



УДК 622.276.031:532.11

ПРОМЫШЛЕННОЕ ИСПЫТАНИЕ ТЕРМОХИМИЧЕСКОГО РЕАГЕНТА С ЦЕЛЬЮ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ

FIELD TEST OF A THERMOCHEMICAL REAGENT FOR CLEANING WELL BOTTOMHOLE ZONE

Ибрагимов Хыдыр Мансум

кандидат технических наук, доцент,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской Республики (SOCAR),
НИПИ «Нефтегаз»
khidir.ibrahimov@socar.az

Гусейнов Шахмар Шамистан

начальник НГДУ,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской Республики (SOCAR),
НГДУ «Апшероннефть» ПО «Азнефть»
Shahmar.Huseynov@socar.az

Аннотация. На основе лабораторных исследований разработан и внедрен термохимический реагент предназначенный для очищения пористой среды от асфальтено-смолистых и парафиновых отложений. Представлены лабораторные данные получаемой температуры от реакции составляющих компонентов состава, а так же влияние этих составов на коэффициент извлечения нефти и проницаемость пористой среды. Эффективность разработанного состава проверена промышленными исследованиями на добывающей скважине.

Ключевые слова: призабойная зона скважины, проницаемость, нефтеотдача, термохимическая обработка, реагент.

Ibragimov Hydyr Mansum

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor,
State Oil Company
of Azerbaijan Republic (SOCAR),
NIPi «Neftegaz»
khidir.ibrahimov@socar.az

Guseynov Shakhmar Shamistan

Chief of NGDU,
State Oil Company
of Azerbaijan Republic (SOCAR),
NGDU Apsheronneft ON Azneft
Shahmar.Huseynov@socar.az

Annotation. A thermochemical reagent designed for removing asphaltene-resinous and paraffinic deposits from a porous medium was developed and implemented based on laboratory studies. The laboratory data on the temperature obtained from the reaction of composition constituents, as well as the effect of these compositions on the oil recovery factor and the permeability of the porous medium have been presented. The efficiency of the developed composition is field tested in the producer well.

Keywords: well bottom zone, permeability, oil recovery, thermochemical treatment, reagent.

К ак известно продуктивность, а так же эксплуатационные показатели скважины в значительной степени зависят от состояния призабойной зоны скважины [1, 2].

Фильтровая часть скважины является самой активной зоной протекающих процессов и поэтому ухудшение ее фильтрационных характеристик может произойти по разным причинам. К таким причинам относятся и осаждение тяжелых компонентов добываемой продукции способствующих к ухудшению проницаемости призабойной зоны скважины (ПЗС).

Для очистки ПЗС от асфальтено-смолистых и парафиновых (АСП) отложений и восстановления проницаемости применяют тепловые, физико-химические и комплексные методы воздействия на ПЗС [3].

Обзор литературных данных показывает, что при физико-химических методах воздействия на ПЗС в отдельности используемые реагенты не всегда дают нужного эффекта. Учитывая это наиболее целесообразно создание комплексного реагента для воздействия на ПЗС [4].

С этой целью на основе многочисленных лабораторных исследований был разработан реагент на основе водного раствора хромового ангидрида который при контакте с углеводородными растворителями позволяет получать достаточное количество температуры для растворения АСП [5].

Лабораторные исследования разработанного реагента дали, ожидаемые результаты по получению высокой температуры в модели пласта и воздействию на показатели пористой среды и коэффициент нефтеотдачи.

На модели пласта по стандартной методике были определены объем пор, проницаемость по водной фазе (1,6 Д), а затем модель насыщалась исследуемой жидкостью (нефть).

В качестве исследуемой нефти был взят нефть месторождения Пираллахи НГДУ Абшероннефть плотностью 927,7 кг/м³ с содержанием асфальтенов – 4,1 %, смол – 14 % и парафинов – 2,3 %. Как видно из физико-химических показателей нефти она является тяжелой. После фильтрации нефти через пористую среду модели в количестве 3-х объемов пор была определена скорость фильтрации (0,033 см³/сек). В этом случае, начальная нефтенасыщенность пор модели составляла 75 %. Процесс вытеснения нефти производился при комнатной температуре и при перепаде давле-



ния 0,5 атм, конечная нефтеотдача при этом составляла 0,4. Это говорит о том что, путем обычного заводнения было вытеснено 40 % нефти из модели и большая часть первоначального объёма нефти все еще осталось не вытесненным. Основной причиной такого результата является снижение фазовой проницаемости за счет осаждения тяжелых компонентов в порах модели. После окончания водного периода процесса вытеснения определяли проницаемость по воде что составило 0,78 Дарси. Как видно из данного показателя проницаемости 0,78 Дарси, проницаемость пористой среды снизилась до двух раз.

Для очистки асфальтено-смолистых отложений был разработан многокомпонентный реагент, компоненты которого при взаимодействии друг с другом входят в экзотермическую реакцию выделяя тепло.

Варьированием дозировок входящих в состав компонентов замерялась выделяемая температура. Результаты замеров выделяемой температуры от дозировок компонентов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Составы	Выделяемая температура, °С	Объём компонентов, мл			Объёмное количество компонентов в оторочке, мл		
		Раствор хромового ангидрида (%)	Метиловый спирт	Ацетон	Раствор хромового ангидрида (%)	Метиловый спирт	Ацетон
A	60	94 (15)	4	2	23,5 (15)	1	0,5
B	72	94 (18)	4	2	23,5 (18)	1	0,5
		92 (15)	5	3	23 (15)	1,25	0,75
C	87	94 (30)	4	2	23,5	1	0,5
D	98	92 (25)	5	3	23	1,25	0,75
E	106	92 (30)	5	3	23	1,25	0,75
F	110	80 (25)	12	8	20	3	2
G	120	80 (30)	12	8	20	3	2

Как видно из таблицы, в зависимости от дозы температура выделяемого тепла меняется в пределах 60–120 °С.

С целью выявления влияния разработанного реагента на проницаемость а также на коэффициент нефтеотдачи были проведены экспериментальные исследования на выше представленной модели пласта.

Разработанный состав в виде оторочки был закачан с выходной стороны модели пласта в объёме 25 % от объёма пор. Сначала в пористую среду подается ацетон следом хром ангидрид и в конце закачивался метиловый спирт.

Затем оба входа модели закрывались приблизительно на час, после окончания этого периода продолжали процесс вытеснения водой.

Результаты экспериментальных исследований представлены на рисунке 1.

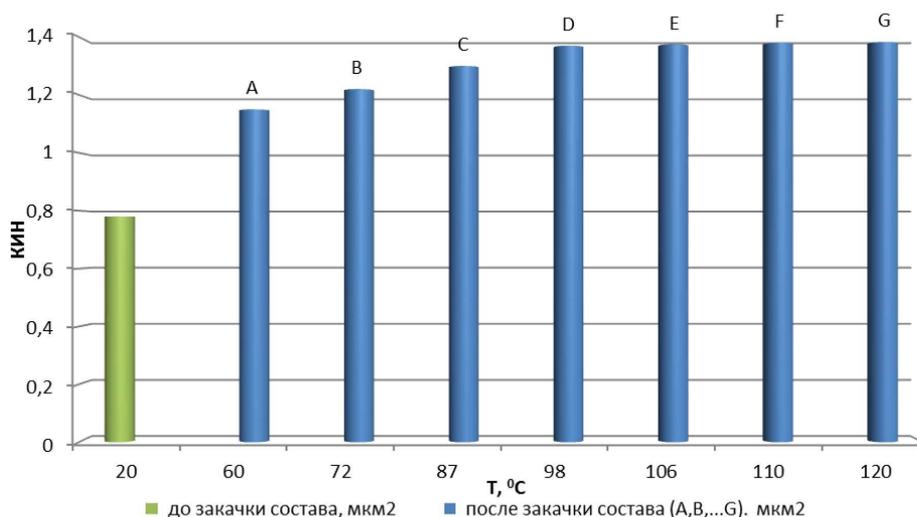


Рисунок 1 – Изменение проницаемости при различном процентном соотношении компонентных составляющих термоактивного реагента



На рисунке 1 представлена зависимость изменения проницаемости от температуры, как видно с ростом температуры в среде идет повышение проницаемости до почти первоначального уровня.

Отсюда можно сделать вывод о том, что осевшие тяжелые компоненты нефти при температуре 98 °С растворяясь, освобождают поры, и каналы среды тем самым улучшают фильтрационные характеристики углеводородной жидкости.

Данная температура достигается за счет реакции компонентов состава D представленного в таблице 1.

Таким образом выделяемая при экзотермической реакции компонентов температура 98 °С является достаточной для очистки призабойной зоны скважины от отложений тяжелых углеводородных компонентов

Опытно-промышленные испытания разработанного реагента были проведены на месторождении Пираллахи НГДУ «Абшероннефть» ПО «Азнефть». После проведения мероприятий по обработке ПЗС на скважине № 1057 эффект наблюдался в течение 90 дней, а дополнительная добыча нефти повысилась до 24 %.

Экспериментально было показано, что разработанный термохимический реагент, изменяя поверхностные показатели, благоприятно влияет на проницаемость пористой среды и позволяет сохранить фильтрационные характеристики среды.

Опытным путем был получен наиболее эффективный компонентный состав термохимического реагента.

Опытно-промышленные испытания реагента на добывающей скважине показали, что применение данного реагента позволяет предупредить АСП отложения и увеличить межремонтный период скважины.

Литература:

1. Suleymanov B.A., Guseynova N.I., Rzayeva S.C, Tulesheva G.D. Применение технологии очаговой кислотной обработки нагнетательных скважин для повышения нефтеотдачи пластов // SPE-189028-RU. SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, At Baku, Azerbaijan, 1–3 November, 2017.
2. Шарифуллин А.В., Шарифуллин В.Н. Композиционные составы для процессов удаления и ингибирования асфальтеносмоло-парафиновых отложений : монография. – Казань : КГТУ, 2010.
3. Мальхин В.И., Тахавудинов Р.Ш., Якубов М.Р. Совершенствование технологий обработки призабойной зоны и повышения нефтеотдачи для месторождений с высоковязкой нефтью // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 4. – С. 112–114.
4. Матиев К.И., Ага-заде А.Д., Келдибаева С.С. Удаление асфальтеносмоло-парафиновых отложений различных месторождений // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 4. – С. 64–68.
5. Гусейнов Ш.Ш., Шамилов В.М., Абдуллаев М.Г., Исмаилова М.К. Перспективы применения новых методов очистки призабойной зоны пласта // АНХ. – 2014. – № 6. – С. 30–33.

References:

1. Suleymanov B.A., Guseynova N.I., Rzayeva S.C, Tulesheva G.D. Use of technology of focal acid processing of delivery wells for increase in oil recovery of layers // SPE-189028-RU. SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, At Baku, Azerbaijan, 1–3 November, 2017.
2. Sharifullin A.V., Sharifullin V.N. Composite structures for processes of removal and inhibition of asphaltenosmolo-paraffin deposits : monograph. – Kazan : KGTU, 2010.
3. Malykhin V.I., Takhautdinov R.Sh., Yakubov M. R. Improvement of technologies of processing of a bottomhole zone and increase in oil recovery for fields with high-viscosity oil // Oil economy. – 2010. – No. 4. – P. 112–114.
4. Matiyev K.I., Aga-zade A.D., Keldibayeva S.S. Removal of asphaltosmolo-paraffin deposits of various fields // SOCAR Proceedings. – 2016. – No. 4. – P. 64–68.
5. Guseynov Sh.Sh., Shamilov V.M., Abdullaev M.G., Ismailova M.K. Prospects of application of new methods of cleaning of a bottomhole zone of layer // ANH. – 2014. – No. 6. – P. 30–33.