

чением различных априорных данных в зависимости от задачи рассчитать множество насущных параметров: среднюю интервальную проницаемость, динамическую эффективную мощность, среднюю насыщенность и т.д. Эта информация позволяет точнее распоряжаться бурением, ГТМ, а также настраивать динамические модели.

Главными преимуществами метода являются: минимальные потери добычи, одновременное исследование больших групп скважин, высокая точность определения искомых параметров, нечувствительность к влиянию не охваченных исследованием скважин, высокая скорость обработки данных, независимость точности определяемых параметров от числа скважин.

На примерах проведенных работ показано, как исследования снимают неоднозначность в определении межскважинных параметров, что позволяет делать выводы о состоянии разработки участков и необходимых ГТМ.

В первом случае на терригенном объекте решалась задача верификации запланированных ГТМ. По результатам гидропрослушивания удалось уточнить представление о проблемах участка месторождения и рекомендовать новое ГТМ, которое по итогам выполнения привело к значительному увеличению добычи нефти.

Во втором случае на карбонатном коллекторе, где была введена система ППД, удалось предупредить опережающее обводнение и дать ранние рекомендации по выравниванию профиля вытеснения.

**РАСЧЕТ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ
В МЕХАНИЗИРОВАННЫХ СКВАЖИНАХ,
НЕ ОБОРУДОВАННЫХ ДАТЧИКАМИ ДАВЛЕНИЯ
НА ПРИЕМЕ НАСОСА, НА ОСНОВЕ ЗАВИСИМОСТИ
ИЗМЕНЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ЖИДКОСТИ В ЗАТРУБНОМ
ПРОСТРАНСТВЕ**

*С.Е. Никулин
(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Пермь)*

В настоящее время при расчете забойного давления по замерам динамического уровня используют различные корреляции, алгорит-

мы и методики, учитывающие особенности распределения плотности газожидкостной смеси по стволу скважины. Выбор конкретного способа зависит от многих параметров и должен подтверждаться определенным числом глубинных исследований.

Проанализированы существующие подходы к расчету забойного давления в механизированных скважинах, не оборудованных датчиками давлений или ТМС, и рассмотрены несколько подходов к расчету забойного давления: формула гидростатики; алгоритм, основанный на использовании РД 39-0147035-212-87; методики, основанные на корреляции Хасана–Кабира; методика РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина (Мищенко); программное обеспечение (ПО) «Мониторинг ТГДИС»; эмпирические методики [1, 2]. Проведен расчет по трем основным методикам пересчета (рис. 1).

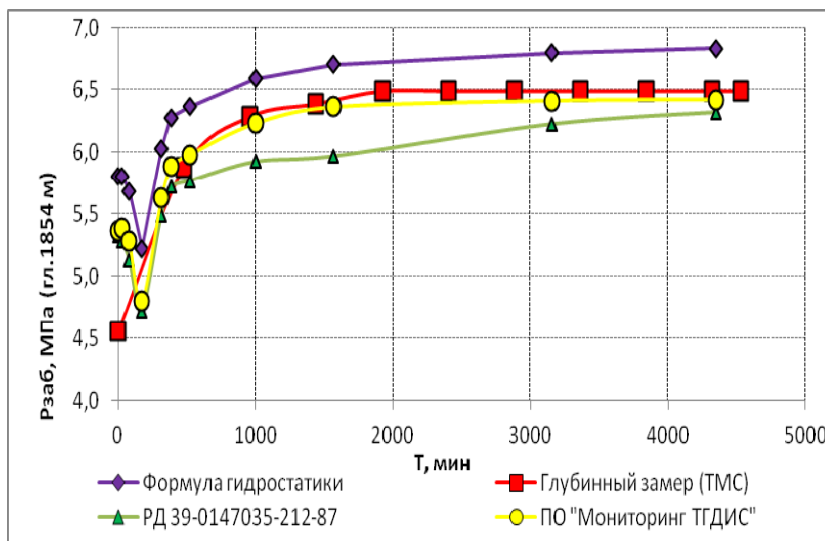


Рис. 1. Сравнительный анализ методик пересчета КВУ в скважине № 1

По результатам сравнительного анализа в данной скважине по всем трем методикам выявлено существенное расхождение в забойном давлении на начальном и конечном этапах исследования. Для этого необходимо разработать алгоритм расчета забойного давления, учитывающий более точное определение плотности смеси в

затрубном пространстве на установившемся режиме и ее изменение при переходе от одного стационарного состояния к другому.

Для определения плотности в затрубном пространстве необходимы данные по замерам динамических и статических уровней, затрубного и забойного давлений. С этой целью при выполнении работы были привлечены данные (исследования одновременно методами КВУ и КВД), полученные в скважинах с ТМС или глубинным манометром на приеме насоса.

Расчет плотности смеси выполнен с использованием данных измерений давления газа на устье скважины ($P_{затр}$) и динамического уровня ($H_{дин}$) в затрубном пространстве (результаты кривой восстановления уровня), а также соответствующих им по времени результатов регистрации давления в скважинах на уровне подвески насоса ($P_{пр}$) с помощью датчиков давления термоманометрических систем (ТМС) или автономных и дистанционных приборов («Фотон-28К», СКАТ). Так, каждому измеренному значению $H_{дин}$ соответствуют во времени значения $P_{затр}$, $P_{пр}$, в совокупности определяющие режим работы скважины установкой ЭЦН.

Как известно, в общем виде давление у приема насоса складывается из давления газа на устье затрубного пространства ($P_{затр}$), давления столба газа (ΔP_g) между устьем скважины и динамическим уровнем жидкости ($H_{дин}$) и давления столба газожидкостной смеси (ГЖС) в затрубном пространстве [3]:

$$P_{пр} = P_{затр} + \Delta P_g + P_{ГЖС} = P_{затр} + \Delta P_g + (H_{нас} - H_{дин}) \cdot \rho_{ГЖС}.$$

Таким образом, зная $P_{пр}$, $P_{затр}$ и $H_{дин}$, рассчитываются плотность ГЖС и ее изменение на глубине приема насоса (глубине установки манометра) в процессе исследования (накопления), т.е. при его погружении под динамический уровень (H_z). Так как давление, создаваемое столбом жидкости в интервале от приема насоса до ВНК, неизвестно, то на данном участке рассчитать зависимость плотности невозможно.

При расчетах учитывались относительная плотность газа и сверхсжимаемость газа, температура в середине столба газа определялась по формулам в зависимости от района скважины.

Далее построены зависимости, характеризующие связь между плотностью газожидкостной смеси (ГЖС) и погружением насоса под динамический уровень жидкости в затрубном пространстве

(Hz). Пример результатов обработки данных исследований скважин, сведенные к виду $\rho_{ГЖС}=f(Hz)$ и $\rho_{ГЖС}=f(P_{затр})$, приведены на рис. 2.

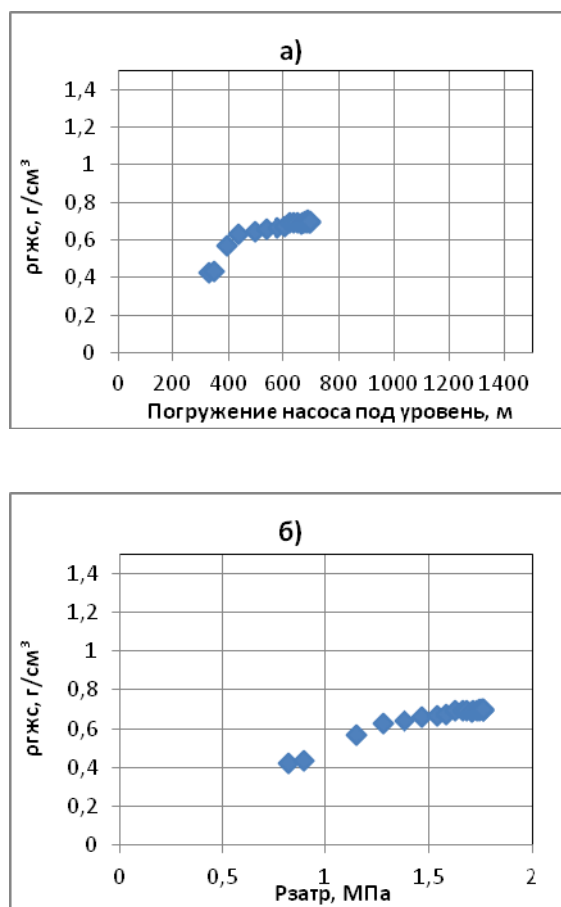


Рис. 2. Зависимости: *а* – $\rho_{ГЖС}=f(Hz)$;
б – $\rho_{ГЖС}=f(P_{затр})$. Скважина № 2

Плотность жидкости в затрубном пространстве зависит от физико-химических свойств нефти и от обводненности продукции скважины. Поэтому, применяя полученные зависимости, необходимо увязать их с конкретными геолого-физическими характеристиками

объектов и режимами работы скважин. С этой целью проведено ранжирование зависимостей по группам и выделены главные параметры, влияющие на изменение плотности ГЖС в затрубном пространстве.

Для получения итоговых зависимостей по каждой группе проведено обобщение данных, выявлены характерные связи между ними. При использовании метода средних в Microsoft Excel получены эмпирические зависимости для плотности газожидкостной смеси ($\rho_{ГЖС}$). Аппроксимирующая кривая (линия тренда) подбиралась таким образом, чтобы обеспечить наилучшую сходимость с фактическими данными и при этом обеспечить простоту и удовлетворительную точность сходимости результатов (рис. 3).

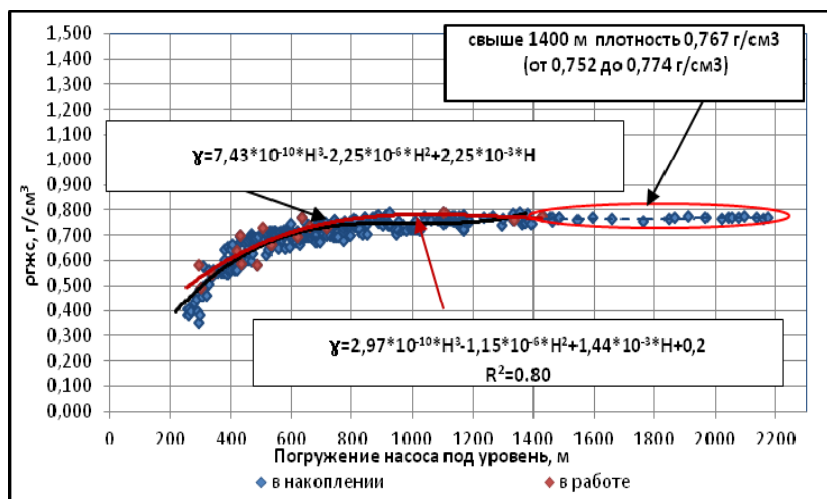


Рис. 3. Пример зависимости для группы: газовый фактор менее 50 м³/т, обводненность менее 10 %

Апробация итоговых зависимостей выполнена в основном по новым исследованиям (синхронная запись КВД и КВУ).

Для каждой зависимости построены графики, отражающие результаты сравнения значений $R_{з\text{аб}}$, определенных по корреляционным зависимостям, с фактическими замерами и со значениями, полученными по барометрической формуле. На рис. 4 в качестве при-

мера приведен график сравнения расчетных значений Рзаб с фактическими замерами.

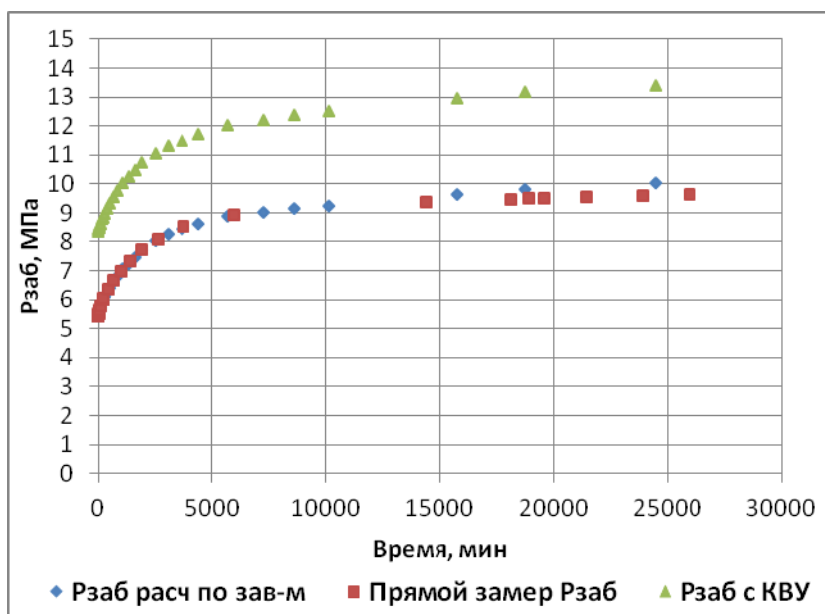


Рис. 4. График сравнения расчетных значений Рзаб с фактическими замерами в группе с газосодержанием менее 50 м³/т, вязкостью 5–12 мПа·с, обводненностью 50–90 %. Скважина № 3

В итоге выполнения работы достигнуты следующие результаты:

1. Выявлена связь между средней плотностью газожидкостной смеси в затрубном пространстве и газосодержанием пластовой нефти, обводненностью скважинной продукции и вязкостью нефти в пластовых условиях. Проведено ранжирование объектов по группам.

2. Построены зависимости для расчета плотности газожидкостной смеси (ГЖС) для скважин конкретного месторождения или группы месторождений со схожими геолого-физическими данными, полученные в основном для условий накопления жидкости во время остановки на исследование.