

# Глава 12

---

## ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

---

Эффективность добычи нефти и газа из скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений в значительной степени определяется состоянием призабойной зоны пласта (ПЗП) в период заканчивания скважин.

В результате физико-химического и механического воздействия при заканчивании скважин изменяются коллекторские свойства пород ПЗП.

Физико-химическое воздействие на ПЗП обусловлено взаимодействием флюида и фильтрата бурового и цементного растворов, действием адсорбционных, капиллярных и диффузионно-осмотических сил.

Физико-механическое воздействие на продуктивный горизонт при его вскрытии оказывают следующие факторы:

- разгрузка горного массива в результате разбуривания пласта;
- изменяющееся противодавление столба бурового раствора (впоследствии изменяющееся активное давление столба цементного раствора);
- фильтрация фильтрата бурового (и цементного — при цементировании) раствора;
- изменяющийся температурный режим в скважине;
- гидродинамическое и механическое воздействие на породы в разбуриваемом пласте движущимся инструментом;
- гидродинамические эффекты (гидроудары, понижение давления и др.) в стволе и призабойной зоне в процессе цементирования и освоения скважины и др.

### 12.1. РАЗБУРИВАНИЕ (ВСКРЫТИЕ) ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

В процессе вскрытия и разбуривания продуктивного пласта недостаточно внимания уделяется технологическим факторам, до минимума снижающим отрицательное воздействие не только потому, что современная технология вращательного бурения не имеет пока достаточно средств для управления процессами в призабойной зоне, но и потому, что не учитывается большое значение этого процесса для последующей эксплуатации продуктивного пласта.

В соответствии с едиными правилами буровых работ столб бурового раствора в скважине должен создавать давление, превышающее пластовое на 1,5–3,5 МПа (в зависимости от глубины). В реальных условиях давление на продуктивные пласты существенно больше из-за переутяжеления бурового раствора, гидравлических сопротивлений при его движении, а также движения вниз бурового инструмента.

Нечетко определены понятия качества работ в бурении и заканчива-

нии скважин. Проблема качества строительства скважин (особенно горизонтальных) стоит очень остро. Интегральная характеристика качества скважин — получаемый полезный эффект, т.е. добыча углеводородов на рубль затрат при строительстве скважин, — за последние 10 лет сократилась более чем в 2 раза. Это объясняется не только необходимостью освоения новых, более труднодоступных и сложно построенных месторождений. Результаты анализа показывают, что при условии полного использования возможностей продуктивных пластов (если бы добывающие способности скважин не ограничивались возможностями применяемой технологии их строительства) добыча нефти и газа на одну скважину была бы в 2–4 раза больше в зависимости от условий — это один из главных путей увеличения эффективности нефтегазодобывающей промышленности.

Решение проблемы качества строительства скважин сдерживается в первую очередь следующими факторами.

1. Отсутствуют обоснованные методы оценки и управления качеством. Действительно, критерию обоснованности — наличие взаимно однозначного соответствия между результатами оценки качества и получаемым полезным эффектом — не удовлетворяет ни одна из известных методик. А если нет обоснованных методов оценки качества, то нет и обоснованного управления качеством.

2. Регламенты и проекты на строительство скважин составляются без учета требований к качеству скважин, без обоснования условий, при которых они будут выполнять свое назначение. Например, в проектах отсутствуют оценка качества технологии вскрытия пласта и освоения скважины, обоснование допустимых нагрузок на крепь, т.е. уже на стадии проектирования закладываются все предпосылки некачественного строительства скважин.

3. При действующем экономическом механизме отсутствует заинтересованность буровых предприятий в повышении качества, во внедрении новых технических и технологических средств. Буровым предприятиям выгодно ускорение строительства скважин и снижение его фактической себестоимости по сравнению с проектными нормативами даже в ущерб качеству.

4. Буровые предприятия недостаточно оснащены необходимыми техническими средствами, материалами, оборудованием, устройствами контроля, программами и т.д.

Успешное решение проблемы качества требует комплексного подхода, т.е. реализации широкого комплекса взаимоувязанных, разработанных на единой методической основе организационных, экономических и технических мероприятий.

## **12.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА**

Технология вскрытия продуктивного пласта в процессе бурения практически не отличается от технологии бурения всего ствола скважины, поэтому, как правило, физико-механические свойства продуктивного пласта не учитывают. Исключение составляет выбор типа бурового раствора (но далеко не во всех случаях).

### 12.2.1. ИЗМЕНЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНЕ ПРИ ВСКРЫТИИ ПЛАСТА

Все гидродинамические эффекты (спускоподъемные операции, промывка ствола скважины, его проработка, спуск обсадной колонны, цементирование последней и т.д.) наблюдаются при бурении скважины и вскрытии продуктивных пластов. Если в первом случае нас интересует безаварийная проводка скважины с минимумом затрат времени и средств, то во втором случае, т.е. при вскрытии пластов, определяющим фактором должна быть сохранность продуктивного пласта в состоянии, максимально приближенном к естественному.

Возникновение осложнений при бурении и заканчивании скважин в значительной мере зависит от изменения гидродинамических давлений. Механическая скорость проходки, состояние призабойной зоны, изменение (снижение) проницаемости продуктивного пласта, наконец, его возможный гидроразрыв с проникновением в него бурового раствора существенно определяются колебаниями гидродинамического давления, которое в отличие от гидростатического может изменяться в широких пределах.

Увеличение гидродинамического давления на стенку скважины и забой прослеживается сразу же после включения насосов, но еще до восстановления циркуляции бурового раствора его величина зависит от плавности запуска бурового насоса, предельного напряжения сдвига раствора, зазора между стенкой скважины и бурильными трубами, а также от глубины скважины.

Дополнительное давление  $\Delta p$ , которое определяется значением предельного напряжения сдвига бурового раствора до возобновления циркуляции, находят из выражения

$$\Delta p = 4l\tau_0(D - d),$$

где  $l$  — глубина соприкосновения бурильного инструмента в скважине с буровым раствором;  $\tau_0$  — предельное напряжение сдвига бурового раствора (которое с известными допущениями можно заменить на статическое напряжение сдвига);  $D$  — диаметр скважины;  $d$  — наружный диаметр бурильных труб.

В глубоких скважинах  $\Delta p$  может достигать больших значений.

В соответствии с расчетами общее давление при запуске буровых насосов может быть существенным, поэтому в случае разбуривания продуктивного пласта, представленного непрочными породами, запускать насосы следует плавно, причем предельное напряжение сдвига должно быть минимально допустимым.

Достаточно глубоко изучено изменение гидродинамического давления на стенку скважины и забой при спускоподъемных операциях (А.М. Пирвердян, Н.А. Гукасов, М.К. Сеид-Рза и др.). Оно определяется физико-механическими свойствами раствора, скоростью спуска и подъема бурильных и обсадных труб, величиной зазора кольцевого пространства, диаметрами труб и скважины, неровностями поверхностей и др.). С увеличением скорости спуска бурильного инструмента и с повышением физико-механической характеристики бурового раствора гидродинамическое давление повышается.

В зависимости от скорости движения бурильного инструмента меняет-

ся и скорость движения раствора. В период разгона (вниз) свечи возникает дополнительное гидростатическое давление.

При движении колонны труб вниз значения прироста давления достигают 50 % первоначального (для  $l = 1000$  м,  $\rho = 1,25$  г/см<sup>3</sup>,  $\tau_0 = 30$  Па, первоначальной скорости спуска 98 см/с).

При отрицательном ускорении давление на стенку скважины может снижаться до значения ниже гидростатического. Эти изменения гидродинамического давления создают знакопеременные нагрузки на пласты.

Естественно, при включении насосов или в случае спускоподъемных операций рост гидродинамического давления, причем значительный, отмечается в случае образования сальника на долоте. Возникают давления, достаточные для гидроразрыва продуктивного пласта. Проработка ствола (в том числе под спуск обсадной колонны) также может быть причиной повышения гидродинамической нагрузки на продуктивный пласт при промывке, особенно если в процессе последнего рейса скважина недостаточно очищалась от шлама или происходили осыпи или обвалы стенки скважины.

Некоторые исследователи склонны обращать внимание на повышение (и понижение) давления при восстановлении циркуляции бурового раствора в начале вращения инструмента.

Значение модуля градиента гидроразрыва в более общем случае зависит от типа горной породы, степени анизотропии, пластового (порового) давления, толщины покрывающих пластов, тектонического строения в пределах данной площади, наличия и качества фильтрационной корки и, как уже отмечалось, от физико-механических свойств жидкости.

Определять градиент гидроразрыва можно прямым и косвенными методами. Прямой метод основан на установлении давления, необходимого для разрыва породы, и давления распространения образовавшейся трещины. При этом методе вводом бурового раствора повышают давление в скважине до предела, при котором произойдет разрыв пласта. К этому предельному значению прибавляют значение гидростатического давления. Сумма этих значений и представляет собой искомую величину.

К косвенным (расчетным) относятся метод Хубера и Уиллиса, метод Мэтьюза и Келли, метод Итона, метод Кристмана и др.

При заканчивании скважин гидравлический разрыв может произойти и часто происходит при пуске насосов, бурении, промывке, проработке, спуске бурильного инструмента, особенно когда плотность бурового раствора завышена.

Следствием гидроразрыва газового пласта (как и всякого иного) является падение гидростатического давления и поступление в скважину газа, часто с трагическим исходом.

### **12.3. ИЗМЕНЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА**

Проблема качественного вскрытия продуктивного пласта весьма глубока, хотя до настоящего времени понимается довольно ограниченно — главным образом уделяется внимание буровым растворам, минимально снижающим проницаемость призабойной зоны. Наиболее доступный для изменения фактор — обработка буровых (позднее тампонажных) раство-

ров с целью снизить или довести даже до нулевого значения водоотдачу буровых (и цементных) растворов.

При бурении в продуктивном коллекторе в связи с нарушением напряженного состояния пород в пристволевой зоне, проникновением фильтрата бурового (и цементного) раствора в пласт, взаимодействием с пластовой газожидкостной смесью и горной породой происходят сложные физико-химические процессы. Фильтрат, проникая в продуктивный пласт, резко уменьшает проницаемость последнего для нефти и газа, что приводит к ряду необратимых процессов. Частично проникает в пласт и твердая фаза буровых растворов; при гидроразрывах пластов значительное количество бурового раствора поступает в пласт, блокируя продвижение флюида к скважине.

Американские исследователи полагают, что существуют следующие основные виды загрязнения пласта:

реакция глин, содержащихся в нем, с водой, поступающей из бурового раствора, с последующим набуханием глин;

кольматация пор пласта твердыми частицами глинистого раствора.

Очевидно, это только часть факторов, которые определяют падение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП). Если принять к сведению, что на площади образца из обычного песчаника, равной  $6,5 \text{ см}^2$ , находится до 3000 пор, которые в известной степени определяют проницаемость, то становится понятным, насколько чувствительна эта поверхность к загрязнению.

Зная основные причины снижения проницаемости ПЗП в естественных условиях, можно если и не предотвратить их влияние, то хотя бы максимально снизить их негативный эффект.

Все известные буровые растворы в той или иной степени отрицательно влияют на ПЗП: они снижают проницаемость ПЗП за счет прохождения фильтрата (разбухание глинистых включений, образование закупоривающего поры осадка при контактировании с пластовыми водами) в пласт; проникновения в поры пласта твердой фазы; блокирования порового пространства эмульсионными растворами; адсорбционных сил, удерживающих воду в порах и др.

На продуктивность скважин наибольшее влияние оказывает состояние проницаемости призабойной зоны пласта непосредственно у стенки скважины. Ухудшение проницаемости этой зоны происходит практически при любых условиях завершения строительства скважин и зависит от ряда факторов:

состава бурового раствора при бурении (глины, воды, примесей и реагентов раствора);

противодавления на пласт от столба бурового раствора;

длительности пребывания продуктивного пласта под давлением столба бурового раствора;

состава цементного раствора и обсадной колонны;

глубины и плотности перфорации обсадной колонны;

длительности пребывания пласта под раствором после перфорации;

способа вызова притока флюида из пласта и освоения скважин.

Установлено, что состав и свойства буровых растворов, применяемых для вскрытия продуктивных пластов, должны удовлетворять следующим требованиям:

фильтрат бурового и цементного растворов должен быть таким, чтобы

при проникновении его в призабойную зону пласта не происходило набухания глинистого материала, соле- и пенообразования в пористой среде горных пород;

гранулометрический состав твердой фазы бурового и цементного растворов должен соответствовать структуре порового пространства, т.е. для предотвращения глубокой коагуляции содержание частиц диаметром большим на 30 % размера поровых каналов или трещин должно быть не менее 5 % от общего объема твердой фазы промывочного агента;

поверхностное натяжение на границе раздела фильтрат – пластовый флюид должно быть минимальным;

водоотдача в забойных условиях должна быть минимальной, а плотность и реологические параметры – такими, чтобы дифференциальное давление при разбуривании продуктивной толщи было близким к нулю, хотя для промывки скважин при вскрытии продуктивных пластов, к сожалению, используют главным образом глинистые буровые растворы, обработанные или не обработанные химическими реагентами. Причем технология обработки этих растворов химическими реагентами определяется требованиями только безаварийной проходки ствола скважины, а не качественным вскрытием продуктивного пласта. Сроки освоения и продуктивность скважин, пробуренных в идентичных условиях, могут быть различными и в значительной степени зависят от качества работ по вскрытию пластов.

Если исходить из условий максимального сохранения природного состояния коллектора, то продуктивный пласт необходимо вскрывать при условии депрессии или равновесия между пластовым и забойным давлениями. Однако в настоящее время отсутствуют технические средства, которые могли бы надежно обеспечить такие условия проводки скважин (вращающиеся превенторы, дистанционные управляемые дроссели, сепараторы бурового раствора). Поэтому на практике вынуждены вскрывать пласты в условиях репрессии. Репрессия как фактор имеет превалирующее значение: от нее зависят все остальные процессы взаимодействия пласта с буровым раствором. Репрессия является также причиной изменения естественной раскрытости трещин и влияет на степень деформации пород в прискважинной зоне.

Значения давления на забое и степень его влияния на призабойную зону во многом определяются характером и интенсивностью проводимых в скважине операций. Наибольшие гидродинамические давления возникают в скважине при восстановлении циркуляции бурового раствора. Несмотря на то, что гидродинамические давления при восстановлении циркуляции действуют на пласт кратковременно, в пределах 3–5 мин, значения забойного давления при этом могут достигать 75–80 % полного горного давления, что иногда вызывает гидроразрыв пласта. Причинами роста гидродинамических нагрузок на пласт являются также высокие скорости спускоподъемных операций. Гидродинамическая репрессия на пласты при этом может возрастать до 3–9 МПа.

Химическим составом бурового раствора определяется в основном интенсивность развития вторичных процессов, возникающих при контакте фильтрата с нефтью, газом, остаточной водой и породой коллектора. Совокупность этих процессов приводит к возрастанию газогидродинамических сопротивлений в зоне проникновения фильтрата при фильтрации нефти на различных этапах освоения и эксплуатации скважины. Увеличение гидравлических сопротивлений происходит в результате проявления молекуляр-

но-поверхностных свойств системы нефть — газ — порода — остаточная вода — фильтрат и изменения структуры порового пространства породы.

На стадии вызова притока из пласта прирост гидравлических сопротивлений при фильтрации нефти через зону проникновения главным образом определяется особенностями двухфазной фильтрации. Значение этих дополнительных сопротивлений зависит от многих факторов и в целом оценивается фазовой проницаемостью для флюида при совместном течении нефти с фильтратом через пористую среду с измененной структурой поровых каналов. Изменение структуры порового пространства в зоне проникновения может быть обусловлено взаимодействием фильтрата как с минеральными компонентами породы (набухание глин, химическое преобразование), так и с остаточной водой (возможность образования нерастворимых осадков).

Степень загрязнения поровых каналов твердой фазой бурового раствора в наибольшей мере определяется размерами каналов, их структурой, дисперсностью и концентрацией твердой фазы в растворе, а также значениями водоотдачи бурового раствора и перепада давления в системе скважина — пласт.

Влияние зоны кольматации на приток флюида к стволу скважины варьирует в широких пределах. Наибольшее отрицательное влияние зоны кольматации отмечается в скважинах с открытым забоем. В скважинах с закрытым забоем это влияние в основном нейтрализуется перфорацией. В последнем случае следует оценивать влияние зоны кольматации, формирующейся на стенках перфорационных каналов.

Проникновение в пласт коллоидных и субколлоидных частиц, а также макромолекул органических соединений сопровождается их адсорбцией в поровом пространстве нефтенасыщенных пород. Эти частицы адсорбируются, как правило, на границах раздела нефть (газ) — фильтрат, и если поверхности раздела неподвижны, то теряют свободу перемещения. При наличии в нефти большого количества асфальтосмолистых веществ проникающие в пласт коллоидные и субколлоидные частицы адсорбируются на поверхности раздела фаз совместно с асфальтенами и смолами и образуют плотные межфазные пленки. В газонасыщенных пластах эти частицы адсорбируются на стенках поровых каналов. Поскольку указанные межфазные пленки и адсорбционные слои уменьшают сечение поровых каналов и практически не растворяются в нефти, следует предупредить их формирование путем введения в буровой раствор синтетических ПАВ.

Степень загрязнения порового пространства породы-коллектора определяется продуктами взаимодействия солей остаточной воды с химическими реагентами, поступающих катионов. Образующиеся нерастворимые соединения в зависимости от характера смачиваемости их поверхности скапливаются в водной или нефтяной фазе, адсорбируясь чаще всего на границах раздела нефть — фильтрат.

Повышать качество вскрытия продуктивных пластов следует двумя путями:

выбором соответствующего типа бурового раствора для конкретного месторождения (пласта), обладающего определенными геолого-физическими свойствами породы-коллектора, слагающего пласт, и физико-химическими свойствами пластовых флюидов, с обязательным учетом степени возможных изменений петрографических свойств породы после вскрытия и условий фильтрации нефти или (и) газа через зону проникновения;

выбором технологических режимов вскрытия, промывки скважины и проведения спускоподъемных операций, обеспечивающих минимальные размеры зоны проникновения компонентов бурового раствора в пласт.

Буровой раствор, предназначенный для вскрытия продуктивного пласта, перфорационных и других операций в скважине, при которых неизбежно его контактирование с компонентами пластовой системы, должен отвечать следующим основным требованиям:

обладать способностью быстро формировать на стенках скважины практически непроницаемую фильтрационную корку, препятствующую проникновению фильтрата в пласт;

иметь такой состав жидкой фазы, который при практикуемых в настоящее время значениях депрессии, создаваемых при освоении скважины, позволял бы уже в первые часы работы скважины ликвидировать, без заметных остаточных явлений, последствия проникновения фильтрата в призабойную зону;

твердая фаза бурового раствора или ее большая часть должна полностью растворяться в кислотах (нефти), что позволит удалять ее со стенок скважины и закольматированной зоны пласта при освоении. Гранулометрический состав твердой фазы должен обеспечивать минимальное количество проникновения раствора в трещины (поры) за счет образования закупоривающих тампонов на входе в трещину.

Требования к технологии вскрытия сводятся к тому, чтобы режим вскрытия, промывка скважины и спускоподъемные операции выбирались с учетом обеспечения минимальной зоны проникновения фильтрата бурового раствора, не превышающей глубины перфорационных каналов.

Буровой раствор для вскрытия выбирают для каждого типа пород-коллекторов, отличающихся друг от друга основными признаками и условиями залегания. Для этой цели все известные в настоящее время типы пород-коллекторов разделены на четыре классификационные категории, в каждой из которых сгруппированы породы-коллекторы, обладающие примерно одинаковой реакцией на технологические воздействия. В качестве критерия разделения пород-коллекторов на отдельные категории использованы геологические и технологические факторы, которые раскрывают условия проявления и возможность прогнозной оценки вида, интенсивности и масштаба развития процесса взаимодействия пород пласта с буровым раствором, а также последствий этого процесса.

Лабораторными исследованиями, проведенными на естественных и искусственных ядрах в России и за рубежом, установлено, что проникающая в призабойную зону пласта вода в определенных условиях более чем на 50 % снижает естественную фазовую проницаемость коллектора для нефти, которая очень медленно восстанавливается или не восстанавливается совсем (табл. 12.1). На коэффициент восстановления проницаемости существенно влияет не только состав воды, применяемой при вскрытии пласта, но и скорость фильтрации (градиент давления). Восстановление проницаемости ядра при различных условиях находится в пределах от 45 до 85 %. Добавка к буровому раствору различных реагентов, улучшающих его механические свойства, может больше снизить естественную проницаемость коллектора. Влияние различных буровых растворов на первоначальную проницаемость пористой среды показано в табл. 12.2. Таким образом, как видно из лабораторных исследований, проведенных в России и за рубежом, применение буровых растворов на водной основе, как правило,



Таблица 12.1

**Восстановление проницаемости керна**

Порода	Первоначальная нефтепроницаемость, мкм <sup>2</sup>	Вода	Коэффициент восстановления проницаемости, %	Исследователи	
Искусственный песчаник (без примеси глины)	0,6	Пресная	53	Жигач и Паус (МИНГ)	
	1,0		62		
	1,4		68		
	2,0		74		
Девонский песчаник Ромашкинского месторождения	0,4	«	42	В.А. Шевалдин (ТатНИИ)	
	1,2		46		
	2,0		50		
	0,4		86		
	1,2		84		
Юрский песчаник Талинского месторождения	0,01–0,2	Любая	82	Н.Р. Рабинович (ВНИИКРнефть)	
			2,0		82
			0,01–0,2		55
			0,01–0,2		55

Таблица 12.2

**Влияние буровых растворов на проницаемость керна**

Буровой раствор	Вода	Буровой раствор без добавки реагентов	Буровой раствор + 10 % УЩР	Буровой раствор + 1 % КМЦ	Пена	Раствор на нефтяной основе
Восстановление первоначальной проницаемости, %	59,4	71,7	47,5	59,8	94,2	95,0

приводит к существенному необратимому снижению проницаемости коллекторов.

В табл. 12.3 приведены данные о снижении коэффициента продуктивности скважин на Майкопском газоконденсатном месторождении после закачки в них бурового раствора.

Приведенные примеры убедительно показывают, что проникновение в пласт фильтрата и бурового раствора отрицательно влияет на его коллекторские свойства, в результате чего удлиняются сроки освоения скважин, снижается их производительность, непрерывно вырабатывается залежь, уменьшается коэффициент нефтеотдачи, а на различных площадях по этой причине могут быть пропущены отдельные продуктивные пласты и пропластки.

Большие осложнения возникают при вскрытии продуктивных пластов на скважинах глубиной 4000–5000 м. На большой глубине трудно регулировать давление на забое из-за высокого пластового давления и температуры, а также периодического проникновения в буровой раствор газа. Положение усугубляется еще тем, что приходится прибегать к утяжелению бурового раствора до плотности 1,8–2,2 г/см<sup>3</sup>. В этих условиях, чтобы избежать возможных проявлений пласта, вскрытие его проводят при весьма большом превышении давления на забое над пластовым. Это влечет за собой разрыв пласта и уход в него больших количеств раствора, в особенности при частых спускоподъемных операциях, когда имеет место резкое изменение гидродинамического давления на стенки скважин.

Таблица 12.3

## Уменьшение коэффициента продуктивности

Номер скважины	Продуктивный горизонт	Время, сут		Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /МПа		K <sub>1</sub> /K <sub>2</sub>
		пребывания бурового раствора в скважине	эксплуатации до исследования	до закачки раствора K <sub>1</sub>	после закачки раствора K <sub>2</sub>	
7	I	48	10	683	340	2,0
17	II	1435	182	323	126	2,6
21	II	1498	73	2638	542	4,8
66	II	77	2	1157	902	2,4
14	III	1756	220	1210	355	3,4
18	III	1007	13	805	204	3,9
23	III	55	2	1200	165	7,3
24	III	84	24	2321	859	2,7
30	III	69	113	1575	541	2,9

О чрезмерном превышении (в %) давления в стволе скважин в процессе вскрытия над пластовым можно судить по следующим фактическим данным.

Куйбышевская область .....	18 – 48
Украина .....	50 – 80
Азербайджан .....	60 – 120

Вследствие этого глубина проникновения фильтрата в продуктивный пласт может быть весьма велика. По данным специальных исследований она составляла на нефтегазовых месторождениях Азербайджана 1,4–2,5 м, на Майкопском газоконденсатном месторождении 0,5–3,0 м, на Самотлорском месторождении 6–37 м и т.д.

Наиболее глубокое проникновение фильтрата и твердой фазы бурового раствора отмечается в процессе вскрытия трещинных коллекторов.

Цементирование эксплуатационной колонны может также отрицательно влиять на проницаемость призабойной зоны, особенно когда пластовое давление ниже гидростатического. В этом случае происходит проникновение в пласт не только фильтрата цементного раствора, но и раствора, так как при цементировании эксплуатационной колонны почти во всех случаях применяют цементный раствор плотностью 1,8–1,85 г/см<sup>3</sup>. Конструкция скважины в большинстве случаев подчиняется задачам успешной проходки ствола скважины, хотя и не всегда отвечает условиям сохранения проницаемости призабойной зоны пласта в процессе его вскрытия.

Анализ состояния вскрытия нефтяных и газовых пластов при разведочном и эксплуатационном бурении, систематические исследования влияния различных буровых растворов на проницаемость пористой среды, проведенные в России и за рубежом, показывают, что продуктивные пласты необходимо вскрывать со строгим учетом геолого-физических особенностей коллектора и физико-химической характеристики насыщающих его жидкостей.

#### 12.4. ОСОБЕННОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Последовательность операций, проводимых при завершении скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях, принципиально не отличается от выполнения аналогичных работ на нефтяных месторождениях. Однако оптимальная технология вскрытия пласта имеет свои особенности. Например, при вскрытии газового пласта на Уренгойском месторождении, представленного кварцевыми песками и песчаниками с малым содержанием глинистого цемента, нецелесообразно, как считают специалисты, использовать растворы на углеводородной основе или на основе специальных химических реагентов.

На этом и некоторых других газовых и газоконденсатных месторождениях Западной Сибири экономически обосновано применение существующей технологии вскрытия продуктивного пласта с использованием бурового раствора, обработанного химическими реагентами, предотвращающими снижение естественной проницаемости пласта. В то же время, когда, применяя существующую технологию, не удается получить промышленный приток газа, необходимо искать новые типы растворов. Примером могут служить условия вскрытия продуктивного пласта на Астраханском газоконденсатном месторождении, где газовая залежь представлена коллекторами порово-трещинного типа большой мощности. В течение нескольких лет продуктивные объекты на Астраханском месторождении вскрываются с промывкой глинистым хлоркальциевым раствором плотностью  $1,75 \text{ г/см}^3$ . В результате существенно снижалась проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта, освоение скважин затруднялось и требовалось неоднократное проведение мероприятий по интенсификации притока газа. Конструкцию скважин в зоне многопластовой залежи необходимо выбирать, исходя из условия достижения максимального охвата дренированием каждого продуктивного объекта и всей залежи в целом. Решить этот вопрос возможно в результате отдельного опробования каждого объекта разработки.

Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений Северного Кавказа, Средней Азии и других регионов свидетельствует о том, что в тех случаях, когда при вскрытии и опробовании многопластовых залежей не учитываются особенности отдельных эксплуатационных объектов, конечный коэффициент газоотдачи немного больше 50 %. Так, в начальный период разработки Ленинградского газоконденсатного месторождения во всех скважинах осуществлялось вскрытие всего газонасыщенного интервала единым фильтром. В результате одновременной эксплуатации сразу всех продуктивных пачек планируемый объем добычи газа и конденсата обеспечивался меньшим числом скважин. Однако за сравнительно короткий период времени произошло опережающее обводнение контурными водами второй, наиболее продуктивной пачки, обладающей наилучшими коллекторскими свойствами и наибольшими запасами газа и конденсата. Несмотря на принятые мероприятия, направленные на повышение конечной газоотдачи (бурение новых скважин с комбинированной системой вскрытия промежуточного горизонта, возврат на нижележащие продуктивные пачки и др.), коэффициент газоотдачи обводненной зоны второй продуктивной пачки составил всего 56 %.

Аналогичные условия наблюдаются при эксплуатации скважин на

Майкопском и Куцевском газоконденсатных месторождениях, где текущий коэффициент газоотдачи обводнившихся продуктивных пачек составляет 0,44 – 0,57 и 0,79 соответственно.

Требованиям качественного вскрытия газовых пластов с коэффициентом аномальности пластового давления ниже 0,8 от гидростатического в большей степени удовлетворяет применение газообразных и пенных агентов для очистки скважины от выбуренной породы. В качестве газообразных агентов применяют воздух, дымовые газы от специального дымогенератора, азот, природный и углекислый газы. Несмотря на бесспорный положительный эффект, получаемый при использовании газообразных агентов, заключающийся в сохранении естественной проницаемости призабойной зоны пласта и повышении дебитов скважин, данный способ все еще не находит широкого применения на практике.

Широкому внедрению способа вскрытия пласта с продувкой препятствуют недостатки, присущие каждому газообразному агенту. Например, при использовании воздуха в стволе скважины образуются взрывоопасные смеси, приводящие к тяжелым авариям. Использование азота или углекислого газа сдерживается из-за их относительно высокой стоимости и отсутствия специального оборудования. Применение природного газа сопряжено с опасностью его возгорания и неизбежностью значительных потерь газа. И, наконец, независимо от типа используемого газообразного агента, сложившаяся технология имеет существенный недостаток – не ограничивается верхний предел скорости восходящего потока газообразного агента. Это приводит к чрезмерному износу бурильной и обсадной колонн, а также к разрушению устьевого оборудования.

СевКавНИИГазом совместно с ПО «СевКавГазпром» разработаны технология и технологическое оборудование для вскрытия газоносного пласта в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) с продувкой забоя выхлопными газами ДВС, обеспечивающими равновесие давления в системе скважина – пласт. Использование выхлопных газов ДВС исключает образование взрывоопасной смеси в скважине, а технология предполагает регулирование скорости восходящего потока, что предупреждает износ устьевого оборудования.

Для вскрытия газового пласта с применением выхлопных газов ДВС необходимо следующее технологическое оборудование:

компрессорные установки с подачей 30 – 50 м<sup>3</sup>/мин на рабочее давление 3,0 МПа;

устьевые вращающиеся герметизаторы на рабочее давление 5,0 – 10,0 МПа.

Для охлаждения и очистки выхлопных газов могут быть использованы аппараты воздушного охлаждения типа АВГ-П-160 РР и масловлагодетели типа Ве-1.

Не находит широкого применения в бурении нефтяных и газовых скважин также и технология вскрытия пласта с промывкой пенами. Основными факторами, тормозящими использование пен при вскрытии продуктивных пластов с аномально низким давлением, являются:

большие затраты энергии и материалов на приготовление и разрушение пенного промывочного агента, а также на его очистку от выбуренной породы;

потребность в дополнительном специальном технологическом оборудовании;

недостаточная изученность процессов, происходящих в скважине и призабойной зоне пласта при промывке пеной.

СевКавНИИГазом разработана новая технология вскрытия пласта на истощенных газовых месторождениях промывкой скважины трехфазной пеной по замкнутой герметизированной системе циркуляции. Данная технология обеспечивает многократное использование минимально необходимого для промывки скважины объема трехфазной пены при условии высокого качества вскрытия продуктивного пласта с аномально низким давлением.

Применение данной технологии позволяет:

вскрывать пласты с давлением, равным 0,1–0,3 от гидростатического, без существенных поглощений, обеспечивая высокое качество проводимых работ;

существенно экономить энергию и материалы в процессе промывки скважин;

исключить аварийные ситуации при газопроявлениях;

не допускать загрязнения окружающей среды;

увеличить добычу газа за счет ввода в эксплуатацию новых или бездействующих скважин, в которых вскрыть пласт с промывкой глинистым раствором, водой или различными эмульсиями не представляется возможным.

Другим перспективным направлением совершенствования технологии проводки скважин и вскрытия продуктивных пластов является бурение с регулированием дифференциального давления в системе скважина – пласт. Суть этого метода заключается в том, что процесс бурения осуществляется при так называемом сбалансированном давлении или равновесии между пластовым и гидродинамическим давлениями в скважине. Для этого изучены условия формирования залежей с АВПД и построены карты их распространения по опорным горизонтам в ряде районов страны.

Методы равновесного бурения с регулированием дифференциального давления в системе скважина – пласт базируются на оперативном контроле за пластовым давлением и на корректировке плотности бурового раствора. Появляется необходимость частых остановок (перерывов) в бурении для замера пластового давления (по значению устьевого давления) и изменения плотности бурового раствора.

В СевКавНИИГазе разработана технология вскрытия продуктивного пласта на равновесии путем регулирования дифференциального давления в условиях герметизированной системы циркуляции, что дает возможность существенно упростить технологическую схему промывки и плавно регулировать давление промывочного агента в системе.

Специфической особенностью герметизированной системы циркуляции является наличие буферного компенсатора, позволяющего производить подачу бурового раствора от устья к приему насосов по трубопроводу под давлением параллельно открытой системе циркуляции. Это позволяет оперативно применять различные модификации технологии равновесного бурения:

бурение на равновесии – проведение полного цикла буровых работ (спуск, подъем, бурение) при  $p_3 = p_{пл}$ ;

бурение с избыточным давлением – проведение полного цикла буровых работ при  $p_3 > p_{пл}$ ;

бурение с использованием двух растворов, когда равенство  $p_3 = p_{пл}$

имеет место только при бурении, а спускоподъемные операции осуществляются после замены раствора в скважине на более тяжелый;

бурение с загерметизированным устьем, когда давление на забое скважины меньше пластового (т.е.  $p_3 < p_{пл}$ ).

При этом буровые работы осуществляются с применением комплекса герметизирующих устройств на устье скважины.

В промысловой практике немало примеров, когда скважины, показавшие хорошие признаки нефтегазоносности в процессе бурения, после цементирования эксплуатационной колонны при освоении дают очень низкий приток из продуктивного объема. Применение в этих условиях облегченных тампонажных растворов плотностью  $1,5-1,54 \text{ г/см}^3$  с пониженной фильтратоотдачей (добавка фильтроперлита 5 %) позволило при освоении обеспечить увеличение дебита в 3 раза по сравнению с дебитом скважин, цементировавшихся по старой технологии.

Тампонажные растворы, применяемые для цементирования продуктивных пластов, представляют собой сложные физико-химические системы, которые несовместимы с буровыми растворами, предшествующими их применению. Взаимодействие компонентов тампонажного раствора с остатками бурового в трещинах, порах пласта, как правило, приводит к увеличению закупоривающего эффекта и к усложнению задачи восстановления проницаемости призабойной зоны пласта при освоении и вводе скважины в эксплуатацию.

Отечественная и зарубежная практика показала, что основными способами, направленными на предотвращение отрицательных последствий цементирования колонн на свойства продуктивных объектов, являются: снижение репрессии на пласт, уменьшение фильтроотдачи тампонажного раствора и достижение наибольшего физико-химического соответствия фильтрата тампонажного раствора компонентам коллектора, составу пород пласта и пластовых флюидов.

Практически этого можно достигнуть осуществлением следующих мероприятий:

ограничением высоты подъема тампонажного раствора в одну ступень путем применения специальных муфт при определенной скорости подъема раствора за колонной и уменьшении показателей его структурно-механических свойств, что позволяет снизить репрессию на пласты;

снижением плотности тампонажного раствора (по всей высоте зоны цементирования или выше кровли продуктивного пласта) путем применения облегчающих добавок или аэрации;

уменьшением фильтратоотдачи тампонажных растворов путем добавок полимеров или применения растворов на углеводородной основе, что позволяет снизить эффект закупоривания фильтрационных каналов в коллекторе вследствие гидратации его глинистых компонентов, выпадения солевых осадков и проявления поверхностных сил;

креплением продуктивного пласта без цементирования с использованием гравийных фильтров, обсадки продуктивного пласта перфорированной колонной-фильтром (хвостовиком), цементированием с установкой пакера в кровле продуктивного пласта и закачкой тампонажного раствора за колонну через спецмуфту выше пакера и др.;

оставлением необсаженного (открытого) ствола в зоне продуктивного пласта со спуском и цементированием эксплуатационной колонны до кровли продуктивного пласта.

Целесообразность применения того или иного мероприятия из перечисленных выше определяется геолого-физическими особенностями месторождений и устанавливается специальными исследованиями, которые требуют своего развития.

При наличии зон АНПД в разрезах скважин с целью обеспечить поднятие цементного раствора до проектной высоты используют газонаполненные тампонажные системы, полученные путем подачи воздуха компрессором или эжектором-аэратором в поток закачиваемого в скважину тампонажного раствора или с применением рецептур цементных растворов, включающих газогенерирующие реагенты. Трехфазные газонаполненные тампонажные системы обладают низкой плотностью, повышенной блокирующей способностью за счет наличия газовой фазы при снижении нагрузок вышележащего столба вследствие «зависания», обеспечивают поддержание внутрискважинного давления на уровне 90 % от условно-гидростатического, получение малопроницаемого прочного цементного камня с повышенными адгезионными связями.

Аэрированные тампонажные суспензии представляют собой устойчивую смесь депрессий (газа, жидкости, твердой фазы), полученную путем аэрирования тампонажного раствора, который готовят из портландцемента, затворенного водой. В качестве пенообразователей следует применять поверхностно-активные вещества неонол АФ9-12, превоцелл марок NG-10, NG-12, смеси неионогенных и анионных ПАВ, образующих устойчивую пену в среде тампонажного раствора.

В качестве замедлителей времени загустевания цементного раствора рекомендуется использовать НТФ и ОЭДФ. Количество замедлителя подбирают, исходя из конкретных условий.

Степень аэрации (отношение объема воздуха, приведенного к нормальным условиям, к объему тампонажного раствора) выбирают из условия получения средней плотности столба тампонажного раствора, обеспечивающей подъем его до проектной высоты без осложнений. Требуемая степень аэрации достигается подбором соотношения расхода жидкой и газовой фаз в зависимости от имеющихся технических средств. Аэрацию производят компрессорами высокого давления или компрессором буровой установки в совокупности с эжектором-аэратором. До блока или к блоку манифольдов подсоединяют гидравлический активатор, а в нагнетательной линии после блока манифольдов размещают струйный диспергатор-смеситель. Подачу пенообразователя осуществляют цементировочным агрегатом через гидроактиватор к блоку манифольдов.

Основные контролируемые параметры аэрированных суспензий следующие: кратность пены, которая должна быть больше или равна 3; устойчивость – отношение объема цементного камня к объему аэрированного тампонажного раствора, которая должна быть равна 1 (100 %); растекаемость приблизительно 14 см; плотность аэрированного раствора не более  $0,2 \text{ г/см}^3$ ; время загустевания, определяемое на цементных растворах с добавками пенообразователей и других реагентов без принудительной аэрации (к полученному времени загустевания добавляют 20 мин – поправка на замедляющий эффект аэрации).

Процесс цементирования скважин газонаполненными тампонажными материалами включает применение в качестве буферной жидкости трехфазной пенной системы с содержанием твердой фазы портландцемента. Такая система в общем удовлетворяет основному назначению буферной

жидкости — предотвращать смешение промывочной жидкости и цементного раствора.

Рекомендуемый диапазон добавок цемента для получения стабильной буферной жидкости составляет 20—35 %. Эта система имеет запас свободной жидкости, способной участвовать в формировании новой структурированной и подвижной системы с глинистой фазой промывочной жидкости и компонентами глинистой корки. Придание буферной жидкости химически активных свойств при контактировании с глинистой коркой позволяет, помимо выполнения разделительной функции, достичь эффекта разрушения глинистой корки и выноса части ее из зоны цементирования. Используют от 3 до 6 м<sup>3</sup> буферной жидкости.

Физические особенности добываемого газа (низкая вязкость, малая плотность) обуславливают повышенную вероятность каналообразования в затрубном пространстве в период ожидания затвердевания цементного раствора (ОЗЦ).

## 12.5. ЗАКАНЧИВАНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Выбор варианта заканчивания горизонтальных скважин определяется типом пластов, их однородностью, прочностью, характером флюидов и др. Поэтому основная задача (и основная трудность) состоит в получении этих данных.

В зарубежной практике опробованы различные варианты заканчивания горизонтальных скважин с использованием перфорированной потайной колонны: горизонтальный дренирующий участок не обсажен; потайная колонна полностью зацементирована; предварительно перфорированная потайная колонна частично зацементирована или оснащена внешними пакерами.

В случае одного дренирующего коллектора, который обнажается горизонтальным участком ствола скважины, и если геомеханическая характеристика пласта позволяет, неповрежденный горизонтальный ствол не цементируется, но может быть обсажен предварительно перфорированной потайной колонной. В противном случае, при наличии трещин, пересечении нескольких пластов, газовых шапок, водоносных горизонтов в проекты закладывают обычно один из следующих методов.

1. Использование внешних пакеров, которыми весь вскрытый ствол может быть разбит на несколько секторов, что позволяет стимулировать выбираемую зону, изолировать зону, заполненную водой или газом из газовой шапки. Цементирование не исключается при наличии пакеров.

2. В случае необходимости проведения гидроразрыва хвостовик цементируется (в том числе при наличии специальных пакеров). Цементирование (с пакерами или без них) может быть необходимо для изоляции верхней части пласта (горизонтальное напластование), в который нежелательно поступление газа из газовой шапки (или поступает верхняя вода). При изоляции газовой шапки рекомендуется частичное цементирование горизонтального участка; при гидроразрыве пласта требуется цементировать весь участок.

Вскрытие продуктивного пласта следует осуществлять с использованием специальных жидкостей, требования к которым должны быть более жесткими, чем в случае вскрытия продуктивного пласта вертикальным ство-



лом скважины. Такое требование оправдывается тем, что вскрытие (образование дренажного канала) пласта проводится на значительном участке, и, следовательно, загрязнение пласта тоже может быть весьма существенным.

В зарубежной практике (в 2000 г. в США 40 % нефти и газа планируется добывать с использованием горизонтальных скважин) обычно заканчивают скважины традиционным способом с использованием жидкостей глушения, которые нередко ухудшают коллекторские свойства пласта в пристволенной зоне. Применяют также сбалансированное бурение, однако операции в несбалансированных условиях имеют, как считают, ряд преимуществ. Основная цель таких операций – защита продуктивных пластов от загрязнения скважинными жидкостями во время бурения и заканчивания скважин. Вторичная цель – предупреждение чрезмерных потерь таких жидкостей в пласт. Эта технология предполагает ряд специальных мер, которые будут рассмотрены ниже.

В США большое внимание уделяется сохранению коллекторских свойств продуктивных пластов при их вскрытии. Решающее значение при этом имеет выбор бурового раствора при заканчивании скважин. Приготавливают специальные буровые растворы для вскрытия продуктивного пласта, при цементировании, перфорации, возбуждении притока, а также для создания столба жидкости над пакером и перед ним.

Специальные буровые растворы делят на две большие группы:

1. Жидкости, не созданные специально для заканчивания скважин, но применяемые в процессе этих работ ввиду соответствия свойств той или иной жидкости требованиям, предъявляемым к определенной операции, или вследствие доведения этих свойств до требуемого уровня специальной обработкой.

2. Жидкости, специально созданные для заканчивания скважин, в частности, для конкретного вида работ. Они имеют низкую водоотдачу. Компоненты таких жидкостей либо растворимы в нефти, кислоте, воде, либо способны биологически разлагаться (любое загрязнение в результате их применения может быть устранено). Сюда могут быть отнесены рассолы со специальной системой утяжеления или со специально подобранными наполнителями, выполняющими в процессе заканчивания скважин определенные функции, а также меловые эмульсии и стабильные пены.

Углеродородные растворы нашли широкое применение в практике заканчивания скважин и обеспечивают их максимальную естественную производительность. Наибольший интерес среди этих растворов представляют растворы на нефтяной основе (РНО), в которых в качестве дисперсной среды используется нефть и которые в качестве фазы могут содержать воду. Из РНО нашли применение два различных типа растворов: собственно растворы на нефтяной основе и обращенные эмульсии. У обоих в качестве дисперсной фазы используется нефть и содержится некоторое количество воды в качестве обращенной эмульсии. В обращенных эмульсиях содержится 20–75 % воды, которая позволяет регулировать реологические и фильтрационные свойства. Для улучшения реологических и фильтрационных свойств этих растворов при бурении в условиях действия высоких температур вводятся модифицированные глины. Обращенные эмульсии имеют нулевую статическую водоотдачу: динамическая водоотдача при  $\Delta p = 70$  МПа составляет 7–10 м<sup>3</sup>. При обратном отмыве керна качественные эмульсионные растворы обеспечивают 90–98%-ный возврат к перво-

начальной скорости фильтрации. В растворах на нефтяной основе может содержаться до 20 % воды. Для поддержания фильтрационных и реологических свойств в этих растворах используются материалы, имеющие коллоидные размеры (окисленный на воздухе битум).

Широкие возможности для применения в области вскрытия пластов имеют меловые эмульсии. Эмульсии готовят на основе нефти, а стабилизация ее достигается с помощью тонко измельченного мела. Меловые эмульсии легко растворяются в кислоте, имеют малую водоотдачу. Они применяются при вскрытии карбонатных пластов (в которых почти всегда проводятся кислотные обработки), для разбуривания водовосприимчивых песчаников и т.д.

В США при заканчивании скважин для вскрытия продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением широко применяют пены.

## **12.6. ВЫБОР ТИПА БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ**

В отечественной практике бурения приняты следующие положения.

1. Буровой раствор для вскрытия продуктивных горизонтов выбирают исходя из необходимости сведения к минимуму отрицательных последствий от его воздействия на фильтрационные свойства самых низкопроницаемых пород (базисных), способных отдавать содержащуюся в них нефть при планируемой технологической схеме разработки месторождения.

2. Значение проницаемости базисной породы пласта-коллектора в эксплуатационных скважинах следует принимать равным значению этого параметра, принятому в качестве нижнего предела проницаемости по месторождению при подсчете запасов нефти. В разведочном бурении предельное значение проницаемости базисной породы продуктивных (перспективных) объектов устанавливается предприятием-заказчиком.

3. В случае вскрытия в разрезе нескольких продуктивных пластов, представленных разными по характеристике отложениями, базисную породу выбирают из пласта с наименьшим эпигенетическим уплотнением.

4. Если базисная порода по своим свойствам в одинаковой мере близка к двум соседним категориям коллекторов, ее следует относить к категории пород с меньшей степенью уплотнения.

5. Вид жидкой фазы бурового раствора, ингибитора и необходимость применения при вскрытии ПАВ – понизителей поверхностного натяжения на контакте нефть – фильтрат определяются категорией и группой породы, а также активностью пластовых жидкостей. Нефть считается активной при наличии в ней выше 0,3 % нафтеновых кислот. Остаточная вода считается активной, если преобладающим катионом в ней является натрий, а  $pH > 7$  (класс А, по В.А. Сулину).

6. Для предотвращения попадания бурового раствора в трещины вскрываемого пласта необходимо вводить в него крупнодисперсный наполнитель в количестве не менее 5 % от общего количества в растворе твердой фазы. При вскрытии пласта, сложенного относительно прочными трещиноватыми породами (известняками, доломитами, уплотненными песчаниками и алевролитами), диаметр частиц наполнителя должен быть больше 1/3 раскрытости трещин. Перед вскрытием пласта, сложенного мягкими поро-

дами (глина, мергель), в буровой раствор следует вводить наполнитель с диаметром зерен не менее 400 мкм.

7. При отсутствии данных о раскрытости трещин дисперсность наполнителя (максимальный диаметр частиц) определяется возможностью удержания его во взвешенном состоянии в буровом растворе с допустимыми для бурения скважины структурно-механическими свойствами.

8. Для создания условий, позволяющих ликвидировать в отдельных трещинах закупоривающие пробки, в буровой раствор перед вскрытием пластов трещинного типа следует вводить кислоторастворимые компоненты — не менее 30 % от объема крупнодисперсного наполнителя.