

Андрей Валерьевич ЛИПЛЯНИН родился в 1971 г. в г. Борисов, Минская область, окончил в 1995 г. Белорусский государственный технологический университет. Начальник отдела по работе с пластом ОАО «Газпромнефть-ННГ». Автор пяти научных публикаций.

Andrey V. LIPLYALIN (b. 1971) graduated from Byelorussian State Technological University, specialized in «Automation of Industrial Processes». Works as the head of the Formation Division at ОАО «Gazpromneft –NNG». Published 5 works.

E-mail: Redikultsev.SA@yamal.gazprom-neft.ru

Александр Остапович ПАЛИЙ родился в 1939 г. в г. Керчь, окончил в 1961 г. Московский институт нефтехимической и газовой промышленности имени И.М. Губкина. Академик РАЕН, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. Имеет 57 научных публикаций.

Alexandr O. PALIY (b. 1939) graduated from Moscow Institute of Petrochemical and Gas Industry, member of Russian Academy of natural Sciences, prof. of the Dept. of Oilfield Development and Operation of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, published 57 works.

E-mail: Paliya39@mail.ru

УДК 622.24

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИИ ЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

В.Н. ХЛЕБНИКОВ, П.М. ЗОБОВ, Ю.Ф. ГУЩИНА, В.А. ВИНОКУРОВ
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ООО «ЮРД-центр»)

Показано, что использование пластификатора D065 и стабилизированного коллоидного реагента может способствовать улучшению качества крепления и повышению успешности капитального ремонта скважин. Выдвинуто предположение, что причина недостаточно высокого качества крепления верхнего интервала скважин на ряде газовых месторождений Крайнего Севера заключается в высоком водоцементном отношении, применяемом в облегченных цементных растворах.

Ключевые слова: цементный раствор, газовая скважина, реология, ремонт скважин.

Проблема качественного крепления скважин в условиях месторождений Крайнего Севера до сих пор не решена. Наличие в геологическом разрезе значительных толщин многолетних мерзлотных и глинистых пород – все это создает условия для некачественного цементирования скважин и является главной причиной заколонных перетоков и газопроявлений в межколонном пространстве. Низкое качество крепления приводит к потере запасов нефти и газа, большим затратам на капитальный ремонт скважин [1].

Качество строительства скважин складывается из многих параметров, среди которых необходимо указать качество проходки (наличие желобов, уширений и т.п. в пробуренном стволе), степень замещения бурового раствора на цементный раствор, стабильность цементного раствора, прочностные и адгезионные характеристики цементного камня.

В большей части исследовательских работ основное внимание обращают на технологические и прочностные характеристики цементного раствора и камня, исследование адгезионных и реологических характеристик цементных растворов проводится значительно реже. Хорошее замещение бурового раствора цементным является одним из важнейших факторов предотвращения заколонных перетоков [2]. Степень заполнения цементным раствором (и в дальнейшем камнем) заколонного пространства в значительной степени определяется реологическими свойствами цементного раствора.

Цель настоящей работы заключалась в исследовании реологии цементных растворов при различных условиях течения.

МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТА

Для исследования реологии цементных растворов использовали ротационный вискозиметр «HAAKE RheoStress 600» с измерительной системой FL22 (пропеллерного типа). Цементные растворы готовили вручную, перемешивание продолжали 10 мин, после чего цементный раствор помещали в измерительную ячейку ротационного вискозиметра. Измерение вязкости цементного раствора проводили при 22 °С (точность поддержания температуры не менее 0,05 °С). Время эксперимента отсчитывали с момента затворения цементного раствора.

Измерение вязкости проводили при двух режимах. Первоначально при скорости сдвига в 30 с⁻¹ в течение 180 мин и, затем, при скорости сдвига 3 или 0,3 с⁻¹ в течение не менее 120 мин. Первый режим измерения моделировал

Таблица 1

Состав цементных растворов и условия измерения вязкости

Но- мер п/п	Водоце- ментное отноше- ние (ВЦО)	Добавки, % от веса цемента		Концен- трация NaCl в жидкости затворения	Растекае- мость по конусу АзНИИ, см	Плот- ность, кг/м ³	Скорость сдвига при измерении вязкости, 1/с	
		D065	СКР				Первый режим	Второй режим
1	0,50*	0	0	0	21,5	1830	30	3
2	0,50*	0	0	7,5	22	1840	30	3
3	0,50*	0,20	0	7,5	18		30	3
4	0,50*	0,50	0	7,5	15,5		30	3
5	0,50*	1,0	0	7,5	21		30	0,3
6	0,50*	0,50	0,50	7,5	22		30	3
7	0,50*	0,50	1,0	7,5	21		30	3
8	0,80**	0	0	10	24	1400	30	3
9	0,80**	0	0,20	10	22		30	3
10	0,80**	0	0,50	10	23,5		30	3
*Растворы из ПЦТ I-G-CC1. **Растворы из ЦТОС-4.								

процессы движения цементного раствора в стволе скважины, второй режим измерения позволял оценить поведение цементного раствора на начальных стадиях отверждения.

В работе использовали тампонажный цемент ПЦТ I-G-CC1 производства ЗАО «Суходолжскцемент» и облегченную цементную смесь ЦТОС-4 производства ЗАО «Гранула». Состав исследованных цементных составов приведен в табл. 1.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

В работе исследовали влияние пластификатора марки D065 и стабилизированного коллоидного реагента (СКР) на реологические параметры цементных растворов. Реагент D065 рекомендуется фирмой «Шлюмберже» для улучшения растекаемости и прокачиваемости тампонажных составов. Ранее проведенное лабораторное исследование и промысловый эксперимент по креплению технических колонн трех скважин Заполярного месторождения показали, что СКР улучшает качество крепления скважин и адгезию цементного камня с металлом труб. В основном эффект от добавки СКР наблюдали в нижнем интервале разреза, где был использован цементный раствор нормальной плотности. В верхнем интервале разреза эффект от добавки СКР наблюдался в меньшей степени, в основном в области газалинской пачки (песчаник) и интервалах с нормальным качеством проходки ствола.

Первоначально была исследована зависимость вязкости цементных растворов нормальной плотности, затворенных на пресной воде и 7,5 % растворе хлорида натрия (рассоле). На зависимости вязкости цементных растворов от времени реакции наблюдается 4-5 максимумов (рис. 1), т.е. за 3 ч в результате протекания реакции гидратации цемента происходят последовательное образование и разрушение 4-5 различных структур в цементном растворе. Ускоритель схватывания – хлорид натрия мало влияет на число и форму максимумов на кривой зависимости вязкости от времени реакции гидратации, а только замедляет образование первичных (по-видимому, коагуляционных) структур в цементном растворе.

Снижение скорости сдвига сопровождается быстрым ростом вязкости цементного раствора. Наличие «плато» при времени реакции более 210 мин связано с тем, что основная масса цементного раствора потеряла текучесть за исключением зоны, в которой происходит вращение измерительного элемента. В отличие от более ранних участков реологической кривой данный участок воспроизводится плохо, поэтому в анализе результатов уровень вязкости на «плато» не использовали.

Влияние пластификатора D065 на реологию цементного раствора нормальной плотности. Данные, представленные на рис. 2, показывают, что пластификатор при содержании 0,2 % значительно уменьшает структурообразование в цементном растворе, а при содержании 0,5 % полностью подавляет данный процесс в течение не менее 3 ч. Полученные данные показывают, что при 0,5 % содержании D065 пластифицированный цементный раствор может длительное время течь практически без изменения реологических характеристик. Таким образом, реагент D065 позволяет получать однородный тампо-

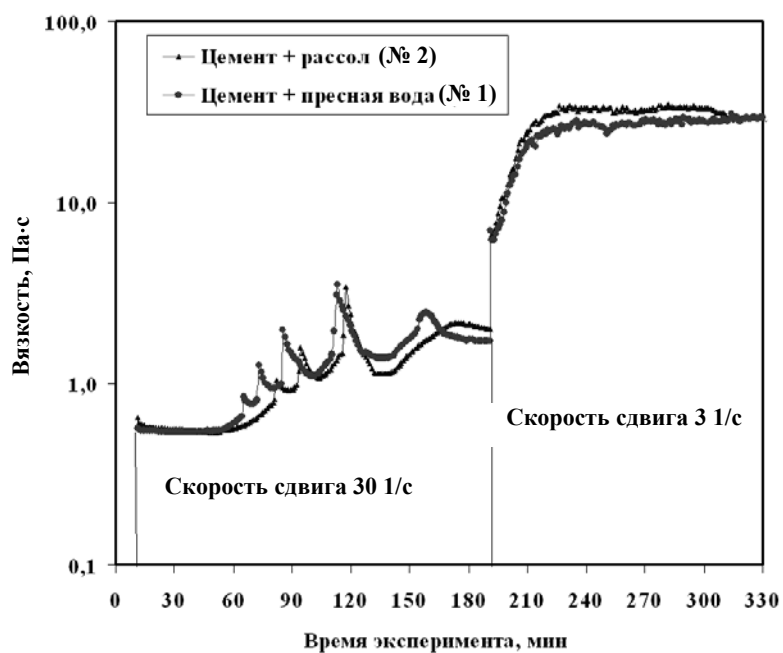


Рис. 1. Зависимости вязкости цементных растворов (нормальной плотности) на пресной воде и 7,5 % растворе хлорида натрия от времени выдержки

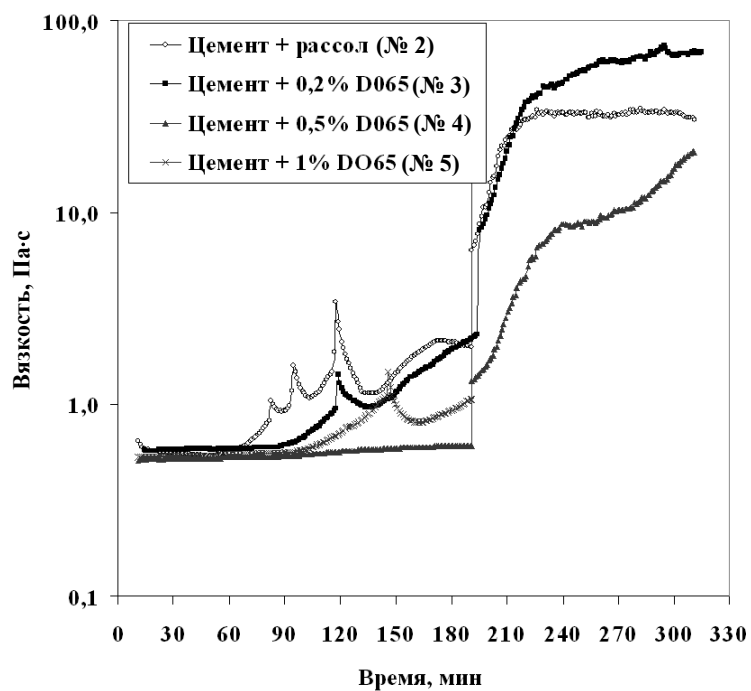


Рис. 2. Влияние пластификатора на реологию цементных растворов нормальной плотности

нажный состав с неизменными в течение длительного времени реологическими характеристиками.

При 1,0 % содержании пластификатора реологические характеристики раствора ухудшаются – уменьшается период независимости вязкости от времени и возникает пик на зависимости вязкости от времени, что указывает на образование коагуляционной структуры. По-видимому, при высокой концентрации D065 ухудшается седиментационная устойчивость цементного раствора.

Влияние стабилизированного коллоидного реагента на реологию цементного раствора нормальной плотности. Ранее проведенное лабораторное исследование и промышленное испытание при креплении технических колонн на трех скважинах Заполярного газоконденсатного месторождения показали, что СКР улучшает качество крепления скважин и повышает адгезию цементного камня с металлом труб.

СКР обладает свойством уменьшать растекаемость цементного раствора. Так, при содержании СКР в количестве 0,5–1,0 % от веса цемента растекаемость цементного раствора при ВЦО = 0,50 составляет 8–12 см. Поэтому в исследовании использовали цементные растворы, содержащие кроме СКР и пластификатор D065.

Данные, представленные на рис. 3 показывают, что СКР увеличивает вязкость пластифицированного цементного раствора нормальной плотности. При этом рост вязкости цементного раствора относительно невелик при большой скорости сдвига, причем достаточно длительное время (90–120 мин) вязкость цементного раствора мало зависит от времени. Данного периода времени вполне достаточно для завершения процесса цементирования. Повышенная вязкость цементного раствора позволит более полно вытеснить буровой раствор из заколонного пространства, что является одним из условий качественного крепления скважин.

При малой скорости сдвига раствор в присутствии СКР значительно быстрее набирает вязкость (увеличиваются тиксотропные свойства раствора), т.е. способность пластифицированного цементного раствора противостоять прорыву флюидов также будет усилена.

Проведенное исследование показывает, что добавка СКР позволяет повышать вязкость и тиксотропные свойства раствора, что может оказаться полезным для повышения качества крепления скважин, а также при капитальном ремонте скважин.

Исследование реологии облепченных цементных растворов. Для крепления верхних интервалов газовых скважин в районах Крайнего Севера используются облепченные цементные растворы [1]. Применение облепченных цементных растворов связано с необходимостью уменьшить репрессию на малопрочные породы разреза. Для уменьшения плотности цементных растворов используют добавки алюмосиликатных микросфер и высокое водоцементное отношение [1, 3]. Отмечается [1, 4–7], что существуют значительные проблемы с качеством крепления именно верхних интервалов разреза, т.е. тех интервалов разреза, в которых используют (по технологии ООО «ТюменНИПИгипрогаз») облепченный цементный раствор на основе цементных смесей типов ЦТОС и ЦТРОС.

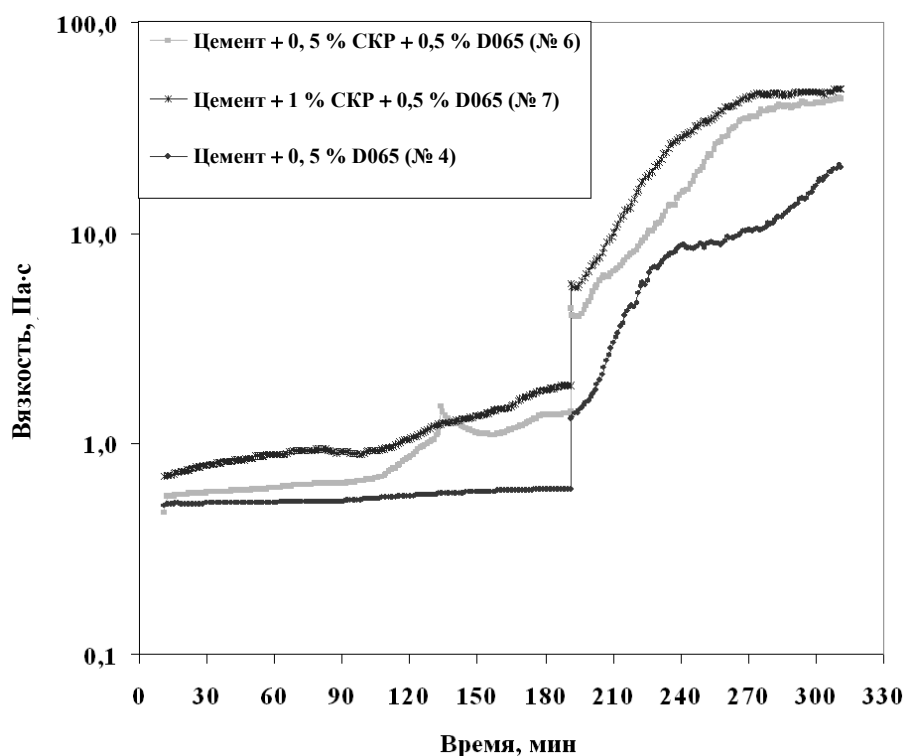


Рис. 3. Влияние СКР на реологию пластифицированных цементных растворов нормальной плотности

На рис. 4 представлены результаты исследования влияния времени и условий течения на вязкость облегченных цементных растворов на основе ЦТОС-4 и цементного раствора нормальной плотности (для сравнения). Видно, что цементные растворы при высоком ВЦО обладают значительно меньшей вязкостью при большой и, особенно, малой скорости сдвига.

СКР не оказывает влияния на реологию облегченных цементных растворов. Возможно, именно с этим связан малый эффект от добавки СКР на качество крепления скважин верхнего интервала разреза, что было обнаружено при опытных работах.

В работах [4–7] основной причиной низкого качества крепления верхних интервалов разреза видят в применении в составе цементных растворов алюмосиликатных микросфер. При этом надежного обоснования не приводится [3]. Цементный камень не является сбалансированным материалом, так как содержит значительное количество несвязанного гидроксида кальция (щелочи). Введение в состав цементного или бетонного раствора мелкого песка, микрокремнезема или алюмосиликатных микросфер, состоящих в основном из оксидов кремния и алюминия, позволяет получать более прочный и стабильный камень за счет реакций минералообразования со свободным гидроксидом кальция [8]. Микросферы также снижают теплопроводность цементного камня, что важно в интервалах многолетних мерзлотных пород.

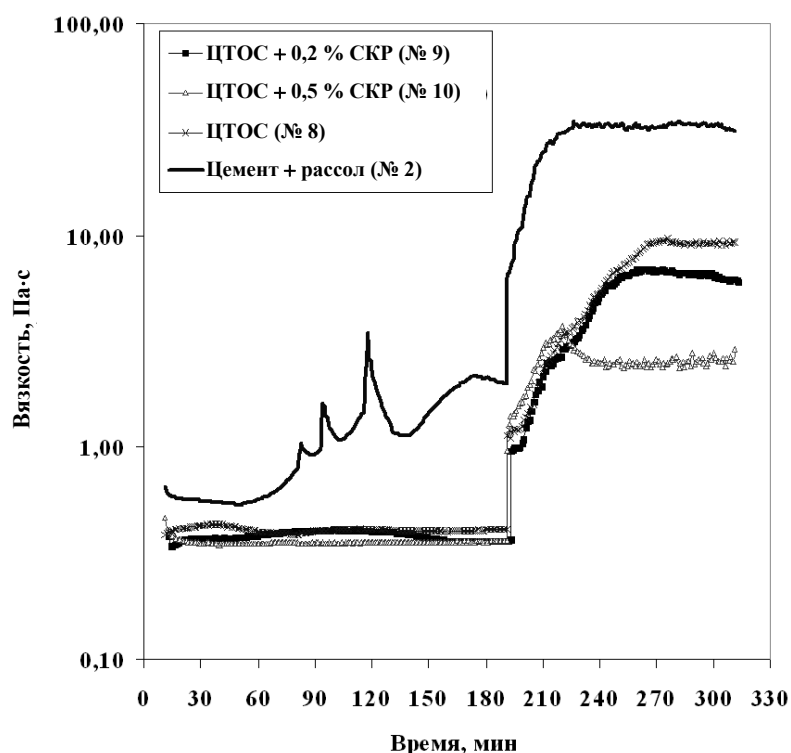


Рис. 4. Зависимости вязкости от времени и условий течения для облегченных цементных растворов и цементного раствора нормальной плотности

Полученные в работе результаты позволяют выдвинуть другое объяснение недостаточно высокого качества крепления верхних интервалов разреза. Причина этого заключается в применении высоких ВЦО в облегченных цементных растворах. Высокие ВЦО снижают реологические характеристики раствора, что не позволяет ему полностью замещать буровой раствор, уменьшают седиментационную устойчивость растворов и способствуют контракции цементного камня при твердении.

ВЫВОДЫ

Пластификатор D065 позволяет получать цементные растворы с неизменными реологическими свойствами в течение периода времени, достаточного для завершения операций крепления скважин. Оптимальное содержание реагента составляет около 0,5 % от веса цемента для цементных растворов нормальной плотности.

Стабилизированный коллоидный реагент увеличивает вязкость и тиксотропные характеристики пластифицированных цементных растворов, что может способствовать улучшению качества крепления и повышению успешности капитального ремонта скважин.

Сравнение реологии облегченного цементного раствора из ЦТОС-4 и цементного раствора нормальной плотности позволило предположить, что причина недостаточно высокого качества крепления верхнего интервала скважин на ряде газовых месторождений Крайнего Севера заключается в высоком водоцементном отношении, применяемом в облегченных цементных растворах.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Райкевич С.И.* Обеспечение надежности и высокой продуктивности газовых скважин. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 247 с.
2. *Шарафудинов З.З., Ипполитов В.В.* Прорыв пластовых флюидов через зацементированное пространство скважин и основные пути его предотвращения. Ч. 2. – НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – 2008. – № 7. – С. 42–48.
3. *Штоль В.Ф., Белей И.И., Щербич Н.Е.* Результаты применения различных технологий цементирования обсадных колонн в газовых скважинах. – Нефть, Газ и Бизнес. – 2008. – № 5–6. – С. 98–103.
4. *Григулецкий В.Г., Петреску В.И.* Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых скважин песчовой площади Уренгойского месторождения. Ч. 1. – НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 1. – С. 40–50.
5. *Григулецкий В.Г., Петреску В.И.* Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых скважин песчовой площади Уренгойского месторождения. Ч. 2. – НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 2. – С. 43–49.
6. *Григулецкий В.Г.* Повышение качества крепления газовых сеноманских скважин харвунтинской площади Ямбургского месторождения. – Нефть, Газ и Бизнес. – 2008. – № 12. – С. 55–65.
7. *Григулецкий В.Г.* Повышение качества крепления газовых сеноманских скважин харвунтинской площади Ямбургского месторождения. – Нефть, Газ и Бизнес. – 2009. – № 1. – С. 49–64.
8. *Батраков В.Г.* Модифицированные бетоны. Теория и практика. – М., 1998. – 768 с.

Вадим Николаевич ХЛЕБНИКОВ родился в 1957 г., окончил в 1979 г. Башкирский государственный университет. Доктор технических наук, профессор кафедры физической и коллоидной химии РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, заведующий лабораторией нефтедобычи ООО «ЮРД-центр». Автор более 160 научных трудов, в том числе одной монографии и 25 патентов.

Vadim N. KHLEBNIKOV (b. 1957) doctor of Technical Sciences, professor of physical and colloidal chemistry chair of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, head of petroleum production laboratory «YRD-Center» (Moscow). He is the author of more than 160 scientific works, including 1 monograph and 25 patents.

E-mail: Khlebnikov@yrd.ru

Павел Михайлович ЗОБОВ родился в 1956 г., окончил в 1979 г. Уфимский нефтяной институт. Кандидат технических наук, заместитель заведующего лабораторией ООО «ЮРД-Центр». Автор 50 публикаций, в том числе шести патентов.

Pavel M. ZOBOV (b. 1956) in 1979 he graduated from the Ufa oil institute, deputy head of the laboratory of the «YRD-Center», the author of 50 publications including 6 patents.

Олия Федоровна ГУЩИНА родилась в 1985 г., окончила Астраханский государственный технический университет. С 2008 г. аспирантка РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. Научный сотрудник Объединенного центра исследования и разработок. Соавтор пяти публикаций.

Yuliya F. GUSCHINA (b. 1985) in 2008 she graduated from Gubkin Russian State University of Oil and Gas. The scientific associate of the laboratory of oil recovery of «Incorporated center of research and development» Ltd., the co-author of 5 scientific publications.

Владимир Арнольдович ВИНОКУРОВ родился в 1950 г., окончил в 1972 г. Московский институт нефтехимической и газовой промышленности имени И.М. Губкина. Доктор химических наук, профессор, заведующий кафедрой физической и коллоидной химии РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. Автор 250 научных работ.

Vladimir A. VINOKUROV (b. 1950) in 1972 graduated from Gubkin Moscow Institute of Oil and Gas Industry (now Gubkin Russian State University of Oil and Gas). Doctor of Chemistry, professor, Head of Physical and Colloidal Chemistry Chair of Gubkin Russian State University of Oil and Gas. Author of 250 publications.

E-mail: vinok_ac@mail.ru

УДК 532.546

К ОПРЕДЕЛЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ДЛЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ТЕЧЕНИЙ В МОДЕЛЬНЫХ ПОРИСТЫХ СРЕДАХ

Н.М. ДМИТРИЕВ, А.А. МУРАДОВ
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Рассмотрены различные варианты представления фильтрационного числа Рейнольдса и коэффициента гидравлического сопротивления для пористых сред, проявляющих изотропные и анизотропные фильтрационные свойства. Вывод формул и анализ вариантов проведены на примере модельных пористых сред с периодической микроструктурой, образованной системами капилляров и упаковками шаров с постоянным диаметром (идеальные и фиктивные пористые среды соответственно). Идеальные пористые среды смоделированы капиллярными каналами с различными поперечными сечениями (круг, треугольник, эллипс, прямоугольник). Показано, что при корректном определении фильтрационного числа Рейнольдса, формулы для коэффициента гидравлического сопротивления для фильтрационных течений в капиллярных моделях совпадают с формулами, используемыми в трубопроводной гидравлике. Полученные формулы в совокупности с учетом микроструктуры, предложенным в [1, 2], позволяют объяснить большой разброс численных значений числа Рейнольдса при обработке экспериментальных данных.

Ключевые слова: число Рейнольдса, коэффициент гидравлического сопротивления, идеальный грунт, фиктивный грунт, пористость, просветность, проницаемость.

1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И СООТНОШЕНИЯ

Многочисленными экспериментальными данными установлено, что основное уравнение теории фильтрации – закон Дарси имеет верхнюю границу