

Следовательно, по мере углубления горных работ сдвигения произойдет под более пологим углом. Результаты изучения трещиноватости горных пород на месторождении позволили получить графоаналитические зависимости изменения углов падения трещин от глубины их залегания (рис. 3).

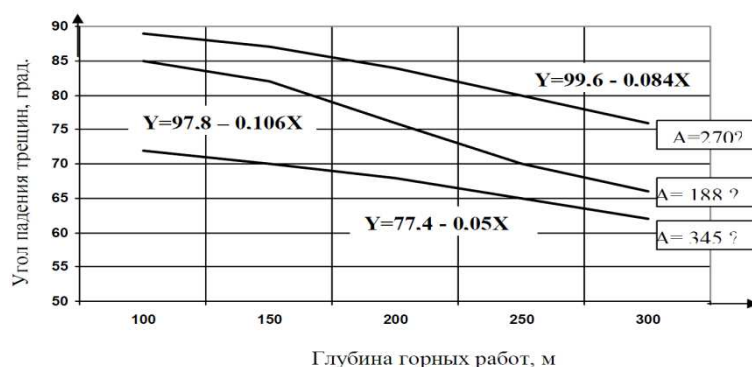
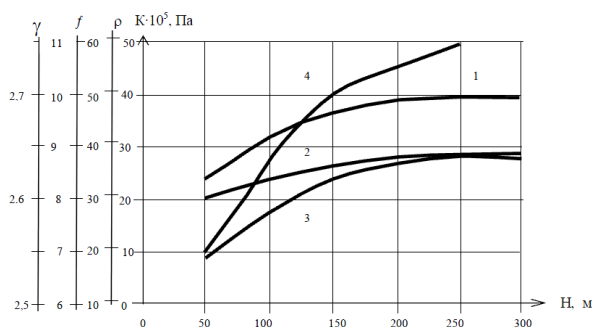


Рис. 3 Изменение углов падения систем трещин с глубиной их залегания

К важнейшим факторам, определяющим геомеханическое состояние массива, относятся прочностные свойства пород. Исследование физико-механических свойств горных пород выполнено методом лабораторных испытаний образцов пород и косвенными методами. В лабораторных условиях проведены испытания на растяжение, одноосное сжатие, и на определения упругих характеристик.

С целью отыскания общих закономерностей изменчивости прочностных свойств пород в массиве методом математической статистики обобщены данные свойств вмещающих пород Камаганского месторождения и установлены графоаналитические зависимости между плотностью, сцеплением, крепостью пород и глубиной их залегания (рис. 4).



1-сцепление -  $k$ ; 2- угол внутреннего трения  $\rho$ ; 3- крепость-  $f$ ; 4- средняя плотность  $\gamma$ .

Рис. 4 Зависимость прочностных свойств пород Камаганского месторождения с глубиной их залегания

Исходными данными для этого являются наименование пород, глубина их залегания и отдельные характеристики, как например, плотность пород и др., для определения которых не требуется трудоемких лабораторных исследований. Полученные зависимости и характеристики будут использованы при решении ряда технических задач на карьерах для обобщения результатов инструментальных наблюдений и уточнения физической стороны процесса сдвига.

#### Литература

1. Букринский В.А. Геометрия недр: Учебник для вузов. – М.: Изд-во МГГУ, 2002. – 549 с.
2. Протодьяконов М.М., Чирков С.Е. Трещиноватость и прочность горных пород в массиве. – М.: Наука, 1964. – 80 с.

### КОНСТРУКЦИИ ПЛУНЖЕРНЫХ ГАЗЛИФТОВ

Донг Ван Хоанг, А.Е. Давыдова

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Первые установки плунжерного лифта разработаны 1924 г. в США, позже появились отечественные разработки. Плунжерный лифт (от англ. plunge - нырять, погружаться) - устройство для подъема жидкости из скважины за счёт энергии газа, находящегося под давлением. Используется для подъема жидкости из нефтяных и газовых скважин. Некоторые конструкции плунжеров при движении вверх позволяют проводить самоочистку

насосно-компрессорных труб (НКТ) от парафина и гидратообразований, выполняя роль скребка. Установка может применяться в искривленных или наклонно-направленных скважинах, а также в скважинах со значительным содержанием парафина, песка и других тяжелых включений [1,5].

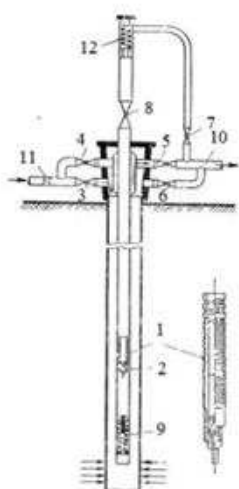
Существуют установки плунжерного лифта, добывающие на скважинах с НКТ условным диаметром от 60 до 168 мм. В промышленной практике применяют два типа плунжерного лифта [2]:

- с управлением циклов
- без управления

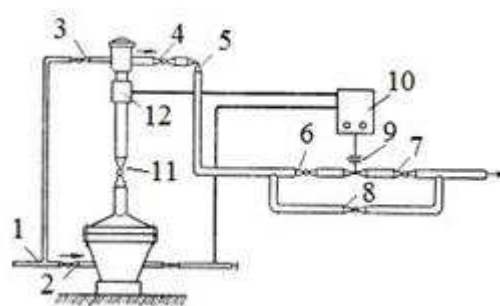
Конструкция плунжерного газлифта без управления оказывается неэкономичной в малодебитных скважинах по некоторым причинам:

- Плунжер начинает перемещаться вверх сразу же после удара его о пружину забойного амортизатора и поднимать жидкость, накопившуюся в течение одного полного цикла подъема и спуска плунжера. Таким образом, если высота столба жидкости не значительна, то только небольшая часть энергии расширяющегося газа будет делать полезную работу;

- Значительный зазор между плунжером и подъемными трубами;
- Газ может вытекать из подъемной колонны без осуществления полезной работы за время падения плунжера.



**Рис. 1 - Плунжерный газлифт без управления (система Юза): 1-плунжер; 2-клапан; 3, 4, 5, 6, 7, 8 - задвижки; 9 - пружина забойного амортизатора; 10 - выкидная линия; 11 - газопровод, 12 - лубризатор.**



**Рис. 2 - Поверхностное оборудование установки плунжерного газлифта, регулируемого контроллером времени циклов: 1 - газопровод; 2 - клапан; 3, 4, 6, 7, 8, 11 - задвижки; 5 - игольчатый вентиль штуцера; 9 - управляемый клапан; 10 - электронный контроллер; 12 - лубризатор.**

К таким установкам относится и установка непрерывного действия, разработанная ВНИИгазом в 1963 г. и использовалась на ряде отечественных месторождений [5].

Чтобы получить экономический эффект при добыче малодебитных скважин, применяют установку плунжерного газлифта с управлением циклов. Система управления позволяет устанавливать два типа контроля работы: по давлению и по времени. В независимости от типа контроля работы получается одинаковый результат, при этом снижается частота циклов путем обеспечения подъема плунжера только тогда, когда достаточное количество жидкости накопится в подъемных трубах выше плунжера.

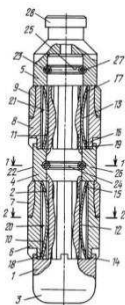
К установкам плунжерных лифтов с управлением циклов можно отнести установку Ижевского механического завода [1], предназначенную для добычи жидкости с дебитом от 1 до 80 м<sup>3</sup>/сут при газовом факторе более 200 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Оригинальным является технология плунжерного шарового лифта, предназначенная для применения на месторождениях с низким пластовым давлением газа или низкими газовым фактором (ТОО СП «Акселсон-Кубань»).

Эффективность работы вышеописанных конструкций много зависит от типа используемого плунжера, так как он является основным рабочим механизмом плунжерного газлифта. В зависимости от дебита скважины по притоку жидкости к забою и по газу существуют следующие типы плунжера:

- самоуплотняющийся плунжер состоит из корпуса, на который надеваются уплотнительные элементы, прижимаемые к трубе пружинами, и шара, перекрывающего центральное отверстие;
- плунжер типа "летающий клапан"
- постоянного наружного диаметра;
- комбинированный, предназначенный для скважин с разноразмерной колонной насосно-компрессорных труб.

С 1963 г. в России начали применять плунжерный лифт в скважинах с лифтовыми колоннами 60-73-89 мм с плунжером типа «летающий клапан» [3]. Особенность конструкции данного плунжера состоит в том, что цилиндрический корпус и шар механически не скреплены между собой. Недостатками существующих летающих клапанов являются потеря уплотнительной способности плашек при подъеме летающего клапана в трубах, внутренняя поверхность которых отличается от цилиндрической из-за неточности их изготовления, и, как следствие, имеет место повышенный расход рабочего агента; для обеспечения подвижности плашек в месте соединения их с кольцом и замковых устройствах имеются зазоры, приводящие к расхождению продольных поверхностей замковых устройств и утечки рабочего агента при неравномерной нагрузке на плашки со стороны стенок труб вследствие их нецилиндричности; низкая стойкость плашек и кольца к ударным нагрузкам из-за наличия больших рабочих зазоров в месте их соединения и кромочных контактов кольца с плашками и плашек одна с другой, что приводит к смятиям кромок с последующей потерей подвижности плашек; ненадежность пружины в условиях ударных нагрузок, имеющих место в скважине, которые вызывают поломку лепестков пружины и заклинивание летающего клапана из-за перекоса сломанного лепестка; из-за малости угла конуса пружины сход плашек с пружины затруднен, в результате чего происходит заклинивание плашек между пружиной и стенками труб [4].

С целью повышения надежности работы клапана в условиях ударных нагрузок, а также снижения расхода рабочего агента при эксплуатации скважин разработана на ОАО "Томский электро - механический завод" новая конструкция летающего клапана (рис. 3), позволяющая улучшить эффективность работы установок плунжерного газлифта [4].



**Рис. 3 - Летающий клапан для плунжерного лифта**  
**1-ступенчатая наковальня; 2-стержень; 6, 7, 8, 9-плашки; 10, 11-рессоры; 22, 23-кольцевые разрезные пружинные шайбы; 24, 25, 26, 27-канавки; 28-ловительная головка.**

Таким образом, разрабатываются более совершенные конструкции плунжерных газлифтов, которые позволяют поднимать нефть и жидкости из скважин, оборудованные подъемными колоннами малых и больших диаметров. Выбор оптимальной конструкции плунжера обеспечивает эффективность работы в установках для подъема жидкости из нефтяной и газовой скважин.

#### Литература

1. Нефтепромысловое оборудование: Комплект каталогов / Под ред. В.Г. Креца, В.Г. Лукьянова – Томск: Изд-во Томск. ун-та, 1999 г. 898 с.
2. Силаш А. П. Добыча и транспорт нефти и газа. Часть I. Пер. с англ. – М. Недра, 1980 г. – 375 с.
3. Шулятиков И.В., Мельников И.В. Технология и оборудование для повышения производительности газовых скважин на заключительном этапе разработки газовых скважин / Территория нефтегаз, 2009, – № 5.
4. Башлыков Ю.М., Аньшин В.В., и др. Летающий клапан для плунжерного лифта (Патент RU 2211375)
5. Российская газовая энциклопедия. Под ред. Р.И. Вяхирева и др. : Изд-во Большая Российская энциклопедия, 2004 г.
6. Шулятиков В.И., Маловичко Л.П., и др. Автоматизирование технологии для эффективной эксплуатации скважин / Газовая промышленность, 2002, № 12.

### ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗОН, ОПАСНЫХ ПО ГАЗОДИНАМИЧЕСКИМ ЯВЛЕНИЯМ, НА ОСНОВЕ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЛАСТА АБ ДЛЯ УСЛОВИЙ ШАХТНОГО ПОЛЯ РУДНИКА СОЛИКАМСКОГО КАЛИЙНОГО РУДОУПРАВЛЕНИЯ-3 ОАО УРАЛКАЛИЙ

**Е.В.Зверева**

Научный руководитель профессор С.С. Андрейко

**Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия**

Подземная разработка калийных пластов практически на всех месторождениях мира значительно осложняется газодинамическими явлениями [1-3]. Внезапные выбросы соли и газа, обрушение пород кровли, явления комбинированного типа, отжимы призабойной части пород – вот тот спектр газодинамических явлений (ГДЯ), которые представляют реальную угрозу жизни шахтеров, разрушают дорогостоящие проходческое и