

ИННОВАЦИИ
отрасли

ОНЭЦР-2

НЕФТЕЭМУЛЬСИОННЫЙ ЦЕМЕНТНЫЙ РАСТВОР

ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН
ГЛУБОКИХ И СВЕРХГЛУБОКИХ СКВАЖИН, ПРОБУРЕННЫХ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЭМУЛЬСИЙ.



Лубан Ю.В. к.т.н.,
Лубан С.В. к.т.н., Жолоб Н.Р.
ООО «Геосинтез Инжиниринг»

Забияка В.И.
ООО «Техкор»

Гафич И.П. к.г.-м.н, Саченко Г.М.
ДТЭК Нефтегаз

УДК 622.245.422

Проблема

Увеличение глубин поискового бурения и необходимость освоения потенциала трудноизвлекаемых запасов действующих месторождений требуют внедрения новых технологических подходов к проблеме вскрытия, крепления и эксплуатации коллекторов с низкими емкостно-фильтрационными свойствами, залегающими в условиях высоких температур и резких колебаний пластовых давлений – от аномально низких до аномально высоких. Среди прочего, это применение буровых растворов на углеводородной основе, обеспечивающих максимальное сохранение природного состояния горных пород вследствие отсутствия негативного воздействия водной среды. В частности опыт многолетнего использования системы инвертного эмульсионного раствора (ИЭР) Witer II на объектах глубокого бурения ДДв подтверждает его положительное влияние на устойчивость горных пород и высокую эффективность при вскрытии продуктивных пластов даже в зонах с несовместимыми горно-геологическими условиями, при репрессиях, которые могут достигать 40 – 50 МПа и выше.

Однако задача качественной изоляции продуктивных интервалов, вскрытых буровыми растворами на углеводородной основе, и сохранения их природных коллекторских характеристик на этапе крепления требует более совершенных и эффективных решений. Существующая технология цементирования обсадных колонн, основанная на использовании традиционных водо-цементных суспензий, не позволяет



избежать контакта углеводородного фильтрата бурового раствора с вредным водным фильтратом в прискважинной зоне пласта, в результате которого эффект от применения буровых растворов на углеводородной основе может быть существенно снижен или даже полностью утрачен. Такое негативное влияние водного фильтрата цементного раствора в наибольшей степени проявляется при креплении уплотненных, вторичных и порово-трещинных коллекторов.

Таким образом качественное вскрытие продуктивных горизонтов возможно только при условии создания технологического комплекса, охватывающего процессы как бурения, так и крепления продуктивных пластов с использованием единой углеводородной основы для систем буровых и цементных растворов.



Постановка задачи

Идея разработки системы цементного раствора, который представляет собой эмульсию второго рода, твердение которой происходит без обращения фаз, впервые была сформирована в МИНХ и ГП им. И.М. Губкина в 70-х годах прошлого столетия. Ее практическим воплощением стала рецептура обращенного нефтеэмульсионного цементного раствора (ОНЭЦР), полученная Лубаном В.З. и Оголихиным Э.О. под руководством проф. Мухина Л.К. [1].

ОНЭЦР прошел успешные испытания в сложных гео-

логических условиях Украины и Северного Кавказа, в том числе и в зонах АВПД [2]. Однако за период с конца 80-х и до начала 2000-х, когда использование буровых растворов на углеводородной основе почти полностью прекратилось, эти технологии были утрачены.

Задача состояла в том, чтобы разработать рецептуру цементного раствора, внешней средой которого на всех этапах цементирования оставалась углеводородная жидкость.

Технология приготовления и применения ОНЭЦР должна

обеспечивать агрегативную устойчивость системы на основе эмульгирования водной суспензии минерального вяжущего в углеводородной среде в присутствии ПАВ-эмульгаторов и получение тампонажного раствора с реологическими и фильтрационными свойствами, подобными буровым растворам на углеводородной основе.

Необходимо также было добиться от ОНЭЦР высокой адгезии и прочности сцепления с металлом и породой, в том числе при смачивании их поверхности углеводородной жидкостью.

Современное состояние вопроса

Сегодня, в связи с возобновлением интереса к буровым промывочным жидкостям на углеводородной основе, вновь остро встает проблема обеспечения надежного крепления продуктивных интервалов обсадными колоннами с максимальным сохранением природных свойств пласта. В Украине получили распространение два противоположных подхода к ее решению.

Первый, который предлагается большинством специализированных сервисных компаний, заключается в применении цементного раствора на водной основе совместно с несколькими специальными буферными жидкостями, которые последовательно закачиваются в скважину. Назначение таких буферных жидкостей – замещение углеводородного

бурового раствора и отмывание кольцевого пространства за обсадной колонной от его остатков.

Другой подход – это полный отказ от цементирования продуктивных интервалов, вскрытых растворами на углеводородной основе, и их перекрытие фильтрами (или хвостовиками обсадных колонн с последующей перфорацией), оборудованными комплектом водо- и нефтенабухающих пакеров для изоляции кольцевого пространства, отделения водоносных горизонтов или разобщения объектов эксплуатации.

Первый подход имеет существенные ограничения, в первую очередь, в условиях крепления низкопроницаемых коллекторов и продуктивных горизонтов с АВПД. Среди про-

чего это возможность выпадения твердой фазы буровых и цементных растворов при их контакте с буферными жидкостями и образование пробок; низкое качество вытеснения углеводородов из кольцевого пространства скважины, особенно в условиях наличия каверн; возможное снижение гидростатического давления при прокачке большого объема буферных жидкостей и т.д.

Но основная проблема заключается в самом тампонажном растворе на водной основе. Его водный фильтрат при смешивании с углеводородным фильтратом бурового раствора будет образовывать в уплотненном поровом пространстве пластов-коллекторов очень вязкие эмульсии, которые способны существенно уменьшить их проницае-



Рисунок 1

Образование сверхвязких эмульсий при поступлении пластовой воды в скважину, заполненную раствором на углеводородной основе

мость (рис. 1).

Применение набухающих пакерных систем для перекрытия и изоляции продуктивных интервалов, вскрытых углеводородными буровыми растворами, позволяет полностью избежать проблем, связанных с негативным влиянием цементных растворов на водной основе. Внедрение данной технологии на месторождениях ДТЭК Нефтегаз позволило увеличить производительность скважин и получить существенный прирост запасов.

К сожалению, технология крепления скважин пакерными системами без цементирования также имеет свои границы применения. В первую очередь

речь идет о ситуации, сложившейся на многих украинских месторождениях, когда для достижения глубоких перспективных горизонтов с АВПД необходимо пробурить основные эксплуатационные объекты с пластовыми давлениями ниже гидростатических. При этом технология вскрытия и крепления пластов с АНПД должна обеспечивать сохранение их коллекторских свойств в условиях сверхвысоких репрессий и возможность дальнейшей коммерческой эксплуатации.

Также применение пакерных систем рискованно и малоэффективно при разобщении продуктивных и водоносных пластов в условиях ГВК\ВНК.

Разработка рецептуры тампонажного раствора на углеводородной основе

Задача решалась в рамках создания комплексной технологии освоения трудноизвлекаемых запасов уплотненных пород объектов деятельности ДТЭК Нефтегаз. В ее решении, на основе Программы долгосрочного сотрудничества, принимали участие ученые и специалисты ООО «Геосинтез Инжиниринг», ООО «Техкор» и ДТЭК Нефтегаз.

Более двух лет назад были начаты исследования по разработке новой системы обрабатываемого нефтеэмульсионного цементного раствора. В качестве основного вяжущего вещества ОНЭЦР используется активированная шлако-песчаная смесь. Для утяжеле-

ния – барит или гематит. Дисперсионной средой является эмульсия на основе дизельного топлива, содержащая комплекс ПАВ – эмульгаторов и гидрофобизаторов твердой фазы. В зависимости от термобарических условий в интервале цементирования водная фаза эмульсии может содержать реагенты-электролиты (соли, кислоты или щелочи). Для регулирования фильтрационных потерь и скорости гидратации вяжущего вещества применяются вещества, которые увеличивают вязкость дисперсионной углеводородной среды, в частности окисленный битум. Учитывая первый опыт приго-

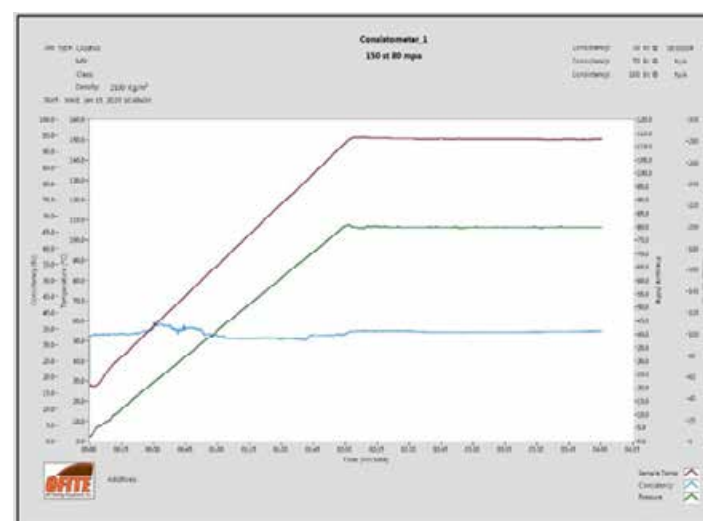


Рисунок 2: Результаты консистометрии ОНЭЦР-2 при температуре до 150°C

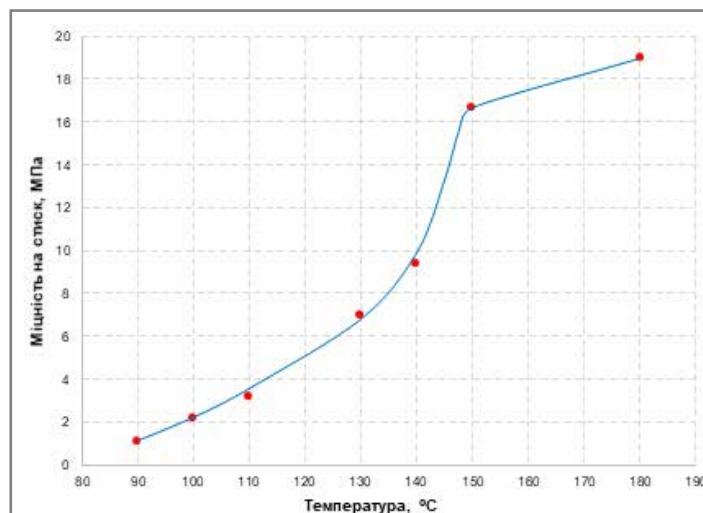
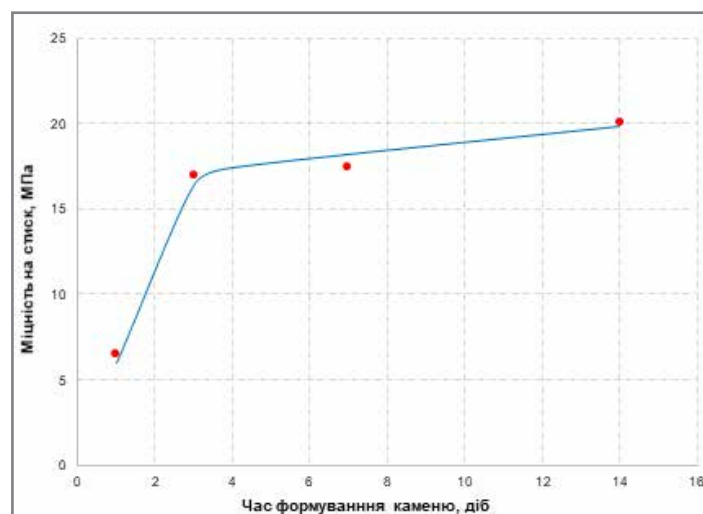


Рисунок 3: Зависимость прочности камня из ОНЭЦР-2 от времени и температуры формирования:
а – температура формирования камня 150°C, давление – 2 МПа;
б – время формирования камня 3 суток, давление – 2 МПа

система была названа ОНЭЦР-2.

Плотность ОНЭЦР-2, его консистенция, фильтрация, показатели электрической и седиментационной стабильности, начало и конец схватывания могут корректироваться в широких пределах в течение времени приготовления.

Технологические свойства ОНЭЦР-2 существенно зависят от многих факторов. Так даже незначительное изменение концентрации твердых компонентов системы, их состава или соотношения приводит к необходимости корректировки активности вяжущего вещества, изменения типа и количества ПАВ, концентрации электролитов и т.д. То есть состав и свойства системы направленно изменяются в зависимости от ее плотности, допустимых сроков схватывания и температуры на забое скважины.

Для ОНЭЦР-2 характерна более высокая начальная величина консистенции, чем это свойственно цементным растворам на водной основе. Однако вследствие замедленного характера гидратации вяжущего вещества такие значения полностью безопасны для технологического процесса, поскольку их величина остается неизменной в течение всего периода цементирования. В этом случае величина консистенции выступает косвенной реологической характеристикой тампонажной системы, а отсутствие ее роста показывает, что интенсивность процесса загустевания соответствует термобарическим условиям скважины и расчетному времени процесса цементирования (рис. 2).

Характерным признаком системы ОНЭЦР-2 является сохранение, и даже некоторое увеличение, величины показателя электрической стабильности, которая определяется после проведения испытаний на термобарическом консистометре. Данный факт является подтверждением отсутствия признаков разрушения эмульсии или обращения ее фаз в условиях температурного воздействия на всех этапах процесса загустевания и образования камня. Следовательно, непосредственный контакт водной фазы тампонажной системы с горными породами и углеводородным буровым раствором полностью исключается.

В начале процесса формирования камня из ОНЭЦР-2 его прочность уступает прочности камня из цементов на водной основе. Однако в течение нескольких суток эти показатели выравниваются, а со временем прочность камня из ОНЭЦР-2 может даже превышать прочность камня из водных цементов. Процесс набора прочности в условиях температурного воздействия длится долго, наблюдениями не установлено прекращение ее роста в течение 14 суток, хотя в первые 3 суток интенсивность роста прочности является наибольшей. Следует также отметить, что на прочность камня из ОНЭЦР-2 большое влияние оказывают условия его формирования именно на этом, начальном этапе набора прочности. В случае разрушения по каким-либо причинам первичной кристаллизационной структуры камня, его прочность существенно уменьшается.

Соответственно контрольное определение прочности камня необходимо проводить не ранее, чем через 3 суток его автоклавного формирования, что соответствует минимальной продолжительности периода ОЗЦ на скважинах (рис. 3).

Газопроницаемость камня из ОНЭЦР-2 находится на уровне 0,03 – 0,06 мД и уменьшается с увеличением давления, при котором камень был сформирован. Прочность контакта его сцепление со сталью, в том числе и в случае ее смазывания углеводородной жидкостью, высока и превышает прочность самого камня. Прочность сцепления возрастает во времени и при увеличении температуры.

Устойчивость к коррозионному воздействию – высокая, даже после 5 суток пребывания в среде соляной кислоты с концентрацией 15% камень из ОНЭЦР-2 сохраняет почти половину своей исходной прочности. Для сравнения – камень аналогичного состава, образованный из цементного раствора на водной основе, в таких условиях растрескива-

ется и полностью теряет показатели прочности.

Взаимодействие тампонажных растворов с пористой средой пластов-коллекторов моделировалось путем их фильтрования через керамические диски с размерами отверстий 50 мкм при температуре 130°C и перепаде давления 3,5 МПа. Сравнивались фильтрационные свойства ОНЭЦР-2 и утяжеленного тампонажного раствора на водной основе, который используется для цементирования скважин в зонах АВПД (плотность – 2100 кг/м³, в/ц – 0,38, водоотделение – 0, растекаемость – 25 см, термостойкость – 150°C). Перед проведением измерений керамические диски насыщались керосином. Техногенное загрязнение поровой среды имитировалось путем предварительного фильтрования через керамический диск бурового раствора на углеводородной основе – IEP Witer II.

По результатам исследований, приведенным в таблице 1, установлено, что величины показателей фильтрации ОНЭЦР-2 и бурового раствора

Witer II близки по своим значениям. Фильтрат ОНЭЦР-2 представляет собой однородную углеводородную жидкость. При этом смешивание фильтратов не приводит к образованию сгустков или осадка, которые могут негативно повлиять на коллектор (рис. 4, опыты 1 и 2).

Иная ситуация возникает при фильтровании водного цементного раствора. Даже при условии применения реагентов-ограничителей фильтрации, ее величина более чем в три раза превышает фильтрацию ОНЭЦР-2. Фильтрат представлен водной средой цементного раствора. Как и ожидалось, смешивание углеводородного и водного фильтратов приводит к образованию устойчивой и очень вязкой эмульсии, которая характеризуется высокой адгезией к стеклу лабораторного цилиндра. Это косвенно указывает на высокую прочность контакта эмульсии с горными породами, создание условий для блокировки порового пространства и уменьшения проницаемости коллекторов (рис. 4, опыты 3 и 4).

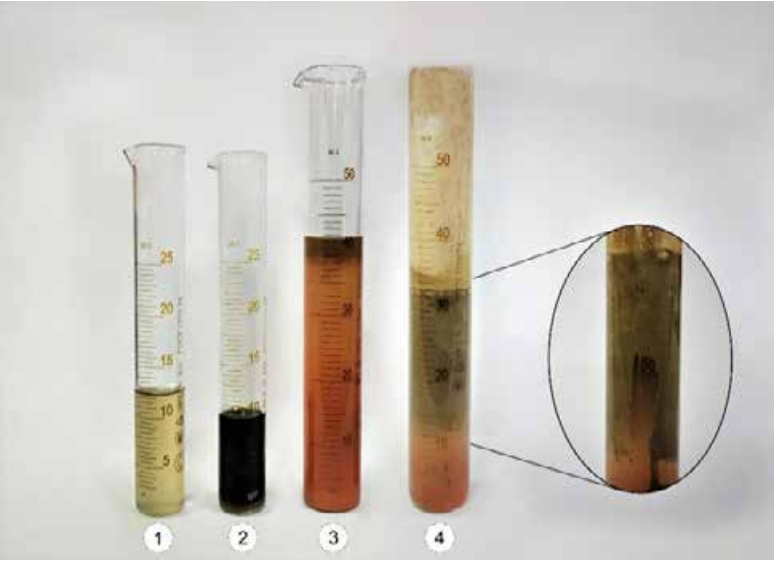


Рисунок 4

Фильтраты тампонажных растворов на углеводородной (ОНЭЦР-2) и водной основе после фильтрования через керамические диски, насыщенные керосином и углеводородным фильтратом бурового раствора Witer II: 1 – фильтрат ОНЭЦР-2; 2 – смесь фильтратов ОНЭЦР-2 и Witer II, 3 – фильтрат водного цементного раствора, 4 – смесь фильтратов водного цементного раствора и Witer II

Таблица 1: Фильтрация технологических жидкостей на углеводородной и водной основе через керамические диски, насыщенные керосином

№ опыта	Фильтрация Witer II, см ³ /30 мин.	Фильтрация ОНЭЦР-2, см ³ /30 мин.	Фильтрация водного цементного раствора, см ³ /30 мин.
1	–	24	–
2	15	20	–
3	–	–	84
4	16	–	66

Промышленные испытания

Впервые система ОНЭЦР-2 была испытана в производственных условиях на скважине 55 Мачехского ГКМ. Бурение скважины в продуктивном интервале 5161 – 5472 м проводилось с использованием бурового раствора на углеводородной основе – IEP Witer II. Согласно проекта температура на глубине 5472 м составляет 147°C, давление – 109 МПа. По данным ГИС в нижней части пробуренного интервала был обнаружен водоносный пласт, который необходимо изолировать перед освоением скважины.

Поскольку использование цемента на водной основе могло привести к загрязнению трещиноватых и уплотненных карбонатных коллекторов, залегающих над водоносным пластом, было принято решение о примене-

нии ОНЭЦР-2. Вместе с решением основной проблемы по изоляции водоносного пласта в интервале 5220 –

5472 м были поставлены задачи отработки промышленной технологии приготовления и закачки тампонажного раствора; изучения процессов, возникающих при контакте бурового и тампонажного растворов; определения изоляционных свойств камня из ОНЭЦР-2 и его прочности.

Тампонажный раствор отделили от IEP Witer II двумя порциями буферной жидкости, которая должна была полностью заместить буровой раствор на забое скважины. Буферная жидкость по своему составу была подобна жидкости затворения ОНЭЦР-2, что исключало ее негативное влияние на загустевание цемента и образование камня. Учитывая

фактические затраты времени на проведение цементирования, рецептура ОНЭЦР-2 была скорректирована в сторону ускорения загустевания и схватывания.

В процессе испытания скважины приток пластовой воды из перекрытого интервала отмечен не был. Цементный мост признан герметичным.

Производственное внедрение системы ОНЭЦР-2 позволило разработать надежную технологию изоляции и сохранения продуктивных характеристик коллекторов, вскрытых буровыми растворами на углеводородной основе, что в свою очередь создает основу для увеличения глубины бурения и получения промышленных притоков из нефтегазовых залежей на больших глубинах.

Выводы

Применение углеводородных промывочных жидкостей при вскрытии глубоководных продуктивных горизонтов со сложным типом порового пространства, часто уплотненных, требует создания единого комплекса их бурения и крепления, во избежание коллизии смешивания различных типов фильтратов в прискважинном пространстве и ухудшения его фильтрационных

свойств, что предусматривает использование подобных по природе и свойствам систем буровых и тампонажных растворов.

Лабораторными исследованиями и промышленными испытаниями доказано, что в Украине возрождена технология крепления скважин обратным нефтеемульсионным цементным раствором, что совместно с буровым раствором на углеводород-

ной основе способствует сохранению продуктивности пластов. Разработана новая рецептура тампонажного раствора ОНЭЦР-2, методика регулирования его свойств и лабораторных испытаний, технология приготовления в промышленных условиях. Технология проходит производственное совершенствование и тиражирование на объектах деятельности ДТЭК Нефтегаз.

Литература

1. А.с. 502111 СССР, М.Кл.2 Е 21В 33/138, В 28С 5/00. Способ приготовления обратного нефтеемульсионного цементного раствора/Оголихин Э.А., Мухин Л.К., Лубан В.З. (СССР). – № 1795191/22-3; заявлено 09.06.72; опубл. 05.02.76, Бюл. № 5.

2. Применение обратного нефтеемульсионного цементного раствора для цементирования скважин, пробуренных на известково-битумном растворе. / [Э.А. Оголихин, Л.К. Мухин, В.З. Лубан и др.] // Бурение: РНТС / ВНИИОЭНГ. – М., 1974. – № 2. – С. 22 – 24.



Розробка, дизайн та виготовлення обладнання для будівництва, інтенсифікації та капітального ремонту нафтових та газових свердловин



- ▲ Цементовані підвіски хвостовика "OSPREY" та нецементовані "Sapsan"
- ▲ Пакерні системи повторного закінчення свердловин «Rhino» та «TRU»

- ▲ Повний спектр експлуатаційних та колонних пакерів

- ▲ Системи для проведення багатостадійного ГРП із застосуванням технологій «PLUG & PERF» та «Continuum Frac»