

Содержание

Введение.....	3
1 Область применения штанговых скважинных насосных установок.....	5
2 Принцип действия ШСНУ.....	11
2.1 Насосы скважинные невставные.....	12
2.2 Насосы скважинные вставные.....	12
3 Новые технологические и технические решения при добыче нефти в осложненных условиях с применением ШСНУ.....	14
4 Особенности эксплуатации ШСНУ при откачке продукции с повышенным содержанием газа.....	17
Заключение.....	19
Список используемой литературы.....	20

Лист

2

Введение

Историю нефтедобывающей промышленности России и СССР условно можно разделить на следующие этапы. Первый этап – с 1863 по 1920-е годы, в этот период добыча нефти в России связана, в основном, с полуостровом Апшерон и Северным Кавказом, хотя бурение на нефть ведется и в других регионах России. Этап характеризуется неравномерным развитием. Преобладает ударное бурение, а добыча, в основном, желонкой. Но уже в этот период появляются работы, заложившие фундамент современного состояния отрасли. Революционным шагом явилась и замена паровой машины электродвигателем.

Второй этап – с 1921 по 1950-е годы, данный этап истории развития отечественной нефтяной промышленности является плановым. В этот период совершенствуется бурение скважин, а также создается новая техника для эксплуатации. Этап характеризуется организацией высших учебных заведений нефтегазового профиля, а также созданием сети научно-исследовательских и проектных институтов, что дало мощный толчок развитию нефтегазовой отрасли. Существенное влияние на освоение новых нефтяных регионов, в частности, Урало-Поволжья, оказал XVII съезд партии, который принял программу развития этого важнейшего для страны нефтяного района. Ударное бурение заменяется роторным, а затем и турбинным. Разрабатываются новые способы породоразрушения: электробур, взрывное бурение. Освоено производство штанговых глубинных насосов, другого оборудования для добычи нефти.

Третий этап – с 1951 по 1990-е годы, характеризуется мощным развитием нефтегазового комплекса страны, в результате чего СССР восстанавливает позицию крупнейшей в мире нефтедобывающей державы. В целом, этап характеризуется автоматизацией и диспетчеризацией объектов добычи и подготовки нефти, широким промышленным использованием последних достижений нефтяной науки в виде различных систем

искусственного регулирования процесса выработки запасов, таких, как: поддержание пластового давления заводнением; различные технологии увеличения нефтеотдачи пластов, связанные как с воздействием в целом на залежь, так и на призабойные зоны скважин. Широко применяются современные технологии, материалы и оборудование на всех стадиях поисков, разведки и разработки месторождений. Современная вычислительная техника расширила возможности поиска рациональных решений сложнейших задач нефтегазового комплекса. В этот период освоен мощный нефтегазовый регион страны – Западная Сибирь.

Четвертый этап – с 1991 года по настоящее время, объективно этап характеризуется акционированием в значительной степени нефтяного комплекса страны, падением годовой добычи нефти, значительным фондом простаивающих эксплуатационных скважин, коммерциализацией научных учреждений нефтяного комплекса и существенным снижением доли фундаментальных научных исследований вследствие практически полного прекращения их финансирования.

1 Область применения штанговых скважинных насосных установок

Две трети фонда (66 %) действующих скважин стран СНГ (примерно 16,3 % всего объема добычи нефти) эксплуатируются ШСНУ. Дебит скважин составляет от десятков килограммов в сутки до нескольких тонн. Насосы опускают на глубину от нескольких десятков метров до 3000 м, а в отдельных скважинах на 3200-3400 м. ШСНУ включает:

1. Наземное оборудование: станок-качалка (СК), оборудование устья.
2. Подземное оборудование: насосно-компрессорные трубы (НКТ), насосные штанги (НШ), штанговый скважинный насос (ШСН) и различные защитные устройства, улучшающие работу установки в осложненных условиях.

Отличительная особенность ШСНУ состоит в том, что в скважине устанавливают плунжерный (поршневой) насос, который приводится в действие поверхностным приводом посредством колонны. Штанговые скважинные насосы ШСН обеспечивают откачку из скважин жидкости, обводненностью до 99%, абсолютной вязкостью до 100 мПа·с, содержанием твердых механических примесей до 0,5%, свободного газа на приеме до 25%, объемным содержанием сероводорода до 0,1%, минерализацией воды до 10 г/л и температурой до 130 °С. По способу крепления к колонне НКТ различают вставные (НСВ) и невставные (НСН) скважинные насосы. У невставных (трубных) насосов цилиндр с седлом всасывающего клапана опускают в скважину на НКТ. Плунжер с нагнетательным и всасывающим клапаном опускают в скважину на штангах и вводят внутрь цилиндра. Плунжер с помощью специального штока соединен с шариком всасывающего клапана.

Недостаток НСН – сложность его сборки в скважине, сложность и длительность извлечения насоса на поверхность для устранения какой-либо

неисправности. Вставные насосы целиком собирают на поверхности земли и опускают в скважину внутрь НКТ на штангах. НСВ состоит из трех основных узлов: цилиндра, плунжера и замковой опоры цилиндра. В трубных же насосах для извлечения цилиндра из скважины необходим подъем всего оборудования (штанг с клапанами, плунжером и НКТ). В этом коренное отличие между НСН и НСВ. При использовании вставных насосов в 2-2,5 раза ускоряются спуско-подъемные операции при ремонте скважин и существенно облегчается труд рабочих. Однако подача вставного насоса при трубах данного диаметра всегда меньше подачи невставного.

Простое в конструктивном отношении устройство, разработанное и освоенное в начале 20-х годов, стало самым распространенным способом добычи нефти как у нас, так и за рубежом. Оборудование для эксплуатации скважин этим способом включает (рис. 1): штанговый глубинный насос 19, систему насосно-компрессорных труб 17 и штанг 18, на которых насос подвешивается в скважине, приводную часть индивидуальной штанговой установки балансирного типа, состоящую из станка-качалки и электродвигателя 3, устьевое оборудование скважины 15, предназначенное для подвески насосных труб и герметизации устья, приспособления 13 и 14 для подвески насосных штанг к головке балансира станка-качалки.

В скважину на колонне НКТ под уровень жидкости спускают цилиндр насоса 24, в нижней части которого установлен приемный клапан 27, открывающийся только вверх. Затем на насосных штангах внутрь НКТ спускают поршень 25, называемый плунжером, который устанавливают в цилиндр насоса.

Плунжер имеет один или два клапана, открывающиеся только вверх, называемые выкидными 26 или нагнетательными. Верхний конец штанг прикрепляют к головке переднего плеча балансира станка-качалки. Для направления жидкости из НКТ в выкидную линию и предотвращения ее

разлива на устье скважины устанавливают тройник и выше него сальник 21, через который пропускается сальниковый шток 14.

КНГД 21.04.01

Лист

7

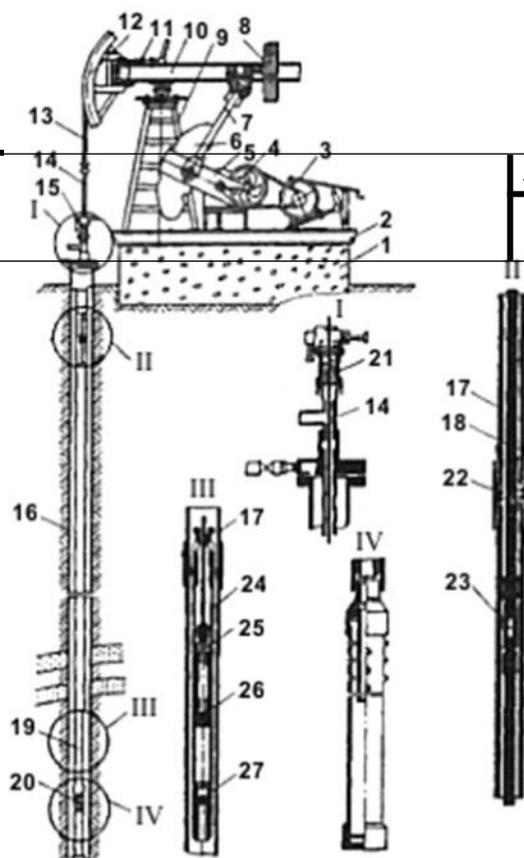


Рисунок 1 – Штанговая глубинно-насосная установка: I – устьевое оборудование; II – подвеска труб и штанг; III – глубинный насос; IV – газовый или песочный якорь; 1 – фундамент; 2 – рама; 3 – электродвигатель; 4 – редуктор; 5 – кривошип; 6 – груз; 7 – шатун; 8 – груз балансира; 9 – стойка; 10 – балансир; 10 – механизм фиксации головки балансира; 12 – головка балансира; 13 – канатная подвеска; 14 – сальниковый шток; 15 – оборудование устья скважины; 16 – обсадная колонна; 17 – насосно-компрессорные трубы; 18 – колонна штанг; 19 – глубинный насос; 20 – газовый якорь; 21 – сальник устьевого; 22 – муфта трубная; 23 – муфта штанговая; 24 – цилиндр насоса; 25 – плунжер насоса; 26 – нагнетательный (выкидной) клапан; 27 – всасывающий (приемный) клапан

Скважинный насос приводится в действие от станка-качалки, в котором вращательное движение, получаемое от двигателя при помощи редуктора 4, кривошипно-шатунного механизма и балансира 10, преобразуется в возвратно-поступательное движение, передаваемое плунжеру скважинного насоса.

Различные по принципу действия и конструкции глубиннонасосные установки получили широкое распространение не только для добычи нефти,

но и для эксплуатации водяных, гидротермальных и других скважин. Многообразие глубиннонасосных установок требует их классификации.

Можно выделить следующие основные признаки классификации глубиннонасосных установок:

1. По принципу действия глубинного насоса:
КНГД 21.04.01

Лист

8

- центробежные,
- винтовые,
- струйные,
- вибрационные (звуковые),
- диафрагменные,
- роторно-поршневые и др.

2. По типу передачи энергии глубинному насосу от приводного двигателя:

- штанговые,
- бесштанговые.

Скважинные штанговые насосные установки делятся на:

- балансирные,
- безбалансирные.

А по типу используемого привода на:

- механические,
- гидравлические,
- пневматические.

Бесштанговые глубиннонасосные установки делятся по типу используемого привода и его местоположению:

- с электроприводом,
- с гидроприводом,
- с приводом, расположенным на поверхности,
- с приводом, расположенным в скважине.

3. По назначению подачи:
- для эксплуатации низкодебитных скважин,
 - для эксплуатации среднедебитных скважин,
 - для эксплуатации высокодебитных скважин высота подъема

(напор)

КНГД 21.04.01 для эксплуатации неглубоких скважин,

Лист

9

- для эксплуатации скважин средней глубины,
- для эксплуатации глубоких скважин.

В мировой практике нефтедобычи получили распространение следующие глубиннонасосные установки:

1. Скважинные штанговые насосные установки (СШНУ).
2. Установки погружных центробежных насосов с электроприводом (УЭЦН).
3. Установки гидравлических поршневых насосов (УГПН).
4. Установки с винтовыми насосами и электроприводом (УЭВН).
5. Установки с диафрагменными насосами и электроприводом (УЭДН).
6. Установки со струйными насосами (УСН).

Не все из перечисленных глубиннонасосных установок играют одинаковую роль в добыче нефти.

В нашей стране наибольшее распространение по фонду добывающих скважин получили СШНУ, а по объему добычи – УЭЦН. Это связано с тем, что установки СШНУ предназначены для эксплуатации низко- и среднедебитных скважин, а установки УЭЦН – для эксплуатации средне- и высокодебитных скважин. Остальные установки (УГПН, УЭВН, УЭДН, УСН) ни по фонду добывающих скважин, ни по добыче нефти не могут пока конкурировать с СШНУ и УЭЦН и предназначены для определенных категорий скважин.

Остановимся вкратце на делении скважин на низко-, средне- и высокодебитные. Классификация скважин по дебиту связана, в основном, с высотой подъема жидкости, т.к. с ростом высоты подъема жидкости возможная подача большинства глубиннонасосных установок достаточно быстро снижается (а, следовательно, и снижается возможный дебит скважины, который определяется в данном случае возможной подачей насосной установки).

По высоте подъема жидкости все скважины условно могут быть разделены на следующие категории:

1. Неглубокие – при высоте подъема до 450 м.
2. Средней глубины – при высоте подъема жидкости от 450 до 1350 м.
3. Глубокие – при высоте подъема более 1350 м.

2 Принцип действия ШСНУ

Для приведения в движение плунжера глубинного насоса над устьем скважины устанавливают специальный шатунно-кривошипный механизм, называемый станком-качалкой, который служит для преобразования вращательного движения вала электродвигателя в ^{КНГД.21.04.01}возвратно-поступательное ¹¹прямолинейное движение колонны насосных штанг через канатную подвеску, полированный шток и колонну штанг. Схематически работа глубиннонасосной штанговой установки представлена на рисунке 2.

При ходе плунжера вверх действием давления столба жидкости, находящейся в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ), нагнетательный клапан закрывается, столб жидкости выше плунжера поднимается по НКТ, а часть поступает в выкидную линию. При этом под давлением столба жидкости, находящейся в затрубном пространстве между НКТ и обсадной колонной, всасывающий клапан открывается и жидкость заполняет цилиндр насоса.

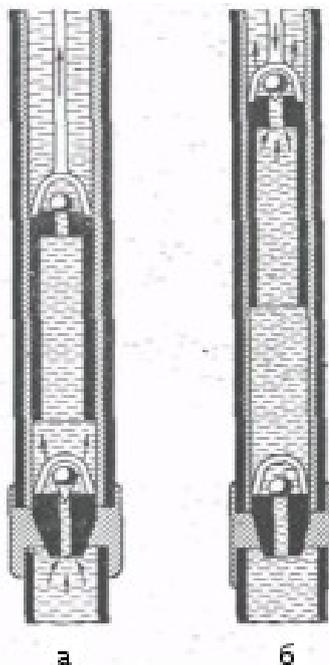


Рисунок 2 – Схема работы глубинного насоса: а – ход плунжера вверх; б – ход плунжера вниз

При ходе плунжера вниз под действием веса столба жидкости в цилиндре и собственного веса всасывающий клапан закрывается. По мере

движения плунжера вниз давление в цилиндре возрастает; когда оно становится выше давления столба жидкости, находящейся в НКТ, нагнетательный клапан открывается и жидкость из цилиндра перетекает в насосно-компрессорные трубы.

Следует отметить, что при ходе плунжера вниз также может наблюдаться подача жидкости в выкидную линию, обусловленная погружением полированного штока в жидкость.

По своему конструктивному исполнению все штанговые скважинные насосы могут быть подразделены на две большие группы: невставные скважинные насосы и вставные скважинные насосы.

2.1 Насосы скважинные невставные

Невставные скважинные насосы (НСН) спускаются в скважину отдельно. На насосно-компрессорных трубах спускается цилиндр, т.е. корпус насоса является как бы продолжением колонны НКТ. Плунжер насоса спускается на колонне штанг. Применение НСН целесообразно в скважинах с большим диаметром, небольшой глубиной спуска и большим межремонтным периодом. Для смены насоса (цилиндра) необходимо извлекать штанги и трубы.

2.2 Насосы скважинные вставные

Вставными называются насосы, которые в собранном виде спускаются в скважину на насосных штангах. В этом случае на конце насосных труб заранее устанавливается специальное посадочное устройство - замковая опора, на которой происходит посадка и уплотнение насоса. Для извлечения вставного насоса с целью ремонта или замены достаточно извлечь только штанги, вместе с которыми поднимается и весь насос. Это является основным преимуществом вставных насосов перед невставными, поэтому глубина их спуска может быть значительно выше, чем у невставных насосов. В то же время, при одном и том же диаметре НКТ подача у вставных насосов

всегда меньше, чем у невставных, так как диаметр вставного насоса меньше, чем диаметр невставного насоса. Это приводит к уменьшению производительности насоса.

3 Новые технологические и технические решения при добыче нефти в осложненных условиях с применением ШСНУ

К нормальным условиям относятся практически вертикальные скважины с небольшим газовым фактором и без заметного вредного воздействия газа на работу погружных насосов любых типов, без пескопроявлений, дающие нефть средней вязкости, без активной коррозии подземного оборудования, без существенных отложений неорганических солей и парафина.

При наличии же одного или нескольких из перечисленных факторов, усложняющих эксплуатацию, скважина переходит в другую, соответствующую усложненному фактору категорию: в наклонно направленные (горизонтальные), пескопроявляющие, с газопроявлениями, склонные к солеотложениям и т.д.

Наиболее значащими и усложняющими эксплуатацию ШСНУ факторами являются: большая кривизна ствола скважины, высокая вязкость откачиваемой жидкости (нефтегазоводяной смеси), наличие песка, образование отложений неорганических солей и парафина, вредное влияние попутного газа на работу штангового глубинного насоса.

В целях сохранения земельных и лесных угодий, а также из-за заболоченного и высокого уровня вод в период паводка и ряда других причин, затрудняющих эксплуатацию скважин, часто добывающие скважины располагают кустовым способом. В некоторых нефтедобывающих районах фонд наклонно направленных скважин составляет около 90 %. При этом обеспечиваются не только благоприятные условия обслуживания скважин, но и существенно снижаются затраты на разбуривание и сооружение промысловых коммуникаций. Однако эксплуатация наклонных скважин сопряжена с рядом осложнений, одними из которых являются высокая вязкость нефти ряда и образование высоковязких водонефтяных эмульсий.

К высоко вязким нефтям согласно относятся нефти, вязкость которых в пластовых условиях превышает 30 мПа·с. Отмечается, что за пределами этой вязкости происходят осложнения при добыче нефти. Высоковязкие нефти подразделены на три группы. Первую группу составляют нефти вязкостью 30-100 мПа·с, вторую – 100-500 мПа·с и третью – свыше 500 мПа·с. Нефти ряда месторождений характеризуются достаточно высокой вязкостью или добыча нефти сопровождается образованием высоковязких эмульсий.

В настоящее время проблему подъема высоковязкой жидкости с помощью ШСНУ решают несколькими путями. Один из них – снижение вязкости жидкости в пласте, эксплуатационной колонне или в насосно-компрессорных трубах. Применяемые способы различны по техническому оформлению и могут быть разделены на две группы: подача в скважину химических реагентов – деэмульгаторов и растворителей и нагрев жидкости перед входом в насос.

Теоретические и практические аспекты применения деэмульгаторов рассмотрены в работах ряда авторов. Подача деэмульгаторов в скважину применяется довольно эффективно в практике добычи нефти. Так, некоторые предприятия с положительным эффектом испытали способы подачи химреагентов как в затрубное пространство скважины, так и непосредственно на прием штангового насоса. Для этой цели сконструирована целая серия дозаторов. Авторы указывают, что наиболее эффективной является подача химреагента непосредственно на прием штангового насоса.

Получили распространение способы, состоящие в механическом воздействии на структуру жидкости или нефти с целью ее разрушения. Во ВНИИнефти для этой цели использован «Шнек», монтируемый в хвостовике перед приемом глубинного штангового насоса. По данным авторов,

применение этого устройства позволило увеличить производительность штангового насоса на 20 %.

Скважинные нагреватели применяли давно. Промышленность освоила специальный комплекс оборудования для прогрева скважин 1УС-1500.

Основным узлом комплекса является электронагреватель ТЭН - трехфазная печь сопротивления, состоящая из U-образных или прямых трубчатых нагревательных элементов и опускаемая в освобожденную от оборудования скважину на кабель-канате, где и выдерживается в течение определенного времени. Мощность нагревателя до 88 кВт, температура нагрева до 125 °С.

Разработан нагреватель для спуска в затрубное пространство диаметром 20 мм, мощностью 9,45 кВт, температурой нагрева до 125 °С и допустимым рабочим давлением среды 15 МПа.

Разработана серия скважинных электронагревателей индукционного типа, которые могут монтироваться на приеме или выкиде насоса и работать одновременно с ним.

Анализ отечественной и зарубежной техники и технологии для добычи вязких нефтей и водонефтяных эмульсий позволяет констатировать следующее.

Вязкие нефти и водонефтяные эмульсии многих нефтяных месторождений относятся к неньютоновским жидкостям, эффективная вязкость которых зависит от обводненности откачиваемой жидкости и режима их движения в трубах.

4 Особенности эксплуатации ШСНУ при откачке продукции с повышенным содержанием газа

1) Чем больше газа, тем меньше производительность. Влияет на коэффициент наполнения насоса:

КНГД 21.04.01

$$\beta_{\text{насоса}} = \frac{V_{\text{жс}}}{V_s}, \quad \begin{array}{|l} \text{Лист} \\ \hline 17 \end{array} \quad (1)$$

где $V_{\text{жс}}$ – объем жидкости, поступившей в цилиндр насоса из скважины при такте всасывания; V_s – объем, описываемый плунжером между нижней и верхней мертвыми точками (объем между всасывающим и нагнетательным клапанами, когда плунжер находится в нижней мертвой точке).

При работе насоса в конце хода вверх весь объем газа скапливается в верхней части цилиндра насоса. С началом движения штанг вниз, вместо передачи нагрузки колонны штанг на НКТ, плунжер совершает свободный ход до момента касания с жидкостью. Длина свободного хода прямо пропорциональна потере напора по жидкости.

2) Дополнительно при контакте плунжера с жидкостью происходит гидравлический удар, следствием которого являются гидравлические нагрузки.

3) Увеличение плотности жидкости, следовательно, увеличение вязкости, следовательно, увеличение затрат энергии на подъем более тяжелой жидкости. Разнонаправленное движение фаз (разная плотность компонентов продукции). Следствие – снижение КПД.

4) Резкая интенсификация других осложнений (АСПО, соли, гидраты). В процессе разгазирования на выделение газа затрачивается большое количество энергии (Эф. Дж-Томпсона) и это сопровождается снижением температуры всей системы, следовательно, выпадение солей, адсорбция на их поверхности АСПО и гидратов.

5) Интенсивное движение газа в стволе приводит к интенсивному перемешиванию жидкости и, как следствие, образование стойких эмульсий.

Борьба с вредным влиянием свободного газа:

1. Отделение газа от жидкости на приеме насоса или ниже его.
2. Увеличение давления на приеме насоса за счет его большего погружения под динамический уровень, что снижает количество газа на приеме насоса.

КНГД 21.04.01 Использование насосов специальной конструкции (2
нагнетательных клапана).

4. Правильная посадка плунжера в цилиндре насоса.
5. Увеличение длины хода плунжера, при этом снижается доля объема мертвого пространства в объеме, описываемом плунжером.
6. Увеличение коэффициента сепарации газа на приеме насоса при помощи газовых якорей и газовых сепараторов, устанавливаемых ниже всасывающего клапана.

Заключение

ШСНУ предназначены для откачивания из нефтяных скважин жидкости обводненностью до 99 %, температурой не более 130 °С, содержанием сероводорода не более 50 мг/л, минерализацией воды не более 10 г/л.

С точки зрения экономических возможностей ШСНУ могут обеспечить высокий напор в ограниченном диапазоне подач от 5 до 50 м³/сут. В области подач от 1 до 40 м³/сут ШСНУ имеет более высокий КПД по сравнению с другими способами добычи нефти и при подаче, равной 35 м³/сут, может достигать максимального значения.

Таким образом, ШСНУ хорошо приспособлена для работы в условиях малого и среднего дебита нефти.

Независимо от конструкций основных узлов, для всех ШСНУ характерны следующие особенности:

- 1) значительное удаление гидравлической части насоса от механической, т.е. плунжера с цилиндром от кривошипно-шатунного механизма;
- 2) вертикальное расположение основных элементов установки;
- 3) малый поперечный размер деталей, входящих в гидравлическую часть установки.

В главе 4 рассмотрены особенности эксплуатации ШСНУ при откачке продукции с повышенным содержанием газа, описаны методы борьбы с вредным влиянием свободного газа.

Список используемой литературы

1. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. - М: Наука,2000.
2. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабилов А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Скваженные насосные установки для добычи нефти и газа. - М: Нефть и газ, 2002.
3. Кушенов А.У., Ермаков М.М., Ажикенов Н.С. Скваженные насосные установки. Штанговые скваженные насосные установки с механическим приводом, 2002.
4. Мищенко И.Т. Скваженная добыча нефти. - М: Нефть и газ, 2003.
5. Думлер Е. Б. Глубинные штанговые насосы (по API). Учебное пособие. - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2007. - 248с.
6. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабилов А.А. Нефтегазопромысловое оборудование. Учебник для вузов – М. «Центр Лит Нефть Газ», 2006 -720 с.