геоинформцентр», 2002.
35. Воздвиженский Б.И., Козловский Е.А. Пути развития разведочного бурения в течение 1971-75 гг. Сборник «Совершенствование техники и технологии геологоразведочных работ в Забайкалье», 1973.
36. Воздвиженский Б.И., Сидоренко А.К., Скорняков А.А. Современные способы бурения скважин. «Недра», 1970.
37. Войтенко В.С. Выбор типа промывочной жидкости, обеспечивающей наибольшую устойчивость пород на стенках скважин. Р.С. «Бурение газовых и газоконденсатных скважин», М. ВНИИОГазпром, вып.2, 1974.
38. Волков С.А., Волков А.С. Справочник по разведочному бурению. М., 1963.
39. Володько И.Ф. Пути повышения дебита скважин. М. ВСЕГИНГЕО, 1972.

40. Володько И.Ф. Некоторые особенности забора воды из мелкозернистых песков и расчёта фильтров, Труды ВСЕГИНГЕО, вып. 101, 1975.
41. Володченко К.Т., Козловский Е.А., Шипшаков В.Г. Принципы и оценка уровня организации работ на разведочном бурении. ОНТИ ВИЭМС, 1973.
42. Вольницкая Э.М. Разглинизация водоносных горизонтов с помощью пневматического источника АСП-Г. Экспресс-информация: Техника и технология геологоразведочных работ, организация производства/ Э.М. Вольницкая, С.А. Ловля, – М.: ВИЭМС, 1978.
43. Вольницкая Е.П., Вольницкая Э.М., Мойзис С.Е. Увеличение производительности водяных скважин/Россия и мир: Наука и технология, №4, 2003.
44. Вольницкая Э.М., Вольницкая Е.П., Воркин И.А. Новая технология разглинизации водозаборных скважин/Водное хозяйство России. Т.6 – №1, 2004.
45. Гаврилко В.М., Алексеев В.С., Гуркин А.Я. Сооружение высокодебитных водозаборных и дренажных скважин. М. 1974.
46. Гаврилко В.М. и др. Опыт скоростного бурения водозаборных скважин большого диаметра. «Разведка и охрана недр», № 11, 1968.
47. Гаврилко В.М. и др. Скоростное бурение скважин роторными станками с обратной промывкой. «Гидротехника и мелиорация», № 11, 1967.
48. Гольдштейн В.В., Крылов В.И., Николаева Т.А., Алипаян Р.Р., Кошелев А.Т. Некоторые закономерности взаимодействия пипана с солями двухвалентных металлов. Тр. ВНИИБТ, 1976.
49. Гриневич В.А. Особенности бурения гидрогеологических скважин в четвертичных отложениях в условиях работы Ивановской геологоразведочной экспедиции. Э.И., ВИЭМС, №2, 1976.
50. Громов А.Г., Дрягалин Е.Н., Романов В.Г. К вопросу о бурении скважин с прямой промывкой водой. Труды ВСЕГИНГЕО, вып.101, 1975.
51. Гудин И.Н. Характеристики интенсивности и необратимости разрушения структуры промывочной жидкости. В сб. «Промывка и технология крепления скважин». Наука, 1973.
52. Демидов-А.М. Сравнительная экономическая эффективность способов бурения скважин при разведке подземных вод в конусах выноса. Диссертация. М, 1971.
53. Демьянова Е.А. Новые промывочные жидкости для бурения скважин. «Разведка и охрана недр», №10, 1972.
54. Деревянных А.И., Макаров А.В., Сотников А.Б. Бурение гидрогеологических скважин в сложных геологических условиях. Изд. ВИЭМС. М., 1971.
55. Дрягалин Е.Н., Фазуллин М.И. Некоторые направления технического прогресса в разведке Подземных вод. Труды ВСЕГИНГЕО, вып.82, 1974.
56. Дрягалин Е.Н. Вскрытие, опробование и освоение водоносных горизонтов гидрогеологических скважин/Е.Н. Дрягалин, В.Г. Романов, В.Н. Селиховкин и др. – М.: Недра, 1975.
57. Дубровский В.В. Справочник по бурению и оборудованию скважин на воду. Недра. М.,1972.
58. Дудуля И.А., Гаврилко Н.М. Применение поверхностноактивных веществ – значительный резерв повышения производительности колонкового бурения. «Разведка и охрана недр», №7, 1969.

59. Ельчанинов В.П., Смирнов Л.Н., Татарчук Ю.С. Бурение скважин в рыхлых отложениях с обратновсасывающей промывкой. Э.И. ВИЭМС, вып.9-10, 1976.
60. Журавлёв П.М. Применение безглинистых растворов при бурении скважин на воду. Э.И. ВИЭМС, №2, 1976.
61. Жуховицкий С.Ю. Промывочные жидкости в бурении. Недра. М., 1976.
62. Закревский В.И. Анализ технико-экономических показателей роторного и ударно-канатного способов бурения. Организация и экономика сооружения скважин на воду. Горки, 1973.
63. Злотник Д.Е. Получение и исследование гидролизованного полиакрилонитрила (гипана) для стабилизации и повышения термостойкости глинистых растворов. Труды ВНИИБТ, вып.3. М., 1961.
64. Злотник Д.Е. и др. Исследование водорастворимых акриловых полимеров (гипана и метаса) для стабилизации буровых растворов при температурах до 300 °С. Изв.ВУЗов, «Нефть и газ», №10, 1975.
65. Ивачёв Л.М. Промывочные жидкости в разведочном бурении. Недра. М., 1975.
66. Ивачёв Л.М., Макаров Л.В. Опыт бескомпрессорной аэрации промывочных жидкостей в колонковом бурении. ОНТИ ВИЭМС, 1966.
67. Ивачёв Л.Н. Промывка, тампонирование геологоразведочных скважин. – М.: Недра, 1989.
68. Игrevский В.В. Технология проводки скважин в солевых отложениях (обзор зарубежной литературы). Серия: Бурение. М., ВНИИОЭНГ, 1974.
69. Иштутинов В.А. и др. О применении естественных аэрированных промывочных жидкостей в структурно-поисковом бурении. Изв.ВУЗов «Нефть и газ», №10, 1969.
70. Иштутинов В.А., Макаров Л.В., Фёдорова Г.Г. Естественные аэрированные растворы в разведочном бурении. ВИЭМС. М., 1971.
71. Иштутинов В.А., Фёдорова Г.Г., Макаров Л.В. О применении естественных аэрированных промывочных жидкостей в структурно-поисковом бурении. «Нефть и газ». Известия ВУЗов, №10, 1969.
72. Инструкция по эксплуатации модуля передвижного пенообразующего. Н.Новгород, ГПП «Волгагеология», 1996.
73. Инструкция по бурению скважин снарядами колонковыми двойнцли (СКД). Н.Новгород, ГПП «Волгагеология», 1995.
74. Кагаргин А.А., Меньковский В.Н., Носовский Ю.М. Определение устойчивости стенок скважины при бурении с промывкой водой в рыхлых отложениях. Труды ВСЕГИНГЕО, вып.82, 1974.
75. Калинин А.Г., Ошкардин О.В., Питерский В.М., Соловьёв Н.В. Разведочное бурение. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000.
76. Калинин А.Г., Власюк В.И., Ошкардин О.В., Скрыбин Р.М. Технология бурения разведочных скважин. М.: Изд. Техника, 2004.
77. Кардыш В.Г., Мурзаков Б.В. Совершенствование техники и технологии бурения скважин большого диаметра за рубежом. Э.И. ВИЭМС. М., 1975.
78. Касымов Ш.А., Пулатов Р.Д., Паршиев Т.Р. Технико-экономическая эффективность применения водополимерных жидкостей и облегчённых растворов при проводке скважин и вскрытии продуктивных пластов на ме-

сторождениях с АНПА/ Тезисы доклада второй республиканской научно-технической конференции молодых учёных и специалистов по технологии добычи и транспорту газа. Ташкент, 1977.

79. Квашин Г.П. Основные направления совершенствования техники и технологии буровых работ на воду в Сибири и на Дальнем Востоке. Новосибирск, 1972.

80. Кистер Э.Г. Основные направления химической обработки буровых растворов. Труды ВНИИБТ, вып. XXVII. М., 1971.

81. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. «Недра», М., 1972.

82. Кистер Э.Г. Современные задачи в области создания и применения буровых растворов. «Нефтяное хозяйство», №12, 1972.

83. Кистер Э.Г., Злотник Д.Е., Барановский Ю.В. Получение и применение солевых буровых растворов. Труды ВНИИБТ, вып. XXVII. М., 1971.

84. Климкина Н.В. Санитарно-гигиеническая характеристика водогипанового раствора/ Н.В. Климкина, Р.С. Ехина, А.В. Тулакин, Т.А. Кочеткова/ Сборник научных трудов «Прогрессивные способы сооружения гидрогеологических скважин и пути улучшения качества промысловых жидкостей» – М., 1984.

85. Ковалёва Э. и др. Использование малоглинистого раствора, обработанного солями алюминия. «Нефтяник», №1, 1976.

86. Коваленко К. и др. Выбор буровых промысловых растворов при бурении в обвалывающихся глинистых породах. «Нефтяник», №11, 1975.

87. Козловский Е.А. Оптимизация процесса разведочного бурения. «Недра», 1975.

88. Козловский Е.А. и др. Техника геологоразведочных работ. Т.Э. «Современные методы и технические средства оптимизации разведочного бурения», М., 1975.

89. Козловский Е.А., Воздвиженский Б.И. Перспективы и проблема научного управления процессом разведочного бурения. «Изв. высш. учебн. завед. Геология и разведка», №1, 1975.

90. Колесников П.И. и др. Технология глубокого бурения в осложнённых условиях. М. «Недра», 1967.

91. Колесникова Т.И., Агеев Ю.Н. Буровые растворы и крепление скважин. М. «Недра», 1975.

92. Коломиец А.М. Прогрессивные способы сооружения гидрогеологических скважин в условиях Средне-Волжской КГРЭ. Э.И. ВИЭМС, вып. 9-10, 1976.

93. Коломиец А.М. Выбор параметров промысловых жидкостей при бурении скважин на каменную соль в условиях Среднего Поволжья. Э.И. ВИЭМС, вып. 3, 1977.

94. Коломиец А.М. и др. Инструкция «Бурение гидрогеологических скважин в рыхлых отложениях с прямой промывкой водой». М., 1976.

95. Коломиец А.М., Панков А.В., Щенников Е.В. Бурение гидрогеологических скважин с промывкой водогипановыми растворами. «Разведка и охрана недр», №9. М., 1977.

96. Коломиец А.М., Гордилов О.Н., Вагин Н.А., Комаров М.А. Опыт применения специальных растворов при бурении скважин на месторождении каменной соли. Э.И. ВИЭМС, вып. 3, 1975.

97. Коломиец А.М., Панков А.В., Борисович В.Т. и др. Опыт бурения гидрогеологических скважин с обратновесывающей промывкой. Э.И. ВИЭМС, вып.13, 1977
98. Коломиец А.М., Панков А.В., Щенников Е.В. Бурение гидрогеологических скважин с водогипановыми растворами. РиОН №9, 1977.
99. Коломиец А.М. Исследование и разработка рациональной технологии сооружения геологоразведочных скважин в сложных условиях с применением водогипановых растворов. Диссертация. Мин-во высш.и сред.спец.обр. МГРИ, 1977.
100. Коломиец А.М., Панков А.В., Кулагин А.С. Новые полимерные промывочные жидкости. «Разведка и охрана недр». М., 1988.
101. Коломиец А.М. Кольматирующие факторы полимерных промывочных жидкостей. Известия ВУЗов. М., 1988.
102. Коломиец А.М. Разработка прогрессивных технологий сооружения и освоения гидрогеологических скважин, «Разведка и охрана недр». М., 2000.
103. Коломиец А.М. Выбор параметров, обоснование и результаты внедрения безглинистых растворов при сооружении гидрогеологических скважин. Труды, геолфонда РСФСР. М., 1978.
104. Коломиец А.М., Болотов В.А., Емельянов В.М., Панков А.В. Совершенствование технологии сооружения гидрогеологических скважин в Белгородской ГРЭ. труды, геолфонда РСФСР, М., 1978.
105. Коломиец А.М. Бурение скважин на воду в условиях многослойных коллекторов пермских отложений Среднего Поволжья. Труды, геолфонда РСФСР. М., 1982.
106. Коломиец А.М., Вагин Н.А., Зайцев Б.И., Панков А.В. Инструкция по применению полимерных промывочных жидкостей. МГ РСФСР. М., 1997.
107. Коломиец А.М. Тезисы докладов на конференции МГТА «Наука и новейшие технологии при освоении полезных ископаемых на рубеже XX и XXI веков (роль новых технологий в бурении). М., 1998.
108. Коломиец А.М. Об устойчивости стенок скважин при бурении с промывкой водой в рыхлых отложениях. Э.И. ВИЭМС, вып.13. М., 1979.
109. Коломиец А.М., Кулагин А.С. Временная инструкция по приготовлению и использованию многокомпонентных промывочных жидкостей. Геолфонд, Горький, 1980.
110. Коломиец А.М., Панков А.В. Об опыте применения полимерных промывочных жидкостей при сооружении водозаборных скважин. Э.И. Минмонтажспецстрой. М., 1983.
111. Коломиец А.М., Башкатов Д.Н., Новиков Г.П., Панков А.В. Сооружение гидрогеологических скважин с промывкой водогипановым раствором. Передовой опыт. М., 1984.
112. Коломиец А.М. Рекомендации по бурению с применением газожидкостных смесей (ГЖС) в условиях Средне-Волжской КГРЭ, геолфонд, Горький, 1986.
113. Коломиец А.М., Зайцев Б.И. Рекомендации по применению снаряда колонкового двойного (СКД), геолфонд, Горький, 1987.

114. Коломиец А.М., Вагин Н.А., Зайцев Б.И. Рекомендации по бурению скважин двойными эжекторными колонковыми снарядами (ДЭКС) в условиях Средне-Волжской КРЭ, геолфонд, Горький, 1987.
115. Коломиец А.М., Вагин Н.А. Новые тампонажные смеси для изоляции зон поглощения. Э.И. ВИЭМС, вып.6. М., 1987.
116. Коломиец А.М., Вагин Т.Г.А. Совершенствование технологии бурения и внедрение новых технических средств в условиях Средне-Волжской КРЭ, геолфонд, Горький, 1988.
117. Коломиец А.М. Инструкция по применению пен при бурении скважин, Центргеология. М., 1988.
118. Коломиец А.М. Тезисы докладов на 3-м Международном симпозиуме по бурению скважин в осложнённых условиях (Применение полимерных промывочных жидкостей в бурении), Санкт-Петербург, 1995.
119. Коломиец А.М. Об итогах работы по разработке и реализации модуля для бурения с очисткой скважин газожидкостной смесью. РосГео, Н. Новгород, 1995.
120. Коломиец А.М., Вагин Н.А., Зайцев Б.И. Инструкция по эксплуатации модуля передвижного пенообразующего (МПП). РосГео, Н.Новгород, 1999.
121. Коломиец А.М., Вагин Н.А., Зайцев Б.И., Агафонов В.П. Рекомендации по применению эффективных способов восстановления дебитов скважин на воду в различных геолого-гидрогеологических условиях. РосГео, Н.Новгород, 1999.
122. Коломиец А.М. Доклад на форуме «Великие реки». Техничко - технологические и организационные аспекты защиты подземных вод. Н.Новгород, оргкомитет форума, 2001.
123. Коломиец А.М., Фёдоров О.В., Алтунин Б.Ю., Беляев С.В. и др. Инновационные инженерные решения и их экономические оценки. «Инфра-М». М., 2005.
124. Коломиец А.М. Некоторые предложения по методике оценки условий применения базовых технологий бурения. РосГео, Н.Новгород, 2001.
125. Коломиец А.М., Власковский И., Иванов Б, и др. Внедрение новых технологий бурения гидрогеологических скважин. София, Болгария, 1994.
126. Коломиец А.М., Вагин Н.А., Голиков С.И., Зайцев Б.И. Новые технологии и технические средства для сооружения и ликвидации гидрогеологических скважин. Геоинформмарк. М., 1999.
127. Коломиец А.М., Зайцев Б.И., Голиков С.И. Новые технические средства и технологии для бурения скважин на воду и нерудное сырьё, Геоинформмарк. М., 2010.
128. Коломиец А.М. К вопросу возникновения эффекта кавитации в бурении с использованием ГЖС, Н.Новгород, ГПП «Волгагеология», 1998.
129. Коломиец А.М. Циклонный пеногаситель, авторское свидетельство №1510864, 1988.
130. Коломиец А.М., Толокнов И.И., Певзнер В.П., Прокшиц В.И. Пеногенератор, авторское свидетельство №1674940, 1991.
131. Коломиец А.М., Горелов В.П., Балашов А.И., Петров И.П. Устройство для бурения с очисткой скважины пеной, авторское свидетельство №1795075, 1993.

132. Кудряшов Б.Б. и др. Эффективный способ повышения выхода керна и качества керна в мёрзлых породах. Записки ЛГИ, т.57, вып.2, 1969.
133. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Новая технология бурения скважин в мёрзлых породах. «Недра». Л., 1973.
134. Куликов В.В., Минаков С.И., Сердюк Н.И., Шибанов Б.В. Применение кавитационной эрозии при бурении скважин. Изв. ВУЗ'ов. Геология и разведка, 2004, №4.
135. Куличихин Н.И., Воздвиженский Б.И. Разведочное бурение. «Недра». М., 1968.
136. Лопатин Ю.С., Мурадян И.М., Левкин В.Т., Лившиц И.Э. Бурение многолетнемёрзлых пород с применением ПАВ. Э.И. ВИЭМС, вып. 13, 1976.
137. Макаров А.В. Применение аэрированных жидкостей при бурении гидрогеологических скважин. Сб.технол.сооруж.гидрогеол.скв.на воду. Новосибирск, 1972.
138. Макаров А.В. Промывочные жидкости в колонковом бурении. «Недра». М., 1965.
139. Мишцевич В.И., Булатов А.И., Мамедов Д.Г., Смагин И.Ф., Феленковский И.Ф. Новое в области буровых растворов и технологии их использования за рубежом. ВНИИОЭНГ, 1975.
140. Мовсунов А.А. и др. Влияние добавок химических реагентов в малых дозах на реологические параметры и гидравлическую характеристику глинистого раствора. «Азерб.нефтяное хоз-во», №1, 1975,
141. Никифоров И.Г., Панков А.В., Борисович В.Т., Щенников Е.В., Родин Г.Н. Пути повышения эффективности геологоразведочного бурения в ТГУЦР. Обзор, ВИЭМС, 1974.
142. Носовский Ю.М. и др. Проходка гидрогеологических скважин в рыхлых отложениях с промывкой водой. Докл. АН БССР, №11, 1972.
143. Организация и технология бурения гидрогеологических скважин. Тр. ВНИИ гидрогеол.и инж.геол., вып.54. М., 1972.
144. Панков А.В., Борисович В.Г., Щенников Е.В., Грикевич В.А., Коломиец А.М. Опыт бурения гидрогеологических скважин с обратно-всасывающей промывкой в ТГУЦР. Э.И. ВИЭМС, вып.3, 1973.
145. Панков А.В. Исследование и выбор путей повышения технико-экономической эффективности сооружения гидрогеологических скважин в условиях ТГУЦР. Диссертация. М., 1975.
146. Панков А.В. Повышение эффективности сооружения гидрогеологических скважин. Э.И. ВИЭМС, вып.9-10, 1976.
147. Панков А.В., Щенников Е.В., Борисович В.Г. Бурение гидрогеологических скважин в песчаных горизонтах с промывкой водой. Э.И. ВИЭМС, вып.3, 1974.
148. Паус К.Ф. Буровые растворы. «Недра». М., 1973.
149. Паус К.Ф., Довжук В.Г. Влияние химических реагентов на физико-химические характеристики глинистых растворов. «Нефть и газ», Известия ВУЗов, №11, 1969,
150. Пономарёв П.П., Каулин В.А., Власюк В.И. Технологические средства и технология отбора керна высокого качества при бурении скважин. М.: Геоинформцентр, 2003.

151. Романов В.Г. Применение промывочной воды и контроль за её расходом при бурении гидрогеологических скважин. «Гр.ВНИИ гидрогеол. и инж.геол.», вып.82, 1974.
152. Романов В.Г., Дрягалин Е.Н. Вскрытие неустойчивых водовмещающих пород с промывкой водой. Э.И. ВИЭМС, вып.9-10, 1976.
153. Романов В.Г., Дрягалин Е.Н., Алексеев В.С. Временные методические рекомендации по вскрытию неустойчивых водовмещающих пород с промывкой водой. ВСЕГИНГЕО, 1976.
154. Семенко Н.Ф. Регулирование свойств буровых растворов из неглинистых пород. «Недра», 1971.
155. Семенко Н.Ф., Бельков В.И. Многофакторная модель в регулировании свойств промывочного агента в геологоразведочном бурении. В сб.: Системные исследования и разработки в геологии. — М.: Наука, 1989.
156. Сердюк Н.И. Кавитационные способы декольматажа фильтровой области буровых скважин. ОАО ВНИИОЭНГ. М., 2004.
157. Сердюк Н.И. Исследование причин снижения производительности водозаборных скважин. ОАО ВНИИОЭНГ. М., 2004.
158. Сердюк Н.И. Сравнительная оценка технико-экономической эффективности технологий восстановления производительности буровых скважин. МГГРУ. М., 2005.
159. Сердюк Н.И. Перспективы использования эффекта кавитации для повышения эффективности буровых технологических процессов. МГГРУ. М., 2005.
160. Сердюк Н.И. Повышение эффективности буровых технологических процессов за счёт использования эффекта кавитации/ Горный информационно-аналитический бюллетень. — Деп. в МГТУ № 390/03-05, 2005.
161. Сердюк Н.И. Совершенствование технологий сооружения и эксплуатации скважин на жидкие полезные ископаемые/ Изв.ВУЗов. Геология и разведка, №1 — с.56-60, 2005.
162. Сердюк Н.И., Куликов В.В., Тунгусов А.А. и др. Бурение скважин различного назначения. М.: РГГУ, 2006.
163. Соловьёв Н.В. Промывка скважин жидкостями с поверхностно-активными антифрикционными и полимерными добавками, М.: МГРИ, 1983.
164. Соловьёв Н.В., Кривошеев В.В., Башкатов Д.Н., Куликов В.В. и др. Бурение разведочных скважин. М.: Высшая школа, 2007.
165. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин. В 2 т/ под общей ред. Е.А. Козловского/. М.: Недра, 1984.
166. Ставинова Т.И. Разработка и совершенствование рецептур промывочных жидкостей при бурении гидрогеологических скважин в условиях ТГУЦР. Э.И. ВИЭМС, №2, 1976.
167. Станкевич Р.А., Сидорович В.П., Романов Г.Ф. Опыт разведки в БССР песчаных водоносных горизонтов скважинами без фильтров. Минск, 1973.
168. Степанов К.В., Соловьёв Н.В. Влияние минерализации пластовой воды на свойства бурового раствора. В сб. науч. трудов VII Международной конференции «Новые идеи в науках о земле», РГГРУ. М., 2005.
169. Степанов К.В. Полимерно-электролитные растворы для бурения в условиях электроосмоса. В сб. науч. трудов «55 лет кафедрам горного дела и разведочного бурения», РГГРУ. М., 2006.

170. Сулакшин С.С. Технология бурения геологоразведочных скважин. «Недра». М., 1973.
171. Сулакшин С.С. Бурение геологоразведочных скважин. МС.: Недра, 1994.
172. Темчин А.З. Изменение свойств растворов полимеров при движении. «Нефтян.хоз-во», №4, 1972.
173. Тесля А.Г. Современное состояние и пути совершенствования работ по опробованию водоносных горизонтов. Тр. ВНИИ гидрогеол. и инж.геол., вып.54, 1972.
174. Титаренко Н.Х. и др. Применение гипано-гуматного реагента для обработки солёных растворов. «Нефтян.и газ.пром-сть. Научн.пром-сть. Научнопроизв.сб.», №1, 1975.
175. Ткачёв В.Г., Шульженко В.Н. Опыт применения прогрессивных методов вскрытия и проходки водоносных горизонтов и увеличения водообильности гидрогеологических скважин в Придонской КГРЭ. Э.И. ВИЭМС, №2, 1976.
176. Третьяк А.Я. Вскрытие и освоение водоносных горизонтов гидрогеологических скважин/ Э.И. ЦБНТИ Минводхоза. Сер.3 обводнение и с/х водоснабжение №4. М.: 1980.
177. Третьяк А.Я. Технология вскрытия и освоения водоносных горизонтов, представленных средне-разнозернистыми песками/Геология и разведка, №12, 1990.
178. Третьяк А.Я. Бурение скважин на воду с применением гипана/ Тез.докл. VII краевой конф.по геологии и полезным ископаемым Северного Кавказа. Ессентуки, 1991.
179. Третьяк А.Я. Освоение водоносных горизонтов в мелкозернистых песках/ 2й Международный симпозиум по бурению разведочных скважин в осложнённых условиях: Тез.докл.- Санкт-Петербург, 1992.
180. Филатов Б.С. и др. Бурение скважин с применением поверхностно-активных веществ и аэрированной жидкости. ОНТИ МГ СССР, 1962.
181. Хасанов А.М. и др. Влияние полимерных добавок на параметры турбулентного потока. «Нефтяное хозяйство», №5, 1972.
182. Чубик П.С., Брылин В.И., Годунов Е.Б. Методика оценки консолидирующей (крепящей) способности промывочных жидкостей/ Совершенствование техники и технологии бурения скважин на твёрдые полезные ископаемые. Екатеринбург, изд-во УГИ, 1993.
183. Чубик П.С., Брылин В.И., Годунов Е.Б. Оценка ингибирующей и диспергирующей способности промывочных жидкостей/ Совершенствование техники и технологии бурения скважин на твёрдые полезные ископаемые. Екатеринбург, изд-во УГГА, 1995.
184. Чубик П.С. Классификация промывочных жидкостей/ Техника и технология геологоразведочных работ в Сибири. Томск. Изд-во ТПИ, 1981.
185. Чубик П.С. Оптимизация выбора промывочных жидкостей/ Тез.докл.2-го Международного симпозиума по бурению разведочных скважин в осложнённых условиях. СПб, 1992.
186. Шадрин Л.Н., Соловьёв Е.М. Влияние добавки гипана на реологические свойства цементных растворов, «Нефтяное хозяйство», №8, 1966.

187. Шамшев Ф.Н., Тараканов С.Н., Кудряшов Б.Б. и др. Технология и техника разведочного бурения, М.: Недра, 1983.
188. Шестаков В.М., Башкатов Д.Н. Опытнo-фильтрационные работы. «Наука». М.: 1974.
189. Юмадинов А., Газизов А., Галеев Р. и др. Некоторые особенности технологии изоляции подошвенных вод с использованием шпана, «Нефтяное хозяйство», №10, 1972.
190. Юдин В.М., Султанов С.А., Хаммадеев Ф.М., Газизов А.Ш. об опыте изоляции пластовых вод с применением гипана в ДУ Джалильнефть. «Нефтяное хозяйство», №9, 1975.
191. Drilling-Dew. Полимерные промывочные растворы — растворы будущего, №3, 1971.
192. Roczowskijozef и др. Применение полимеров, а также ПАВ для буровых растворов. АОН №373, 1972.
193. Shaw Д.С. Ингибированные растворы для бурения в песках и глинах, 1973.
194. Кортаев С.М. Энтропия и информация — универсальные естественно-научные понятия, 2000.
195. Шеннон К. Работы по теории информации и кибернетике, 2002.
196. Волькенштейн М.В. Энтропия и информация, 2006.

СПИСОК ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ АВТОРА ПО ТЕМЕ КНИГИ - МОНОГРАФИИ И БРОШЮРЫ:

1. Башкатов Д.Н., Панков А.В., Коломиец А.М. «Прогрессивная технология бурения гидрогеологических скважин». М., изд-во «Недра») 1992. –18 п.л.
2. Башкатов Д.Н., Коломиец А.М. «Оптимизация процессов разведочного бурения». М., РАЕН, 1997. – 259 с,
3. Вагин Н.А., Голиков С.И., Зайцев Б.И., Коломиец А.М. «Новые технологии и технические средства для сооружения, освоения и ликвидации гидрогеологических скважин». М.. «Геоинформцентр», 2002. – 11,75 п. л.
4. Фёдоров О.В., Алтунин Б.Ю., Беляев С.В., Коломиец А.М. и др. «Инновационные инженерные решения и их экономические оценки». М., «Инфра-М», 2005. – 15 п.л.
5. Коломиец А.М., Зайцев Б.И., Голиков С.И. «Новые технические средства и технологии для бурения скважин на воду и нерудное сырьё», М., «Геоинформарь», 2010. – 14,75 п. л.
6. Власковский И, Иванов Б., Башкатов Д.Н., Коломиец А.М. Вагин Н.А. и др. «Внедрение новых технологий бурения гидрогеологических скважин». София, 1994. – 3,8 п.л.
7. Коломиец А.М., Вагин Н.А., Голиков С.И., Зайцев Б.И. и др. «Новые технологии и технические средства для сооружения и ликвидации гидрогеологических скважин». М., «Геоинформмарь», 1999. – 5,5 п.л.

8. Коломиец А.М. «Некоторые предложения по методике оценки условий применения базовых технологий бурения», Н.Н., 2001. – 2,1 п. л.
- статьи в академических и отраслевых журналах:
9. Коломиец А.М., Панков А.В., Щенников Е.В. «Бурение гидрогеологических скважин с промывкой водогипановыми растворами», М., «Разведка и охрана недр №9», 1977. – 0,3 п.л.
10. Башкатов Д.Н., Коломиец А.М., Панков А.В. «Перспективы развития технического прогресса при сооружении скважин на воду». М., Изв.ВУЗов № 123, 1982. – 0,3 п.л.
11. Коломиец А.М., Панков А.В., Куштагин А.С. «Новые полимерные промывочные жидкости». М., «Разведка и охрана недр № 8», 1988. – 0,1 п.л.
12. Коломиец А.М. «Кольматирующие факторы полимерных промывочных жидкостей». М., Изв.ВУЗов, 1988. – 0,2 п.л.
13. Коломиец А.М. «Роль мониторинга геологической среды в оздоровлении геологической обстановки». М., «Разведка и охрана недр», 2000. – 0,2 п.л.
14. Коломиец А.М. «Разработка прогрессивных технологий сооружения и освоения гидрогеологических скважин». М., «Разведка и охрана недр», 2000. – 0,2 п.л.
15. Агафонов В.П., Коломиец А.М., Куренной В.В. «Состояние и региональные проблемы мониторинга геологической среды Волжского бассейна». М., «Разведка и охрана недр», 2005. – 0,2 п.л.
16. Коломиец А.М. «Исследование закономерностей, влияющих на кольматирующие свойства полимерных промывочных жидкостей». Новочеркасск, Изв.ВУЗов №3, 2011. – 0,2 п.л.
17. Коломиец А.М. К вопросу возникновения эффекта кавитации в бурении с использованием газожидкостных смесей. М., «Разведка и охрана недр №4», 2011. – 0,2 п.л.
- другие статьи и отчёты по теме книги:
18. Коломиец А.М., Панков А.Ф., Яфаров А.У., Щенников Е.В. и др. Инструкция «Бурение гидрогеологических скважин в рыхлых отложениях с прямой промывкой водой». М., РСФСР, 1976. – 1,5 п.л.
19. Коломиец А.М., Панков А.В., Щенников Е.В., Коломиец А.М., Вагин Н.А. Временная инструкция «Бурение гидрогеологических скважин в рыхлых отложениях с прямой промывкой водой». М., РСФСР, 1976. – 0,6 п.л.
20. Коломиец А.М. «Выбор параметров, обоснование и результаты внедрения безглинистых растворов при сооружении гидрогеологических скважин». М., труды, геолфонд РСФСР, 1978. – 0,4 п.л.
21. Болотов В.А., Емельянов В.М., Коломиец А.М., Панков А.В. «Совершенствование технологии сооружения гидрогеологических скважин в Белгородской ГРЭ». М., труды, геолфонд РСФСР, 1978. – 0,5 п.л.
22. Коломиец А.М., Панков А.В., Щенников Е.В. Инструкция «Бурение гидрогеологических скважин с промывкой водогипановыми растворами». М., МГ РСФСР, 1978. – 1,3 п.л.
23. Ставинова Т.И., Хаустов И.П., Панков А.В., Коломиец А.М., «Инструкция по химической обработке промывочных жидкостей при сооружении гидрогеологических скважин в условиях ТГУЦР». М., МГ РСФСР, 1978. – 1,8 п.л.
24. Коломиец А.М. «Бурение скважин на воду в условиях многослойных кол-

лекторов пермских отложений Среднего Поволжья». М., труды, геолфонда РСФСР, 1982. – 0,3 п.л.

25. Климкина Н.В., Ехина Р.С., Тулакин А.В., Коломиец А.М. и др. «Гиппенические подходы к оценке возможного использования водорастворимых полимеров при проведении разведочно-буровых работ». М., Гиппена и санитария, вып.5. 1983. – 0,3 п.л.

26. Вагин Н.А., Зайцев Б.И., Коломиец А.М., Панков А.В., Хаустов И.П. «Инструкция по эксплуатации водоструйных насосов НВ-89, НВ-108, УНВ127/168». М., МГ РСФСР, 1997. – 0,3 п.л.

27. Вагин Н.А., Зайцев Б.И., Коломиец А.М., Панков А.В., Хаустов И.П. «Инструкция по эксплуатации пакера гидравлического ликвидационного ПГА-112/190». М., МГ РСФСР, 1997. – 0,3 п.л.

28. Вагин Н.А., Зайцев Б.И., Коломиец А.М., Панков А.В. «Инструкция по ликвидации буровых скважин различного назначения». М., МГ РСФСР, 1997. – 0,3 п.л.

29. Вагин Н.А., Зайцев Б.И., Коломиец А.М., Панков А.В. «Инструкция по применению полимерных промывочных жидкостей». М., МГ РСФСР, 1997. – 0,3 п.л.

30. Коломиец А.М. «Исследование и разработка рациональной технологии сооружения гидрогеологических скважин в сложных условиях с применением водогипановых растворов». М., автореферат диссертации, 1977. – 1,0 п.л.

31. Коломиец А.М. Тезисы докладов на конференции МПА «Наука и новейшие технологии при освоении полезных ископаемых на рубеже XX и XXI веков («Роль новых технологий в бурении»). М., 1998.

- статьи в информационных сборниках:

32. Коломиец А.М., Панков А.В., Борисович ВЛ. «Опыт бурения гидрогеологических скважин с обратно-всасывающей промывкой». М., ЭИ ВИЭМС, вып.13, 1973. – 0,5 п.л.

33. Вагин Н.А., Коломиец А.М. «Временная инструкция при бурении скважин на соль в Белбазжской ГРП». Г, геолфонда, 1974. – 0,5 п.л.

34. Вагин Н.А., Гордииков О.Н., Коломиец А.М., Комаров М.А. «Опыт применения специальных растворов при бурении скважин на месторождении каменной соли». М., ЭИ ВИЭМС, вып.3.1-16, 1975. – 0,5 п.л.

35. Коломиец А.М. «Прогрессивные способы сооружения гидрогеологических скважин в условиях Средне-Волжской ГРЭ». М.,ЭИ ВИЭМС,1976.– 0,6 п.л.

36. Коломиец А.М. «Выбор параметров промывочных жидкостей при бурении скважин на каменную соль в условиях Среднего Поволжья». М.,ЭИ ВИЭМС, вып. 3,1977. – 0,9 п.л.

37. Коломиец А.М., Панков А.В., Щенников Е.В. «Водогипановые растворы при бурении геологоразведочных скважин в сложных условиях». М., Библиотека передового опыта, 1979. – 1.7 п.л.

38. Коломиец А.М., Панков А.В. «Внедрение водогипановых растворов при бурении геологоразведочных скважин в сложных условиях». М., Экспрессинформация №3, 1979. – 0,2 п.л.

39. Коломиец А.М. «Об устойчивости стенок скважин при бурении с промывкой водой в рыхлых отложениях». М.,ЭИ ВИЭМС, вып. 13,1979. – 0,3 п.л.

40. Гречка В.Я., Вагин Н.А., Коломиец А.М., Кулагин А.С. «Совершенствование технологии бурения скважин в условиях Средне-Волжской ГРЭ». Горький, геолфонд, 1979. – 0,3 п.л.
41. Коломиец А.М., Кулагин А.С. «Временная инструкция по приготовлению и использованию многокомпонентных промывочных жидкостей». Горький, геолфонд, 1980. – 0,4 п.л.
42. Коломиец А.М., Панков А.В. «Об опыте применения полимерных промывочных жидкостей при сооружении водозаборных скважин». М., Экспрессинформация, Минмонтажспецстрой, 1983. – 0,2 п.л.
43. Башкатов Д.Н., Коломиец А.М., Новиков Г.П.3 Панков А.В. «Сооружение гидрогеологических скважин с промывкой водогипановым раствором». М., Передовой научно-производственный опыт геологоразведочных организаций, 1984. – 0,3 п.л.
44. Зайцев Б.И., Земсков В.Н., Коломиец А.М. «Временная инструкция по бурению скважин колонковым шнеком в условиях Средне-Волжской Горький, Волгагеология, 1986. – 0,3 п.л.
45. Коломиец А.М. «Рекомендации по бурению с применением газожидкостных смесей (ГЖС) в условиях Средне-Волжской КГРЭ». Горький, Волгагеология, 1986. – 0,3 п.л.
46. Вагин Н.А., Коломиец А.М., Ющенко Н.З. «Временная инструкция по бурению скважин с применением ГЖС (газожидкостных смесей)». Горький, Волгагеология, 1986. – 0,3 п.л.
47. Вагин Н.А., Коломиец А.М., Кулагин А.С. «Разработка рациональной технологии бурения скважин на нерудное сырье в сложных условиях Средне-Волжской КГРЭ». Горький, геолфонд, 1986. – 5,4 п.л.
48. Зайцев Б.И., Коломиец А.М. «Рекомендации по применению снаряда колонкового двойного (СКД)». Горький, Волгагеология, 1987. – 0,3 п.л.
49. Вагин Н.А., Зайцев Б.И., Коломиец А.М. «Рекомендации по бурению скважин двойными эжекторными колонковыми снарядами (ДЭКС) в условиях Средне-Волжской КГРЭ». Горький, геолфонд, 1987. – 0,3 п.л.
50. Вагин Н.А., Коломиец А.М. «Новые тампонажные смеси для изоляции зон поглощения». М., ЭИ ВИЭМС, вып. 6, 1987. – 0,4 п.л.
51. Вагин Н.А., Коломиец А.М. «Совершенствование технологии бурения и внедрение новых технических средств в условиях Средне-Волжской КГРЭ». Горький, геолфонд, 1988. – 5,5 п.л.
52. Коломиец А.М., Горелов В.П., Кириюшкин Г.В. «Рекомендации по бурению скважин на месторождении карбонатного сырья с использованием ГЖС» Советский район, Кировская обл. Горький, геолфонд, 1988. – 0,1 п.л.
53. Коломиец А.М., Кириюшкин Г.В. «Разработка технических средств и технологий бурения скважин «всухую» и совершенствование технологии бурения в зонах поглощения и обвалообразования». Горький, геолфонд, 1989 – 1,8 п.л.
54. Коломиец А.М. «Инструкция по применению пен при бурении скважин». М., Центр геология, 1988. – 0,3 п.л.
55. Балашов А.И., Вагин Н.А., Горелов В.П., Коломиец А.М. «Опыт совершенствования технических средств и технологии бурения скважин на строительные материалы». Горький, Волгагеология, 1990. – 0,9 п.л.
56. Коломиец А.М., Кириюшкин Г.В. «Опытнo-методические работы по со-

вершенствованию техники и технологии бурения при проведении поисковых и разведочных работ на твердые полезные ископаемые и воду в условиях ГПП «Волгагеология». Горький, геолфонд, 1992. – 6,3 п.л.

57. Коломиец А.М. Тезисы докладов на 3-м Международном симпозиуме по бурению скважин в осложненных условиях («Применение полимерных промывочных жидкостей в бурении»). С.-Петербург, 1995. – 0,1 п.л.

58. Коломиец А.М. «Об итогах работы по разработке и реализации модуля для бурения с очисткой скважин газожидкостной смесью». Н.Н., РосГео, 1995. – 0,4 п.л.

59. Зайцев Б.И., Коломиец А.М. «Экологические требования при сооружении гидрогеологических скважин». Н.Н., геолфонд, 1996. – 0,3 п.л.

60. Коломиец А.М., Панков А.В., Хаустов И.П. «Инструкция по применению съемных испытателей пластов (СПИ-3)». Н.Н., Волгагеология, 1996. – 0,2 п.л.

61. Вагин Н.А., Зайцев Б.И., Коломиец А.М. Отчет «Проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ». Н.Н., геолфонд, 1997. – 0,5 п.л.

62. Вагин Н.А., Зайцев Б.И., Коломиец А.М. Отчет «Проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ». Н.Н., геолфонд, 1997. – 0,5 п.л.

63. Агафонов В.П., Коломиец А.М. «Государственный мониторинг геологической среды — основа схем рационального недропользования и охраны недр экономических районов Волжского бассейна». Н.Н., геолфонд, 1998. – 0,3 п.л.

64. Вагин Н.А., Коломиец А.М. «Опыт работы «Волгагеология» по разработке и внедрению новых технологий при экологических исследованиях». М.-Н.Н, Вестник Нижегородского отделения РАЕН, вып.2, 1998. – 0,3 п.л.

65. Вагин Н.А., Зайцев Б.И., Коломиец А.М., Панков А.В. «Инструкция по переводу самонзливающихся скважин на регулируемый режим». М., РосГео, 1998. – 0,3 п.л.

66. Вагин Н.А., Зайцев Б.И., Коломиец А.М. Отчет «Проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ». Н.Н., геолфонд, 1999. – 0,5 п.л.

67. Вагин Н.А., Зайцев Б.И., Коломиец А.М. «Временная инструкция по применению защитных противофильтрационных экранов». Н.Н., РосГео, 1999. – 0,3 п.л.

68. Вагин Н.А., Зайцев Б.И., Коломиец А.М. «Инструкция по эксплуатации модуля передвижного пенообразующего (МПП)». Н.Н., РосГео, 1999. – 0,3 п.л.

69. Зайцев Б.И., Коломиец А.М., Щербаков А.А. «Временные рекомендации по применению технических средств и технологий при проведении гидрогеологических откачек эрлифтом из скважин с различными параметрами водоносных горизонтов». Н.Н., РосГео, 1999. – 0,3 п.л.

70. Коломиец А.М., Вагин Н.А., Зайцев Б.И., Агафонов В.П. «Рекомендации по применению эффективных способов восстановления дебитов скважин на воду в различных геолого-гидрогеологических условиях». Н.Н., РосГео, 1999. – 0,3 п.л.

71. Вартанян Г.С., Вагин Н.А., Коломиец А.М. «Разработка системы мониторинга геологической среды Волжского бассейна». М.-Н.Н., 1999. – 0,2 п.л.

72. Вагин Н.А., Зайцев Б.И., Коломиец А.М. Отчет «Проведение научно исследовательских и опытно - конструкторских работ». Н.Н., геолфонд, 2000. –0,5 п.л.
73. Вагин Н.А., Зайцев Б.И., Коломиец А.М. Отчет «Разработка технологии проходки скважин подземного выщелачивания в условиях интенсивного поглощения промывочной жидкости». Н.Н., геолфонд, 2000. – 0,5 п.л.
74. Коломиец А.М. Доклад на региональном совещании «Ликвидация самоизливающихся скважин». С.-П., 2000. –0,2 п.л.
75. Коломиец А.М. «О работе Инновационного геологического центра предприятия «Волгагеология» по испытаниям новых технических средств, разработке прогрессивных технологий сооружения и освоения гидрогеологических скважин». М., РосГео, 2001. – 0,2 п.л.
76. Коломиец А.М. Доклад на форуме «Великие реки» «Технико-технологические и организационные аспекты защиты подземных вод». Н.Н., оргкомитет форума, 2001. – 0,1 п.л.
77. Вагин Н.А., Зайцев Б.И., Коломиец А.М. Отчет «Проведение научно исследовательских и опытно - конструкторских работ». Н.Н., геолфонд, 2001. – 0,3 п.л.
78. Башкатов Д.Н., Вагин Н.А., Зайцев Б.И., Коломиец А.М. и др. «Рекомендации по применению рациональных конструкций фильтров в различных геолого-гидрогеологических условиях». Н.Н., РосГео, 2001. – 0,3 п.л.
79. Вагин Н.А., Зайцев Б.И., Коломиец А.М. Отчет «Разработка технологии бурения и оборудования гидрогеологических скважин буровыми установками нового ряда (УБР-12, УБГ и др.), в т.ч. с использованием расширителей призабойной зоны». Н.Н., геолфонд, 2002. – 0,3 п.л.
80. Агафонов В.П., Бочаров Н.А., Коломиец А.М., Куренной В.В. «Роль государственного мониторинга геологической среды в оздоровлении экологической обстановки Волжского бассейна». М.-Н.Н, Вестник Нижегородского отделения РАЕН, 2002. – 0,2 п.л.
81. Агафонов В.П., Коломиец А.М. «Волжский бассейн — уникальное природное явление экологической и экономической значимости». Н.Н., альманах «Вертикаль» №7, 2003. – 0,2 п.л.
82. Коломиец А.М., Вагин Н.А., Зайцев Б.И., Башкатов Д.Н. «Техникоэкономические и организационные аспекты защиты подземных вод от загрязнения». Н.Н., альманах «Вертикаль» №7, 2003. – 0,2 п.л.
83. Коломиец А.М. «Основные аспекты деятельности ФГУП «Волгагеология». Н.Н., альманах «Вертикаль. XXI век», 2005, – 0,2 п.л.
84. Коломиец А.М. «О необходимости разработки и реализации методических и технологических требований к сооружению, освоению и ликвидации скважин на воду», М. Недропользование. ХХТ век, №4, 2007. – 1,0 п.л.
- авторские свидетельства:
85. Коломиец А.М., Перекатов Е.В., Рыбин С.П., Толокнов И.И. Авторское свидетельство №924341 «Буровая установка», 1982.
86. Коломиец А.М., Прытков Б.А., Толокнов И.И., Рыбин С.П., Перекатов Е.В. Авторское свидетельство №1121385 «Колонковый снаряд». 1984.
87. Коломиец А.М., Толокнов И.И., Петров И.П., Панков А.В. Авторское свидетельство №1194992 «Буровая установка». 1985.

88. Коломиец А.М., Толокнов И.И., Сергеев С.Н., Хаустов И.П. и др. Авторское свидетельство №1153616 «Скважинный разглиннитель». 1985.
89. Вагин Н.А., Коломиец А.М., Петров И.П., Панков А.В., Толокнов И.И. Авторское свидетельство №1313488 «Циклонный пеногаситель». 1987.
90. Коломиец А.М., Толокнов И.И., Сергеев С.Н., Хаустов И.П. и др. Авторское свидетельство №1373016 «Скважинный разглиннитель». 1987.
91. Коломиец А.М. Авторское свидетельство №1510864 «Циклонный пеногаситель». 1988.
92. Панин Н.М., Цехмистренко Н.М., Коломиец А.М., Афанасьев В.А. и др. Авторское свидетельство №1617131 «Скважинное ловильное устройство РГ-55-1». 1990.
93. Коломиец А.М., Толокнов И.И., Силаков А.В., Прокшиц В.И. Авторское свидетельство №1677250 «Устройство для извлечения труб из скважин». 1991.
94. Толокнов И.И., Коломиец А.М., Певзнер В.П., Прокшиц В.И. Авторское свидетельство №1674940 «Пеногенератор». 1991.
95. Горелов В.П., Балашов А.И., Коломиец А.М., Петров И.П. и др. Авторское свидетельство №1795075 «Устройство для бурения с очисткой скважины пеной». 1993.
96. Коломиец А.М., Трушин С.Н., Хапчик Е.М., Калинин А.Т., Шаповалов А.В. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ №2006612202 «Программный модуль расчета аномального магнитного поля Земли для любых заданий высоты и вычисления магнитного профиля траексы по заданной траектории движения объекта». 2006.
- патенты:
97. Толокнов И.И., Коломиец А.М., Панков А.В., Прокшиц В.Т. и др. Патент №1836533 «Буровой снаряд». 1993.
98. Толокнов И.И., Коломиец А.М., Вольницкая Э.М., Прокшиц В.Т. и др. Патент №2001273 «Скважинный добычный снаряд». 1993.
99. Толокнов И.И., Коломиец А.М., Панков А.В., Прокшиц В.Т. и др. Патент №2012812 «Добычной снаряд». 1994.
100. Толокнов И.И., Коломиец А.М., Панков А.В., Прокшиц В.Т. и др. Патент №2012734 «Всасывающая труба гидродобычного снаряда». 1994.
101. Панин Н.М., Коломиец А.М., Титов В.И., Родин М.М., Гущин А.Ф. Патент №2343269 «Устройство для бурения скважин». 2009.
102. Панин Н.М., Коломиец А.М., Татарчук Ю.С., Егоров Н.Г., Латынов А.С. Патент №2382870 «Шламоуловитель». 2009.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 5

Глава ПЕРВАЯ

Исследование технологических свойств безглинистых полимерных промывочных жидкостей и определение граничных условий их применения 6

Глава ВТОРАЯ

Производственные исследования и внедрение эффективных технологий вскрытия и освоения водоносных горизонтов, приуроченных к песчано-гравийным отложениям на основе использования безглинистых полимерных промывочных жидкостей 57

Глава ТРЕТЬЯ

Методика выбора базовых технологий бурения скважин на воду в сложных условиях на основе оценки геолого-гидрогеологической информативности и технико-экономических характеристик вскрытия и освоения водоносных горизонтов 116

Глава ЧЕТВЁРТАЯ

Разработка и внедрение инновационных технологий бурения геологоразведочных скважин на твёрдые полезные ископаемые с применением водорастворимых полимеров 140

Глава ПЯТАЯ

Технико-экономическая и геологическая оценка
эффективности внедрения в производство результатов
выполненных исследований. 196

Заключение. 198

Список использованной литературы. 201

Список опубликованных работ автора по теме книги -
монографии и брошюры: 211

Алексей Маркович Коломиец

Опыт разработки инновационных
технологий сооружения скважин на воду
и твёрдые полезные ископаемые

Монография

Подписано в печать Формат 60x90 1/16 Бумага газетная. Печать трафаретная.
Уч. изд. л. 13,9. Усл. печ. л. 14,1. Тираж 500 экз. Заказ №

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования «Нижегородский государственный архитектурно-строительный университет»
603950, Нижний Новгород, ул. Ильинская, 65.
Полиграфический центр ННГАСУ, 603950, Н.Новгород, Ильинская, 65
<http://www.nngasu.ru>, srec@nngasu.ru