

Подходы к оценке качества и достоверности результатов гидродинамических исследований скважин в условиях аутсорсинга

В.Н. Федоров*, В.М. Мешков

ООО «Башнефть-Петротест», г. Уфа, Россия

E-mail: *fed_vyach@mail.ru

Аннотация. Переход нефтедобывающих компаний в 90-х годах от внутреннего сервиса контроля разработки нефтегазовых месторождений на аутсорсинг выявил проблему объективной оценки, необходимости и достаточности получаемой информации о параметрах продуктивных пластов. Известные методы анализа результатов гидродинамических исследований скважин базируются на субъективных критериях, что сдерживает развитие методов и технологий исследований. Проанализированы результаты статистического опроса специалистов нефтегазодобывающей отрасли России, показавшие необходимость развития объективной системы оценки качества результатов гидродинамических исследований скважин. Рассмотрен подход к формированию системы оценки качества, базирующейся на объективном критерии – погрешности средств измерений физических величин технологических параметров, неопределенности расчетных моделей при косвенных измерениях и многозначности результатов при решении обратных задач подземной гидромеханики продуктивных нефтегазовых пластов.

Ключевые слова: исследование скважин, гидродинамика, качество, достоверность, погрешность, критерий качества, показатели качества, коэффициент продуктивности, забойное давление, пластовое давление.

Для цитирования: Федоров В.Н., Мешков В.М. Подходы к оценке качества и достоверности результатов гидродинамических исследований скважин в условиях аутсорсинга // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 112–126. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art8>

С середины 90-х годов прошлого века многие отечественные нефтегазодобывающие компании (НГДК) стали переходить на американско-европейскую модель контроля разработки гидродинамическими и геофизическими методами, основанную на выполнении исследований силами сервисных компаний, имеющих в своих структурах высококвалифицированных специалистов, современные дорогие приборы и оборудование для решения сложных технологических и технических задач по определению фильтрационных параметров в скважинах со сложной архитектурой хвостовиков. Это способствовало внедрению в нефтегазодобывающую отрасль аутсорсинга в области

изучения фильтрационных характеристик продуктивных нефтегазовых пластов.

Однако, процесс получения, обработки и применения данных для контроля и регулирования разработки нефтегазовых месторождений дорогостоящий, а в связи со смещением структуры запасов в область низкопроницаемых коллекторов об окупаемости исследований сегодня не может быть и речи. Существуют сложности и в контроле энергетического состояния разрабатываемых залежей, обусловленные значительной продолжительностью промысловых гидродинамических исследований, достигающих, в отдельных случаях, нескольких месяцев, в рамках аутсорсинга.

Сервисным компаниям экономически выгодно выполнение сложных и дорогих гидродинамических исследований скважин (ГДИС), а нефтегазовая отрасль испытывает реальную потребность в относительно недорогих – мониторинге процесса разработки, пластового давления и коэффициента продуктивности.

Актуальность и эффективность фильтрационных моделей напрямую зависит от наполнения их реальными промысловыми данными. Сложилась ситуация, что зачастую качество результатов, представляемых сервисными компаниями, владеющими современными технологиями и новейшими техническими средствами, не устраивают заказчика – нефтегазодобывающее предприятие. Причин этому много, в том числе:

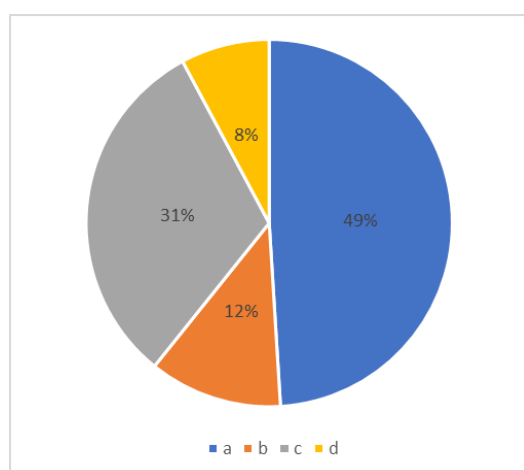
- отсутствие полного доступа к информации по разрабатываемому объекту у исполнителей;
- отсутствие единого подхода к оценке качества исследований.

Для изучения мнения специалистов нефтегазодобывающей отрасли РФ по широкому спектру вопросов состояния исследований скважин и пластов группой ведущих ученых и экспертов, членов Клуба исследователей скважин, представителей нефтегазовых и сервисных компаний, на инициативной основе, в 2021 г. была разработана анкета «Современное состояние исследований скважин и пластов» (<https://petroleum.ru/welltestclub/anketa/>) [1].

В анкетировании в период с октября 2021 г. до февраля 2022 г. приняли участие более 180 специалистов РФ.

Один из вопросов анкеты посвящен методике оценки качества исследований и сформулирован следующим образом: «Существует ли в Вашей организации формализованная методика оценки качества исследований?».

На рис. 1 приведена диаграмма распределения вариантов ответов респондентов и комментарии специалистов по этому вопросу.



- a – Да (49%)
- b – Нет, мы не проводим такую оценку (12%)
- c – Нет, мы используем экспертный подход (31%)
- d – Методика находится в процессе составления (8%)

Комментарии:

- Да; есть доля неопределенности в оценке качества в спорных моментах, в процессе обсуждения профильных специалистов определяется качество таких исследований.
- Да; также используется экспертная оценка.
- Нет, мы используем экспертный подход. Шкала есть, но формализованной методики нет.
- В стадии становления, планируем формализовать.
- Используется не повсеместно (несколько ответов).

Рис. 1. Диаграмма распределения ответов респондентов на вопрос о наличии формализованной оценки качества исследований

Из рис. 1 видно, что 49% респондентов считают, что формализованная методика оценки качества исследований

на их предприятии существует, а 31% респондентов указывают на использование экспертного подхода.

В комментариях при этом указывается на неопределенности в оценке качества, на выявление спорных моментов, на применение экспертного подхода, что не позволяет констатировать факт существования формализованной методики.

Специалисты, указывающие на наличие методики оценки качества, основывают свое мнение на субъективных подходах к учету результатов промысловых и гидродинамических исследований. Так, например, в одной из нефтяных компаний предлагается пятибалльная система оценки качества:

– «отличная» – исследования, не вызывающие сомнений в достоверности (глубинные) – все параметры достоверны;

– «хорошая» – исследования с хорошей достоверностью, однако, возможно наличие неявных факторов, приводящих к уменьшению достоверности (устьевые замеры) – все параметры достоверны в пределах допустимой погрешности;

– «средняя» – достоверно получено пластовое давление (Рпл), остальные параметры оценочные (по сложным ГДИС);

– «низкая» – все основные параметры только оценочные, наличие явных факторов, приводящих к очевидному снижению достоверности (в том числе индикаторная диаграмма на автогидроразрыве пласта представлена только 2-мя точками ниже давления раскрытия трещины);

– «неуспешная» – параметры пласта по исследованию не получены.

Альтернативные критерии оценки успешности исследований основываются на конструктивном анализе получаемых параметров [2], в числе которых предлагается учитывать:

– соответствие результатов цели исследования;

– осуществление входного контроля результатов на выявление грубых ошибок в технологии исследований и обработке информации;

– нахождение результатов в диапазонах допустимых значений таких параметров объектов, как пластовое давление, коэффициент продуктивности, гидропроводности (подвижности, проницаемости) пласта.

Основываясь на различных критериях, можно увидеть, что результаты более 500 исследований методами ГДИС (табл. 1), оцененных по разным подходам, существенно различаются.

Таблица 1

**Оценка успешности исследования
методами гидродинамических
исследований скважин**

Критерии оценки	Доля в общем объеме исследований, %
Критерии, используемые в отдельных нефтяных компаниях	64,00
Соответствие цели	26,32
Входной контроль расчета давления на водонефтяной контакт (ВНК) и верхние дыры перфорации (ВДП)	26,32
Процент отклонения от потенциального коэффициента продуктивности	21,05
Процент отклонения от максимального (теоретического) коэффициента проницаемости	15,79

По нечетким критериям, представленным выше, успешными признаются все исследования, получившие оценку от тройки до пятерки – «средняя», «хорошая» и «отличная». Доля таких исследований составила 64%. Однако, дифференцируя результаты по отдельным компонентам, указанным в табл. 1, видно, в чем конкретно результаты не удовлетворяют заказчика этих исследований. Так, в частности, по критерию достоверности пластового давления результаты удовлетворяют в 68,42% случаев, но если рассматривать результаты по критерию соответствия цели, то более 73% исследований являются не качественными, независимо от остальных оценок. Такие результаты получаются в случае применения «малозатратных» ГДИС. Кроме того, «размытые» критерии дают множество вариантов при интерпретации результатов исследований.

Объективные критерии качества исследования скважин на сегодняшний день не определены. У специалистов в области термо-, гидродинамических и геофизических исследований скважин приняты характеристики полученной информации:

- «это достоверно»;
- «это физично» или «не физично».

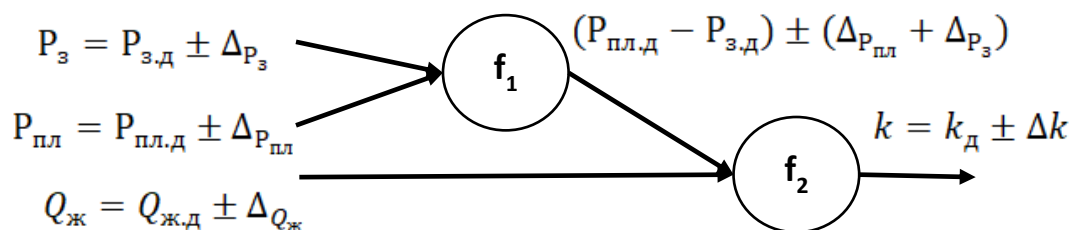
Понятие «качество» в этом аспекте показывает степень «доверия» пользователя информации к представляемому исследователем результату. Отсутствие единых подходов в оценке информации приводит к тому, что исследования, рекомендуемые различными нормативными документами в области контроля разработки НГМ, не только отраслевого, но и внутренних корпоративных, составленных с учетом особенностей и стадий разработки объектов производятся не в полном объеме.

«Качество информации» некоторые исследователи характеризуют в виде степени практической пригодности информации, используемой в процессе управления, определяют совокупностью таких свойств, как полнота, плотность, полезность, достоверность, ценность информации. Понятие «достоверность» – это термин, имеющий широкий диапазон значений и применяющийся в философии, логике, теории вероятностей, психологии, естествознании и других областях. Единого определения термина не существует, хотя собственное его определение давали многие известные философы (Локк, Лейбниц, Фихте, Кант, Гегель и другие). В естествознании под «достоверностью» понимается некое суждение, эмпирически (то есть на практике) подтвержденное какими-либо специальными экспериментами или общественной практикой; иногда в качестве дополнительного признака указывается возможность повторить эксперимент в тех же условиях, получив тот же результат. Другие исследователи указывают, что «достоверность» – это характеристика, показывающая «качество информации», отражающая ее полноту и точность. Таким образом, эти рассматриваемые понятия определяются друг через друга. Термин «качество» удобнее, согласно [3], характеризовать такими показателями как «точность», «повторяемость», «воспроизводимость», «погрешность».

«Погрешность» – отклонение измеренного значения величины от ее истинного (действительного) значения – единственное понятие из категорий, характеризующих информацию, которое имеет численное выражение и должно быть положено в основу характеристики качества информации, получаемой при ГДИС.

Необходимо отметить, что определение погрешности получаемых величин при промысловых исследованиях методами ГДИС является не простой задачей из-за сложных зависимостей искомым параметров от инструментально измеряемых физических величин. Это хорошо иллюстрируется на примере оценки погрешности коэффициента продуктивности, определяемого на основе обработки сравнительно простого гидродинамического исследования скважин на установившихся режимах фильтрации методом регистрации индикаторной диаграммы.

Считаем, что исследования скважины методом установившихся отборов выполнены в соответствии со всеми требованиями и режимы стабилизации на каждом режиме были достигнуты. В процессе исследований были зарегистрированы значения дебита жидкости и забойного давления на каждом режиме работы скважины. Пластовое давление было определено инструментально при условиях полного восстановления забойного давления до статического состояния. Для оценки погрешности определения коэффициента продуктивности рассмотрим граф, приведенный на рис. 2 [4].



f_1 – функция расчета разности пластового и забойного давлений

f_2 – функция расчета отношения дебита к разности пластового и забойного давлений

Рис. 2. Граф определения погрешности коэффициента продуктивности (приемистости) скважины

Коэффициент продуктивности в добывающей скважине определяется на основе трех инструментально измеряемых параметров:

$$k_{пр} = \frac{Q_{ж}}{P_{пл} - P_z}, \tag{1}$$

где $Q_{ж}$ – дебит скважины по жидкости, м3/сут,

$$Q_{ж} = Q_{ж,d} \pm \Delta Q_{ж};$$

$P_{пл}$ – пластовое давление в остановленной скважине, МПа,

$$P_{пл} = P_{пл,d} \pm \Delta P_{пл};$$

P_z – забойное давление в скважине при установившемся режиме фильтрации, МПа,

$$P_z = P_{z,d} \pm \Delta P_z;$$

$Q_{ж,d}$, $P_{пл,d}$, $P_{z,d}$ – действительные значения соответственно дебита жидкости, пластового и забойного давлений;

$\Delta Q_{ж}$, $\Delta P_{пл}$, ΔP_z , $\Delta k_{пр}$ – абсолютные погрешности измеренных значений дебита жидкости, пластового и забойного давлений, вычисленного значения коэффициента продуктивности соответственно.

Приведенная зависимость является сложной функцией и погрешность измерения при определении коэффициента продуктивности по жидкости формируется при следующих допущениях:

1. Измеряется дебит жидкости скважины, а не дебит нефти, с погрешностью, не превышающей паспортное значение на средство измерения. Не принимается во внимание, что дебит, в свою очередь, является сложной функцией, включающей обводненность и газосодержание.

2. Измерение пластового и забойного давлений производится одним и тем же средством измерения, размещенным в одной и той же точке ствола скважины, спущенным в скважину на одном и том же кабеле (проводе).

3. Условия измерения давления (пластового и забойного) в стволе скважины полностью соответствуют условиям установившихся режимов: пластовое давление – в остановленной до пьезометрического состояния скважине, забойное давление – в работающей при установившемся режиме скважине.

Для наглядности в эксперименте приняты априорные действительные значения для величин, входящих в формулу (1) для определения продуктивности ($k_{пр.д}$):

$$P_{пл.д} = 20 \text{ МПа};$$

$$P_{з.д} = 10 \text{ МПа};$$

$$Q_{ж.д} = 10 \text{ м}^3/\text{сут},$$

при которых действительное значение продуктивности:

$$k_{пр.д} = \frac{Q_{ж.д.}}{P_{пл.д} - P_{з.д}} = \frac{10}{20 - 10} = 1 \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{МПа}}.$$

Погрешности первого слоя графа на рис. 1 определены из условия измерения давления (забойного и пластового) одним и тем же скважинным прибором с приведенной погрешностью 0,25%. Абсолютная погрешность измерения давления:

$$\Delta = \frac{\gamma}{100 \cdot P_{пр}} = \frac{0,25}{100} * 25 = 0,0625 \text{ МПа},$$

где $P_{пр}$ – предел измерения давления.

Пластовое давление:

$$P_{пл} = 20 \pm 0,0625 \text{ МПа} = 20,00 \pm 0,06 \text{ МПа};$$

относительная погрешность результата измерения:

$$\delta = \frac{\Delta x}{x_d} \cdot 100 = \frac{0,0625}{20} \cdot 100 = 0,31 \%$$

Забойное давление:

$$P_z = 10 \pm 0,0625 \text{ МПа} = 10,00 \pm 0,06 \text{ МПа};$$

относительная погрешность результата измерения:

$$\delta = \frac{\Delta x}{x_d} \cdot 100 = \frac{0,0625}{10} \cdot 100 = 0,625 \%$$

Для измерения дебита жидкости используется замерная установка с декларируемой относительной погрешностью измерения 2,5%. Абсолютная погрешность для рассматриваемого случая:

$$\Delta Q_{ж} = \delta \cdot \frac{Q_{ж.д}}{100} = 2,5 \cdot \frac{10}{100} = 0,25 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}},$$

а инструментально измеренное значение дебита жидкости с учетом погрешности запишется в виде:

$$Q_{ж} = Q_{ж.д} \pm \Delta Q_{ж} = 10,00 \pm 0,25 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}.$$

Погрешность функции (1) (второй слой графа) определяется через погрешность разности давлений – знаменателя функции (1) – из выражения:

$$P_{пл} - P_з = (P_{пл,д} \pm \Delta P_{пл}) - (P_{з,д} \pm \Delta P_з) = (P_{пл,д} - P_{з,д}) \pm (\Delta P_{пл} + \Delta P_з).$$

Получаем:

$$\Delta_{\Delta p} = \Delta P_{пл} + \Delta P_з = 0,06 + 0,06 = 0,12 \text{ МПа}.$$

Относительная погрешность разности давлений:

$$\frac{\Delta P_{пл} + \Delta P_з}{P_{пл} - P_з} \cdot 100\% = \frac{0,06 + 0,06}{20 - 10} \cdot 100\% = 1,2 \%$$

Погрешность отношения дебита к разности пластового и забойного давления:

$$k = k_d \pm \Delta k,$$

абсолютная:

$$\Delta k = \frac{Q_{ж} = Q_{ж,д} \pm \Delta Q_{ж}}{(P_{пл} \pm \Delta P_{пл}) - (P_з \pm \Delta P_з)} = \frac{\Delta Q_{ж}}{P_{пл} - P_з} + \frac{Q_{ж,д}}{(P_{пл} - P_з)^2} \cdot \Delta_{\Delta p} = \frac{0,25}{20 - 10} + \frac{10}{(20 - 10)^2} \cdot 0,12 = 0,037 \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{МПа}},$$

относительная:

$$\delta k = \frac{\Delta Q_{ж}}{Q_{ж,д}} + \frac{\Delta_{\Delta p}}{P_{пл} - P_з} = \frac{0,25}{10} + \frac{0,12}{10} = 0,037 = 3,7\%.$$

Максимальная абсолютная и относительная погрешности коэффициента продуктивности при дебите жидкости 10 м³/сут и относительной погрешности измерения дебита жидкости 15%:

$$\Delta k = \frac{Q_{ж} = Q_{ж,д} \pm \Delta Q_{ж}}{(P_{пл} \pm \Delta P_{пл}) - (P_з \pm \Delta P_з)} = \frac{\Delta Q_{ж}}{P_{пл} - P_з} + \frac{Q_{ж,д}}{(P_{пл} - P_з)^2} \cdot \Delta_{\Delta p} = \frac{15}{20 - 10} + \frac{10}{(20 - 10)^2} \cdot 0,12 = 1,62 \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{МПа}};$$

$$\delta k = \frac{\Delta Q_{ж}}{Q_{ж,д}} + \frac{\Delta_{\Delta p}}{P_{пл} - P_з} = \frac{1,62}{100} + \frac{0,12}{10} = 0,162 = 16,2\%.$$

Анализ погрешности сложной функции показывает, что при относительной погрешности измерения дебита, бóльшей чем относительная погрешность разности давления (перепада) в 2,08 раза, относительная погрешность продуктивности больше относительной погрешности дебита в 1,48 раза, а относительной погрешности

перепада давления – в 3,08 раза. При этом основной вклад в погрешность определения продуктивности вносит погрешность измерения дебита – примерно 2/3 части. Очевидно, что при увеличении погрешности измерения дебита ее доля в погрешности функции продуктивности будет расти и оставаться основной.

Особый интерес представляют те механизмы получения информации, в основе которых лежат комбинированные методы, ярким представителем которых является пример оценки и мониторинга пластового давления по методу материального баланса.

Для условий разработки нефтяного месторождения, при сформированной системе поддержания пластового давления и эксплуатации добывающих скважин с забойным давлением выше давления насыщения, уравнение материального баланса записывается в известном виде:

$$N_p B_0 + W_p B_w - W_{inj} B_w = N(B_0 - B_{oi}) + N \frac{B_{oi}}{1 - S_{wc}} (c_f + c_w S_{wc}) \Delta P + W_e . \quad (2)$$

Или, введя понятие «эффективная сжимаемость»

$$C_e = (c_f + c_0 S_0 + c_w S_{wc}) / S_{oi} ,$$

уравнение (2) запишется в виде:

$$N_p B_0 = N \cdot B_{oi} \cdot \Delta P \cdot C_e + W_e + (W_{inj} - W_p) B_w , \quad (3)$$

где N_p – накопленная добыча нефти, м³;

N – начальные геологические запасы нефти, м³;

W_p – накопленная добыча воды, м³;

W_{inj} – накопленный объем закачанной воды, м³;

B_{oi}, B_0 – объемный коэффициент нефти при начальном и при текущем пластовом давлении, м³/м³;

B_w – объемный коэффициент воды, м³/м³;

S_{wc} – насыщенность связанной воды, д.е.;

c_f – сжимаемость порового пространства, 1/атм;

c_w – сжимаемость воды, 1/атм;

$\Delta P = P_i - P$ – снижение давления, разница между начальным пластовым давлением и величиной среднего пластового давления на текущий момент, атм;

W_e – накопленный приток воды из законтурной области, м³.

Для упрощения записи уравнения (3) введены обозначения:

$$X_1 = N_p B_0 + W_p B_w - W_{inj} B_w - W_e .$$

С учетом введенных обозначений, выражение (3) относительно текущего пластового давления примет вид:

$$P = P_i - \frac{X_1}{N \cdot B_{oi} \cdot C_e} .$$

Последовательность расчета давления с использованием графа приведена на рис. 3.

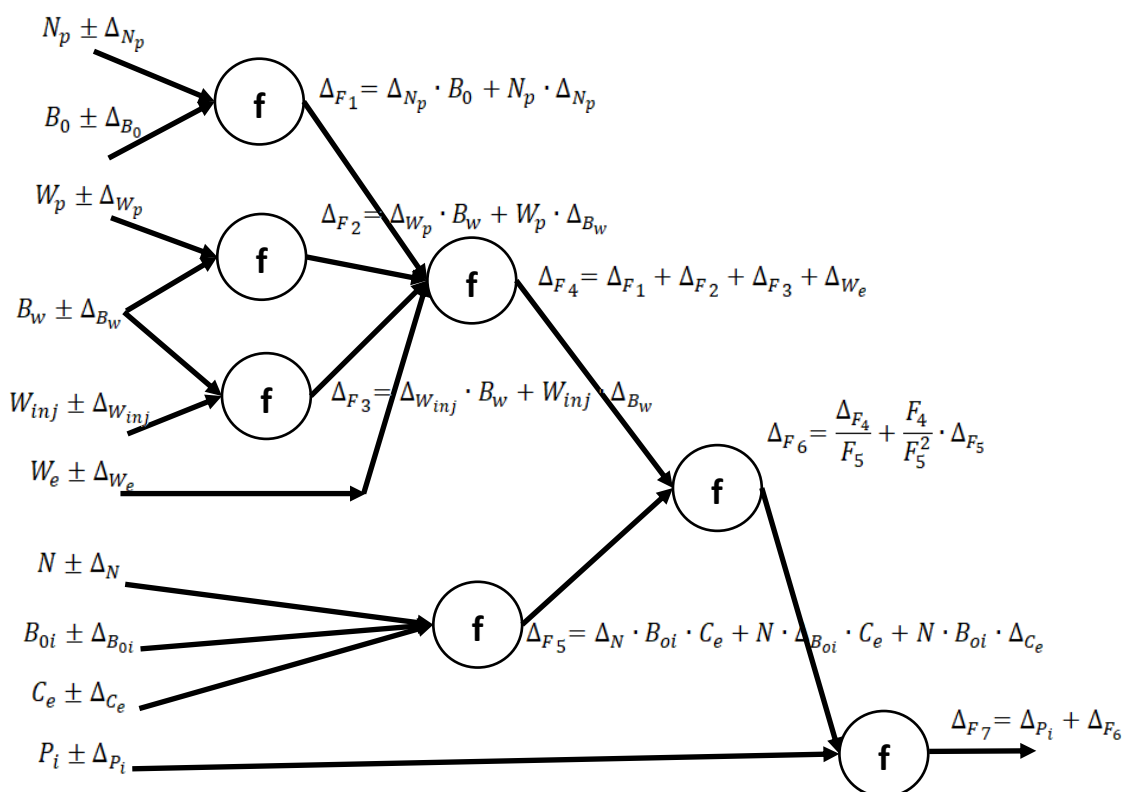


Рис. 3. Граф расчета погрешности текущего пластового давления на основе метода материального баланса

Входными измеренными параметрами графа, каждый из которых определен со своей погрешностью, являются:

- | | |
|----------------------------------|--------------------------------|
| $N_p \pm \Delta_{N_p}$; | $P_i \pm \Delta_{P_i}$; |
| $N \pm \Delta_N$; | $B_0 \pm \Delta_{B_0}$; |
| $W_p \pm \Delta_{W_p}$; | $B_{0i} \pm \Delta_{B_{0i}}$; |
| $W_{inj} \pm \Delta_{W_{inj}}$; | $B_w \pm \Delta_{B_w}$; |
| $W_e \pm \Delta_{W_e}$; | $C_e \pm \Delta_{C_e}$. |

Абсолютные погрешности функций узлов графа определяются выражениями:

$$\Delta_{F_1} = \Delta_{N_p} \cdot B_0 + N_p \cdot \Delta_{B_0} ,$$

$$\Delta_{F_2} = \Delta_{W_p} \cdot B_w + W_p \cdot \Delta_{B_w} ,$$

$$\Delta_{F_3} = \Delta_{W_{inj}} \cdot B_w + W_{inj} \cdot \Delta_{B_w} ,$$

$$\Delta_{F_4} = \Delta_{F_1} + \Delta_{F_2} + \Delta_{F_3} + \Delta_{W_e},$$

$$\Delta_{F_5} = \Delta_N \cdot B_{oi} \cdot C_e + N \cdot \Delta_{B_{oi}} \cdot C_e + N \cdot B_{oi} \cdot \Delta_{C_e},$$

$$\Delta_{F_6} = \frac{\Delta_{F_4}}{F_5} + \frac{F_4}{F_5^2} \cdot \Delta_{F_5},$$

$$\Delta_{F_7} = \Delta_{P_i} + \Delta_{F_6}.$$

Расчеты выполнены на примере одного из месторождений республики Татарстан. Результаты вычислений погрешности определения текущего пластового давления сведены в табл. 2.

Указание в табл. 2 на накопленную погрешность параметра связано с тем, что накопленные значения добычи (закачки) несут в себе инструментальные погрешности каждого замера и эти погрешности суммируются.

Источниками погрешности являются:

- накопленная добыча нефти (N_p);
- начальные геологические запасы нефти (N);
- накопленная добыча воды (W_p);
- накопленный объем закачанной воды (W_i);
- объемный коэффициент нефти при начальном и при текущем пластовом давлении (B_{oi}, B_0);
- насыщенность связанной воды (S_{wc});
- сжимаемость порового пространства (c_f);
- сжимаемость воды (c_w);
- накопленный приток воды из законтурной области (W_e).

Основной вклад в величину погрешности определения текущего значения пластового давления вносят ошибки определения начальных запасов, значения накопленной добычи нефти и воды.

Необходимо отметить, что расчеты продемонстрировали высокую степень неопределенности при нахождении величины пластового давления методом материального баланса: при вычисленном (прогнозном) значении текущего пластового давления, равном 150 атм, абсолютная погрешность превышает 200 атм, т. е. вычисленное значение лежит целиком в области неопределенности – и это при соблюдении очень высоких требований по определению дебита нефти и расхода закачиваемой воды, не превышающих 2,5%. При высокой погрешности измерения накопленных значений добычи и закачки (в примере задано 20%, хотя оценки показывают, что относительная погрешность этих параметров может превышать 100%) относительная погрешность расчета пластового давления по методу материального баланса может превышать 1000%. Это означает только то, что пользоваться этим методом для контроля текущего пластового давления нельзя. Расчеты также показывают, что для достижения относительной погрешности определения текущего пластового давления, не превышающей 20%, необходимо обеспечить измерение всех параметров с относительной погрешностью, не превышающей 0,25%, что не достижимо технически.

Таблица 2

Результаты расчета погрешности определения текущего пластового давления на основе метода материального баланса

Наименование измеряемой величины	Обозначение измеряемой величины	Единицы измерения	Значение по проектному документу	Минимальная оценка		Максимальная оценка		Примечание
				относительная погрешность, %	абсолютная погрешность	относительная погрешность, %	абсолютная погрешность	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Начальные геологические запасы категории A+B1	N	т	8 797 000	2,5	219 925	20	1 759 400	параметр содержит накопленную погрешность измерения
		м ³	10 229 070	2,5	255 727	20	2 045 814	
Накопленная добыча нефти	N _p	т	287 500	2,5	7 188	20	57 500	
		м ³	334 302	2,5	8 358	20	66 860	
Накопленная добыча воды	W _p	м ³	327000	2,5	8 175	20	65 400	
Накопленный объем закачанной воды	W _{inf}	м ³	575 900	2,5	14 398	20	115 180	
Объемный коэффициент нефти при начальном пластовом давлении	B ₀₁	м ³ /м ³	1,046	2,5	0,026	20	0,209	
Объемный коэффициент нефти при текущем пластовом давлении	B ₀	м ³ /м ³	1,034	2,5	0,026	20	0,207	
Объемный коэффициент воды	B _w	м ³ /м ³	1,009	2,5	0,025	20	0,202	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Насыщенность связанной воды	S_{wc}	д.ед.	0,29	2,5	0,00725	20	0,0580	
Сжимаемость порового пространства	c_f	1/атм	0,00024	2,5	0,000006	20	0,000048	
Сжимаемость воды	c_w	1/атм	0,00018	2,5	0,0000045	20	0,0000360	
Эффективная сжимаемость	C_e	1/атм	0,00024	2,5	0,0000060	20	0,0000480	
Плотность нефти в пластовых условиях	ρ_{oi}	т/м ³	0,860	2,5	0,022	20	0,172	
Начальное пластовое давление	P	атм	187	0,31	0,580	0,31	0,580	
Функция F1	$N_p \cdot B_0$	м ³	345 669	5	17 283,43	40	138 267,44	
Функция F2	$W_p \cdot B_w$	м ³	329 943	5	16 497,15	40	131 977,20	
Функция F3	$W_{inf} \cdot B_w$	м ³	581 083	5	29 054,16	40	232 433,24	
Функция F4	$X_1 = N_p \cdot B_0 + W_p \cdot B_w - W_{inf} \cdot B_w - W_e$	м ³	94 529	66,47	62 834,74	531,77	502 677,88	
Функция F5	$N \cdot B_{oi} \cdot C_e$	м ³ /атм	2 568	7,50	193	60,00	1 541	
Функция F6	$X_1 / (N \cdot B_{oi} \cdot C_e)$	атм	36,8	73,97	27	591,77	218	
Текущее значение пластового давления Функция F7	$P = P_i - F_6$	атм	150,2	146,36	220	1170,92	1 759	

Таким образом, приведенные примеры показывают, что оценка погрешности определения целевого искомого параметра при гидродинамических исследованиях скважин позволяет не только количественно определить степень его неопределенности, но и наметить пути ее уменьшения и повышения качества ГДИС, анализируя и минимизируя погрешности тех измеряемых параметров, которые вносят наибольший вклад в итоговую погрешность. К методам минимизации неопределенности целевого параметра контроля можно отнести:

1) уменьшение погрешности средств измерения, путем применения дорогостоящих приборов прецизионного класса, что, впрочем, ведет к повышению стоимости получаемой информации а, следовательно, не целесообразно для контроля разработки трудноизвлекаемых запасов;

2) строгое соблюдение технологических ограничений при конкретных исследованиях скважин и пластов, обоснованных теоретическими предпосылками;

3) развитие методов контроля, основанных на относительных изменениях целевых контролируемых параметров

во времени при сохранении величины погрешностей измеряемых величин в дискретные моменты времени.

Выводы

1. Существующие в нефтяных компаниях принципы оценки качества исследований скважин носят субъективный характер, что не позволяет однозначно ранжировать получаемые (замеренные и расчетные) параметры продуктивных пластов и скважин по их ценности и дифференциации возможностей использования для решения конкретных практических задач.

2. Объективным критерием оценки качества информации, получаемой промысловыми исследованиями и методами ГДИС, является погрешность (точность) определяемых параметров.

3. Для достижения высокого качества гидродинамических исследований скважин и минимизации погрешности результатов необходимо соблюдение теоретически обоснованных технологий ГДИС, минимизация косвенных (модельных) параметров и максимальное использование прямых измерений скважинными приборами.

Литература

1. Шагиев Р.Р. Актуальные потребности отрасли в развитии компетенций для решения перспективных задач разработки месторождений ТРИЗ // Геология и недропользование. 2022. № 1. С. 152–156.

2. Федоров В.Н. Контроль разработки газонефтяных месторождений методами гидродинамических исследований скважин в условиях аутсорсинга // Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча: Материалы XI научно-технической конференции, 15–17 мая 2012 г. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. С. 9–12.

3. РМГ 61-2003. Государственная система обеспечения единства измерений. Показатели точности, правильности, прецизионности методик количественного химического анализа. Методы оценки. М.: Стандартиформ, 2007. 42 с.

4. *Сенашова М.Ю.* Оценки погрешностей вычисления сложной функции многих переменных и ее градиента // Сибирский журнал вычислительной математики. 2007. Т. 10, № 1. С. 77–88.

Approaches to assessing the quality and reliability of the results of hydrodynamic well testing in outsourcing conditions

V.N. Fedorov*, V.M. Meshkov

Bashneft-Petrotest LLC, Ufa, Russia

E-mail: *fed_vyach@mail.ru

Abstract. The transition of oil companies in the '90s from an internal service for monitoring the development of oil and gas fields to outsourcing revealed the problem of an objective assessment, necessity and sufficiency of the obtained information on the parameters of productive formations. Known methods of analysis of the results of hydrodynamic well testing are based on subjective criteria, which hinders the development of research methods and technologies. The results of a statistical survey of oil and gas industry professionals in Russia, which showed the need to develop an objective system for assessing the quality of the results of hydrodynamic well testing, are analyzed. The authors consider an approach to the formation of a quality assessment system based on an objective criterion – the error of measuring instruments for the physical quantities of technological parameters, the uncertainty of calculation models for indirect measurements and ambiguity of the results when solving the inverse problems of underground hydrodynamics of productive oil and gas reservoirs.

Keywords: well testing, hydrodynamics, quality, authenticity, error, quality criterion, quality indicators, productivity factor, bottomhole pressure, reservoir pressure.

Citation: Fedorov V.N., Meshkov V.M. Approaches to assessing the quality and reliability of the results of hydrodynamic well testing in outsourcing conditions // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 112–126. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art8> (In Russ.).

References

1. Shagiev R.R. Actual needs of the industry in the development of competencies to solve promising problems of development of HRR deposits // *Geology and Subsoil Use*. 2022. No. 1. P. 152–156. (In Russ.).
2. Fedorov V.N. Control of the development of gas-oil fields by methods of hydrodynamic studies of wells in outsourcing conditions // *Monitoring of the Development of Oil and Gas Fields: Exploration and Production: Proceedings of the 11th Scientific and Technical Conference, 15–17 May 2012*. Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2012. P. 9–12. (In Russ.).
3. RMG 61-2003. State system for ensuring the uniformity of measurements. Accuracy, trueness and precision measures of the procedures for quantitative chemical analysis. Methods of determination. Moscow: Standartinform, 2007. 42 p. (In Russ.).
4. Senashova M.Yu. Error estimation of computing a multivariable function and its gradient // *Siberian Journal of Numerical Mathematics*. 2007. Vol. 10, No. 1. P. 77–88. (In Russ.).