

## Определение оптимального количества исследований скважин и пластов для повышения успешности применяемых методов воздействия на пласт и призабойную зону

**В.А. Иктисанов**

ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть», г. Бугульма, Россия  
E-mail: [iktissanov@tatnipi.ru](mailto:iktissanov@tatnipi.ru)

**Аннотация.** Проведение гидродинамических исследований, необходимых для решения целого ряда задач по управлению процессом разработки месторождения, всегда вызывает неприятие у топ-менеджеров компаний. Причина этому – потери нефти во время вынужденных остановок скважин и финансовые затраты на проведение исследований и их интерпретацию. Предложен, апробирован и экономически обоснован метод определения оптимального охвата скважин исследованиями, путем задания вероятностных оценок потерь успешности при осуществлении различных мероприятий по воздействию на пласт и призабойную зону и расчете затрат на снятие кривой восстановления уровня с учетом недобытой нефти.

Дополнительно предложен метод определения охвата исследованиями при помощи задания допустимой погрешности или стандартного отклонения.

Показано, что изменение безразмерного стандартного отклонения от охвата исследованиями для различных объемных выборок давления, дебитов, приемистостей, обводненности имеет одинаковый вид и близко к распределению Парето.

Выполненные расчеты с использованием обоих методов дают примерную сходимость результатов, но в целом необходимо проведение индивидуальных расчетов для каждого месторождения.

**Ключевые слова:** гидродинамические исследования, стандартное отклонение, охват скважин исследованиями, экономические расчеты, функции успешности, распределение Парето.

**Для цитирования:** Иктисанов В.А. Определение оптимального количества исследований скважин и пластов для повышения успешности применяемых методов воздействия на пласт и призабойную зону // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 100–111. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art7>

### Введение

В каждой нефтяной компании с определенной периодичностью поднимаются вопросы качества вскрытия пластов, предельно допустимых забойных давлений добывающих скважин, эффективности различных мероприятий по воздействию на пласт и призабойную

зону, целесообразности проведения гидродинамических исследований (ГДИ) скважин и пластов и др.

Остановка скважины приводит к потерям нефти, снижает добычу и прибыль компании, но в это время решаются следующие задачи [1]:

– контроль различных процессов разработки месторождений (энергетическое состояние, выработанность пластов, изменение продуктивности и фильтрационных параметров, наличие гидродинамической связи между скважинами и пластами и др.);

– оценка эффективности различных воздействий на пласт и призабойную зону (повышение нефтеотдачи пластов, интенсификация работы скважин, ограничение водопритока, вскрытие пласта) [2];

– получение исходной информации для гидродинамических моделей и пр.;

– определение предельно-допустимых забойных давлений добывающих и нагнетательных скважин [3] и др.

Гидродинамические исследования поднялись на принципиально новый уровень благодаря применению манометров, постоянно расположенных на забое скважин и развитию информационных технологий. Однако зачастую вместо применения методов, позволяющих непрерывно получать полную и достоверную информацию о пласте и скважине, наблюдается сокращение периодичности традиционных исследований и введение опорного фонда скважин. Данные решения, сводящиеся к сокращению потерь в добыче нефти и затрат на исследования, полностью отражают экстенсивный менталитет современного менеджмента.

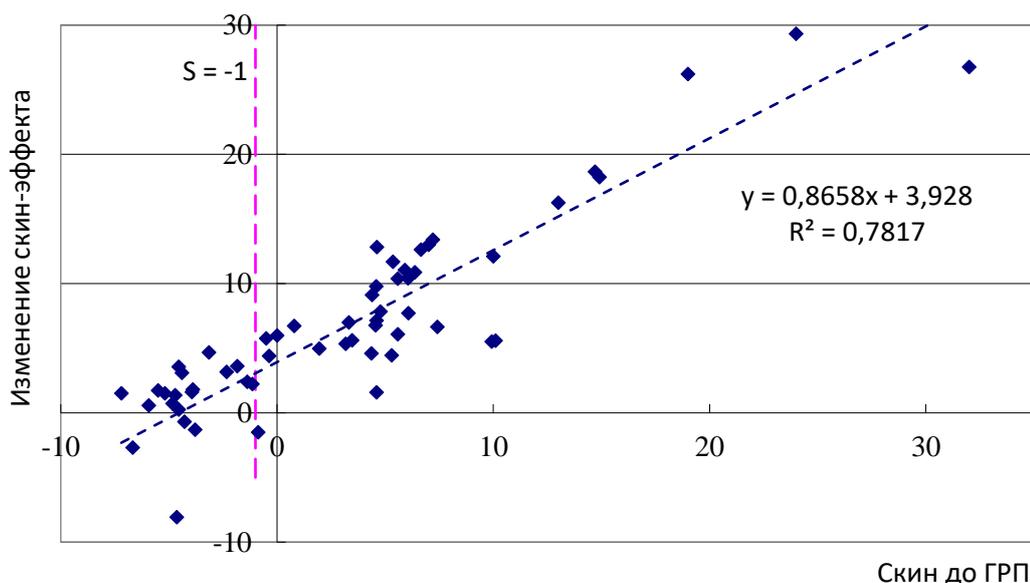
Доводы о необходимости и важности получения достоверной исходной информации по гидродинамическим методам контроля за разработкой месторождений редко бывают услышаны руководством компаний, поэтому основной целью данной работы является решение вопроса оптимального охвата скважин исследованиями с учетом экономической составляющей. Рассмотрены также вопросы периодичности исследований и влияния

числа скважин залежи на долю опорного фонда.

### Постановка задачи

Для решения основной задачи применен подход, описанный в работах [4, 5], суть его в простом наблюдении – недостаточное количество исследований приводит к недостоверной информации, которая, в свою очередь, ведет к ошибочным решениям при осуществлении мероприятий по управлению процессом разработки месторождения. При отсутствии исследований и, следовательно, затрат на них, проводится огромное количество неэффективных мероприятий по увеличению нефтеотдачи (МУН), гидроразрыва пласта (ГРП), обработок призабойной зоны (ОПЗ), и наоборот. Удачным решением этой задачи можно считать сохранение прибыли при минимизации затрат на исследования скважин.

Тезис о потере эффективности геологических мероприятий (ГТМ) при уменьшении количества исследований подтверждает анализ эффективности проведения ГРП для рассматриваемого объекта разработки. Изменение скин-эффекта описывается линейной зависимостью, с достаточно приемлемым коэффициентом корреляции ( $R^2=0,7817$ ) от начального скин-эффекта до ГРП (рис. 1). Данная тенденция очевидна, так как наибольший эффект достигается при создании трещины, выходящей за пределы ухудшенной призабойной зоны. Однако, для трети скважин, слева от некоторого условного скин-эффекта ( $S = -1$ ), наблюдается иной характер – для этой группы скважин с улучшенными свойствами призабойной зоны изменение суммарного скин-эффекта минимальное, а затраченные средства на два порядка превышают затраты на исследования и потери нефти.



**Рис. 1.** Пример влияния начального скин-эффекта на эффективность ГРП для скважин кыновско-пашийских отложений

Выполненные расчеты экономической эффективности ГРП, проведенные другим подразделением компании, привели примерно к той же доле неуспешных скважин или скважин с минимальным эффектом. Причиной неуспешных ГРП можно считать отсутствие достоверной исходной информации, в частности, скин-эффекта и пластового давления, определяемых по ГДИ. Вполне вероятно, что при наличии этой информации эффективность составила бы не 66%, а была гораздо выше, на уровне 95%.

Перейдем от двух предельных случаев (0 и 100% исследований) к функциям потерь успешности при проведении рассмотренных геолого-технических мероприятий и функции затрат на снятие КВД и/или замеры пластового давления. Причем последнюю функцию рассчитать довольно легко, для этого необходимо задать затраты из-за недобытой нефти во время остановок скважин и добавить к ним затраты на проведение исследований и интерпретацию. С функцией потерь успешности

определиться гораздо сложнее в связи с отсутствием явных данных. В этом случае возможно задать только вероятность наступления того или иного события.

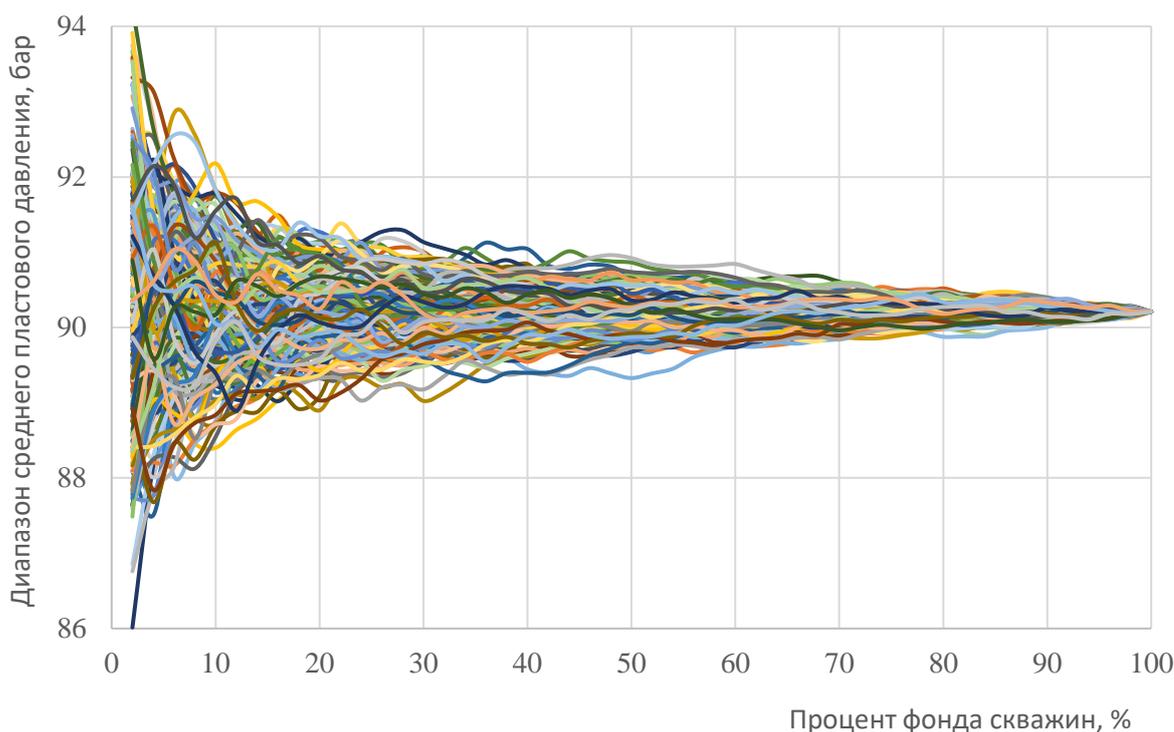
#### **Задание функции успешности**

Для задания вероятности потерь успешности проведения различных ГТМ определим вид функции успешности (неуспешности). Для этого рассмотрим, как увеличивается погрешность или стандартное отклонение при уменьшении охвата исследованиями. Отметим, что в существующих работах при решении схожей задачи исходная выборка высокочастотных данных разделялась на интервалы и сравнивалась с погрешностью, либо вероятность этих интервалов – с основной выборкой [6].

Поступим аналогичным образом и определим изменение средней величины в зависимости от доли исследуемых скважин. Для этого первоначально необходимо иметь замеры, к примеру, пластового давления, по каждой скважине (охват 100%).

Распределение средней величины может быть любым в зависимости от произвольного выбора выбытия скважин. Поэтому задаваясь случайным влиянием различных факторов на погрешность, следует перемешать исходную выборку данных и вновь посчитать искомые параметры [7]. В результате получаем некоторое распределение рассматриваемого

параметра, в данном случае пластового давления, от доли исследуемых скважин (рис. 2). Заметим, что схожая картина наблюдается в целом для различных параметров – давления, дебита, приемистости, обводненности, а также для относительной погрешности, стандартного отклонения.



**Рис. 2.** Диапазон среднего пластового давления в зависимости от процента исследуемого фонда скважин при перемешивании выборки исходных данных

Более того, если привести стандартное отклонение к безразмерному виду, например, поделив на максимальное значение, то все выборки по различным рассматриваемым параметрам укладываются практически на одну кривую или близки друг к другу, что вполне приемлемо для нефтепромысловой практики (рис. 3). На данном рисунке представлены результаты обработки 30 различных выборок для давления, дебита, приемистости, обводненности объемом от

600 до 3000 значений. Полученная зависимость близка к распределению Парето, когда даже небольшая доля исследований приводит к значительному снижению погрешности. Например, при исследовании 20% скважин относительное стандартное отклонение снижается со 100% до 20% (рис. 3). В дальнейшем при увеличении доли исследуемых скважин происходит снижение данного параметра в гораздо меньшей степени.

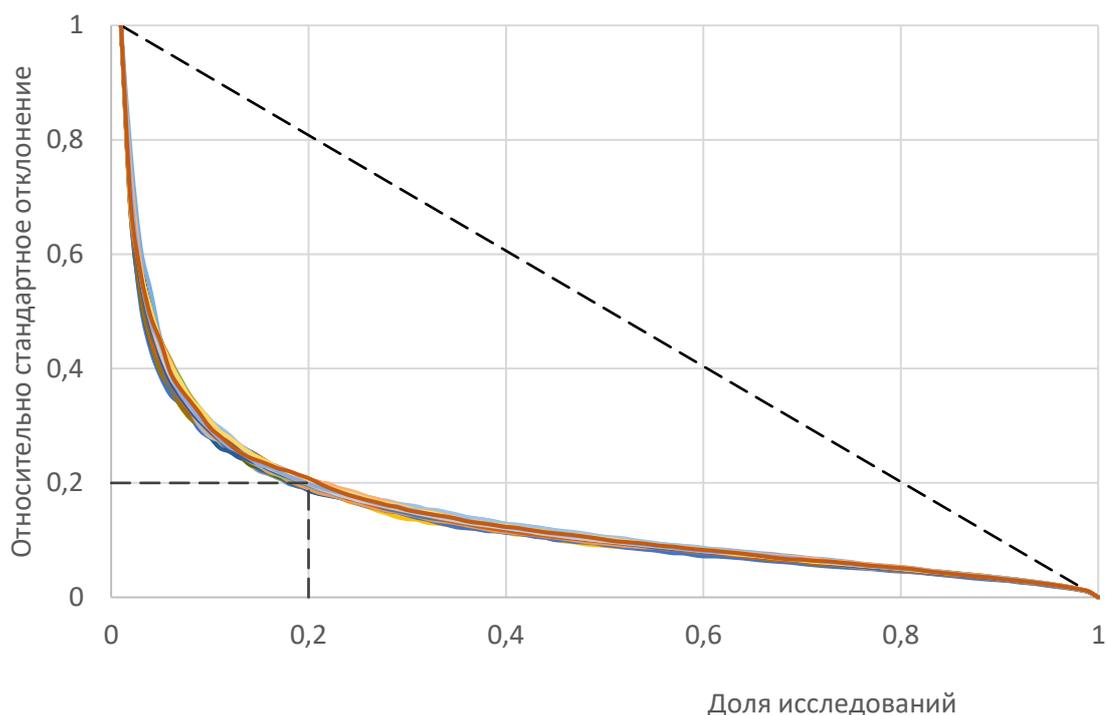


Рис. 3. Относительное стандартное отклонение при различной доле исследований для объемных выборок

#### Отношение продолжительности исследований к периодичности исследований

Попутно заметим, что этот же график (см. рис. 3) характерен для другого случая, когда в качестве доли исследований рассматривается отношение времени исследования к периодичности исследований  $\Delta t/T$ . Эта зависимость важна для задания времени периодичности замеров дебита, приемистости, давления, обводненности с требуемой погрешностью в зависимости от времени проведения измерений.

Можно отметить, что относительно малые значения  $\Delta t/T$  обеспечивают значительное снижение стандартного отклонения. Все это свидетельствует о том, что с позиций замеров оптимальным является достижение значения отношения

$$\Delta t/T = 0,1 \div 0,2.$$

При дальнейшем увеличении  $\Delta t/T$  стандартное отклонение снижается незначительно. Причем, если для замеров дебита или обводненности параметр  $\Delta t/T$  особой роли не играет, так как не сказывается на добыче нефти, то замеры пластового давления или снятие КВД, связанные с остановкой скважины на исследование, приводят к ощутимым объемам недобытой нефти.

Тенденция для замеров обводненности, дебита коренным образом отличается от снятия КВД (КВУ), при замере дебита в течение 2 часов с периодичностью замеров один раз в двое суток, что типично для 95% скважин ПАО «Татнефть»,

$$\Delta t/T = 2/48 = 0,042,$$

т.е. меньше нижней границы отмеченного диапазона в два с лишним раза.

Если взять за основу Постановление Правительства Российской Федерации № 1271 от 30.11.2016 г. [8] и осуществлять периодичность замеров дебита не реже одного раза в месяц, то данный параметр составит тысячные доли:

$$\Delta t/T = 0,0028.$$

Примерно такой же порядок, согласно этому же Постановлению, характерен при замере обводненности с периодичностью не реже одного раза в месяц. Полученные значения параметра  $\Delta t/T$  ниже, чем оптимальные.

При замерах пластового давления и снятия КВД (КВУ) наблюдается обратная тенденция. Особенно отчетливо она проявляется для малопродуктивных коллекторов, которые еще и разрабатываются при низких забойных давлениях, что обуславливает высокий коэффициент притока из-за сильного разгазирования продукции, в связи с чем время близости к радиальному потоку в скважине достигает 30–150 суток. Согласно отраслевому стандарту РД 153-39.0-109-01 [9], периодичность замеров пластового давления составляет один раз в квартал, снятия КВД (КВУ) – один раз в полгода. Поэтому для КВД (КВУ)

$$\Delta t/T = (30 \div 150)/180 = 0,17 \div 0,83,$$

т.е. в основном превышает оптимальный диапазон

$$\Delta t/T = 0,1 \div 0,2.$$

Естественно, что скважина не может быть все время в исследованиях, не добывая

нефть. В связи с этим для данных объектов разработки следует индивидуально подходить к периодичности снятия КВД (КВУ) и замеров пластового давления, отталкиваясь от среднего времени восстановления давления и оптимального отношения

$$\Delta t/T = 0,1 \div 0,2.$$

#### **Определение охвата исследованиями в зависимости от числа скважин**

В отечественных нефтяных компаниях для определения охвата скважин исследованиями широко используются формулы В.Д. Лысенко [10]. Данные формулы изначально предложены им для решения сходной, но другой задачи – обоснования динамики добычи нефти при малом проектном фонде скважин. В связи с этим В.Д. Лысенко в качестве основного фактора рассматривал неоднородность фильтрационных параметров пласта.

Но на процессы фильтрации и на пластовое давление оказывают влияние не только фильтрационные параметры пласта, но и скин-фактор, влияние границ и соседних скважин, а также режимы работы скважины, т.е., все факторы, влияющие на КВД. Поэтому при использовании в качестве основы гидропроводности или продуктивности происходит заведомое упрощение задачи. Одним из способов решения этой проблемы является задание допустимой погрешности или стандартного отклонения, на которые можно пойти при введении опорного фонда для замеров пластового давления и снятия КВД (КВУ).

Выполненные расчеты стандартного отклонения давления для месторождений с различным числом скважин показали согласованность с выводами В.Д. Лысенко – чем меньше число скважин на

рассматриваемом объекте, тем больше доля опорного фонда (рис. 4). При этом закономерно, что больший процент стандартного отклонения требует меньшую долю опорного фонда скважин.

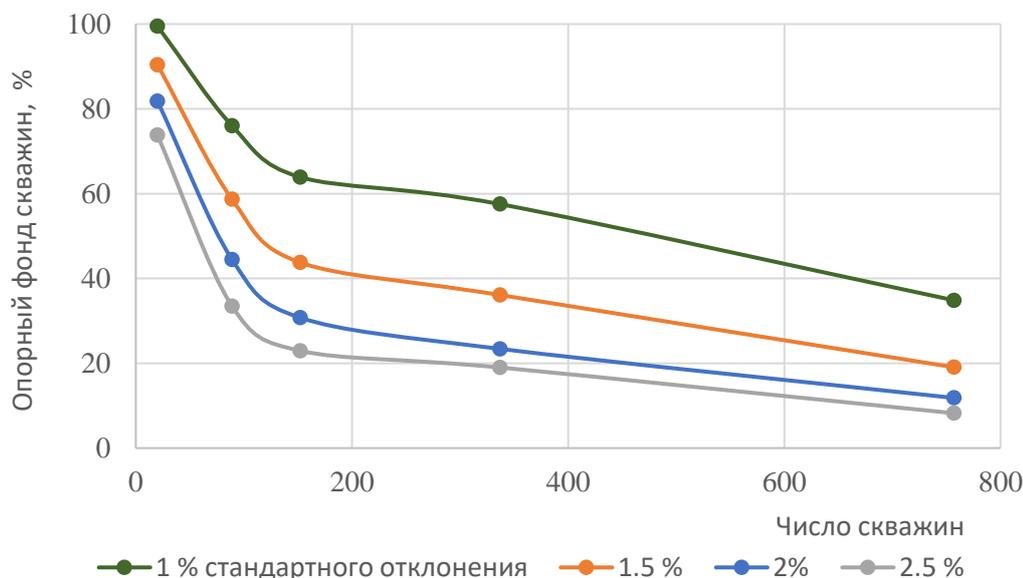


Рис. 4. Влияние числа скважин и стандартного отклонения на выбор опорного фонда

#### Решение задачи оптимального охвата исследований с экономических позиций

Полученная зависимость (см. рис. 3) близка к распределению Парето, ее можно описать при помощи соответствующего уравнения  $(x_m/x)^k - 1$ , где  $x_m$  и  $k$  коэффициенты модели. Для рассматриваемого случая, т.е. полученного относительного стандартного отклонения  $x_m = 1,1$ ;  $k = 0,11$ .

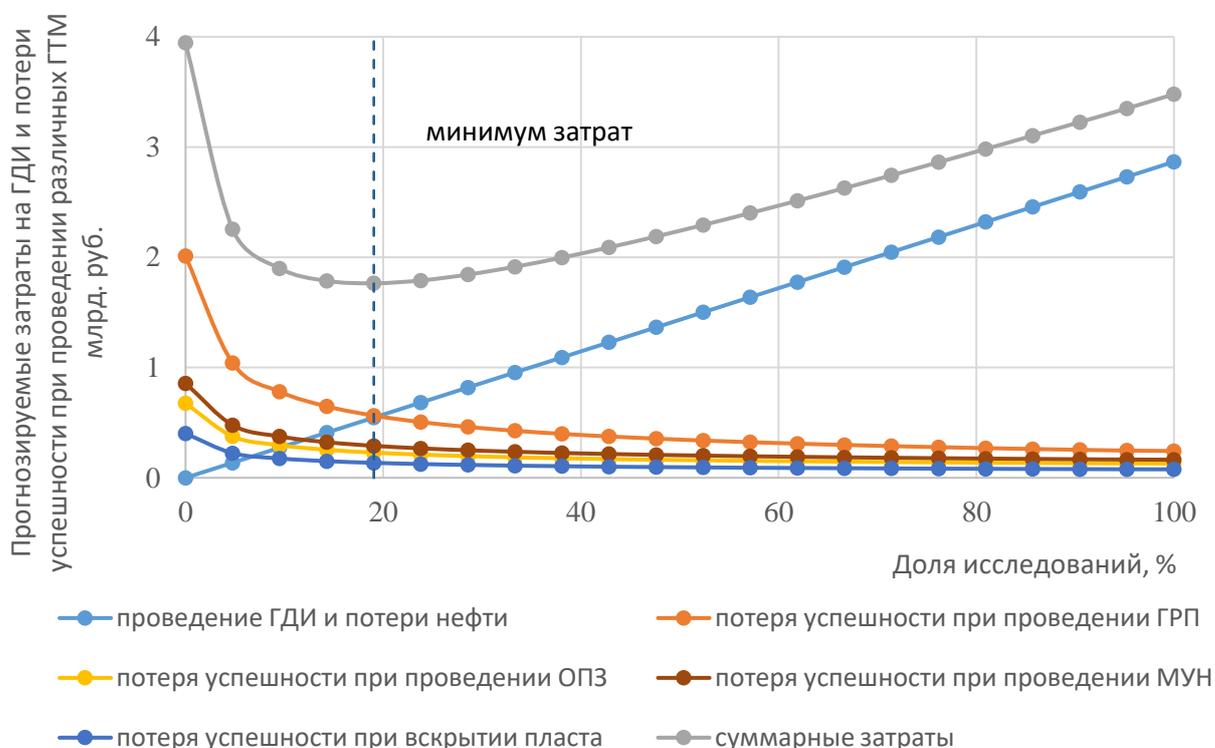
Далее используем тип этой функции распределения для описания кривой успешности при проведении различных мероприятий. Но перед этим необходимо задаться долей успешности проведения различных геолого-технических мероприятий при отсутствии исследований и

при 100% охвата исследованиями. Для каждого из ГТМ эта доля будет различна. Для ГРП, согласно имеющимся данным, принято, что без информации по пластовым давлениям и скин-фактору успешность будет 60%, при наличии этих данных – 95%, для вскрытия пласта диапазон успешности принят от 95% до 99% и т.д.

После этого, зная общие годовые затраты на проведение ГДИ (снятие КВД, КВУ, замеры пластового давления) и годовые затраты на проведение различных ГТМ, строится кривая суммарных затрат. Данная кривая имеет точку минимума, которая соответствует оптимальной доле охвата скважин исследованиями [11, 12]. На рис. 5 приведены кривые, полученные в целом для компании ПАО «Татнефть».

Причем в зависимости от учета или неучета потерь нефти при исследованиях, связанных с остановкой скважины, доля исследований может значительно

различаться. Так, при учете недобытой нефти во время исследований оптимальный охват для рассматриваемого случая составляет 19% (см. рис. 5), без учета этого фактора – 38%.



**Рис. 5.** Затраты на проведение ГДИ, потери от недобытой нефти и потери успешности проведения различных ГТМ от доли исследованных скважин

Заметим, что значение 19% практически совпадает со значением, полученным из распределения Парето (см. рис. 3).

Безусловно, точность предлагаемого метода и его применимость в различных компаниях зависит от вероятности или риска наступления того или иного события, что, в свою очередь, определяется множеством факторов: различной стоимостью даже одинаковых типов воздействия на пласт и призабойную зону, различной успешностью их выполнения при наличии и отсутствии исходных данных, различной стоимостью ГДИ и др. Поэтому в каждой компании и для каждого объекта разработки будет существовать индивидуальный экстремум.

Для обоснования вероятности успешности (неуспешности) различных ГТМ и вскрытия пласта наиболее оптимальным является использование реальной статистики. В целом именно этот способ лучше всего доказывает актуальность и необходимость снятия КВУ (КВД) и замеров пластового давления.

Дополнительно следует также отметить, что проведение ГДИ контролируется Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) при защите проектных документов. Отсутствие или малая доля исследований потенциально грозят потерей лицензии на разработку месторождения, что является куда большим риском, чем все остальное.

Кроме этого, ошибка в определении пластового давления чревата серьезными авариями в процессе вскрытия пласта или проведении подземного ремонта скважины. Эти факторы не учитывались при экономическом обосновании минимума затрат, но могут оказать значительное влияние на экономические показатели и имидж компании.

### Выводы

Предлагается два способа определения оптимального охвата скважин гидродинамическими исследованиями – при помощи задания стандартного отклонения и путем проведения экономических расчетов при задании вероятностных оценок потерь успешности проведения различных ГТМ. Второй способ наглядно подтверждает экономическую целесообразность проведения гидродинамических исследований.

### Литература

1. *Шагиев Р.Г.* Исследование скважин по КВД. М.: Наука, 1998. 304 с.
2. *Иктисанов В.А., Сахабутдинов Р.З.* Оценка технологической эффективности методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи при помощи анализа динамики добычи // Нефтяное хозяйство. 2019. № 5. С. 72–76. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-5-72-76>
3. *Иктисанов В.А., Мусабирова Н.Х., Байгушев А.В., Шитилова К.Ф.* Уточнение предельно допустимых забойных давлений для карбонатных и терригенных коллекторов месторождений ПАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство, 2019. № 7. С. 36–39. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-7-36-39>
4. *Андреев А.Ф., Бурыкина Е.В., Булискерия Г.Н.* Риск и неопределенность в прикладных задачах нефтегазовой экономики // Нефтяное хозяйство. 2019. № 5. С. 30–33. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-5-30-33>
5. *Kamal M.M.* Transient well testing. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p.
6. РД 39-9-594-81. Руководство по определению длительности и точности измерения нефтепромысловых параметров. М.: ВНИИ Мин-ва нефтяной промышленности, 1981. 51 с.
7. *Иктисанов В.А., Байгушев А.В.* Расчет опорной сети скважин для определения пластового давления // Нефтепромысловое дело, 2018. № 9. С. 12–16. <https://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-9-12-16>

Выполненные расчеты с использованием обоих способов показывают приблизительную сходимость результатов для объектов разработки ПАО «Татнефть» в целом – минимум охвата исследованиями составляет около 20%. Но в общем случае рекомендуется проведение индивидуальных расчетов для каждого объекта разработки.

Обнаружено, что стандартное отклонение от средней величины, приведенное к безразмерному виду, укладывается практически на одну кривую для различных высокочастотных или объемных выборок давления, дебитов, приемистостей, обводненности. Полученная кривая близка к распределению Парето. Данную кривую возможно использовать для решения различных задач – выбора охвата исследованиями, задании успешности ГТМ, определения оптимального отношения времени исследований к периодичности исследований.

8. О внесении изменений в Правила учета нефти: Постановление Правительства РФ от 30.11.2016 г. № 1271 // СПС «КонсультантПлюс». [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_207981/92d969e26a4326c5d02fa79b8f9cf4994ee5633b/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_207981/92d969e26a4326c5d02fa79b8f9cf4994ee5633b/)

9. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. М.: Минэнерго, 2002. 75 с.

10. *Лысенко В.Д., Грайфер В.И.* Рациональная разработка нефтяных месторождений. М.: Недра-Бизнесцентр, 2005. 607 с.

11. *Яртимев А.Ф.* Экономическая оценка проектных решений инновационно-инвестиционных вложений для нефтяной промышленности. М.: ВНИИОЭНГ, 2011. 232 с.

12. *Иктисанов В.А., Яртимев А.Ф.* Определение оптимального охвата скважин гидродинамическими исследованиями с позиций экономики // Нефтепромысловое дело. 2020. № 4(616). С. 37–40. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-4\(616\)-37-40](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-4(616)-37-40)

## Determining the optimum number of well tests to improve the success of the applied methods of reservoir and bottomhole treatment

V.A. Iktissanov

TatNIPIneft Institute, PJSC TATNEFT, Bugulma, Russia  
E-mail: [iktissanov@tatnipi.ru](mailto:iktissanov@tatnipi.ru)

**Abstract.** Not infrequently, top management of oil companies challenge the wisdom of well tests. The reason is the production losses caused by the required well shutdowns and the costs of conducting and interpreting. A method for determining the optimum number of well tests is proposed and economically validated by setting probabilistic estimates of success (or failure) of improved oil recovery and enhanced oil recovery treatments and calculation of the costs of the pressure transient analysis considering production losses during well shutdowns.

Another method to solve the same problem is also discussed in this paper. It is based on setting of tolerable error or standard deviation.

It is found that for the samples of various parameters (pressure, production rates, injectivity, watercut) dimensionless standard deviation vs. the number of wells involved in surveys is practically similar, so, the obtained dependence is close to the Pareto distribution.

The calculations by both methods show quite similar results; still, it is recommended to perform calculations for each particular field.

**Keywords:** well tests, standard deviation, survey coverage of the wells, economic calculations, success functions, Pareto distribution.

**Citation:** *Iktissanov V.A.* Determining the optimum number of well tests to improve the success of the applied methods of reservoir and bottomhole treatment // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 100–111. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art7> (In Russ.).

### References

1. *Shagiev R.G.* Well tests using PBU curves. Moscow: Nauka, 1998. 304 p. (In Russ.).
2. *Iktissanov V.A., Sakhabutdinov R.Z.* Evaluation of effectiveness of EOR and bottomhole treatment technologies using rate transient analysis // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2019. No. 5. P. 72–76. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-5-72-76> (In Russ.).
3. *Iktissanov V.A., Musabirova N.Kh., Baigushev A.V., Shipilova K.F.* Updating of limited bottomhole pressures for carbonate and sandstone reservoirs operated by Tatneft PJSC // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2019. No. 7. P. 36–39. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-7-36-39> (In Russ.).
4. *Andreev A.F., Burykina E.V., Buliskeriya G.N.* Risk and uncertainty in applied problems of oil and gas economy // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2019. No. 5. P. 30–33. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-5-30-33> (In Russ.).
5. *Kamal M.M.* Transient well testing. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p.

6. RD 39-9-594-81. Guidance on determination of duration and accuracy of determination of reservoir parameters. Moscow: All-Soviet Research Institute of the Ministry of Oil Industry. 51 p. (In Russ.).

7. *Iktisanov V.A., Baigushev A.V.* Calculation of support network of wells to determine reservoir pressure // *Oilfield Engineering*. 2018. No. 9. P. 12–16. <https://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-9-12-16> (In Russ.).

8. On the revisions of the Oil Metering Rules: Decree of the Government of Russian Federation of 30.11.2016 No. 1271 // *ConsultantPlus*. [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_207981/92d969e26a4326c5d02fa79b8f9cf4994ee5633b/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_207981/92d969e26a4326c5d02fa79b8f9cf4994ee5633b/) (In Russ.).

9. RD 153-39.0-109-01. Guidelines for the integration and phasing of geophysical, hydrodynamic and geochemical surveys of oil and gas fields. Moscow: Ministry of Energy, 2002. 75 p. (In Russ.).

10. *Lysenko V.D., Graifer V.I.* Efficient development of oil fields. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2005. 607 p. (In Russ.).

11. *Yartiev A.F.* Economic assessment of design solutions concerning innovations and investments into oil sector. Moscow: VNIOENG, 2011. 232 p. (In Russ.).

12. *Iktisanov V.A., Yartiev A.F.* Determination of optimal number of wells for rate transient analysis from economic point of view // *Oilfield Engineering*. 2020. No. 4(616). P. 37–40. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-4\(616\)-37-40](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-4(616)-37-40) (In Russ.).