

УДК 622.24

О.Ю. Шарова, ведущий инженер; **А.Ф. Галиев**, инженер; **А.В. Самсыкин**, к.т.н., ведущий инженер, e-mail: SamsykinAV@bashneft.ru; **Р.А. Мулюков**, к.т.н., главный специалист, ООО «БашНИПИнефть»; **Ф.А. Агзамов**, д.т.н., профессор, ФГБОУ ВПО УГНТУ; **А.В. Самсыкина**, инженер, ООО НПП «Буринтех»

МЕТОДИКИ ПОДБОРА КОМПЛЕКСНЫХ СУХИХ СМЕСЕЙ КОЛЬМАТАНТОВ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ЗОН ОСЛОЖНЕНИЙ

В статье рассмотрены методики обоснованного подбора фракционного состава комплексов кольматантов для ликвидации зон осложнений в составе различных буровых растворов. Приведены результаты подбора сухих смесей кольматантов для условий бурения основных поглощающих горизонтов Урало-Поволжья.

Поглощение промывочной жидкости – тяжелое осложнение, на борьбу с которым тратится много времени и различных материалов. Одним из эффективных мероприятий по профилактике и предотвращению поглощений бурового раствора является использование специальных наполнителей.

Идея применения наполнителей в качестве кольматирующих агентов для ликвидации поглощений различной интенсивности известна достаточно давно. Однако в большинстве случаев наполнители подбираются лишь с учетом либо усредненных размеров поровых отверстий поглощающего пласта, либо в зависимости от размера самых крупных пор пласта.

Последующие фактические измерения этих же поровых каналов указывают на неэффективность такого метода. Следовательно, это и ненадежный критерий для подбора кольматантов, необходимых для быстрой и эффективной закупорки поровых каналов. Данная практика подбора кольматантов способствует необоснованно повышенному расходу количества наполнителей, увеличению временных затрат на ликвидационные работы и в конечном итоге увеличивает расходы на строительство скважины.

Эффективность ликвидации поглощения в зависимости от его интенсивности определяется выбором типа кольматирующего агента и его

фракционных размеров. Кроме того, обоснованный выбор кольматантов невозможен без знания особенностей геологического строения поглощающих горизонтов – их геологических параметров и размеров поглощающих каналов.

В настоящее время известно несколько методик по подбору кольматирующих агентов.

Одна из первых разработок в этой области была предложена Абрамсом [1]. Абрамс предположил, что и размер, и концентрация закупоривающих частиц имеют значение для сведения к минимуму глубины отложения внутренней фильтрационной корки. В частности, размер закупоривающих частиц должен по крайней мере равняться или превышать одну треть средних поровых каналов поглощающей породы. Во-вторых, концентрация частиц определенного размера должна превышать как минимум на 5% по объему твердой фазы в конечной рецептуре бурового раствора, включая буровой шлам. В настоящее время эти руководящие принципы часто используются на промысле в ситуации, когда имеется мало информации о распределении пор по размеру в поглощающем пласте. В таких случаях при проектировании рецептуры растворов учитывается максимально широкий фракционный диапазон размеров частиц для обеспечения надежного закупоривания.

Следующая, экспресс-методика [2], заключается в измерении начальной фазовой проницаемости (по нефти или пресной воде) у отобранного с месторождения керна или иной пористой среды. Затем через исследуемый керн фильтруют буровой раствор, содержащий кольматанты. После этого через образец керна снова фильтруют нефть или воду и определяют изменение коэффициента проницаемости керна. Скорость фильтрации нефти, воды и бурового раствора с кольматантами в ходе экспериментов поддерживается постоянной (0,1–0,2 м³/с). Изолирующая способность кольматантов определяется по формуле:

$$W = \frac{K_0 - K_n}{K_0} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где K_0 , K_n – соответственно коэффициент проницаемости кернов по воде (нефти) до и после фильтрации бурового раствора с кольматантами.

В «БашНИПИнефть» Н.Я. Семеновым, Н.Ф. Кагармановым и В.Н. Поляковым разработана методика определения размеров каналов поглощения по результатам гидродинамических исследований поглощающего пласта при установившихся режимах бурения [3]. По этой методике применение наполнителей рекомендуется при среднем эквивалентном диаметре каналов свыше 1 мм и средней эквивалентной раскрытости трещин свыше 0,6 мм.

Размеры частиц, число фракций, концентрацию отдельных фракций и суммарную концентрацию всех фракций наполнителей выбирают в зависимости от средних эквивалентных размеров каналов поглощения по номограмме (см. рис. 1).

Следующая методика подбора кольматантов на основе перколяционной модели структуры порового пространства, определяемая совокупностью трех параметров – пористостью, распределением пор по размерам и степени взаимосвязанности пор, позволяет оценить степень кольматации породы [4].

$$K = \frac{m}{8} \cdot \int_{\infty}^{r_{кр}} C(r) \left[\left(\int_r^{\infty} C(\xi) d\xi - X_c \right)^{2v} + 2v \cdot \int_r^{\infty} C(\xi) d\xi \cdot \left(\int_r^{\infty} C(\xi) d\xi - X_c \right)^{2v-1} \right] dr \quad (2)$$

где K – проницаемость образца; $C(r)$ – функция распределения пор по размерам; v – критический индекс теории перколяции; X_c – порог перколяции (для высокопроницаемых пород $X_c = 0,25$), m – пористость, $r_{кр}$ – перколяционный радиус, определяемый из условия

$$\int_{\infty}^{r_{кр}} C(r) dr = X_c.$$

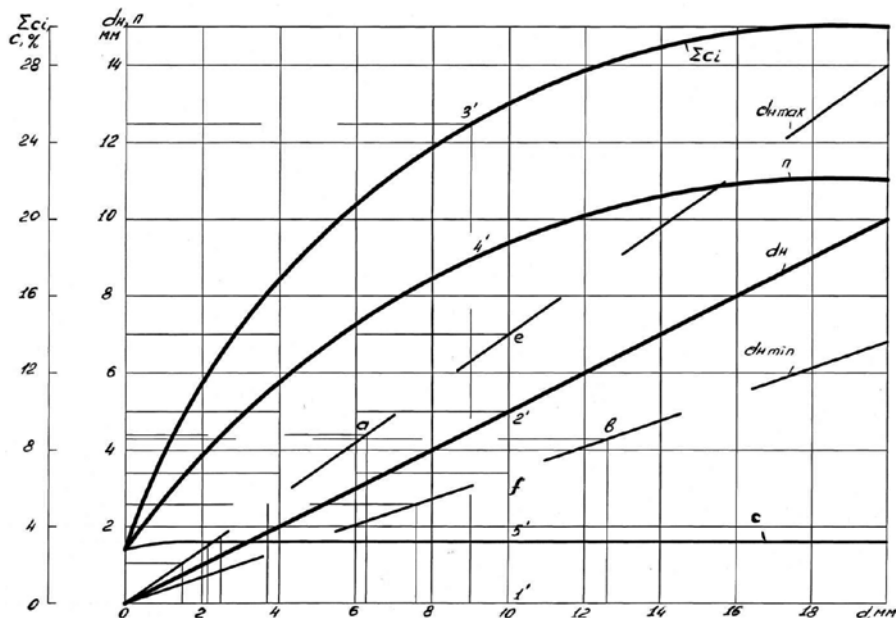


Рис. 1. Выбор размеров (средний размер наполнителя d_n (мм), максимальный размер наполнителя наиболее крупной фракции $d_{n, \max}$ (мм), минимальный размер наполнителя $d_{n, \min}$ (мм)), концентраций отдельных фракций (C) и суммарной концентрации (ΣC_i), числа фракций (n) наполнителей в зависимости от среднего эквивалентного диаметра каналов поглощающего пласта (d)

Результаты расчетов по выражению (2) показали, что значение проницаемости определяется порами радиусом 0,7–5,2 мкм. Более крупные поры в фильтрации практически не участвуют. Доля фильтрующих пор в

общем объеме порового пространства в среднем составляет 65–70%. Остальные частицы, обладающие большим размером, чем 0,7–5,2 мкм, не будут принимать участие в кольматации, а будут образовывать корку на поверх-



АРМ ГАРАНТ



Электроприводы ЭВИМТА для задвижек Ду 50 - 1200 мм

Пневмоприводы ПСДС для шаровых кранов Ду 300 - 1000 мм

Монтажные, пусконаладочные, ремонтные работы
на объектах нефтегазового комплекса

450059, г. Уфа, ул. Р. Зорге, 19/5

тел./факс: (347) 223-74-15, 223-74-17

e-mail: armgarant@ufamail.ru

www.armgarant.ru

Таблица 1. Значения проницаемости и пористости основных поглощающих горизонтов месторождений ОАО АНК «Башнефть»

Стратиграфическое подразделение	Проницаемость, мкм ² k_1-k_2	Пористость, % m_1-m_2
Четвертичные	0,065–0,234	12–18
Уфимский	0,002–0,02	3,7–10,8
Кунгурский	0,013–0,043	5,4–10
Артинский	0,03–0,3	8–30
Сакмаро-ассельский	0,007–0,2	10–24
Мячковский	0,0004–0,15	4–20
Подольский	0,0004–0,15	4–20
Каширский	0,0004–0,15	4–20
Верейский	0,0003–0,1	3–15
Башкирский	0,03–2,1	5–30
Серпуховский	0,03–2,1	5–30
Турнейский	0,006–2,2	5–22
Фаменский	0,005–0,1	4–12

ности породы, способствующую постепенному прекращению процесса коагуляции.

Теория идеальной упаковки (ИПУ), разработанная Кауффером, представляет собой относительно новый метод повышения эффективности закупоривающих свойств бурового раствора [1, 5]. Результат идеальной упаковки достигается в том случае, если совокупное распределение частиц в смеси будет прямо пропорционально квадратному корню от размера коагулянтов, т.е. графически будет представлено в виде прямой линии (идеальная смесь) [5]. Подход ИПУ применим для случаев равномерного распределения поровых каналов, но т.к. большинство коллекторов не подходят

под это описание, то для обеспечения более эффективной закупорки и, следовательно, уменьшения ухода бурового раствора в пласт требуются другие подходы.

Более эффективным по сравнению с ИПУ-методом является метод Вилера [1, 5]. Данный метод основывается частично на лабораторных исследованиях и являлся важнейшим инструментом для проектирования улучшенной рецептуры буровых растворов, когда достаточно достоверно известны размеры пор. Критерии Вилера для разработки состава закупоривающей смеси, обеспечивающей удовлетворительное устранение поглощения раствора пластом, должны соответствовать следующим стандартам:

- Д90 – самые крупные поровые связи;
- Д75 – < 2/3 самых крупных поровых связей;
- Д50 – +/- 1/3 средних поровых связей;
- Д25 – 1/7 средних поровых связей;
- Д10 – > самых мелких поровых связей.

Когда частицы выбираются для крупных, средних и нескольких более мелких пор, конечный результат – это распределение частиц по размеру, которое достаточно эффективно работает для закупоривания всех пор пласта, включая большую часть пустот в среде самой фильтрационной корки.

Сложность геологического, литолого-стратиграфического и гидрогеологического строения разрезов месторождений Башкортостана, а следовательно, и многообразие конструкций и технологий бурения скважин ОАО АНК «Башнефть» обуславливают дифференцированный подход и жесткие требования к обоснованию выбора фракционных составов коагулянтов для предупреждения и ликвидации зон поглощений.

Авторами также предложена методика подбора фракционного размера комплексных коагулянтов. Предложенная методика позволяет обоснованно подобрать фракционный размер необходимого коагулянта или его комплекс не только для ликвидации уже возникшего поглощения, но и для своевременного его предупреждения при дальнейшем бурении. Методика подбора коагулянтов основана на известных значениях проницаемости и пористости поглощающих горизонтов, для чего был проведен анализ стратиграфических подразделений месторождений и определены основные поглощающие горизонты, представленные в таблице 1.

Оценка диаметра пор поглощающих горизонтов по известным значениям проницаемости и пористости поглощающих горизонтов, разбитых на определенные группы (k_{1m1} , k_{1m2} , k_{2m1} , k_{2m2}), проводилась по формуле Козени – Кармана. Интерпретация полученных результатов позволила определить фракционный состав смесей коагулянтов для поглощающих горизонтов месторождений ОАО АНК «Башнефть» (см. рис. 2 и табл. 2).

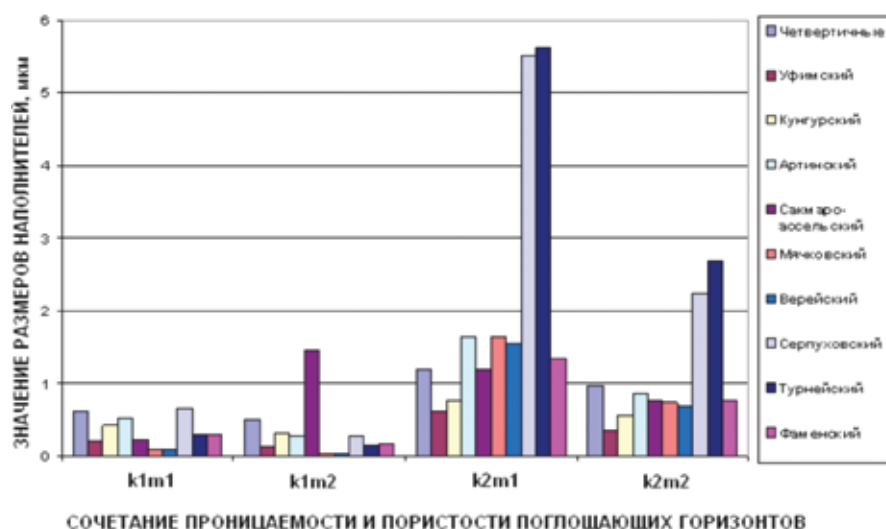


Рис. 2. Значения размеров частиц наполнителей для пор поглощающих горизонтов в зависимости от сочетания их проницаемости и пористости

Таблица 2. Рекомендации по подбору комплексных смесей коьматантов для поглощающих пластов

Стратиграфическое подразделение	Проницаемость, $\text{мкм}^2 k_1-k_2$	Пористость, % m_1-m_2	Диаметр пор для сочетаний, мкм				Диаметр частиц коьматанта для сочетаний, мкм			
			k_1m_1	k_1m_2	k_2m_1	k_2m_2	k_1m_1 (a)	k_1m_2 (b)	k_2m_1 (c)	k_2m_2 (d)
Четвертичные	0,065–0,234	12–18	4,16	3,40	7,90	6,45	0,62	0,51	1,19	0,97
Уфимский	0,002–0,02	3,7–10,8	1,32	0,77	4,16	2,43	0,20	0,12	0,62	0,36
Кунгурский	0,013–0,043	5,4–10	2,78	2,04	5,05	3,71	0,42	0,31	0,76	0,56
Артинский	0,03–0,3	8–30	3,46	1,79	11,0	5,66	0,52	0,27	1,65	0,85
Сакмаро-ассельский	0,007–0,2	10–24	1,50	9,66	8,00	5,16	0,23	1,45	1,20	0,77
Мячковский	0,0004–0,15	4–20	0,57	0,25	11,0	4,90	0,09	0,04	1,65	0,74
Подольский	0,0004–0,15	4–20	0,57	0,25	11,0	4,90	0,09	0,04	1,65	0,74
Каширский	0,0004–0,15	4–20	0,57	0,25	11,0	4,90	0,09	0,04	1,65	0,74
Верейский	0,0003–0,1	3–15	0,57	0,25	10,3	4,62	0,09	0,04	1,55	0,69
Башкирский	0,03–2,1	5–30	4,38	1,79	36,7	15,0	0,66	0,27	5,51	2,25
Серпуховский	0,03–2,1	5–30	4,38	1,79	36,7	15,0	0,66	0,27	5,51	2,25
Турнейский	0,006–2,2	5–22	1,96	0,93	37,5	17,9	0,29	0,14	5,63	2,69
Фаменский	0,005–0,1	4–12	2,00	1,15	8,94	5,16	0,30	0,17	1,34	0,77
Рекомендуемый комплекс сухой смеси коьматантов на единицу объема бурового раствора, мкм										
Четвертичные	19%(a)+15%(b)+36%(c)+30%(d)									
Уфимский	15%(a)+9%(b)+48%(c)+28%(d)									
Кунгурский	20%(a)+16%(b)+37%(c)+27%(d)									
Артинский	16%(a)+8%(b)+51%(c)+25%(d)									
Сакмаро-ассельский	6%(a)+40%(b)+33%(c)+21%(d)									
Мячковский	3%(a)+1%(b)+66%(c)+30%(d)									
Подольский	3%(a)+1%(b)+66%(c)+30%(d)									
Каширский	3%(a)+1%(b)+66%(c)+30%(d)									
Верейский	4%(a)+2%(b)+65%(c)+29%(d)									
Башкирский	8%(a)+3%(b)+63%(c)+26%(d)									
Серпуховский	8%(a)+3%(b)+63%(c)+26%(d)									
Турнейский	3%(a)+3%(b)+64%(c)+30%(d)									
Фаменский	11%(a)+7%(b)+52%(c)+30%(d)									

Прокомментируем формирование смесей коьматантов для профилактики или изоляции зон осложнений согласно полученным сочетаниям компонентов. В качестве примера выберем поглощающим кунгурский ярус. По предложенной

методике для борьбы с поглощением в этом ярусе каждая тонна бурового раствора должна содержать не менее 20% коьматанта диаметром (a) (см. табл. 2), не менее 16% коьматанта диаметром (b), не менее 37% коьматанта диаме-

тром (c) и не менее 27% коьматанта диаметром (d). Окончательный выбор концентрации смеси коьматантов будет зависеть от интенсивности поглощения, а также условий и технологии бурения скважины.

Литература:

1. Vickers S., Cowie M., Jones T., Twynam A.J. A new methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations. AADE Drilling Fluids Technical Conference, Texas, April, 2006.
2. Шарипов А.У., Антонов К.В., Лукманов Р.Р. Разработка и применение полимерных растворов при бурении и заканчивании глубоких скважин. – Уфа: Тау, 2003. – 168 с.
3. Поляков В.Н., Мавлютов М.Р., Алексеев Л.А. Технология и техника борьбы с поглощениями при строительстве скважин. – Уфа: Китап, 1998. – 192 с.
4. Алекперов В.Т., Никишин В.А. О коьматации проницаемых отложений при бурении скважин // Нефтяное хозяйство. 1972. – №6. – С. 15–21.
5. Ишбаев Г.Г., Дильмиев М.Р., Христенко А.В., Милейко А.А. Теории подбора фракционного состава коьматанта // Бурение и нефть. 2011. – №6. – С. 16–18.

Ключевые слова: коьматанты, сухая смесь, коьматация, фракционный состав, поглощение, осложнение, поглощающие горизонты.