

УДК

Информационное обеспечение рациональной разработки нефтяных месторождений на основе интерпретации гидродинамических исследований скважин



М.Р. Дулкарнаев
/ТПП «Повхнефтегаз»
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»/

Описана методика расчета минимальной продолжительности остановки скважины при проведении гидродинамических исследований скважин (ГДИС), необходимой для определения фильтрационных параметров пласта с заданной степенью точности. Показано, что для корректной оценки параметров пласта на основе адаптации гидродинамической модели разработки необходимо, чтобы невязка модели, на основе которой эти параметры определяются, не превышала инструментальной погрешности замера обрабатываемых промысловых данных. Расчеты проводились на примере модели центрально-симметричного пласта на основе программного комплекса «ГДИС-4Д-Геозор».

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, оптимизация продолжительности и интерпретация гидродинамических исследований, информационное обеспечение рациональной разработки нефтяных месторождений.



В.Н. Михайлов
/ООО «Казанский научно-технический центр
«Недра», г. Казань/



Ю.А. Волков
/ООО «Центр совершенствования методов
разработки нефтяных месторождений»,
г. Казань/

Рациональная разработка месторождений углеводородов невозможна без использования различных методов воздействия на пласт и призабойную зону, а также на свойства пластового флюида. Для правильного подбора методов воздействия и контроля их эффективности интенсивно используются гидродинамические модели (ГДМ).

Однако анализ текущего состояния дел в этой области показал, что сама по себе ГДМ даже при соблюдении всех формальных критериев качества [1] не гарантирует достоверности получаемых прогнозов как по месторождению в целом, так и, тем более, по отдельным скважинам. Известно множество случаев,

когда прогноз, полученный на основе ГДМ, в несколько раз отличается от фактических показателей и оказывается кратно менее точным, чем прогноз, полученный на основе простейших 0-мерных статистических моделей (анализ характеристик вытеснения) или экспертной оценки. Очевидно, что причина недостоверности получаемых прогнозов заключается в низкой точности задания параметров ГДМ.

Предполагается, что путем адаптации ГДМ истории разработки можно минимизировать влияние неточности задания исходных параметров модели. Созданы даже специализированные средства анализа и адаптации истории разработки (например, программный комплекс

(ПК) Tempest Enable фирмы ROXAR), которые позволяют проводить моделирование погрешностей параметров модели (рис. 1). Методика расчета погрешности параметров модели основана на том, что в процессе работы программного комплекса Enable создается большое число реализаций модели. Затем по совокупности моделей вычисляется частота попадания параметра в заданный интервал значений. Далее в предположении, что эта частота пропорциональна функции плотности вероятности распределения параметра, рассчитываются математическое ожидание параметра, его стандартное отклонение и прочие статистические характеристики.

К сожалению, эта методика является некорректной как минимум по двум причинам:

- во-первых, частота попадания параметра в заданный интервал на некоторой совокупности реализаций модели вообще никак не связана с плотностью вероятности распределения данного параметра в реальном пласте;
- во вторых, в подавляющем большинстве случаев погрешность адаптации ГДМ существенно превышает инструментальную погрешность измерения промысловых параметров. При этом многомерная область изменения параметров вариантов реализации модели и многомерная доверительная область изменения параметров реального объекта могут вообще не иметь общих точек. Это значит, что изучение частот попадания параметров модели в определенные интервалы, равно как и изучение любых других характеристик вариантов реализации модели, не дает информации об устройстве реального объекта разработки.

Следовательно, первое, что необходимо сделать для корректной оценки параметров пласта, – это добиться, чтобы невязка модели, на основе которой эти параметры определяются, не превышала инструментальной погрешности измерения промысловых параметров. В настоящее время это требование может быть реализовано только для простейших случаев, в частности при интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин.

Таким образом, интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС) является важнейшим источником информации, необходимой для обеспечения рациональной разработки нефтяных месторождений. Дополнительным преимуществом ГДИС по сравнению с другими методами исследования является возможность мониторинга изменения фильтрационных параметров пласта в процессе разработки, обусловленного как непосредственно самим процессом разработки, так и применением специальных геолого-технических мероприятий.

Однако в настоящее время непосредственное использование результатов ГДИС при настройке ГДМ сдерживается тем, что стандартная интерпретация ГДИС дает только приближенные оценки параметров

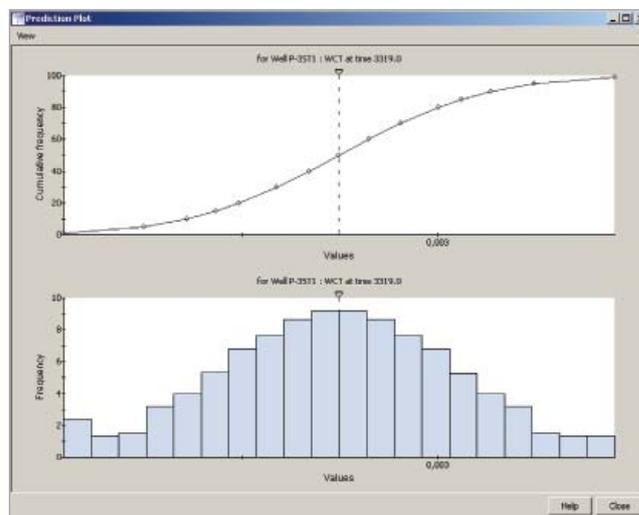


Рис. 1. Оценка неопределенности параметров ГДМ на основе использования ПК Tempest Enable. Фрагмент из презентации фирмы ROXAR

пласта, отличающиеся от реальных значений параметров на величину погрешности интерпретации, которая неизвестна. Поскольку приближенная оценка параметра дается одним числом, она также называется «точной» оценкой параметра. Для того чтобы результаты интерпретации ГДИС можно было использовать при настройке ГДМ, необходима «интервальная» оценка параметров пласта, т.е. оценка доверительной области изменения параметров с учетом погрешности интерпретации.

Ранее нами был опубликован доклад [2] о возможности интервальной оценки достоверности параметров интерпретации гидродинамических исследований скважин на основе программного комплекса (ПК) «ГДИС-4Д-Геозор». Отличительной особенностью этого ПК является использование глобального перебора всех возможных решений обратной задачи моделирования фильтрационных потоков в районе скважины. В результате получается не один, а множество вариантов строения пласта и призабойной зоны, рассчитанные кривые изменения давления (КИД) которых с заданной степенью точности аппроксимируют фактическую КИД. Естественно, что все параметры этих моделей (гидропроводность пласта, пластовое давление, скин-фактор, коэффициент продуктивности и т.д.) не являются постоянными, а изменяются в определенных диапазонах значений, которые представляют собой доверительные области изменения этих параметров.

Проведенный с помощью ПК «ГДИС-4Д-Геозор» анализ показал, что во многих практически важных случаях погрешности определения фильтрационных параметров пласта могут быть весьма велики, достигая 50 % и более. Пренебрежение этой погрешностью может привести к серьезным ошибкам при настройке секторной гидродинамической модели месторождения и прогнозе результатов геолого-технических мероприятий.

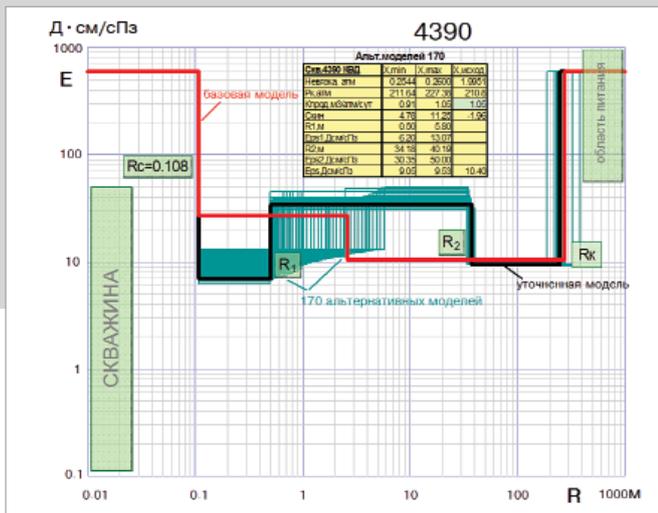


Рис. 2. Графическое представление базовой модели и 170 альтернативных моделей центрально-симметричного пласта, отобранных при переинтерпретации КВД по скважине 4390

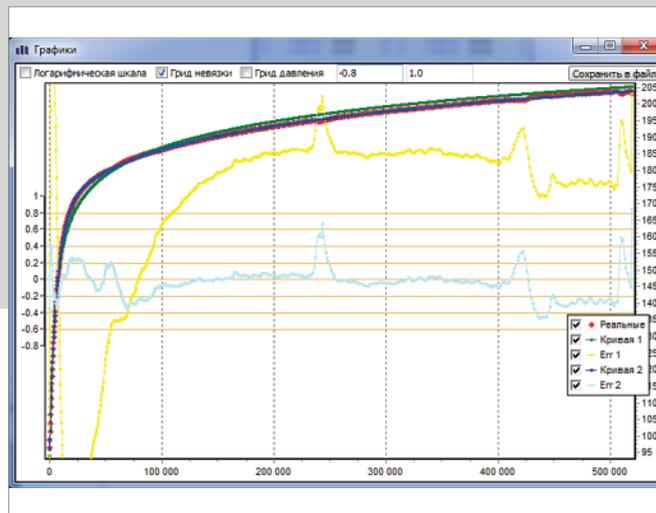


Рис. 3. Сравнение фактической и расчетной кривых для исходной (кривая 1) и уточненной (кривая 2) модели пласта при интерпретации КВД по скважине 4390. Нижняя ось – время (с), левая ось – невязка (атм), правая ось – давление (атм)

Однако возникает естественный вопрос, можно ли использовать программу «ГДИС-4Д-Геозор» для того, чтобы заранее оценить величину погрешности и подобрать такие условия проведения гидродинамических исследований, чтобы эта погрешность была минимальной.

В частности, в данной статье мы рассматриваем проблему подбора оптимальной продолжительности исследования. Суть проблемы заключается в том, что точность определения фильтрационных параметров пласта зависит от длительности остановки скважины на исследовании: чем больше времени регистрируется кривая восстановления давления (КВД), тем выше точность. Но при этом также увеличиваются затраты на проведение работ.

Поскольку основными факторами увеличения затрат являются количество недодобытой нефти и количество часов работы бригады, можно принять приблизительно, что стоимость исследования линейно зависит от его продолжительности.

Если для расчета погрешности определения параметров воспользоваться программой «ГДИС-4Д-Геозор», то можно будет рассчитать продолжительность исследования, при которой соотношение цена/качество будет оптимальным.

В качестве примера для проведения расчетов мы выбрали реальную скважину одного из месторождений Западной Сибири. До остановки скважина работала с дебитом жидкости 120 м³/сут при обводненности 97 % (способ эксплуатации ЭЦН). Исследование проводилось методом восстановления уровня с регистрацией давления датчиком ТМС, установленным на приеме насоса. Время остановки скважины на снятие КВД составило 6 суток.

Базовый вариант интерпретации проводился по стандартной методике с помощью программы «Мониторинг ГДИС» (рис. 2, базовая модель). Затем для создания уточненной модели пласта была использована программа «ГДИС-4Д-Геозор». В результате глобального перебора было отобрано 170 вариантов альтернативных моделей пласта, для которых невязка расчетной и фактической КВД не превышала 0,26 атм. Таким образом, невязка уменьшилась в 7,7 раз по сравнению с базовой моделью.

Соответствующие расчетные графики КВД и невязок приведены на рис. 3. В качестве уточненной модели выбрана одна из 170 альтернативных моделей, показанная на рис. 2 жирной черной ломаной линией.

По поводу столь большого уменьшения невязки расчетной и фактической КВД можно отметить следующее. Нами с помощью программы «ГДИС-4Д-Геозор» была проведена переинтерпретация результатов ГДИС на примере 53 скважин, исследованных разными методами. Исследования основной массы скважин проводились методом КВУ с регистрацией динамических уровней прибором «Судос-автомат». По двенадцати скважинам исследования проводились методом КВД, по двум скважинам – методом регистрации КВД на забое скважины при компрессировании. По восьми скважинам КВД регистрировалась манометром, установленным на приеме насоса, оборудованного ТМС. По одной скважине исследования проводились с помощью испытателя пластов на бурильных трубах (ИПТ), оборудованного двумя манометрами, расположенными на забое в подпакерном пространстве и в бурильных трубах – над основным клапаном.

Анализ результатов переинтерпретации показал, что по сравнению со стандартными методиками интерпретации ГДИС получена в среднем в 7 раз меньшая невязка фактических и расчетных КИД. Мы объясняем это, главным образом, тем, что в программе «ГДИС-4Д-

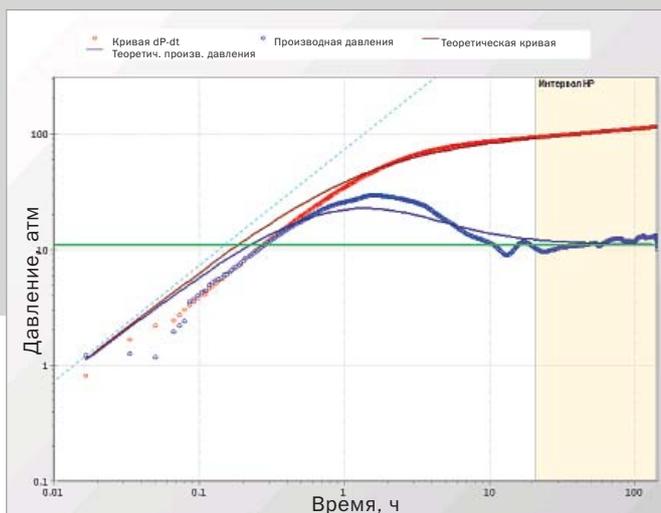


Рис. 4. Диагностический график и расчетные графики изменения давления по базовой интерпретации

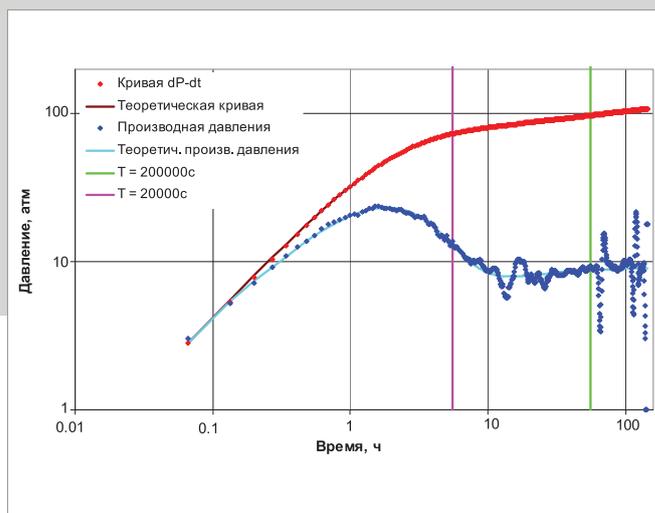


Рис. 5. Диагностический график и расчетные графики изменения давления по уточненной интерпретации

Геозор» используется алгоритм глобальной оптимизации для решения обратной задачи фильтрации.

В таблице на рис. 2 приведено сравнение фильтрационных параметров базовой модели с доверительными интервалами этих параметров, полученных в результате переинтерпретации. Видно, что из всех параметров только коэффициент продуктивности попал в свой доверительный интервал.

При этом многие параметры, а именно радиус и гидропроводность призабойной зоны (R_1 и Eps_1), а также радиус и гидропроводность ближней зоны пласта (R_2 и Eps_2), в стандартной модели не определяются вообще.

Из определяемых параметров наиболее далеко выходит за границы своего доверительного интервала скин-фактор. Как известно, формула для вычисления скин-фактора имеет вид

$$S = \left(\frac{k_{nz}}{k_{nz}} - 1 \right) \cdot \ln \left(\frac{R_{nz}}{R_{скв}} \right), \quad (1)$$

где k_{nz}/k_{nz} – отношение гидропроводностей пласта и призабойной зоны, R_{nz} – радиус призабойной зоны. Таким образом, величина скин-фактора в интегральном виде отражает состояние призабойной зоны скважины. Анализ формулы (1) показывает, что положительные

значения скин-фактора соответствуют пониженной проницаемости (гидропроводности) призабойной зоны. В данном случае отрицательное значение (-1,96) скин-фактора в базовой модели свидетельствует, казалось бы, о наличии призабойной зоны с улучшенной проницаемостью.

На самом деле, как показывает уточненная модель, призабойная зона имеет пониженную проницаемость. Кроме того, в дополнение к стандартной интерпретации использование программы «ГДИС-4Д-Геозор» позволяет также приблизительно оценить радиус призабойной зоны, доверительный интервал изменения которой находится в диапазоне от 0,5 до 5,8 м. Информация о величине призабойной зоны может оказаться полезной для расчета необходимого количества реагентов при проведении ОПЗ.

Для анализа причин столь сильного расхождения необходимо рассмотреть диагностический график, показанный на рис. 4. Видно, что имеется достаточно сильное расхождение фактических и расчетных кривых при $T < 2$ ч. Известно, что при интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин методом восстановления уровня начальный участок КВД часто отбрасывается. В данном случае

в интерпретации принимал участие только участок КВД начиная примерно с 20 ч после остановки скважины. Это обосновано тем, что на начальном участке КВД большое влияние на ее форму оказывает накопление жидкости в стволе скважины. Непосредственным следствием этого является невозможность правильно определить состояние призабойной зоны.

Для сравнения на рис. 5 показан диагностический график, построенный нами по результатам уточненной интерпретации. Видно, что теоретические кривые почти точно совпали с фактическими данными.

Далее была проведена серия расчетов оптимальной длительности гидродинамических исследований, обеспечивающих определение фильтрационных характеристик пласта и призабойной зоны с заданной степенью точности. Всего было сделано 15 вариантов интерпретации КВД при разных длительностях исследования (см. таблицу).

Для каждого варианта было построено множество альтернативных моделей и определены доверительные интервалы изменения фильтрационных параметров пласта.

На рис. 6 приведен график зависимости от времени исследования доверительного интервала для коэффициента гидропроводности

Варианты интерпретации КВД при разных длительностях исследования

T, ч	4,72	5,00	5,28	5,56	6,94	8,33	11,11	
T, с	17 000	18 000	19 000	20 000	25 000	30 000	40 000	
T, ч	16,67	22,22	27,78	38,89	55,56	83,33	111,11	144,33
T, с	60 000	80 000	100 000	140 000	200 000	300 000	400 000	519 576

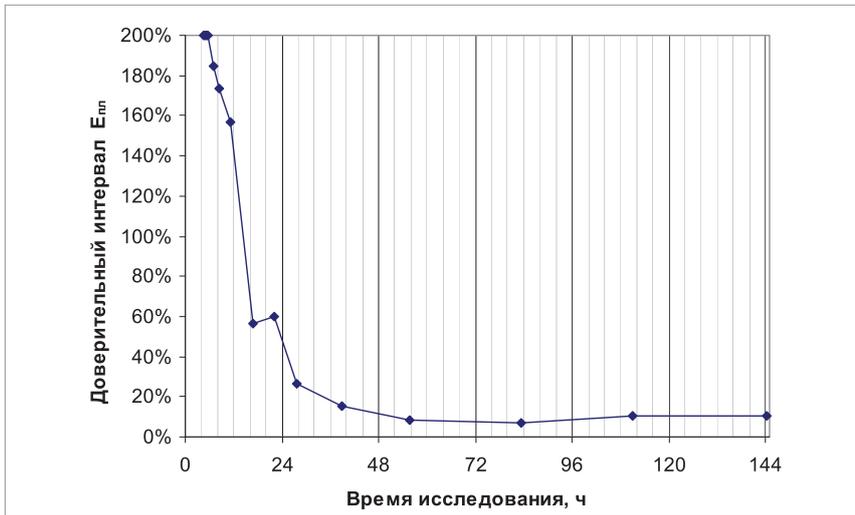


Рис. 6. Зависимость от времени исследования относительной погрешности определения гидропроводности дальней зоны пласта ($R > 40$ м)

дальней зоны пласта. Радиус дальней зоны пласта также определяется по результатам интерпретации и составляет в среднем около 40 м.

Видно, что в широком диапазоне изменения времени исследования относительная погрешность определения $E_{пл}$ остается практически неизменной и даже наблюдается локальный минимум погрешности

при $T=72$ ч. Вероятно, наличие локального минимума обусловлено тем, что при увеличении длительности исследования усиливается влияние на результаты интерпретации работы окружающих скважин. Кроме того, очевидно, сказывается наличие нерегулярных колебаний забойного давления, которые хорошо видны на графиках произ-

водной давления рис. 3 и особенно рис. 4, 5.

Резкое увеличение погрешности начинается только при $T < 27$ ч. И, наконец, при $T < 5$ ч мы уже практически ничего не можем сказать о величине гидропроводности дальней зоны.

Аналогичный вид имеют зависимости величины доверительного интервала от времени исследования для пластового давления и коэффициента продуктивности (рис. 7). Однако по сравнению с $E_{пл}$ область быстрого роста погрешности несколько смещается в сторону меньших T .

Таким образом, для определения $E_{пл}$ оптимальное время исследования лежит в интервале [27,8; 55,6] ч, а для определения $P_{пл}$ и $K_{прод}$ – в интервале [16,6; 27,8] ч.

Чем ближе мы приближаемся к скважине, тем в большей степени происходит смещение всех графиков в сторону меньших T (см. рис. 8-10). Для определения гидропроводности ближней зоны пласта (в данном случае приблизительно $R < 40$) оптимальное время иссле-

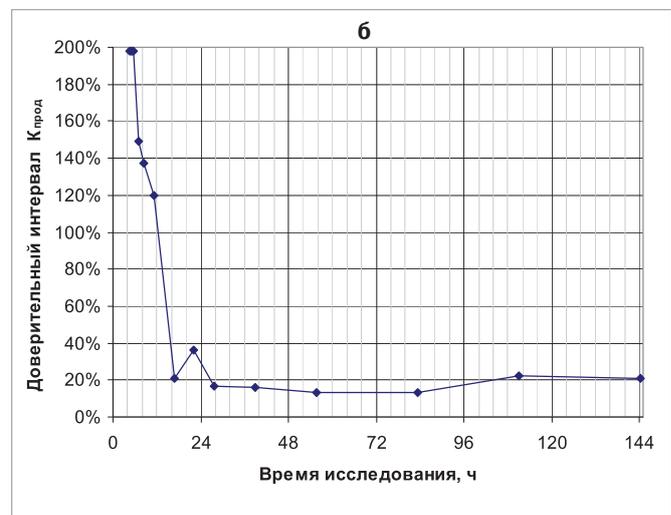
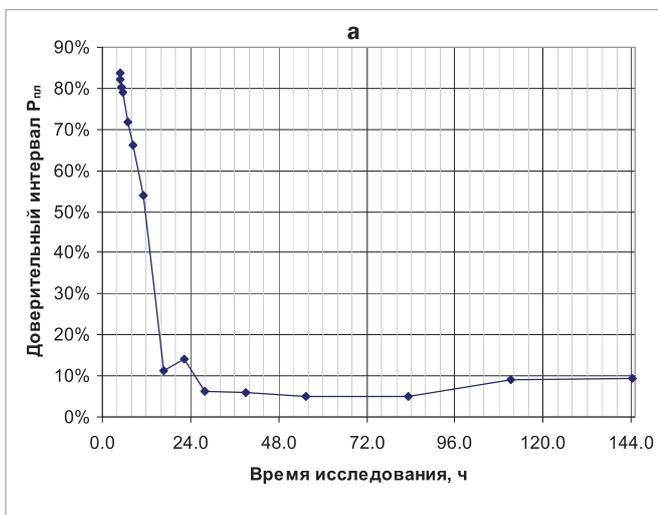


Рис. 7. Зависимость от времени исследования относительной погрешности определения пластового давления (а) и коэффициента продуктивности (б)

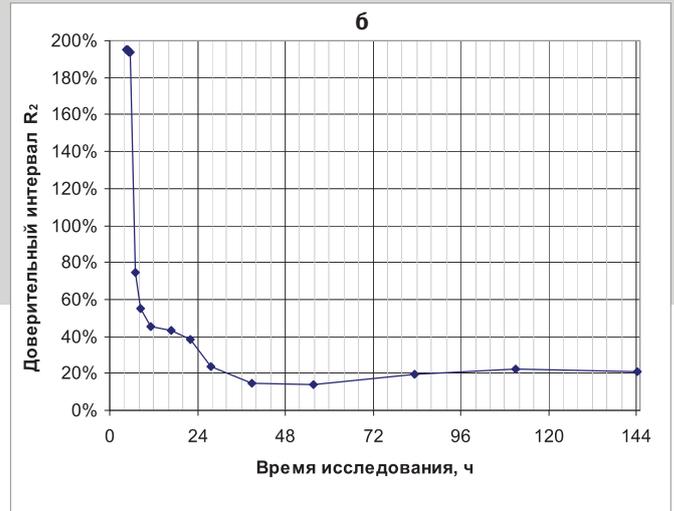
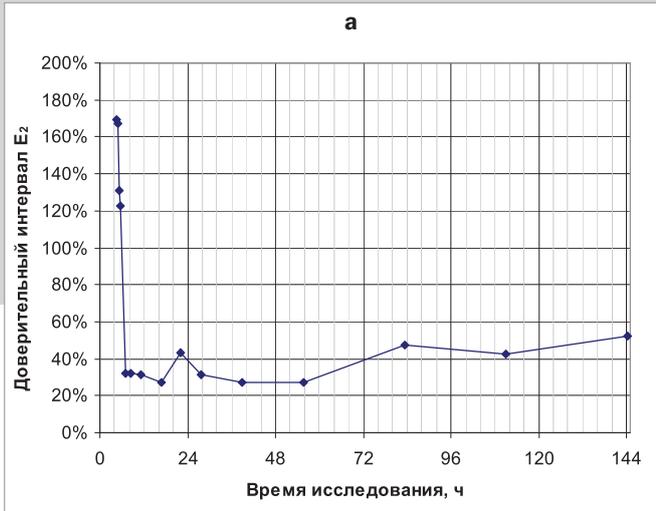


Рис. 8. Зависимость от времени исследования относительной погрешности определения коэффициента гидропроводности (а) и радиуса ближней зоны пласта (б)

дования лежит в интервале [6,9; 11,1] ч, для определения коэффициента гидропроводности призабойной зоны (приблизительно $R < 5$ м) – в интервале [5,6; 11,1] ч.

С учетом того, что величина скин-фактора вычисляется по формуле (1), зависимость от времени исследования относительной погрешности определения скин-фактора аналогична соответствующей зависимости для гидропроводности ближней зоны пласта (рис. 10).

В целом анализ графиков на рис. 6-10 показывает, что в зависимости от того, какой параметр пласта нас интересует, оптимальное время исследования для дан-

ной скважины при данной методике гидродинамических исследований варьируется в интервале [5,6; 55,6] ч. Этот интервал показан на диагностическом графике (рис. 5) вертикальными линиями. При этом необходимое время исследования тем больше, чем более удаленную область от скважины мы исследуем.

На примере данной скважины мы видим, что при использовании программы «ГДИС-4Д-Геозор» продолжительность исследования без уменьшения точности результатов интерпретации может быть уменьшена в 2,6 раза, или на 89 ч.

Кроме того, примерно в 7 раз уменьшается невязка фактической и теоретической КИД и дополнительно к скин-фактору определяются гидропроводность и радиус призабойной зоны.

Естественно, что для данной статьи мы постарались подобрать наиболее характерный пример, наглядно показывающий возможности кратного уменьшения продолжительности исследования, которое может быть получено при надлежащем планировании эксперимента.

Как было отмечено, наличие локального минимума обусловлено двумя факторами: 1) тем, что при увеличении длительности исследо-

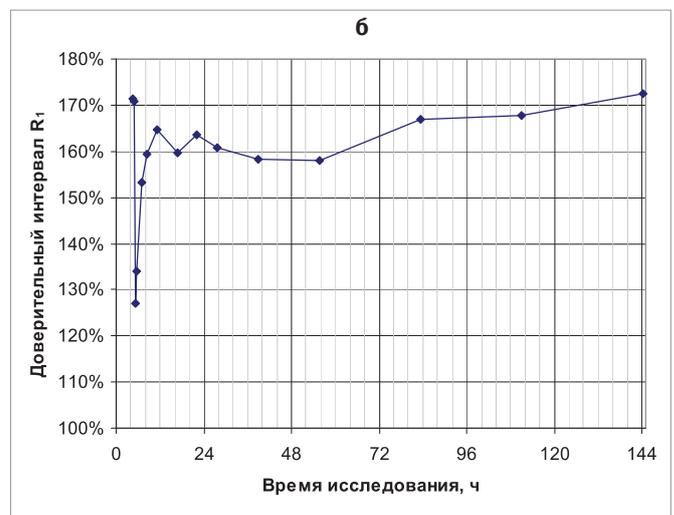
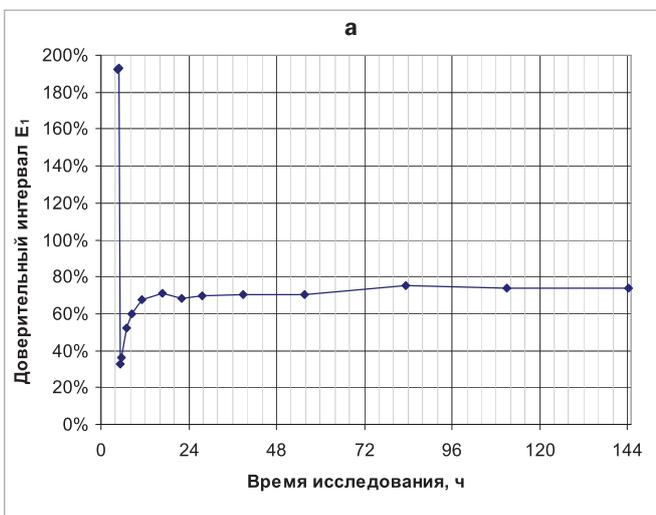


Рис. 9. Зависимость от времени исследования относительной погрешности определения коэффициента гидропроводности (а) и радиуса призабойной зоны (б)

вания усиливается влияние на результаты интерпретации работы окружающих скважин; 2) нерегулярными колебаниями забойного давления неустановленной природы. В общем случае следует ожидать, что зависимость величины доверительного интервала от времени будет монотонной. При этом не существует оптимальной продолжительности исследования в абсолютном смысле. Тем не менее всегда можно определить оптимальную продолжительность исследования по величине соотношения цена/качество.

А коль скоро встает вопрос о цене, необходимо учитывать, что проведение расчетов для определения оптимального времени исследования также имеет свою цену, которая в 4-5 раз превышает затраты на обычную интерпретацию. Однако нет необходимости проводить такие расчеты по каждой скважине, можно сгруппировать скважины по способу эксплуатации и геологическим условиям.

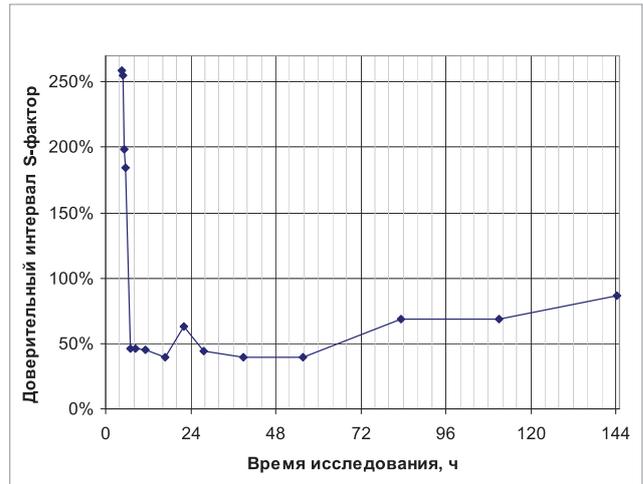


Рис. 10. Зависимость от времени исследования относительной погрешности определения скин-фактора

Литература

1. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39. 0-047-00. – М., 2000. – 130 с.

2. Интервальная оценка достоверности параметров интерпретации кривой восстановления давления с учетом и без учета переходного участка / В.Н. Михайлов, М.Р. Дулкарнаев, Ф.С. Салимов, Ю.А. Волков // Георесурсы. – 2014. – № 1. – С. 54-58.