

УДК 622.276.5.001.42

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2023

Информационный способ выбора действующих скважин для проведения на них геолого-технологических мероприятий**А.И. Дзюбенко¹, Т.А. Жемчугова², И.А. Черных²**¹Пермский нефтяной колледж (Россия, 614077, г. Пермь, Бульвар Гагарина, 54)²Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Россия, 614990, г. Пермь, ул. Комсомольский проспект, д. 29)**Informational Method of Selecting Operating Wells for Stimulation****Anatolii I. Dziubenko¹, Tatyana A. Zhemchugova², Irina A. Chernykh²**¹Perm Petroleum College (54 Gagarina Boulevard, Perm, 614077, Russian Federation)²Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 05.12.2022. Принята / Accepted: 31.05.2023. Опубликовано / Published: 22.03.2024

Ключевые слова:

скважина, пласт, призабойная зона пласта, геолого-технологические мероприятия, обработка призабойной зоны, коэффициент продуктивности, коэффициент потери потенциальной продуктивности скважиной, гидродинамические исследования скважин, скин-фактор, кривая восстановления давления, комплексная переменная Z , удельная поверхность дренажной системы скважины, пластово-дренажный фильтр, радиус и пропускная способность фильтра, динамика продуктивности, эффективность.

Keywords:

well, formation, bottomhole formation zone, well stimulation methods, bottomhole zone treatment, productivity coefficient, coefficient of well potential productivity loss, well studies, skin factor, pressure recovery curve, complex variable Z , specific surface area of the well drainage system, reservoir-drainage filter, filter radius and throughput, productivity dynamics, efficiency.

В связи с естественным снижением добычи углеводородного сырья нефтедобывающим предприятиям приходится проводить геолого-технические мероприятия (ГТМ), направленные на повышение продуктивности скважин. При этом, несмотря на использование разнообразных, включая прогрессивные, технологий ГТМ, проблема эффективности промышленного применения методов остается. Значительная часть реализуемого объема ГТМ не дает положительных результатов по повышению основного технологико-экономического показателя эксплуатации скважин – их коэффициента продуктивности, что зачастую связано с неправильным подбором скважин для проведения запроецированной технологии ГТМ. Согласно действующим в России стандартам, при выборе технологии вскрытия добывающими скважинами продуктивных пластов, как и при выборе скважин для проведения ГТМ, рекомендуется выполнять требования соответствующих руководящих документов. В качестве основного контрольного показателя в этих документах выступает коэффициент потери скважиной потенциальной (т.е. естественной) продуктивности (K), при положительных значениях которого принимаются решения по реализации ГТМ в скважинах. Однако по причине изменения физических свойств пластового континуума скважин и гидродинамического взаимодействия между ними возникают проблемы с достоверностью определения исходных параметров для вычисления K , что подвергает сомнению необходимость его участия в процессе оценки действительного состояния призабойной зоны пласта (ПЗП).

Для повышения достоверности результатов оценки степени текущего состояния ПЗП в настоящей работе обоснован и предложен более надежный критерий оценки потенциальных продуктивностей эксплуатационных скважин перед проведением ГТМ – комплексный параметр Z , который имеет высокую корреляцию с фактическим коэффициентом продуктивности в соответствующих скважинах. Практическое испытание эффективности введенного критерия продемонстрировано на нефтедобывающих скважинах Пермского региона. При этом использование предложенного метода анализа собранной фактической информации, полученной при последовательном проведении гидродинамических исследований скважин (ГДИС) и ГТМ на промыслах, позволило повысить надежность выбора скважин для первоочередной постановки на них запланированных мероприятий по воздействию на ПЗП. Представленный в работе методический подход к выбору скважин для воздействия на их ПЗП может обеспечить получение ожидаемого положительного эффекта по добыче нефти.

Due to the natural decline in hydrocarbon production, oil producing enterprises have to carry out well stimulation methods (WSM) aimed at increasing well productivity. At the same time, despite the use of various, including progressive, geological and technical technologies, the problem of the effectiveness of industrial application of methods remains. A significant part of the implemented volume of WSM does not produce positive results in increasing the main technological and economic indicator of well operation - productivity coefficient, which is often associated with incorrect selection of wells for carrying out the designed well stimulation technology. According to the current standards in Russia, when choosing a technology for drilling into productive formations, as well as when choosing wells for WSM, it is recommended to comply with the requirements of the relevant guidance documents. The main control indicator in these documents is the coefficient of potential (i.e. natural) productivity loss of a well (K), with positive values of which decisions are made on the implementation of WSM in wells. However, due to changes in the physical properties of the reservoir continuum of wells and the hydrodynamic interaction between them, problems arise with the reliability of determining the initial parameters for calculating K , which casts doubt on the need for its participation in the process of assessing the actual state of the bottomhole formation zone (BFZ).

To increase the reliability of assessing the BFZ current state degree, this work substantiates and proposes a more reliable criterion for assessing the potential productive capabilities of production wells before conducting WSM - a complex parameter Z , which has a high correlation with the actual productivity coefficient in the corresponding wells. A practical test of the introduced criterion effectiveness was demonstrated at oil wells in the Perm region. At the same time, proposed method of analyzing the collected factual information obtained during the sequential implementation of hydrodynamic well testing and WSM in the fields made it possible to increase the wells selection reliability for the priority implementation of planned measures to influence the reservoir zone. The methodological approach presented in the work to the wells selection for WSM can ensure the expected positive effect on oil production.

© Дзюбенко Анатолий Иванович (ORCID: 0009-0002-0547-5462) – почетный нефтяник, горный инженер, преподаватель (тел.: +007 (912) 586 80 67, e-mail: idd3011@yandex.ru).

© Жемчугова Татьяна Анатольевна (ORCID: 0009-0007-7363-8151) – аспирант (тел.: +007 (908) 264 25 96, e-mail: Zhemchugova.tan@mail.ru). Контактное лицо для переписки.

© Черных Ирина Александровна – кандидат технических наук, доцент кафедры «Геология нефти и газа» (тел.: +007 (908) 276 43 72, e-mail: Chia64@yandex.ru).

© Anatolii I. Dziubenko (ORCID: 0009-0002-0547-5462) – Honorary Oilman, Mining Engineer, Lecturer (tel.: +007 (912) 586 80 67, e-mail: idd3011@yandex.ru).

© Tatyana A. Zhemchugova (ORCID: 0009-0007-7363-8151) – PhD Student (tel.: +007 (908) 264 25 96, e-mail: Zhemchugova.tan@mail.ru). The contact person for correspondence.

© Irina A. Chernykh – Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Geology of Oil and Gas Department (tel.: +007 (908) 276 43 72, e-mail: Chia64@yandex.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Дзюбенко А.И., Жемчугова Т.А., Черных И.А. Информационный способ выбора действующих скважин для проведения на них геолого-технологических мероприятий // Недропользование. – 2023. – Т.23, №2. – С.77–84. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.2.4

Please cite this article in English as:

Dziubenko A.I., Zhemchugova T.A., Chernykh I.A. Informational Method of Selecting Operating Wells for Stimulation. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2023, vol.23, no.2, pp.77-84. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.2.4

Введение

В настоящее время, когда большинство нефтедобывающих предприятий в регионах, продолжительно поставляющих на рынок углеводородное сырье, находится на стадии снижающейся добычи, основополагающее значение для сдерживания этого процесса имеют геолого-технические мероприятия (ГТМ) воздействия на нефтеносные пласты, повышающие продуктивность скважин. Уже изобретено и внедрено множество разнообразных технологий ГТМ [1–7], в том числе с закачкой в скважины различных разрушающих пласт реагентов и смесей, при разных способах последующего извлечения продуктов реакции, но остается нерешенной проблема эффективности промышленного применения этих методов. До сих пор значительная часть из реализуемого объема ГТМ не дает положительных результатов по повышению основного технологического показателя эксплуатации скважин, их коэффициентов продуктивности. В таких случаях для оценки степени успешности проведенных мероприятий в производственной практике используется кратковременное увеличение текущего дебита скважин, получаемое за счет интенсификации режимов их работы после ГТМ [8–13]. Причиной такого положения является недостаточное внимание обслуживающего персонала предприятий-заказчиков к процессу подбора конкретных скважин, предназначенных для каждого запланированного ГТМ.

Сегодня, согласно действующим в России стандартам, при выборе технологии вскрытия добывающими скважинами продуктивных пластов, как и при выборе скважин для проведения ГТМ, рекомендуется исполнять требования соответствующих руководящих документов РД, в том числе РД 39–0147001–742–92 [14], ранее (РД 39–0147009–509–85).

Для принятия определенного решения по реализации ГТМ, этими РД введен контрольный показатель (K) – коэффициент потери скважиной потенциальной (т.е. естественной) продуктивности в результате ранее проведенных технологических операций:

$$K = (1 - ОП). \quad (1)$$

Рассмотрим физическую сущность этого параметра.

Здесь ОП – коэффициент гидродинамического (ГД) совершенства скважины, равный соотношению коэффициентов фактической и потенциальной ее продуктивностей ($\eta\phi / \eta\phi_0$), которые вычисляются по результатам гидродинамических исследований скважины (ГДИС), выполняемых до ГТМ [15–33].

Первый коэффициент рассчитывается по индикаторной диаграмме – ИД ($\eta\phi = Q/\Delta P_0$), снимаемой при работе скважины, второй – рассчитывается по кривой восстановления давления – КВД ($\eta\phi_0 = 1/2\alpha A$), регистрируемой после ее остановки. В первом выражении ($\eta\phi = Q/\Delta P_0$) числитель и знаменатель – это установившиеся дебит скважины и депрессия на пласт ($\Delta P_0 = P_{пл} - P_3$), где $P_{пл}$ и P_3 – измеряемые пластовое и забойное давления. Во втором выражении ($\eta\phi_0 = 1/2\alpha A$), где коэффициент $\alpha = \tan\phi$, ϕ – угол наклона контрольного прямолинейного участка графика КВД, построенного в преобразованных координатах ($\Delta P/Q, \ln\tau$). В числителе преобразованных координат – приращение давления на забое скважины во время τ выдержки ее на КВД: ($\Delta P_\tau = [P_\tau - (P_0 + B)] / Q$), $A = \ln R/r$, где R и r – условные, т.е. в действительности не существующие, радиусы зоны питания и открытого ствола скважины, принимаемые для расчетов безапелляционно.

Положительное решение по применению ГТМ на скважине принимается в случае если $ОП < 1$, т.е. при

положительных значениях K , а отрицательное – при $ОП > 1$, т.е. при отрицательных K .

Если регистрация индикаторной диаграммы на скважине не предусмотрена, фактический коэффициент продуктивности, согласно второму варианту РД, вычисляется по формуле $\eta\phi = \eta\phi_0 \cdot ОП$. В данном случае $ОП = A/(A + S)$ при $\eta\phi$ и S (скин-факторе), определяемых по КВД [34–45].

Несмотря на регулярное выполнение нефтедобывающими предприятиями требований, соответствующих РД, эффективность реализуемых ГТМ по повышению коэффициентов продуктивности, во многих скважинах оказывается отрицательной. Подобное вынуждает соответствующие технологические службы предприятий к использованию иных «завуалированных» методов ее положительной оценки. Для выяснения причин сложившейся ситуации проведем более глубокий анализ информации, используемой при расчете показателя K .

Известно, что наиболее надежным источником данных о величинах $\eta\phi$ и S являются перестроенные графики КВД, содержащие только один контрольный (прямолинейный) участок, который обычно регистрируется на начальном периоде эксплуатации скважин.

В дальнейшем в связи с неминуемым изменением физических свойств, пластового континуума скважин, а также в результате гидродинамического взаимодействия между ними, что особенно характерно для старых, включая Пермский, нефтедобывающих регионов, форма КВД деградирует, образуя на графике целый ряд прямолинейных участков. Появляются проблемы с определением местоположения контрольного участка, приводящие к возникновению антропогенных ошибок в показателях S и ϕ [46–48]. Сюда же следует отнести использование в расчетах заведомо мнимых величин радиусов зоны питания и открытого ствола скважины R и r . Образовавшийся случайный разброс значений S , ϕ , R и r приводит к появлению случайных значительных ошибок и в расчетах коэффициентов $\eta\phi$ и K , повышающих вероятность получения неверных значений последнего [49] и дальнейшего ошибочного выбора скважин для реализации конкретной технологии ГТМ. В итоге после проведения ГТМ довольно часто появляются скважины с ухудшенными результатами по вновь приобретенной продуктивности.

К тому же коэффициент K содержит в себе мнимую единицу – i ($i^2 = -1$) [51], так как при $\eta\phi = \eta\phi_0$, $K = 1 + (-1)$, здесь $-ОП = i^2$, тогда $K = i^4 + i^2 = = i^2(i^2 + 1) = i^2(1 - ОП) = i^2 \cdot 0 = 0$. Следовательно, K , как число мнимое, имеет низкую степень достоверности. Возможно, именно по этим причинам, согласно промысловому опыту, значения коэффициентов продуктивности скважин $\eta\phi$, рассчитанные по второму варианту РД, существенно отличаются от коэффициентов продуктивности, полученных по первому варианту РД.

Все вышеизложенное подвергает сомнению способность K быть однозначным критерием оценки результатов сравнения изменяющихся физических свойств реально существующих природных объектов. Появляются также сомнения в целесообразности использования K для оценки степени состояния призабойной зоны пласта (ПЗП) до проведения ГТМ, а также как фактора, отображающего динамику продуктивности добывающих скважин и тем более возможного инструментария для синхронизации разных технологий ГТМ с конкретными пластовыми условиями каждой скважины, где предполагается получение положительного эффекта по динамике $\eta\phi$.

Перечисленные свойства K свидетельствуют о необходимости приобретения технологическими службами нефтедобывающих предприятий более надежного критерия оценки потенциальных продуктивных возможностей

эксплуатационных скважин перед проведением ГТМ. Решение данного вопроса потребует полного исключения из расчетов чисто мнимых переменных.

Один из способов повышения достоверности оценки степени состояния ПЗП

Для повышения достоверности оценки степени состояния ПЗП обратимся к материалам, изложенным в работе «Информационный способ повышения эффективности методов воздействия на призабойную зону пласта в действующих скважинах» [50], где для оценки состояния ПЗП скважин не применяются коэффициенты A и K , не материализуемые по своей сути. Вместо них по результатам ГДИС определяются реальные физические свойства ПЗП:

- УПДС (удельная поверхность дренажной системы) скважины;
- радиус пластово-дренажного фильтра (ПДФ);
- пропускная способность пластово-дренажного фильтра (ПДФ).

Эти физические параметры пластового континуума формируют структуру нефтяного потока на пути из удаленной зоны пласта (УЗП) к скважинам и обеспечивают режим наполнения продукцией их стволов. Вышеперечисленные свойства позволяют вместо чисто мнимого критерия K для оценки состояния ПЗП скважин до ГТМ использовать следующую комплексную переменную:

$$Z = C(x) + iD(x), \tag{2}$$

где (x) – аргумент, пропорциональный величине гидропроводности УЗП; C – действительное; D – мнимое числа, являющиеся результатом закономерных комбинаций значений четырех вышеуказанных физических свойств пластового континуума каждой скважины.

Промышленный вариант использования комплексного параметра Z

В качестве примера для возможного промышленного применения Z проанализируем результаты расчетов данного показателя по материалам соответствующей обработки информации, полученной по 45 ГДИС, проведенным на 15 нефтяных месторождений Пермского региона.

Поскольку рассчитанные по всем КВД значения показателя Z , являясь комплексными числами, тоже обладают частью недостатков по достоверности, для ее повышения у результатов последующих вычислений адаптируем полученные значения с действительными числами.

На рис. 1 приведен график такой операции, где зафиксирована достаточно хорошая степень корреляции между выбранными параметрами $\eta\Phi$ и Z . Аналогичный график, построенный с использованием вместо Z параметра K , оказался непредставительным, с облаком точек, рассредоточенных вдоль оси $+/-x$, и поэтому в виде рисунка не представлен.

После вычисления Z по любой исследованной скважине Пермского региона по рис. 1 определяется K_n – ее среднестохастический коэффициент продуктивности, назовем его локально-потенциальным.

Сравнительный анализ элементов данной выборки показал наличие в ее составе двух характерных групп объектов; в группе № 1 находятся скважины, у которых локально-потенциальный коэффициент продуктивности больше фактического ($K_n > \eta\Phi$) (рис. 2, а), в группе № 2 – наоборот ($K_n < \eta\Phi$) (рис. 2, б).

Достаточно высокие коэффициенты корреляции этих графиков указывают на наличие закономерной связи

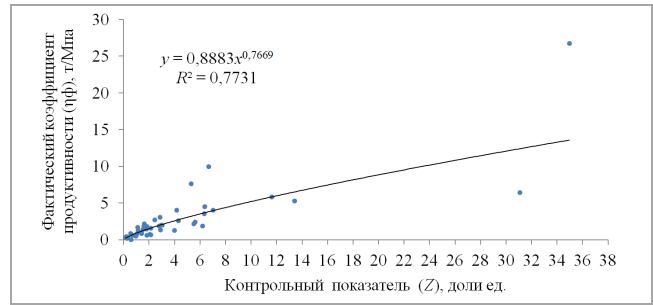


Рис. 1. График зависимости фактического коэффициента продуктивности скважин от контрольного показателя Z

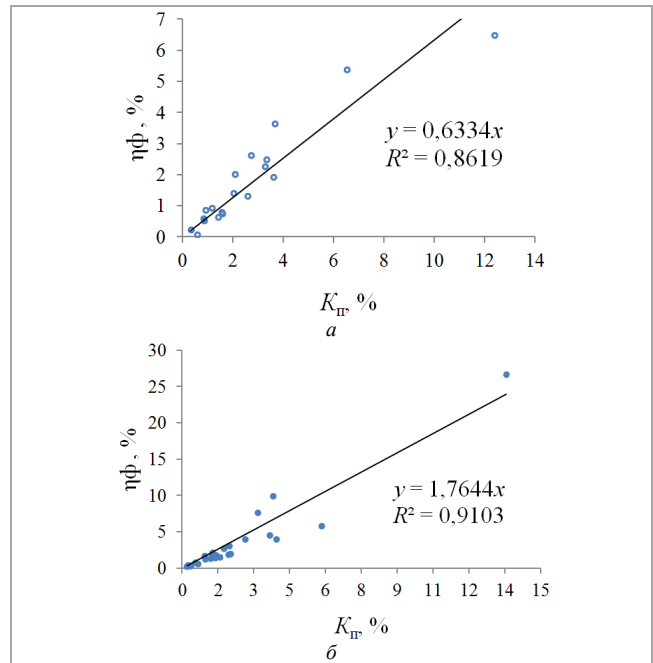


Рис. 2. График зависимости $\eta\Phi$ от K_n : а – $K_n > \eta\Phi$ (группа скважин № 1); б – $K_n < \eta\Phi$ (группа скважин № 2)

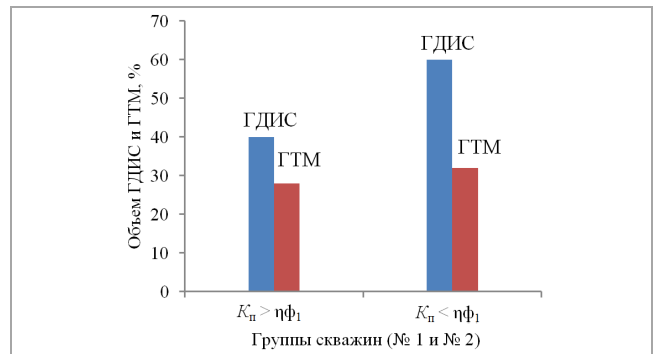


Рис. 3. График соотношения объема ГДИС и ГТМ в группах скважин с $K_n > \eta\Phi_1$ и $K_n < \eta\Phi_1$

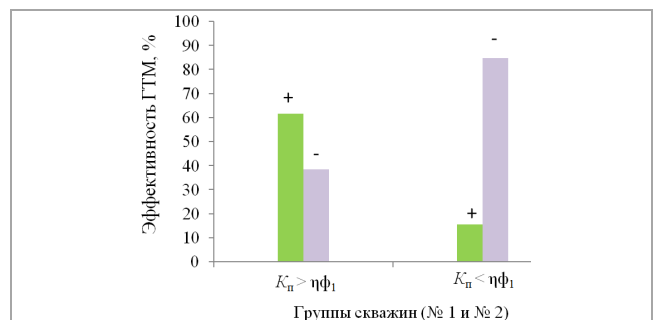


Рис. 4. График результатов реализации типовой технологии ОПЗ (ГТМ) в группах скважин

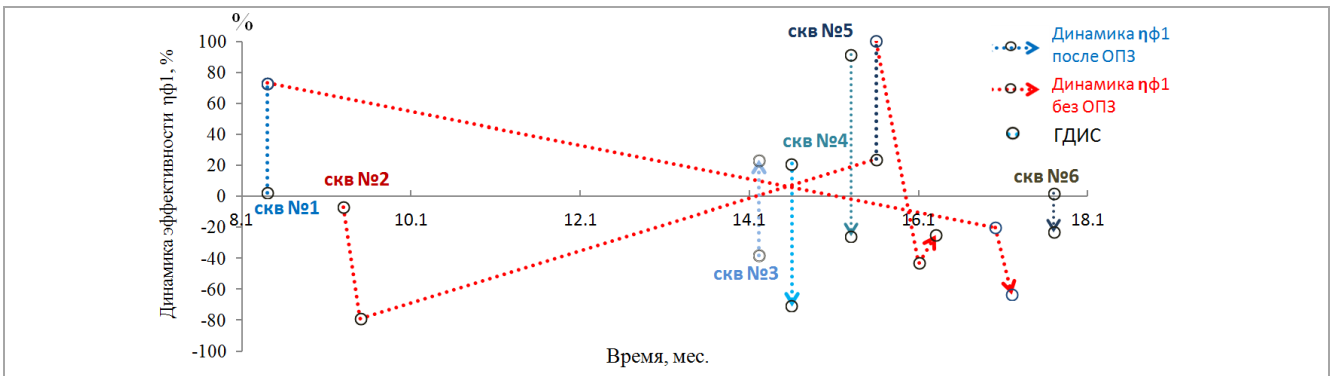


Рис. 5. Динамика η_{f1} от прогнозного к действительному значению

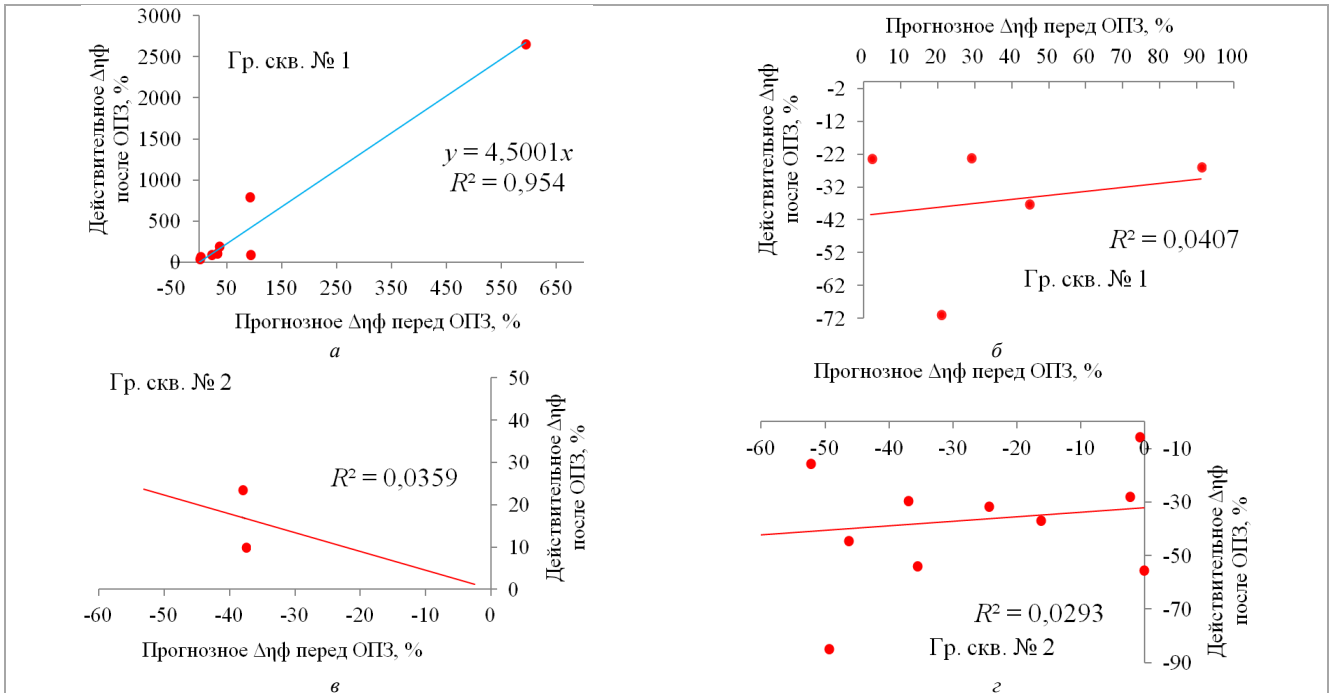


Рис. 6. Графики зависимости действительных приращений продуктивности $\eta_{f2} - \eta_{f1}$ скважин после ОПЗ от прогнозных $K_{\eta f1}$ – η_{f1} , определенных с помощью Z перед ОПЗ, %

между представленными параметрами, что не исключает возможности использования предложенного контрольного критерия Z для достоверного разделения пластовых континуумов скважин по неизвестному качественному признаку, предположительно влияющему на результаты ГТМ. Возможными естественными признаками подобного разделения могут быть геологические особенности, т.е. распределение исследованных скважин по различным группам месторождений, имеющим близкие друг к другу минералогические, структурные или иные петрофизические свойства пластовых континуумов, а также физические свойства нефти. Такое разделение может быть связано также с использованием в одних и тех же геологических условиях различных, но похожих технологий ГТМ.

Для проверки степени возможного влияния на результаты ГТМ данных предположений была использована информация о результатах применения технологий обработки призабойной зоны (ОПЗ), освоенных одной из фирм, обслуживающей скважины по всей территории Пермского региона. В основном это различные виды простых кислотных обработок ПЗП скважин. Результат разделения всей выборки этих скважин по видам мероприятий ГДИС/ОПЗ по группе № 1 – 10/7 и № 2 – 15/8 (в %) представлен на рис. 3. На одной части исследованных скважин ОПЗ проводились неоднократно, на другой – не проводились вообще.

Официальная информация об эффективности реализованных мероприятий оказалась закрытой, поэтому их действительный исход определялся путем сравнения параметров (η_{f1} и η_{f2}), полученных по ИД, в результате ГДИС, проведенных субподрядной фирмой до и после мероприятий. Комплекс данных, полученных по КВД, для этого не использовался.

Первое представление о качестве типовой технологии ОПЗ можно получить, разделив обе группы скважин с ОПЗ по эффективности их обработок на эффективные $\eta_{f2} > \eta_{f1}$ (+) и неэффективные $\eta_{f2} < \eta_{f1}$ (-), в % отношении, рис. 5.

Оказалось, что более эффективными, давшими реальный прирост коэффициентов продуктивности вне зависимости от знаков K и S являются технологии ОПЗ, использованные для воздействия на ПЗП скважин группы № 1. Здесь неэффективные случаи зафиксированы в основном на одном нефтяном месторождении, а эффективные, на шести других. Для объектов группы № 2, расположенных на тех же месторождениях, также вне зависимости от величины и знаков K и S , отрицательный исход аналогичных технологий ОПЗ фиксируется в подавляющем большинстве случаев. Если предположить, что в том и другом случаях использовалась одна и та же технология ОПЗ, возникает вопрос о возможных групповых геологических различиях в строении коллекторов.

Для выяснения действительных причин зарегистрированной динамики результатов реализации ОПЗ рассмотрим данную информацию в форме, приведенной на рис. 5.

Используем параметр K_{η} , предположительно способный отображать величину $\eta\phi_2$. На данном рисунке в ретроспективе для примера показаны изменения значений начального коэффициента продуктивности $\eta\phi_1$ от прогнозного $(K_{\eta} - \eta\phi_1)/\eta\phi_1$ – начало стрелки, до действительного $(\eta\phi_2 - \eta\phi_1)/\eta\phi_1$ – ее окончания. Синим цветом обозначены траектории по некоторым скважинам обеих групп после ОПЗ, а красным – период без ОПЗ.

Появление дополнительных проблем отображено на рис. 6, а именно разнонаправленные эффекты по динамике продуктивности получены как после проведения ОПЗ скважин, так и при обычных условиях их эксплуатации, без ОПЗ. А также почти во всех выбранных скважинах прогнозная и реальная эффективности ОПЗ по изменению $\eta\phi_1$ значительно расходятся как по знаку, так и по величине. В случае повсеместного качественного выполнения одной и той же технологии ОПЗ такие результаты приводят к возникновению сомнений о наличии стохастической связи между анализируемыми параметрами. С целью их возможного исключения была использована аналогичная информация по всей группе исследованных скважин.

На рис. 6 приведены графики зависимости действительной динамики начальных коэффициентов продуктивности скважин, полученных после ОПЗ, от предполагаемых (проектных), определенных с помощью Z перед ОПЗ.

Величина коэффициентов корреляции и форма красных графиков по группам скважин № 1 и 2 подтверждают отсутствие количественной связи между прогнозными и фактическими результатами ОПЗ. Однако логическая связь между ними имеется. Так, по группе № 2 отрицательным прогнозам соответствуют отрицательные фактические результаты (а) после ОПЗ. Это свидетельствует о заведомо неправильном решении, принятом технологическими службами нефтедобывающих предприятий по использованию предлагаемой технологии ОПЗ в скважинах с отрицательными проектными показателями по эффективности. Отдельные положительные примеры, полученные в этой группе (б), могут быть следствием ошибок при интерпретации материалов по ГДИС или результатом испытания более прогрессивного варианта технологии ОПЗ.

Аналогичная характеристика красного графика по группе № 1 (с) является признаком возможного нарушения технологии ОПЗ, так как ее положительные исходы (повышен коэффициент продуктивности) в этой группе скважин более представительны, о чем свидетельствует график синего цвета (а), его коэффициент корреляции равен 0,95. Высокое значение коэффициента корреляции этого графика (а) указывает на наличие функциональной зависимости между локально-потенциальными, определенными с помощью Z перед ОПЗ и действительными коэффициентами продуктивности добывающих скважин, полученными после ОПЗ, что свидетельствует о высокой степени надежности использования Z для прогнозирования результатов проведения ОПЗ на основной части скважин этой группы.

К сожалению, информация по большинству элементов общей выборки не входит в этот классический состав. Причина в информационном разнообразии ее частей, различающихся: во-первых, по качественному признаку пластовых континуумов исследованных скважин, во-вторых, эти части включают также сведения по скважинам с положительными и отрицательными эффектами от ОПЗ по продуктивности, и, в-третьих,

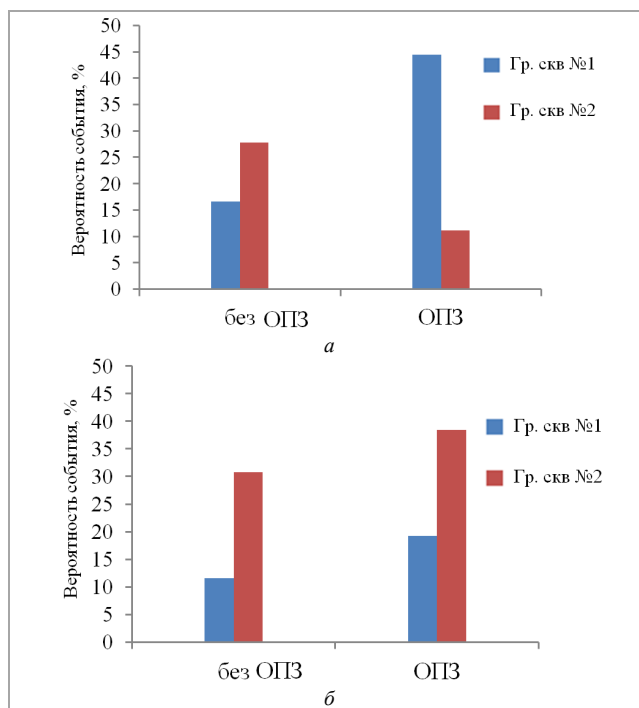


Рис. 7. Эффекты по продуктивности: а – положительные; б – отрицательные

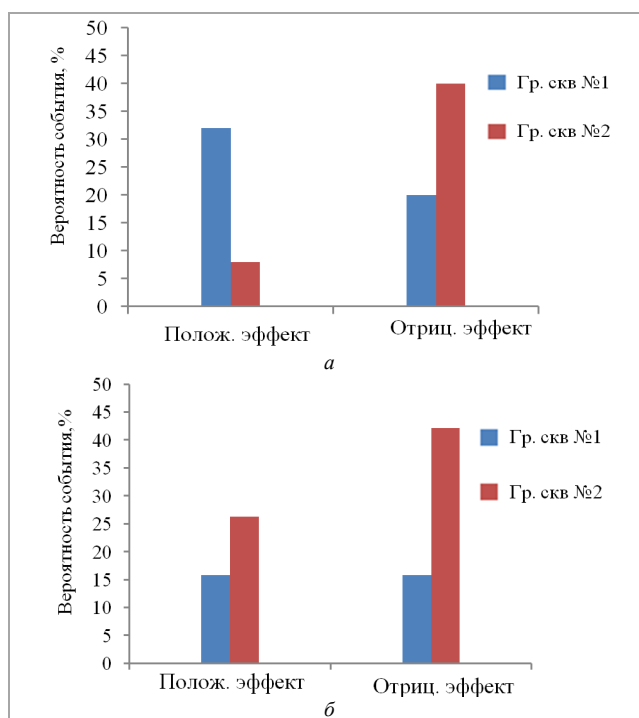


Рис. 8. Эффективность работы скважин: а – с ОПЗ; б – без ОПЗ

похожие эффекты получены как в скважинах с ОПЗ, так и при обычной их эксплуатации. Подобное разнообразие влияющих факторов привело к необходимости обобщенной оценки отмеченных частей выборки по степени их репрезентативности (рис. 7, 8).

В результате такого анализа установлено следующее: процент положительных эффектов по продуктивности от проведения типовой ОПЗ на скважинах группы № 1 более вероятен, нежели на скважинах группы № 2 (рис. 8 и 10), что подтверждает ранее сделанный вывод (см. рис. 4). В то время как получение отрицательного эффекта после ОПЗ более вероятно для скважин группы № 2 (рис. 7, б и 8, а).

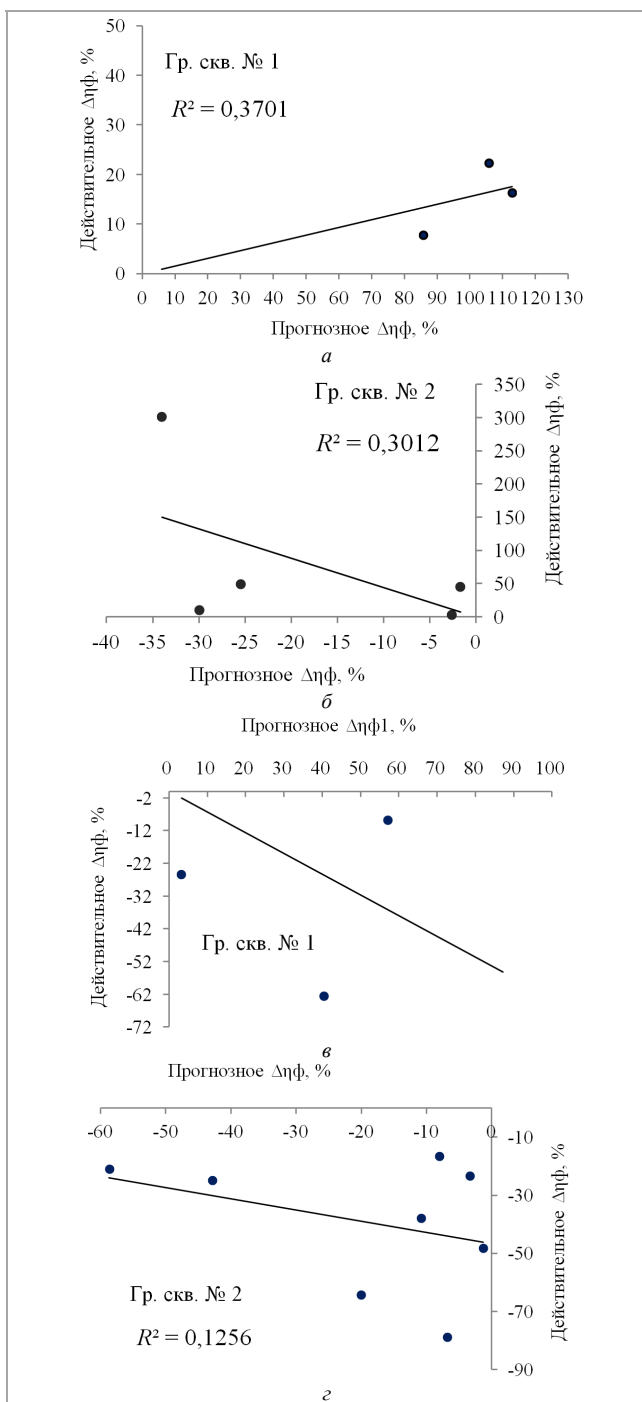


Рис. 9. Графики зависимости действительного приращения продуктивности $\eta_2 - \eta_1$ скважин без ОПЗ, от прогнозного $K_{\text{ц}} - \eta_1$, определенных с помощью Z , %

По скважинам без ОПЗ (рис. 9): естественная динамика продуктивности скважин в группе 2 выше по случаям самоочистки ПДФ (см. рис. 7, а; 8, б; 9, в) и самозасорения (см. рис. 7, б; 8, в; 9, г).

Стоит отметить, что по скважинам этой группы как при проведении ГТМ (см. рис. 6, г), так и без них (см. рис. 9, г) наблюдается фактически одинаковая отрицательная динамика начальных коэффициентов продуктивности, но с противоположной тенденцией, что, возможно, является признаком недостатка информации по скважинам без ОПЗ (см. рис. 9, г) или следствием незначительных изменений коллекторских свойств ПЗП некоторых скважин после ОПЗ (см. рис. 6, г). Аналогична динамика продуктивности у скважин группы № 1: обладает меньшей, но одной и той же степенью

представительности (см. рис. 8, в). Одинаковую вероятность происхождения противоположных событий, характеризующих состояние единой системы интенсивного движения жидкости в ПДФ, можно объяснить тем, что его физические свойства в процессе обычной эксплуатации скважин оставались стабильными, что характеризует коллекторы, состоящие из твердой горной породы. В то же время в скважинах группы 2 (см. рис. 8, в; 9, б, г) эти свойства мобильны, что присуще продуктам частичного разрушения последней. При проведении ГТМ данные свойства естественным образом влияют как на гидродинамику потока закачиваемых в пласт реагентов, транспортирующих частицы горной породы, так и на их истощаемую в потоке смеси реакцию способность. Возможно, именно этими свойствами ПДФ и УПДС, включая вероятность их частичного засорения или очистки, объясняется наблюдаемая динамика продуктивной эффективности использованной технологии ОПЗ. Здесь следует напомнить, что обе группы скважин расположены в основном на одних и тех же нефтяных месторождениях, т.е. обладают в среднем одинаковыми физическими свойствами пластовых континуумов.

Все вышеизложенное свидетельствует об отсутствии необходимого в данном случае оперативного вмешательства в процесс эксплуатации скважин, которое становится заметным лишь при проведении ОПЗ, непредсказуемо изменяющих свойства ПДФ скважин (см. рис. 8, а). В качестве рекомендации: для реализации региональных технологий ГТМ следует выбирать скважины, у которых $K_{\text{ц}} > \eta_1$, если, конечно, они будут найдены.

Проведенный анализ накопленной информации показал, что путем недостаточного продуманной организации работ по ГТМ на действующих скважинах вполне вероятно нанесение материального ущерба нефтедобывающим предприятиям. При этом искусственно созданные отрицательные эффекты по продуктивности скважин в большинстве случаев отражают неверную методику их выбора для проведения разнообразных технологий ГТМ.

Что касается одной из фирм Пермского региона, то для повышения общей продуктивной эффективности используемой технологии ОПЗ, вероятнее всего, потребуется более высокая квалификация специалистов, участвующих в организации работ на скважинах первой группы, и разработка новой технологии ГТМ для скважин группы второй. Но для выяснения степени влияния на результаты ОПЗ ошибок в расчетах параметров пласта по материалам ГДИС, нарушений технологии проведения ОПЗ, а также геолого-петрографических свойств коллекторов собранного в настоящей работе объема информации недостаточно.

Тем не менее представленный стохастический анализ имеющегося материала свидетельствует о достаточно высокой результативности использования локально-потенциального коэффициента продуктивности скважин для прогнозирования целесообразности промышленного осуществления планируемых ГТМ. Например, в случае выполнения данной рекомендации в прошедшем оформлении заявок на проведение проанализированной части ОПЗ в Пермском регионе общая экономия материальных средств, израсходованных нефтедобывающими предприятиями-участниками процесса, составила бы не менее 40 %.

Заключение

1. Обоснован альтернативный комплексный параметр, предназначенный для повышения достоверности оценки степени состояния ПЗП нефтедобывающих скважин по результатам ГДИС, который имеет высокую

степень корреляции с фактическими коэффициентами продуктивности скважин.

2. Предложен способ прогнозирования ожидаемой динамики продуктивности скважин после проведения ГТМ.

3. Рекомендованный метод анализа собранной фактической информации, полученной при

последовательном проведении ГДИС и ГТМ на промыслах, позволит повысить надежность выбора скважин для первоочередной постановки на них запланированных мероприятий по воздействию на ПЗП.

4. Представленный методический подход к выбору скважин для воздействия на их ПЗП обеспечит получение ожидаемого положительного эффекта по добыче нефти.

Библиографический список

1. Мординов В.А., Пономарева И.Н., Войтенко М.А. Разработка усовершенствованной технологии проведения и обработки данных гидродинамических исследований с целью увеличения продуктивности и оптимизации режимов периодических работающих скважин. – Пермь: Перм. гос. техн. ун-т, 2004. – 170 с.
2. Разработка комплексной методики прогноза эффективности геолого-технических мероприятий на основе алгоритмов машинного обучения / А.А. Кочнев, Н.Д. Козырев, О.Е. Кочнева, С.В. Галкин // Георесурсы. – 2020. – № 22(3). – С. 79–86. DOI: 10.18599/grs.2020.3.79-86
3. Распов А.В., Новокрещенных Д.В. Анализ результатов применения методов интенсификации на карбонатных коллекторах месторождений Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – Т. 13, № 10. – С. 73–82. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.10.7
4. Юшков И.Р. Опыт применения методов повышения извлечения нефти на месторождениях Пермского края // Научные исследования и инновации. – 2010. – Т. 4, № 1. – С. 44–50.
5. Lake L.W. Short Course Manual, Enhanced Oil Recovery Fundamentals // Society of Petroleum Engineers. – 1985. – P. 449.
6. Анализ проведения геолого-технических мероприятий по увеличению продуктивности добывающих скважин на нефтяных месторождениях Пермского края / П.Ю. Илюшин, Р.М. Рахимзянов, Д.Ю. Соловьев, И.Ю. Кольчев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Т. 14, № 15. – С. 81–89. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.9
7. Казаков А.А. Методика оценки эффективности геолого-технических мероприятий по кривым падения дебита нефти. // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 12. – С. 31–34.
8. Казаков А.А. Разработка единых методических подходов оценки эффективности геолого-технических мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С. 26–29.
9. Поплыгин В.В., Белоглазова Е.А., Иванова А.С. Анализ результатов проведения кислотных обработок в сложных геолого-технологических условиях // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 10. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.10.8
10. Продуктивность скважин после кислотных гидроразрывов пласта на Гагаринском и Озерном месторождениях / В.А. Мординов, В.В. Поплыгин, Д.Д. Сидоренко, А.Р. Шаймарданов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 44–45.
11. Effects of acid-rock reaction heat on fluid temperature profile in fracture during acid fracturing in carbonate reservoirs / Jianchun Guo, Huifeng Liu, Yuanqiang Zhu, Yuxuan Liu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – Vol. 122. – P. 31–37. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.08.016
12. Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks / Piyang Liu, Jun Yao, Gary Douglas Couples, Jingsheng Ma, Hai Sun // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 154. – P. 284–301. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.04.040
13. Mehdi Ghommem Carbonate acidizing: Modeling, analysis, and characterization of wormhole formation and propagation / Mehdi Ghommem, Weishu Zhao, S. Dyer, Xiangdong Qiu, Brady D. Mehdi Ghommem // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – Vol. 131. – P. 18–33. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.04.021
14. РД 39-0147001-742-92. Методика комплексной оценки качества вскрытия продуктивных пластов, заканчивания скважин и выбора рабочих жидкостей для повышения качества вскрытия пластов. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1992.
15. Исследование призабойной зоны пластов при интенсификации добычи нефти за рубежом // ВНИИОНГ. Серия: Нефтепромысловое дело. – М., 1985.
16. Амикс Дж., Басс Д., Уатинг Р. Физика нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 232 с.
17. Временная инструкция по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин / В.Н. Васильевский, С.Г. Каменецкий-Федоров [и др.]. – М.: Миннефтепром; Всесоюз. науч. исслед. ин-т, 1963. – 68 с.
18. Степанов В.П., Кузмин В.М. Руководство по гидродинамическим исследованиям неоднородных пластов. – М.: ОНТИ ВНИИ, 1972. – 159 с.
19. Щелкачев В.Н. Влияние радиуса и гидродинамического несовершенства скважины на производительность // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1950. – № 9. – С. 5–10.
20. Басович И.Б., Капцанов Б.С. Обработка результатов гидродинамических исследований скважин методом детерминированных моментов // Азерб. нефт. хоз-во. – 1987.
21. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. – М. Недра, 1984.
22. Вольпин С.Г., Мясников Ю.А., Свалов А.В. Гидродинамические исследования низкопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 12. – С. 8.
23. Дияшев Р.Н. Гидродинамические исследования скважин при контроле за разработкой нефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1979. – 75 с.
24. Каюмов М.Ш. Опыт использования результатов гидродинамических исследований для оптимизации работы добывающих скважин // Нефтепромысловое дело. – 2002. – № 5. – С. 28–32.
25. Токарев А.П., Пьянкова Е.М. Совершенствование методов интерпретации кривых восстановления уровня при исследовании скважин // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 3. – С. 56–58.
26. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Анисеев Д.П.: Новый подход к исследованию скважин и пластов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 6. – С. 113–115.
27. Лысенко В.Д. Самыми экономически эффективными мероприятиями при разработке нефтяных месторождений являются гидродинамические исследования скважин // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 9. – С. 5–8.
28. Кульпин Л.Г., Бочаров Г.В. Современные принципы компьютерной интерпретации данных гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 10.
29. Бочаров В.В. Создание и совершенствование методов гидродинамического изучения пласта и состояния скважин в осложненных условиях эксплуатации: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М.: ВНИИ, 1995. – 20 с.
30. Ehlig Economides C.A., Hegeman P., Vik S. Guidelines simplify well test interpretation // Oil & Gas Journal. – 1994. – July, 18. – P. 33–40.
31. Hegeman P.S., Hallford D.L., Josef J.A. Well-test analysis with changing wellbore storage // SPE Form Eval 8 (03). – 1993. – Sept. – P. 201–207. DOI: 10.2118/21829-PA
32. Bourdet D. Well test analysis: the use of advanced interpretation models. – Amsterdam, 2002. – 426 p.
33. Вольпин С.Г. Современные проблемы гидродинамических исследований скважин // Состояние и перспективы научных и производственных работ в ОАО «РМНТК» «НЕФТЕОТДАЧА». – М.: ОАО «РМНТК» «НЕФТЕОТДАЧА», 2001. – 170 с.
34. Шагнев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
35. Horner D.R. Pressure build – up in wells // Proc. Third World Petroleum Congress. – The Hague, 1951.
36. Earlaugher R.C.Jr., Kerch K.M. Analysis of short-time transient test data by type-curve matching // Journal of Petroleum Technology. – 1974. – Vol. 26. – P. 793–800. DOI: 10.2118/4488-PA
37. A new set of type curves simplifies well test analysis / D. Bourdet [et al.] // World oil. – 1983. – Vol. 196, iss. 6. – P. 95–106.
38. Thomas G.B. Analysis of pressure buildup data // Petroleum Transactions of AIME. – 1953. – Vol. 198. – P. 126–128. DOI: 10.2118/953125-G
39. Muskat M. Use of Data on the Build up of Bottom - hole Pressures // Pressure Analysis Methods. – 1967. – AIMMPE. – P. 5–9.
40. Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well-test interpretation // SPE Formation Evaluation. – 1989. – Vol. 4, iss. 02. – P. 293–302. DOI: 10.2118/12777-PA
41. Miller C.C., Dyes A.B., Hutchinson S.A. The estimation from bottom-hole pressure build-up characteristics // Journal of Petroleum Technology. – 1950. – Vol. 2, no. 4. – P. 91–104. DOI: 10.2118/950091-G
42. Pollard P. Evaluation of acid treatments from pressure buildup analysis // Petroleum Technology. – 1959. – Vol. 3. – P. 38–43. DOI: 10.2118/981-G
43. Савчик М.Б., Пономарева И.Н. Оценка состояния прискважинных зон при обработке невосстановленных кривых восстановления давления // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 11. – С. 77–82.
44. Минеев Б.П. Определение параметров пласта по кривой восстановления давления с учетом гидродинамического несовершенства скважин // РНТС. ВНИИОЭНГ. Серия: Промысловое дело. – 1976. – № 6. – С. 12–16.
45. Борисов Ю.П. Определение параметров пласта при исследовании скважин на неустановившихся режимах с учетом продолжающегося притока жидкости // Тр. ин-та ВНИИ. – 1959. – Вып. 19. – С. 115–133.
46. Пономарева И.Н., Савчик М.Б., Ерофеев А.А. Условия применения скин-фактора для оценки состояния прискважинных зон продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 7. – С. 114–115.
47. Hurst W. Establishment of the skin effect and its impediment to fluid flow into a well bore // The petroleum Engineer. – 1953. – Vol. XXV, № 11. – P. B6–B16.
48. Van Everdingen A.F. The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of a Well // Journal of Petroleum Technology. – 1953. – vol. 5, iss. 06. – P. 171–176. DOI: 10.2118/203-G
49. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров: пер. с англ. – М.: Изд. «НАУКА», 1970.
50. Дзюбенко А.И., Мерсон М.Э., Никонов А.Н. Информационный способ повышения эффективности методов воздействия на призабойную зону пласта в действующих скважинах // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – № 2 – С. 148–157. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.5

References

- Mordvinov V.A., Ponomareva I.N., Voitenko M.A. Razrabotka usovershenstvovannoi tekhnologii provedeniia i obrabotki dannykh gidrodinamicheskikh issledovaniia s tsel'iu uvelicheniia produktivnosti i optimizatsii rezhimov periodicheskii rabotaiushchikh skvazhin [Development of an improved technology for conducting and processing hydrodynamic research data in order to increase productivity and optimize the modes of intermittently operating wells]. Perm': Permskii gosudarstvennyi tekhnicheskii universitet, 2004, 170 p.
- Kochnev A.A., Kozyrev N.D., Kochneva O.E., Galkin S.V. Razrabotka kompleksnoi metodiki prognoza effektivnosti geologo-tekhnicheskikh meropriiati na osnove algoritmov mashinnogo obucheniia [Development of a comprehensive methodology for the forecast of effectiveness of geological and technical measures based on machine learning algorithms]. *Georesursy*, 2020, no. 22 (3), pp. 79-86. DOI: 10.18599/grs.2020.3.79-86
- Raspopov A.V., Novokreshchennykh D.V. Analiz rezul'tatov primeneniia metodov intensivifikatsii na karbonatnykh kollektorakh mestorozhdenii Permskogo kraia [Results analysis of intensification methods application in carbonate reservoirs of Perm region fields]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2014, vol. 13, no. 10, pp. 73-82. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.10.7
- Iushkov I.R. Opyt primeneniia metodov povysheniia izvlecheniia nefiti na mestorozhdeniakh Permskogo kraia [Experience in applying methods for increasing oil recovery in the fields of the Perm region]. *Nauchnye issledovaniia i innovatsii*, 2010, vol. 4, no. 1, pp. 44-50.
- Lake L.W. Short Course Manual, Enhanced Oil Recovery Fundamentals. *Society of Petroleum Engineers*, 1985, 449 p.
- Iliushin P.Iu., Rakhimzhanov R.M., Solov'ev D.Iu., Kolychev I.Iu. Analiz provedeniia geologo-tekhnicheskikh meropriiati po uvelicheniiu produktivnosti dobyvaiushchikh skvazhin na nefitnykh mestorozhdeniakh Permskogo kraia [Analysis of well intervention aimed at oil production enhancement in the Perm Krai's fields]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2015, vol. 14, no. 15, pp. 81-89. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.9
- Kazakov A.A. Metodika otsenki effektivnosti geologo-tekhnicheskikh meropriiati po krivym padeniia debita nefiti [Procedure for geological-technical measures efficiency evaluation using oil rates decline curves]. *Nefitnoe khoziaistvo*, 1999, no. 12, pp. 31-34.
- Kazakov A.A. Razrabotka edinykh metodicheskikh podkhodov otsenki effektivnosti geologo-tekhnicheskikh meropriiati po povysheniui nefteotdachi plastov i intensivifikatsii dobychi nefiti [Development of unified methodological approaches for assessing the effectiveness of geological and technical measures to enhance oil recovery and intensive oil production]. *Nefitnoe khoziaistvo*, 2003, no. 4, pp. 26-29.
- Poplygin V.V., Beloglazova E.A., Ivanova A.S. Analiz rezul'tatov provedeniia kislotnykh obrabotok v slozhnykh geologo-tekhnologicheskikh usloviakh [Analysis of acid treatments in complex geological and technological conditions]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2014, no. 10. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.10.8
- Mordvinov V.A., Poplygin V.V., Sidorenko D.D., Shaimardanov A.R. Produktivnost' skvazhin posle kislotnykh gidrorazryvov plasta na Gagarinskom i Ozernom mestorozhdeniakh [Wells productivity after acid fracturing in the gagarinskoye and ozernoye oilfields]. *Nefitnoe khoziaistvo*, 2013, no. 4, pp. 44-45.
- Guo Jianchun, Liu Huifeng, Zhu Yuanqiang, Liu Yuxuan Effects of acid-rock reaction heat on fluid temperature profile in fracture during acid fracturing in carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, vol. 122, pp. 31-37. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.08.016
- Piyang Liu, Yao Jun, Gary Douglas Couples, Ma Jingsheng, Sun Hai. Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 154, pp. 284-301. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.04.040
- Ghommeh Mehdi, Zhao Weishu, Dyer S., Qiu Xiangdong, Brady D. Mehdi Ghommeh. Carbonate acidizing: Modeling, analysis, and characterization of wormhole formation and propagation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, vol. 131, pp. 18-33. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.04.021
- RD 39-0147001-742-92. Metodika kompleksnoi otsenki kachestva vskrytiia produktivnykh plastov, zakanchivaniia skvazhin i vybora rabochikh zhidkostei dlia povysheniia kachestva vskrytiia plastov [RD 39-0147001-742-92. Methodology for a comprehensive assessment of the quality of drilling into productive formations, well completion and selection of working fluids to improve the quality of drilling into formations]. Krasnodar: VNIKRneft', 1992.
- Issledovanie prizaboinoi zony plastov pri intensivifikatsii dobychi nefiti za rubezhom [Study of the bottomhole formation zone during intensification of oil production abroad]. VNIIONG. Neftepromyslovoe delo, Moscow, 1985.
- Amiks Dzh., Bass D., Uating R. Fizika nefitnogo plasta [Oil reservoir physics]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1962, 232 p.
- Vasil'evskii V.N., Kamenetskii-Fedorov S.G. et al. Vremennaia instruksia po gidrodinamicheskim issledovaniam plastov i skvazhin [Temporary instructions for hydrodynamic studies of formations and wells]. Moscow: Minneftprom; Vsesoiuznyi nauchnyi issledovatel'skii institut, 1963, 68 p.
- Stepanov V.P., Kuzmin V.M. Rukovodstvo po gidrodinamicheskim issledovaniam neodnorodnykh plastov [Guide to hydrodynamic studies of heterogeneous formations]. Moscow: ONTI VNII, 1972, 159 p.
- Shchelkachev V.N. Vliianie radiusa i gidrodinamicheskogo nesovershenstva skvazhiny na proizvoditel'nost' [The influence of well radius and hydrodynamic imperfection on productivity]. *Azerbaidzhanskoe nefitnoe khoziaistvo*, 1950, no. 9, pp. 5-10.
- Basovich I.B., Kaptsanov B.S. Obrabotka rezul'tatov gidrodinamicheskikh issledovaniia skvazhin metodom determinirovannykh momentov [Processing the results of hydrodynamic studies of wells using the deterministic moments method]. *Azerbaidzhanskoe nefitnoe khoziaistvo*, 1987.
- Buzinov S.N., Umrikhin I.D. Issledovanie nefitnykh i gazovykh skvazhin i plastov [Research of oil and gas wells and formations]. Moscow: Nedra, 1984.
- Vol'pin S.G., Miasnikov Iu.A., Svalov A.V. Gidrodinamicheskie issledovaniia nizkopronitsaemykh kollektorov [Hydrodynamic studies of low-permeability reservoirs]. *Nefitnoe khoziaistvo*, 2000, no. 12, 8 p.
- Diiashev R.N. Gidrodinamicheskie issledovaniia skvazhin pri kontrole za razrabotkoi nefitnykh mestorozhdenii [Hydrodynamic testing of wells when monitoring the development of oil fields]. Moscow: VNIIONG, 1979, 75 p.
- Kaiumov M.Sh. Opyt ispol'zovaniia rezul'tatov gidrodinamicheskikh issledovaniia dlia optimizatsii raboty dobyvaiushchikh skvazhin [Experience in using the results of hydrodynamic studies to optimize the operation of production wells]. *Neftepromyslovoe delo*, 2002, no. 5, pp. 28-32.
- Tokarev A.P., P'iankova E.M. Sovershenstvovanie metodov interpretatsii krivykh vosstanovleniia urovnia pri issledovaniia skvazhin. [Perfection of level recovery curves interpretation methods at wells survey]. *Nefitnoe khoziaistvo*, 2009, no. 3, pp. 56-58.
- Zakirov S.N., Indrupski I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P. Novyi podkhod k issledovaniu skvazhin i plastov [A new approach to the study of wells and formations]. *Nefitnoe khoziaistvo*, 2002, no. 6, pp. 113-115.
- Lysenko V.D. Samymi ekonomicheskimi effektivnymi meropriiatiiami pri razrabotke nefitnykh mestorozhdenii iavliaiutsia gidrodinamicheskie issledovaniia skvazhin [The most cost-effective measures in the development of oil fields are hydrodynamic testing of wells]. *Neftepromyslovoe delo*, 2006, no. 9, pp. 5-8.
- Kul'pin L.G., Bocharov G.V. Sovremennye printsipy komp'yuternoi interpretatsii dannykh gidrodinamicheskikh issledovaniia skvazhin [Modern principles of computer interpretation of well hydrodynamic data]. *Nefitnoe khoziaistvo*, 2001, no. 10.
- Bocharov V.V. Sozdanie i sovershenstvovanie metodov gidrodinamicheskogo izucheniia plasta i sostoiianiia skvazhin v oslozhnennykh usloviakh ekspluatatsii [Creation and improvement of methods for hydrodynamic study of the reservoir and the condition of wells in difficult operating conditions]. Abstract of Ph. D. thesis. Moscow: VNII, 1995, 20 p.
- Ehlig Economides C.A., Hegeman P., Vik S. Guidelines simplify well test interpretation. *Oil & Gas Journal*, 1994, July, 18, pp. 33-40.
- Hegeman P.S., Hallford D.L., Josef J.A. Well-test analysis with changing wellbore storage. *SPE Form Eval* 8 (03), 1993, Sept., pp. 201-207. DOI: 10.2118/21829-PA
- Bourdet D. Well test analysis: the use of advanced interpretation models. Amsterdam, 2002, 426 p.
- Vol'pin S.G. Sovremennye problemy gidrodinamicheskikh issledovaniia skvazhin [Modern problems of hydrodynamic testing of wells]. Sostoianie i perspektivy nauchnykh i proizvodstvennykh rabot v OAO "RMNTK" "NEFTEOTDACHA". Moscow: OAO "RMNTK" "NEFTEOTDACHA", 2001, 170 p.
- Shagiev R.G. Issledovanie skvazhin po KVD [Well testing using pressure build-up]. Moscow: Nauka, 1998, 304 p.
- Hornor D.R. Pressure build - up in wells. *Proc. Third World Petroleum Congress*. The Hague, 1951.
- Earlougher R.C.Jr., Kerch K.M. Analysis of short-time transient test data by type-curve matching. *Journal of Petroleum Technology*, 1974, vol. 26, pp. 793-800. DOI: 10.2118/4488-PA
- Bourdet D. et al. A new set of type curves simplifies well test analysis. *World oil*. 1983. Vol. 196, iss. 6, pp. 95-106.
- Thomas G.B. Analysis of pressure buildup data. *Petroleum Transactions of AIME*, 1953, vol. 198, pp. 126-128. DOI: 10.2118/953125-G
- Muskat M. Use of Data on the Build up of Bottom - hole Pressures. *Pressure Analysis Methods*, 1967. AIMMPE, pp. 5-9.
- Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well-test interpretation. *SPE Formation Evaluation*, 1989, vol. 4, iss. 02, pp. 293-302. DOI: 10.2118/12777-PA
- Miller C.C., Dyes A.B., Hutchinson C.A. The estimation from bottom-hole pressure Build-up characteristics. *Journal of Petroleum Technology*, 1950, vol. 2, no. 4, pp. 91-104. DOI: 10.2118/950091-G
- Pollard P. Evaluation of acid treatments from pressure buildup analysis. *Petroleum Technology*, 1959, vol. 3, pp. 38-43. DOI: 10.2118/981-G
- Savchik M.B., Ponomareva I.N. Otsenka sostoiianiia priskvazhinnykh zon pri obrabotke nedovosstanovlennykh krivykh vosstanovleniia davleniia [Assessment borehole cavity conditions while processing unpaired pressure transient technique]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, vol. 11, no. 2, pp. 77-82.
- Mineev B.P. Opredelenie parametrov plasta po krivoi vosstanovleniia davleniia s ucheto gidrodinamicheskogo nesovershenstva skvazhin [Determination of reservoir parameters using the pressure recovery curve, taking into account the hydrodynamic imperfection of wells]. RNTS. VNIIONG. *Promyslovoe delo*, 1976, no. 6, pp. 12-16.
- Borisov Iu.P. Opredelenie parametrov plasta pri issledovaniia skvazhin na neustoiavivshikh rezhimakh s ucheto prodolzhaushchegoi pritoka zhidkosti [Determination of formation parameters when studying wells in unsteady modes, taking into account the ongoing fluid influx]. Trudy instituta VNII, 1959, iss. 19, pp. 115-133.
- Ponomareva I.N., Savchik M.B., Erofeev A.A. Uslovia primeneniia skin-faktora dlia otsenki sostoiianiia priskvazhinnykh zon produktivnykh plastov [Conditions of skin factor use when estimating the state of the critical area of formation]. *Nefitnoe khoziaistvo*, 2011, no. 7, pp. 114-115.
- Hurst W. Establishment of the skin effect and its impediment to fluid flow into a well bore. *The petroleum Engineer*, 1953, vol. XXV, no. 11, pp. B6-B16.
- Van Everdingen A.F. The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of a Well. *Journal of Petroleum Technology*, 1953, vol. 5, iss. 06, pp. 171-176. DOI: 10.2118/203-G
- Korn G., Korn T. Spravochnik po matematike dlia nauchnykh rabotnikov i inzhenerov [Handbook of Mathematics for Scientists and Engineers]. Moscow: Nauka, 1970.
- Dziubenko A.I., Merson M.E., Nikonov A.N. Informatsionnyi sposob povysheniia effektivnosti metodov vozdeistviia na prizaboinuiu zonu plasta v deistviushchikh skvazhinakh [Increase in efficiency of methods of bottomhole formation zone treatment in active wells by information technique]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2017, no. 2, pp. 148-157. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.5

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.
 Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
 Вклад авторов равноценен.