

Теории подбора фракционного состава кольматанта

Г.Г. ИШБАЕВ,
д.т.н., профессор,
генеральный директор

М.Р. ДИЛЬМИЕВ,
начальник службы буровых
растворов

А.В. ХРИСТЕНКО,
ведущий инженер
испытательной лаборатории
буровых растворов

А.А. МИЛЕЙКО,
инженер 1 категории
испытательной лаборатории
буровых растворов

ООО НПП «БУРИНТЕХ»

БУРИНТЕХ

**Увеличивающиеся
объемы бурения
горизонтальных
скважин,
заканчиваемых
открытым стволом,
требуют уделять
большое внимание
свойствам
формируемой
фильтрационной
корки бурового
раствора с целью
уменьшения
загрязнения
продуктивного
пласта и увеличения
получаемых дебитов.**

BRIDGING THEORIES OF PARTICLE SIZE DISTRIBUTION

G. ISHBAEV, M. DILMIEV, A. KHRISTENKO, A. MILEYKO, NPP BURINTEKH LLC

Growing scopes of horizontal drilling with open hole completion require much attention to the properties of the formed drill mud filter cake to minimize productive formation contamination and to increase the resulting well flow rates.

Key words: differential sticking, bridging agent particle size distribution, filter cake, Abram's criteria, ideal packing theory, Vickers method

Вскрытие продуктивного пласта раствором на водной основе приводит к его загрязнению и снижению дебитов нефти. В основном загрязнение обусловлено проникновением в поровое пространство частиц твердой фазы и фильтрата бурового раствора. Фильтрация бурового раствора из-за градиента (перепада) давления на стенке скважины в направлении проницаемого пласта часто приводит к дифференциальным прихватам (рис. 1, слева). Быстрое и эффективное образование низкопроницаемой фильтрационной корки снижает вероятность возникновения дифференциальных прихватов во время бурения и способствует уменьшению загрязнения нефтяного пласта (рис. 1, справа).

На проницаемость формируемой на стенке скважины фильтрационной корки значительное влияние оказывают гранулометрический состав и количество кольматанта, входящего в состав раствора. В качестве кольматанта чаще всего используют фракционный карбонат кальция (мрамор молотый), т. к. он легко растворяется кислотой.

В случае если кольматирующая смесь состоит из частиц, значительно превышающих по размеру отверстия пор, то они не смогут сформировать эффективную фильтрационную корку. Часть из них будет уноситься потоком раствора, а между частицами будут образовываться каналы, через которые свободно фильтруется раствор (рис. 2а). Частицы размером, значительно меньшим отверстий пор, беспрепятственно проникают в поровое пространство пласта и загрязняют его (рис. 2б). Правильное распределение частиц

по размерам в составе кольматанта способствует образованию фильтрационной корки с минимальным проникновением фильтрата и твердых частиц в пласт (рис. 2в).

Исследования Дика и Хайнца (M.A. Dick, T.J. Heinz) [1] показали, что для наиболее эффективного закупоривания проницаемых зон достаточно обеспечить содержание кольматанта в буровом растворе в количестве 60 – 90 кг/м³.

МЕТОДЫ ПОДБОРА ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА КОЛЬМАТАНТА

На протяжении многих лет для расчета фракционного состава кольматанта использовали критерии Абрамса [2,4]. По этим критериям размер частиц, способных образовать сводовые перемычки в поровом пространстве проницаемого пласта (сводовые частицы), должен быть равен или больше 1/3 среднего размера пор пласта, а их содержание должно быть не меньше 5% от объема твердых частиц, находящихся в растворе. Данные критерии позволяют определить лишь размер частиц, необходимый для начала кольматации (блокирования), но не определяют требований к распределению по размерам частиц в смеси для обеспечения их эффективной упаковки.

Наряду с подбором фракционного состава кольматанта по критериям Абрамса широко используется метод перекрытия наибольшего диапазона частиц («Shotgun») [1]. Суть этого метода состоит в смешении кольматантов различного фракционного состава в пропорциях, обеспечивающих наиболее широкий диапазон размеров частиц. Данный метод обычно применяется, когда не известны конкретные характеристики пласта, и не всегда является эффективным.

Более новый метод в определении оптимального фракционного состава кольматанта основан на теории идеальной упаковки (IPT – Ideal Packing Theory), разработанной Кауффером [3,4]. Изначально он применялся в лакокрасочной промышленности для идеаль-

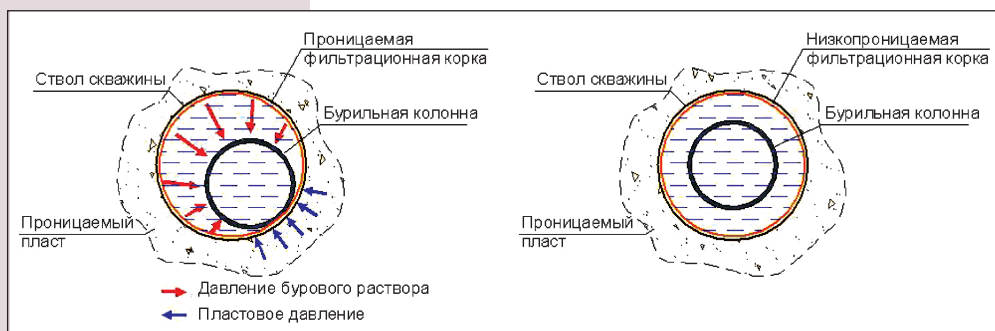


Рис. 1. Механизм возникновения дифференциального прихвата во время бурения

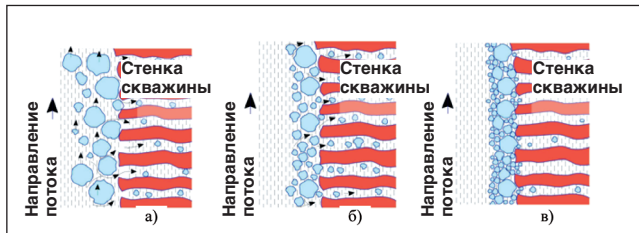


Рис. 2. Влияние фракционного состава колюматанта на фильтрационные свойства бурового раствора

ного пигмент-размерного распределения частиц в красках, позднее нашел применение в буровой промышленности. По этому методу колюматант образует идеальную упаковку, если гранулометрический состав частиц обеспечивает эффективное закупоривание всех пор, включая поры, образуемые между твердыми частицами. Идеальная упаковка достигается в том случае, если совокупное распределение частиц в смеси будет прямо пропорционально квадратному корню от размера частиц, то есть графически будет представлено в виде прямой линии (идеальная смесь), как показано на рис. 3.

Буровой раствор с колюматантом, имеющим фракционное распределение частиц в соответствии с теорией идеальной упаковки, способен образовать фильтрационную корку с минимальной проницаемостью.

Одним из новейших методов подбора фракционного состава колюматанта на сегодняшний день является «Метод Викакса» [4]. Разработчики этого метода установили, что для повышения эффективности колюматации необходимо, чтобы фракционный состав колюматировающей смеси бурового раствора отвечал 5 целевым критериям, определенным для конкретного пласта (рис. 5).

Авторы метода утверждают, что подбор фракционного состава колюматанта в соответствии с критериями Викакса приводит к пониженной скорости фильтрации и улучшенным результатам восстановления проницаемости.

МЕТОД ОЦЕНКИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ

В лабораторных и полевых условиях для определения фильтрационных свойств бурового раствора применяется тестер определения проницаемости тампонирующих материалов – РРТ (рис. 5) [6]. Преимуществом этого прибора является возможность использования керамических дисков различной проницаемости в качестве пористой среды, через которую происходит фильтрация бурового раствора (рис. 6).

Методика работы с прибором описывается в инструкции API 131, разработанной Американским нефтяным институтом (American Petroleum Institute) [7]. По данной методике с помощью тестера РРТ возможно определить основные показатели фильтрации бурового раствора. Во время испытания замеряется объем фильтрата бурового раствора и строится зависимость объема фильтрата (мл) от квадратного корня времени (мин.^{1/2}) (рис. 7).

По значениям собранного объема фильтрата в мл за 7,5 ($V_{\Phi 7.5}$) и 30 ($V_{\Phi 30}$) минут высчитываются следующие значения показателей фильтрации в соответствии с методикой [6,7]:

Общий объем фильтрата – $2 \times V_{\Phi 30}$, мл;

Мгновенный объем фильтрата (Spurt Loss) – $2 \times [V_{\Phi 7.5} - (V_{\Phi 30} - V_{\Phi 7.5})]$, мл;

Статическая скорость фильтрации – $2 \times [V_{\Phi 30} - V_{\Phi 7.5}] / 2.739$, мл/мин.^{1/2}.

Условия, при которых возможно провести испытания по определению показателей фильтрации, ограничиваются характеристиками используемых аппаратов. На сегодняшний день существует несколько



Рис. 3. Графическое представление теории идеальной упаковки Кауффера

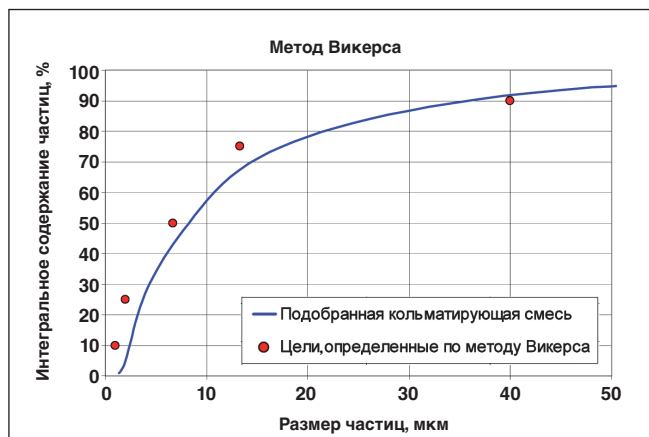


Рис. 4. Графическое представление Метода Викакса

разновидностей данного тестера от различных производителей (Fann, OFITE и др.), которые способны обеспечить ход эксперимента в условиях, близких к пластовым (давление бурового раствора – до 4000 psi (≈ 280 атм.) и температура до 250°C).

Таким образом, возможно выбрать керамический диск с проницаемостью, близкой к проницаемости разбуриваемого коллектора, для которого необходимо подобрать эффективную колюматировающую смесь. В ходе серии испытаний определяется оптимальный состав колюматанта, который обеспечит наилучшие показатели фильтрации бурового раствора.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ

В ИЛБР ООО НПП «БУРИНТЕХ» была проведена серия испытаний для определения наиболее эффективной теории подбора фракционного состава колюматанта в буровых

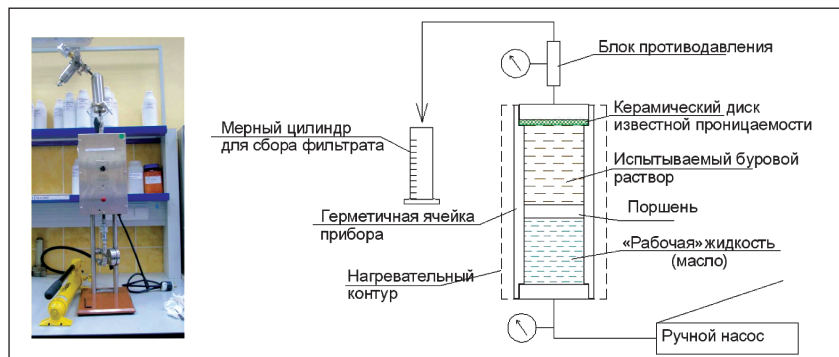


Рис. 5. Тестер определения проницаемости тампонирующих материалов производства OFITE (PPT – Permeability Plugging Tester)

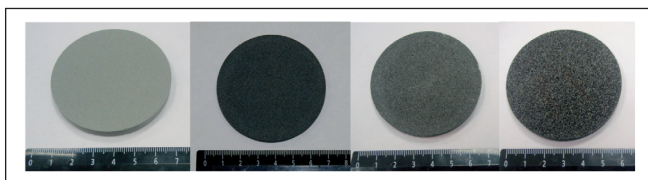


Рис. 6. Керамические диски с проницаемостью (слева направо) 10, 20, 35, 90 мкм производства OFITE, используемые в качестве пористой среды

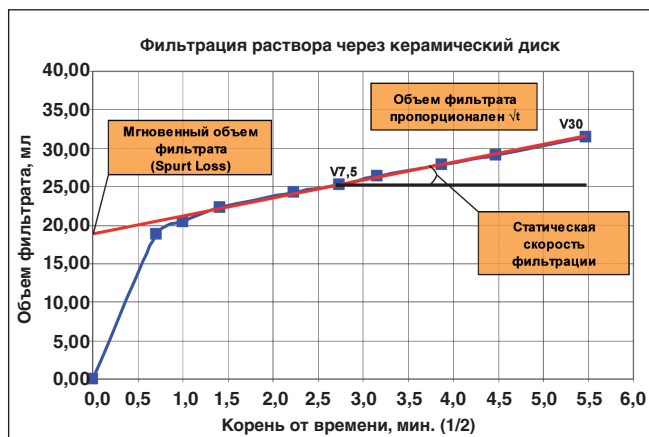


Рис.7. Объем фильтрата, получаемый во время испытания

растворах. Для этого были приготовлены смеси коьматантов в соответствии с вышеприведенными методиками определения фракционного состава.

В качестве базового раствора выбрали полимерный раствор на водной основе без содержания глины, с крахмалом в качестве понизителя фильтрации и биополимером для создания структуры. Концентрация коьматанта (смеси фракционных карбонатов кальция) в буровом растворе во всех экспериментах составляла 60 кг/м³. Фильтрационной средой выступали керамические диски со средним размером пор 10 и 20 мкм.

Приготовлены растворы. Раствор 1 – коьматант по теории идеальной упаковки, раствор 2 – по критериям Абрамса, раствор 3 – по методу наибольшего перекрываемого диапазона. Подбор коьматанта по методу Викакса не проводился, т. к. неизвестно распределение по размерам пор применяемых керамических дисков.

Результаты испытаний по определению показателей фильтрации буровых растворов на керамических дисках со средним размером пор 10 и 20 мкм представлены на рис. 8.

Из приведенных результатов испытаний видно, что наилучшими фильтрационными свойствами обладают растворы с коьматантом, фракционный состав которого определен по методу Кауффера – раствор 1.

Выводы

Используя методы определения оптимального фракционного состава коьматанта в буровом растворе, возможно добиться уменьшения загрязнения продуктивного пласта фильтратом и твердой фазой бурового раствора и снижения вероятности возникновения дифференциальных прихватов без увеличения его концентрации в растворе.

Проведенные испытания показали, что наиболее эффективным из проверенных нами методов подбора фракционного состава коьматанта в буровом растворе является теория идеальной упаковки.

Литература

1. SPE 58793 Optimizing the Selection of Bridging Particles for Reservoir Drilling Fluids M.A. Dick, T.J. Heinz and C.F. Svoboda, M-I L.L.C., and M. Aston, BP Amoco.
2. Abrams, A.: «Mud Design to Minimize Rock Impairment Due to Particle Invasion,» JPT (May 1977).
3. Kaeuffer, M.: «Determination de L'Optimum de Remplissage Granulometrique et Quelques Proprietes S'y Rattachant,» presented at Congres de l'A.F.T.P.V., Rouen, Oct 1973.
4. AADE-06-DF-HO-16 A New Methodology that Surpasses Current Bridging Theories to Efficiently Seal a Varied Pore Throat Distribution as Found in Natural Reservoir Formations – Stephen Vickers, Martin Cowie, and Tom Jones, Baker Hughes Drilling Fluids, and Allan Twynam, BP [№16].
5. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) Дж.Р.Грей Г.С.Г. Дарли / Перевод с английского Д.Е. Столярова.
6. SPE/IADC 52815 New Permeability Plugging Apparatus Procedure Addresses Safety and Technology Issues N. Davis, Consultant (formerly of Chevron Petroleum Technology Company); P. Mihalik, BP Exploration Operating Company; P. R. Lundie, P & M International; Fred Growcock, Amoco E&P Technology Group; G. Calloni, Eniricerche; and E. Davidson, Baroid Drilling Fluids.
7. ANSI/API 13I/ISO 10416 Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids, 2004.

Ключевые слова: дифференциальный прихват, коьматация, фракционный состав коьматанта, фильтрационная корка, критерии Абрамса, теория идеальной упаковки, метод Викакса

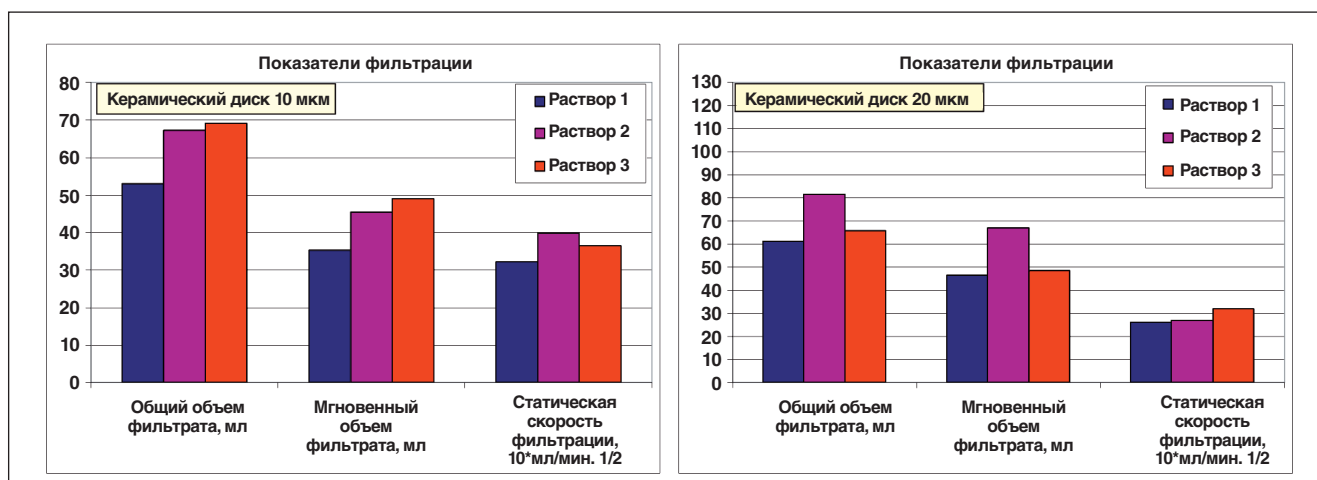


Рис. 8. Показатели фильтрации буровых растворов