

УДК 622.248.33

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ КАТАСТРОФИЧЕСКИХ ПОГЛОЩЕНИЙ

METHODS OF RESEARCH AND ELIMINATION OF CATASTROPHIC TAKEOVERS

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук, доцент,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Аль Маари Мажд

студент,
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
m-almaari@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены методы исследования и ликвидации катастрофических поглощений. Поглощение бурового раствора – это осложнение в скважине, характеризующееся полной или частичной потерей циркуляции бурового раствора в процессе бурения. С работами по ликвидации поглощений бурового раствора связаны не только значительные материальные потери, но и не поддающиеся учёту значительные потери в добыче нефти из-за ухудшения коллекторских свойств продуктивности пластов, невысокого качества цементирования эксплуатационных колонн на осложнённых скважинах и несвоевременного ввода скважин в эксплуатацию. В связи с этим совершенствование технологических способов ликвидации поглощений, применение новых технологий и материалов, дающих максимальный экономический результат, имеют исключительно важное значение.

Ключевые слова: возникновение поглощений бурового раствора; ликвидация поглощений бурового раствора; комплекс исследований зон поглощения; метод отслеживания динамического уровня в скважине; обобщённая классификация зон поглощения; технология изоляции зон полного (катастрофического) поглощения; высокоструктурированные тампонажные смеси.

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Associate professor, Professor of oil
and gas engineering department
by name of the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Al Maari Majd

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
m-almaari@mail.ru

Annotation. The methods of investigation and elimination of catastrophic takeovers are considered in the article. Absorption of drilling mud is a complication in the well, characterized by complete or partial loss of circulation of the drilling mud during drilling. Not only significant material losses, but also unrecordable losses in oil production due to the deterioration of reservoir properties of reservoir productivity, low quality of cementing of production columns in complicated wells and untimely commissioning of wells are associated with work on liquidation of drilling fluid absorption. In this regard, the improvement of technological methods for eliminating acquisitions, the use of new technologies and materials that give the maximum economic result, are extremely important.

Keywords: occurrence of mud absorption; elimination of absorption of drilling mud; complex of studies of absorption zones; method of tracking the dynamic level in the well; generalized classification of absorption zones; technology of isolation of zones of full (catastrophic) absorption; highly structured oil wells.

Основным видом осложнений при строительстве скважин на нефтяных месторождениях Ямало-ненецкого АО являются поглощения бурового раствора, затраты на борьбу с которыми составляют свыше 85 % всего времени, затрачиваемого на борьбу с осложнениями. Ежегодно на борьбу с осложнениями затрачивается до 9–11 % общего календарного времени бурения, что, несомненно, отрицательно сказывается на технико-экономических показателях буровых работ.

Поглощение бурового раствора – это осложнение в скважине, характеризующееся полной или частичной потерей циркуляции бурового раствора в процессе бурения.

Факторы, влияющие на возникновение поглощений бурового раствора, можно разделить на две группы:

1) *геологические факторы* – тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву, пласто-

вое давление и характеристика пластовой жидкости, а также наличие других сопутствующих осложнений (обвалы, нефтегазоводопроявления, перетоки пластовых вод и др.);

2) *технологические факторы* – количество и качество подаваемого в скважину бурового раствора, способ бурения, скорость проведения спускоподъёмных операций и др.; к этой группе относятся также техническая оснащённость и организация процесса бурения.

С работами по ликвидации поглощений бурового раствора связаны не только значительные материальные потери, но и не поддающиеся учёту значительные потери в добыче нефти из-за ухудшения коллекторских свойств продуктивности пластов, невысокого качества цементирования эксплуатационных колонн на осложнённых скважинах и несвоевременного ввода скважин в эксплуатацию. В связи с этим совершенствование технологических способов ликвидации поглощений, применение новых технологий и материалов, дающих максимальный экономический результат, имеют исключительно важное значение.

Комплекс исследований зон поглощения, их обобщённая классификация

Наблюдения и предварительные исследования, проводимые буровой бригадой

При вскрытии и бурении в зоне поглощения буровая бригада фиксирует следующие данные:

- глубину начала поглощения бурового раствора;
- интенсивность поглощения бурового раствора (потеря раствора за 1 час);
- глубину исчезновения циркуляции;
- наличие увеличения механической скорости бурения, крутящего момента или «провалов» бурильного инструмента и их величину);
- параметры бурового раствора на момент начала катастрофического поглощения;
- статический и динамический уровни.

Вскрытие и прохождение зоны поглощения осуществляют с применением комплекса профилактических мероприятий (КПМ).

В случае возникновения катастрофического поглощения скважину углубляют на 15–20 м. В этом случае предусматривают закачку мягких тампонов, приготовленных в гидромешалке из бурового раствора с максимальным содержанием наполнителей.

При отрицательном результате ствол скважины готовится к проведению геофизических и гидродинамических исследований.

Геофизические исследования

Целью геофизических исследований является:

- определение характера трещиноватости пород в зоне поглощения;
- определение мощности (интервалов зоны поглощения);
- определение наличия перетоков в скважине;
- определение фактического диаметра скважины.

Для решения указанных задач предусматриваются следующие методы геофизических исследований:

- радиоактивный каротаж (РК, НГК и ГК) и акустический каротаж для определения относительной общей пористости пластов в зоне поглощения;
- каверномер – для определения фактического диаметра скважины в интервале зоны поглощения, а также в кровле и подошве;
- электротермометр, резистивиметр – для определения границ поглощающих пластов, их относительной приемистости и наличия перетоков жидкости по стволу скважины из одного пласта в другой.

В отдельных случаях может выполняться минимальный комплекс геофизических исследований (каверномер и радиоактивный каротаж).

Гидродинамические исследования

Гидродинамические исследования (ГДИ) позволяют определить гидропроводность поглощающего пласта, являющуюся общепринятой характеристикой проницаемых пород.

Перед проведением ГДИ необходимо провести проработку ствола скважины и промывку зоны поглощения для качественного проведения исследований.

ГДИ проводятся различными методами, в данном случае предусматривается проведение исследований двумя методами, каждый из которых проводят в зависимости от положения статического уровня в скважине.

Если статический уровень менее 50 м, то исследования проводят методом нагнетания бурового раствора в зону поглощения.

Порядок проведения исследований методом нагнетания бурового раствора в зону поглощения

Устанавливают пакер в кровле зоны поглощения в устойчивой части ствола скважины, или под статическим уровнем с установкой открытого конца буровых труб в кровле зоны поглощения. Закачивают в поглощающий пласт с помощью ЦА через пакер буровой раствор на различных скоростях подачи.

В таблице 1 приведены скорости подачи ЦА-320М на различных передачах при втулках 115 мм, 127 мм (при давлениях, развиваемых агрегатом свыше 6 МПа).

Таблица 1 – Скорости подачи ЦА-320М

Подача	Подача в л/с при диаметре втулки, мм	
	115	127
II	4,1	5,1
III	7,9	9,8
IV	12,2	15,1
V	–	–

Фиксируют давления и расходы в 3–4 точках (объём откачки на каждой передаче – 200 л, при этом фиксируется время откачки указанного объёма).

Начинают исследования на втулках 115 мм. Если перепад давления на указанных передачах укладывается в диапазоне 0,4–0,8 МПа исследования прекращают, строят график $P - Q$, определяют средний коэффициент удельной приёмистости зоны при $\Delta P = 0,5$ МПа по формуле:

$$K_{0,5} = \frac{Q}{P \times h},$$

Где Q – расход бурового раствора при перепаде давления на зону поглощения $\Delta P = 0,5$ МПа, м³/ч; h – мощность зоны поглощения, м.

Если перепад давления на IV передаче < 0,6 МПа, переходят на втулки 127 мм и исследования повторяют.

Если статический уровень > 50 м, то исследования проводят методом прослеживания динамического уровня в скважине.

Порядок проведения исследований методом прослеживания динамического уровня в скважине

Уровнемером (прибором давления) определяют статический уровень в открытом стволе скважины (перед замером статического уровня скважину оставляют в покое на 1 час).

Доливают скважину до устья или на 60–80 м от статического уровня, при этом фиксируют плотность раствора и далее регистрируют изменение динамического уровня (избыточного давления) в скважине (диапазон регистрации избыточного давления 0,4–0,8 МПа) по времени.

Определяют средний коэффициент удельной приёмистости при $\Delta P = 0,5$ МПа по вышеприведённой формуле.

Средний коэффициент удельной приёмистости используют для сравнительной оценки начального состояния зоны поглощения и последующих её состояний в ходе изоляционных работ, а также для анализа результатов последних.

Если динамический уровень при доливке буровыми насосами не удаётся поднять выше статического уровня на 50 м и более, то коэффициент удельной приемистости определяют методом поддержания постоянного динамического уровня при максимальном расходе бурового раствора.

Для оценки начальной приёмистости зоны поглощения и её изменений в ходе кольматационных или изоляционных работ применяется также метод измерения статического и динамического уровней в скважине.

Статический уровень в скважине определяют уровнемером.

Динамический уровень в скважине фиксируют при нахождении открытого конца (или долота) в кровле зоны поглощения, при этом осуществляют прокачку бурового раствора в течение 5 минут через бурильную колонну, например, одним буровым насосом У8-6МА2 с цилиндрическими втулками $\varnothing 150 \times 150$ мм, что соответствует производительности $Q = 21$ л/с (при $n = 66$ дв. ход./мин. и $\alpha = 0,8$).

Динамический уровень измеряют по длине поднятых сухих труб.

Для оценки раскрытия крупных каналов поглощающих пластов используют метод пробных закачек вязкопластичных тампонажных смесей с различной крупностью гранулярных наполнителей.

Пробные закачки в зону поглощения вязкопластичных жидкостей и тампонажных смесей с заданной подвижностью и крупностью наполнителя

Для уточнения характера раскрытия каналов поглощения и их приёмистости перед началом изоляционных работ закачивают пробную порцию тампонажной смеси с заданной начальной подвижностью и крупностью гранулярного наполнителя с помощью автобетонокомплекса (АБК).

При этом указанную смесь закачивают через пакер, устанавливаемый в кровле зоны поглощения или под статическим уровнем. В последнем случае открытый конец устанавливается также в кровле зоны поглощения.

В качестве первой пробной порции используют нетвердеющую смесь на основе глинистого раствора и композиции наполнителей: кордного волокна и резиновой крошки. Параметры исходного глинистого раствора:

- плотность – 1050–1060 кг/м³;

- вязкость – 20–25 с.

Объём раствора – 4 м³.

Содержание наполнителей в растворе:

- кордного волокна (8 % вес.) – 320 кг/замес;

- резиновой крошки до 5 мм (30 % вес.) – 1200 кг/замес.

Подвижность смеси – 15 см.

Подвижность смеси регулируют изменением содержания резиновой крошки. Фиксируют давление продавки смеси по бурильным трубам и закачки её в зону поглощения. Во время закачки смеси в зону поглощения регистрируют изменение давления во времени и от объёма смеси.

Оценка раскрытия крупных каналов поглощающих пластов производится по двум методикам:

1) раскрытие крупных каналов поглощающего пласта можно оценить по анализу данных о проникновении в них вязкопластичной жидкости (ВПЖ), при этом кольматационный эффект от наполнителей не должен проявляться;

2) раскрытие крупных каналов поглощающего пласта определяют по характеру изменения давления закачки тампонажной смеси с заданной подвижностью и крупностью гранулярного наполнителя от её объёма.

На основе проведения комплекса исследований определяют категорию зоны поглощения и намечают стратегию проведения изоляционных работ.

Дополнительным материалом для оценки приёмистости зоны поглощения служат сведения о давлении закачки тампонажной смеси в процессе изоляционных работ.

Обобщённая классификация зон поглощения

На основе исследований зон поглощения составляют обобщённую их классификацию (см. табл. 2).

Таблица 2 – Обобщённая классификация зон поглощения

№№ п/п	Характеристика зоны поглощения	Категория зон поглощения, раскрытие поглощающих каналов		
		I категория: мелкотрещиноватая и пористая среда; раскрытые до 5 мм	II категория: среднетрещиноватая среда; раскрытые 5–100 мм	III категория: крупнотрещиноватая, кавернозная среда; раскрытые > 100 мм
1	Особенности вскрытия и процесса разбухания проницаемых пластов	циркуляция неполная, неустойчивая, зачастую отсутствует совсем, периодически восстанавливаясь. Затяжки бурильного инструмента отсутствуют	циркуляция бурового раствора отсутствует. Возможны кратковременные восстановления циркуляции с частичным выходом бурового раствора на поверхность	внезапное полное прекращение циркуляции бурового раствора, иногда затяжки бурильного инструмента и прихваты его
2	Увеличение механической скорости бурения	увеличение в 3–4 раза	резкое увеличение	«провалы»
3	Наличие и величина «провалов» бурильного инструмента, м	до 0,3	от 0,3 до 0,5	от 0,5 до 5–7
4	Превышение динамического уровня над статическим, м (при производительности бурового насоса 15–20 л/с)	> 50	10–50	< 10
5	Интенсивность поглощения, м ³ /ч (при $\Delta P = 0,1$ МПа)	до 30	30–120	120 и более
6	Наличие каверн, увеличение диаметра ствола скважины	–	+	+
7	Пробная закачка в зону поглощения тампонажных смесей с подвижностью 15 см и крупностью наполнителя, мм	до 5	до 20	до 40
8	Реакция зоны, МПа	8–0	8–0	0

Все зоны поглощения условно разделены на три категории по величине раскрытия поглощающих каналов.

Прямая оценка раскрытия поглощающих каналов может быть произведена методом закачек в зону поглощения тампонажных смесей с заданной подвижностью и крупностью наполнителей.

Другие характеристики являются косвенными и служат для комплексной оценки раскрытия каналов поглощения.

Для каждой категории зоны поглощения разрабатывается наиболее эффективная схема их ликвидации.

Для оперативного определения категории зоны поглощения используют таблицу обобщённой их классификации, где каждой характеристике зоны поставлено в соответствие совокупность внешних признаков и результатов гидродинамических исследований.

В зависимости от категории зоны поглощения применяются различные способы ликвидации:

1) способы на базе стандартной буровой и тампонажной техники и с помощью буровой бригады (КПМ, тампоны, «хвостовик» и др.);

2) способы с использованием специальной техники (тампонажные смеси – высокоструктурированные, автобетонокомплекс, профильные перекрыватели, «сетка» Охрименко).

Технология изоляции зон полного (катастрофического) поглощения бурового раствора высокоструктурированными тампонажными смесями (твердеющими и нетвердеющими) на базе автобетонокомплекса

Традиционные методы ликвидации поглощений бурового раствора

В случае высокоинтенсивного поглощения возможно бурение без выхода бурового раствора на поверхность. Оно целесообразно в твёрдых породах (известняках, доломитах, песчаниках и т.п.). После вскрытия всей зоны поглощения бурение немедленно прекращают. Далее проводят заливки ГЦП или БСС до полной ликвидации поглощения. При бурении без выхода бурового раствора разбуриваемый шлам поднимается с забоя и уходит в каналы поглощения вместе с буровым раствором. Во избежание прихвата бурильной колонны необходимо тщательно следить за стрелкой индикатора веса. Экономически целесообразно бурить без выхода циркуляции только при использовании воды в качестве бурового раствора. Для ликвидации интенсивных поглощений (более 200 м³/ч), прежде всего, снижают их интенсивность путём намыва в зону поглощения песка или шлама выбуренной породы или забрасывания и продавки инертных материалов (глины, торфа, соломы и т.п.). После намыва песка или забрасывания зоны поглощения инертными материалами её заливают цементным раствором. После затвердения цемента скважину прорабатывают и затем начинают дальнейшее углубление.

Для ликвидации высокоинтенсивных поглощений бурового раствора, приуроченных к большим трещинам и кавернам, во ВНИИБТ были разработаны перекрывающие устройства. Перекрывающее устройство представляет собой эластичную сетчатую оболочку (капроновая, нейлоновая, капроновый эластик, металлическая специального плетения и др.). Установленная в интервале поглощения сетчатая оболочка под действием закачиваемой тампонажной смеси с наполнителем расширяется и заполняет трещины и каверны. Сетчатая оболочка расширяется вследствие закупорки её ячеек наполнителем, находящимся в тампонажной смеси. При твердении тампонажная смесь связывает оболочку с породой.

Известны и другие способы ликвидации высокоинтенсивных поглощений: спуск «летучки» (кассеты), замораживание зоны поглощения, изоляция зон поглощения с помощью взрыва и др. Но все они весьма трудоёмки, не всегда дают положительный результат и поэтому применяются в буровой практике редко.

Крайняя мера борьбы с поглощением бурового раствора – спуск промежуточной обсадной колонны. Рассмотрим подробнее некоторые из них.

Высокоструктурированные тампонажные смеси

По современным представлениям полное (катастрофическое) поглощение бурового раствора возникает в основном при разбурировании пластов, обладающих развитой естественной кавернозностью и трещиноватостью, которая образует разветвлённую сеть наклонных и вертикальных трещин большого простирания.

Гидроразрыв пласта также может быть причиной катастрофического поглощения бурового раствора.

В процессе гидроразрыва пластов образуется сеть искусственных трещин, причём значительная часть всего объёма трещин приходится на долю вертикальных трещин, длина, высота и ширина (раскрытость) которых могут достигать значительных размеров (длина от 50 до 100 м, раскрытость от 1–2 до 80–100 мм и более).

Причём трещины в интервале зоны поглощения по величине могут распределяться произвольно, одновременно могут быть представлены трещины крупные, средние и мелкие.

Решить задачу изоляции таких зон катастрофического поглощения методом простого заполнения таких трещин тампонажными материалами технически и экономически не рационально.

Исходя из этих представлений о природе поглощений, институтом «Гипростокнефть» предложена технология по ликвидации катастрофических поглощений бурового раствора, в основу которой положена концепция создания надёжного изолирующего экрана в пристволевой части поглощающего пласта:

- путём удержания тампонажной смеси от растекания под действием гравитационных сил, межпластовых перетоков и других гидродинамических воздействий при выполнении различных технологических операций;

- путём формирования каркаса намывом твердых и плотных, а также волокнистых наполнителей с последующей укрепляющей заливкой твердеющими смесями.

Для реализации предложенной концепции изоляции катастрофических поглощений институтом разработано два типа высокоструктурированных тампонажных смесей:

- смеси с комплексными свойствами (нетвердеющие и твердеющие);
- предельно структурированные смеси для намыва твёрдых и плотных наполнителей, а также волокнистых материалов.

Высокоструктурированные тампонажные смеси получают путём добавки в жидкость-носитель наполнителей или, как правило, композиции наполнителей, причём один из компонентов выполняет роль регулирующей добавки по плотности и подвижности.

В качестве жидкостей-носителей применяют буровой, цементный или гелцементный растворы.

Содержание наполнителей в жидкости-носителе определяют в % массовых к объёму жидкости-носителя.

Подвижность смеси измеряют пластометром (конусом погружения) в сантиметрах.

В основу проектирования высокоструктурированных тампонажных смесей положен принцип удержания смеси от растекания по каналам поглощающего пласта под действием гравитационных сил и предотвращения разбавления пластовой жидкостью.

Поставленная цель достигается путём придания тампонажной смеси в процессе проектирования и приготовления одновременно ряда заданных технологических свойств:

- заданное предельное значение начальной подвижности;
- плотность смеси, близкую к плотности жидкости в поглощающем пласте (для условий Самарской области 1120–1170 кг/м³);
- повышенная кольматирующая способность;
- стабильность параметров и однородность.

Для определения параметров тампонажной смеси (на базе данной композиции наполнителей) проводят лабораторные эксперименты с целью получения трёх графиков зависимостей (рис. 1):

- изменение подвижности тампонажной смеси от содержания наполнителей (рис. 1а);

- изменение плотности тампонажной смеси от содержания наполнителей (рис. 1б);

- изменение кинетики структурообразования для различных начальных подвижностей (рис. 1в).

На рисунке 1 приведены кривые для следующей композиции наполнителей:

- жидкость-носитель: гельцементный раствор $\rho_{гц} = 1535 \text{ кг/м}^3$;
- композиция наполнителей: 8 % (масс.) кордного волокна + 8 % (масс.) резиновой крошки + % (масс.) дроблёнки бамперной (остальное).

Регулирование подвижности смеси осуществляется выбором типа наполнителя и его массовым содержанием. Здесь основным регулирующим компонентом является дроблёнка бамперная.

Регулирование плотности смеси осуществляется выбором типа жидкости-носителя, типа наполнителя и его массовым содержанием.

Плотность тампонажной смеси с комплексными свойствами выбирают близкой к плотности пластовой жидкости.

Содержание наполнителей в смеси выбирают из диапазона от 6 % до 100 % (масс.) и более с целью получения необходимой начальной подвижности со значением от 5 до 25 см.

Регулирование кольматирующей способности тампонажной смеси производят выбором типа и фракционного состава наполнителей. Размер фракций может изменяться от 0,1 до 40 мм.

Методику выбора необходимых параметров тампонажной смеси покажем на примере смеси, состоящей из гельцементного раствора и вышеприведённой композиции наполнителей (8 % (масс.) кордного волокна плюс 8 % (масс.) резиновой крошки плюс % (масс.) регулирующая добавка – дроблёнка бамперная, которая вводится до получения предельной подвижности, равной 4 см).

Подвижность 4 см – это предел прокачиваемости автобетононасоса по бетону.

Для рассматриваемой композиции инертных наполнителей, согласно рисунку 1в, при заданном времени проведения операции по приготовлению и закачке смесей в зону поглощения (t_3) выбираем начальную подвижность тампонажной смеси (Π_H).

В конкретном примере $t_3 = 4,5$ часа, $\Pi_H = 13$ см.

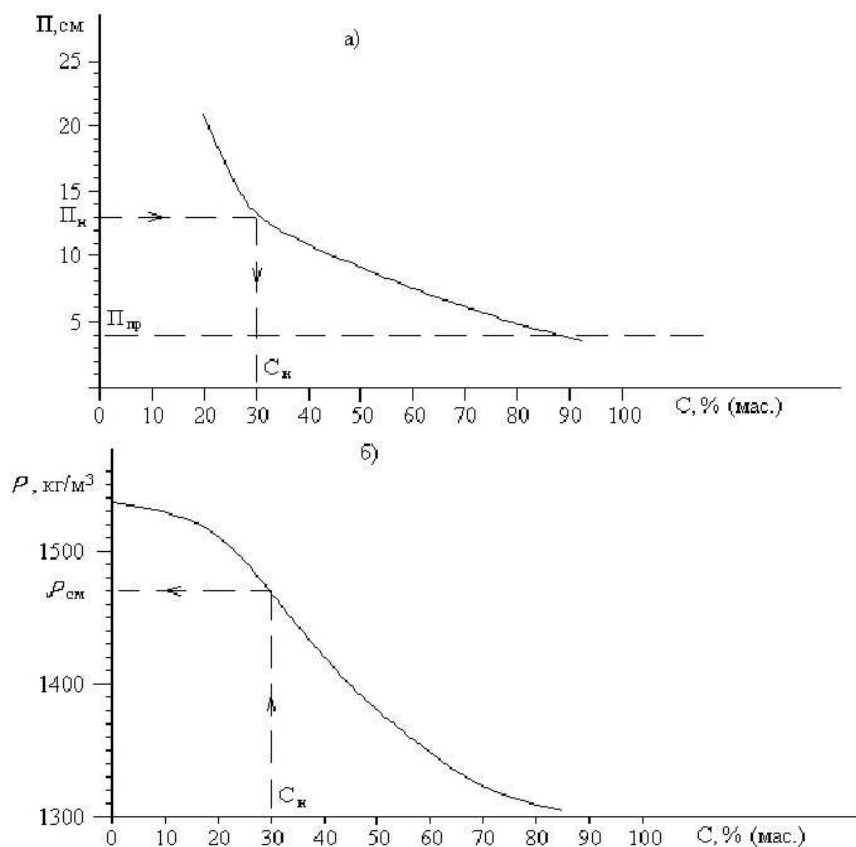
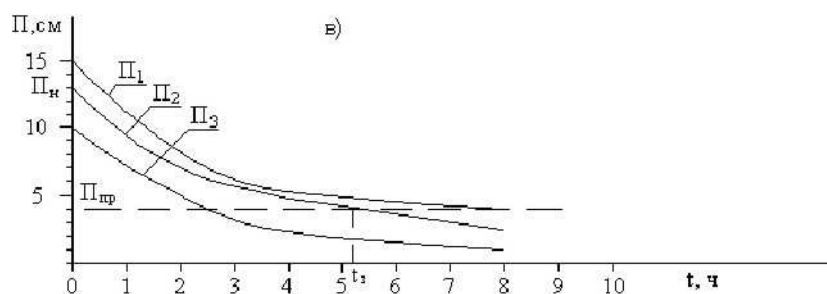


Рисунок 1 – Графики зависимости:

- зависимость подвижности смеси от содержания наполнителей;
- зависимость плотности смеси от содержания наполнителей;



Продолжение рисунка 1 – Графики зависимости:
в) кривые кинетики структурообразования для различных начальных подвижностей (Π_1 , Π_2 , Π_3)

Указанная смесь с начальной подвижностью, равной 13 см через 4,5 часа, т.е. в момент окончания продавки смеси в поглощающий пласт, приобретёт подвижность с предельным значением, равным 4 см. Далее на рисунке 1а по значению $\Pi_H = 13$ см определяют общее содержание наполнителей в смеси, которое составляет 30 % (масс.), в т.ч. 14 % (масс.) будет приходиться на дроблёнку бамперную.

По рисунку 1б определяется плотность смеси, содержащей 30 % (масс.) наполнителей, которая составляет 1475 кг/м^3 .

Совместное рассмотрение графиков рис. 1а, 1б, 1в позволяет оперативно принимать решения в зависимости от конкретных условий на скважине по выбору плотности и подвижности тампонажной смеси, представленной данной композицией инертных наполнителей.

Максимальную крупность частиц наполнителя с точки зрения наибольшего кольматационного эффекта выбирают на основании сведений о характере поглощающего пласта, результатов пробных закачек в зону поглощения тампонажных смесей с различной крупностью частиц гранулярных наполнителей. Фракционный состав наполнителей устанавливают также из условия прокачиваемости тампонажной смеси по каналу доставки (линия обвязки автобетононасосов, промывочная головка, бурильные трубы, открытый конец или пакер). С этой точки зрения соотношение между диаметром канала (в наиболее суженной части) и наибольшим размером зёрен наполнителей принимается 3 : 1. Количество зёрен наибольших размеров не должно превышать 15 % по массе.

Так, допускаемая предельная крупность зёрен наполнителя составит при прокачке:

- по буровому шлангу с внутренним диаметром 76 мм – 35 мм;
- по бурильным трубам диаметром 127 мм (с внутренним диаметром 107 мм) – 30–35 мм.

Продолжительность приготовления тампонажной смеси устанавливается из условия получения однородной смеси по параметру подвижность.

Рецептуры высокоструктурированных тампонажных смесей приведены в таблице 3.

Высокоструктурированные тампонажные смеси (нетвердеющие и твердеющие) с подвижностью ниже 12 см названы «малоподвижными» смесями и предназначены для ликвидации зон поглощения III категории. Рецептуры малоподвижных тампонажных смесей приведены в таблице 4.

Для создания дополнительного удерживающего эффекта и оттеснения пластовой жидкости могут быть использованы буферные жидкости – вязкоупругие смеси, которые подаются в зону поглощения перед тампонажными смесями. Рецептуры вязкоупругих смесей приведены в таблице 5.

Предельно структурированные тампонажные смеси для намыва твёрдых и плотных наполнителей, а также волокнистых материалов

В основу проектирования предельно структурированных тампонажных смесей для намыва твёрдых и плотных наполнителей (например, типа щебня, гравия, песка), а также волокнистых материалов (например, типа целлофана, улюка) положен принцип создания предварительного каркаса в каналах поглощающего пласта вблизи ствола скважины за счёт гравитационного оседания щебня в пласте и «фронтальной» задержки в каналах поглощения волокнистых материалов.

Таблица 3 – Высокоструктурированные тампонажные смеси

№№ п/п	Состав наполнителя, % (масс.)				ДБ	ρ _{см} , кг/м ³	Параметры смеси			
	Всего	КВ	РК	ПК			П	П*	П* через 2 часа	П* через 4 часа
1	1. Тампонажные смеси на базе глинистого раствора (нетвердеющие) ИГР: Н ₂ О + 9 % бентонита + 0,2 % Na ₂ CO ₃ ; ρ = 1065 кг/м ³ , УВ = 26 с									
	70	10	60	–	–	940	15			
	80	10	70	–	–	925	13			
	90	10	80	–	–	880	12			
	100	10	90	–	–	850	10			
2	2. Тампонажные смеси на базе гелцементного раствора (твердеющие) ИГР: ρ = 1070 кг/м ³ , УВ = 19 с; ГЦ: ИГР + 90 % цемента, ρ = 1530-1535 кг/м ³									
	50	8	8	34	34	1415	9,5			
	55	8	8	39	39	1385	8,5			
	60	8	8	44	44	1380	7,0			
	70	8	8	54	54	1350	6,0			
	80	8	8	64	64	1320	4,5-5,0			

Обозначения:

ρ – плотность; УВ – условная вязкость; масс. – массовое; ГЦ – гелцементный раствор; ИГР – исходный глинистый раствор; КВ – кордное волокно; РК – резиновая крошка; ДБ – дроблёнка бапперная; П – подвижность смеси; П* – подвижность определяется в статическом состоянии (без перемешивания смеси).

Таблица 4 – Малоподвижные тампонажные смеси

№№ п/п	Состав наполнителя, % (масс.)					Параметры смеси			
	Всего	КВ	РК	ЦС	ДП	$\rho_{см}$, кг/м ³	П	Подвижность, см через 2 часа	П* через 4 часа
1.1	1. Тампонажные смеси на базе глинистого раствора (нетвердеющие) ИГР: Н ₂ О + 8 % бентонита + 0,2 % Na ₂ CO ₃ ; $\rho = 1060$ кг/м ³ , УВ = 20 с								
	23	8	8	7	-	895	12		
	24	8	8	8	-	885	10		
	25	8	8	9	-	875	9		
	26	8	8	10	-	820	6		
1.2	ИГР: Н ₂ О + 8 % бентонита + 0,2 % Na ₂ CO ₃ + 0,2 % КМЦ; $\rho = 1070$ кг/м ³ , УВ = 29 с								
	70	5	50	3	12	970	11		
	80	5	60	3	12	885	9		
	90	5	70	3	12	895	7-8		
2.1	2. Тампонажные смеси на базе гелецементного раствора (твердеющие) ИГР: $\rho = 1065$ кг/м ³ , УВ = 25 с; ГЦ: ИГР + 95 % цемента, $\rho = 1500$ кг/м ³								
	60	8	8	-	44	1435	10-11		
	90	8	8	-	74	1365	8		
3.1	3. Тампонажные смеси на базе цементного раствора (твердеющие) ИЦР: $m = 0,6$; $\rho = 1740$ кг/м ³								
	35	8	27	-	-	1510	12	6	
	45	8	37	-	-	1450	9,5		
	55	8	47	-	-	1410	7		

Обозначения:

РК – резиновая крошка; КВ – кордное волокно; ЦС – целлофановая стружка; ДП – дроблёнка пластмассовая; УВ – условная вязкость; ρ – плотность; ИГР – исходный глинистый раствор; ГЦ – гелецементный раствор; ИЦР – исходный цементный раствор; m – водоцементное отношение; масс. – массовое; П – подвижность смеси; П* – подвижность определяется в статическом состоянии (без перемешивания смеси).

Таблица 5 – Вязкоупругие смеси

№№ п/п	Жидкость-носитель (гель): ПР (H ₂ O + % ПАА) + сшиватель (H ₂ O + % ХКК)				Наполнитель, % (от объёма ПР)			Параметры смеси				Визуальное описание смеси
	ПАА, %	время, прошедшее после приготовления раствора ПАА, сут.	ХКК, %	объёмное соотношение раствора ПАА к раствору ХКК	С, %	КВ	РК	$\rho_{см},$ кг/м ³	$\Pi_{см},$ см	$V_{см},$ л	$\frac{V_{см}}{V_{жс-м}}$	
1.1	1	0	2	8 : 1	40	20	20	790	15	14	1,56	Однородный сильный гель с на- полнителем. Разрывается средне
1.2	1	0	2	8 : 1	50	20	30	875	17-18	17	1,89	Смесь наполнителя, зашитая средним гелем. Разрывается легко
1.3	1	1	2	8 : 1	60	20	40	875	13-15	18,5	2,06	Смесь наполнителя, зашитая сильным гелем. Разрывается средне
2.1	0,8	0	2	8 : 1	60	20	40	700	13	17	1,89	Густая смесь наполнителя, за- шитая средним гелем. Разрыва- ется средне
2.2	0,8	0	2	8 : 1	40	20	20	800	16-17	16	1,78	Смесь наполнителя, зашитая средним гелем. Разрывается средне
3.1	1	0	2	8 : 1	30	10	20	690	23	17,5	1,94	Сильный гель с наполнителем. Разрывается трудно
3.2	1	1	2	8 : 1	40	10	30	690	20	18	2,00	Вспененный сильный гель с на- полнителем. Разрывается трудно
3.3	1	0	2	8 : 1	50	10	40	650	20	25	2,78	Вспененный сильный гель с на- полнителем. Разрывается средне

Смеси для намыва указанных наполнителей состояются на основе рабочего бурового раствора. Для придания несущей способности к буровому раствору добавляются предварительно наполнители-структурообразователи, например, типа кордного волокна.

Затем добавляют резиновую крошку, песок и основной наполнитель – щебень, гравий, целлофановую стружку. Содержание их в смеси ограничивается лишь условием прокачиваемости.

В качестве отдельного компонента вместо песка и щебня может применяться песчано-щебёночная смесь (ПЩС).

Фракционный состав наполнителей устанавливается из условий наибольшего кольматационного эффекта и прокачиваемости тампонажной смеси по каналу доставки.

Рецептуры предельно структурированных смесей для намыва наполнителей приведены в таблице 6.

Материалы для приготовления высокоструктурированных тампонажных смесей

Материалы, применяемые для приготовления высокоструктурированных тампонажных смесей, состоят из материалов для приготовления жидкостей-носителей и наполнителей.

Ниже приведены материалы из числа выпускаемых промышленностью и наиболее часто используемых в условиях Тюменской области:

- бентонит (ТУ 39-01-08-658-81);
- кальцинированная сода (ГОСТ 5100-73);
- полиакриламид (ТУ 6-01-1049-76);
- сернокислый алюминий;
- кордное волокно (ТУ 39-190-75);
- резиновая крошка с размером частиц от 1 до 5 мм;
- пластичный упругий наполнитель (ПУН) с размером частиц до 30 мм (ТУ 39-04-15-79);
- щебень с размером частиц от 5 до 15 мм (ГОСТ 10268-80);
- кварцевый песок;
- целлофановая стружка;
- дроблёнка бамперная (ТУ 6-19-171-53-87);
- сломель.

В зависимости от наличия различных типов инертных наполнителей, а также с учётом накопленного опыта производят корректировку рецептур смесей в лабораторных условиях.

Совершенствование рецептур производится также с учётом применения новых типов наполнителей. Перспективными наполнителями следует считать наполнители твердые и с малой плотностью.

Автобетонокомплекс (автобетононасос, автобетоносмесители, агрегат для механизации загрузки наполнителей в автобетоносмесители)

Содержание наполнителей в тампонажном растворе (массовая доля) при вводе с помощью гидромешалки или непосредственно через приёмный чанок цементировочного агрегата не превышает 6 %, а при вводе с помощью воронки на устье – 15 %.

Применение автобетонокомплекса (бетоносмесителей и бетононасосов) позволяеткратно увеличить содержание наполнителей в жидкости-носителе и получать соответственно высокоструктурированные тампонажные смеси.

Автобетонокомплекс включает в себя следующее оборудование:

1) два серийных автобетоносмесителя, например, типа СБ-92-1А.

Основные параметры:

- геометрический объём барабана – 6,1 м³;
- объём тампонажной смеси – 4,5 м³;
- частота вращения барабана – 6,5–14,5 об./мин.;
- консистенция приготовленной смеси (бетона) по осадке конуса – более 1 см;
- высота загрузки материалов – 3350–3520 мм;

Таблица 6 – Предельно структурированные тампонажные смеси для намыва твёрдых и плотных наполнителей, а также волокнистых материалов

№№ п/п	Состав наполнителя, % (масс.)							Параметры смеси	
	Всего	КВ	РК	песок	щебень	ЦС	$\rho_{см}, \text{кг/м}^3$	П, см	
1.1	ИГР: H ₂ O + 8 % бентонита + 0,2 % Na ₂ CO ₃ ; $\rho = 1060 \text{ кг/м}^3$, УВ = 22 с								
	50	12	38	-	-	-	1015	17	
	60	12	48	-	-	-	1010	15	
	70	12	58	-	-	-	990	12-13	
	80	12	68	-	-	-	960	10-11	
	90	12	78	-	-	-	960	7-8	
1.2	ИГР: H ₂ O + 8 % бентонита + 0,2 % Na ₂ CO ₃ ; $\rho = 1060 \text{ кг/м}^3$, УВ = 22 с								
	100	10	10	40	40	-	1375	23	
	120	10	10	50	50	-	1400	20	
	140	10	10	60	60	-	1520	19	
1.3	ИГР: H ₂ O + 10 % бентонита + 0,2 % Na ₂ CO ₃ ; $\rho = 1070 \text{ кг/м}^3$, УВ = 22 с								
	140	10	10	40	80	-	1450	21	
	230	10	10	70	140	-	1500	18	
	320	10	10	100	200	-	1720	15	
	380	10	10	120	240	-	1900	13	
1.4	ИГР: H ₂ O + 8 % бентонита + 0,2 % Na ₂ CO ₃ ; $\rho = 1060 \text{ кг/м}^3$, УВ = 20 с								
	30	5	20	-	-	5	1040	15	
	31	5	20	-	-	6	1030	13	
	32	5	20	-	-	7	1000	10	
	33	5	20	-	-	8	990	8	
1.5	ИГР: H ₂ O + 8 % бентонита + 0,2 % Na ₂ CO ₃ ; $\rho = 1060 \text{ кг/м}^3$, УВ = 20 с								
	20	8	8	-	-	4	945	15	
	21	8	8	-	-	5	920	14	
	22	8	8	-	-	6	895	12	
	23	8	8	-	-	7	890	12	
	24	8	8	-	-	8	885	10	
	25	8	8	-	-	9	875	9	

Продолжение таблицы 6

№№ п/п	Состав наполнителя, %(масс.)						Параметры смеси	
	Всего	КВ		Всего	КВ		Всего	КВ
1.6	ИГР: Н ₂ О + 8 % бентонита + 0,2 % Na ₂ СО ₃ ; ρ = 1060 кг/м ³ , УВ = 20 с							
	15	6	6	-	-	3	950	15
	16	6	6	-	-	4	870	13-14
	17	6	6	-	-	5	855	11
	18	6	6	-	-	6	845	10
	19	6	6	-	-	7	840	9
	20	6	6	-	-	8	830	9
	21	6	6	-	-	9	800	8

Принятые сокращения:

КВ – кордное волокно; РК – резиновая крошка; ЦС – целлофановая стружка; ρ – плотность; УВ – условная вязкость; П – подвижность; масс. – массовое; ИГР – исходный глинистый раствор.

2) автобетононасос БР-77 с повышенным давлением в зимнем исполнении. Его основные технические данные в сравнении с серийным автобетононасосом СБ-126Б приведены в таблице 7;

3) обвязка автобетононасоса с устьем скважины: выкид автобетононасоса, поворотное колено, секция дюралюминиевой трубы длиной 3 м и внутренним диаметром 125 мм, буровой шланг длиной 18 м и внутренним диаметром 76 мм, промывочная головка;

4) агрегат для механизации загрузки наполнителя в автобетоносмесители.

При работе с малоподвижными смесями время их приготовления увеличивается в 2 и более раз. Для компенсации этих потерь времени необходимо использовать два автобетоносмесителя (один автобетоносмеситель – под загрузкой, другой – под выгрузкой).

Экспериментальный автобетононасос БР-77 нового поколения предназначен, прежде всего, для изоляции наиболее интенсивных зон поглощения III категории путём применения малоподвижных тампонажных смесей или широкомасштабного намыва твёрдых и плотных наполнителей (табл. 7).

Таблица 7 – Технические данные автобетононасосов

№№ n/n	Показатели	СБ-126Б	БР-77
1	Базовое шасси	КамАЗ-53213	КамАЗ-4310
2	Температура окружающей среды, °С	-5 ÷ +40	-40 ÷ +40
3	Производительность (макс.), м ³ /ч	65	40
4	Давление (макс.) на тампонажную смесь при минимальной производительности, МПа	6,0	11,5
5	Наибольшая крупность наполнителя, мм	40	40
6	Подвижность тампонажной смеси, см	10–20	5–20
7	Коэффициент преобразования давления гидропривода в давление в бетонотранспортном цилиндре:		
	а) при подаче масла в поршневую полость (тихоходный режим)	3,24	2,07
	б) при подаче масла в штоковую полость (быстроходный режим)	5,38	3,51

Технология проведения изоляционных работ в зонах катастрофического поглощения

1. На рисунке 2 показана технологическая схема ликвидации катастрофических поглощений на базе автобетонокомплекса. По этой схеме в ёмкость автобетоносмесителя 2 с помощью цементирующего агрегата (на схеме не показано) подаётся дозированно заданный объём (2–3 м³) исходного раствора (глинистого, гелцементного или цементного). К нему через верхнюю воронку автобетоносмесителя подается также дозированно (в соответствии с рецептурой) инертный наполнитель (или композиция их) с помощью агрегата 1 для механизации загрузки наполнителей в автобетоносмесители (транспортёр на базе автомобильного прицепа ГКБ-8551).

Содержание наполнителей рассчитывается из условия получения заданной начальной подвижности смеси.

Для получения однородной смеси устанавливают время перемешивания 15–20 мин.

Подвижность смеси контролируется пластометром.

Затем готовая смесь выгружается в приёмный бункер 3 автобетононасоса 4. Последний производит закачку тампонажной смеси через бетоновод 5 и промывочную головку 6 под давлением в бурильные трубы 8.

После закачки расчётного объёма тампонажной смеси осуществляют её продавку из бурильных труб через открытый конец (ОК) 9 (или через пакер) в скважину 10 и в зону поглощения 11 с помощью цементирующих агрегатов 7.

Загрузка автобетоносмесителя наполнителями возможна в любом месте территории буровой.

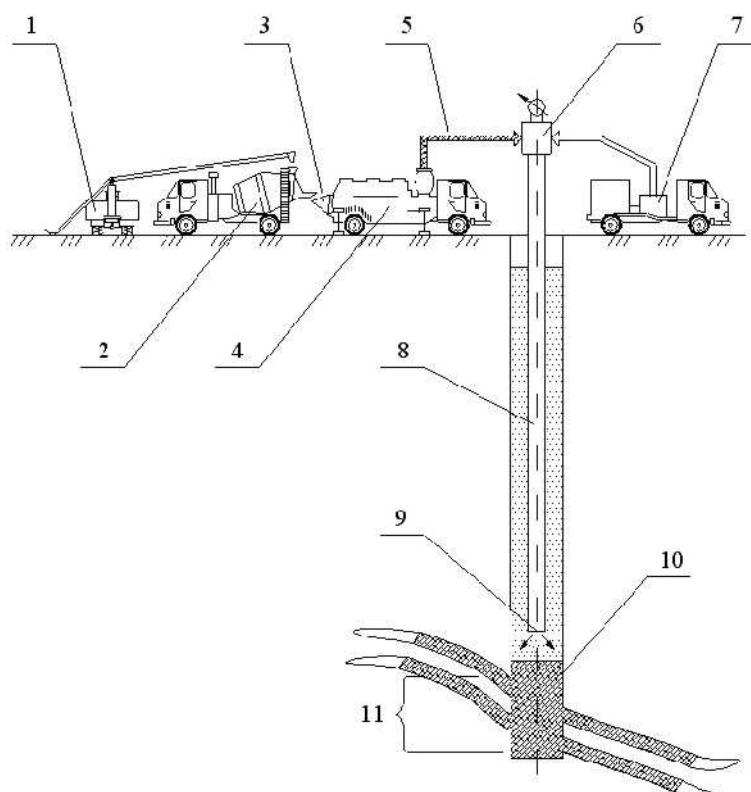


Рисунок 2 – Технологическая схема ликвидации катастрофических поглощений на базе автобетонокомплекса:

1 – агрегат; 2 – автобетономеситель; 3 – приёмный бункер; 4 – автобетононасос; 5 – бетоновод;
6 – промывочная головка; 7 – цементировочный агрегат; 8 – бурильный инструмент;
9 – открытый конец; 10 – скважина; 11 – зона поглощения

2. Контроль параметров тампонажных материалов и жидкостей-носителей осуществляют в соответствии с методиками, разработанными институтом «ВНИИКр-нефть», а также в соответствии с ОСТ 39-051-77.

При этом определяют:

- для буровых растворов – условную вязкость и плотность;
- для тампонажных растворов – плотность, растекаемость и сроки схватывания.

Согласно этой методике входной контроль качества тампонажных материалов проводит лаборатория базы УПТИКО или тампонажного цеха и результаты анализа представляют на скважину вместе с материалом.

3. Контроль качества приготовленной тампонажной смеси после каждого замеса осуществляют по следующим показателям:

- подвижность (определяют пластометром);
- плотность (определяют с помощью мерной ёмкости и технических весов);
- однородность (определяют визуально);
- изменением подвижности во времени (прослеживают пластометром).

4. Подвижность смесей является одним из определяющих показателей в технологии изоляции зон катастрофического поглощения.

Промысловыми испытаниями показано, что тампонажные смеси с подвижностью 12–20 см обладают хорошей прокачиваемостью по бурильным трубам и обеспечивают изоляцию зон поглощения I и II категории.

В процессе приготовления смеси пробу отбирают после приготовления каждого замеса, при этом измеряют начальную подвижность. По одной из проб измеряют подвижность во времени (через 2, 4, 8, 16 часов).

5. По результатам комплексного исследования зоны катастрофического поглощения производится выбор способа изоляционных работ.

С учётом накопленного опыта работы с автобетонокомплексом интервал зоны катастрофического поглощения, подлежащей изоляции, устанавливают 15–20 м.

6. Высокоструктурированные смеси (нетвердеющие) готовятся на базе буровых растворов на водной основе, например, глинистых растворов плотностью 1140–1200 кг/м³, применяемых для бурения скважин. Объем закачиваемой в зону поглощения смеси должен быть в пределах 9–25 м³.

Открытый конец бурильных труб устанавливается выше кровли зоны поглощения на 10–50 м.

Предусмотреть применение 100 м технологического комплекта из легкосплавных беззамковых труб.

В ходе задавливания смеси в поглощающий пласт наблюдают за изменением давления от объема продавки.

Наличие избыточного давления после задавливания тампонажной смеси в пласт показывает, что смесь подобрана правильно.

Величина избыточного давления на открытую часть ствола скважины при закрытом превенторе не должна превышать:

$$P_{изб} < \frac{H \cdot (\rho_{цр} - \rho_{бр})}{10} + \Delta P,$$

где $P_{изб}$ – избыточное давление, кг/см²; H – глубина башмака кондуктора (или технической колонны), м; $\rho_{цр}$ – плотность цементного раствора выше башмака кондуктора (или технической колонны), г/см³; $\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора, г/см³; ΔP – приращение давления за счёт гидравлических сопротивлений в момент выхода цементного раствора на устье, кг/см² (можно принять $\Delta P = 5$ кг/см²).

Величина избыточного давления рассчитывается из условия создания давления на стенке скважины под башмаком кондуктора или технической колонны, не превышающего давления в конце цементирования скважины при плотности цементного раствора $\rho_{цр}$.

В зависимости от величины избыточного давления в конце продавки тампонажной смеси корректируют её параметры:

- крупность наполнителя;
- подвижность;
- плотность.

Первую коррекцию параметров тампонажной смеси осуществляют после закачки пробной порции, где предусмотрен наполнитель с крупностью до 5 мм.

Если избыточное давление в конце продавки отсутствует, изменяют крупность наполнителя до 10 мм для следующей операции и так далее до получения положительного результата.

7. По результатам закачки пробной порции тампонажной смеси при наличии избыточного давления может быть назначена операция с использованием сразу твердеющей смеси.

Малоподвижные смеси готовятся также на базе гелцементных растворов плотностью 1550–1600 кг/м³ или цементных растворов плотностью 1540–1800 кг/м³ (В/Ц = 1,0–0,5).

После подачи тампонажной смеси в бурильные трубы в затрубное пространство закачивается техническая вода до установления уровня на устье для последующего контроля за технологическим процессом изоляции зоны поглощения.

Объем закачиваемой в зону поглощения смеси должен быть в пределах 9–25 м³.

Открытый конец (ОК) бурильных труб с технологическим комплектом легкосплавных труб (ЛБТ) длиной не менее 200 м устанавливается выше кровли зоны поглощения на 50 м с целью формирования цементного моста над кровлей зоны поглощения высотой 20–30 м.

В отдельных случаях ОК может устанавливаться из условия размещения всей смеси в стволе скважины в интервале от кровли зоны поглощения до ОК.

При заливке методом «наращивания цементного моста снизу вверх» ОК устанавливается ниже зоны поглощения.

При проведении операции с твердеющей смесью нельзя закрывать превентор ранее, чем после подъёма ОК выше предполагаемого уровня смеси в скважине на безопасное место.

При производстве работ через открытый конец периодически расхаживают бурильные инструмент с амплитудой 4–5 м с целью исключения прихвата.

В случае частичного выхода циркуляции после операции с малоподвижными смесями производят укрепляющие цементные заливки по обычной технологии.

После закачки твердеющих смесей в зону поглощения назначают время на ОЗЦ продолжительностью 16 часов.

Это время может быть откорректировано по результатам контроля подвижности пробы твердеющей тампонажной смеси.

8. В зонах катастрофического поглощения III категории, характеризующихся наличием значительных «провалов» бурильного инструмента и значительными величинами $H_{ст}$ и $H_{дин}$, с целью создания в зоне поглощения прочного каркаса применяется режим намыва наполнителей с помощью автобетонокомплекса.

Режим намыва тяжёлых наполнителей (щебень, песок) устанавливается исходя из условий обеспечения их максимальной седиментации в зоне поглощения вблизи ствола скважины. Режим намыва волокнистых наполнителей (типа целлофановой стружки, улюка) с целью «фронтальной» кольматации не критичен к линейной скорости движения смеси по каналам поглощения.

Приготовление предварительно структурированных смесей аналогично приготовлению нетвердеющих смесей. Загрузка наполнителей типа щебня, песка производится с применением агрегата для механизированной загрузки наполнителей в автобетоносмесители из расчёта 100–350 % (масс.) от объёма глинистого раствора, который составляет 2 м³ на один замес.

При закачке предварительно структурированных смесей с использованием тяжёлых наполнителей (типа щебня, песка) открытый конец (ОК) бурильных труб с технологическим комплектом длиной не менее 50 м устанавливается на 50 м выше кровли зоны поглощения с обязательным применением буферного разделителя высокоструктурированной нетвердеющей смеси объёмом 4,5 м³ (одного замеса) с применением мягких наполнителей (типа кордного волокна, резиновой крошки) с целью исключения пробкообразования при прокачке по бурильным трубам.

Количество доставляемых в зону поглощения наполнителей – до 30–40 тонн. Работы проводятся до снижения интенсивности поглощения до уровня 60 м³/ч на интервал 15–20 м.

Завершают изоляционные работы укрепляющей заливкой – твердеющими тампонажными смесями с мелкодисперсными наполнителями или удерживающими пробками на базе ПАА в сочетании с цементным раствором.

9. Для изоляции зон поглощения III категории в качестве альтернативы намыву могут быть использованы также малоподвижные тампонажные смеси.

В зонах поглощения III категории в качестве основных удерживающих параметров тампонажной смеси выступают – малая плотность и малая подвижность. Технология работы с малоподвижными смесями не отличается от технологии работы со смесями с комплексными свойствами. Увеличивается лишь время перемешивания в автобетоносмесителе до 30 минут. Поэтому для сокращения времени на проведение операции рационально использование двух автобетоносмесителей.

Для издания дополнительного удерживающего эффекта и оттеснения пластовой жидкости могут быть использованы буферные жидкости – вязкоупругие смеси, которые подаются в зону поглощения перед тампонажными смесями.

Для усиления удерживающего эффекта твердеющей малоподвижной тампонажной смеси предусматривается предварительное размещение её в стволе скважины с последующей продавкой порциями в зону поглощения по заданной временной программе. Число порций и интервал временной выдержки между порциями корректируется с учётом темпа роста противодавления. Конечная цель выдержки – получить избыточное давление в конце продавки смеси в диапазоне 4,0–6,0 МПа и не превышающее на открытую часть ствола скважины значение по п. 6. Место установки ОК рассчи-

тывается из условия размещения всего объёма смеси в стволе скважины от кровли зоны поглощения до ОК.

В отдельных случаях аналогично предусматривается предварительное размещение нетвердеющей малоподвижной тампонажной смеси в стволе скважины с целью вызова циркуляции, изменения параметров бурового раствора с последующей продавкой её в зону поглощения при закрытом превенторе.

10. Для увеличения эффективности технологического процесса рекомендуется применение забойных и устьевых пакеров равнопроходного сечения по отношению к бурильным трубам.

11. Результаты изоляционных работ по настоящей технологии оценивают в процессе разбуривания «цементного моста» в кровле и зоне поглощения.

Критерием положительного конечного результата изоляционной работы на данном этапе следует считать получение выхода циркуляции и обеспечение возможности дальнейшего углубления скважины.

В последующем в качестве критерия положительного конечного результата изоляционной работы следует принять обеспечение заданной прочности изолированного участка ствола скважины, достаточной для качественного цементирования обсадной колонны.

Выбор способов ликвидации поглощения бурового раствора

При выборе способов ликвидации поглощений необходимо руководствоваться следующими критериями:

- обеспечение качественного цементирования скважины за счёт надёжной изоляции зон поглощения;
- обеспечение минимума затрат времени и средств на углубление ствола скважины в зоне осложнений.

Выбор способов ликвидации поглощений осуществляют с учётом категории зоны поглощения, устанавливаемой в ходе конкретных исследований, а также данных прогнозирования и наблюдений буровой бригады.

Прогнозирование вскрытия зон с «катастрофическим» характером поглощения производится на основе статистических данных по ранее пробуренным скважинам.

В целом классификация зон поглощений производится одновременно по их характеристикам, способам кольматации и изоляции. Поэтому схема классификации поглощений непрерывно корректируется по мере получения новых данных по каждому месторождению и горизонту, а также при совершенствовании технологических процессов.

Зона поглощения I категории

Работы ведутся по одной из следующих схем:

Схема 1: Вскрытие и бурение в зоне поглощения осуществляют согласно п. 3 с использованием комплекса профилактических мероприятий (КПМ).

Схема 2: Вскрытие и бурение отдельных проницаемых интервалов с использованием метода струйной обработки проницаемых пород.

Схема 3: Закачка буровыми насосами в зону поглощения мягких тампонов на базе бурового раствора и наполнителей в объёме гидромешалки (30–40 м³) при интенсивности поглощения более 10 м³/ч.

Схема 4: Закачка цементного или бентонитового раствора в объёме до 15 м³ с добавкой мелкодисперсных наполнителей, а также вязкоупругих смесей.

Примечание: При неполучении результата по схемам 1–4 последующие работы проводятся по схеме 3 для зон II категории.

Зона поглощения II категории

Работы ведутся по одной из следующих схем:

Схема 1: Вскрытие и бурение в зоне поглощения осуществляют согласно п. 3 с использованием КПМ. В случае исчезновения циркуляции бурового раствора и его не восстановления приступают к работам по схеме 2.

Схема 2: Закачка буровыми насосами в зону поглощения мягких тампонов на базе бурового раствора и наполнителей в объёме одной-двух гидромешалок.

Схема 3: Закачка в зону поглощения высокоструктурированных тампонажных смесей по п. 4 или других специальных смесей (БСС и др.).

Примечание: При неполучении результатов по схемам 1–3 последующие работы проводятся по схемам 3–4 для зон III категории.

Зона поглощения III категории

Работы ведутся по одной из следующих схем:

Схема 1: Вскрытие и бурение в зоне поглощения осуществляют согласно п. 3 с использованием КПМ.

Схема 2: Закачка буровыми насосами в зону поглощения мягких тампонов на базе бурового раствора и наполнителей в объёме двух гидромешалок.

Схема 3: Закачка в зону поглощения высокоструктурированных тампонажных смесей по п. 4 (малоподвижные смеси или намыв твёрдых и плотных наполнителей).

Схема 4: Перекрытие поглощающего интервала профильным перекрывателем.

Для интервалов, бурящихся под промежуточную колонну долотами диаметром 269,9 мм или 295,3 мм, рекомендуется:

- проведение работ по схемам 1–3 или бурение по технологии с «плавающим» столбом бурового раствора;
- перекрытие поглощающего интервала «хвостовиком» или технической колонной.

Краткий обзор современных методов предупреждения и ликвидации зон поглощений бурового раствора

Все современные методы борьбы с поглощениями бурового раствора можно разделить на две группы:

1) профилактические мероприятия по предупреждению и ликвидации зон поглощений бурового раствора в процессе углубления скважины;

2) специальные методы ликвидации зон полных (катастрофических) поглощений бурового раствора, выполняемые с прерыванием процесса углубления скважины (например, закачка в зону тампонов, изоляционные работы, установка перекрывателя и др.).

Профилактические мероприятия в процессе углубления скважины

В основе профилактических мероприятий по предупреждению и ликвидации зон поглощений при бурении скважин лежит процесс закупоривания (кольматации) трещин при минимальной репрессии на поглощающий пласт. В качестве кольматантов могут выступать твёрдые частицы из бурового раствора или специально введённые в него инертные наполнители для усиления кольматационного процесса.

Эффективность процесса кольматации зависит от соотношения раскрытости трещин и фракционного состава кольматанта, а также величины репрессии на поглощающий пласт. Мнения исследователей по вопросу влияния твёрдой фазы буровых растворов на поровое пространство коллекторов весьма противоречивы.

Экспериментальными исследованиями, проводившимися на образцах прессованного песка, установлено, что глинистые частицы проникают в поровые каналы данного коллектора на глубину примерно 45 см. Эти опыты справедливы для проницаемости порядка сотен и тысяч миллидарси. С другой стороны глинистые частицы, образуя на фильтрующей поверхности корку, не проникают в песок.

Данные Роджерса В.Ф. показывают, что при проницаемости даже до 200 мД при незначительных перепадах давления (до 0,7 МПа) возможно проникновение глинистых частиц на глубину 2–3 см.

Таким образом, пористые среды с проницаемостью сотен и тысяч миллидарси представляется возможным кольматировать регулированием параметров бурового раствора (фильтрации, вязкости и плотности). При этом потери бурового раствора происходят, в основном, за счёт фильтрации жидкости в пористую среду.

В трещиноватых средах, когда попытки ликвидировать поглощение с помощью описанных выше методов безуспешны, вводят в циркулирующий буровой раствор закупоривающие материалы – наполнители. В США, например, 90 % всех случаев поглощений ликвидируют с помощью наполнителей. С практической точки зрения выбор закупоривающих материалов и их фракционного состава ограничивается материала-

ми, которые при добавлении к буровому раствору могут прокачиваться буровыми насосами через бурильные трубы (турбобур) и промывочные отверстия долота.

Вопрос о соотношении раскрытости каналов поглощения и размеров наполнителей является многофакторным и одним из основных при разработке изоляционных методов ликвидации поглощений бурового раствора.

В качестве наполнителей могут быть использованы: кордное волокно, резиновая крошка, целлофановая стружка, щебень, песок, измельчённая солома, опилки, древесная стружка, подсолнечная лузга, ореховая скорлупа, гранулированные пластмассы, слюда, комки карьерной глины и другие материалы.

В России разработаны и применяются различные инертные наполнители. При добавлении наполнителей к буровым и тампонажным растворам возрастает их закупоривающая способность, что способствует уменьшению расхода растворов и материалов для их приготовления, а также сокращения затрат времени на изоляционные работы. В отечественной практике в последние годы резко сократился ассортимент используемых наполнителей, порой до одного-двух компонентов: кордного волокна или резиновой крошки, что снижает эффективность профилактических мероприятий и изоляционных работ.

За рубежом около 60 фирм поставляют наполнители различных типов и фракционных составов более 500 наименований в зависимости от потребности буровиков. Причём практически все наполнители, поставляемые фирмами, представляют собой композиции различных материалов под фирменными названиями, например, КВИКСИЛ. Композиции наполнителей более эффективно кольматируют зону поглощения.

В работах представлены результаты испытаний закупоривающих материалов на трёх типах искусственно изготовленных пористых формаций: на модели из круглых частиц, на модели из щелей с параллельными гранями и на модели с клиновидными щелями.

С помощью модели из круглых шариков можно, по-видимому, моделировать поглощение в галечниках или песчаных пластах; однако большинство интенсивных поглощений происходит, вероятно, по трещинам разрыва и разлома, которые лучше воспроизводить с помощью модели из щелей с параллельными гранями или модели с клиновидными щелями.

В результате исследований определен минимальный размер щелей, которые могли бы быть закупорены большинством обычно применяемых материалов, т.е. коробочками хлопчатника, измельченной древесины или хлопьями целлофана, колеблется от 1,25 до 2,5 мм. Для закупоривания более крупных щелей требовались прочные материалы с крупными размерами частиц; например, для закупоривания щелей с шириной 5 мм применялась измельченная скорлупа грецких орехов. В качестве прочных материалов могут выступать частицы выбуренной породы при бурении в карбонатных отложениях.

В подавляющем большинстве случаев оптимальные результаты ликвидации зон поглощений могут быть получены при использовании гетерогенных смесей, включающих наполнители, различные по размерам и форме частиц и составленные с различными свойствами.

Наполнители должны удовлетворять следующим требованиям:

- частицы наполнителей должны иметь такие размеры и форму, чтобы обеспечивалось надёжное закупоривание поглощающих каналов с различным раскрытием;
- материал, из которого состоят частицы, не должен изменять своих свойств под влиянием транспортирующей жидкости-носителя, образовывать кислые побочные продукты и токсичные вещества;
- частицы наполнителей не должны разрушаться в поглощающих каналах под воздействием пластовой температуры и давления;
- плотность материала частиц должна иметь широкий диапазон – от 400 до 3200 кг/м³, благодаря чему достигается эффективность применения наполнителей при вводе их в циркулирующие буровые растворы с различной плотностью;
- наполнитель должен иметь невысокую абразивность и образовывать с растворами хорошо прокачиваемые смеси;
- после намыва в поглощающий пласт наполнитель должен противостоять воздействию гидродинамического давления в процессе бурения скважин и цементирования обсадных колонн;
- свойства наполнителя не должны изменяться в процессе хранения.

Требования к наполнителям в составе тампонажных смесей несколько другие и будут рассмотрены ниже.

Процесс кольматации при бурении в зонах поглощений, представленных мелко-трещиноватой средой (раскрытость каналов до 5 мм), происходит достаточно эффективно при определенном гидродинамическом режиме в скважине; этот режим должен быть близок к режиму гидродинамического равновесия в системе «скважина – пласт». При бурении скважин с негерметизированным устьем и существующим уровнем оснащения измерительной техникой такой режим практически не осуществим. Поэтому в настоящее время целесообразно использовать режим минимальной репрессии на поглощающие и вышележащие водонефтедержащие пласты.

Режим минимальной репрессии достигается известностью пластовых давлений, регулированием гидростатического давления столба бурового раствора в скважине и гидродинамических давлений в процессе бурения и выполнения других технологических операций (СПО, восстановление циркуляции и т.п.).

Правила безопасности рекомендуют величины превышения гидростатического давления над пластовым при различных глубинах скважин. Однако накопленный опыт бурения в зонах поглощений показывает, что эти величины завышены. Вопрос о рациональном значении запаса противодействия является предметом исследования в настоящей статье. Решение этой задачи осложняется различными коэффициентами аномальности вышележащих водонефтепроявляющих пластов. Предупреждение притока пластовых флюидов в ствол бурящейся скважины при обычном способе бурения достигается выбором надлежащего значения плотности бурового раствора, режима подъема инструмента и долива скважины.

В работе выведена формула определения минимальной плотности бурового раствора исходя из условия, что давление в скважине во время подъема инструмента не должно быть ниже пластового. Минимально необходимый и достаточный запас противодействия выражается формулой:

$$\rho \cdot g \cdot L - P_{пл} = k \cdot P_{max},$$

где k – некоторый коэффициент безопасности; $P_{пл}$ – пластовое давление; ρ – плотность бурового раствора; L – длина колонны труб; P_{max} – максимальная величина гидродинамического давления.

После некоторых преобразований, решив уравнение относительно ρ , получают формулу для определения плотности бурового раствора с минимальным противодействием:

$$\rho = \frac{P_{пл}}{L \cdot \left[g - \psi \cdot k \cdot \frac{U_{m,cp}^2}{(D-d) \cdot (1-d^2/D^2)^2} \right]},$$

где ψ – коэффициент сопротивления ($\psi = \psi(Re'; Re'')$), Re' – критерий Рейнольдса для вязкой жидкости; Re'' – критерий Рейнольдса для пластичной жидкости); $U_{m,cp}$ – средняя скорость движения колонны труб; D – диаметр скважины; d – наружный диаметр колонны труб.

Таким образом, плотность бурового раствора, необходимую для бурения с минимальным противодействием, нужно определять с учётом давления в пласте, глубины его залегания, реологических свойств раствора, величины кольцевого зазора (в т.ч. КНБК) и режима подъема инструмента. В этом случае при выборе плотности принимают во внимание как инженерно-геологические условия бурения, так и технико-технологические факторы, например, режим долива скважины.

Кроме гидростатического на зону поглощения воздействуют гидродинамические давления, связанные с динамическими факторами при проведении различных техно-

логических операций (промывка, спуск и подъём бурильного инструмента, восстановление циркуляции и др.). Изменения гидродинамического давления приводят к возникновению серьёзных осложнений в скважине: поглощению промывочной жидкости, обвалам неустойчивых горных пород, водогазонефтепроявлениям.

Знание величины гидродинамического давления при различных технологических операциях и её минимизация позволяет разрабатывать рациональные конструкции скважин и компоновки бурильного инструмента, режимы бурения, допустимые скорости спуска бурильного инструмента и др.

Вопросам определения потерь давления в затрубном пространстве, которые являются гидродинамической составляющей давления на зону поглощения при промывке скважины в процессе бурения, посвящены работы. Зависимости, представленные в этих работах, позволяют в определённом диапазоне регулировать параметры бурового раствора, его расход и геометрию затрубного пространства с целью минимизации потерь давления в затрубном пространстве при прохождении зон поглощений.

Теоретическим вопросам определения гидродинамических давлений в процессе спускоподъёмных операций в скважине посвящены работы. Обобщения и сравнительный анализ этих материалов показали, что расчётные зависимости не учитывают ряд факторов, в частности, влияние параметрической характеристики проницаемой зоны на изменение гидродинамического давления при спуске инструмента в скважину. В этой связи приобретают актуальность исследования, посвящённые натурным измерениям с помощью глубинных манометров гидродинамических давлений при выполнении различных технологических операций в бурящейся скважине и их обобщениям.

Исследованиями института «Гипровостокнефть» установлена корреляционная зависимость гидродинамического давления от скорости спуска бурильного инструмента (при турбинном и роторном способах бурения) в скважину как с обсаженным, так и открытым стволом. Результаты этих исследований использованы при формировании отдельных положений Регламента и корректировки его в части минимизации репрессии при вскрытии и прохождении зон поглощений.

Практика прохождения зон поглощений свидетельствует о том, что внешние проявления не отражают их истинной структуры (характера трещиноватости, раскрытости каналов поглощения и пространственной их ориентации – наклонные, вертикальные или горизонтальные).

Встречаются зоны со значительными «провалами» бурильного инструмента (например, 1–2 м) с потерей циркуляции, однако, при дальнейшем углублении скважины с применением комплекса профилактических мероприятий зона постепенно кольматируется и циркуляция восстанавливается полностью. Есть случаи, когда зона с незначительным «провалом» инструмента (например, 0,3–0,5 м) также сопровождается потерей циркуляции, но не поддаётся кольматации с применением комплекса профилактических мероприятий и даже изоляционных методов с использованием «мягких» тампонов, малоподвижных нетвердеющих и твердеющих тампонажных смесей при настоящем уровне организации и обеспечения работ. Эти полярные примеры свидетельствуют о сложной тектонической структуре зоны поглощения, причём с индивидуальной вариацией в стволе каждой скважины.

По современным представлениям полное (катастрофическое) поглощение бурового раствора возникает в основном при разбуривании пластов, представленных карбонатными породами и обладающих естественной кавернозностью и трещиноватостью, которая образует разветвлённую сеть наклонных и вертикальных трещин большого простирания и раскрытости. Причём трещины и каверны в интервале зоны поглощения по величине могут распределяться произвольно, одновременно могут быть представлены каверны и трещины крупные (более 100 мм), средние (5–100 мм) и мелкие (менее 5 мм).

Специальные методы ликвидации полных (катастрофических) поглощений бурового раствора

Накоплен определённый отечественный и зарубежный опыт по ликвидации зон полных (катастрофических) поглощений бурового раствора. Дадим краткий обзор современных методов ликвидации зон полных (катастрофических) поглощений бурового раствора.

Известные методы ликвидации зон полных (катастрофических) поглощений условно можно разделить на три основные группы:

- 1) намыв наполнителей;
- 2) закачивание тампонажных смесей;
- 3) установка перекрывающих труб (профильных перекрывателей и «хвостовиков»).

Намыв наполнителей

Намыв наполнителей применяется при ликвидации зон полных (катастрофических) поглощений в целях снижения их интенсивности. Способ заключается в закупоривании поровых каналов и трещин материалами, доставляемыми в зону поглощения различными жидкостями-носителями, например, буровыми растворами, инвертными эмульсиями и др. Эти материалы могут быть различны по виду и фракционному составу. В зависимости от размера трещин и каверн подбирают соответствующие размеры наполнителей. В России наибольшее распространение нашли следующие наполнители: древесные опилки, «кожа-горох», кордное волокно, слюда, резиновая крошка, отходы реактопласта, ореховая скорлупа и др.

Важнейшими свойствами закупоривающих материалов являются: оптимальное распределение размеров частиц (фракционный состав), форма, плотность частиц, их жёсткость (способность деформироваться при определённых нагрузках) и др.

Процесс намыва может быть длительным, когда раствор закачивают непрерывно (до нескольких суток) при постоянном вводе в него наполнителя, или же осуществляться закачиванием отдельных тампонов.

Исходя из практики последних лет, можно выделить следующие способы намыва наполнителя в скважину: через воронку, установленную на устье скважины, на бурильные трубы и по закрытой нагнетательной линии.

Если динамический уровень раствора ниже устья скважины (не менее чем на 50 м), наполнители намывают через воронку. В зависимости от конкретных геологотехнических условий в скважине намыв наполнителей этим способом возможен по колонне бурильных труб, с открытым концом или пакером, а также по открытому стволу скважины. При этом тампонажные материалы движутся к зоне поглощения за счёт разности между пластовым давлением и давлением столба жидкости в скважине.

Намыв через воронку производится путём одновременной подачи в воронку наполнителя и бурового раствора с периодическим продавливанием смеси с помощью цементируемых агрегатов (ЦА) или буровых насосов. Через воронку намываются различные наполнители с размером до 30 мм. Когда условия в скважине не позволяют транспортировать тампонажные материалы к зоне поглощения без приложения избыточного давления на устье (динамический уровень раствора на устье скважины), намыв наполнителей производят по закрытой нагнетательной линии от цементируемых агрегатов или буровых насосов, соединённой с колонной бурильных труб через открытый конец или пакер. При намыве цементируемых агрегатами наполнитель в буровой раствор вводят через вспомогательную ёмкость ЦА, а при намыве буровыми насосами через технологическую мерную ёмкость, в которой наполнитель перемешивается, а затем закачивается в скважину. Кроме этого при намыве наполнителя по закрытой нагнетательной линии в России используют различные устройства. Содержание наполнителей в тампонажном растворе (массовая доля) при загрузке в цементосмесительную машину, вводе с помощью гидромешалки или через приёмный чанок ЦА не превышает 6 %, а при намыве через воронку – 15 %; при этом оценить и контролировать структурно-механические свойства получаемого тампонажного раствора не представляется возможным.

При полном (катастрофическом) поглощении бурового раствора широко применяются тампоны типа «мягких» пробок. Тампон представляет собой концентрированную тестообразную массу различных наполнителей, смешанных с глинистым или цементным раствором, задавливаемую буровым раствором в зону поглощения. Количество наполнителей в тампоне достигает 150 кг на 1 м³ раствора. Объём тампона должен быть не менее 5 м³, в отдельных случаях в зависимости от мощности поглощающего пласта – 50 м³.

Достоинствами способа намыва наполнителей является его простота, возможность использования недефицитных материалов. К существенным недостаткам данного способа относятся:

- большие затраты времени и трудоёмкость процесса;
- низкое содержание наполнителей в тампонажных смесях (6–15 %);
- вследствие неоднородности получаемых тампонажных смесей, невозможности контроля и регулирования содержания наполнителей в процессе намыва создаются пробки в местах сужения бурильных труб, что снижает эффективность работ, приводят к непроизводительным затратам и отрицательным результатам;
- ограниченность применения крупных наполнителей (более 20 мм) в зависимости от применяемых технических средств (цементировочных агрегатов и буровых насосов).

Применение (по предложению института «Гипровостокнефть») автобетоносмесителя для приготовления тампонажных смесей (нетвердеющих и твердеющих) и автобетононасоса для закачки этих смесей в бурильные трубы позволяет существенно расширить объёмы применения тампонажных смесей с высоким содержанием наполнителей (до 350 % масс. от объёма жидкости-носителя) и крупностью их до 40 мм.

Нетвердеющие смеси используются как для намыва наполнителей, так и как буферные смеси при изоляции зон полного поглощения твердеющими смесями.

Институт «БашНИПИнефть» использует тампоносмеситель (объёмом 17 м³) и тампононасос (на базе также бетононасоса) для намыва «мягких» наполнителей с содержанием их не более 15–20 % (масс.). В технологическом аспекте решается частная задача – изоляции зон поглощения средней интенсивности.

Закачивание тампонажных смесей

Способ закачивания тампонажных смесей заключается в изоляции поглощающих каналов загустевающими или твердеющими тампонажными смесями. В большинстве случаев тампонажные смеси приготавливают на поверхности и закачивают по бурильным трубам или по стволу скважины. Если устье скважины оборудовано превентором или на конце бурильных труб установлен пакер, то смесь задавливается в поглощающий пласт. В случае необходимости перед задавливанием в пласт тампонажную смесь выдерживают в стволе скважины. Одновременно на поверхности контролируется пластическая прочность пробы смеси. Успех операции при изоляции зоны поглощения зависит от свойств применяемой тампонажной смеси и от технологии доставки её в зону.

Постоянные поиски эффективных способов изоляции поглощающих пластов в различных геолого-технических условиях проводки скважин привели к разработке большого числа тампонажных смесей.

Исследования показывают, что для успешного проведения изоляционных работ следует использовать такие тампонажные смеси, которые обладают дополнительными сопротивлениями при движении в пористой среде и вязкость которых увеличивается при высоких скоростях сдвига. Такие свойства присущи вязкоупругим жидкостям.

Для изоляции каналов высокоинтенсивных поглощений в настоящее время применяют специальные смеси: глинолатексную смесь, цементно-глинистую пасту, соляробентонитовую смесь, метасоцементную, гипаноцементную, полимерцементную пасты и др.

Наиболее эффективными при изоляции поглощений являются смеси с относительно высокими структурно-механическими свойствами, такие как метасоцементная паста и гидролизованная полиакриламидцементная паста. Эти пасты получают путём впрыскивания раствора метаса или полиакриламида в цементную суспензию и подаются по бурильным трубам или по стволу скважины под давлением в зону поглощения. При этом тампонажные пасты обладают достаточно высокими структурно-механическими свойствами. Однако их пластическая прочность варьируется в широком диапазоне 1,5–5,5 кПа. Объясняется это тем, что соотношение раствора метаса или полиакриламида в цементной суспензии регулируется весьма приблизительно – скоростями подачи цементировочных агрегатов. Кроме того, низкая степень перемешивания в потоке при методе впрыска не обеспечивает получения тампонажных паст с заданными структурно-механическими свойствами. Поэтому получить заданную пластическую прочность практически невозможно. Другими недостатками этих паст являются высокая плотность и низкая кольматирующая способность.

В недавнем времени разработаны весьма эффективные тампонажные смеси на основе полимеров (например, ПАА) и шивателей (типа хромокалиевых квасцов).

Разработаны рецептуры и технология получения гелевых систем без использования наполнителей и с использованием наполнителей. Последние могут быть получены и доставлены в бурильные трубы с помощью автобетонокомплекса (автобетоносмесителя и автобетононасоса).

Гелевые системы без использования наполнителей могут быть получены и доставлены в бурильные трубы с помощью обычных цементировочных агрегатов.

Тампонажные смеси на основе полимеров (гели) могут быть использованы как буферные системы, которые закачиваются перед твердеющими смесями и служат целям сохранения последних от разбавления и растекания.

Применение автобетонокомплекса (АБК) для приготовления и закачки в бурильные трубы высокоструктурированных тампонажных смесей (в т.ч. твердеющих) с высоким содержанием наполнителей существенно повышает эффективность изоляционных работ. В 1988–1990 гг. в ОАО «Самаранефтегаз» в 33^х зонах поглощений проводились исследования с целью оценки эффективности указанных тампонажных смесей при ликвидации полных (катастрофических) поглощений. Положительный результат был получен в 20 зонах, что составляет порядка 60 % от общего числа зон. Это достаточно высокий результат в условиях эксперимента.

Установка перекрывающих труб (профильных перекрывателей и «хвостовиков»)

Профильный перекрыватель конструкции института «ТатНИПНефть» предназначен для изоляции трещиновато-кавернозных пластов с полным (катастрофическим) поглощением бурового раствора. Профильные перекрыватели выпускаются двух типов: ОЛКС-216у – для установки в стволе скважины диаметром 215,9 мм с последующим переходом на бурение ствола скважины диаметром 190,5 мм и ОЛКС-216 – для установки в стволе скважины диаметром 215,9 мм с предварительным расширением ствола в интервале его установки. В последнем случае диаметр ствола скважины остаётся прежним – 215,9 мм.

Основной недостаток профильного перекрывателя ОЛКС-216у связан с последующей потерей диаметра ствола скважины с диаметра 215,9 мм до 190,5 мм. Перекрыватель ОЛКС-216 лишён этого недостатка, однако появляется трудоёмкий и ненадёжный процесс расширения участка ствола скважины в условиях поглощения. Расширитель часто выходит из строя (порой случается авария – слом его или инструмента) ввиду недостаточной прочности и больших крутящих моментов, возникающих из-за вертикальной и наклонной ориентации трещин в зоне поглощения.

Наиболее предпочтительные случаи применения профильного перекрывателя:

- зона полного (катастрофического) поглощения имеет значительную мощность (50–100 м и более);
- кавернометрия в зоне поглощения представлена чередованием номинального и увеличенного диаметров скважины;
- нижележащий интервал скважины разбуривается незначительным количеством долот (с целью недопущения протирания перекрывателя).

Анализ промыслового материала, выполненный институтом «Гипростокнефть», свидетельствует, что технология применения профильного перекрывателя в настоящее время имеет следующие недостатки:

- разрыв перекрывателя во время раздувания;
- «полёт» перекрывателя в скважину;
- отрыв или перетирание перекрывателя при развальцовке;
- ненадёжность перекрывателя в стволах с большой и непрерывной кавернозностью на значительном участке (скважина № 306 Преображенской площади);
- большая стоимость комплекта (250 м) перекрывателя.

Во многих случаях после установки перекрывателя или вскрывается новая зона поглощения, или скважина продолжает поглощать и заканчивается бурением при частичном поглощении – 2–3 м³/ч.

Перекрытие зоны полного (катастрофического) поглощения «хвостовиком» считается достаточно традиционным и надежным методом. Однако в практике бурения наблюдаются случаи недоспуска «хвостовика» до необходимого интервала, особенно в наклонном стволе. Цементирование «хвостовика» осуществляется достаточно успешно от башмака до зоны поглощения. «Голова» «хвостовика», как правило, требует повторного, часто неоднократного цементирования.

Наиболее существенным недостатком применения «хвостовика» является необходимость бурения значительного интервала (1130–2175 м) резервным диаметром долота (269,9 мм или 295,3 мм под 245-мм «хвостовик»). Показатели работы этих долот значительно ниже, чем у долот диаметром 215,9 мм. Кроме того, бурение в условиях поглощения требует дополнительных затрат времени и средств. Кроме потерь времени на собственно углубление скважины за счёт разницы в показателях работы долот имеют место потери, связанные со спуском «хвостовика» и его цементированием.

Применение «хвостовика» с целью ликвидации зон поглощений закладывается на стадии выбора и обоснования рациональной конструкции скважины. Этому выбору должен предшествовать анализ статистических данных по борьбе с поглощениями на разбуриваемой площади.

Таким образом, ликвидация поглощений бурового раствора установкой перекрывающих труб является весьма трудоёмким и дорогостоящим процессом.

Зарубежный опыт ликвидации поглощений бурового раствора

Наиболее эффективным способом ликвидации зон поглощений за рубежом является закупорка каналов с помощью наполнителей. Выше указывалось, что специализированные фирмы полностью удовлетворяют потребности буровиков в наполнителях, причём в виде готовых научно обоснованных композиций под различными фирменными названиями. Большой ассортимент наполнителей, предназначенных для самых разнообразных условий бурения в зонах поглощения, способствует максимальной эффективности проведения профилактических и изоляционных работ.

Однако существует ещё много нерешённых проблем в вопросе использования наполнителей. Одно время широко практиковалось введение закупоривающих добавок в циркулирующий буровой раствор в небольших концентрациях.

В настоящее время отмечается тенденция к повышению содержания добавок в буровом растворе. Следует отметить, что некоторые добавки, дающие плохие результаты при низком их содержании, обеспечивают хороший результат при высоких содержаниях.

При ликвидации зон поглощений за рубежом также применяют: растворы с высокой водоотдачей, цементно-бентонитовые смеси, гильсонит-цемент, соляробентонитовые растворы, быстросхватывающие смеси, спуск обсадной колонны.

Последние годы скважины в США, в основном, бурятся при сбалансированном давлении в системе «скважина – пласт» с использованием необходимой композиции наполнителей.

По мнению авторов сборника, проблема ликвидации зон поглощения в США считается практически решённой. С одной стороны, следует признать высокий уровень технологии прохождения зон поглощения в США, с другой стороны стратиграфический разрез отложений характеризуется отсутствием огромных карбонатных кавернозно-трещиноватых толщ, присущих палеозойским отложениям Урало-Поволжья и Восточной Сибири. Такой благоприятный стратиграфический разрез в сочетании с высоким уровнем технологии и организации работ по ликвидации поглощений создают предпосылки к рациональному решению проблемы в США.

Литература:

1. Титков Н.И., Кукин А.Н. Комплексные исследования поглощающих горизонтов при бурении скважин. – М. : Недра, 1966.
2. Титков Н.И., Гайворонский А.А. Изоляция поглощающих горизонтов при бурении скважин. – М. : Гостоптехиздат, 1960.
3. Методика геофизических и гидродинамических исследований зон катастрофического поглощения. – Куйбышев : Гипростокнефть, 1990.

4. Инструкция по борьбе с поглощениями при бурении и креплении скважин : РД 39-2-684-82. – Краснодар : ВНИИКрнефть, 1982.
5. Сидорова Т.К., Сурикова О.А. Предупреждение и ликвидация осложнений при бурении скважин за рубежом // РНТС. – М. : ВНИИОЭНГ, 1981. – Серия «Бурение». – Вып. 6.
6. Рябов Н.И. Методы предупреждения и ликвидации поглощений бурового раствора при бурении нефтяных и газовых скважин. – Самара, 2003. – 64 с.
7. Высокоструктурированные тампонажные. – URL : <http://msd.com.ua/metody-preduprezhdeniya-i-likvidacii-pogloshhenij-burovogo-rastvora-pri-burenii-neftyanyx-i-gazovyx-skvazhin/vysokostrukturirovannye-tamponazhnye-smesi/>
8. Методы исследования и ликвидации катастрофических. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635b3bc78b4d43b88421206c37_0.html
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2010. – 522 с.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2010. – 539 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2012-2015. – Т. 1-4.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
13. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2014. – 374 с.
14. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 603 с.
15. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие для студентов ВУЗов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело». – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2016. – 290 с.
16. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
17. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Алкаджи Махран. Анализ эффективности ремонтных работ на скважинах Югидского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 109–137.

References:

1. Titkov N.I., Kukin A.N. Complex researches of the absorbing horizons at well-drilling. – М. : Nedra, 1966.
2. Titkov N.I., Gayvoronsky A.A. Isolation of the absorbing horizons at well-drilling. – М. : Gostoptekhizdat, 1960.
3. Technique of geophysical and hydrodynamic surveys of zones of catastrophic absorption. – Kuibyshev : Giprovostokneft, 1990.
4. The instruction for fight against absorption when drilling and fastening wells: RD 39-2-684-82. – Krasnodar : VNIKRneft, 1982.
5. Sidorova T.K., Surikova O.A. Prevention and elimination of complications at well-drilling abroad // RNTS. – М. : VNIIOENG, 1981. – Drilling series.– Issue 6.
6. Ryabov N.I. Methods of prevention and elimination of absorption of drilling mud fluid when drilling oil and gas wells. – Samara, 2003. – 64 p.
7. The high-structured grouting. – URL : <http://msd.com.ua/metody-preduprezhdeniya-i-likvidacii-pogloshhenij-burovogo-rastvora-pri-burenii-neftyanyx-i-gazovyx-skvazhin/vysokostrukturirovannye-tamponazhnye-smesi/>

8. Methods of a research and elimination of catastrophic. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635b3bc78b4d43b88421206c37_0.html
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – Т. 1–4.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – Т. 1–4.
13. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Boring flushing liquids : manual. – Novochechassk : Lik publishing house, 2014. – 374 p.
14. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
15. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells: the manual for students of HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS, students in the Oil and Gas Business direction. – Novochechassk : Lik publishing house, 2016. – 290 p.
16. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.
17. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Alkadzhi Makhran. The analysis of efficiency of repair work on wells of the Yugidsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 2. – P. 109–137.