

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

$$S(\tau_0, \eta_0, y, k, b) = \sum_{i=1}^N (\tau_0 + \eta_0 e_i + yg(k, b, e_i) - \tau_i)^2. \quad (5)$$

Необходимым условием минимума функции является равенство нулю частных производных этой функции по всем её аргументам. Поэтому из соотношений $\frac{\partial S}{\partial \tau_0} = 0$, $\frac{\partial S}{\partial \eta_0} = 0$, $\frac{\partial S}{\partial y} = 0$ с учетом того, что $\frac{\partial g}{\partial \tau_0} = \frac{\partial g}{\partial \eta_0} = \frac{\partial g}{\partial y} = 0$ получается линейная система трех уравнений с тремя неизвестными, из которой легко находятся τ_0 , η_0 , y , зависящие от k, b . Следовательно, теперь функция (5) будет зависеть только от двух аргументов k и b :

$$S(k, b) = \sum_{i=1}^N (\tau_0(k, b) + \eta_0(k, b)e_i + y(k, b)g(k, b, e_i) - \tau_i)^2. \quad (6)$$

На основе полученных соотношений выполнены расчеты с использованием следующих экспериментальных данных: $\{e_i\} = \{3; 5,4; 9; 16,2; 27; 48,6; 81; 145,8; 243; 437,4; 729; 1312\}$, $\{\tau_i\} = \{2,16; 2,21; 2,48; 2,9; 3,69; 4,95; 6,48; 8,96; 12,02; 18,18; 25,35; 43,06\}$. На рисунке показана функция (6) при $k \in [10^{-4}; 1]$, $b \in [10^{-3}; 12]$. По каждому измерению было 250 равноотстоящих точек. Рисунок построен в программе Surfer с использованием градиентной заливки, метод интерполяции – крайинг.

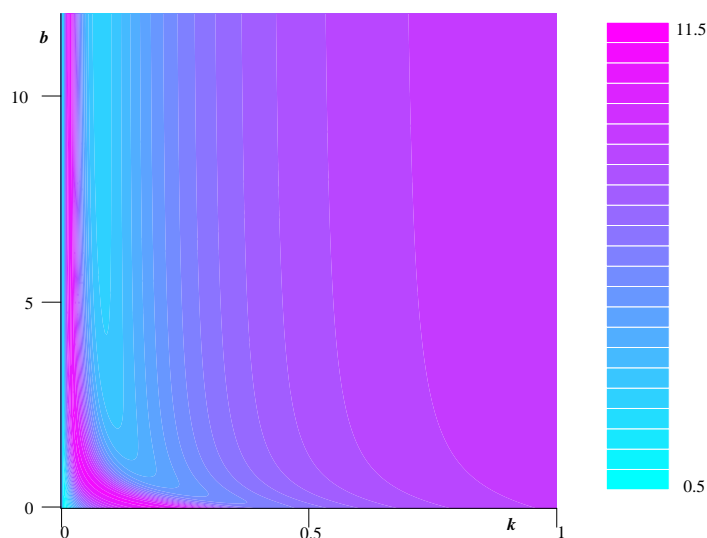


Рис. Функция $S(k, b)$

Из рисунка следует, что на некотором расстоянии от левой границы сверху вниз идут максимальные значения. Следовательно, функция (6) не обладает унимодальностью, что и объясняет неединственность решения методом Ньютона. С рисунка можно взять начальные данные слева и справа от максимумов для поиска минимума функции (6), с последующей проверкой на физическую достоверность результата, в частности, полученные значения τ_0, η_0, y, k, b должны быть больше нуля.

Таким образом, предложенный подход позволяет для экспериментальных данных найти параметры аппроксимирующего соотношения и определить зависимость напряжения сдвига и/или вязкости от скорости сдвига.

Благодарим Л.В. Шишмину за привлечение внимания к проблеме и Л.В. Чеканцеву за предоставленные экспериментальные данные.

Литература

1. Абдульманов Р.Г., Сериков П.Ю., Смилов Е.В., Сюняев З.И. Агрегативная. Устойчивость тяжелого дистиллятного сырья в присутствии активирующих добавок // Химия и технология топлива и масел. – 1985. – №1. – 28 – 29 с.
2. Гиниятуллин В.М., Теляшев Э.Г., Урманчев С.Ф. К вопросу о механизме изменения вязкости нефтяных дисперсных систем // Учебное пособие. Нефтепереработка и нефтехимия. – 1997. – №8. – 18–20 с.
3. Гилязетдинов Л.П., Аль-Джомо А. Определение параметров темных частиц дисперсной фазы в нефтяных системах // Химия и технологии топлив и масел. – 1994. – №3. – 27 – 29 с.
4. Сюнев З.И. Нефтяной углерод. – М.: Химия, 1980 – 270 с.

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ОЧИСТКИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ОТ ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ ПРОБОК

Е.А. Шефер

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

На данный момент Российская экономика сильно зависима от нефтегазовой отрасли. Для того, чтобы наша страна благополучно процветала и развивалась, ей нужны большие денежные средства. Огромная доля финансирования поступает как раз от нефтегазовой промышленности. Это говорит о том, что нашему государству выгодно развиваться в этой области. В процессе разработки возникает множество проблем, таких как падение темпов извлечения и износ оборудования. Чтобы решить эти проблемы нужно развивать технологии повышения извлечения нефти и газа, а также усовершенствовать методы добычи горючих ископаемых.

В данной статье речь пойдет о технологиях и технических средствах для очистки газовых скважин от песчано-глинистых пробок. В процессе эксплуатации газовых скважин, особенно в период снижения темпов добычи газа, часты случаи образования пробок на забое скважины. Процесс пробкообразования наиболее часто наблюдается на месторождениях, продуктивные горизонты которых образованы песчано-глинистыми горными породами и слабосцементированными песчаниками.

Образование песчаных пробок в основном происходит в период падения пластового давления, вследствие чего уменьшается депрессия. Газ, поступающий из пласта в скважину, захватывает с собой песчинки песка и выносит их на поверхность. Когда наблюдается уменьшение депрессии, скорость газового потока уже не настолько сильная и тяжёлые песчинки начинают осаждаться на забой скважины. Постепенно слой таких частиц накапливается и в конечном счёте достигает периода перфорации скважины. Даже при частичном перекрытии периода перфорации песчаной пробкой, дебит газа значительно уменьшается. Чтобы избежать больших песчаных пробок важно правильно подбирать технологический режим работы скважин. Например, если рассмотреть неразрушающийся коллектор с высокой депрессией, то забой скважины будет загрязняться незначительно. В случае, если из-за выноса песка газом нарушается устойчивость пласта, то возможно обрушение горной породы в призабойной зоне пласта, что может привести к разрушению эксплуатационной колонны и выводу скважины из эксплуатации. Возникающие на забое пробки уменьшают площадь фильтрации и создают дополнительное сопротивление для газа. Чтобы эксплуатация скважин была экономически выгодной необходимо удалять и предотвращать появившиеся глинисто-песчаные пробки.

Исходя из исследований О.Б. Качалова и С.Н. Назарова, можно сказать, что песчаная пробка оказывает значительное влияние на производительность газовой скважины. Анализируя расчётные данные, видно, что даже если проницаемость пробки в 100 раз больше проницаемости пласта и перекрыто всего 60% перфорации, то производительность газовой скважины снижается до 48%. Если же рассмотреть случаи, когда песчаная пробка полностью перекрывает интервал перфорации, то производительность скважины будет незначительной по дебиту, и эксплуатация данной скважины окажется экономически нецелесообразной [1].

Во избежание образования крупных песчаных пробок целесообразно применять методы предотвращения попадания песка в скважину. Одним из таких является технологический метод, который заключается в регулировке отбора газа. В действительности же осуществить регулирование таким образом, чтобы избежать попадание песка в скважину невозможно. Постепенно песок всё равно будет накапливаться на забое, да и по экономическим показателям может оказаться нерентабельно производить такие небольшие отборы газа. Механический способ задержания песка, заключается в применении различных фильтров, устанавливаемых на продуктивных участках скважины. Существуют различные виды фильтров, такие как: дырчатые, щелевые, проволочные, гравийные и др. Такой способ решения проблемы имеет место быть, фильтр прослужит определённое время, но после всё равно начнёт засоряться и потребуются новые технологические решения. Ещё одним методом предотвращения попадания песка в скважину является химический метод, который заключается в закачке в призабойную зону цементирующих веществ или крупнозернистого песка. К недостаткам этого метода стоит отнести изменение фильтрационных свойств в призабойной зоне, что приведёт к уменьшению добычи газа. Также стоит отметить использование комбинированного метода, который включает применение фильтров и цементацию призабойной зоны.

На случай, когда вышеперечисленные методы не справляются с поставленной задачей, существуют два способа ликвидации песчаных пробок. При выборе способа очистки скважины нужно учитывать тип пробки, степень износа эксплуатационной колонны, а также пластовое давление. Также нужно помнить, что пробки могут быть очень плотными и непроницаемыми. При разрушении такой пробки, пластовое давление вырывается наружу в ствол скважины и происходит резкий выброс газа, материала пробки, а в некоторых случаях возможен выброс оборудования.

К первому способу относится применение специальных устройств, называемых желонки. Желонка представляет собой цилиндрическую ёмкость, оснащённую устройством для захвата материала, который засоряет скважину. Данное приспособление опускают в эксплуатационную колонну на НКТ и, когда остаётся несколько метров до образовавшейся пробки, значительно увеличивают скорость спуска желонки. В результате при ударе разрушается пробка, и частицы песка поступают в желонку через клапан. Когда начинается подъём, клапан закрывается, и материал остаётся внутри. Для лучшего эффекта процедуру производят несколько раз, после чего желонку поднимают на поверхность и очищают. Существует несколько видов желонок: простые используются, когда материал пробки состоит из рыхлых пород; поршневые применяют, когда пробки очень плотные; и для особых случаев используют автоматические желонки. К преимуществам этого метода стоит отнести простоту конструкции и отсутствие рисков загрязнения призабойной зоны. Недостатками данного метода являются низкая эффективность, так как приходится спускать желонку несколько раз, и длительность процедуры.

Следующий, не менее эффективный способ ликвидации песчано-глинистых пробок основан на промывке ствола скважины различными жидкостями. Важно помнить, что промывочная жидкость не должна попадать в продуктивную зону пласта, иначе будут изменены фильтрационные свойства призабойной зоны, и газ будет плохо поступать в скважину. Например, для скважин с низким пластовым давлением, чтобы избежать попадание промывочной жидкости в пласт применяют азиррованную жидкость или пену. Такие газожидкостные смеси оказывают гидростатическое давление на забой значительно меньше, чем обычная жидкость.

Различают прямую, обратную и комбинированную промывку. При прямой промывке в скважину опускают колонну промывочных труб, через которые подаётся промывочная жидкость. Разрушенные частицы пробки поднимаются по кольцевому пространству, между эксплуатационной колонной и промывочной трубой. Этот способ очистки преимущественно применяют при ликвидации плотных пробок. Существенный недостаток заключается в необходимости большого расхода промывочной жидкости, так как кольцевое сечение имеет большую площадь и скорость подъёма жидкости не обеспечивает подъём тяжёлых частиц.

Обратная промывка осуществляется следующим образом, промывочная жидкость поступает через кольцевое пространство, а размытый песок с жидкостью поднимается по промывочной трубе. Относительно маленькая площадь сечения промывочной трубы позволяет выносить песок с большей скоростью, чем при прямой промывке. Всё бы хорошо, но у этого способа ликвидации пробок имеется свой недостаток, малая разрушительная способность.

Прямая и обратная промывка имеют, как преимущества, так и недостатки. Каждый из этих методов подходит для особого случая. Особое внимание заслуживает современная разработка ООО «НПФ «Пакер» универсальное приспособление, которое называется устройство промывочное скользящее (УПС). Это устройство позволяет производить очистку скважины в условиях поглощения, без попадания в пласт промывочной жидкости. Также УПС способно очищать скважину ниже фильтра, создавая тем самым дополнительное пространство для накопления песчаных отложений в последующей эксплуатации. Особенностью данного устройства является наличие уплотнительного элемента и узла перекрёстных сечений, который позволяет переводить промывочную жидкость из затрубного пространства в гидромоторное перо и возвращать жидкость с песком в НКТ. Перед началом промывки НКТ, с закреплённым на конце УПС, опускают на нужную глубину. После чего уплотнительный элемент, управляемый гидроприводом, расширяется и перекрывает затрубное пространство. Промывочная жидкость под напором подаётся в кольцевое пространство и возле уплотнительного элемента, попадает в напорный клапан, где переходит в гидромоторное перо. В связи с уменьшением диаметра, напор жидкости увеличивается, и происходит прямая промывка песчано-глинистой пробки. Дальше взрыхлённые частицы песка вместе с промывочной жидкостью через обратный клапан попадают в НКТ и выносятся на поверхность с высокой скоростью, как при обратной промывке. Пласт слабо поглощает промывочную жидкость, так как создаётся слабое гидродинамическое воздействие, благодаря уплотнительному элементу. УПС обладает преимуществом прямой и обратной промывки, а также исключает недостатки этих методов [2].

В ПАО «Оренбургнефть» был произведён анализ рынка на наличие технологий ликвидации отложений пропантанта и кварцевого песка в скважине. Важным критерием отбора была надёжность технологии и способность применять её в условиях поглощения жидкости пластом. Были произведены успешные опытно-промышленные испытания устройства промывочного скользящего, которое опробовали на 4 скважинах, где требовалась произвести промывку. Во всех случаях УПС производило стабильную циркуляцию жидкости. Результаты исследования показали, что объём поглощения промывочной жидкости пластом уменьшился в 4-10 раз, чем при прямой промывке. После первого испытания, было обнаружено, что уплотнительный элемент испортился. Была произведена модернизация данного элемента и в дальнейшем таких проблем не наблюдалось. Таким образом, промывочное устройство позволяет прочищать скважины с высокой проницаемостью, очень низким пластовым давлением и вероятностью поглощения промывочной жидкости [3].

Песчаные пробки являются достаточно серьёзной проблемой при эксплуатации газовых скважин, в связи с этим следует предпринимать методы предотвращения выноса песка ещё на начальном этапе разработке. Нужно оценивать тип коллектора, пластовое давление и правильно выбирать систему разработки. Конечно, полностью избежать образование песчаных пробок невозможно, поэтому следует разрабатывать эффективные, малозатратные и быстрые способы устранения пробок. Устройство промывочное скользящее вполне подходит под эти критерии, но, как говорится, «нет предела совершенству».

Литература

1. Назаров С.Н., Качалов О.Б. Приток газа к скважине с песчаной пробкой на забое. Известия вузов, серия «Нефть и газ», 1966. №2.
2. Сайт журнала «Инженерная практика» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://glavteh.ru/устройство-промывочное-скользящее/> (содержит статью «устройство промывочное скользящее»).
3. Сайт журнала «Инженерная практика» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://glavteh.ru/очистка-забоя-мехпримеси-упс/> (содержит статью «увеличение эффективности очистки ПЗП с применением УПС»).

РАЗРАБОТКА ЗАЛЕЖЕЙ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ СКВАЖИНАМИ СЛОЖНОЙ КОНСТРУКЦИИ

А.А. Шупиков, Н.И. Полякова

Научный руководитель - старший преподаватель Е.М. Вершкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Высоковязкие нефти и природные битумы следует рассматривать в качестве комплексного сырья. В их состав входят ценные органические соединения, в том числе нафтеновые кислоты, металлопарфирины, простые и сложные эфиры, которые могут служить источником уникальных катализаторов и т.д. Они находят применение в медицине, в химических технологиях, в биотехнологиях, поэтому вопрос разработки залежей тяжелых нефтей является особенно актуальным.

Более двух триллионов баррелей вязкой нефти (тяжелые и сверхтяжелые нефти и битумы) содержатся в трещиноватых карбонатных коллекторах [1]. Относительно подвижные битумы залегают в песчано-алевритовых коллекторах, более вязкие в карбонатных. Основой экономически эффективного развития производства битумов может стать одновременная эксплуатация битумных месторождений и месторождений сверхвязкой нефти, залегающих на глубине от 800 до 1200 метров.

Популярные методы добычи тяжелых нефтей и битумов отличаются большими энергетическими затратами при тепловом воздействии. Основными осложняющими факторами являются низкая проницаемость битумосодержащих коллекторов и вязкость продукции, превышающая 1000 мПа*с. Возможности стандартного оборудования для механизированной добычи не отвечают требованиям, предъявляемым при разработке залежей высоковязких нефтей, обусловленным действием гидродинамических сил трения при движении жидкости в трубах. Поэтому происходит совершенствование существующих технологий и усложнение конструкции скважин.