УДК 622.276.7:622.245.43

РЕАГЕНТ НА НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ В НЕФТЯНЫЕ СКВАЖИНЫ

Т.Ш. САЛАВАТОВ*

В настоящее время большая часть нефтяных месторождений находится на завершающей стадии разработки и эксплуатируется при высокой обводненности. Многочисленные технологии, направленные на устранение этой проблемы, не дают должных результатов. В статье предлагается новая композиция, в составе которой содержатся пластовая нефть и химические реагенты, способствующие селективно изолировать воду, поступающую из пласта в нефтяные скважины.

Ключевые слова: *пласт, обводненность, селективная изоляция, нефть, вода, хромовый ангидрид, метанол.*

Введение. Известно, что подавляющее большинство нефтяных месторождений разрабатывается или на естественном режиме, или на режиме искусственного поддержания пластового давления за счет законтурного или внутриконтурного заводнения. Следствием этого является обводнение нефтяных пластов и скважин. Нагнетание в пласты воды в качестве рабочих агентов, как правило, ускоряет темпы обводнения.

На характер обводнения добываемой из пласта продукции оказывает влияние множество факторов, таких как геологическое строение (степень неоднородности), коллекторские свойства пласта (проницаемость пропластков), физико-химические свойства пластовых флюидов (вязкость и др.), режим разработки, режим эксплуатации и т.д.

Наличие в продуктивном коллекторе зон различной проницаемости (слоистость), резкое различие вязкостей пластовых флюидов при водонапорном режиме приводят к опережающему обводнению высокопроницаемых прослоев объекта и частичному или полному отключению из процесса выработки средне- и низкопроницаемых зон. Особенно быстро происходит обводнение пропластков при повышенных вязкостях нефти.

При искусственном водонапорном режиме нагнетаемые в пласт воды, быстро прорываясь по высокопроницаемым пропласткам, обводняют продукцию добывающих скважин. В этом случае не только обводняется продукция добывающей скважины, но и уменьшается охват пласта нагнетаемой водой, и, тем самым, в пласте остаются неохваченные водой

* Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

нефтенасыщенные зоны. Поэтому применяются различные методы и реагенты для изоляции пластовых вод.

Динамика обводнения скважин обычно имеет свои особенности. Сначала в продукции скважин появляется вода, затем происходит постоянный ее рост. Спустя некоторое время обводненность стабилизируется. В следующий период обводненность растет. При этом переход из одного состояния в другое происходит скачкообразно. В [9] подобный механизм обводнения объясняется образованием в начальный период микроканалов и их расширением. В период стабилизации обводнения микроканалов не изменяются в сечении или изменяются незначительно. Рост обводненности продукции соответствует резкому расширению путей притока вод или подключению других обводненных пропластков. На темп обводнения скважин большое влияние оказывает также мощность пласта [10]. Здесь следует отметить, что на неравномерность обводненности самого пласта и продукции скважин существенное влияние оказывает и микронеоднородность сравнительно однородного пласта, усугубляющаяся часто повышением производительности насосов. Вследствие этого понижается забойное давление скважин. Это приводит к росту содержания воды в продукции скважин, что указывает на увеличение размера каналов поступления воды.

Источники вод и характер обводнения пластов и продукции скважин разнообразны, так как преждевременно обводнившиеся пропластки и зоны могут быть следствием не только зональной или слоистой неоднородности продуктивных пластов, но и наличия окна слияния между продуктивными и водоносными пластами [16]. На извлечение попутной воды требуются большие средства и соответствующие технологические приемы. В большинстве случаев выгоднее предупредить обводнение продукции скважин, изолировать или ограничить приток вод в нефтяные скважины. Основной целью водоизоляционных работ в нефтяной скважине является закупоривание путей водопротоков при сохранении проницаемости нефтенасыщенной части пласта. Все работы, связанные с ограничением водопротоков, не должны существенно влиять на нефтенасыщенные части пласта.

Очевидно, использование селективных материалов, снижающих фазовую проницаемость для воды при неизменной фазовой проницаемости для нефти, является наиболее целесообразным. Поэтому в практике ограничения притока вод к добывающим скважинам используются различные технологические методы и материалы. При изоляции подошвенной воды используется в основном метод вдавливания изолирующего материала в пласт для создания экрана. В этом случае используется дегазированная высоковязкая нефть, нефтемазутная смесь, гидрофобная эмульсия, пенообразующий агент из нефти, гидрат окиси аммония и др.

Как показывают теоретические расчеты, в однородном пласте экраны в водонефтяной зоне радиусом 5-10 м ограничивают приток воды не более чем на 2-3 месяца при средних режимах отбора жидкости. Анализ результатов изоляции вод нефтецементными суспензиями показал, что эффективность их составляет 31% [9]. Как видим, эффективность невысокая. Также обстоит дело с другими материалами с добавкой цемента. В связи с этим ведутся поиски новых изолирующих материалов, обладающих высокими фильтрационными свойствами.

Селективной изоляции водопротоков уделяется большое внимание с целью упрощения технологии работ и повышения их эффективности. Целесообразно использование материалов, обладающих селективными свойствами относительно нефти и пластовых вод. Оче-

видно, что в качестве таких материалов должны использоваться такие, которые в каналах, занятых водой, будут образовывать закупоривающие и довольно стойкие массы, а в нефтенасыщенных частях закупоривание или вообще не должно происходить, или же они, растворяясь в нефти, должны выноситься. Такими материалами могут служить хорошо фильтруемые, закачиваемые уже готовыми в пласт материалы.

Например, известен метод изоляции пластовых вод с применением мазута [4]. Такая изоляция на некоторых месторождениях дает положительные результаты, однако водоизоляция таким способом является кратковременной и малоэффективной, а в месторождениях с аномальным давлениям вообще невозможно достичь цели, так как этот ингредиент пастообразный и не имеет твердости. По этой причине он удаляется обратно из пласта к скважине за счет высокого пластового давления.

Известен способ изоляции в составе с водонефтяной эмульсией, в котором участвует деэмульгатор [6]. Однако в этом составе отсутствует компонент, который подлежит отверждению в пласте. Поэтому обратный поток состава из слоев пласта к скважине неизбежен, в результате эффективное время обработки будет минимальным.

Еще известен способ изоляции пластовых вод, при котором используются глины, полимеры и вода [3], где в состав качестве полимера выходит 5%-ный водный раствор акрилнитрил-бутадиеновый стирольного сополимера и цемент. Наличие глины в изолирующей композиции приводит к тому, что при встрече глины с водой может происходить набухание и закупорка пор пластов. Однако это свойство глины происходит еще во время приготовления состава на земле, и повторное набухание глин в порах пласта теряет свой смысл. С другой стороны, сочетание воды и цемента, вероятно, вызовет осложнения в эксплуатационном трубопроводе еще до того, пока он будет введен в скважину, а с другой стороны, такой состав может закупорить и нефтяные поры. Для изоляции водопротоков после закачки эластичного состава в пласт на основе полиакриламида для предотвращения обратного потока состава в скважину необходимо вслед за ним закачать цементный раствор [2].

Известен целый ряд реагентов для изоляции водопротоков в нефтяные скважины. Однако не все они отвечают требованиям, предъявляемым к подобным материалам. Известно большое число материалов для селективной изоляции водопротоков [11, 12, 13]. Предлагается широкое использование полимерных материалов типа водных дисперсий латекса мылонафта, сополимеров акриловых и полиакриловых кислот и т.д. При контакте с минерализованной пластовой водой, содержащей ионы поливалентных металлов, они осаждаются и образуют экран на пути водопротоков, а в нефтяной среде сохраняют свои первоначальные физические свойства [14-17].

Существует материалы, для которых пластовая вода является реагентом для образования закупоривающей массы. Такие материалы, как растворы солей трехвалентного железа, водорастворимые натриевые соли карбоксиметил-целлюлозы и др., обладают такими свойствами.

Желаемых результатов можно добиться также нагнетанием в обводненные пласты двух реагентов, не реагирующих на нефть. Попадая в водонасыщенную зону, они вступают в реакцию между собой и образуют нерастворимые в воде продукты, закупоривающие водоподводящие каналы пласта [12].

В работе [1] дается способ изоляции водопротоков из трещиноватых пластов к добывающим скважинам, в состав которой входит товарная нефть, цемент и глина. Известно, что

трещиноватые коллекторы имеют свои специфические характеристики. Поэтому технологии, которые дают положительные результаты в пластах, даже с высокой проницаемостью, могут показать себя неэффективными при применении в трещиноватых пластах. При сравнительно большом числе разработок по селективной изоляции пластовых вод они не могут учитывать все многообразие физико-геологических и физико-химических условий, при которых приходится проводить изоляционные работы.

Цель настоящей работы – разработать новый состав для изоляции притоков вод к добывающим скважинам, а также для повышения нефтеотдачи пластов.

Постановка задачи. Для изоляции водопротоков к нефтяным добывающим скважинам обводнившихся нефтенасыщенных пластов, пропластков, зон и регулирования процесса вытеснения нефти через нагнетательные скважины широко используются различные химические реагенты и их соединения. Одним из таких соединений окислителей органических веществ, в том числе и нефтей, является хромовый ангидрид. Хромовый ангидрид, или триоксид хрома Cr_2O (шестивалентное соединение хрома), является кристаллом. Его окислительные свойства проявляется в присутствии воды. Он легко растворяется в любой воде (дистиллированной, бытовой, морской, пластовой и т.д.) с переходом в хромовую (H_2CrO_4) или двухромовую ($H_2Cr_2O_7$) кислоту [5]. Водный раствор хромового ангидрида, окисляя органические вещества, превращается в трехвалентное соединение (Cr_2O_3). Этот процесс является экзотермическим процессом.

Окисление низших спиртов (напр. метилового) хромовой кислотой с выделением теплоты происходит следующим образом [7]:

$$3CH_3O_3 + 2CrO_3 + 2H_2O = 3CH_2O + Cr_2O_3 + 5H_2O + 105{,}71 \text{ ккал.}$$

Метиловый спирт — Хромовая кислота — Муравьиный альдегид — Окись хрома

В результате окислительной реакции метилового спирта хромовой кислотой получается окись хрома, муравьиный альдегид и вода. Окись хрома - твердое вещество, в воде не растворяется. Количество тепла при окислении спирта хромовой кислотой определено теоретически на основании закона Гесса [5].

Решение задачи. Многочисленные опыты по окислению нефти хромовой кислотой показали, что не все нефти подвержены окислению. Хорошо окисляются нефти с плотностью 0,900 г/см^3 и выше. Так, например, легкая нефть с месторождения Сураханы, с плотностью 0,840 г/см^3, ни при каких условиях хромовой кислотой не окисляется. Нефть с месторождения Кала плотностью 0,901 г/см^3 хромовой кислотой 50% концентрации окисляется частично.

Окислительный процесс нефти связан с составом нефти. Как известно, в состав нефти входят нафтеновые кислоты, меркаптаны, моно- и дисульфиды, тиофены, тиофены [8]. Эти органические вещества имеют хорошую способность к окислению. Их плотности изменяются в пределах 0,950 – 1,064 г/см^3. Увеличение их количества в составе увеличивает плотность нефти. Видимо, при плотностях нефти 0,900 г/см^3 и выше в составе нефтей содержание приведенных органических веществ достаточно, чтобы происходило окисление всей нефти. Входящие в состав нефти асфальтены и смолы являются продуктами естественного окисления нефти.

В процессе окисления нефть загущается. Ее загущенное состояние зависит от концентрации хромовой кислоты. С увеличением концентрации и количества хромовой кислоты нефть переходит в загущенное, пастообразное или твердое состояние.

С целью определения состава на основе хромового ангидрида и нефтей проведены многочисленные лабораторные исследования. Для выбора оптимального состава композиции были испытаны нефти с месторождений Биби-Эйбат плотностью 0,910 г/см^3, Мишовдаг плотностью 0,905 г/см^3, Кюровдаг плотностью 0,922 г/см^3 и Грязевой Сопки плотностью 0,906 г/см^3, метиловый спирт, хромовый ангидрид и вода.

Методика проведения опытов заключалась в следующем: если окисление нефти осуществляется без присутствия спирта, то стандартный объём нефти (100 см^3) вливается в стакан; затем туда добавляется заранее приготовленный водный раствор хромового ангидрида определенной концентрации; эти смеси интенсивно перемешиваются в стакане в течение 3 минут. Когда в окислительном процессе участвует спирт, то заранее приготавливается нефтеспиртовая эмульсия, приготовление которой осуществляется путем интенсивного перемешивания нефти и спирта. Нефтеспиртовая эмульсия считается готовой в том случае, когда разделение нефти и спирта происходит через 10 минут после прекращения их перемешивания, после перемешивания в течение 20 минут полученную нефтеспиртовую эмульсию можно считать готовой. Затем к нефтенспиртовой эмульсии добавляется водный раствор хромового ангидрида. В процессе окисления нефти изменяется максимальная температура реакции.

Опыты по выбору состава композиции проведены в двух сериях. В первой серии в окислительном процессе участвуют нефть и водный раствор хромового ангидрида, а во второй серии к этим веществам добавляется и спирт. Результаты опытов, проведенных с нефтью с месторождений Биби-Эйбат с плотностью 0,910 г/см^3, приведены в таблице. Строки 1-9 в таблице являются результатом первой серии опытов, строки 10-20, когда в реакции участвует спирт, - второй серии опытов.

Из таблицы видно, что с увеличением концентрации водного раствора хромового ангидрида нефть, окисляясь, переходит в пастообразное состояние (строки 1-5). При этом максимальная температура окислительного процесса также растет. В данном случае с увеличением концентрации раствора хромового ангидрида с 15 до 50% температура увеличилась с 42 до 76^{0}С. Опыты показали, что во всех случаях после окислительного процесса образовывается свободная вода. С увеличением концентрации раствора количество выделенной свободной воды уменьшается. Так, например, при концентрации раствора хромового ангидрида 15% количество свободной воды равно 65 см^3 (строка 1), когда же нефть приняла пастообразное состояние, количество свободной воды стало 25 см^3. Так как выделенная свободная вода после окислительного процесса будет занимать часть порового пространства коллектора, то эти поры будут являться потенциальными путями прорыва воды в скважину после проведенных водоизоляционных работ. Поэтому разработанного нового состава должно быть столько, чтобы после окислительного процесса свободная вода не выделялась. С увеличением концентрации водного раствора хромового ангидрида также увеличивается время окислительного процесса. В пределах проведенных опытов продолжительность окислительного процесса увеличивается с 15 до 75 минут.

Таблица

Результаты опытов по выбору состава композиции для изоляции пластовых вод

№	Нефть, $см^3$	Хромовый ангидрид			Метиловый спирт, $см^3$(%)	Способ окисления нефти	Макс. температура реакции, ^oC	Свободная вода, $см^3$	Время окисления, минут	Результат
		Кол-во, гр.	Концентр. водн. раств.,%	Кол-во раствора, $см^3$						
1	100	15	15	90	-	Интенсивное перемешивание	42	65	15	Некоторое загущение нефти
2	100	30	30	80	-	-----“-----	56	52	20	-------“-------
3	100	40	40	70	-	-----“-----	72	36	24	Загущение нефти
4	100	50	50	66	-	-----“-----	75	22	45	Ощутимое загущение нефти, течет
5	100	57,5	50	76	-	-----“-----	76	25	50	Нефть приняла пастообразное состояние, не течет.
6	100	15	50	20	-	-----“-----	-	4	34	Некоторое загущение нефти
7	100	45	50	60	-	-----“-----	-	14	60	Загущение нефти
8	100	45	50	60	-	-----“-----	-	20	65	Ощутимое загущение нефти, течет
9	100	57,5	50	76	-	Без перемешивания нефти и раствора	67	20	75	Частичное загущение нефти, пастообразные глобулы, при перемешивании образовалась текучая масса
10	100	15	50	20	11(10)	Интенс. перемешивание	72	-	6	Загущение нефти
11	100	15	50	20	25(20)	-----“-----	-	-	8	-------“-------
12	100	15	50	20	43(30)	-----“-----	85	-	8	-------“-------
13	100	30	50	40	11(10)	-----“-----	100	-	7	Ощутимое загущение нефти, течет
14	100	30	50	40	25(20)	-----“-----	-	-	8	-------“-------
15	100	30	50	40	43(30)	-----“-----	-	-	8	-------“-------
16	100	50	50	66	11(10)	-----“-----	101	-	9	Близко к пастообразному состоянию
17	100	50	50	66	25(20)	-----“-----	103	-	10	-------“-------
18	100	50	50	66	43(30)	-----“-----	105	-	10	Нефть приняла пастообразное состояние, не течет
19	100	50	50	66	43(30)	Без перемешивания	105	-	10	-------“-------
20	100	60	50	80	43(30)	-----“-----	107	-	15	Пастообр. состояние, частично затвердела

Результаты второй серии опытов показывают, что, когда в разработанный состав некоторые количество спирта, максимальная температура окислительной реакции становится на 30-38^{0}С больше, чем при его отсутствии (сравнение строк 1-8 и 10-19). Наличие высокой температуры при окислении нефти помогает проталкиванию изоляционного материала вглубь пласта, тем самым увеличивает длину изолированных каналов в пористой среде.

Наличие в составе композиции спирта приводит к тому, что по окончании окислительного процесса отсутствует свободная вода, а продолжительность окислительного процесса уменьшается в 5 раз (строки 4, 5 и 18).

Из таблицы видно, что, когда в составе композиции отсутствует спирт, получение однородного пастообразного состояния нефти после окислительного процесса зависит также от способа проведения процесса окисления нефти. Если при добавке к нефти 57,5 гр. хромового ангидрида в виде 50% раствора с интенсивным их перемешиванием получается однородная пастообразная масса, то при тех же условиях без перемешивания частей композиции не вся нефть участвует в окислительном процессе (строка 5 и 9). А при наличии в составе композиции спирта результат опыта от способа окисления не зависит (строки 18 и 19). Это означает, что при наличии в композиции спирта окислительный процесс нефти происходит равномерно и по всему объему смеси, что имеет большое значение при создании технологии воздействия на пласты разработанным новым составом.

Сравнение результатов опытов (строки 5 и 8) показывает, что для получения пастообразного состояния нефти после окислительного процесса без спирта расход хромового ангидрида возрастает на 15%.

Окисленная предлагаемым методом нефть проверялась на растворимость в нефти и воде. Для выяснения способности растворения продукт окисления помещался в стакан и заливался нефтью и водой. Залитые образцы оставили в покое в течение 3-4 дней. По истечении этого срока выяснилось, что образец, залитый нефтью, полностью растворился в ней. А образец, залитый водой, не растворился и сохранил свое первоначальное состояние. Такое качество продукта окисления нефти позволяет рекомендовать его для использования не только с целью изоляции обводившихся коллекторов, но и для селективной изоляции вод в нефтяных скважинах.

Исходя из анализа результатов проведенных опытов для изоляции пластовых вод, был выбран следующий состав композиции, состоящей из двух частей. Первая часть - нефтеспиртовая эмульсия с содержанием 25-30% спирта, вторая часть – 50% водный раствор хромового ангидрида. Для окисления 100 см^3 нефти необходимо добавить к ней 34-43 см^3 спирта и к полученной эмульсии еще добавить 66 см^3 50% водного раствора хромового ангидрида. В результате окислительной реакции исходное количество нефти переходит в однородное пастообразное состояние, которое можно применять для селективной изоляции водопротоков.

Для выявления эффективности водоизоляционных работ в пористых средах с использованием разработанной композиции собрана специальная экспериментальная установка, схема которой представлена на рис.1 и 2. Установка состоит из следующих основных частей: баллон со сжатым до 120 Мпа воздухом (1) и регулятором давления (2), поджимные емкости (3, 4, 5) для подачи в пористую среду рабочих жидкостей и модель пласта (6).

В емкости 3 находится вода, предназначенная для фильтрации в пористой среде или же для вытеснения нефти из нее. В емкостях 4 и 5 находится соответственно водный раствор хромового ангидрида и нефтеспиртовая эмульсия.

По-разному подключенные к модели пласта поджимные емкости позволяют смоделировать водоносный или обводнявшийся нефтяной пласт (рис. I) и не имеющий гидродинамическую связь слоистый нефтяной пласт (рис. 2). В первом случае пористая среда может рассматриваться как призабойная зона нефтедобывающей скважины водоносного или обводняющего коллектора, а во втором случае как нефтяной пласт, с которого нефть вытесняется водой.

Соответственно собранным схемам эксперименты проведены в двух сериях. В первой серии экспериментов исследована возможность изоляции воды разработанным составом.

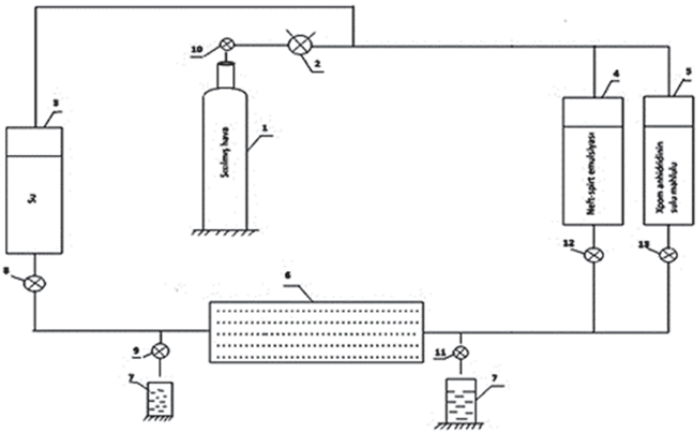

Рис. 1. Модель водоносного или обводненного нефтяного пласта

Пористая среда создана из кварцевого песка в колонке из оргстекла длиной 1 м. Прозрачность модели позволяет визуально наблюдать границу проникновения водоизолирующего материала по длине модели. После приготовления пористой среды она под вакуумом насыщается водой. Насыщенная водой модель соединяется с экспериментальной установкой (рис. 1). При закрытых остальных вентилях открываются вентили 8, 10 и 11 и измеряется водопроницаемость пористой среды. Водопроницаемость пористой среды составила 19 дарси. Выбор пористой среды высокой проницаемости для испытания разработанной композиции обосновывается тем, что возможность закупоривания высокопроницаемого коллектора предусматривает получение такого же эффекта и в малопроницаемых коллекторах.

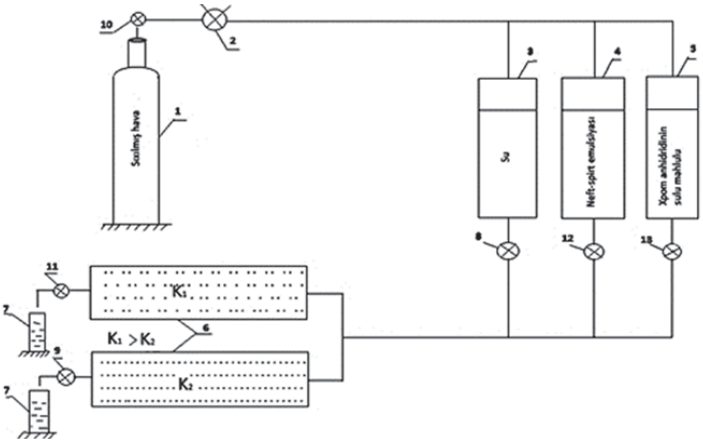

Рис. 2. Модель слоистого нефтяного пласта

Затем в выходную область модели, что соответствует добывающей скважине, последовательно закачиваются части разработанной композиции. Первой закачивается нефтеспиртовая эмульсия из емкости 5 в количестве 86 см^3. Нефтеспиртовая эмульсия приготовлена из нефти месторождения Биби-Эйбат плотностью 0,910 г/см3 и метанола. Вышедшая из пористой среды вода измеряется в мензурке 7. Объем вышедшей воды соответствует объему закачиваемой в пористую среду части композиции. Затем при открытых вентилях 10, 12 и 9 в пористую среду закачивается 40 см^3 50% водного раствора хромового ан-

гидрида. Объемы закачиваемых в пористую среду частей композиции соответствуют определенным ранее пропорциям (таблица, строка 18), при которых нефть, окисляясь, переходит в пастообразное состояние. Общий объем закачиваемой в пористую среду композиции составляет 65% объема пор. Визуальные наблюдения показали, что закачиваемая в пористую среду композиция проникает по длине модели на 70 см. По окончании процесса закачки в пористую среду при открытом вентиле 9 пористая среда оставляется в покое на 48 часов. Это время достаточно для полного окисления нефти в пористой среде. К окончанию этого времени граница охвата модели по длине композиции продвинулась еще на 10 см. Это произошло за счет экзотермического окислительного процесса в пористой среде.

После водоизоляционных работ вновь произведено измерение проницаемости пористой среды. До перепада давления 2,5 атм. фильтрации воды и ΔP =2,88 атм. проницаемости составила 0,0077 дарси.

Сравнение результатов измерения скоростей фильтрации воды до и после изоляционных работ показывает, что для возобновления движения воды необходимо увеличить давление в 28,8 раз. При этом скорость фильтрации уменьшается в 155 раз.

Эта серия экспериментов при вышеприведенных условиях повторена и для пористой среда с проницаемостью 4 дарси. Результаты этих экспериментов оказались соответствующими экспериментам с пористой средой проницаемостью 19 дарси.

Во второй серии экспериментов исследовалась возможность увеличения охвата до толщины слоисто-неоднородного нефтяного пласта вытесняющим агентом с помощью разработанной композиции. Для этого в экспериментальную установку параллельно подсоединены две модели с разными проницаемостями (рис. 2). Эта схема моделирует гидродинамический несвязанный слоистый пласт. Проницаемости слоев равны 19 и 1 дарси. В исследованиях связанная вода не моделировалась.

Предварительно обе модели под вакуумом насыщались нефтью вязкостью 15 спз. Зачем обе нефтенасыщенные модели соединяются в схему установки. При открытых вентилях 10, 8, 9 и 11 нефть из пластовой системы вытесняется водой из емкости 3. Вытеснение производилось при давлении 0,5 атм. Нефть, вытесненная из пористых сред, измерялась отдельно в мензурках 7. Процесс вытеснения нефти показал, что в разработку включается только высокопроницаемый слой, а малопроницаемый слой остается не охваченным вытесняющим агентом. Вытеснение нефти продолжалось до 96% обводненности продукции высокопроницаемого слоя, при этом через пластовую систему прокачано 7 объемов пор воды (рис. 3). Продолжительность вытеснения до изоляционных работ равна 125 минут (рис. 4). Затем по описанной в первой серии методике экспериментов в пластовую систему последовательно закачивается части композиции из емкости 4 и 5. Их закачка производилась при давлении 1 атм. Измерении показали, что закачиваемая композиция поступает только в высокопроницаемый слой. Как и в первой серии экспериментов, в пластовую систему закачано 86 см^3 нефтеспиртовой эмульсии и 40 см^3 50% водного раствора хромового ангидрида. Через 48 часов покоя вновь возобновляется процесс вытеснения нефти водой. Давление вытеснения равна 0,5 атм. Продолжение процесса вытеснения после изоляционных работ показывает, что высокопроницаемый слой полностью исключается из разработки и в разработку вступает малопроницаемый слой. Из рис. 3 видно, что если до изоляционных работ в высокопроницаемом слое нефтеотдача пластовой системы составляла 0,36, то после увеличения охвата малопроницаемого слоя вытесняющим агентом нефтеотдача увеличилась до 0,73. Это зна-

чение нефтеотдачи получено при прокачке через пластовую систему 1,5 объемов пор воды. При этом продолжительность процесса вытеснения увеличивается в 5,2 раз (рис. 4).

Вторая серия экспериментов также была выполнена для случая, когда рекомендуемая композиция не затвердела. Таким образом, регулируя реологические свойства пласта предлагаемой композицией, проведены эксперименты по выравниванию фронта вытеснения. Собрана специальная экспериментальная установка. Для проведения эксперимента выбираем из таблицы такой состав, который после окисления не затвердел, т.е. имеет высокую вязкость, но сохраняет свойства текучести. Цель выбора такой массы - используя ее в виде оторочки, добиться равномерного перемещения фронта вытеснения нагнетательной скважиной в неоднородном пласте. Результаты, проведенные с составами в первой серии экспериментов, показали, что этой композицией водяные каналы закупориваются, и здесь композиция твердеет и не двигается по пласту, движение происходит только в высокопроницаемом части.

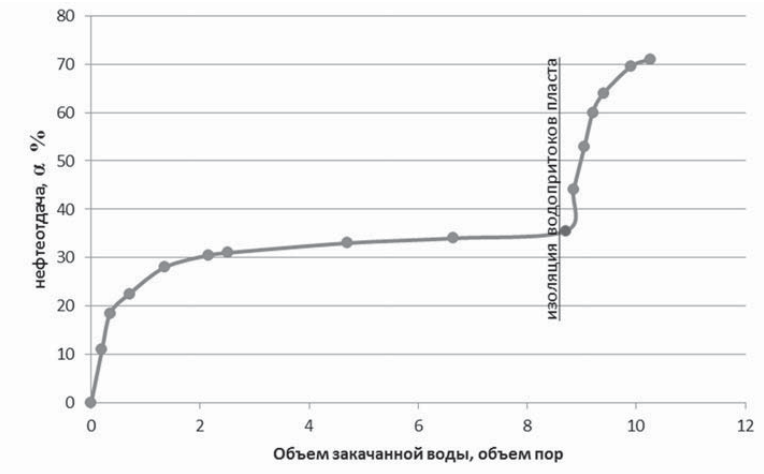

Рис.3. График нефтеотдачи до изоляционных работ

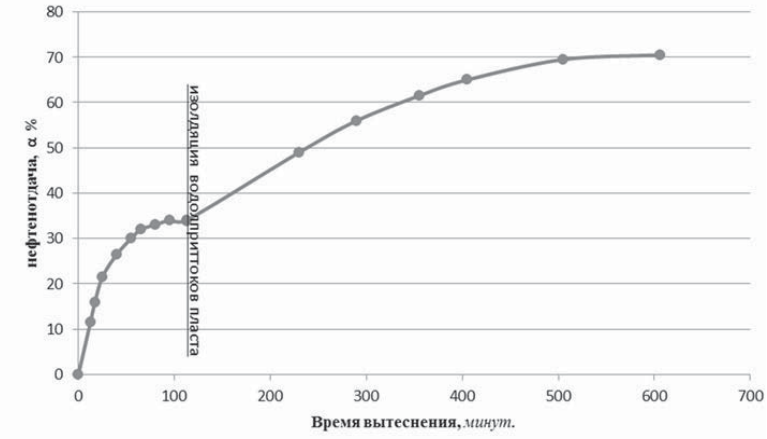

Рис.4. График нефтеотдачи после изоляционных работ

Также известно, когда вязкость вытесняющего агента (оторочка) равна или выше вязкости вытесняемого (нефти), то это будет полное и эффективное вытеснение нефти из пласта. По этой причине в нашем эксперименте при некоторых значениях компонентов получены такие массы, которые обладают высокой вязкостью, но также сохраняют свойства текучести. То есть, закачивая эту композицию в высокопроницаемую часть пласта, можно добиться уменьшения скорости вытеснения этой части, а регулируя профиль вытеснения, можно добиться вытеснения нефти как в высокопроницаемой, так и малопроницаемой части пласта. Проанализировав результаты таблицы, мы определили, что состав, который может соответствовать этим требованиям, соответствует компонентам в 8-й и 13-й строках. Поэтому была подготовлена композиция, удовлетворяющая этим требованиям, и был изучен процесс вытеснения нефти в неоднородном пласте. Как во второй серии экспериментов, в пластовую систему последовательно закачивались части композиции из емкости 4 и 5 (строка 13 в таблице). Их закачка производилась при давлении 1 атм. Измерения показали, что зака-

чиваемая композиция поступает только в высокопроницаемый слой. Как и в предыдущей серии экспериментов, в пластовую систему было закачано 86 см^3 нефтеспиртовой (10% метанол) эмульсии и 40 см^3 50%-го водного раствора хромового ангидрида. Через 48 часов покоя вновь возобновляется процесс вытеснения нефти водой. Давление вытеснения равно 0,5 атм. Продолжение процесса вытеснения после проведенных работ показывает, что высокопроницаемый слой до определенного значения давления исключается из разработки и вступает малопроницаемый слой. Дальнейшее повышение давления вытеснения способствует движению в высокопроницаемый слой. В результате увеличивается общая нефтеотдача пластов и увеличивается продолжительность процесса вытеснения.

Заключение. Результаты проведенных экспериментов показывают, что разработанная композиция может быть успешно использована как для изоляции водопротоков в добывающих скважинах, так и для регулирования фронта вытеснения через нагнетательные скважины.

При смешивании входящих в новый состав компонентов образуется, в зависимости от процентного соотношения компонентов гели или пастообразные вещества высокой вязкости, не растворяющиеся в воде, но хорошо растворимые в нефти.

Новый состав обеспечивает селективную изоляцию водопротоков к добывающим скважинам, тем самым способствуя увеличению производительности скважин.

Разработанный состав можно использовать и для изоляции подошвенных и нижних вод преждевременно обводнившихся пропластков и зон, а также может быть успешно использован для регулирования фронта вытеснения через нагнетательные скважины, чтобы обеспечить включение работы малопроницаемых участков пласта.

REFERENCES

1. **Abdullaev M.G., Gabibullaeva Sh.A.** O sposobe izolyacii vodoprotokov dobyvajushhih skvazhin iz treshhinovatyh plastov // “Eko energetika”, yanvar 2018, №1, 67-72 s.
   Абдуллаев М.Г., Габибуллаева Ш.А. О способе изоляции водопротоков добывающих скважин из трещиноватых пластов // научно-техн. журнал“Eko energetika”, yanvar 2018, №1, 67-72 с.
2. **Bağırov M.K., Əfəndiyev İ.Y., Kazımov Ş.P. və b.** “Neft quyularında lay sularının təcridi üsulu”. Az. Patenti № a2002 0042, 2002.
3. **Hüseynov V.Q., Useynov Ə.U., Məmmədov K.Q. və b.** “Quyuya axan lay sularının izolə edilməsi üçün tərkib” Az. Patenti № a2003 0087, 2003.
4. **Gallyamov M.N., Rahimkulov R.Sh.** «Povyshenie effektivnosti ekspluatacii neftjanyh skvazhin na pozdnej stadii razrabotki mestorozhdenij. M.:Nedra, 1978, s.51.
   Галлямов М.Н., Рахимкулов Р.Ш. «Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений. М.:Недра, 1978, с.51.
5. **Glinka N.L.** Obshhaya himiya. - M. Goshimizdat, 1949.
   Глинка Н.Л. Общая химия. - М. Госхимиздат, 1949.
6. **Ismayilov A.C., Məmmədov N.H., Yusifov R.Ə. və b.** “Layın təcrid olunması üsulu” Az. Patenti №99/001298, 1998
7. **Pavlov B.A., Terentev A.P.** Kurs organicheskoj himii. - M.: "Himiya", 1969.
   Павлов Б.А., Терентьев А.П. Курс органической химии. - М.: "Химия", 1969.
8. Himicheskij enciklopedicheskij slovar. - M.: Sov. enciklopedija. 1983.
   Химический энциклопедический словарь. - М.: Сов. энциклопедия. 1983.
9. **Bulgakov R.T., Gazizov A.Sh., Gabdullin R.G., Jusupov I.G.** Ogranichenie pritoka plastovyh vod v neftjanye skvazhiny. - M.: «Nedra», 1976.
   Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш., Габдуллин Р.Г., Юсупов И.Г. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины. - М.: «Недра», 1976.
10. **Gabdulin R.G., Krivcov A.M.** Ob uslovijah obvodneniya skvazhin podoshvennoj vodoj / V knige: Issledovateli – proizvodstvu, vyp.13, Almetevsk, 1971.
    Габдулин Р.Г., Кривцов А.М. Об условиях обводнения скважин подошвенной водой / В книге: Исследователи – производству, вып.13, Альметьевск, 1971.

11. **Blazhevich V.A., Umruhina E.N.** Metody izoljacii plastov pri burenii i ekspluatacii skvazhin (obzor inostrannyh patentov). M., 1972.
Блажевич В.А., Умрухина Е.Н. Методы изоляции пластов при бурении и эксплуатации скважин (обзор иностранных патентов). М., 1972.
12. **Blinov G.S., Roshal E.E.** Selektivnaya izoljaciya plastov v neftyanyh skvazhinah / V knige: Opyt provedeniya remontno-izolyacionnyh rabot v ekspluatacionnyh skvazhinah. M., 1968.
Блинов Г.С., Рошаль Э.Е. Селективная изоляция пластов в нефтяных скважинах / В книге: Опыт проведения ремонтно-изоляционных работ в эксплуатационных скважинах. М., 1968.
13. Neftepromyslovoe delo. Vyp. 9, (obz. informaciya). Novye metody ogranicheniya vodoprotokov v skvazhiny na mestorozhdeniyah Ukrainy. M., 1986.
Нефтепромысловое дело. Вып. 9, (обз. информация). Новые методы ограничения водопротоков в скважины на месторождениях Украины. М., 1986.
14. **Voyuckij S.S.** Rastvory vysokomolekulyarnyh soedinenij. - M., «Himiya», 1960.
Воюцкий С.С. Растворы высокомолекулярных соединений. - М., «Химия», 1960.
15. **Kashirin V.S.** Sposoby izoljacii vody v neftjanyh i gazovyh skvazhinah. (obzor otechestvennyh i inostrannyh izobretenij). M., 1968.
Каширин В.С. Способы изоляции воды в нефтяных и газовых скважинах. (обзор отечественных и иностранных изобретений). М., 1968.
16. **Sultanov S.A.** Kontrol za zavodneniem neftyanyh plastov. - M.:Nedra, 1974.
Султанов С.А. Контроль за заводнением нефтяных пластов. - М.:Недра, 1974.
17. **Salavatov T.Sh., Dadash-zade M.A., Aliev I.N.** Analiz dvizheniya realnyh gazov v poristoj srede po linejnomu zakonu filtracii s uchetom skin-zony // Vestnik Azerbaijanskoj inzhenernoj akademii, 2018, T. 10, №1. S. 41-44.
Салаватов Т.Ш., Дадаш-заде М.А., Алиев И.Н. Анализ движения реальных газов в пористой среде по линейному закону фильтрации с учетом скин-зоны // Вестник Азербайджанской инженерной академии, 2018, Т. 10, №1. С. 41-44.

NEFT HASİLATININ YÜKSƏLDİLMƏSİ VƏ HASİLAT QUYULARINA SU AXINLARININ TƏCRİD OLUNMASI ÜÇÜN NEFT ƏSASINDA REAGENT

T.Ş. SALAVATOV, M.Q. ABDULLAYEV

Hazırki vaxtda neft yataqlarının əksəriyyəti işlənmənin son mərhələsində olub, yüksək sulaşma ilə istismar olunur. Odur ki, mütəxəssislər bu problemin aradan qaldırılması üçün çoxsaylı texnologiyalar işləmiş və onların bu və ya digər yataqlarda tətbiqinə nail olublar. Lakin işlənmələrin çox olmasına baxmayaraq, problemin həllinə yönəlmiş üsullar istənilən nəticəni vermir.

Odur ki, təqdim olunan işdə hasilat quyularının sulaşmasının qarşısını almaq məqsədi ilə lay neftindən və kimyəvi reagentlərdən ibarət olub, selektiv (seçmə) təcridetmə qabiliyyətinə malik yeni kompozisiya işlənmişdir.

Açar sözlər: *lay, sulaşma, selektiv təcrid, neft, su, xrom anhidridi, metanol.*

OIL BASED REAGENT FOR BOOSTING OIL RECOVERY AND ISOLATION OF WATER BREAKTHROUGH INTO OIL PRODUCING WELLS

T.Sh. SALAVATOV, M.G. ABDULLAEV

Currently, most of the oil fields are in the final stages of development and operated under the high water content. Numerous technologies aimed at eliminating this problem do not give proper results. The article proposes a new composition, which contains reservoir oil and chemical reagents that contribute to selectively isolate the water flowing from the reservoir into the oil wells.

Keywords: *layer, irrigation, selective isolation, oil, water, chromium anhydride, methanol.*