

and judge the quality of raw materials and sintering. Stone production plants can adjust properly technological parameters of equipment due to the cutting performance.

The detecting system has been applied successfully in practice, having excellent human-computer interaction, high test precise and convenient operation. The system can be widely used in stone production companies, saw production plants and the quality testing department etc. so market prospect is excellent.

Reference

1. Guojie, Wang zhaoba. Base on LabVIEW serial communication interface design and realization//Mechanical engineering.–2008.–№5.–P. 57-59.
2. Lixiaofeng, Zhang hongmin, Mei kangping. Base on LabVIEW multichannel and multi-parameters virtual instrument design//. Computer and digital engineering, 2008.–№3.–P. 148–150.
3. Qilei, Niu qiulin, Kou zili. the test and research of PCBN tools cut off harden steel//Diamond and grinding material engineering.2009.–№5.–P. 23-27
4. Jimenez F J, De Ffrutos J. Virtual instrument for measurement, processing data, and visualization of vibration patterns of piezoelectric devices // . Computer Standards & Interfaces. 2005.– 27.–№ 6.–P. 653–663.

Received 11.06.10

УДК 622. 255

Р. Б. Ракишев¹, акад. НАН РК; **В. П. Оницин**², член-корр. РАН;
Б. Т. Ратов¹, канд. тех. наук

¹Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева, г. Алматы,
²Санкт-Петербургский государственный горный институт, Россия

О ВОЗМОЖНОСТЯХ ПОВЫШЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Colmatage zone of a productive horizon oil well is one of main reason waste time and reducing productivity of drilling works. Methods have been description of slow down of colmatation processes.

Как известно, что продуктивность нефтяных скважин неуклонно снижается в процессе их эксплуатации. Вскрытие продуктивного пласта сопровождается нарушением его естественных фильтрационных свойств в призабойных зонах скважин, что обуславливается перемещением частиц породы и проникновением в поровое пространство промывочной жидкости, ее фильтрации и шлама (представляющим суть кольматации) вызванным избыточным гидростатическим давлением, необходимым для предотвращения обрушения стенок скважины.

Кольматация является одной из основных причиной снижения производительности скважины с течением времени. На интенсивность ее проявления влияет множество факторов. В первую очередь это характер используемой промывочной жидкости.

Особенности позднего периода эксплуатации нефтяных месторождений обуславливают необходимость постоянного поддержания высокой эффективности и качества проводимых работ. Важнейшим критерием качества работ при бурении скважин, вскрытии пластов, вводе их в эксплуатацию и в процессе эксплуатации является минимизация негативного воздействия на природные коллекторские свойства продуктивных пластов.

Уже на стадии бурения и первичного вскрытия нефтяного пласта в призабойной зоне происходят необратимые физико-химические и механические процессы, приводящие к снижению проницаемости нефти.

В результате многочисленных лабораторных исследований и экспериментальных работ, выполненных в процессе бурения скважин, установлено следующие:

- с увеличением перепада давления между стволом скважины и призабойной зоной пласта, а также продолжительности контакта бурового раствора с пластом, увеличивается объем проникающих в пласт фильтратов и твердых частиц, повышается закупоривание буровым раствором призабойной зоны продуктивного горизонта;

- наибольший вред буровой раствор приносит при вскрытии пластов с низкой проницаемостью, а также продуктивных горизонтов с незначительными пластовыми давлениями;

- из всех параметров бурового раствора наиболее существенно на фильтрацию жидкости в пласте влияют водоотдача и динамическая фильтрация, в зависимости от скорости потока и температуры в забое.

В результате низкого качества вскрытия продуктивного пласта снижаются добычные возможности скважин, ухудшается приток жидкости и газа из малопроницаемых прослоев пласта, снижается дренируемый объем, а, следовательно, и коэффициент нефтеотдачи. Все это приводит к необходимости создания повышенных компрессий при освоении и эксплуатации скважин, что особенно негативно влияет на разработку залежей, коллекторы которых представлены несцементированными или слабо сцементированными песками, либо подошвенными водами. Повышенные компрессии в неустойчивых коллекторах приводят к разрушению призабойной зоны, что может вызвать аварийные ситуации, а при наличии подошвенной воды коллекторы преждевременно обводняются.

В технологических процессах нефтедобычи применяют сотни химических продуктов различного класса. Которые наряду с позитивным влиянием на пласт оказывают также негативное воздействие, как на состояние пористой среды, так и на дальнейший процессы добычи и подготовки нефти.

На физико-химические свойства пластовой нефти в процессе разработки месторождений существенно влияют химические реагенты, закачиваемые в пласт для обработки призабойной зоны и для увеличения нефтеотдачи, в частности они могут способствовать уменьшению температуры насыщения нефти парафином, что приводит к его накоплению.

Накопление парафина и образование асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО) наиболее характерно для завершающей стадии отработки нефтяных месторождений.

Нефтяная скважина, как любое сложное техническое сооружение, периодически требует текущих и капитальных ремонтных работ. Одной из предварительных операций, обеспечивающей успешное безопасное проведение подземного ремонта, является глушение скважины.

Применяемая технология глушения скважин предусматривает два варианта замены скважинной жидкости на жидкость глушения – полную в объеме всей скважины, или частичную, на глубину подвески насосно-компрессорных труб. В обоих вариантах жидкость глушения с повышенной плотностью оказывается на забое скважин и контактирует с продуктивным пластом. Вследствие перепада давления происходит проникновение части жидкости глушения в пласт во время проведения ремонтных работ.

Объемы работ по подземному ремонту и глушению скважин с течением времени увеличиваются. В отрасли еще в начале 80-х годов прошлого века ежегодно производилось более 70 тысяч ремонтов, большинство из которых осуществлялись с предварительным глушением скважин; сегодня эти цифры возросли, как минимум в 1.5-2 раза. Как правило, каждая скважина, ежегодно (или раз в два года) подвергается глушению.

Традиционными технологическими жидкостями для промывки и глушения скважин при производстве подземных ремонтов нефтяных скважин являются пластовые минерализованные воды и водные растворы неорганических солей (хлористого натрия, хлористого кальция, хлористого магния и др.), глинистые растворы на водной основе, утяжеленные при необходимости

мелкодисперсными наполнителями: баритом, гематитом, мелом и пр. Широкое применение этих водных систем для глушения скважин на всех месторождениях страны обуславливается их доступностью, относительно невысокой стоимостью и простотой приготовления.

Таким образом, продуктивные пласты в течении всего времени эксплуатации, начиная со вскрытия бурением, подвергаются периодическому воздействию водных систем, что приводит к значительному снижению нефтепроницаемости призабойных зон добычных скважин и, как следствие, к значительным срокам освоения месторождения и выхода скважины на режим. В результате уменьшаются объемы добычи нефти, снижается продуктивность эксплуатации скважин и отдача пластов.

В этой связи большее значение приобретают разработка и выбор наиболее эффективных технологических жидкостей, используемых при сооружении, эксплуатации и ремонте скважин.

С течением времени в эксплуатируемых скважинах в результате отложения твердых веществ в них образуются местные сужения, что приводит к снижению производительности скважин. Нередко также возникают аварийные ситуации, требующие проведения ремонтных работ с постановкой искусственных пробок, которые обычно выполняются из цементно-песчаного материала и имеют значительную крепость, в отличие от слабых пород, по которым осуществляется проходка скважины. Чаще всего ремонтные работы выполняются на значительных глубинах ликвидация пробок, занимает много времени, что обуславливает длительное воздействие скважинной жидкости на призабойную зону пласта, негативные последствия неизбежны. Для сокращения времени ликвидации пробок и расширения суженных участков скважины необходимо повышение производительности ремонтных работ.

Методы, применяемые для борьбы с кольтматацией, способствуют снижению ее интенсивность, но не ликвидируют полностью. Для восстановления дебита скважины используют методы декольтматации скважин.

В настоящее время применяют свыше 20 методов декольтматации. Многочисленность их вызывает необходимость создания их классификации для облегчения выбора и использования.

Разработанная новая классификация методов декольтматации продуктивных пластов показана на рис. 1. Главный принцип, положенный в ее основу, – вид энергии (поля), воздействующей на пласт. В соответствии с этим принципом методы декольтматации поделены на физические, химические и комбинированные.[1]

Каждый метод в свою очередь классифицируется по методам и средствам воздействия на пласт.

Так, физический метод по воздействию на пласт делится на механический, гидравлический и гидроимпульсный, химический – по воздействию химического реагента, физико-химический – по конкретным технико-технологическим средствам воздействия на пласт.

Результаты изучения эффективности методов декольтматации по данным стендовых и производственных экспериментов показало, что наиболее перспективный гидровибрационный метод, характеризующийся созданием знакопеременных давлений на стенку скважины и фильтр.

Из существующих устройств для гидровибрационной декольтматации наиболее эффективную работу при глубине скважин свыше 200 м обеспечивает устройство с использованием гидроударников, в качестве генераторов гидроимпульсов (рис. 2). Поскольку гидроударники являются буровыми машинами, то выбором наиболее эффективной конструкции гидроударника решается сразу две задачи по повышению производительности нефтяных скважин – декольтматация призабойной зоны и повышение эффективности бурения при ремонтных работах.

Выводы

Для снижения потерь при добыче нефти и повышения производительности скважин существуют, три основных направления работ.

Первое направление заключается в разработке специальных технологических жидкостей, соответствующих процессам, происходящим в скважине, с позиции минимального влияния на кольтматацию скважины и оборудования. Следует переходить от методологического принципа «эксплуатация пласта» к бережному «обслуживание пласта», начиная от его качественного первичного вскрытия, и далее по цепочке, – качественное вторичное вскрытие – качественное глушение – качественная промывка – система стимуляции продуктивности и регулирования отбора воды и нефти – поддержание оптимальной энергетики пластов. Только при новом подходе будут созданы технологические предпосылки работы нефтедобывающих скважин с потенциальным дебитом в течение продолжительного периода.

Второе направление – сокращение продолжительности контакта скважины с технологическими жидкостями, что негативно влияет на фильтрационные свойства призабойной зоны. Это возможно путем повышения производительности процессов бурения при ремонтных работах в скважинах.

К третьему направлению относятся работы по ликвидации последствий засорения и кольтматации скважин и фильтров в призабойной зоне, т. е. декольтматации скважин для увеличения их дебита.

Результаты исследований показали, что обеспечить наиболее эффективное проведение работ по второму и третьему направлениям можно посредством использования гидроударников.

Наиболее широкий диапазон возможных глубин применения в скважине и сокращение продолжительности использования за счет повышения эффективности процесса обеспечивает предложенная нами конструкция двухклапанного гидроударника «НГ», на которую получен инновационный патент КЗ.

Разработанный двухклапанный гидроударник (рис. 2) имеет корпус 1, в верхней части которого расположен переходник на колонну бурильных труб и клапанная коробка 2, содержащая центральную полость 4, соединенную с затрубным пространством скважины отверстием 5, и продольные отверстия 3 для прохода жидкости в камеру 7. В камере 7 расположен верхний клапан 6, шток которого входит в полость 4 клапанной коробки 2, а также ограничительное кольцо 8 для ограничения хода верхнего клапана 6.[2]

В камеру также выходит и шток ударника 11, с центральным осевым каналом, открытый с верхнего торца штока, а внизу переходящий в радиальные каналы 12. Для ударника характерно дифференциальное исполнение: площадь сечения его нижнего торца имеет сечение A , а верхний выполнен в виде ступени, площадь сечения верхней части которой – A_1 , а нижней – A_2 , причем последняя находится в камере низкого давления 9, в связи с чем, из находящихся в зонах высокого давления площадей A и A_1 больше площадь нижнего торца A .

Камера низкого давления находится между корпусом гидроударника и ударником. Она разгружена от давления в затрубное пространство через отверстие 10. Нижняя часть ударника выходит в нижнюю камеру высокого давления 13,

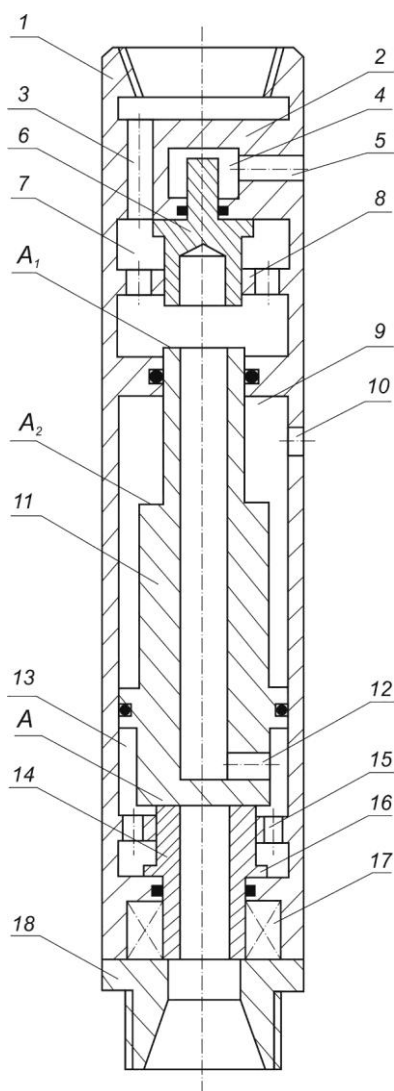


Рис. 2. Схема двухклапанного гидроударника двойного действия НГ

куда выходит также верхняя часть трубчатого клапана 14 с ограничительным буртом 16 и находится ограничительное кольцо 15. Нижний торец клапана опирается о наковальню 18, соединенную с корпусом гидроударника через шлицевой переходник 17, передающий наковальне вращение относительно продольной оси через корпус и разъединяющий при ударе массу наковальни с породоразрушающим инструментом от массы гидроударника и колонны бурильных труб, соединенных с ним.

Верхний клапан камеры имеет дифференциальное исполнение, т. е. его торцовые площади, на которые воздействует давление в камере, различны за счет того, что часть верхней площади – площадь штока, находится в полости низкого давления.

Замена дросселя, характерного для принятого в качестве прототип гидроударника двойного действия Р-ЗМГ, клапаном, который полностью перекрывает поток жидкости, причем за короткое время, что сопровождается гидравлическим ударом в нижней камере, создающим высокое давление, интенсифицирует обратный ход ударника, сокращается время t_1 и полное время цикла. Соответственно увеличивается частота ударов и уменьшается расстояние между следами от удара каждого резца.

Кроме того, при отрыве нижнего клапана от ударника в клапане открывается отверстие, обеспечивающее свободное истечение жидкости из нижней камеры, а следовательно, устраняющее противодействие рабочему ходу ударника, что повышает энергию удара. Таким образом, нижний клапан, выполняя функцию дросселя, одновременно выполняет функцию внутреннего клапана ударника в машине Р-ЗМГ. Этим достигается повышение эксплуатационных показателей гидроударника при упрощении конструкции.

Литература

1. Ратов Б.Т. Разработка технико-технологических средств гидровибрационного освоения водоносных пластов. // Автореф. дисс. Алматы.: Изд-во Каз НТУ.– 2006.
2. Инновац. пат. № 21226. Казахстан. Двухклапанный гидроударник двойного действия/ М. Отебаев, Б. М. Ратов, М. В. Таран, Б. М. Отебай.– Оpubл. 15.05.09.– Бюл. № 5.

Поступила 04.06.10

УДК 622.243

И. Я. Ширали

Государственная Нефтяная компания Азербайджанской Республики

ОПТИМИЗАЦИЯ ГЕОМЕТРИИ РЕЖУЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ ВООРУЖЕНИЯ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

Interaction of working parts rockdestructive tools with the rocks in the drilling work process has been considered.

Mechanical model of loading of working parts have been made up. In accordance with corresponding boundary and initial conditions mathematical model of the interaction process has been developed and solved on the basis of this model. As a calculating procedure variation method of conditional optimizational has been applied. As a result methods determining optimal form of working parts providing maximum destructive power and minimum energy intensity have been developed.

При решении вопросов геометрии режущих кромок следует исходить из физико-механических свойств разрушаемых пород. Это обусловлено, тем что форма рабочих поверхностей породоразрушающих инструментов должна регламентироваться из расчёта наименьшей сопротивляемости внедрению инструментов в разрушаемый объект.