

программы комплекса MARK.

Анализ результатов, полученных программой GHALIS при геометризации полей ТПОПЗН, отвечающих различным нефтяным залежам Пермского Прикамья, показал, что строящиеся программой GHALIS горно-геометрические модели достаточно адекватны действительности и могут быть использованы при обосновании многих решений по регулированию разработки конкретных залежей. Особенно полезны такие модели в качестве средства прогнозирования обводненности продукции проектируемых дополнительных добывающих скважин.

Получено 15.07.03

УДК 551.734

В.Н. Косков, Б.В. Косков, Г.В. Макаловский, Д.В. Пронин

*ПермНИПИнефть*

## **К ОЦЕНКЕ ДОСТОВЕРНОСТИ И ДОСТАТОЧНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ПРОМЫСЛОВЫХ ЗАМЕРОВ, ПРОВОДИМЫХ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПЕРМСКОГО ПРИКАМЬЯ**

На основе большого количества данных обосновывается необходимость оценки и контроля за геолого-динамическими исследованиями в скважине.

На территории Пермской области разрабатывается более сотни месторождений, нефтяные залежи которых в основном приурочены к карбонатным отложениям верейского, башкирского и турнейского возраста и к терригенным отложениям тульского и бобриковского горизонтов. Достоверная оценка текущего состояния разрабатываемых залежей в значительной степени зависит от качества проводимых в скважинах текущих промысловых замеров динамических  $H_{дин}$  и статических  $H_{ст}$  уровней (с последующим определением по ним забойных и пластовых давлений), прямых замеров пластового и забойного давления и от качества гидродинамических исследований (ГДИ) при регистрации кривых восстановления уровня (КВУ) и давления (КВД), а также индикаторных диаграмм (ИД).

Технология проведения ГДИ должна соответствовать требованиям, указанным в регламенте по составлению проектов и технологических схем [1], в инструкции по подсчету запасов нефти и газа [2] и в методическом руководстве по контролю за разработкой нефтяных месторождений [3, 4]. Поэтому при сборе технологической документации, необходимой при подсчете запасов УВ и для построения достоверных гидродинамических моделей нефтяных залежей, требуется получать качественную и постоянно пополняемую информацию о фильтрационных параметрах продуктивных пластов. Однако зачастую ГДИ проводятся в явно недостаточном объеме, а сами исследования ввиду их низкого качества не всегда информативны. Так, если достоверность результатов ГДИ в разведочный и начальный период эксплуатации залежи (в фонтанном режиме) за редким исключением не вызывает сомнения, то результаты исследования в скважинах механизированного фонда (более 90% всего эксплуатационного фонда) нередко вызывают сомнения в их достоверности, в том числе по замерам пластового и забойного давления и в оценке параметров удаленной части пласта по КВУ.

Анализ имеющейся информации о скважинных исследованиях по 21 месторождению Пермского Прикамья выявил низкую степень изученности скважин гидродинамическими методами, которые к тому же далеко не всегда проведены на достаточно высоком уровне.

Большинство исследований удаленной части пласта по месторождениям Ножовской группы (Падунское, Змеевское, Первомайское) некачественные. Например, по скв. 836 Первомайского месторождения (пласт Бб) КВУ недовосстановлено (рис. 1). Только небольшую часть таких исследований можно условно отнести к качественным, т.к. малочисленные замеры на конечный период регистрации КВУ не позволяют уверенно установить параметры пласта (пример – скв. 884 Первомайского месторождения, пласт Тл, на рис. 2,3).

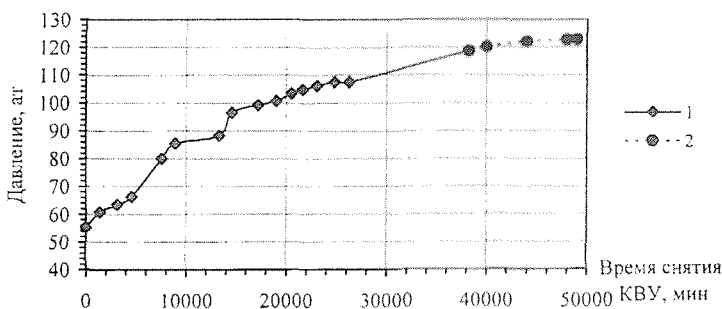


Рис. 1. Кривая восстановления уровня (замеры  $P_{ст}$  пересчитаны в давление): кривая 1 построена по выполненным замерам, кривая 2 условная – отсутствующее продолжение КВУ

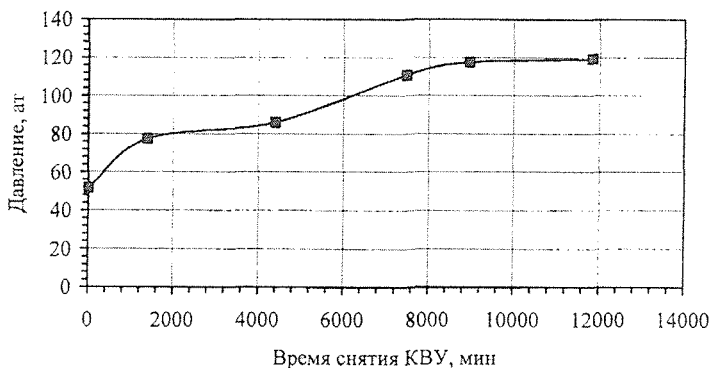


Рис. 2. Кривая восстановления уровня (замеры  $H_{ст}$  пересчитаны в давление)

При анализе результатов КВУ Змеевского месторождения за весь период его разработки с 1980 г. из более чем 270 КВУ только 18% из них можно отнести к качественным. Причем к качественным КВУ были отнесены и необработанные замеры, по которым возможен, но не сделан в свое время расчет параметров исследованных пластов. Следует отметить практически полное отсутствие в скважинах механизированного фонда исследований методом установившихся отборов на разных режимах с построением индикаторной диаграммы (ИД), которые особенно важно выполнять в скважинах, эксплуатирующих залежи высоковязкой нефти (более 25 мПа·с), т.к. при высокой вязкости нефти возможно проявление аномальных (неньютоновских) свойств. Например, на Падунском месторождении, пласт Т (вязкость 49 мПа·с), исследование было проведено один раз в скв. 315, а тот же пласт Первомайского месторождения (вязкость 48,8 мПа·с) данным видом ГДИ вообще не исследован.

Текущие замеры  $P_{пл}$  и  $P_{заб}$  в скважинах можно четко разделить по степени их информативности. Информативность замеров заключается в наличии показаний пластовых и забойных давлений, по которым можно проследить динамику работы скважины с выходом на коэффициент продуктивности, а затем и на фильтрационные параметры призабойной зоны пласта (ПЗП) и оценку начальных и текущих параметров в соответствующие периоды времени (рис. 4). Неинформативные замеры характеризуются невыдержанностью или отсутствием показаний за большой период времени (в том числе замеров  $P_{пл}$  при наличии замеров  $P_{заб}$  и наоборот). Например, в скв. 540 Баклановского месторождения (рис. 5) эпизодически проводились замеры пластового и забойного давления, а в скв. 346 Уньвинского месторождения (рис. 6) проводились замеры только пластовых давлений, по которым невозможно оценить ни начальный, ни текущий коэффициенты продуктивности или приемистости скважин. В последнем случае грубо нарушен регламент РД по контролю за разработкой.

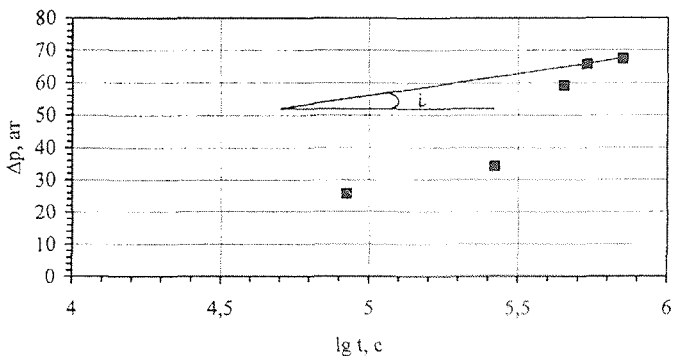


Рис. 3. Обработка КВУ методом полулогарифмической анаморфозы ( $\Delta P$  – прирост давлений;  $t$  – время снятия КВУ;  $i$  – угол наклона, характеризующий фильтрационные параметры пласта)

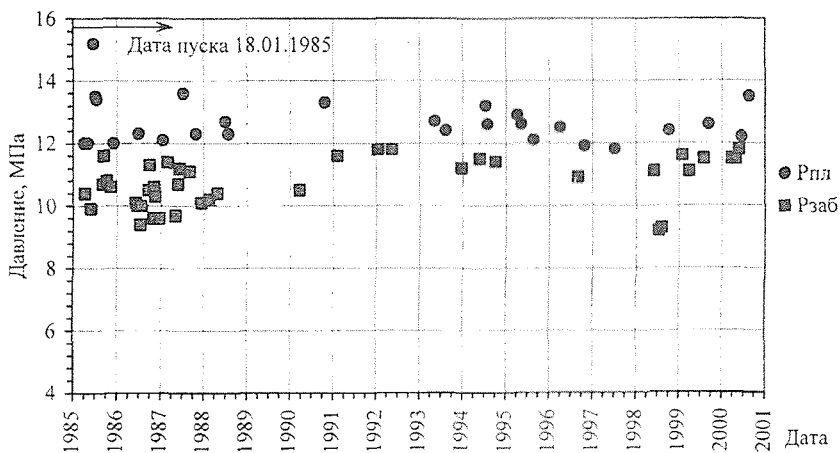


Рис. 4. Динамика пластового и забойного давлений по скв. 276 Альяшского месторождения (пласт Б<sub>2</sub>)

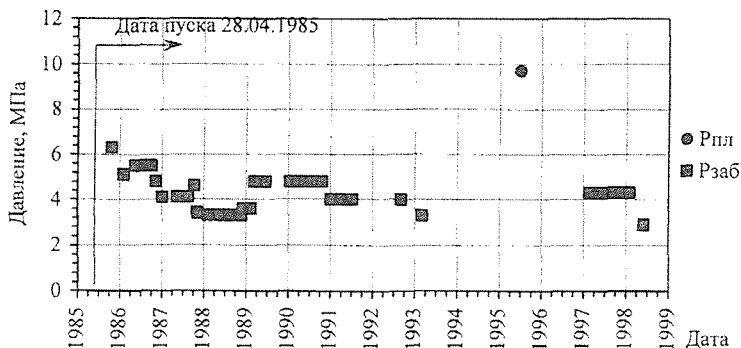


Рис. 5. Динамика пластового и забойного давлений по скв. 540 Баклановского месторождения (пласт Бш)

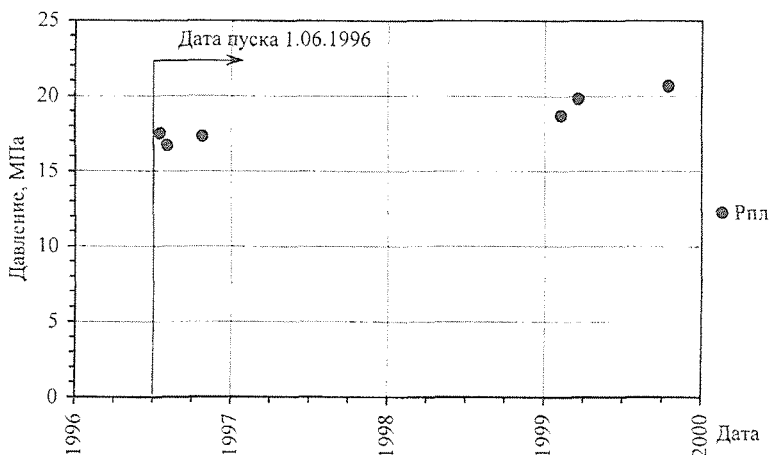


Рис. 6. Динамика пластового и забойного давлений по скв. 346 Уньвинского месторождения (пласт Гл+Бб)

К непредставительной текущей промысловой информации следует отнести замеры пластового и забойного давления, выполненные с нарушениями технологии. Например, в скв. 1009 Первомайского месторождения (рис. 7) и в скв. 305 Злодаревского месторождения (рис. 8), находящихся в эксплуатации, пластовое давление ниже забойного, что в принципе не может быть.

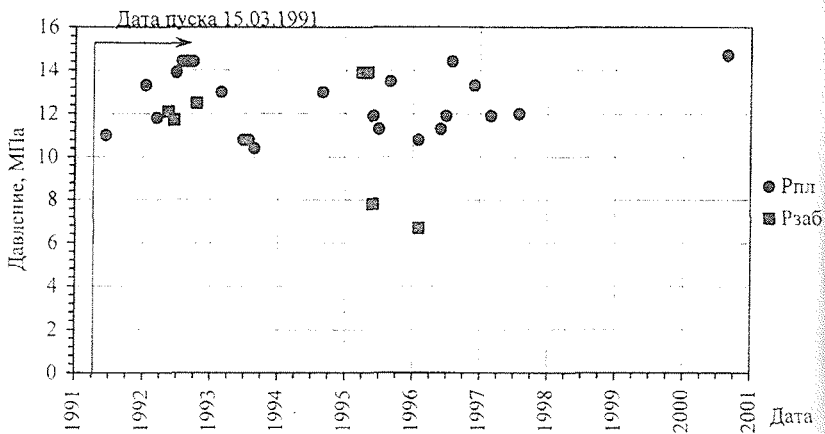


Рис. 7. Динамика пластового и забойного давлений по скв. 1009 Первомайского месторождения (пласт Т)

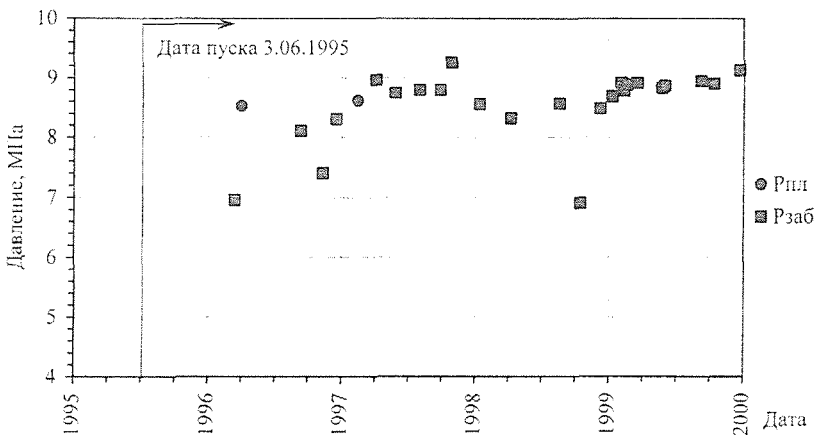


Рис. 8. Динамика пластового и забойного давлений по скв. 305 Злодаревского месторождения (пласт В<sub>3</sub>В<sub>4</sub>)

Не случайно четкое отслеживание динамики пластового и забойного давлений (с дальнейшим выходом на гидродинамические параметры ПЗП) во многих случаях, при условии выполнения требований РД по количеству замеров, очень проблематично. Пример по скв. 176 Падунского месторождения представлен на рис. 9.

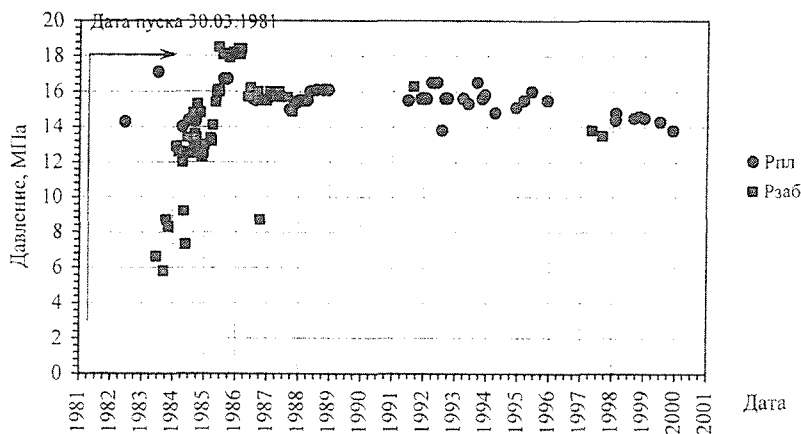


Рис. 9. Динамика пластового и забойного давлений по скв. 176 Падунского месторождения (пласт Т)

Практически по всем месторождениям Пермской области наблюдается очень большой процент некачественных замеров пластовых и забойных давлений (в среднем 20–30%). Так, по Асининскому месторождению доля некачественных замеров давления составляет 45% (месторождение находится в эксплуатации с 1974 г., общий фонд – 36 скв., включая скважины, выбывшие из эксплуатации).

Анализ результатов гидродинамических и промысловых исследований скважин показал, что информация по скважинным исследованиям не всегда репрезентативна и качественна. Подводя итог можно также отметить следующее:

1. Чтобы улучшить настоящее состояние проводимых мероприятий по контролю за разработкой нефтяных залежей (контроль энергетического состояния залежи), необходимо обеспечить качественную оценку величины  $P_{пл}$ . Этого можно достичь за счет выполнения качественных исследований методом неустановившейся фильтрации (КВУ) с дальнейшим расчетом величины  $P_{пл}$  по методу произведения [3] или методу Хорнера [5]. При соблюдении соответствующей периодичности исследований (согласно РД 153-39.0-109-01 один раз в полгода) можно будет получить два качественных замера величины  $P_{пл}$ . Для этого требуется при снижении темпа роста уровня в затрубном пространстве чаще выполнять замеры статического уровня  $H_{ст}$ . Необходимая частота регистрации КВУ может быть решена при применении автоматических цифровых приборов «Судос-автомат», Микон-811 и др.

2. Замеры динамического уровня  $H_{дин}$  (с дальнейшим пересчетом в  $P_{зab}$ ), дебита и обводненности продукции необходимо выполнять перед остановкой скважины для накопления (скважина находится в периодической эксплуатации) или после периода работы, превышающего время регистрации КВУ перед оста-

новкой скважины для ГДИ. При выполнении замеров следует руководствоваться требованиями регламента по определению пластового и забойного давлений [6].

3. Строго соблюдать требования РД по контролю за разработкой очень трудно – это касается месторождений с большим фондом скважин (около 1000 и более). Напрашивается вывод – меньшее количество качественных ГДИ и текущих замеров пластовых и забойных уровней (давлений) лучше большого количества замеров, не несущих достоверной информации. Здесь очень важную роль играет именно качество проводимых ГДИ и замеров  $P_{пл}$  и  $P_{заб}$ .

На наш взгляд, существует две проблемы, относящиеся к области человеческого фактора, не разрешив которые не стоит думать о получении достоверных величин энергетической и фильтрационных характеристик эксплуатационного объекта. Первая – низкий уровень квалификации исполнителей исследований и текущих замеров (что ведет к несоблюдению технологии замеров и гидродинамических исследований), а также отсутствие надлежащего контроля за качеством проводимых исследований. Вторая – отсутствие четкого взаимодействия между технологической и геологической службами нефтедобывающих предприятий. Это, в частности, касается момента замера  $H_{дин}$  ( $P_{заб}$ ) в скважинах периодического фонда.

### Библиографический список

1. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-96/ВНИИ. М., 1996. 202 с.
2. Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при Совете министров СССР (ГКЗ СССР) материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов/ГКЗ СССР. М., 1984. 65 с.
3. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. РД 39-100-91/ВНИИ. М., 1990. 331 с.
4. Методические указания. Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01/ВНИИ. М., 1995. 68 с.
5. Инструкция по гидродинамическим методам исследования пластов и скважин. РД 39-3-593-81/ВНИИ. М., 1993. 88 с.
6. Временное руководство по определению забойного и пластового давления в скважинах механизированного фонда по данным измерений устьевого давления, динамического и статического уровней и давления у приема насоса. РД 39-0147035-212-87/ВНИИ. М., 1998. 188 с.

Получено 25.07.03