УДК 533.98+622.03

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГИДРОСТАТИЧЕСКОГО ДАВЛЕНИЯ НЕОДНОРОДНОЙ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ

STUDY OF RESERVOIR PROPERTIES OF CHOKRAK DEPOSITS OF THE WEST KUBAN TROUGH DEPENDING ON THE TORTUOSITY OF THE PORE CHANNELS

Зейналов Анар Наиб оглы
доктор философии по техническим наукам,
ведущий научный сотрудник,
НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»,
anar.zeynalov13@hotmail.com

Аннотация. Расчёт гидростатического давления неоднородных жидкостей по формуле справедливой для однородной жидкости может привести к существенной ошибке в нефтепромысловой механике. Применяя распределение Больцмана к сильно неоднородным жидкостям предложена новая формула для определения гидростатического давления непосредственно в условиях существующей скважины.

Ключевые слова: гидростатическое давление, неоднородная жидкость, нефтепромысловое дело.

Zeynalov Anar Naib oqlu
Doctor Philosophy of Technical Sciences,
Leading Scientific Researcher,
Research Institute «Geotechnological Problems of Oil, Gas and Chemistry»
anar.zeynalov13@hotmail.com

Annotation. Calculation of hydrostatic pressure of non-homogeneous liquids on the formula true for homogeneous liquid can bring to a significant error in oilfield mechanics.
Applying Boltsman distribution to highly inhomogeneous liquids a new formula has been suggested for determining hydrostatic pressure directly in the operating wells condition.

Keywords: hydrostatic pressure, inhomogeneous liquid, oilfield business.

Применяя распределение Больцмана к сильно неоднородным жидкостям как в процессе бурения (буровой и цементный раствор) нефтяных скважин, так и в процессе эксплуатации нефтяных скважин, так и в процессе эксплуатации нефтяных месторождений (нефть, поступивший из пласта в скважину) предложена новая формула для определения гидростатического давления непосредственно в условиях действующей скважины.

Как известно, в настоящее время гидростатическое давление столба жидкости как в процессе бурения, так и в процессе эксплуатации нефтяных месторождений определяется формулой, выведенной для однородной жидкости.

Для однородных несжимаемых жидкостей гидростатическое давление столба жидкости определяется по известной формуле:

$$P_o = \rho_o g h, \quad (1)$$

здесь ρ_o – плотность жидкости, которая принимается постоянной и одинаковой по всей столбе жидкости.

Как известно, все реальные жидкости в природе неоднородные и в поле тяготения Земли эта неоднородность проявляет себя достаточно заметно. Жидкости, используемые при бурении нефтяных скважин и нефть, поступивший из пласта в скважину, относятся к сильно неоднородным жидкостям. Очевидно, для сильно неоднородных жидкостей применение формулы (1) для гидростатических расчётов при проектировании и добыче нефти может привести к значительной ошибке [1, 2]. В связи с отмеченным возникает необходимость определения гидростатического давления неоднородных жидкостей, находящихся в поле тяготения Земли. Так, например, в процессе бурения нефтяных скважин ни все выбуренные частицы пород выносятся буровым раствором на дневную поверхность. Определённая часть этих частиц остаются в затрубном пространстве скважины во взвешенном состоянии, которые увеличивая плотность бурового раствора создают дополнительное гидростатическое давление. С учётом отмеченного, гидростатическое давление бурового раствора на забой скважины может быть определено по формуле:

$$P = P_o + \Delta p = \rho_o g h + \Delta\rho_o g h = \rho_o g h\,(1 + \Delta\rho / \rho_o), \quad (2)$$

здесь ρ_o – плотность бурового раствора при выходе из скважины, Δp – увеличение плотности бурового раствора за счёт выбуренных пород, оставших во взвешенном состоянии в скважине, h – глубина скважины.

Следует ещё раз заметить, что в настоящее время в процессе бурения нефтяных скважин дополнительное давление, обусловленное с частицами выбуренных пород, оставшихся в затрубном пространстве во взвешенном состоянии во взвешенном состоянии Δp в расчётах не учитывается. Частицы выбуренных пород, оставшихся в затрубном пространстве скважины во взвешенном состоянии, распределены по глубине скважины не равномерно. На забое скважины концентрация этих частиц максимальна и с высотой уменьшается. Учитывая, что эти частицы находятся в поле тяготения Земли, то можно принять, что распределение этих частиц по глубине скважины подчиняется распределению Больцмана. Если начало координат поместить на забое скважины, то для определения изменения плотности бурового раствора с глубиной за счёт частиц выбуренных пород, оставшихся во взвешенном состоянии в затрубном пространстве скважины можем записать:

$$\Delta(= \Delta\rho_{\downarrow}o\ \exp(-kh), \tag{3}$$

здесь ρ_o – увеличение плотности бурового раствора на забое скважины, то есть при h = 0.

Учитывая формулу (3) формула (2) записывается в виде:

$$P = P_o\left[1 + \frac{\Delta\rho_o}{\rho_o}\exp(-kh)\right]. \tag{4}$$

В формуле (4) два неизвестных: $\frac{\Delta\rho_o}{\rho_o}$ и «К», для их определения необходимо два условия. Этими условиями являются измерение гидростатического давления с помощью глубинного манометра на двух действующих скважинах. Если на глубинах h_1 и h_2 измеренные гидростатические давления обозначить через P_1 и P_2, то можем записать:

$$\frac{P_1}{P_o} - 1 = \frac{\Delta\rho_o}{\rho_o}\exp(-kh_1);\ \frac{P_2}{P_o} - 1 = \frac{\Delta\rho_o}{\rho_o}\exp(-kh_2). \tag{5}$$

Из решения этой системы уравнений определяем искомые неизвестные:

$$K = \frac{1}{(h_2-h_1)}\cdot\frac{\ln((P_1-P_o))}{(P_2-P_o)};\ \frac{\Delta\rho_o}{\rho_o} = \frac{(P_1-P_o)}{P_o}\exp\left[\frac{1}{h_2-h_1}\cdot\frac{\ln((P_1-P_o))}{(P_2-P_o)}\right]. \tag{6}$$

Для практического использования предлагаемой нами новой формулы (4) по определению гидростатического давления неоднородной жидкости, представим её в виде:

$$P = P_o(1 + kh). \tag{7}$$

С целью реализации отмеченных выше идей нами были проведены измерения гидростатического давления на разных глубинах бурящихся скважин с помощью глубинного манометра.

Измерение гидростатического давления проведено на «Нефтяных камнях» (основание 1145, скв. 1175) на разных глубинах. Результаты измерения показали, что $\frac{P}{P_o}$ зависит от реологических параметров коэффициента вязкости η и плотности, а также от глубины скважины. Измерение гидростатического давления показали, что примерно до глубины 1000 м гидростатическое давление, вычисленное по формуле (1), больше, чем фактическое измерение глубинным манометром. После глубины 1000 м наоборот, фактически измеренное давление больше чем рассчитанное по формуле (1). С увеличением глубины скважины разность этих давлений увеличивается. Анализ данных проведённых измерений по определению гидростатического давления показали, что коэффициент «K_o» в формуле (7) является функцией теплофизических параметров бурового раствора. Обрабатывая данные измерения найдено среднее значение «K_o» = $2{,}8 \cdot 10^{-5}$ m^{-1}. Очевидно, гидростатическое давление, вычисленное по формуле (7) при бурении глубоких скважин может привести к значительному уменьшению количества утяжелителя.

Следует отметить, что аналогичное явление происходит при добыче нефти. Нефть, поступившая из пласта в скважину, несёт с собою частиц различных пород, различного размера и различной формы. Очевидно, не все эти частицы выносятся на дневную поверхность потоком нефти. Определённая часть этих частиц остаются в скважине во взвешенном состоянии. Так как эти частицы находятся в поле тяготения Земли по глубине скважины они распределяются неравномерно.

На забое скважины концентрация этих частиц максимальна и с высотой уменьшается. Оставшиеся во взвешенном состоянии в скважине эти частицы увеличивает плотность нефти и тем самым увеличивает гидростатическое давление на забой скважины. Не учёт этого факта может привести к различным осложнениям при добыче нефти.

На основе проведённых исследований можно сделать следующие выводы:

1. Расчёт гидростатического давления неоднородных жидкостей по формуле, справедливой для однородной жидкости может привести к существенной ошибке при бурении нефтяных скважин и добыче нефти.

2. В поле тяготения Земли неоднородность жидкости существенно влияет не её реологические параметры и тем самым и на выбор рационального режима технологического процесса.

3. Использование предлагаемого нами способа определения гидростатического давления для неоднородных жидкостей может привести к значительному снижению число осложнений и аварий, обусловленных не точными гидростатическими расчётами при проектировании и строительстве скважины.

Литература:

1. Гасанов Г.Т., Гасанов Х. Г. Нестационарный метод исследования теплофических параметров жидкостей. – Баку : изд-во АГНА, 2013.
2. Зейналов Н.Е. Новое в бурении скважин. – Зия-Нурлан, Баку, 2002. – 218 с.

References:

1. Hasanov G.T., Hasanov H.G. Non-stationary method of study of thermophysical parametersof liquids. – Baku : ASOC, 2013.
2. Zeynalov N.E. New in well drilling. – Ziya-Nurlan, Baku, 2002. – 218 p.