

ИЗУЧЕНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ЖИДКОСТИ В МЕЖТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ ПРИ ВЫВОДЕ СКВАЖИНЫ НА РЕЖИМ

В статье рассматривается распределение плотности жидкости по стволу скважины во время вывода ее на режим после глушения. Результаты сравнения полученного распределения плотности жидкости с плотностью жидкости глушения дали высокую сходимость значений, что дает возможность использования карт выводов скважин на режим для нахождения параметров скважин.

Плотность жидкости по стволу скважин необходима для нахождения таких технологических параметров, как пластовое давление, забойное давление, коэффициент продуктивности, коэффициент проницаемости ПЗП. Определение плотности жидкости – весьма сложная задача, зависящая от многих факторов – температуры, состава газа, жидкости, давления по стволу скважины и т.д. Существуют методики приближенного расчета, которые используют многие авторы [1–6], предполагая, что смесь по стволу скважины делится на несколько столбов: 1-й – газ в межтрубном пространстве, 2-й – газожидкостная смесь, 3-й – нефть (до глубины подвески насоса), 4-й – водонефтяная смесь (от глубины подвески насоса и до глубины верхних перфорационных отверстий). Достоверность значения плотности жидкости, определяемого по существующим методикам, ставится под сомнение, так как исследования проводили в работающей скважине. Исследования плотности жидкости в скважине при выводе на режим после капитального или подземного ремонта никто не проводил. Данная статья посвящена исследованию изменения плотности жидкости при выводе скважины на режим. Для нахождения плотности жидкости в межтрубном пространстве использовалась формула гидростатики для нахождения давления столба жидкости:

$$P = \rho \times g \times h, \quad (1)$$

где:

ρ – высота столба жидкости, м;

g – плотность жидкости, кг/м³;

h – ускорение свободного падения, м/с².

Из формулы (1) получаем формулу для нахождения плотности жидкости в межтрубном пространстве:

$$\rho = \frac{P}{g \times h} \quad (2)$$

Все расчеты в работе проводились по формуле (2).

Прежде чем приступить к нахождению плотности жидкости, был произведен отбор скважин, насосы которых спущены практически до забоя и оснащены телеметрической системой (ТМС). Этот шаг обусловлен тем, что таким образом появилась возможность судить о составе жидкости по всей длине скважины в затрубном пространстве.

В расчетах плотности используются значения давления на приеме насоса и динамический уровень, изменяющиеся по времени. Другими словами, использовались карты вывода скважины на режим (ВНР). По формуле (2) было просчитано изменение плотности жидкости по ряду скважин. Результаты расчетов скважин № 3221, 420, 404, 32п представлены на рисунках 1–4.

Как видно из графиков, во время вывода скважин на режим плотность жидкости в межтрубном пространстве остается постоянной до достижения минимального динамического уровня (первый участок), после чего начинает уменьшаться (переходный участок) и при достижении установившегося уровня остается постоянной (третий участок). Из-за закономерности формы графика можно охарактеризовать изменение плотности

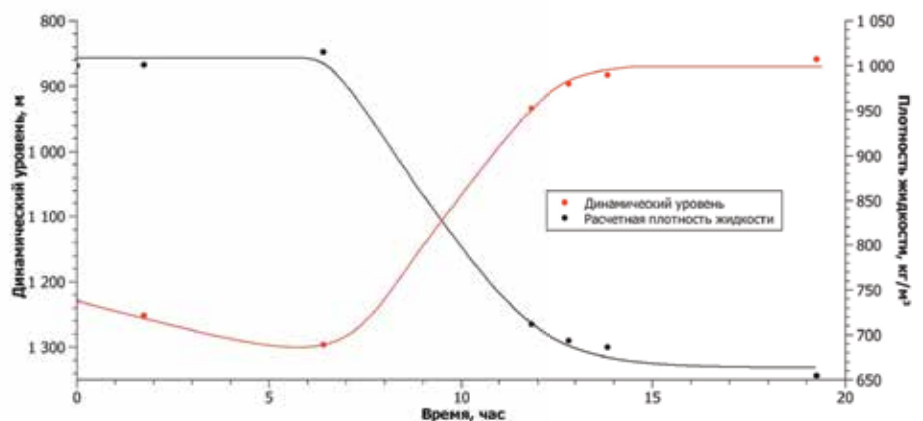


Рис. 1. График изменения плотности жидкости в скважине № 3221 во время вывода на режим

Таблица 1. Результаты расчетов плотности жидкости в затрубном пространстве с использованием данных датчика ТМС

п/п	№ скв	Место-рождение	Плотность жидкости глушения, кг/м³	Расчетная плотность жидкости на 1-м участке, кг/м³	Погрешность, %	Плотность нефти, кг/м³	Расчетная плотность жидкости на 1-м участке, кг/м³	Погрешность, %
1	420	ВКЕ*	1020	1037	-1,67	695	701	-0,86
2	494	ВКЕ	1020	1035	-1,47	695	715	-2,88
3	3152	ВКЕ	950	921	3,05	695	672	3,31
4	567	ВКЕ	1020	986	3,33	695	668	3,88
5	576	ВКЕ	950	937	1,37	695	680	2,16
6	3221	ВКЕ	1020	1006	1,37	716	698	2,51
7	3121	ВКЕ	900	882	2,00	716	737	-2,93
8	3130	ВКЕ	1020	1036	-1,57	716	714	0,28
9	3131	ВКЕ	900	882	2,00	716	747	-4,33
10	3151	ВКЕ	1100	1108	-0,73	716	741	-3,49
11	622	ВКЕ	1020	1010	0,98	725	756	-4,28
12	32п	ВКЕ	1100	1129	-2,64	732	739	-0,96
13	314	ВКЕ	1020	1070	-4,90	732	715	2,32
14	3093	ВКЕ	1020	984	3,53	732	704	3,83
15	404	ВКЕ	950	948	0,21	882	888	-0,68
16	415	ВКЕ	1020	1038	-1,76	882	910	-3,17

* Верхнеколик-Еганское.

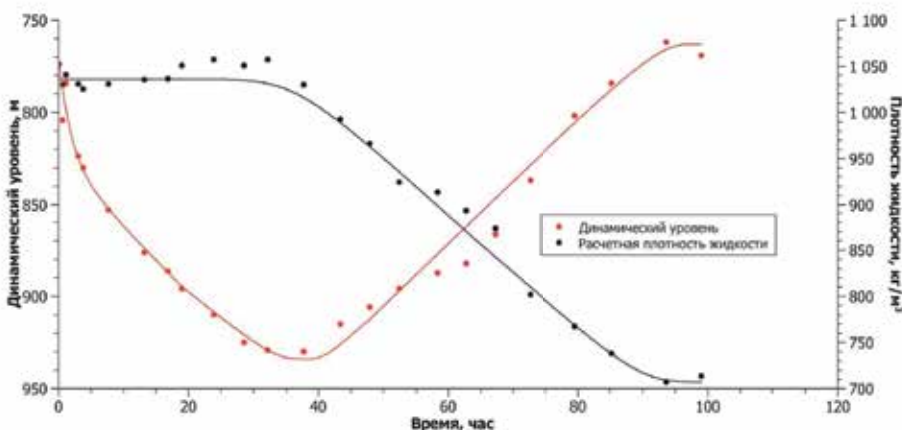


Рис. 2. График изменения плотности жидкости в скважине № 420 во время вывода на режим

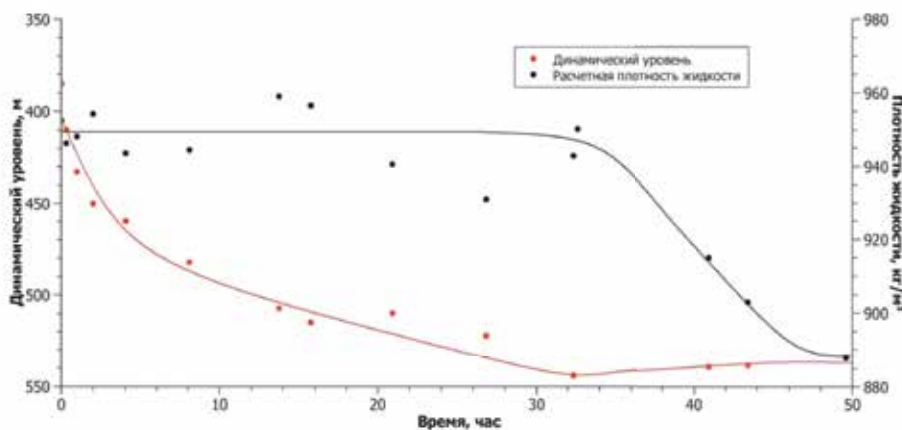


Рис. 3. График изменения плотности жидкости в скважине № 404 во время вывода на режим

жидкости графиком, представленным на рисунке 5. Так как регламентом по глушению скважин предполагается закачка жидкости в скважину на 15% больше, чем необходимо, то можно утверждать, что по стволу скважины закономерность изменения плотности жидкости распространяется до глубины перфорации. Для того чтобы узнать, какая жидкость откачивается насосом, было проведено сравнение средней плотности жидкости на первом и втором участках, характеризующих неизменное значение, с плотностью жидкости глушения и средней плотности нефти. Значения сведены в таблицу. Средняя плотность нефти рассчитывалась по формуле:

$$\rho_n = \frac{\rho_{н.пов.} + \rho_{н.пл.}}{2}, \quad (3)$$

где:
 $\rho_{н.пов.}$ – плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м³;
 $\rho_{н.пл.}$ – плотность нефти в пластовых условиях, кг/м³.
 Во время вывода на режим в периоды откачки жидкости из затрубного пространства, получения притока из пласта и снижения откачки из затрубного пространства динамический уровень снижается, достигая своего минимального значения. Плотность жидкости

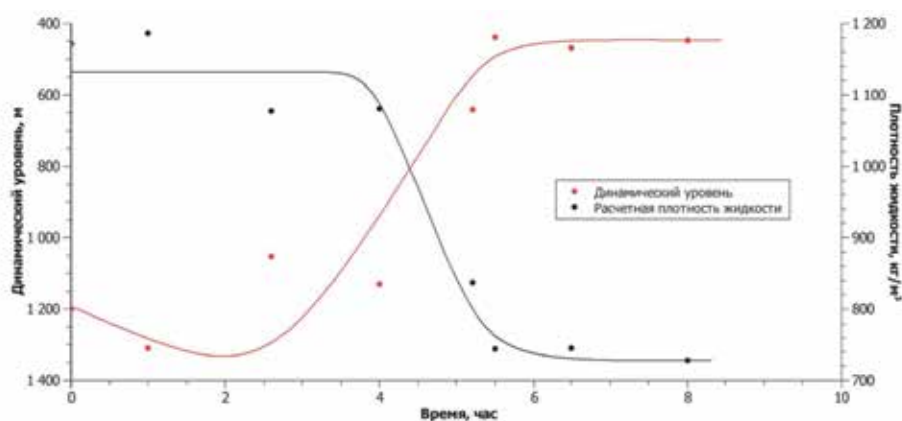


Рис. 4. График изменения плотности жидкости в скважине № 32п во время вывода на режим

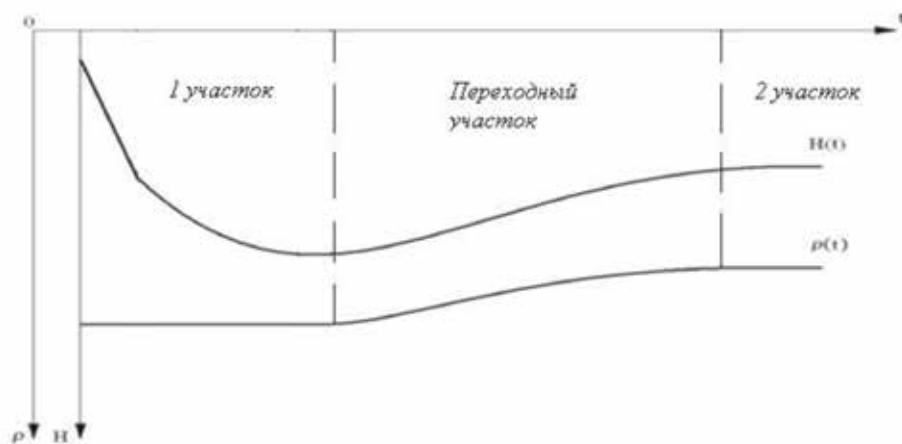


Рис. 5. Изменение плотности жидкости в межколонном пространстве во время вывода скважины на режим

в межтрубном пространстве в течение этого времени остается неизменной и численно равна плотности жидкости глушения (1-й участок). Когда динамический уровень достигает минимального значения, он начинает возрастать из-за замещения жидкости глушения на нефть из пласта, пока скважина не

достигнет установившегося режима работы. Плотность жидкости глушения с началом увеличения динамического уровня изменяется до значения средней плотности нефти (2-й участок). В таблице представлены результаты расчета плотности жидкости в межтрубном пространстве в скважине во время

вывода на режим. Для первого участка погрешность находится в пределах от -4,90 до 3,53%. В среднем погрешность между теоретической плотностью жидкости глушения и истинной плотностью жидкости в затрубном пространстве составляет примерно 2,04%. Отклонения можно объяснить тем, что плотность жидкости глушения могла измениться, пока ее везли с места приготовления и до скважины (остатки предыдущей жидкости в цистерне), также при замещении жидкости в скважине на жидкость глушения могло остаться небольшое количество нефти в затрубном пространстве. Жидкость глушения для подлива стоит в цистерне или в резервуаре рядом со скважиной, что может привести к ее расслоению по плотности в самой емкости для хранения. Плотности жидкости в межколонном пространстве и жидкости глушения отличаются менее чем на 5%, поэтому можно сделать вывод, что в скважине на 1-м участке в межтрубном пространстве находится жидкость глушения. Результаты сравнения средних плотностей нефти и жидкости на 2-м участке показали, что погрешность результатов находится в пределах от -4,33 до 3,88%. В среднем отличие между плотностями составляет 2,62%. Отклонения могли быть вызваны большими промежутками между замерами, что и привело к грубой аппроксимации, или тем, что скважину не до конца вывели на режим. Учитывая данный факт, можно утверждать, что на 2-м участке плотность жидкости в затрубном пространстве равна средней плотности нефти.

Литература:

1. Королев К.Б., Силкина Т.Н., Пугачев Е.В. (ЗАО «Компания СИАМ»). Анализ применения адаптированного алгоритма пересчета забойного давления по данным устьевых замеров в скважинах механизированного фонда // «Нефтяное хозяйство», 2006, № 11.
2. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти: Учеб. пособие для техникумов. – М.: Недра, 1989. – 245 с.
3. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова / Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др. – М.: Недра, 1983. – 455 с.
4. Косков В.Н., Косков Б.В. Оценка плотности жидкости в затрубном пространстве механизированных скважин, эксплуатируемых со стравливанием затрубного давления в линию // «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений», 2007, № 10. – С. 57–60.
5. Разработка нефтяных месторождений. Под ред. Н.И. Хисамутдинова и Г.З. Ибрагимова / С.В. Муравленко, В.Н. Артемьев, А.Г. Телин и др. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – Т. II: Эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин. – 272 с.
6. Аржанов М.Ф., Кагарманов И.И., Мельников А.П., Карпенко И.Н., Кравец Ю.А. Справочник нефтяника. – Самара: ОАО «Самаранефтегаз», 2007. – 431 с.

Ключевые слова: вывод скважины на режим, нефтяная скважина, плотность жидкости, затрубное пространство, межтрубное пространство, плотность жидкости глушения, динамический уровень.

4 - 8 ИЮНЯ 2013

РОССИЯ / МОСКВА / МВЦ «КРОКУС ЭКСПО»



14-я Международная специализированная выставка
«СТРОИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ'2013»

 **СТТ'2013**

СПЕЦИАЛИСТЫ ЗНАЮТ!

РЕКЛАМА



Организатор



Международные партнеры выставки



При поддержке



Генеральные информационные спонсоры



Информационные спонсоры



Тел.: +7 (495) 961-22-62

E-mail: ctt@mediaglobe.ru

Web: www.ctt-expo.ru, www.mediaglobe.ru