

В России и за рубежом проводятся испытания по применению сверхзвуковых вихревых сепараторов при разработке газовых и газоконденсатных месторождений. Экспериментальная испытательная установка в провинции Альберта, Канада, показала, что установка сверхзвукового сепаратора потребляет на 10-20% меньше мощности компрессора, чем установки, использующие клапан Джоуля-Томсона или турбодетандер, на основе того же уровня извлечения [8]. Также данная технология была испытана и в России на базе предприятия ООО «Газпром добыча Ямбург» [9]. Кроме того, в нефтегазовой отрасли Китая установки 3S сепараторов уже находят успешное применение.

Результаты испытаний показывают, что замена клапана Джоуля-Томсона на блок сверхзвуковой газодинамической сепарации на существующих установках НТС позволяет упростить конструкцию установок подготовки газа и повысить степень извлечения жидких углеводородов из скважинной продукции. Это говорит о перспективах использования установок ГДС в промышленной подготовке природного газа к транспорту. Благодаря ряду преимуществ, сверхзвуковые вихревые сепараторы способны полностью заменить существующие технологии НТС.

Литература

1. Xuewen Cao, Jiang Bian. Supersonic separation technology for natural gas processing: A review// Chemical Engineering and Processing - Process Intensification, 136 (February 2019), pp. 138-151.
2. J. Brouwer, H. Epsom. Twister supersonic gas conditioning for unmanned platforms and subsea gas processing// Offshore Europe Conference 2003
3. M. Betting, T. Van Holten, C.A. Tjeenk Willink. US Patent, 6,513,345, April 2 (2003).
4. M. Betting, H.D. Epsom. Supersonic separator gains market acceptance// World Oil, 254 (2007), pp. 197-200
5. Алферов В. И., Багиров Л. А. и др. Устройство для разделения компонентов газовых смесей // Патент РФ 2133137, 20.07.1999.
6. A. Borisov, G. Mirzoev, V. Shtern. Supersonic swirling separator 2 (Sustor2)// Patent US8790455B2, 29.07.2014.
7. Esam I. Jassim. Geometrical Impaction of Supersonic Nozzle on the Dehumidification Performance During Gas Purification Process: an Experimental Study// Arabian Journal for Science and Engineering, 44 (2019), pp.1057–1067.
8. Alfayrov V., Bagirov L., Dmitriev L., Feygin V., Imaye S., Lacey J.R. Supersonic nozzle efficiently separates natural gas components// Oil and Gas Journal, 103 (May 2005), pp. 53-58.
9. Корытников Р.В., Яхонтов Д.А., Багиров Л.А., Имаев С.З. Использование энергосберегающей технологии сверхзвуковой сепарации газа на газоконденсатных месторождениях Крайнего Севера// Экспозиция нефть и газ, 1 (40) 2015, стр. 34-38.

ОСОБЕННОСТИ БОРЬБЫ С ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЕМ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТУРКМЕНИСТАНА

С.С. Тачева

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Борьба с выносом песка в скважины является одной из давних проблем известных в нефтепромышленности. Пескопроявление в скважинах часто возникает при эксплуатации нефтяных месторождений Туркменистана, Азербайджана, Краснодарского края, Западной Сибири, Индонезии, Западной Африки и других. Песок выносится из пласта на забой скважины под воздействием фильтрационного напора при градиенте давления. С выносом песка необходимо учитывать ряд причин, связанных со структурой нефтеносного пласта. Помимо этого, существуют некоторые причины пескопроявления, которые делятся на три группы:

- геологические: глубина залегания продуктивного пласта и пластовое давление; степень сцементированности породы пласта и естественная проницаемость; характер добываемого флюида и его фазовое состояние; внедрение подошвенных вод в залежь и растворение цементирующего материала;
- технологические: величина депрессии и репрессии на пласт; дебит скважины; скин-эффект;
- технические: вид конструкции забоя скважины; при перфорированном забое, интервалы вскрытия пласта и состояние перфорационных каналов (рис.1).



Рис. 1 Причины пескопроявления в скважину

Пескопроявление из пласта становится причиной ряда проблем, которые снижают эффективность эксплуатации скважин при разработке месторождения. Среди них можно выделить: нарушение устойчивости пород в призабойной зоне скважины, обвал пород и, в результате, деформация-смятие эксплуатационной колонны, усиленный износ эксплуатационного оборудования и даже выход скважин из строя. Часть песка, поступающего в скважину, уносится вместе с добываемой продукцией на поверхность, а оставшаяся часть осаждается на забое, образуя пробку, значительно снижающую текущий дебит скважины (рис.2). По исследованиям М. Маскета, при образовании песчаных пробок, проницаемость которых в 200 раз больше проницаемости пласта, дебит нефти тем не менее снижается на 34%. Для удаления пробок нужно проведение трудоемких ремонтных работ, что связано с потерями в добыче нефти.



Рис. 2 Последствия в результате выноса песка в скважину

Существуют различные методы борьбы с пескопроявлением и его последствиями, которые можно разделить на две большие группы:

- 1) предотвращение выноса песка в скважину;
- 2) удаление песчаных пробок.

Наиболее простым методом, который поможет избежать разрушения пород в призабойной зоне пласта и, тем самым предотвратить вынос песка в скважину, является понижение темпов отбора скважинной продукции до определенного допустимого уровня. Это повлияет на снижение скорости фильтрации и депрессии на пласт, тем самым уменьшая напряжение в породе, но приведет к снижению дебитов нефти. [1]

После Великой Отечественной войны, в 1949 г. было начато глубокое разведочное бурение, после чего в 1955 г. начали вводиться в разработку нефтяные месторождения на западе Туркменистана. Разрез этих месторождений в основном представлен песчано-глинистыми отложениями кайнозойского возраста. На каждые 100 м разреза приходится в среднем 5-7 песчаных пластов. Содержание карбонатного вещества в песчано-алевритовых породах уменьшается со стратиграфической глубиной и характеризуются значительным содержанием пелитового материала, доля которого около 45%. [2]

Добывающие скважины вскрывают нефтеносные горизонты с растворенным газом, залегающие на глубине около 3000 м, эффективная мощность которых 15-20 м. Газовый фактор равен 250 м³/т и начальное пластовое давление равно 35 МПа. Конструкция скважин имеет открытый тип забоя с подвешенным на конце НКТ фильтром. Применяются фильтры сетчатого типа, которые представляют собой дырчатую трубу-каркас с входным и выходным отверстиями, обмотанные металлической проволоочной сеткой снаружи. Механизм действия фильтров прост: сетка задерживает частицы рыхлых пород, которые содержатся в добываемой жидкости. Размер ячеек сетки подбирается в зависимости от granulометрического состава и концентрации механических частиц, которые определяются в лабораторных условиях в результате анализа отобранных проб из скважины. Не смотря на простое устройство этого вида фильтров, время от времени они сами забиваются песком, в результате чего приходится останавливать скважину для очистки фильтра или его замены. Также фильтр обуславливает применение пакеров для герметизации верхней части скважины.

Оснащение скважин такого типа фильтрами не предотвращает разрушение скелета породы в призабойной части пласта. По этой причине часть песка, не выносимая на поверхность, оседая на забое, образует пробку, которая может закупорить проходные отверстия (трещины) из пласта в скважину, тем самым уменьшить дебит. Существуют различные методы промывки песчаных пробок, которые предусматривают остановку скважины. На рассматриваемых нефтяных месторождениях применяют способ промывки пробок колоннами гибких труб, которые не требуют глушения скважины. При использовании колонны гибких труб сокращается время проведения спуско-подъемных операций за счёт отсутствия свинчивания и развинчивания резьбовых соединений, так как колонна гибких труб является одной целой стальной трубой, которая наматывается на барабан в собранном состоянии. Роль промывочной жидкости выполняет вода, очищенная нефть, которая через насосный агрегат подается в колонну гибких труб и выходит обратно по кольцевому пространству, унося твердые частицы, образовавшие пробку. При промывке песчаных пробок колонной гибких труб следует следить за концентрацией твердых частиц в жидкости и

за гидростатическим давлением на забой, чтобы предотвратить утечку технологической жидкости в пласт, а в последствии, прихвата колонны гибких труб. [3]

В результате рассмотрения технологических особенностей для борьбы с пескопроявлением на месторождениях Туркменистана, можно сделать выводы, что на месторождениях, которые характеризуются слабой устойчивостью пород, для предупреждения пескопроявления и обеспечения нормальной работы скважин следует придерживаться следующих правил:

1. Не допускать мгновенного приложения больших депрессий на забой при вводе скважин в эксплуатацию.
2. Путем правильного подбора основных параметров работы скважин необходимо установить и поддерживать максимально допустимую депрессию на пласты, обоснованную путем изучения геологических и эксплуатационных данных.
3. Эксплуатационную колонну необходимо перфорировать на всю эффективную мощность разрабатываемого объекта.

Литература

1. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебник для вузов. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
2. Дикенштейн Г.Х. Нефтяные и газовые месторождения средней Азии. – М.: Недра, 1965. – 430 с.
3. Покрепин Б.В. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (МДК.01.02): учебное пособие. – Ростов н/Д: Феникс, 2016. – 605 с.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ ТРЕЩИН ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.С. Трушко, К.В. Синябрюхов

Научные руководители: доцент О.С. Чернова, профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в России на месторождениях с заводнением добывается более 90 % всей нефти. В низкопроницаемых коллекторах приконтурное и внутриконтурное заводнение нередко сочетается с широкомасштабным применением гидравлического разрыва пласта, являющегося одним из наиболее эффективных методов повышения производительности скважин. Наибольший эффект достигается при проектировании гидравлического разрыва пласта (ГРП) как элемента системы разработки, когда выбор скважин для проведения гидроразрыва осуществляется с учетом всей пластовой системы, взаимного расположения скважин, взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин. Опыт применения ГРП показывает, что в некоторых случаях сразу после проведения операции наблюдаются как резкий рост, так и падение обводненности. Рост обводненности, как правило, связывают с ускоренным прорывом воды по трещине от нагнетательных скважин или с разрывом экрана, отделяющего продуктивный пласт от водонасыщенного пласта. Снижение обводненности обычно объясняют вовлечением в разработку зон и пропластков, не дренированных ранее, сообщаемость которых со скважиной обеспечивается вертикальной трещиной гидроразрыва.

На месторождении X Томской области эксплуатационными объектами являются объекты $Ю_1^3$ и $Ю_1^{1+2+M}$. Объект $Ю_1^3$ в связи с более высокой проницаемостью пласта с течением разработки почти полностью выработан, в то время как объект $Ю_1^{1+2+M}$ в некоторых зонах почти не затронут разработкой. Для интенсификации притока на месторождении на большей части скважин были проведены операции по гидравлическому разрыву пласта, в результате чего, верхний объект с более худшим фильтрационно-емкостными свойствами оказался гидродинамически связан с нижним объектом разработки. Для дальнейшей разработки месторождения и выработки запасов нефти объекта $Ю_1^{1+2+M}$ было предложено использовать технологию, применяющуюся на близлежащем месторождении с аналогичной проблемой, а именно изоляцию нижележащего пласта путём закачивания полиакриламид Seurvey A2 (рисунок 1).

Перф/л	Пласт	Пропл	H(md)	L(md)	H+L(md)	H(abs)	L(abs)	H+L(abs)	Литс	Колл.	Тип
■	Л1-2	Л1-2	2446,2	0,8	2447,0	2128,0	0,8	2128,8	алев	Нет	Неколлектор
■	Л1-2	Л1-2	2447,0	2,0	2449,0	2128,8	2,0	2130,8	песч	Да	Коллектор
	GAP3	GAP3	2449,0	1,8	2450,8	2130,8	1,8	2132,6	глин	Нет	Неколлектор
	Л1-3	Л1-3	2450,8	0,6	2451,4	2132,6	0,6	2133,2	песч	Да	Коллектор
■	Л1-3	Л1-3	2451,4	2,0	2453,4	2133,2	2,0	2135,2	алев	Нет	Неколлектор
■	Л1-3	Л1-3	2453,4	1,0	2454,4	2135,2	1,0	2136,1	песч	Да	Коллектор

Рис. 1 Изоляция пропластков верхнего объекта разработки

Модифицированный полиакриламид Seurvey A2 применяется в процессах интенсификации добычи нефти в качестве загустителя кислотных композиций при обработке призабойной зоны пласта.

Физико-химические свойства представлены в таблице 1 [1]: