



УДК 622

ОЦЕНКА ПРИМЕНИМОСТИ ХИМИЧЕСКОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ БОРЬБЫ С ВЫНОСОМ ПЕСКА В КАЧЕСТВЕ АЛЬТЕРНАТИВЫ ГРАВИЙНОМУ ФИЛЬТРУ



LABORATORY AND FIELD ASSESSMENT OF A CHEMICAL ALTERNATIVE TO GRAVEL PACK FOR SAND CONTROL IN WEAK FORMATIONS

Кильмаматов А.А.

(Нови Сад, Республика Сербия),
ООО «НТЦ НИС – Нафтагаз» д.о.о.
kilmamatov.aa@nis.eu

Пантич Я.М.

ООО «НТЦ НИС – Нафтагаз» д.о.о.
jasna.pantic@nis.eu

Шумар Н.Н.

ООО «НТЦ НИС – Нафтагаз» д.о.о.
nenad.sumar@nis.eu

Ефимов Н.Н.

ООО «НПК «Спецбурматериалы»
(Жуковский, РФ)
efimovniknik@mail.ru

Аннотация. Полевые испытания новых технологий для борьбы с выносом песка принято относить к дорогостоящим мероприятиям. С одной стороны, это связано с высокими затратами на подземный ремонт скважин, с другой – с низкой окупаемостью вложений при внедрении малоэффективных технологий. Оптимальным подходом является предварительное тестирование новых технологий в лабораторных условиях, включающее моделирование фильтрационных процессов и сравнительную оценку различных методов предупреждения осложнений. В данном исследовании приводятся результаты лабораторных тестов и промышленных испытаний, включая работы по усовершенствованию технологии обработки пласта кремнийорганическими смолами.

Ключевые слова: борьба с выносом песка, слабоконсолидированный коллектор, реагенты для обработки призабойной зоны пласта, фильтрационные исследования.

Kilmamatov A.A.

NTC NIS-NAFTASGAS LLC
(Novi Sad, Serbia)
kilmamatov.aa@nis.eu

Pantich Ja.M.

NTC NIS-NAFTASGAS LLC
(Novi Sad, Serbia)
jasna.pantic@nis.eu

Shumar N.S.

NTC NIS-NAFTASGAS LLC
(Novi Sad, Serbia)
nenad.sumar@nis.eu

Efimov N.N.

NPK Spetsbурmaterialy LLC
(Zhukovsky, Russian Federation)
efimovniknik@mail.ru

Annotation. Field trials of novel approaches to sand control in wells are considered to be cost intensive activities. On the one hand, this is due to high workover costs, while, on the other hand, the economic effect is often far from expectations. Therefore, it is practical to first conduct a thorough comparative assessment of various sand control techniques in core flood experiments modeling near-wellbore region as closely as possible. This work reports the results of laboratory testing and field trials of an improved approach to chemical treatment of near-wellbore region with organo-siloxane polymer.

Keywords: sand control, weak formation, chemical treatment of near-wellbore region, filtration experiments.

Введение

Вынос песка для месторождений со слабоконсолидированными коллекторами является основным осложняющим фактором, снижающим рентабельность добычи нефти и газа. Последствием данного осложнения являются повышенный износ оборудования и сокращение наработки на отказ, образование песчаных пробок на забое и в интервале перфорации скважины.

В целях тестирования химических технологий для борьбы с выносом песка было выбрано наиболее проблематичное в этом отношении месторождение НИС-Нафтагаз.

Следует отметить, что в настоящее время большое развитие на предприятии получил «механический» метод, практически весь фонд, осложненный выносом песка, оснащен гравийными забойными фильтрами «Гравел Пак». Это высокоэффективная технология, подразумевающая установку специального металлического фильтра в интервале перфорации и последующую упаковку специально подобранным гравием (кварцевого песка) в пространство между фильтром и эксплуатационной колонной. При последующей эксплуатации гравийный «засып» выполняет функцию фильтрующей среды, проницаемой для пластовых флюидов и удерживающей частицы разрушающегося коллектора.

В целом, «Гравел Пак» успешно решает проблему с выносом песка из добывающих скважин месторождения, однако для 3–5 % скважин есть необходимость в поиске и апробировании новых



технологий, что связано с такими особенностями как темп набора кривизны ствола скважины или имеющимися нарушениями целостности эксплуатационных колонн, накладывающими ограничения на спуск и установку фильтра.

Успешное внедрение альтернативных решений на данном фонде скважин позволило бы добиться сокращения отказов подземного оборудования, стабилизации притока, а в некоторых случаях и ввода в эксплуатацию скважин, остановленных по причине критически высокого выноса механических примесей (песка).

Основной задачей исследований являлось сравнительное тестирование «Гравел Пак» и химической технологии крепления пласта, оценки применимости последней и расширение арсенала применяемых на месторождении технологий.

Высокая стоимость опытно-промысловых испытаний обуславливает задачу по максимально возможному переносу рисков из «скважины» в «лабораторию», т.е. необходимость правильной постановки экспериментов и всестороннего анализа результатов.

В работе описаны все этапы исследований: обзор литературы, подготовка кернового материала, фильтрационные исследования, полевые испытания.

Описание проблематики

Классификация месторождения как осложненного выносом песка из продуктивных пластов подразумевает повышенное содержание механических примесей различной грануляции в добываемом пластовом флюиде.

Информация о грануляции (распределение по размерам) выносимого песка является определяющим фактором при подборе фильтра и в первую очередь влияет на период его безотказной работы.

На основании гранулометрического анализа 111 образцов было выделено 7 групп керна (табл. 1).

Таблица 1 – Группировка керна по результатам гранулометрического анализа

Группа	Песок	Алеврит	Глина	Количество образцов
	0,05–2 мм	0,002–0,05 мм	<0,002 мм	
	Содержание, мас. %			
I	80–100	0–15	0–5	53
II	60–80	15–30	0–5	15
III	60–80	30–45	0–5	6
IV	60–80	15–30	5–10	10
V	60–80	30–45	5–10	6
VI	40–60	30–45	5–10	13
VII	40–60	30–45	10–15	8

Сложность решаемой проблемы подтверждается высоким содержанием мелких фракций (алеврит до 45 мас. %, глина до 15 мас. %).

Для эффективного моделирования фильтрационных процессов был специально подготовлен керновый материал с различным соотношением фракций (табл. 2).

Таблица 2 – Характеристика образцов для фильтрационных исследований

№ образца	Порода	Содержание, мас. %			Минералогический состав, мас. %									
		Песок	Алеврит	Глина	Кварц	Альбит	Микроклин	Мусковит	Хлорит	Каолинит	Кальцит	Доломит	Сидерит	Пирит
1	Песчаник	95,2	4,2	0,6	66,5	5,1	2,9	2,2	2,5	2,3	5,4	12		1,1
2	Песчаник	74,2	20,8	5,0	51,7	5,8	3,5	4,4		7,3	8,7	15,6	2,3	0,7
3	Мергелистый песчаник	53,2	37,1	9,7	53,1	8,5	3,6	7,4	4,7	3,8	8	10,9		
4	Мергель	28,9	51,1	20,0	54,6	7,6		6,8	4,6	3,6	6,5	16,3		



Анализ применимости химических технологий для крепления призабойной зоны пласта

На первом этапе был произведен литературный обзор применяемых на текущий момент химических решений. На основе данного обзора были сформированы ключевые критерии для последующего выбора технологии: призабойная зона скважины после обработки должна быть проницаема для пластовых флюидов, но консолидирована таким образом, чтобы не разрушаться под действием гидродинамических сил и выполнять при этом роль фильтра для приносимых добываемым флюидом механических примесей.

Прочность на слом консолидированного реагентами образца, согласно мнению экспертов (2), должна составлять не менее 5 МПа.

Опираясь на вышеописанные критерии и позитивные публикации для тестирования был отобран реагент на основе кремнийорганических смол, успешно прошедший полевые испытания на российских месторождениях в Западной Сибири.

Дополнительным решающим фактором послужила информация о гидрофобизирующих свойствах выбранного химического реагента, что позитивно влияет на относительную проницаемость обработанного пласта по нефти.

Была проделана серия экспериментов, при этом прочность на слом по методике (5) составила 7 МПа (рис. 1), а гидрофобные свойства подтверждались качественными экспериментами: последовательным нанесением капель керосина и воды на образец (рис. 2).



Рисунок 1 – Фотография песчаника, консолидированного при помощи смол, после испытаний на слом



Рисунок 2 – Проверка гидрофобности образца после обработки реагентом: слева – след от впитавшегося керосина, справа – капля воды

На втором этапе лабораторных работ моделировались фильтрационные процессы в призабойной зоне скважины, оборудованной «Гравел Пак» (рис. 3, а) и обработанной кремнийорганическими смолами (рис. 3, б).

Для проведения фильтрационных экспериментов были подготовлены насыпные модели с использованием следующих материалов:

- керновый материал различной грануляции;
- кварцевый песок с грануляцией, используемой для технологии «Гравел Пак»;
- специальные диски с прорезями, соответствующими по зазору металлическим фильтрующим элементам, применяемым в технологии «Гравел Пак».

При проведении фильтрационных экспериментов, моделирующих течение добываемых флюидов и обработку призабойной зоны пласта, были взяты:

1. Нефть и вода, отобранные на рассматриваемом месторождении.
2. Органический растворитель для промывки призабойной зоны.
3. Адгезионный буфер для подготовки породы перед закачкой смол.
4. Кремнийорганическая смола двух видов.

5. Азот для продувки обработанного образца и формирования каналов в межзерновом пространстве, а также «просушки» композиции.

Результаты фильтрационных испытаний представлены в таблице 3.

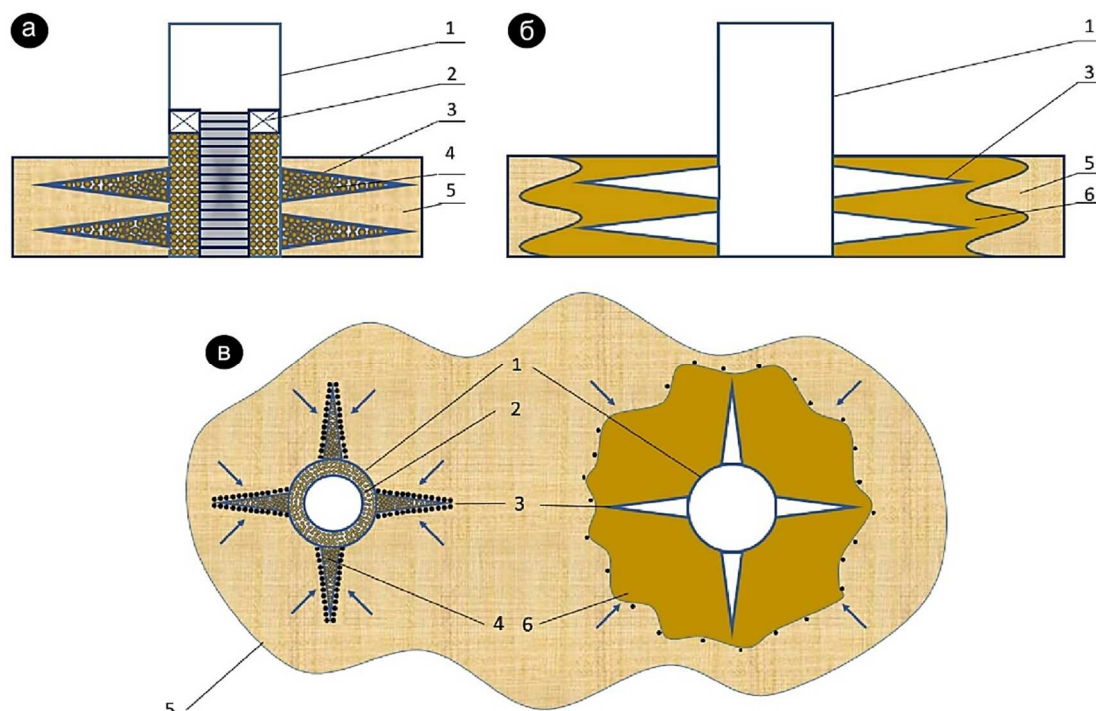


Рисунок 3 – Схематическое изображение призабойной зоны пласта:
 а – Гравел Пак – базовая технология; б – тестируемая технология на основе смол; в – вид сверху;
 1 – скважина; 2 – металлический фильтр; 3 – перфорация; 4 – гравийная засыпка;
 5 – слабосцементированный продуктивный пласт; 6 – зона, обработанная кремнийорганическими смолами

Таблица 3 – Результаты фильтрационных испытаний

№ образца	Содержание, мас. %			Снижение проницаемости образцов по нефти после установки фильтрующих сред в насыпные модели, %			Количество взвешенных частиц, мг/л		
	Песок 0,05–2 мм	Алеврит 0,002–0,05 мм	Глина <0,002 мм	Гравел пак	Смола	Разница	Гравел пак	Смола	Разница
1	95,2	4,2	0,6	-3,11	-7,06	3,95	23,7	22,4	1,3
2	74,2	20,8	5,0	-18,87	-26,51	7,64	27	43,3	16,3
3	53,2	37,1	9,7	-61,5	-60,77	0,73	36	24,8	11,2
4	28,9	51,1	20	-1,32	-13,76	12,44	55	39	16
Среднее						6,19			11,2

Оценка полученных результатов показала, что разница между размерами насыпных моделей и радиусом призабойной зоны пласта не позволяет прогнозировать абсолютные изменения проницаемости или концентрации взвешенных частиц в реальных скважинных условиях, однако в аналогичных условиях эксперимента и при одинаковой степени погрешности возможно делать выводы о сравнительной эффективности различных технологий в лабораторных условиях.

Ориентируясь на реалистичные временные рамки для лабораторных исследований, сложность подготовки насыпных моделей с аналогичной относительной проницаемостью, отсутствие стандартных методик подобных исследований и собранной авторами статистики на основе многократных экспериментов, было решено считать допустимым разброс в экспериментальных данных на уровне $\pm 20\%$.

Результаты сравнительных лабораторных тестов показывают, что потеря проницаемости и концентрация выносимых механических примесей на образцах одинаковой длины для базовой и альтернативной технологии достаточно близки.

В то же время, следует учесть, что в реальных условиях радиус «фильтрующей» зоны для базовой технологии «Гравел Пак» ограничен размерами скважины и перфорационных каналов, в то время как для химической технологии есть возможность значительно увеличить данный радиус путем закачки большого количества реагентов (рис. 3, в).



Это, в свою очередь, позволяет прогнозировать увеличение периода от запуска до критического снижения дебита скважины, так как кольматация призабойной зоны при большем диаметре «фильтра» и одинаковом количестве приносимых добываемым флюидом частиц будет происходить медленнее (рис. 3).

По результатам, полученным на этапе лабораторного тестирования, было решено перейти к опытно-промышленным испытаниям. Результаты по 5 проведенным обработкам скважин представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты опытно-промышленных испытаний

Скважина	Тип скважины	Минералогический состав	D ₅₀ , мм	Достижение запланированного дебита	Критический вынос песка	Успешность
1	Газовая	Песок мелкозернистый	0,1580	Да	Нет	Да
2	Нефтяная	Песок мелкозернистый	0,2200	Да	Нет	Да
3	Газовая	Алевролит, песок	0,0600	Нет	Да	Нет
4	Газовая	Алевролит, песок	0,0196	Нет	Да	Нет
5	Нефтяная	Песок, мергель	0,0525	Нет	Да	Нет

Примечание: D₅₀ – средний диаметр частиц, составляющих продуктивный пласт.

Как видно из Таблицы 4 успешность была достигнута на скважинах, где средний диаметр частиц, согласно анализу керна слагающих призабойную зону пласта, составляет более 0,1 мм; для средней granulации менее 0,1 мм обработки были неуспешны.

Осложнения, наблюдавшиеся при выводе на режим скважин, в которых призабойная зона сложена мелкозернистым коллектором (D₅₀ < 0,1 мм), явились причиной проведения дополнительных исследований.

Было предположено, что смола после обработки снижает геометрические размеры межзерновых каналов (рис. 4).

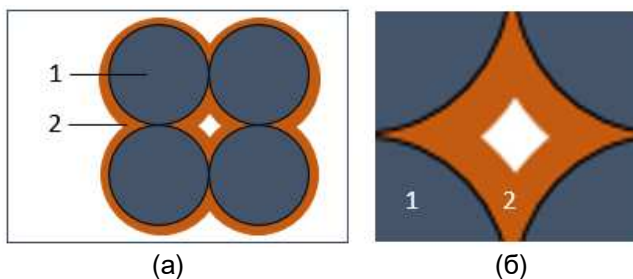


Рисунок 4 – Первоначальная гипотеза о уменьшении проходного сечения межзерновых каналов:
 (а) – частицы породы, покрытые пленкой смолы;
 (б) – канал, частично заблокированный после обработки породы реагентом на основе смол;
 1 – песок; 2 – смола

Микроскопический анализ шлифов керна, обработанного тестируемым реагентом (рис.5), показал, что при соблюдении технологии смола остается только на контакте частиц и не оказывает значительного влияния на размеры межзерновых каналов (рис. 6).

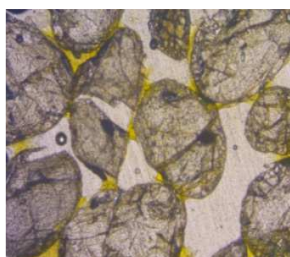


Рисунок 5 – Микрофотография шлифа керна после обработки тестируемыми реагентом:
 1 – песок 2 – смола

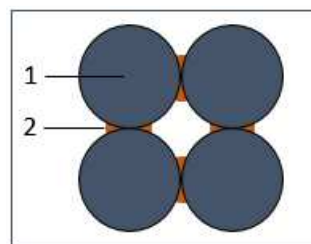


Рисунок 6 – Схема распределения смолы в межзерновых каналах по данным изучения шлифов



Выводы

Внедрены и апробированы методики сравнительного лабораторного тестирования различных технологий по борьбе с выносом песка.

Проведены лабораторные и полевые испытания новой технологии: две из пяти проведенных обработок признаны успешными, скважины выведены из бездействующего фонда. Предварительно определена граница применимости испытанной технологии: средний диаметр слагающих продуктивный пласт частиц должен быть не менее 0,1 мм.

В целом, по результатам описанных в статье лабораторных исследований и полевых испытаний следует признать, что химические технологии для борьбы с выносом песка имеют для данного месторождения большой потенциал и заслуживают дальнейшего изучения. В качестве следующего шага необходимо модифицировать предлагаемую технологию для обработки скважин, где средний диаметр слагающих породу частиц составляет менее 0,1 мм.

Литература

1. Васильев В.А., Дубенко В.Е. Модель переноса песка в пористой среде // Строительство газовых и газоконденсатных скважин : сб. науч. тр. ВНИИГаза. – М. : ВНИИГаз, 1996. – С. 94–99.
2. Сьюмен Д., Эллис Р., Снайдер Р. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах / под ред. М.А. Цайгера. – М. : Недра, 1986.
3. Разработка и испытание пескоукрепляющего состава «Химекоп» на скважинах Песчано-Уметского ПХГ / Н.Н. Ефимов [и др.] // Газовая промышленность. – 2013. – № 7 (693). – С. 43–47.
4. Укрепление призабойной зоны пласта газовых скважин для предотвращения выноса песка с применением кремнийорганического состава «Полискреп» / Н.Н. Ефимов [и др.] // Бурение и нефть. – 2018. – № 3. – С. 32–34.
5. Institute for standardization of Serbia. SRPS CEN ISO/TS 17892-7:2011. Geotehničko istraživanje i ispitivanje – Laboratorijsko ispitivanje tla – Deo 7: Ispitivanje jednoaksijalne čvrstoće pri pritisku na sitnozrno tlo [Электронный ресурс]. – Режим доступа: ограниченный.

References

1. Vasiliev V.A., Dubenko V.E. Sand transfer model in the porous medium // Construction of the gas and gas-condensate wells : a collection of scientific articles / edited by VNIIGAZ. – M. : VNIIGAZ, 1996. – P. 94–99.
2. Syumen D., Ellis R., Snyder R. Handbook to control and combat sand manifestations in wells / edited by M.A. Zaiger. – M. : Nedra, 1986.
3. Development and Testing of Sand-Binding Composition «Himekop» on Wells of Peschano-Umetsk UGS / N.N. Efimov [et al.] // Gas Industry. – 2013. – № 7 (693). – P. 43–47.
4. Strengthening of the bottomhole formation zone of the gas wells to prevent sand removal with application of the organosilicon composition «Poliskrep» / N.N. Efimov [et al.] // Drilling and oil. – 2018. – № 3. – P. 32–34.
5. Institute for standardization of Serbia. SRPS CEN ISO/TS 17892-7:2011. Geotehničko istraživanje i ispitivanje – Laboratorijsko ispitivanje tla – Deo 7: Ispitivanje jednoaksijalne čvrstoće pri pritisku na sitnozrno tlo [Electronic resource]. – Access mode: limited.