

## ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ДВИЖЕНИЯ ФЛЮИДОВ В ГОРИЗОНТАЛЬНОМ СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ

А.Р. Аюпов, С.Р. Гильмутдинов

Научный руководитель Е.А. Ячменёва

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

Разработка нефтяных, газовых и битумных месторождений все больше отходит от вертикального бурения скважин. Растет число наклонно направленных и горизонтальных скважин. В связи с этим, в научном мире возрос интерес к изучению структуры и гидродинамики потока в горизонтальных участках скважин.

Данная работа посвящена исследованию движения флюидов в горизонтальном стволе скважины.

Основные работы отечественных ученых посвящены изучению неизотермического потока [4], многофазных потоков [1], особенностям проведения и интерпретации геофизических исследований в горизонтальных скважинах [2].

Для проведения экспериментов был спроектирован и сконструирован стенд горизонтального участка скважины с интервалом перфорации (Рисунок 1). Стенд представляет собой прозрачную поликарбонатную трубу с внешним диаметром 80 мм и внутренним диаметром 76 мм, что соответствует внутреннему диаметру НКТ 3'. Длина горизонтального участка 2 метра. Длина интервала перфораций 30 см, количество перфорационных отверстий – 10 штук, диаметром 12 мм, что соответствует пулевому перфоратору ПБ-2. Движение внедряемому агенту придается при помощи компрессора, нагнетающего воздух в рабочие ёмкости.



Рис. 1. Стенд горизонтального участка скважины

Основное затруднение, возникающее при проведении геофизических работ и интерпретации данных каротажа, связано с отсутствием однозначного представления о структуре многофазного потока, так как динамика течения флюидов в горизонтальных скважинах существенно отличается от динамики потоков в вертикальных скважинах [3].

В данной работе мы представляем результаты опыта, проведенного на стенде горизонтального ствола скважины, сконструированного в целях визуализации и изучения многообразия процессов, происходящих в горизонтальных скважинах. В «скважину», заполненную жидкостью, внедрялся флюид с изменённой температурой. Рассматривались случаи поступления в ствол «скважины» холодного и горячего потоков. В обоих случаях разница температур между жидкостью в стволе и внедряемым флюидом составила 10°C. В результате было установлено, что непосредственно напротив интервала перфорации и на некотором удалении от него происходит смешивание фаз с образованием турбулентного потока, который впоследствии переходит в ламинарный. При этом переходе фиксируется эффект термогравитационного расслоения флюида (Рисунок 2).



Рис. 2. Эффект термогравитационного расслоения флюида:  
а – внедрение горячего флюида; б – внедрение холодного флюида

Представленный в данной работе эксперимент полностью доказывает, что структура и динамика потока в горизонтальном стволе скважины отличны от вертикальных скважин. Полученные результаты подтверждаются работами исследователей [4].

#### Литература

1. Вакулин А.А., Хамов Е.А. Экспериментальный стенд для изучения многофазных потоков при различных температурах // Вестник Тюменского государственного университета. – Тюмень, 2010. – №4. – С. 75 – 79.
2. Валиуллин Р.А., Яруллин Р.К. Особенности геофизических исследований действующих горизонтальных скважин // Вестник академии наук РБ. – Уфа, 2004. – Т.19. – №1. – С. 21 – 28.
3. Яруллин Р.К. Гидродинамический стенд для изучения особенностей потоков в горизонтальных скважинах // НТВ “Каротажник”. – Тверь: АИС, 2004. – Вып. 14 (127). – С. 118 – 123.
4. Яруллин А.Р. Экспериментальное исследование многофазных потоков на модели горизонтальной скважины: Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Уфа, ФГБОУ ВПО БашГУ, 2013.

### ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ КАРТИРОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ ВЫБРОСООПАСНОСТИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ КАРАГАНДИНСКОГО БАССЕЙНА

А.Ж. Байкенжина

Научный руководитель профессор В.И. Исеев

ТОО «Азимут Геология», г. Караганда, Казахстан

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия

**Анализ проблемы.** Карагандинский угольный бассейн является одним из наиболее опасных по внезапным выбросам угля и газа в странах СНГ. Одними из важнейших факторов в возникновении внезапного выброса угля и газа являются изменение строения пласта и структуры угля в пласте. Мощность угольного пласта и его пачечное строение являются теми элементами морфологии, которые относительно надежно устанавливаются по разведочным скважинам. Анализируя сведения о выбросах угля и газа, происшедших в шахтах Карагандинского бассейна, можно отметить, что в 91% случаев выбросам были подвержены такие угольные пласты, мощность которых составляет 3,5 м и выше. Такие выбросоопасные пласты как  $K_{10}$ ,  $K_{12}$  и  $d_6$ , в местах выбросов имеют среднюю мощность от 5,2 до 8,3 м.

Различные слои в угольном пласте могут значительно отличаться по физико-механическим свойствам. Эта неоднородность может еще более усилиться под действием тектонических движений вдоль угольных пластов, создающих различную степень препаляции для отдельных прослоев, которая оказывает существенное влияние на устойчивость угольных пластов [2].

Отмечается также приуроченность выбросов угля и газа к таким тектонически препаированным участкам, как раздувы и пережимы мощности угольных пластов, возникшие в результате перераспределения угольного вещества в процессе тектонических подвижек. В подобных условиях произошли выбросы на шахте «Казахстанская» 4.03.1977 и 25.11.89 г. на пластах  $t_1$  и  $d_6$  соответственно. В первом случае на глубине 469 м от поверхности в месте выброса наблюдался раздув пласта  $t_1$ , а также частичный размыв с нарушением его структуры. Во втором случае выработка по пласту  $d_6$  проводилась в зоне геологических нарушений. После пересечения сброса с амплитудой 2,5 м наблюдалось постепенное уменьшение мощности пласта  $d_6$  с 5,5 м до 2,0 м на протяжении 25 м от сброса. Выброс угля и газа произошел на глубине 478 м в зоне раздува пласта (8 м) за счет резкого увеличения мощности перемятой нижней пачки пласта [1]. Основной из причин этого выброса угля и газа является выход забоя штрека из зоны утонения пласта и внезапный вход в зону его раздува.

С помощью ниже приведенной формулы, можно прогнозировать, что более мощный или вскрытый на большую высоту угольный пласт при прочих равных условиях менее устойчив в отношении восприятия веса горных пород (прочность которых, как правило, значительно выше) и, следовательно, более опасен по выбросам, чем маломощный пласт.

$$\sigma_1 = k\gamma e^{\frac{2f\lambda}{m}x}$$

где  $\sigma_1$  – несущая способность угольного пласта в области предельно напряженного состояния, МПа;  $k$  – сопротивление угля сдвигу, МПа;  $f$  – коэффициент трения по почве и кровле;  $m$  – мощность пласта, м;  $\gamma$ ,  $\lambda$  – константы, зависящие от угла внутреннего трения  $\rho$ , град;  $x$  – расстояние от кромки забоя (текущая координата), м.

Многие исследователи Карагандинского, Кузнецкого, Донецкого бассейнов отмечают локальность выбросоопасности и её тесную связь с тектонической нарушенностью угольных пластов. Это дизъюнктивные нарушения типа «сброс» и «взброс» или зоны мелких тектонических нарушений. Так как внезапные выбросы располагаются вблизи тектонических нарушений, образуя линейно вытянутые зоны (например, на шахтах Саранского и Промышленного участков), то важность тектонического фактора почти не вызывает сомнений.