

На правах рукописи

Курумов Лорса Сурхаевич

**МЕТОДЫ СИСТЕМНОГО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ
ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

СПЕЦИАЛЬНОСТЬ: 25.00.15 – «Технология бурения и
освоения скважин»

**Автореферат диссертации на соискание
ученой степени доктора технических наук**

Тюмень – 2005

Работа выполнена в Обществе с ограниченной ответственностью «Велл Процессинг».

- Научный консультант: – доктор технических наук
Ишбаев Ганият Гарифуллович
- Официальные оппоненты: – доктор технических наук, профессор
Бастриков Сергей Николаевич;
– доктор технических наук
Оганов Гарри Сергеевич;
– доктор технических наук
Лукманов Рауф Рахимович.
- Ведущая организация: – Общество с ограниченной ответственностью
Тюменский научно-исследовательский
и проектный институт природных газов
и газовых технологий
(ООО «ТюменНИИгипрогаз»).

Защита состоится 16 декабря 2005 года в 9.00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при Государственном образовательном учреждении «Тюменский государственный нефтегазовый университет».

Адрес: 625039, Тюмень, ул. 50 лет Октября, дом 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Тюменского государственного нефтегазового университета по адресу: 625039, Тюмень, ул. Мельникайте, дом 72.

Автореферат диссертации разослан 16 ноября 2005 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета
доктор технических наук,
профессор

В. П. Овчинников

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Проблема совершенствования и дальнейшего развития технологии буровых работ, решение которой приводит к росту их качества и технико-экономических показателей, во многом зависит от эффективности применяемых методов борьбы с осложнениями (поглощение буровых растворов, газонефтеводопроявления, межпластовые перетоки, заколонные перетоки и флюидопроявления) при строительстве скважин в малоизученных (разведка) и сложных геолого-промысловых условиях разработки нефтегазовых месторождений. Нарушая технологию бурения скважин, осложнения снижают их эффективность, качество и повышают стоимость строительства скважин. Так в целом по нефтегазодобывающей отрасли ежегодные затраты на борьбу с осложнениями составляют от 8% до 16% календарного времени бурения и от 5% до 10% финансовых средств. При этом не поддаются строгому учету общие затраты на ликвидацию брака при строительстве скважин (восстановление природных коллекторских свойств призабойной зоны продуктивных пластов и изоляции их от посторонних пластов продуктивной толщи, герметичности крепи, технического состояния фильтра) и их эксплуатации (ликвидация заколонных и межколонных флюидопроявлений, межпластовых перетоков, ограничение водопритокков и поступления газа к фильтру добывающих скважин).

Несмотря на устойчивую тенденцию роста осложненности геолого-промысловых условий бурения и, особенно, заканчивания скважин, на практике отмечается не менее устойчивое снижение эффективности применяемых методов борьбы с осложнениями. Анализ последних лет показывает, что обусловлены такие тенденции, с одной стороны увеличением глубин бурения и проявлением природной аномальности геолого-промысловых условий строительства скважин. С другой – интенсивным развитием аномальности геолого-промысловых условий строительства скважин (наклонных и с горизонтальным забоем), техногенного происхождения на месторождениях перешедших в позднюю и завершающую стадии разработки.

Известно, что количество и типы осложнений, возникающих в процессе строительства скважины, тесно коррелированы с общим временем работ, проводимых в открытом стволе. Важным способом уменьшения этого времени является повышение скоростей бурения за счет создания более производительных долот. Этот способ эффективно реализуется с помощью долот с герметизированными опорами скольжения (ГАУ) и безопорными (АТП).

В сложившихся обстоятельствах становится очевидным, что аналитические обобщения по оценке состояния технологии работ

в области борьбы с осложнениями при строительстве скважин и дальнейшее их развитие в направлении повышения качества и технико-экономической эффективности приобретают как актуальность, так и научно-прикладную значимость.

Цель работы. Повышение качества и эффективности строительства скважин в сложных геолого-промысловых условиях системным совершенствованием технологических процессов бурения, борьбы с осложнениями.

Основные задачи исследований.

1. Аналитическая оценка современного состояния технологии бурения, заканчивания скважин и борьбы с осложнениями.

2. Обоснование научно-технических направлений совершенствования технологических процессов при строительстве скважин в аномальных геолого-технических условиях.

3. Разработка и внедрение комплекса системных технологий по стабилизации технологических процессов бурения и заканчивания скважин поддержанием ствола в технически надежном состоянии.

4. Совершенствование классификации осложнений – как методической базы по обоснованному выбору и эффективной реализации методов борьбы с осложнениями в аномальных геолого-технических условиях строительства скважин.

5. Экспериментальные исследования и испытания по повышению работоспособности шарошечных долот с опорами скольжения.

Методы исследований.

Для решения обозначенных научно-прикладных задач использованы основные принципы системного подхода, методы аналитических исследований и научных обобщений, комплекс промыслово-геофизических и гидродинамических методов исследования системы «скважина – пласт», методы экспериментальных исследований и испытаний.

Научная новизна.

1. Результаты научных обобщений и аналитической оценки состояния технологий строительства скважин, свидетельствующие о неупорядоченности и низком уровне организации технологических процессов бурения, закачивания и борьбы с осложнениями – основными факторами, снижающими качество и эффективность буровых работ.

2. Основанное на системных принципах научно-техническое направление совершенствования и эволюционного развития комплекса технологий строительства скважин формированием ствола с низкими фильтрационными (коэффициент приемистости менее $0,25 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3 / (\text{с} \cdot \text{МПа})$) и высокими гидромеханическими характеристиками (с градиентом давления испытания $0,018\text{--}0,022 \text{ МПа/м}$), при достижении которых обеспечивается нелинейный рост конечных показателей качества и эффективности буровых работ.

3. Развитие научно-технологических основ гидроизоляции пластов-коллекторов при строительстве скважин, за счет управляемой реализации механизмов снижения их проницаемости.

4. Экспериментально установлено, что размещение вставок пластического металла («твердая смазка») в углублениях трущихся поверхностей опор шарошек повышает противозадирную стойкость и износостойкость подшипников скольжения долот ГАУ, которая определяется температурой на трущихся поверхностях.

Практическая ценность.

1. Разработан, промышленно испытан комплекс системных технологий:

экспресс-контроль технического состояния необсаженного ствола, методы гидроизоляции призабойной зоны проницаемых пород при малых и больших проникновениях тампонажных систем, фильтрационные характеристики которых (коэффициент приемистости) изменяются от $(0,01 \div 7,0) \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{МПа})$, а градиент гидроразрыва – от $(0,013 \div 0,016) \text{ МПа/м}$, технология регулирования забойных дифференциальных давлений в процессе бурения (депрессий) в пределах от 2,5 до 5,0 МПа, метод комбинированного разобщения пластов при креплении скважин продляющий период их безводной эксплуатации до пяти лет и более.

2. Усовершенствована классификация осложнений по борьбе с поглощениями и водопроявлениями, уточняющая область эффективного применения различных методов гидроизоляции флюидонасыщенных пластов в зависимости от встречаемых на практике категорий сложности производства изоляционных работ.

3. Предложены материалы для изготовления вставок для трущейся поверхности шарошки (медь, латунь Л62, сплав серебра), которые могут выполнять функции «твердой смазки» в опоре долота ГАУ, а также и улучшенные составы консистентных смазок.

4. Разработана методика теплового расчета опоры долот, учитывающая материалы поверхностей, тип смазки, температуру окружающей среды, размер долота, нагрузку на долото, частоту вращения долота.

5. Результаты внедрения разработок в промышленную практику на месторождениях Башкортостана, Татарстана, Красноярского края, Северного Казахстана, Северного Кавказа и Украины.

Апробация работы. Основные научные положения диссертационной работы и результаты внедрения разработок при строительстве разведочных и эксплуатационных скважин в различных нефтегазовых регионах России докладывались на: VII, VIII, IX, X конференциях молодых ученых и специалистов ВНИИБТ в 1976–1979 гг. (г. Москва), техническом совещании и коллоквиумах лаборатории механики долота ВНИИБТ, Международной научно-технической кон-

конференции «Повышение качества строительства скважин» (г. Уфа, декабрь 2005 г.).

Публикации. По материалам исследований и результатам внедрения технологических разработок в производство опубликовано 48 печатных работ, в том числе одна монография, 35 статьи и тезисы докладов, 8 патентов и 5 авторских свидетельства на изобретения.

Структура и объем работы. Содержание диссертации включает введение, 6 разделов, основные выводы и рекомендации, список литературных источников из 139 наименований. Объем работы – 271 страница машинописного текста, в том числе 51 рисунок, 31 таблица, 2 приложения на 10 страницах.

Диссертационная работа является научным обобщением в области теории и практики бурения и борьбы с осложнениями при строительстве скважин в аномальных геолого-промысловых условиях, содержит результаты аналитических исследований и методических разработок по совершенствованию и развитию технологий гидроизоляции всего комплекса вскрываемых бурением анизотропных флюидонасыщенных пластов, конструкций и режимов эксплуатации долот с маслonaполненными опорами, выполненных автором как самостоятельно, так совместно с профессорами В. Н. Поляковым, Ю. С. Кузнецовым, Ю. Р. Иоанесяном, Г. Г. Ишбаевым, С. Л. Симонянцем и кандидатами технических наук А. С. Мокшиным, Т. Г. Агошашвили, А. В. Мнацакановым, Г. А. Кораблевым, П. А. Палием, Л. Г. Константиновым.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулированы цель и задачи исследований и научных разработок, отмечены научная новизна и практическая значимость полученных результатов.

В первом разделе освещены результаты аналитической оценки основных промысловых характеристик горно-технической системы: скважины, как канала гидравлической связи с углеводородной залежью, осложнений, возникающих в процессе бурения (поглощения, газонефтеводопроявления, межпластовые перетоки). Рассмотрены причина возникающих осложнений и факторы, приводящие к дестабилизации технологических процессов в скважине и негативным последствиям, снижающим качество и эффективность буровых работ.

Скважину, как горную выработку, сооружаемую в земных недрах, отличает ряд специфических характеристик связанных с ее конструктивными элементами.

Это технические характеристики: линейные размеры сооружения (диаметр и глубина скважины), площадь сечения гидравлических кана-

лов связи забоя с поверхностью (внутренний диаметр колонны бурильных труб и кольцевого пространства), геолого-физические свойства горных пород, слагающих ствол скважины (стратиграфические, литологические, механическая прочность, проницаемость и т. д.). Превышение глубины скважины над ее диаметром (основной ствол) в 10–55 тыс. раз и более, а площади сечения гидравлического канала кольцевого пространства над площадью сечения внутреннего диаметра колонны бурильных труб в 6–8 раз является одним из основных факторов роста гидравлических сопротивлений в скважине и гидродинамических давлений при производстве большинства технологических операций.

К технологическим характеристикам скважины относятся: свойства применяемых промывочных жидкостей и тампонажных растворов, скорость циркуляции жидкости в трубах и кольцевом пространстве, режимы спуско-подъемных операций (СПО) и цементирования обсадных колонн, вторичного вскрытия продуктивных пластов, освоения и эксплуатации скважин.

В необсаженном стволе скважины эти промысловые характеристики (факторы) оказывают решающее влияние на развитие нестационарных процессов термодинамического взаимодействия в этой горно-технической системе, интенсифицирующих неконтролируемый рост дифференциальных давлений на забой и стенки скважины, гидродинамические и физико-химические процессы взаимодействия технологических жидкостей и горных пород на границе раздела фаз и призабойной зоне. Негативными последствиями этих процессов становятся нарушения устойчивости ствола, возникновение осложнений (поглощения, газонефтеводопроявления, выбросы, межпластовые перетоки), ухудшение природных коллекторских свойств продуктивных пластов и их обводнение при эксплуатации скважин.

Однако опыт показывает, что специалистами в области строительства и эксплуатации скважин явно недооценивается преобладающее влияние нестационарных термодинамических процессов взаимодействия на техническое состояние и гидродинамическое поведение скважин, определяющих, в конечном счете, качество и эффективность буровых работ. Кроме того, выявлен существенный пробел в трактовке специалистами таких фундаментальных понятий, как причина и следствие и оценке той роли, которую они играют в развитии материальных систем. В этой связи отмечено, что причиной большинства осложнений при строительстве и эксплуатации скважин является гидравлическая связь вскрытого бурением комплекса горных пород со стволом. Все остальные «причины» (вскрытие поглощающих и проявляющих пластов, их фильтрационные характеристики, свойства промывочных и тампонажных растворов, режимы бурения и цементирования и т. д.) относятся к промысловым факторам или негативным последствиям.

При рассмотрении основных промышленных факторов, нарушающих технологию буровых работ, обращено внимание на существенное влияние нестационарных процессов гидромеханического и физико-химического взаимодействия горных пород и пластовых флюидов с технологическими жидкостями, которые, в конечном итоге, и определяют текущее техническое состояние ствола (герметичность и прочность стенок) и гидродинамическое поведение скважины (гидравлическое равновесие, возникновение поглощений, газонефтеводопроявлений, межпластовых перетоков, обвалообразований). Подчеркивается, что исследованию нестационарных гидродинамических процессов при бурении скважин до настоящего времени не уделяется достаточного внимания.

Второй раздел работы посвящен совершенствованию научно-технологических основ гидроизоляции проницаемых пород. Результаты аналитической оценки современного уровня развития технологии борьбы с осложнениями показали, что в этой области в настоящее время накопился ряд негативных тенденций, существенно тормозящих их дальнейшее совершенствование.

Так в теории и практике гидроизоляции поглощающих и газонефтеводопроявляющих пластов недостаточно изученными остаются механизмы снижения их проницаемости при применении различных способов воздействия на приствольную и призабойную зоны (нагнетание, струйная кольматация, виброволновая обработка и т. д.). На практике это приводит к произвольному выбору технологических параметров режима обработки (расход, давление, скорость истечения из насадки, частота и амплитуда виброволн и т. д.), типа (твердеющий, нетвердеющий), свойств (плотность, вязкость, пластическая прочность) и объема тампонажных растворов, наполнителей и химреагентов.

Самым негативным образом на качестве и технологической эффективности изоляционных работ отражается острый дефицит информационного обеспечения по оценке промышленных характеристик изолируемых зон (геолого-физические и фильтрационные). Что связано с ничтожно малыми объемами применения гидродинамических и геофизических методов исследований, а также недостаточно эффективным применением их результатов в технологических расчетах при борьбе с осложнениями.

Свидетельством низкого современного уровня развития технологии борьбы с осложнениями является также низкая эффективность реализации механизмов воздействия на проницаемые среды через параметры технологического процесса и свойства применяемых тампонажных систем.

Все отмеченное приводит к выводу: современный уровень развития научно-прикладных работ в области борьбы с осложнениями

характеризуется неупорядоченностью, низким уровнем информатизации, управления и организации работ (состояние энтропии).

В этой связи в работе рассмотрены системные принципы совершенствования и развития технологий изоляции поглощающих и флюидопроявляющих пластов. Представлена иерархическая схема геолого-технической системы «скважина – проницаемый пласт» и проанализированы взаимосвязи основных частей системы с комплексом ее элементов.

Механизмы снижения проницаемости поглощающих и газонефтеводопроявляющих пластов являются технологической основой всех видов изоляционных работ при борьбе с осложнениями. Поэтому все предварительные этапы подготовительных работ (гидродинамические исследования, расчет параметров процесса тампонирувания, выбор свойств изолирующих смесей и соответствующих технических средств) и сам процесс изоляции направлены на эффективное использование механизма изоляции пристволевой и призабойной зон флюидонасыщенных пластов.

В диссертации рассмотрены наиболее эффективные механизмы гидроизоляции проницаемых пород (коагуляционного структурообразования, кристаллизационного формирования тампонажного камня, эффекта «расклинивающего» давления). Определены области их эффективного применения в диапазоне встречаемых на практике фильтрационных характеристик пород-коллекторов (коэффициент проницаемости $k = (2,0 \div 40000)10^{-15} \text{ м}^2$, раскрытость трещин $\delta = (0,2 \div 5000)10^{-4} \text{ м}$, коэффициент приемистости $K = (0,15 \div 7,0)10^{-2} \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{МПа})$).

В теории и практике борьбы с осложнениями не находят дальнейшего развития вопросы управления гидромеханическими процессами тампонирувания проницаемых пород совершенствованием методов расчета и оптимизации параметров гидроизоляции при применении различных механизмов воздействия на пристволевую и призабойную зоны поглощающих и газонефтеводопроявляющих пластов.

В работе представлены методы расчета параметров контроля и управления процессом изоляции проницаемых пластов при малых и регулируемых проникновениях тампонажных растворов (технология гидромониторной кольматации проницаемых стенок скважины и тампонирувания поглощающих пластов при режимах нагнетания, согласованных с их фильтрационными характеристиками). В основу предлагаемых методов расчета положены данные и результаты гидродинамических исследований изолируемых объектов и методика эффективной реализации используемых механизмов снижения проницаемости пристволевой и призабойной зон флюидонасыщенных пластов.

Проанализированы особенности гидродинамических процессов изоляции поглощающих и газонефтеводопроявляющих пластов,

оказывающих решающее влияние на конечные результаты работ и, в большинстве своем, неучитываемые исполнителями изоляционных операций. Как показывает многолетняя промысловая практика, практически все изоляционные работы сопровождаются межпластовыми перетоками различной интенсивности и направления действия, потерями промывочной жидкости, возникновением прихватоопасных условий. А при наличии вскрытых газонефтеводонасыщенных пластов осложняется проведение изоляционных работ флюидопроявлениями на устье, выбросами. Технологическая эффективность традиционных технологий борьбы с осложнениями в этих гидродинамических условиях снижается в 3–5 раз или становятся малопригодными. Для решения этой проблемы, как показывает анализ, необходимы принципиально новые методические подходы и технологические решения. В разделах 4 и 5 приводятся некоторые из них.

Третий раздел содержит материалы и результаты промысловой оценки геолого-физических и фильтрационных характеристик водопроявляющих пластов, полученных по данным гидродинамических исследований. Исследования проводились по специально разработанной методике, суть которой заключается в следующем.

После замещения в скважине бурового раствора на пластовую воду (контролируется по стабилизации плотности пластовой жидкости), в скважину спускается пакер с глубинными манометрами и устанавливается в рабочее положение в подошве водопроявляющего пласта. Этот момент отмечается движением жидкости по затрубному пространству и его отсутствием в колонне труб. Замеряется объемным методом дебит жидкости.

Затем последовательными перестановками пакера от подошвы к кровле пласта за время технологической остановки измеряется дебит жидкости в затрубном пространстве и колонне бурильных труб при свободном изливе. Момент установки пакера в кровлю водопроявляющего пласта отмечается прекращением излива жидкости через затрубное пространство и полным притоком ее через колонну бурильных труб.

Для определения величины пластового давления устье скважины герметизируют и фиксируют установившуюся величину избыточного давления по манометру. С учетом этого давления и плотности пластовой жидкости рассчитывается пластовое давление по уравнению:

$$P_{пл} = \rho g H + \Delta P, \text{ МПа} \quad (1)$$

где: g – ускорение силы тяжести; ρ – плотность пластовой жидкости; H – глубина кровли водопроявляющего пласта; ΔP – избыточное давление на устье скважины.

На следующем этапе гидродинамических исследований методами кратковременных отборов и нагнетания жидкости на трех квазистационарных режимах снимается полная индикаторная (интегральная) характеристика призабойной зоны пласта на радиусе влияния ($R = 0,85 \div 3,0$ м). По параметрам режимов исследования в координатах $\Delta P_i - Q_i$ строят индикаторные зависимости и рассчитывают фильтрационные характеристики объекта – коэффициенты приемистости, продуктивности и гидропроводности при различном характере воздействия на призабойную зону.

Полученная информация служит основой для идентификации сложности водопроявлений в соответствии с их классификацией, обоснования технологии и техники водоизоляционных работ, параметров режима изоляции, типа, изолирующих свойств и требуемого объема тампонажных материалов. На рис. 1 и в табл. 1 и 2 представлены результаты гидродинамических исследований водопроявляющих пластов, определения их фильтрационных характеристик и расчетных параметров.

Таблица 1

Сводные данные гидродинамических исследований водопроявляющих пластов Арланского нефтяного месторождения (РБ)

Кол-во скважин	Площадь	Диаметр скважин, м	Интервал водопроявления, м	Эффек. толщина, м	Интенсивность водопроявления, м ³ /ч	Коэффициент продуктивности 10 ⁻² м ³ /(с МПа)	Забойная депрессия, МПа	Данные нагнетания		Коэффиц. приемистости, 10 ⁻² м ³ /(с МПа)	Отношение коэффициентов продуктивности и приемистости $K_{от} / K_n$
								расход, 10 ⁻³ м ³ /с	давление, МПа		
10	Арлан	0,216	355–680	52–94	1,0–11,0	0,20–0,80	0,1–0,3	11–13	5–7,5	0,12–0,24	1,6–4,7
	Вятская	0,190	660–712								
11	Арлан	0,216	370–668	50–80	8,0–36,0	0,60–1,25	0,2–1,5	11–13	3,5–4,5	0,26–0,35	1,9–5,7
	Вятская	0,190	300–680								
8	Арлан	0,216	370–670	65–85	11,0–54,0	0,90–1,70	0,3–1,0	12–17	1,0–3,5	0,36–1,40	1,10–2,9

Примечание: Плотность закачиваемой и отбираемой жидкости 1100–1140 кг/м³ – пластовая вода Сакмаро-артинских горизонтов и Верхнего Карбона.

Таблица 2

Фильтрационные характеристики и расчетные параметры водопровяляющих пластов при отборах и нагнетании жидкости

№№ скваж.	Фильтрационные характеристики и гидродинамические параметры									
	при отборах					при нагнетании				
Интенсивность водопровяления $Q_1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$	Коэффиц. продуктивности $K \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{МПа})$	Эффективная толщина коллекторов, $\Pi_{\text{эф}} \text{ м}$	Коэффиц. гидропроводности $k/\mu \cdot 10^{-3} \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{Па} \cdot \text{с}}$	Коэффиц. проницаемости $k \cdot 10^{-5}, \text{ м}^2$	Средний радиус области влияния, $R_{\text{ср}}, \text{ м}$	Коэффиц. приемистости $C \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{МПа})$	Эффектив. толщина коллекторов, $\Pi_{2\text{эф}}, \text{ м}$	Коэффиц. водности $k/\mu \cdot 10^{-3} \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{Па} \cdot \text{с}}$	Средний радиус проникновения жидкости $R_{2\text{ср}}, \text{ м}$	
6604	0,2	0,28	64,6	0,517	0,805	0,23	52	0,419	0,33	
7754	0,5	0,19	20	0,413	2,060	0,12	16,0	0,320	0,54	
7453	0,7	0,7	326	0,547	0,138	0,17	100	0,138	0,19	
7597	0,8	0,61	348	0,956	0,275	0,17	94	0,259	0,28	
7454	1,0	0,83	375	1,310	0,349	0,24	108	0,377	0,29	
7523	1,0	0,77	304	1,601	0,526	0,21	83	0,437	0,39	
5732	1,5	0,75	239	1,530	0,641	0,24	77	0,494	0,38	
927	1,7	0,77	204	1,785	0,876	0,22	58	0,508	0,45	
6268	1,7	0,68	180	2,608	2,409	0,27	32	0,771	0,63	
828	2,0	1,7	108	1,717	0,954	0,46	65	0,620	0,38	
430	2,2	1,30	194	1,666	0,859	0,36	46	0,398	0,28	
710	2,5	1,25	323	1,925	0,605	0,28	58	0,351	0,31	
439	2,5	0,9	111	0,961	0,863	0,32	76	0,656	0,45	
7241	2,5	1,25	426	2,158	0,506	0,27	91	0,461	0,32	
6320	2,5	2,08	121	4,885	0,858	0,30	82	0,704	0,41	
3260	3,0	1,7	50,0	3,584	0,717	0,22	60	0,430	0,45	
1714	3,0	1,00	185	2,305	1,246	0,40	68	0,922	0,46	
1719	3,2	2,7	442	2,406	0,544	0,21	74	0,403	0,36	
7037	3,5	1,30	148	2,647	1,784	0,44	50	0,892	0,39	
6872	5,0	1,67	228	4,445	0,956	0,30	41	0,802	0,58	
1056	5,5	1,67	328	4,416	1,253	0,27	53	0,644	0,51	
6990	8,0	1,6	110	4,068	3,701	1,24	79	2,924	0,47	
7240	10,0	1,25	291	2,793	0,961	0,28	65	0,625	0,44	
6974	10,0	1,59	288	3,869	1,343	0,27	49	0,685	0,50	
6963	12,0	2,67	173	2,219	4,747	2,10	80	3,798	0,93	
7303	13,0	2,17	333	3,471	1,445	0,50	72	1,041	0,40	
6965	15,0	2,14	290	4,462	1,538	0,40	85	0,833	0,40	
7122	15,0	11,5	234	10,412	4,446	1,70	93	4,135	0,41	
7768	>30,0	2,00	289	9,560	3,306	0,62	84	1,587	0,54	

Примечание: При расчетах R_2 среднее время водопровяления от момента возникновения (вскрытия кровли бурением) до начала проведения гидродинамических исследований и изоляционных работ T_2 на основании промысловых данных принято равным 86400 с (24 час).

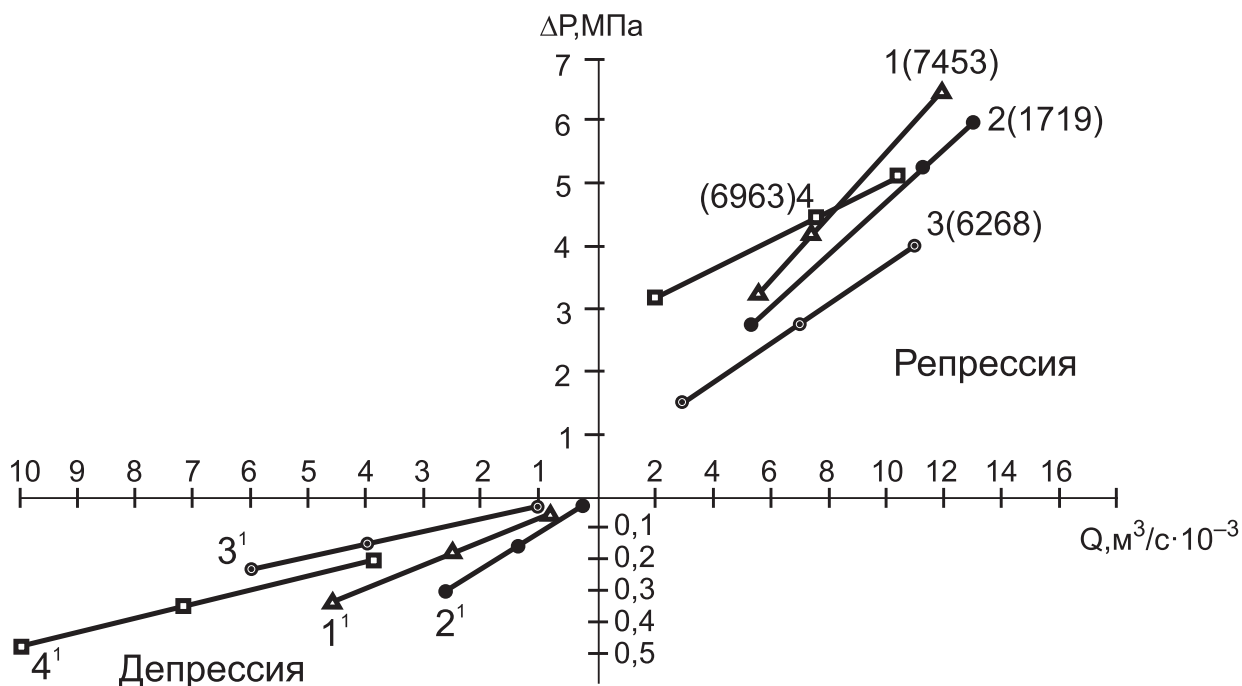


Рис. 1. Индикаторные зависимости водопроявляющих пластов при отборах и нагнетании пластовой жидкости плотностью 1140 кг/м^3 в скважинах: 6268, 6963, 1719 и 7453 Арланского нефтяного месторождения

В современных исследованиях не занимают должного места гидромеханические процессы снижения проницаемости поглощающих и, особенно, газонефтеводопроявляющих пластов. Неудовлетворительная изученность механизмов гидроизоляции, влияния основных промысловых факторов на технологию и показатели изоляционных работ при применении различных методов являются основным тормозом, сдерживающим совершенствование традиционных технологий и их дальнейшее развитие. В этой связи проведены специальные исследования нестационарных процессов гидроизоляции водопроявляющих пластов на 10 скважинах Арланского месторождения (Башкортостан), результаты и информация о которых представлена в табл. 3.

По результатам анализа данных промысловых исследований водопроявляющих пластов установлены:

- зависимость фильтрационных параметров от характера воздействия на призабойную зону (депрессия, репрессия);

- индикаторные зависимости призабойной зоны пластов в большинстве своем прямолинейны и при нагнетании расположены в координатном поле повышенных и высоких репрессий, а при отборах жидкости – расположены ближе к оси расходов и низких депрессий;

Таблица 3

Данные и результаты гидроизоляции водопроявляющих пластов

№№ скв.	Интервал водопроявления, м	Эффект толщ. водопроявления пласта, м	Начальные характеристики объекта			Данные нагнетания изолирующих смесей						Результаты гидроизоляции			
			Интенс. водопроявления, $10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$	Кэффиц. продукт., $10^{-2} \cdot \text{м}^3/(\text{с} \cdot \text{МПа})$	Кэффиц. гидропроводности, $10^{-3} \cdot \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{Па} \cdot \text{с}}$	Нагнет. агент	Плотн. жидкости, $\text{т}/\text{м}^3$	Реагент, концентрация, %	Объем нагнетания, м^3	Расход нагнет., $10^{-3} \cdot \text{м}^3/\text{с}$	Давлен. нагнетания, МПа	Интенсивн. водопроявления, $10^{-3} \cdot \text{м}^3/\text{с}$	Кэффиц. продуктивности, $10^{-2} \cdot \text{м}^3/(\text{с} \cdot \text{МПа})$	Кэффиц. гидропроводности, $10^{-3} \cdot \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{Па} \cdot \text{с}}$	
7453	355–680	325	0,7	0,7	0,547	цемент. раствор	1,56	–	13,0	8,0	11,8	0,70	0,70	0,70	0,540
828	375–440	180	2,0	1,7	1,717	ПАА	1,00	0,10	33,0	4,2	3,8	1,80	1,80	1,50	1,515
430	470–712	194	2,2	1,3	1,666	ПАА	1,00	0,15	10,5	11,7	4,3	1,70	1,70	0,98	1,256
710	450–680	323	2,5	1,25	1,925	–	–	0,10	21,0	6,3	6,4	0,83	0,83	0,42	0,647
439	458–660	111	2,5	0,9	0,961	–	–	1,00	14,0	3,1	4,9	1,25	1,25	0,45	0,480
3260	580–640	50,0	3,0	1,70	3,584	–	–	0,15	20,0	8,2	4,5	0,13	0,13	0,28	0,590
1719	432–606	442	3,2	2,70	2,406	гл. р-р ТСД-9	1,25 1,00	– –	5,0 4,6	8,7 3,4	6,0 6,3	– 3,2	– 3,2	– 2,70	2,406
6990	470–680	110	0,61	1,60	4,068	ПАА	–	0,25	23,0	10,9	6,5	0,22	0,22	0,60	1,525
6963	450–668	173	0,91	2,67	2,219	–	–	0,30	25,0	7,4	4,5	0,61	0,61	1,78	0,667
7122	480–669	234	1,16	11,54	10,412	–	–	0,45	6,8	7,5	4,7	0,77	0,77	7,7	6,947

– несоответствие известных положений теории подземной гидравлики (основное уравнение плоско-радиального течения жидкости и линейного закона фильтрации Дюпюи–Дарси) для точечного стока установленной зависимости гидравлических сопротивлений и расхода жидкости через призабойную зону пласта. При этом коэффициент продуктивности водопроявляющих пластов превышает коэффициент приемистости в 1,2–6,8 раза. Эта закономерность подтверждается ранее проведенными исследованиями (*Лебединец Н. П.*, 1973 г., *Майдебор В. Н.*, 1980 г.), по которым коэффициенты продуктивности большинства пластов в 2–3 раза выше коэффициента приемистости, а толщина работающей мощности пласта в среднем на 6–16 % больше при отборах жидкости.

По результатам обобщения материалов промысловых исследований и изоляции водопроявляющих пластов впервые на системных принципах разработана их классификация по фильтрационным параметрам и способам воздействия на приствольную и призабойную зоны пластов (табл. 4).

В четвертом разделе диссертации представлен комплекс системных технологий и методических разработок по борьбе с поглощениями и газонефтеводопроявлениями в геолого-промысловых условиях разведки и разработки углеводородных залежей.

Широко применяемые в отечественной и зарубежной практике традиционные технологии строительства скважин отличает один общий и весьма существенный недостаток – низкая эффективность процессов восстановления природной гидроизоляции вскрываемых бурением флюидонасыщенных пластов и неустойчивых горных пород от ствола – гидравлически совершенного канала связи горно-технического сооружения. Возникающие в этих условиях гидродинамические взаимодействия с комплексом флюидонасыщенных пластов, принадлежащих как к единой, так и различным геогидродинамическим системам, резко отличающимся по термодинамическим параметрам и геолого-промысловым характеристикам, приводит к непрогнозируемым процессам нестационарного гидравлического состояния и поведения системы «скважина – n пластов», которые и оказывают превалирующее негативное влияние на конечные показатели качества и эффективности буровых работ. Поскольку трансформирование динамически не определенной системы «скважина – n пластов» в систему изолированную от комплекса вскрываемых бурением флюидонасыщенных пластов, состояние и поведение которой описывается законами трубной, а не подземной гидравлики, приводит к созданию условий существенно повышающих уровень организации и управления технологией строительства скважин,

Таблица 4

Классификация сложности водопроявления и рекомендации по их предупреждению и изоляции

Категория сложности	Классифицирующие признаки водопроявления		Рекомендации по предупреждению и гидроизоляции водопроявлений					средний расход изолирующих материалов, м ³
	интенсивность притока, Q·10 ⁻³ м/с	коэффициент приемистости, С·10 ⁻² м ³ /(с·МПа)	способ предупреждения, изоляции	технические средства	тип изолирующего агента	режимы обработки		
1	0,2–0,8	0,10–0,25	Повышение плотности промывочной жидкости	Утяжеление раствора баритом, гематитом и т. д.	Водные глинистые и полимерные растворы	–	На 10–20% выше принятого ГПН раствора	
2	0,8–30,0	0,13–0,40	Нагнетание водных растворов полимеров Гидромониторная кольматация и закупорка призабойной зоны	Пакер многоразового использования натяжного действия типа ПНД-216 Наддолотный переводник с боковой гидромониторной насадкой	Водные растворы полимеров 0,1–0,45 % концентрации Глинистые, цементные, гелецементные, полимерные растворы плотностью 1,0–1,4 т/м ³	С расходом давления нагнетания, при котором не превышает 8–10 МПа Скорость истечения струи 60–100 м/с, частота вращения инструмента 0,5–1,5 с, скорость подачи 0,8–1,2 м/мин.	15–25 Используется промывочная жидкость или спец. растворы в объеме 10–20 м ³	
3	1,7–3,5	0,30–0,80	Нагнетание глинистого, тампонажного и полимерного растворов Гидромонит. кольматация и закупорка	Пакер натяжного действия типа ПНД-216 Наддолотный переводник с боковой насадкой	– – – –	– – – –	20–35 – –	

Примечание: По индикаторной зависимости нагнетания воды в пласт обосновываются свойства изолирующего раствора и уточняются параметры режима обработки.

т. е. к ее эволюционному развитию. **Это суть системного научно-технического подхода к решению ключевых проблем строительства скважин.**

В результате значительно расширяется область эффективной оптимизации технологических процессов бурения и заканчивания скважин, достигается нелинейный рост качественных и технико-экономических и экологических показателей буровых работ: интенсификация процесса разрушения горных пород, стабилизация технического состояния ствола и технологических условий производства работ, долговечности крепи, сохранения природных коллекторских свойств продуктивных пластов. Поэтому научно-технические и методические разработки по долговременной изоляции ствола скважины от вскрываемого бурением комплекса флюидонасыщенных пластов приобретают в технологических процессах первостепенное значение. Формирование в пристволевой зоне низко- и средней проницаемости пород гидроизолирующего кольматационного экрана и тампонирование вскрываемых бурением поглощающих пластов стабилизирует технологические процессы и гидродинамическое состояние скважины. Это, в свою очередь, открывает широкие возможности для оптимизации гидравлических программ бурения, разрушения горных пород, предупреждения осложнений, сохранения природных коллекторских продуктивных пластов и долговременной их изоляции от всех флюидонасыщенных пластов продуктивной толщи. При строительстве глубоких скважин такой технологический прием позволяет сократить количество интервалов с геологически несовместимыми условиями бурения и создать необходимые предпосылки по совершенствованию конструкций за счет их упрощения и облегчения.

Для успешного решения этих промысловых задач разработан, промышленно апробирован комплекс системных технологий и методических подходов по контролю и регулированию технического состояния ствола (герметичности и прочности стенок) в процессе бурения и заканчивания скважин. В системный комплекс входят: гидромеханические испытания ствола скважин на герметичность и прочность методами опрессовок с созданием расчетных репрессий и депрессий. Предложены технологические схемы производства работ и критерии оценки технического состояния необсаженного ствола скважины; геофизические (каверно-профилеметрия и термощумометрия) и гидродинамические (нагнетания и отборы жидкости на нескольких режимах) методы исследования геолого-физических и фильтрационных характеристик флюидонасыщенных пластов; методика расчета фильтрационных параметров прони-

цаемых пород (коэффициенты приемистости, продуктивности и гидропроводности, градиент давления фильтрации жидкости, средняя раскрытость трещин; технология обработки ствола гидромониторными струями полидисперсных жидкостей (схемы обработки, режимы воздействия, методы расчета технологических параметров обработки); метод тампонирования поглощающих и водопроявляющих пластов при режимах нагнетания, согласованных с их фильтрационными характеристиками (технологические схемы производства изоляционных работ, методика выбора механизмов снижения проницаемости пластов и расчета оптимальных режимов их реализации).

Методика применения усовершенствованного комплекса системных технологий по борьбе с поглощениями и газонефтеводопроявлениями заключается в следующем.

1. Вскрытие интервалов с флюидонасыщенными пластами и аномальными пластовыми давлениями (АНПД, АВПД) производится с одновременной обработкой ствола гидромониторными струями промывочной жидкости на основе глин (глинистые, полимерглинистые, гелецементные). Формируемый в пристволевой зоне скважины гидроизолирующий кольматационный экран на глубину 15÷30 мм повышает градиент механической прочности этой системы («проницаемая пород – кольматационная среда») до градиента горного давления и выдерживает действием депрессий от 2,5 до 5,0 МПа.

2. По мере углубления скважины ствол в интервалах залегания проницаемых и склонных к гидроразрыву пород подвергается гидромеханическим испытаниям на герметичность и прочность стенок с помощью кратковременных опрессовок контрольным давлением. Если ствол испытания выдержал, бурение скважины продолжается.

3. При выявлении во вскрытом интервале методом опрессовки высокопроницаемого пласта проводят комплекс геофизических и гидродинамических исследований по уточнению глубины кровли и подошвы поглощающего (водопроявляющего) пласта, определение фильтрационных характеристик и гидродинамических параметров объекта.

4. По результатам исследований обосновывается метод изоляции объекта – механизм снижения проницаемости пород, схема нагнетания тампонажных растворов и технические средства производства работ.

5. С привлечением данных и результатов гидродинамических исследований рассчитываются технологические параметры процесса изоляции, приводящие к эффективной реализации используемых механизмов снижения проницаемости призабойной зоны поглощающих и водопроявляющих пластов.

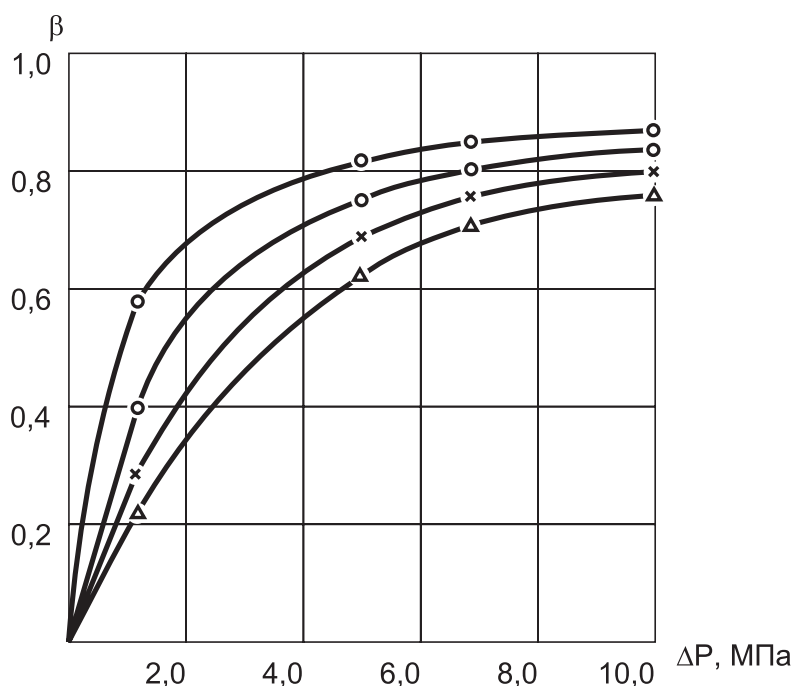


Рис. 2. Зависимость коэффициента гидравлического совершенства от величины репрессии и толщины поглощающего интервала. 100–400 м – толщина интервала поглощения

6. По завершении изоляционных работ ствол в этом интервале опрессовывается контрольным давлением (репрессия, депрессия) и при получении положительных результатов бурение продолжается.

Для корректной оценки технологических характеристик процесса изоляции и конечных результатов работ предложен комплекс критериев, включающий: показатель гидравлического совершенства режима нагнетания тампонажных смесей, коэффициент динамической приемистости призабойной зоны в процессе изоляции и коэффициент приемистости объекта после завершения изоляционной операции и окончания времени ОЗЦ.

На рис. 2 приведены зависимости показателя гидравлического совершенства режима нагнетания тампонажных смесей (δ) от величины репрессии на кровлю пласта и его толщины.

В пятом разделе работы освещен опыт предупреждения и борьбы с осложнениями при взаимодействии скважин одновременно с различными флюидонасыщенными пластами с помощью усовершенствованного комплекса технологий. Для иллюстрации тяжести осложнений, геолого-технических условий производства изоляционных работ и достигнутых конечных результатов в работе анализируется три скважины: 3–Моктаконская и 1–Западно-Ногинская Туруханской НГРЭ и 25–Юрубчен-Тахомская Эвенкийской НГРЭ объединения «Енисейнефтегазгеология».

К особенностям геолого-промысловых условий строительства глубоких разведочных скважин (3500–4300 м) на Сибирской платформе (Красноярский край) относятся: наличие в разрезе от 3 до 7 зон поглощений (АНПД), 2–3 газоводопроявляющих пластов (АВПД), от 3 до 5 этажей интрузий долеритов и большая толщина (до 800 м и более) неустойчивых горных пород – соли и аргиллиты). В этих условиях основными видами осложнений являются поглощения промывочных и тампонажных растворов, газоводопроявления и выбросы, межпластовые перетоки и заколонные проявления, осыпание, каверно- и обвалообразование в интервалах неустойчивых горных пород. До 65% всех поглощений встречается на глубинах до 1000 м (интервал бурения под кондуктор и техколонну), которые приурочены к отложениям триаса, пермокарбона, эвенкийской и ангарской свит, интрузиям долеритов и их контактам с осадочными породами.

В интервале 1000–3500 м (бурение под техническую и эксплуатационную колонны) встречается до 45% от всех поглощений. Приурочены они к булайской, бельской, усольской, костинской, оснобинской, катаганской, собинской свитам и интрузиями долеритов.

Геолого-физические и фильтрационные характеристики поглощающих пластов изменяются в широких пределах. Эффективная толщина трещинных пород составляет 2–50 м, коэффициент приемистости изменяется от 0,2 до $3,0 \cdot 10^{-2}$ м³/(с·МПа) и более (интенсивность поглощений 0,5÷160 м³/ч), глубина снижения уровня жидкости в скважине достигает 800–1700 м и более, коэффициент аномальности пластовых давлений составляет 0,6–0,9. Среднее количество вскрываемых одной скважиной поглощений – 3–4, вероятность их встречи – 100 % (табл. 5).

Газоводопроявления приурочены в основном к костинской свите и рифейским отложениям и составляют порядка 8% от общего количества осложнений. По содержанию газ сероводородный и углекислый. Производительность водопроявляющих пластов изменяется от 390 до 1296 м³/сут, коэффициент аномальности пластового давления достигает 1,43. При одновременном вскрытии скважиной поглощающего и водопроявляющего пластов интенсивность межпластовых перетоков составляет 150–720 м³/сут.

Сложность геолого-промысловых условий бурения и заканчивания глубоких разведочных скважин многократно возрастает из-за высокой насыщенности разреза осадочного чехла трапповыми интрузиями (от двух до пяти), которые характеризуются: невыдержанностью общей толщины интрузивов, залегающих на различных гипсометрических отметках и стратиграфических уровнях, а также перехода их с одного на другой гипсометрический уровень; специфической системой трещиноватости

Таблица 5

**Технико-экономические характеристики поглощений в скважинах
по ПГО «Енисейнефтегазгеология»**

№ № пп	Экспедиции	Кол-во поглощающих скважин	Вероятность поглощения в скв., %	Частота поглощения по глубинам, %		Кол-во зон поглощ. приуроченных к интрузиям	Общее кол-во зон поглощения	Частота поглощения в интрузиях, %	Кол-во зон поглощения с интенсивностью, (м ³ /час), в %			Затраты времени на 1 зону, час.
				до 1000 м	1000 до 3000 м				от 3 до 10	30–100	более 100	
1	Эвенкийская	41	100	29	71	35	115	30	21	61	19	203
2	Туруханская	22	100	41	86	25	81	31	27	50	23	298
3	Ванаварская	41	100	32	68	17	78	22	50	29	21	161
4	Туринская	9	82	33	67	5	13	38	23	23	54	144
По объединению		113	95	34	73	82	287	30	30	41	29	201

интрузий и их эндоконтактных зон, раскрытие трещин в которых изменяется от 0,25 до $20 \cdot 10^{-3}$ м. Преобладающий размер трещин (до 95%) – $(0,25–6,0) \cdot 10^{-3}$ м. Развиты преимущественно три системы трещин – поперечные, продольные и пологие вдоль структуры течения, расположение трещин – вертикальное, пологое, горизонтальное. Анализ результатов борьбы с осложнениями в траппах показал, что затраты времени и средств на их изоляцию в 1,5–2,0 раза выше, чем трещинных коллекторах карбонатных отложений.

Интервал продуктивных отложений (оскобинская свита и рифей) также имеет ряд особенностей физико-литологического строения, осложняющих гидродинамические условия заканчивания скважин. Это интенсивная трещиноватость с преобладанием вертикальных тектонических трещин средней раскрытости 4–6 мкм, общая пористость которых составляет 0,7–16,4%, проницаемость – $(0,01–0,59) \cdot 10^{-15}$ м², достигающая до $142 \cdot 10^{-15}$ м²; наличие гидродинамической связи газонасыщенного пласта (Б-IX) с рифеем; существенное различие аномальности пластовых давлений между пластом Б-IX ($K_a = 1,10 \div 1,16$) и рифейским комплексом ($K_a = 0,92 \div 0,96$); высокая частота встречи

(близкая к 100 %) поглощений интенсивностью до 70–100 м³/ч в ка-тангской, оскобинской свитах и рифее, сопровождающихся газопро-явлениями различной интенсивности (от 390 до 1296 м³/сут) и рос-том давления газа на устье до 12–16,5 МПа (скв. 5-ВД и 25-ЮТЗ).

Ниже, на примере конкретных скважин анализируется сложность геолого-промысловых условий борьбы с поглощениями и газоводо-проявлениями и результаты применения комплекса системных тех-нологий и методических разработок по производству изоляционных работ в условиях нестационарного гидродинамического состояния и поведения глубоких скважин.

В скв. 3–Моктаконская осложнение возникло при глубине 1675 м (поглощение в летнинской свите), уровень жидкости в скважине ус-тановился на глубине 360 м, интенсивность поглощения составила 108 м³/ч, коэффициент полной приемистости – 0,03 м³/(с·МПа). По результатам геофизических (профилеметрия, РК) и гидродинамиче-ских (снятие индикаторной характеристики) исследований выделены интервалы проницаемых пород (1080–1100 м, 1280–1295 м и 1450–1475 м), которые при снижении уровня жидкости до 360 м начинают взаимодействовать со стволом скважины притоком пластового флюида. В результате возникает межпластовый переток из верхних пластов в нижний (поглощающий). На рис. 3 представлена инди-каторная характеристика призабойной зоны поглощающего пласта, а на рис. 4 карта давлений при производстве изоляционной операции. Геолого-физические и расчетные параметры изолируемых пластов и результаты первой изоляционной операции приведены в табл. 6.

Анализ промысловых данных показывает, что снижение интен-сивности поглощения после проведения первой изоляционной опе-рации со 108 м³/ч до 13,5 м³/ч (в 8 раз) позволило перевести ослож-нение в менее сложную категорию. Характер изменения давления на кровлю проницаемых пород в интервале 1516–1675 м в процессе первой изоляционной операции свидетельствует об эффективной реализации механизма снижения водоцементного отношения исход-ной тампонажной смеси (рис. 4, поз. 7–9). Свидетельством этого яв-ляется активный рост давления нагнетания с 2–3 МПа в начале про-цесса тампонирувания до 6,0 МПа в конечной стадии. После повто-рения изоляционной операции коэффициент полной приемистости ствола в интервале поглощений снижен до $0,055 \cdot 10^{-2}$ м³/(с·МПа), т. е. 14,9 раза, а градиент давления на прочность повышен – до 0,018 (в 9,8 раза) (табл. 6). После разбуривания цементного моста в ин-тервале 1610–1660 м ствол испытан контрольным гидромеханиче-ским давлением 7,0 МПа с установкой пакера на глубине 1513 м и после подготовительных работ бурение скважины продолжено.

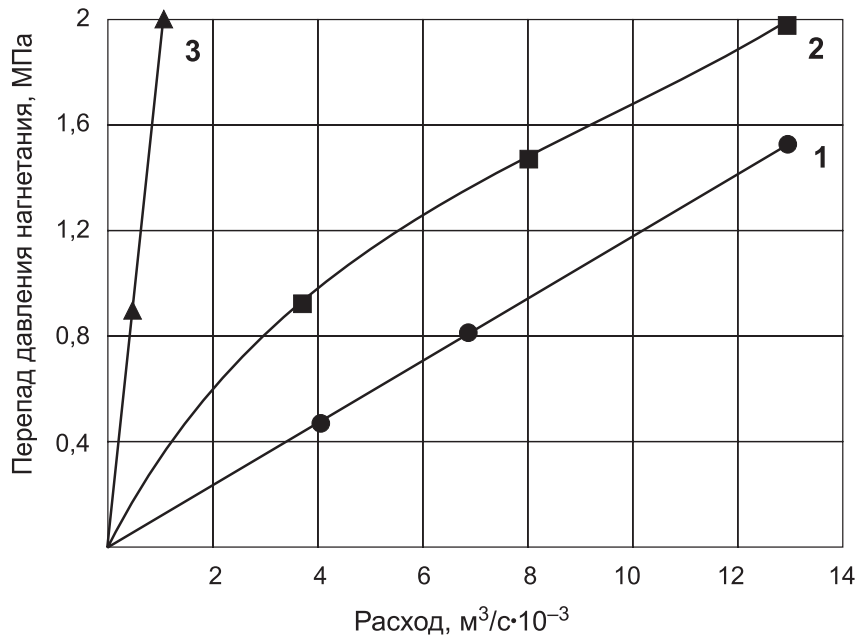


Рис. 3. Индикаторные зависимости приемистости поглощения в процессе изоляции в интервале 1556–1675 м: 1 – начальная приемистость; 2 – приемистость после первой операции; 3 – приемистость после второй операции

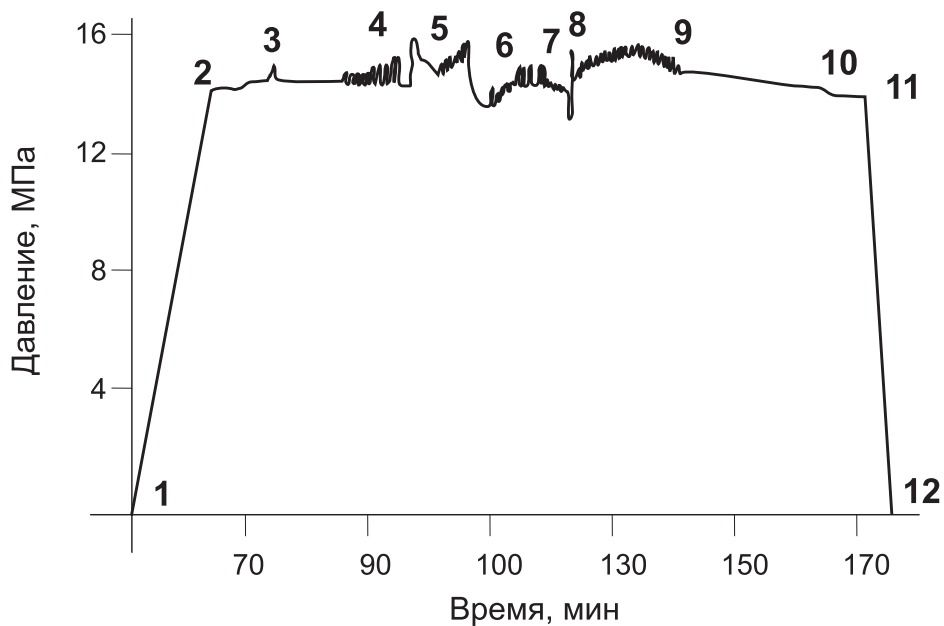


Рис. 4. Карта давлений по скв. 3–МКТ.
 1–2 – спуск инструмента;
 3 – установка пакера и опрессовка интервала 1516–1675 м;
 4 – гидродинамические исследования на трех режимах;
 5–7 – закачивание 25 м³ пасты и 5,5 м³ цементного раствора;
 7–9 – продавливание смесей 20 м³ воды; 10 – распакеровка ствола;
 11–12 – подъем инструмента.

**Данные ГДИ интервалов поглощающих пород
(1610–1621 м и 1627–1641 м) в скв. 3-МКТ**

Индикаторные зависимости	Эффект. толщина поглощ. пород, м	Параметры нагнетания жидкости			Расчетные параметры поглощающих пород		
		расход, м ³ /с	давлен., МПа	время, с	коэффиц. полной приемист., 10 ⁻² м ³ /(с·МПа)	коэффиц. удельн. приемист., 10 ⁻² м ³ /с·МПа·м	градиент давления испытан. на прочн., МПа/м
1. Исходная		0,03	3,6	30	0,82	0,033	0,0084
2. После первой изоляции	25,0	0,0125	2,0	60	0,62	0,025	0,016
3. После второй изоляции		0,001	2,0	90	0,055	0,0022	0,0181

Примечание: После первой изоляционной операции интенсивность поглощения снижена с 108 м³/ч до 13,5 м³/ч.

В скв. 1–Зап.-Ногинская частичное поглощение промывочной жидкости (гидрогельмагниевого раствора плотностью 1360 кг/м³, УВ-60 с) отмечено с глубины 1780 м (ангарская свита) интенсивностью 0,5–1,0 м³/ч. При продолжении бурения с глубины 1856 м (ангарская свита) начались газоводопроявления (интервал 1856–1905 м) с дебитом 389 м³/сут при плотности пластовой жидкости (рапа) 1260 кг/м³. Характер излива пульсирующий. Пластовое давление 22,5 МПа, коэффициент продуктивности 0,65·10⁻² м³/(с·МПа), коэффициент приемистости менее 0,03·10⁻² м³/(с·МПа). При дальнейшем углублении скважины в интервале 1970–2000 м вскрыта одиночная вертикальная водогазопроявляющая трещина с раскрытостью 0,3–0,4 мм, высотой 30 м и аномально высоким пластовым давлением (коэффициент аномальности – 1,21). При достижении скважиной глубины 2533 м в интервале 2280–2360 м (верхнебельская свита) вскрыта зона водопроявления (рапа) с дебитом 129 м³/сут., коэффициент продуктивности 0,5·10⁻² м³/(с·МПа), коэффициент приемистости 0,01·10⁻² м³/(с·МПа), коэффициент аномальности пластового давления 1,38. А в интервале 2526–2533 м вскрыта зона поглощения (бельская свита) толщиной 22 м, коэффициент приемистости 0,92·10⁻² м³/(с·МПа), коэффициент аномальности пластового давления 0,92.

Для получения исходной информации о сложности скважины и оценке гидродинамического состояния и поведения проведен комплекс геофизических (каверно-, расходо- и телеметрия) и гидродинамических (выделение интервалов проявляющих пластов опрессовками и снятие индикаторных характеристик) исследований, данные и результаты которых представлены в таблицах 7, 8 и на рис. 5, 6, 7. Как показывают данные исследований, наличие в необсаженном интервале 1800–2533 м четырех разнонапорных пластов с АНПД и АВПД, содержащих сероводо-

родный газ и высокоминерализованную воду (рапа) при перепаде давления между пластами порядка 4,0 МПа, привело к сложному гидродинамическому состоянию скважины, которое характеризуется следующими особенностями: переток пластового флюида в интервале 2300–1870 м в направлении снизу – вверх и газопроявлением на устье скважины с периодически пульсирующим дебитом от 0,5 до $20 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$; переток пластового флюида в поглощающий пласт (интервал 2300–2533 м, верхнебельская свита) в направлении сверху вниз с интенсивностью от нескольких до $99,4 \text{ м}^3/\text{ч}$.

С учетом полученной промысловой информации о гидродинамическом состоянии системы «скважина – 4 пласта» с различным флюидонасыщением, и техническом состоянии ствола обоснованы: технологическая схема производства изоляционных работ (последовательная снизу вверх с помощью пакера многоразового использования); механизмы гидроизоляции поглощающих пластов (снижением водоцементного отношения за счет процесса гидромеханического обезвоживания тампонажного раствора) и газоводопроявляющих зон (реализацией кинетической энергии гидромониторных струй и эффекта «расклиниваю» давления); расчетные параметры технологий гидроизоляции проницаемых пород, обеспечивающих эффективную реализацию применяемых механизмов воздействия на приствольную и призабойную зоны флюидонасыщенных пластов; типы тампонажных растворов, состав и тампонажно-технические свойства, технологически необходимый объем.

Расчетные параметры процесса изоляции поглощающих и газоводопроявляющих пластов приведены в табл. 7, а данные и результаты их гидроизоляции в табл. 8. По данным контрольных испытаний ствола скважины в интервале 1800–2533 м на приемистость и гидромеханическую прочность установлено: поглощающие пласты в интервалах 1800–1815 м и 2526–2533 м полностью изолированы. Коэффициент начальной приемистости снижен с $1,04 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{МПа})$ до $0,02 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{МПа})$, градиент давления испытания ствола на гидромеханическую прочность повышен с $(0,145–0,163) \cdot 10^{-1} \text{ МПа/м}$ до $(0,179–0,196) \cdot 10^{-1} \text{ МПа/м}$; газоводопроявляющие пласты интервалов 1856–2000 м и 2280–2360 м изолированы частично до уровня, позволившего закончить бурение скважин с применением дополнительных технологических мероприятий. Начальная производительность газоводопроявлений снижена с $1037 \text{ м}^3/\text{сут}$ ($43,6 \text{ м}^3/\text{ч}$) до $86,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ ($3,6 \text{ м}^3/\text{ч}$).

Результаты анализа качественных и технико-экономических показателей применения комплекса системных технологий и методических решений (табл. 9) свидетельствуют о его эффективности в сравнении с традиционными технологиями, особенно при борьбе с высокоинтенсивными поглощениями, сопровождающимися газонефтеводопроявлениями, в условиях межпластовых перетоков и снижения уровня жидкости в скважинах до 800–2000 м.

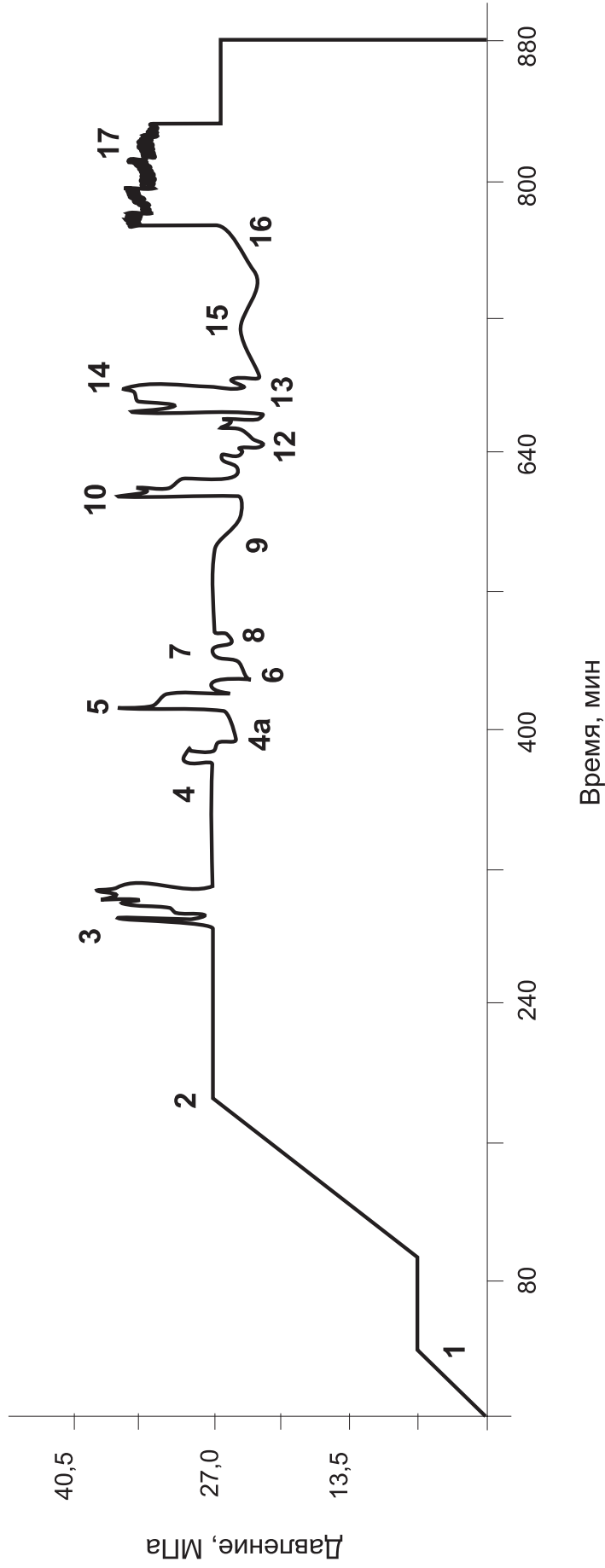


Рис. 5. Карта давления по скв. 1 – Зап. Ногинская (гидродинамические исследования результатов изоляции газоводопроявления в инт. 1856–2000 м); 3 – опрессовка инт. 1965–2030 м; 4 – закачка воды в бурильные трубы; 4а– приток пластовой воды при депрессии 1,5 МПа; 5 – опрессовка инт. 1965–2030 м; 6–8 –приток пластовой воды при депрессии 2,0 МПа; 9 – подъем пакера до 1849 м; 10 – опрессовка инт. 1849–2030 м; 12– приток пластовой воды при депрессии 1,5 МПа; 13– приток пластовой воды при депрессии 2,0 МПа; 14 – опрессовка инт. 1965–2030 м; 15–16 – приток газированной пластовой жидкости; 17 – промывка скважины

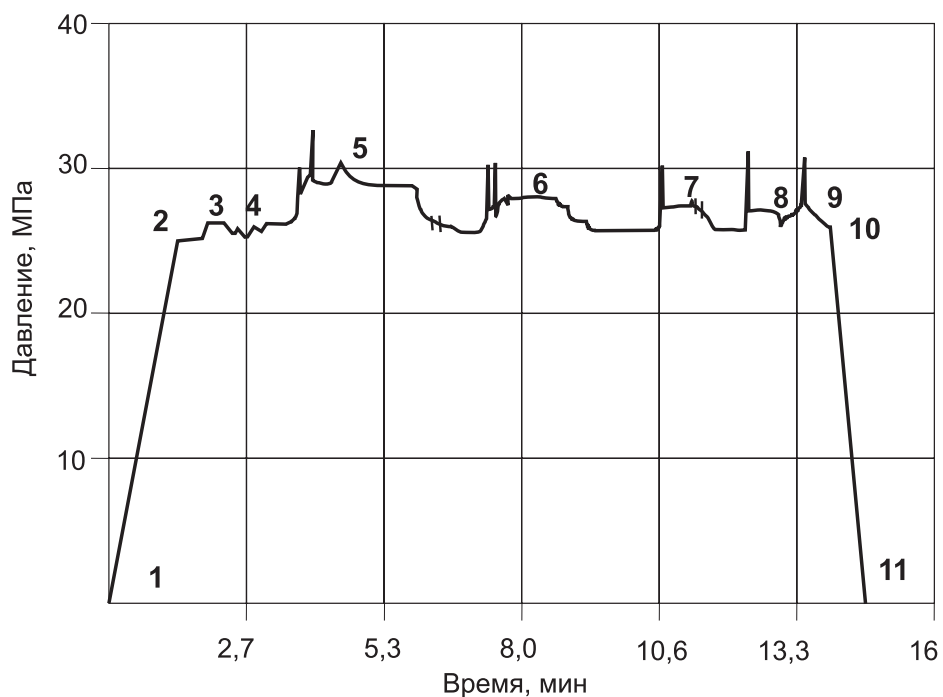


Рис. 6. Карта давлений гидродинамических исследований водопроявления в интервале 1840–1988 м по скв. I – Ногинская (от 17.04.88):
 1–2 – спуск инструмента; 3–4 – поступление газа в скважину;
 5 – нагнетания, отборы при $L_{\text{пак}} = 1988$ м; 6 – нагнетания, отборы при $L_{\text{пак}} = 1965$ м; 7 – нагнетания, отборы при $L_{\text{пак}} = 1915$ м;
 8 – нагнетания, отборы при $L_{\text{пак}} = 1890$ м; 9–11 – подъем инструмента



1970

2000

Рис. 7. Телеметрическое изображение газоводопроявляющей вертикальной трещины в интервале 1970–2000 м по скважине 3–Западно-Ногинская

Таблица 7

**Расчетные параметры технологических процессов
изоляции поглощающих и газоводопроявляющих пластов**

Интервал изоляции (горизонт), м	Коэффиц. полной приемист. (продуктив.), $10^{-2} \text{ м}^3/(\text{с}\cdot\text{МПа})$	Эффект. толщина прониц. пород, м	Пластовое давление, а	Расчетные параметры процесса изоляции				
				метод изоляция	рас- ход, $10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$	перепад давления, МПа	параметры тамп. раствора	
							ρ , кг/м ³	СНС, кПа
1800–1826 (ангарская свита)	0,12	26,0	22,3	согласов. нагнетания тампон. смесей	2,0	6,0	1310	0,6
22512–2534 (верхне-бель- ская свита)	0,92	22,0	31,7	– " –	30,0	3,0	1315	1,8
1856–2000 (ангарская свита)	0,65	30,0*	22,5	гидромо- нит. кольма- тация	22,0	8–10	1200	0,07
2280–2360 (верхне-бель- ская свита)	0,50	70,0	33,7	– " –	28,0	14–17	1320	1,2

* Одиночная вертикальная трещина протяженностью 30 м.

Таблица 8

**Данные и результаты гидроизоляции поглощающих
и газоводопроявляющих пластов**

Интервалы изоляции, м	Характер проявления пластов	Показатели объекта до изоляции		Показатели объекта после изоляции	
		приемист. (продукт.), $10^{-2} \text{ м}^3/(\text{с}\cdot\text{МПа})$	градиент давления испытан., 10^{-1} МПа/м	приемист. (продукт.), $10^{-2} \text{ м}^3/\text{с}\cdot\text{МПа}$	градиент давления испытан., 10^{-1} МПа/м
1800–1826	поглощ.	0,12	0,163	0,007	0,196
2512–2534	поглощ.	0,92	0,145	0,02	0,179
1856–2000	водогазо- проявл.	0,65	0,173	0,07	0,189
2280–2360	водогазо- проявл.	0,50	0,174	0,10	0,179

Таблица 9

Сравнительные показатели эффективности применяемых и опытных технологий борьбы с поглощениями на Сибирской платформе

Группы скважин	Методы изоляций поглощений	Объем выборки		Характеристика поглощений			Показатели эффективности методов изоляции в расчете на одну зону поглощения		
		количество поглощающих пластов, шт.	общее кол-во изоляц. операц., шт.	интенсивность поглощения, м ³ /ч	коэффициент полной приемистости, 10 ⁻² м ³ /(с·МПа)	снижение статического уровня жидкости, м	коэффиц. результативности, %	расход тампонажных материалов, тн.	затраты времени, час
Серийные	Серийные	287	395	10-110	0,5-1,2	30-280	0,33	35,2	198,0
	Гидроимпульсный метод (ГИМ)	40	51	10-160	0,5-1,4	30-280	0,63	28,6	78,7
Опытные	Гидромониторная кольматация	4	5	5-25	0,6-1,0	20-80	0,80	4,5	14,3
	Метод бокового нагнетания	14	16	10-135	0,5-2,2	40-1037	0,87	12,6	59,4
	Метод донного нагнетания	5	8	800-4120	5,5-7,3	1470-2000	0,62	33,7	85,7
	Метод закупорки пластов «пастами-пробками»	3	4	10-80	0,6-1,9	40-80	0,75	11,7	42,4
	Метод установки гидроизолирующих экранов	4	6	45-135	1,65-2,95	60-360	0,67	13,9	32,0

В шестом разделе диссертации представлены результаты экспериментальных исследований, испытаний и разработок по повышению работоспособности герметизированной маслonaполненной опоры скольжения долот диаметрами 165,1–215,9 мм.

Применение высокоэффективного породоразрушающего инструмента (буровых долот) является одним из ключевых факторов повышения качества и технико-экономических показателей строительства скважин, в т.ч. за счет уменьшения продолжительности работ в открытом стволе скважины. В настоящем разделе на основании проведения теоретических, экспериментальных исследований и испытаний получили дальнейшее развитие научно-технические направления работ по совершенствованию опор буровых долот, повышающих их работоспособность. Решению этой проблемы посвящены широкомасштабные исследовательские и конструкторские работы институтов ВНИИБТ, МИНХ и ГП и др., а также ученых: В. Н. Виноградова, А. С. Мокшина, Ю. Е. Владиславлева, Н. А. Жидовцева, А. В. Зубарева, Р. А. Иоаннесяна, С. А. Посташа, В. В. Симонова и многих других.

Вместе с тем, ряд ключевых вопросов повышения стойкости буровых долот (материалы, тепловое состояние опоры, выбор смазок, равностойкость подшипников, контактные нагрузки в сочетании с температурной динамикой среды) требуют дальнейшего изучения и развития.

В разделе на основании анализа геолого-технических условий работы долот, теоретических предпосылок к исследованиям обоснована перспективность применения в опоре долот ГАУ подшипников скольжения, составляющих пару трения с включением в процесс трения «твердой смазки». Для подтверждения перспективности этого направления модернизации долот проведены широкие экспериментальные исследования и испытания опоры долот, в т.ч. с вкладышами, на усовершенствованном стенде СБ-4. На рисунке 10 показаны конструкция, варианты установки вкладышей.

Экспериментально оценено влияние основных технических факторов на процесс трения торцевых поверхностей – ТОС: материал обеих поверхностей, применяемая смазка, температура охлаждающей воды, частота оборотов вращающегося образца, наличие радиальных маслоподводящих каналов.

Установлено, что предельная нагрузка для трущихся образцов ТОС в наибольшей степени зависит от материала поверхностей и температуры этих поверхностей. Влияние остальных факторов менее значимо. Аналогично влияние исследованных факторов и на коэффициент трения. Отмечено, что износ подшипников в опоре резко интенсифицируется при достижении определенной «критической» температуры их поверхностей, динамического характера осевой нагрузки из-за взаимодействия фрезерованных венцов шарошки с забоем, а также частоты вращения инструмента.

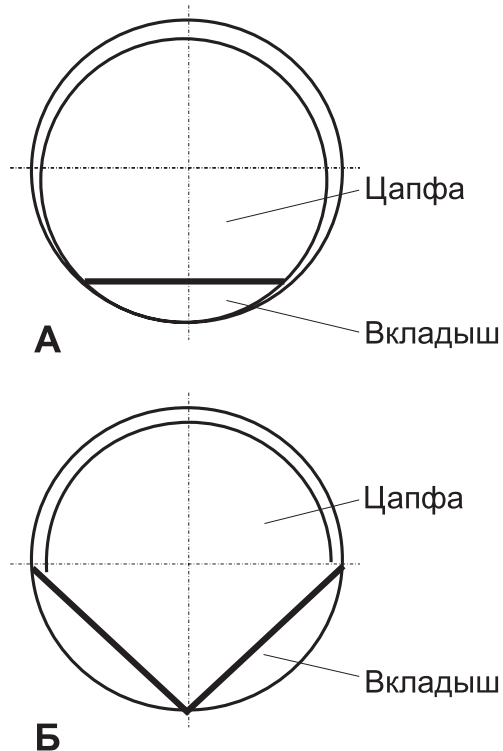


Рис. 10. Конструкции периферийного подшипника долота с одним (А) и двумя вкладышами (Б)

В опоре долота ГАУ наибольшему износу подвергаются периферийный и торцевой подшипники.

Для стендовых испытаний эксплуатационных свойств смазок использована в качестве базовой смазки графитовая УСсА и 12 конкурирующих с различными механизмами формирования смазочных пленок. Установлено, что испытанные смазки существенно отличаются величиной предельной нагрузки, при которой происходит резкое ухудшение режима трения. Наибольшее значение этой нагрузки получено для смазки ЛПИ-27, обладающей высокой температурной стойкостью

основного масла, и содержащей противозадирную добавку – MoS_2 . Проведенное сравнение смазки ЛПИ-27 с лучшими из известных по предельной нагрузке показало, что она мало уступает им при существенно большем содержании дисульфида молибдена в последних. При испытании в СДС смазки также сравнивались по величине предельной нагрузки, при которой увеличивается момент трения в опоре, коэффициент трения при этом возрастает с 0,05 до 0,12÷0,15 (рис. 11).

По этому показателю смазка ЛПИ-27 превосходит и базовую и все сравниваемые.

В результате экспериментальных исследований и испытаний модернизирована конструкция долота ГАУ разработкой радиального подшипника для опоры долота с двумя вкладышами в пазах с нагруженной стороны цапфы. Увеличение площади контакта и самоустанавливаемость вкладышей в два раза снизили максимальные контактные давления и увеличили критическую нагрузку на опору и долото в целом.

На основании комплексных исследований разработана концепция теплового расчета опоры долота, позволяющая аналитически определять режим бурения шарошечным долотом с обеспечением высокой долговечности его маслonaполненной опоры (рис. 12).

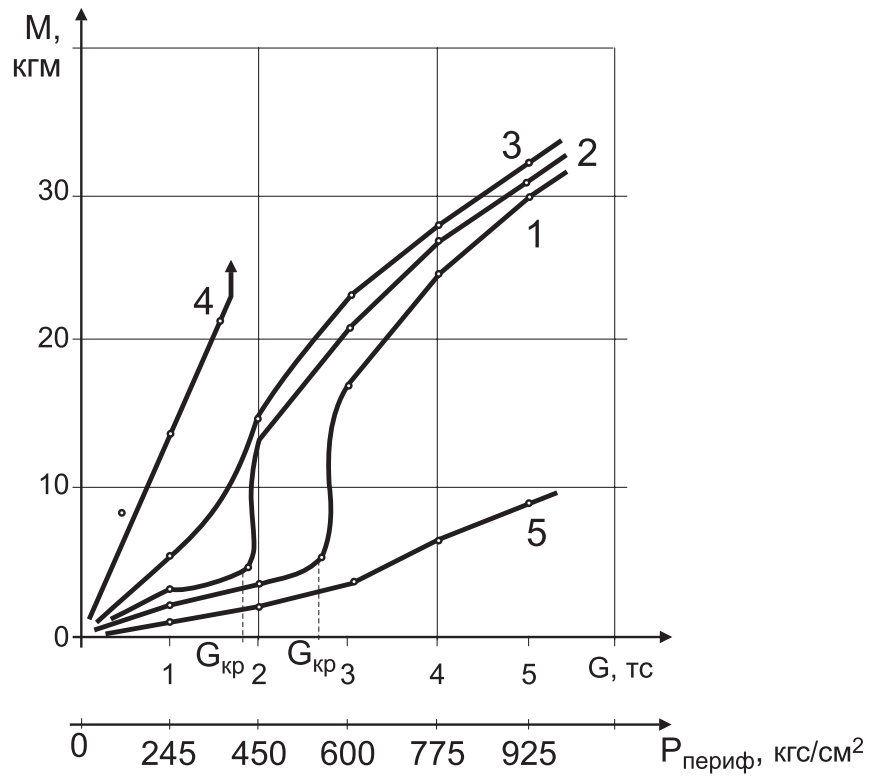


Рис. 11. Зависимость момента от нагрузки при испытании СДС с гладким венцом до стальному забою Цапфа – наплавленная, шарошка – цементованная, $n = 60$ об/мин: 1 – смазка ЛПИ-27; 2 – смазка УСсА; 3 – смазка 330-В; 4 – без смазки и уплотнения; 5 – опора качения ШШР

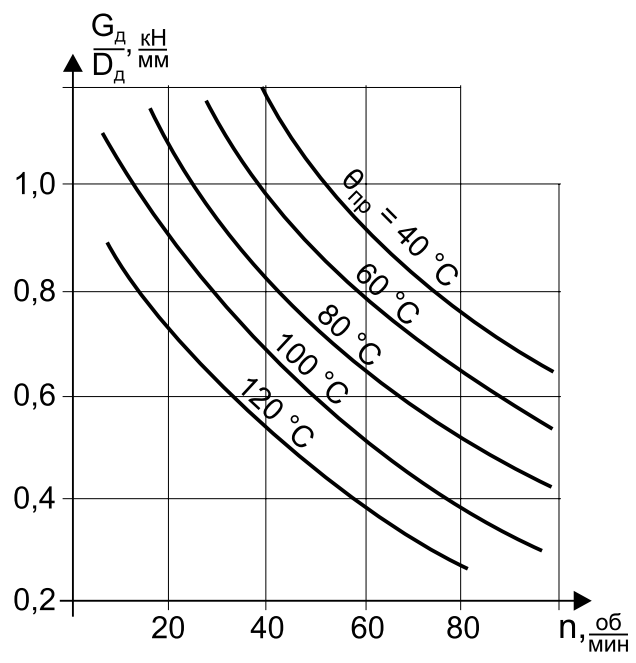


Рис. 12. Выбор режимных параметров бурения долотами $\varnothing 165,1+215,9$ мм серии ГАУ при температуре на забое $\theta_{пр}$. Опора без вставок пластичного металла

Хорошим подтверждением этих положений является успешное применение долот с бериллиевыми втулками, покрытыми серебряным сплавом в сочетании с винтовыми двигателями.

Результаты промысловых испытаний опытных долот III 190,5 МЗ-ГАУ и III 215,9 СЗ-ГАУ с различными материалами в опоре показали, что наибольшей износостойкостью обладают опоры с вставками сплава серебра ПСР-40 и меди. Осмотром отработанных долот установлено, что долговечность опоры ограничивалась быстрым износом уплотнительных элементов в среде утяжеленного баритом глинистого раствора.

Отработка долот III 215,9 СЗ-ГАУ с использованием рекомендаций по режимам бурения проводилась на скв. 720–Старогрозненской и 244–Октябрьской в интервалах 4000–45400 м с забойной температурой 140–180°C. В сравнении с серийными долотами 2В190СЗГ увеличение проходки составило 3–4 раза, стойкости – 2,8–2,9 раза. Экономия на один метр проходки – 25 руб., на одно долото III 215,9СЗ-ГАУ – 1295 руб. (в ценах 1983 г.).

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Аналитические обобщения и критическая оценка сложившихся в современной теории и практике строительства скважин представлений, научно-технических направлений развития, показателей качества и эффективности изоляционных работ выявили ряд негативных обстоятельств. Так в вопросах совершенствования и развития технологии бурения и заканчивания скважин не уделяется должного внимания выявлению причинно-следственных связей, недооценивается значение и роль нестационарных гидродинамических процессов, оказывающих преобладающее влияние на показатели качества и эффективности буровых долот, а также механизмов снижения проницаемости пристволенной и призабойной зон вскрытых бурением флюидонасыщенных пластов. Все отмеченное свидетельствует о том, что современный уровень развития технологии строительства скважин характеризуется состоянием неупорядоченности этой сложной геолого-технической системы, типичными для которой являются дефицит информативности, низкая эффективность организации и управления технологическими процессами бурения и заканчивания скважин.

2. Рассмотрены системные принципы совершенствования и развития технологии буровых работ за счет формирования информационной базы промысловых данных, оперативного контроля и управления технологическим процессом, модернизации конструктивных элементов бу-

ровых долот, упорядоченной реализации механизмов изоляции поглощающих и флюидопроявляющих пластов.

3. По результатам гидродинамических исследований водопроявляющих пластов (Арланское месторождение) установлены их геолого-физические особенности: существенное различие фильтрационных характеристик призабойной зоны объектов при отборах и нагнетании жидкости (пластовая вода), когда коэффициент продуктивности в 1,3–7,6 раза превышает коэффициент приемистости, что не согласуется с известным классическим представлением подземной гидравлики о точечном источнике.

Выявлена зависимость сближения коэффициентов продуктивности и приемистости с ростом интенсивности водопроявления. Но характер гидродинамического взаимодействия системы «проницаемая среда – закачиваемая жидкость» в процессе нагнетания при этом сохраняется. Во всех исследованных водопроявляющих пластах отмечается повышенный градиент давления фильтрации жидкости через призабойную зону, установленные пределы изменения которого составляют 0,3...0,8 МПа/м.

4. Усовершенствован комплекс системных технологий и расширена область его эффективного применения при бурении предупреждении и борьбе с поглощениями и газонефтеводопроявлениями за счет включения метода гидродинамических исследований флюидопроявляющих пластов со снятием полной индикаторной характеристики, оптимизации режимов обработки приствольной и призабойной зон, состава и свойств изолирующих растворов (на основе водорастворимых полимеров) и тампонажных смесей, комбинации методов воздействия на проницаемые среды в конкретных геолого-технических условиях строительства скважин.

5. Разработана классификация водопроявлений с учетом особенностей полной индикаторной характеристики пластов и сложности производства изоляционных работ. Обоснован комплекс критериев оценки классифицирующих признаков и сравнительная информационная база. Водопроявления классифицированы на три категории сложности. Промысловая апробация разработки подтвердила соответствие ее требованиям совершенствования технологии и повышения эффективности водоизоляционных работ.

6. Как показали результаты анализа, внедрение комплекса системных технологий при бурении, борьбе с осложнениями на месторождениях Башкортостана, Восточной Сибири привело к нелинейному росту конечных, качественных и технико-экономических показателей работ. В сравнении с традиционными методами технологическая эф-

эффективность изоляционных операций повысилась в 1,7–4,5 раза, затраты средств снизились на 15–25 %, времени – в 2–3 раза.

7. На основании анализа геолого-технических условий работы долот, результатов теоретических и экспериментальных исследований обоснована перспективность применения в опоре долот ГАУ пары трения «твердый сплав–цементированная сталь» с вставками пластического металла, выполняющего функцию «твердой смазки».

8. Экспериментально установлена высокая работоспособность пары трения «твердый сплав–цементированная сталь» с вставками, отличающаяся наиболее высокой нагрузкой и температурой заедания, малой интенсивностью изнашивания, меньшим коэффициентом трения.

9. По результатам экспериментальных исследований и испытаний разработана конструкция радиального подшипника для опоры долота ГАУ с двумя вкладышами в пазах с нагруженной стороны цапфы. Увеличение площади контакта и самоустанавливаемость подшипника в два раза снижают максимальные контактные давления и позволяют увеличить нагрузку и частоту вращения долота.

10. Разработана и успешно опробована на практике методика теплового расчета маслonaполненной опоры и выбора соответствующего режима бурения долотами диаметром 215,9; 190,5; 165,1 мм.

11. Результаты промышленных испытаний модернизированного маслonaполненного долота III215,9СЗ-ГАУ и III165,1СЗ-ГАУ показали увеличение стойкости на 24–99 %, проходки долот 24–180 % и механической скорости на 25–40 %.

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих печатных работах:

1. Колесников Н. А., Курумов Л. С. Установка для исследования противозадирных и смазывающих свойств промывочных жидкостей при высоких давлениях и температурах // Нефтепромысловое машиностроение: Реф. науч.-техн. сб. – М.: ЦИНТИнефтехиммаш. – 1974. – № 3. – С. 11–13.

2. Колесников Н. А., Курумов Л. С. О смазывающих и противозадирных свойствах промывочных агентов в условиях, приближенных к забойным // Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – Уфа, 1975. – № 2. – С. 129–134.

3. Исследование работоспособности герметизированной опоры скольжения трехшарошечного долота / А. С. Мокшин, Г. А. Кораблев, Л. С. Курумов, А. А. Загвоздкин // Тр. / ВНИИБТ. – 1976. – Вып. 36. – С. 17–26.

4. Курумов Л. С., Мокшин А. С. К вопросу повышения нагрузочной способности опор скольжения шарошечных долот // Тр. / ВНИИБТ. – 1977. – Вып. 42. – С. 127–134.

5. О роли смазок в новых долотах с герметизированными маслonaполненными опорами / Л. С. Курумов, П. А. Палий, Л. П. Константинов, А. С. Мокшин // М.: ЦИНТИхимнефтемаш. – 1979. – № 3. – С. 10–14.

6. *Курумов Л. С.* К вопросу нагруженности шариков замкового подшипника (депонированная рукопись) // *Естественные и точные науки, техника.* – 1979. – № 2. – С. 42.

7. *Курумов Л. С.* Стендовые испытания материалов для подшипников скольжения долот серии ГАУ // *Тр. / ВНИИБТ.* – 1980. – Вып. 50. – С. 15–26.

8. *Курумов Л. С., Симонянц Л. Е., Мокшин А. С.* Стендовые испытания смазок для герметизированных опор скольжения шарошечных долот // *Нефть и газ.* – 1982. – № 6. – С. 17–20.

9. *Курумов Л. С., Симонянц Л. Е., Мокшин А. С.* Экспериментальное определение температуры подшипников скольжения в опоре долота серии ГАУ // *Нефть и газ.* – 1982. – № 4. – С. 25–28.

10. Опыт применения калибраторов серии КС в объединении «Грознефть» / *И. С. Асеев, Г. Г. Гераськин, Л. С. Курумов, В. Н. Моисеев* // *Бурение.* – 1982. – № 10. – С. 6–7.

11. Результаты применения долот с герметизированной опорой скольжения в объединении «Грознефть» / *Л. С. Курумов, Г. Г. Гераськин, И. С. Асеев, А. С. Мокшин* // *Бурение.* – 1982. – № 8. – С. 5–7.

12. *Курумов Л. С., Кацман Ф. М.* Анализ показателей работы долот серии ГНУ в объединении «Грознефть» // *Нефтяное хозяйство.* – 1982. – № 4. – С. 70–73.

13. *Курумов Л. С., Мокшин А. С.* Исследование теплового режима работы опор скольжения и рекомендации по режимным параметрам эксплуатации долот серии ГАУ // *Тр. / ВНИИБТ.* – 1982. – Вып. 55. – С. 141–149.

14. *Курумов Л. С., Дорошев И. В.* Эффективность долот ГНУ и ГАУ при бурении глубоких скважин в Грозненском УБР ПО «Грознефть» // *Тр. / ВНИИБТ.* – 1983. – Вып. 57. – С. 11–17.

15. Опыт применения раздвижных расширителей в объединении «Грознефть» / *Л. С. Курумов, Р. М. Аликин, Я. И. Гельфгат, Г. Г. Гераськин* // *Бурение.* – 1983. – № 5. – С. 27–28.

16. О выборе режима бурения долотами серии ГАУ / *Л. С. Курумов, Г. Г. Гераськин, А. С. Мокшин, Ф. М. Кацман* // *Нефтяное хозяйство.* – 1984. – № 8. – С. 15–17.

17. Результаты испытаний долот диаметром 215,9 мм с герметизированной опорой скольжения / *Л. С. Курумов, Т. Г. Агошавили, А. С. Мокшин и др.* // *Нефтяная геология, геофизика и бурение.* – 1985. – № 5. – С. 17–20.

18. *Курумов Л. С., Бойченко В. А., Кацман Ф. М.* Анализ результатов бурения шарошечными долотами в верхнемайкопских отложениях // *Техника и технология бурения скважин.* – 1988. – № 11. – С. 3–7.

19. *Курумов Л. С., Мокшин А. С., Таривердов М.* Определение режима бурения глубоких скважин долотами серии ГАУ с твердосплавным вооружением // *Тез. докл. IV Всесоюз. науч.-техн. конф.* – Уфа, 1986. – С. 44–48.

20. *Курумов Л. С., Трофименко Ю. П.* Определение факторов, повышающих эффективность применения долот серии ГАУ // *Тр. / СевКавНИПИнефть.* – 1989. – Вып. 51. – С. 31–37.

21. *Курумов Л. С., Зубарев А. В.* Повышение долговечности шарошечного долота за счет изменения его вооружения. // *Тр. / СевКавНИПИнефть.* – 1989. – Вып. 51. – С. 38–42.

22. Курумов Л. С., Измайлов Х. С. Определение рационального времени работы долот с герметизированной опорой скольжения и штыревым вооружением при разбуривании майкопских отложений // Научно-технические достижения нефтяной промышленности. – 1989. – № 9. – С. 3–5.
23. Курумов Л. С., Измайлов Х. С. Влияние разновысотности шарошек на показатели работы долот // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 2. – С. 8–10.
24. Курумов Л. С., Измайлов Х. С. Методика определения влияния параметров бурения на работу долот с использованием компьютеризированной станции СГТИ // Тр. / ВНИГИК. – Тверь, 1994. – С. 34–35.
25. Курумов Л. С., Измайлов Х. С. Определение оптимального режима бурения с использованием струйного насоса // Тр. / ВНИГИК. – Тверь, 1994. – С. 30–34.
26. Курумов Л. С., Симонянц С. Л. Об эффективности применения трехшарошечных долот при бурении нижних интервалов скважин в Западной Сибири // Технологии ТЭК. – 2003. – № 4. – С. 36–38.
27. Промысловые испытания новой техники турбинного бурения в ПО «Белоруснефть» / Л. С. Курумов, С. Л. Симонянц, А. С. Асадчий и др. // Нефтепромысловый инжиниринг. – 2004. – № 2. – С. 2–3.
28. Курумов Л. С., Симонянц С. Л. Модернизация серийных турбобуров – эффективный путь повышения показателей турбинного бурения // Бурение и нефть. – 2004. – № 7–8. – С. 38–39.
29. Результаты испытаний новых шпинделей и опор турбобуров / Л. С. Курумов, С. Л. Симонянц, В. А. Литвяк и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. – № 9. – С. 23–24.
30. Испытание нового турбобура ЗТВМ-195 и стабилизированных турбинных шпинделей ШС-195 в Светлогорском УБР / А. С. Асадчий, Ю. А. Бутов, Л. С. Курумов и др. // Тр. / БелНИПИнефть. – Гомель. – 2004. – Вып. 5. Ч. II. – С. 169–180.
31. Курумов Л. С. Методы системного совершенствования технологии строительства нефтяных и газовых скважин. – Тюмень: Вектор-Бук, 2005.
32. Курумов Л. С. К вопросу повышения долговечности резинометаллических опор ГЗД // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – № 9. – С. 37–40.
33. Разработка и внедрение износостойких резинометаллических опор шпинделей гидравлических забойных двигателей / С. Л. Симонянц, Л. С. Курумов, В. А. Литвяк, М. М. Мухаметшин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – № 9. – С. 41–43.
34. Комплекс системных технологий заканчивания скважин / В. Н. Поляков, И. А. Сагидуллин, Л. С. Курумов и др. // Повышение качества строительства скважин: Тез. докл. Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа, 2005.
35. Поляков В. Н., Курумов Л. С. Перспективные научно-технические направления совершенствования технологий строительства нефтегазовых скважин // Повышение качества строительства скважин: Тез. докл. междунар. науч.-техн. конф. – Уфа, 2005.
36. А. с. 791894. Опора шарошечного долота / Курумов Л. С., Мокшин А. С. – Зарегистр. в 1979.

37. А. с. 1691497. Буровое трехшарошечное долото / *Курумов Л. С., Измайлов Х. С., Агошашвили Т. Г., Гряколов А. П.* – Зарегистр. в 1982.
38. А. с. 1023058. Шарошечное долото с герметизированной опорой / *Курумов Л. С., Мокшин А. С.*, – Зарегистр. в 1983.
39. А. с. 1051211. Шарошечное долото / *Курумов Л. С., Кацман Ф. М., Гераськин Г. Г. и др.* – Зарегистр. в 1983.
40. А. с. 1691500. Буровое шарошечное долото / *Курумов Л. С., Измайлов Х. С., Шахвардов В. А., Аюбов Х. М.* – Зарегистр. в 1989.
41. Пат. 2205934 РФ, 7 Е 21 В 4/02. Ступень давления турбины турбобура / *Иоанесян Ю. Р., Курумов Л. С., Симонянц С. Л.* – (Россия). – № 2002125934/03. – Заявл. 01.10.2002. – Оpubл. 10.06.2003. – Бюл. № 16.
42. Пат. 2198280 РФ, 7 Е 21 В 4/02. Шпиндель-стабилизатор / *Иоанесян Ю. Р., Курумов Л. С., Симонянц С. Л.* – (Россия). – № 2002101172/03. – Заявл. 21.01.2002. – Оpubл. 10.02.2003. – Бюл. № 4.
43. Пат. 2198994 РФ, 7 Е 21 В 4/02. Турбобур-редуктор / *Иоанесян Ю. Р., Курумов Л. С., Симонянц С. Л.* – (Россия). – № 2002104043/03. – Заявлено 19.02.2002. – Оpubл. 20.02.2003. – Бюл. № 5.
44. Пат. 2205934 РФ, 7 Е 21 В 4/02. Ступень давления турбины турбобура / *Иоанесян Ю. Р., Курумов Л. С., Симонянц С. Л.* – (Россия). – № 2002125934/03. – Заявл. 01.10.2002. – Оpubл. 10.06.2003. – Бюл. № 16.
45. Пат. 2224865 РФ, 7 Е 21 В 4/02. Шпиндель-амортизатор / *Иоанесян Ю. Р., Курумов Л. С., Симонянц С. Л.* – (Россия). – № 2002120062/03. – Заявл. 29.07.2002. – Оpubл. 27.02.2004. – Бюл. № 6.
46. Пат. 2224867 РФ, 7 Е 21 В 4/02. Шариковая опора / *Курумов Л. С., Симонянц С. Л., Иоанесян Ю. Р.* – (Россия). – № 2002121958/03. – Заявл. 19.08.2002. – Оpubл. 27.02.2004. – Бюл. № 6.
47. Пат. 37136 РФ, Е 21 В 4/02. Осевая опора скольжения забойного двигателя / *Курумов Л. С., Литвяк В. А., Симонянц С. Л., Мухаметшин М. М.* – (Россия). – № 2003131438. – Заявл. 30.10.2003. – Оpubл. 10.04.2004. – Бюл. № 10.
48. Пат. 42849 РФ. Радиальная опора забойного двигателя / *Курумов Л. С., Литвяк В. А., Симонянц С. Л., Мухаметшин М.М.* (Россия). – Оpubл. 2004.

Соискатель

Курумов Л.С.

