УДК 532.546

DOI: 10.17122/ngdelo-2021-3-49-58

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН В РЯДНОЙ СИСТЕМЕ РАЗРАБОТКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ С НИЗКОПРОНИЦАЕМОМ КОЛЛЕКТОРОМ

WELLTESTING FOR A LINEAR DEVELOPMENT SYSTEM IN LOW PERMEABILITY FORMATION

Г. Ф. Асалхузина**Guzyal F. Asalkhuzina**ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская ФедерацияRN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation**А. Я. Давлетбаев****Alfred Ya. Davletbaev**ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская ФедерацияRN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation**Р. И. Абдуллин****Rim I. Abdullin**ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская ФедерацияRN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation**Р. Р. Гареев****Rafael R. Gareev**ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская ФедерацияRN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation**А. П. Шиман****Aleksey P. Shiman**АО «НК «Конданефть»,
г. Ханты-Мансийск,
Российская ФедерацияKondaneft OC,
Khanty-Mansiysk,
Russian Federation**А. А. Лошак****Artem A. Loshak**АО «НК «Конданефть»,
г. Ханты-Мансийск,
Российская ФедерацияKondaneft OC,
Khanty-Mansiysk,
Russian Federation**М. О. Филев****Maksim O. Filev**АО «НК «Конданефть»,
г. Ханты-Мансийск,
Российская ФедерацияKondaneft OC,
Khanty-Mansiysk,
Russian Federation

В работе рассмотрены примеры проведенных гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на одном из месторождений Западной Сибири. Исследования в эксплуатационных скважинах проводятся в период освоения, в период этапа добычи, а также после перевода скважин в закачку. В период освоения скважин в ряде случаев выполняются оценки пластового давления. Затем данные по изменению давления в период работы с момента запуска скважины могут быть использованы для проведения анализа добычи и давления (АДД). Комбинирование этих двух методов ГДИС позволяет значительно увеличивать охват месторождения оценками параметров пласта в зонах бурения новых скважин.

В статье также обсуждаются результаты ГДИС, подтвердившие наличие эффекта самопроизвольного развития трещин автоГРП между нагнетательными скважинами в рядной системе разработки. В частности, проведено сравнение результатов ГДИС, выполненных в период добычи и после перевода скважины под закачку. Приведены примеры выполненных ГДИС методом гидропрослушивания, по результатам которых установлена гидродинамическая связь между соседними нагнетательными скважинами в рядной системе разработки. При этом одновременное проведение ГДИС в соседних нагнетательных скважинах в ряде случаев позволяет диагностировать отклики по давлению в остановленных реагирующих

Ключевые слова

гидродинамическое исследование
скважин; развитие трещин
автоГРП; индикаторные
диаграммы; гидропрослушивание;
низкопроницаемый пласт

© Асалхузина Г. Ф., Давлетбаев А. Я., Абдуллин Р. И., Гареев Р. Р., Шиман А. П., Лошак А. А., Филев М. О., 2021

скважинах и интерпретировать эти данные как исследование методом гидропрослушивания. Анализ кривых изменения давления в возмущающей и реагирующей нагнетательных скважинах при гидропрослушивании позволил получить оценку проницаемости трещины автоГРП между скважинами.

Результаты промысловых исследований свидетельствуют об объединении трещин в нагнетательных скважинах в одну протяженную магистральную трещину автоГРП в рядной системе разработки. Это необходимо учитывать при настройке гидродинамических моделей, выборе расстояний между скважинами в системе разработки, прогнозировании приемистости нагнетательных скважин при превышении давления закачки над минимальным смыкающим напряжением, а также при необходимости ограничения приемистости скважин, проведении мероприятий на скважинах. Также эффект самопроизвольного развития трещин автоГРП между нагнетательными скважинами необходимо учитывать при планировании и проведении гидродинамических исследований скважин, т.к. это влияет на успешность исследования и возможность оценки параметров пласта при наличии интерференции между скважинами в рядной системе разработки.

The examples of well testing in a low permeability field of Western Siberia are presented in the paper. Well testing is carried out during well cleanup, after long period of production and after switching to injection. Estimating reservoir pressure during well cleanup and further pressure history recording allow one to carry out production data analysis. Using such a combination of methods significantly increases the field coverage by values of reservoir pressure and other reservoir parameters in the drilling zones for new wells.

Besides, the paper presents the examples of well testing results which have proved spontaneous fracture growth in injection wells. In particular, results of well testing during production and after switching to injection are compared. By interference tests, hydrodynamic connection between neighboring injection wells was identified for a linear development system. In some cases, synchronous well testing of neighboring injectors allows one to detect pressure responses in shut-in observation wells and can be interpreted as an interference test. Pressure data analysis in active and observation injection wells gives an estimation of fracture permeability.

The studies show fractures in injection wells connect with induced fracture for a linear development system. The well testing results are used in hydrodynamic simulations, in field development to set the distance between wells, in forecasting of well injectivity when injection pressure exceeds minimal closing pressure.

Введение

В работе рассматривается месторождение Эргинского кластера, характеризующееся низкой проницаемостью пласта ($\sim 1 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Месторождение разрабатывается рядной системой разработки с наклонно-направленными добывающими скважинами с гидроразрывом пласта (ГРП) и горизонтальными скважинами с многостадийным ГРП (ГС с МГРП). Проектные нагнетательные скважины с ГРП после отработки на нефть переводятся под закачку. При этом на значительной части таких скважин перед переводом в нагнетание проводятся гидродинамические исследования скважин методом регистрации кривой восстановления давления (КВД). Практически 100 % исследований на добывающем фонде прово-

дится на скважинах, оснащенных датчиками ТМС на приеме насоса. Исследования скважин до и после перевода в нагнетание позволяют изучать изменение параметров трещин во времени.

Забойное давление в нагнетательных скважинах превышает начальное пластовое давление более чем на 20 МПа. При таких режимах эксплуатации в нагнетательных скважинах имеет место самопроизвольный рост трещин автоГРП [1]. Это подтверждается тем, что расход воды в скважине при закачке превышает величину притока жидкости в период добычи в 3–4 раза: такое кратное изменение не может быть объяснено перепадами давлений и изменением подвижности жидкости в пласте, и является косвенным подтверждением наличия

Keywords

welltests;
spontaneous growth
of induced fractures; injection test;
interference test;
low permeable reservoir

эффекта автоГРП. Неконтролируемый рост трещин автоГРП может стать причиной прорыва закачиваемой воды в добывающие скважины и их обводнения. В работе [2] обсуждаются такие примеры с выявленными источниками обводнения добывающих скважин.

Промысловые исследования, рассмотренные в данной работе, показывают, что рост трещин автоГРП в рядной системе разработки также возможен в рядах нагнетательных скважин после продолжительной закачки. Авторы обобщили программу исследовательских работ для изучения развития и оценки параметров трещин автоГРП между нагнетательными скважинами на месторождении. Программа промысловых исследований состояла из различных методов ГДИС на неустановившихся и установившихся режимах течения, а также гидропрослушивания и анализа взаимовлияния скважин.

Исследования добывающих скважин в период освоения, проведение анализа добычи и давления в период эксплуатации

В зонах бурения по новым скважинам, как правило, не хватает информации о текущих величинах пластового давления, фильтрационных параметрах пласта и параметрах заканчивания скважин. На раннем этапе разработки наиболее массовым методом получения оценок пластового давления является анализ калибровочных нагнетательных тестов (мини-ГРП), которые проводятся перед основной стадией ГРП [3]. После ГРП скважина эксплуатируется с регистрацией замеров дебита и давления с датчика давления ТМС. Непрерывные данные по изменению давления с ТМС и замеры дебита жидкости с момента запуска добывающих скважин в работу в дальнейшем используются для проведения анализа добычи и давления (АДД). При АДД учитываются оценки пластового давления по калибровочным нагнетательным тестам при ГРП. Это позволяет более достоверно оценить фильтрационные параметры пласта и заканчивания скважины [4, 5], т.к. отсутствие достоверной информации о величине пластового давления может привести к значительным погрешностям при АДД [6].

Анализ калибровочных нагнетательных тестов при ГРП позволяет также оценить давление смыкания трещины. Пластовые давления и давления смыкания трещины по мини-ГРП используются для дополнения зависимости давления смыкания трещины от

пластового давления. В работе [7] приведена зависимость давления смыкания от пластового давления и показано, что в нагнетательных скважинах давление смыкания может быть оценено только в области высоких пластовых давлений. Это обусловлено тем, что исследования методом индикаторных диаграмм (ИД) в нагнетательных скважинах с автоГРП проводятся после продолжительной закачки. Соответственно, для построения зависимости давления смыкания трещины от пластового давления по ГДИС методом ИД в нагнетательных скважинах, как правило, недостаточно точек при низких пластовых давлениях (ниже начального пластового давления ~25 МПа). Поэтому эта зависимость, построенная по результатам проведения по ИД в нагнетательных скважинах, может быть дополнена оценками давлений смыкания трещины и пластовых давлений по нагнетательным тестам при ГРП с забойными манометрами.

Еще одним методом уточнения пластового давления в зонах бурения новых скважин является проведение непродолжительных КВД в период освоения скважины. Суть метода заключается в следующем: перед запуском скважин в работу проводится ГДИС с короткой добычей и остановкой для регистрации КВД (рисунок 1). В случае «короткой» добычи (как правило, в течение ~ 2 сут) с непродолжительной остановкой на КВД, которая кратно превышает период добычи, удается с достаточной для практики точностью оценить величину пластового давления. При этом по КВД не требуется псевдораздельного режима течения на log-log графике, который достигается в низкопроницаемых коллекторах и в скважинах с трещинами ГРП на временах до 1,5 мес. Стоит отметить, что исследования с «короткими» этапами добычи и остановки на КВД не позволяют получить достоверные оценки фильтрационных параметров пласта и заканчивания скважины. Однако полученная оценка пластового давления по непродолжительному КВД может быть использована при проведении АДД.

Непродолжительные КВД также могут быть проведены в процессе эксплуатации скважины. При отсутствии информации о начальном пластовом давлении на этапе ввода скважины в эксплуатацию проведение непродолжительных КВД уже в процессе эксплуатации скважины позволяет повысить достоверность получаемых по АДД параметров [6].

Рисунок 1. Пример «короткого» периода добычи и «короткого» КВД в период освоения и последующего продолжительного периода для АДД с ТМС

Неопределенность в оценке пластового давления может привести к множеству решений обратной задачи, которые будут удовлетворительно описывать замеренные промысловые данные. При этом при совместной интерпретации АДД и КВД малой длительности ошибка в определении параметров пласта существенно снижается, т.к. выбранная комбинация модели «скважина-пласт-границы пласта» проверяется и на log-log графике АДД и КВД. Описанный комбинированный подход позволяет получить параметры пласта с меньшими потерями в добыче по сравнению с классическими исследованиями с длительной добычей до момента выхода скважины на установившийся режим притока с остановкой на регистрацию КВД и регистрацией давления до момента достижения псевдорadiaльного режима течения.

Диагностирование трещин автоГРП путем проведения гидропрослушиваний и анализа взаимовлияния скважин

В работе [8] для подтверждения автоГРП авторами выполнено сравнение параметров пласта и трещины, полученных при проведении КВД в период добычи и при проведении исследований методом кривой падения давления (КПД) после перевода скважины в нагнетание. При сравнении log-log графиков может отмечаться увеличение периода линейного режима течения на КПД в период нагнетания в сравнении с КВД в период добычи. Это обуславливается самопроизвольным ростом трещин автоГРП при превышении давления за-

качки над минимальным смыкающим напряжением [9]. Для сравнения результатов ГДИС в период добычи также могут быть использованы результаты АДД.

В работе [2] рассмотрены методы диагностирования гидродинамической связи между скважинами в низкопроницаемых коллекторах с развитием трещин автоГРП в нагнетательных скважинах. Проведение ГДИС методом установившихся режимов закачки (или методом построения индикаторных диаграмм) позволяет проверить наличие эффекта автоГРП в нагнетательных скважинах и уточнить давления смыкания трещины. При этом зависимости давления нагнетания от расхода закачиваемой жидкости, т.е. индикаторные диаграммы, имеют нелинейный вид. Коэффициенты приемистости при давлениях закачки выше и ниже давления смыкания трещин автоГРП в среднем отличаются в 4 раза.

Наиболее информативным методом выявления гидродинамической связи между скважинами, которые соединились трещиной автоГРП, является исследование методом гидропрослушивания. В период добычи (т.е. при отработке на нефть перед переводом в закачку) в одной из добывающих скважин ХХ12 произошел резкий рост дебита жидкости, обводненности и забойного давления. Предварительный анализ взаимовлияния скважин свидетельствует, что произошел прорыв воды от соседней нагнетательной скважины ХХ03, находящейся вдоль линии регионального напряжения на расстоянии ~ 400 м.

Проведение исследования методом гидропрослушивания между нагнетательными скважинами выполнено после перевода под закачку добывающей скважины ХХ12. Возмущение осуществлялось в нагнетательной скважине ХХ03, при этом следующая в ряду нагнетательная скважина ХХ02, находящаяся юго-восточнее, также включена в программу гидропрослушивания как реагирующая скважина. В соседних рядах добывающих ГС с МГРП также выполнялся анализ данных давления по ТМС, дебиту жидкости и обводненности. План работ предполагал последовательную остановку нагнетательных скважин, после чего создавалось возмущение путем возобновления закачки в нагнетательной скважине ХХ03 и отработки на нескольких режимах закачки с повышением забойного давления.

Кривые изменения давления по данным глубинных манометров в период гидропрослушивания и ходе проведения исследования представлены на рисунке 2. Как видно из рисунка 2, остановки и запуски возмущающей скважины ХХ03 приводят к мгновенному изменению тренда давления в реагирующей скважине ХХ12. Дальнейшее изменение режимов работы возмущающей скважины ХХ03 мгновенно отражается на динамике изменения давления в реагирующей скважине ХХ12. При этом кривая изменения давления в реагирующей скважине ХХ12 практически в точ-

ности повторяет динамику изменения давления в возмущающей скважине ХХ03. Учитывая, что пласт на данном месторождении характеризуется низкой проницаемостью (около $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²), такой мгновенный отклик может быть обусловлен только наличием высокопроводящей трещины автоГРП [10], которая соединила нагнетательные скважины в рядной системе разработки.

Время отклика по давлению между скважинами ХХ03 и ХХ12 в рядной системе использовалось для оценки проницаемости трещины автоГРП $k_f \sim 16 - 65$ мкм²:

$$y = 2 \cdot \sqrt{\kappa t},$$

$$\text{где } \kappa = \frac{k_f}{(\varphi_f \mu C_{gf})};$$

φ_f — пористость;

μ — вязкость;

C_{gf} — общая сжимаемость в трещине;

y — расстояние между скважинами.

На второй реагирующей скважине ХХ02 отклик по давлению не получен. При интерпретации КПД в нагнетательной скважине ХХ02 получена оценка проницаемости пласта $\sim 0,9 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Диагностирование протяженной магистральной трещины автоГРП между соседними нагнетательными скважинами выполнено при совместном проведении ГДИС методом ИД-КПД и КПД. В нагнетательной

Рисунок 2. Кривые изменения давления при гидропрослушивании между нагнетательными скважинами с трещиной автоГРП

скважине XX14 при проведении ГДИС методом КПД спустя более 300 ч после остановки отмечается рост давления (рисунок 3). Данный рост давления совпал с мероприятиями по увеличению устьевого давления на кусте скважин за счет подключения новых агрегатов в систему поддержания пластового давления. Предварительно было выдвинуто предположение о том, что рост давления связан с наличием пропусков на устье скважины. Однако ревизия фонтанной арматуры не выявила пропусков. Кроме того, скважина перед остановкой для проведения исследования дополнительно была перекрыта на блоке распределения воды.

Так как наличие пропусков не подтвердилось, в дальнейшем этот рост давления в остановленной нагнетательной скважине XX14 связали с влиянием окружающих нагнетательных скважин, находящихся вдоль линии реги-

онального напряжения по трещине автоГРП. Для проверки этого предположения была остановлена нагнетательная скважина XX21 с наибольшей приемистостью, находящаяся юго-восточнее от реагирующей скважины. Однако при создании возмущения путем остановки и возобновления закачки в скважине XX21 в реагирующей нагнетательной скважине XX14 отклик по давлению не получен. На другой соседней нагнетательной скважине XX13, которая находится северо-западнее от реагирующей нагнетательной скважины XX14, в рамках ежемесячного графика исследований запланировано проведение ГДИС на установившихся режимах закачки с прослеживанием динамики изменения давления и расхода закачиваемой жидкости.

При постепенном (каждые ~ 5 сут) снижении забойного давления в нагнетательной

Рисунок 3. Кривые изменения давления при ГДИС

скважине XX13 и достижении режимов закачки со штуцерами от 10 мм и менее в реагирующей скважине XX14 отмечается отклик по давлению, который также сопровождается снижением давления. При дальнейшем снижении забойного давления в скважине XX13 также отмечается практически мгновенный отклик в реагирующей скважине XX14. После режима ИД с минимальным диаметром проходного сечения штуцера возмущающая скважина XX13 остановлена.

Для установления гидродинамической связи между скважинами проведена сначала остановка и в дальнейшем возобновлена закачка в нагнетательной скважине XX13.

Изменения давления и расхода в скважине XX13 мгновенно отразились на динамике изменения давления в наблюдательной нагнетательной скважине XX14. Вероятно, при проведении ГДИС методом КПД в реагирующей нагнетательной скважине XX14 диагностирован прорыв трещины автоГРП от нагнетательной скважины XX13, в которой повысилось устьевое давление.

Стоит отметить, что перед переводом в закачку обе скважины эксплуатировались с обводненностью около 20 %. Проведение АДД по скважине XX14 в период добычи показало, что влияние соседних скважин проявляется только после 1000 ч работы, т.е.

в период добычи между скважинами не было высокопроводящей трещины до перевода в нагнетание. Следовательно, скважины соединились трещиной автоГРП после перевода скважин под закачку и после увеличения устьевого давления. Данные на каждом режиме работы использовались для оценки изменения длины трещины в динамике. Длина трещины на минимальных режимах закачки и при остановке на КПД составляет ~ 280 м.

Таким образом, исходные данные по совместному проведению ГДИС в соседних скважинах интерпретировались как гидропрослушивание. В результате интерпретации данных выявлена трещина автоГРП между нагнетательными скважинами в рядной системе разработки [11].

На рисунке 4 приведены значения обводненности перед переводом проектных нагнетательных скважин под закачку, накопленная закачка воды по нагнетательным скважинам

Рисунок 4. Статистика по накопленной закачке жидкости, оценкам пластового давления в нагнетательных скважинах перед проведением ГДИС и значения обводненности перед переводом скважин в нагнетание

перед проведением ГДИС методом КПД, оценка значения пластового давления по ГДИС методом КПД и наличие/отсутствие выявленной гидродинамической связи с соседними в ряду нагнетательными скважинами. Статистический анализ по выполненным ГДИС методом КПД за 3 года после ввода на месторождении системы поддержания пластового давления показал, что ежегодно увеличивается количество случаев, по которым диагностируется гидродинамическая связь по трещинам автоГРП между нагнетательными скважинами в рядной системе. В первый год эксплуатации нагнетательных скважин по результатам ГДИС методом КПД на log-log графиках производных не были выявлены аномалии. На второй год в 2 случаях из 9 по ГДИС методом КПД выявлена гидродинамическая связь с соседней нагнетательной скважиной. На третий год при проведении всех 9 ГДИС методом КПД отмечается влияние соседней нагнетательной скважины.

Факторный анализ показывает, что рост трещин автоГРП в 5 случаях произошел после перевода скважин под закачку при превышении объема накопленной закачки жидкости более ~ 9 тыс. м³. По остальным 7 скважинам обвод-

ненность в период добычи и перед переводом в закачку не превышала 50 % (при начальной обводненности ~ 10 %). Увеличение обводнения этих скважин в период отработки в добычу вероятно связано с ростом трещин автоГРП в соседних нагнетательных скважинах.

Выводы

Проведение непродолжительного КВД после «короткого» периода отбора позволяет получить оценку пластового давления. Комбинирование таких КВД с проведением АДД позволяет с меньшими потерями в добыче оценить параметры пласта и заканчивания скважины, как при классическом ГДИС методом КВД.

В рядной системе разработки отмечается рост трещин автоГРП между нагнетательными скважинами. При этом трещины в нагнетательных скважинах после продолжительной закачки также могут соединяться, образуя протяженные каналы с высокой проводимостью.

Для диагностирования наличия развития трещин автоГРП в нагнетательных скважинах рекомендуется сопоставлять результаты ГДИС на неустановившихся режимах в период добычи и после перевода в закачку.

Изменение длительности линейного/билинейного режима течения на log-log графике свидетельствует об изменении геометрических размеров трещин в скважинах.

Одновременное проведение ГДИС в соседних нагнетательных скважинах в рядной системе разработки в ряде случаев позволяет анализировать совокупность ГДИС как исследование методом гидропрослушивания. Такие гидропрослушивания наряду с другими исследованиями позволяют не только диагностировать наличие протяженной магистральной трещины автоГРП между нагнетательными скважинами, но также получать оценку фильтрационных параметров этой трещины.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мальцев В.В., Асмандияров Р.Н., Байков В.А., Усманов Т.С., Давлетбаев А.Я. Исследование развития трещин автоГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 70–73.
2. Давлетбаев А.Я., Асалхузина Г.Ф., Иващенко Д.С., Федоров А.И., Фурсов Г.А., Назаргалин Э.Р., Слабейский А.А., Сергейчев А.В., Ямалов И.Р., Валеева Э.З. Гидродинамические методы контроля за развитием трещин автоГРП при заводнении в низкопроницаемых коллекторах // Russian Petroleum Technology: Materials of SPE Conference. Moscow, Russia. 2015. SPE 176562-MS. DOI: 10.2118/176562-MS.
3. Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я., Ильясов А.М., Махота Н.А., Нуриев А.Х., Назаргалин Э.Р., Пестриков А.В., Сергейчев А.В. Анализ кривых падения давления после нагнетательных тестов при гидроразрыве пласта // Нефтяное хозяйство. 2016. № 11. С. 41–45.
4. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Долговременный мониторинг промысловых параметров, как знаковое направление развития современных ГДИС // Инженерная практика. 2012. № 9. С. 4–8.
5. Уразов Р.Р., Давлетбаев А.Я., Сеницкий А.И., Нуриев А.Х., Торопов К.В., Сергейчев А.В., Филев М.О. Анализ добычи и давления по горизонтальным скважинам с многостадийным гидроразрывом пласта // Нефтяное хозяйство. 2020. № 10. С. 62–67. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-10-62-67.
6. Ишкин Д.З., Нуриев Р.И., Давлетбаев А.Я., Исламов Р.Р., Асалхузина Г.Ф. Комбинирование анализа добычи и недослеженных ГДИС методом КВД в условиях низкопроницаемых пластов для газовых скважин // Russian Petroleum Technology: Materials of SPE Conference and Exhibition. Moscow, Russia. 2016. SPE-181974-MS. DOI: 10.2118/181974-MS.
7. Махота Н.А., Давлетбаев А.Я., Федоров А.И., Асмандияров Р.Н., Афанасьев И.С., Сергейчев А.В., Ямалов И.Р. Примеры интерпретации данных мини-ГРП в низкопроницаемых коллекторах // Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical: Materials of SPE Conference and Exhibition. Moscow, Russia. 2014. SPE-171175-MS. DOI: 10.2118/171175-MS.

Результаты промысловых исследований по выявлению трещин автоГРП рекомендуется использовать при проектировании систем разработки, настройке гидродинамических моделей, а также учитывать при планировании мероприятий на скважинах, например, при зарезке боковых стволов [12, 13] и др.

Авторы выражают благодарность геологической службе АО «НК «Конданефть» за помощь при организации промысловых измерений, к.ф.-м.н. А.И. Федорову, к.ф.-м.н. В.В. Сарануловой, к.ф.-м.н. Д.С. Иващенко (ООО «РН-БашиНИПИнефть») за ценные советы при подготовке статьи.

8. Байков В.А., Давлетбаев А.Я., Асмандияров Р.Н., Усманов Т.С., Степанова З.Ю. Специальные гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 1. С. 65–75. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Baikov/Baikov_1.pdf (дата обращения: 14.03.2021).
9. Федоров А.И., Давлетова А.Р. Симулятор напряженного состояния пласта для определения направления развития трещин // Геофизические исследования. 2014. Т. 15. № 1. С. 15–26.
10. Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я., Нуриев Р.И. Гидродинамическое исследование скважин с магистральной техногенной трещиной гидроразрыва пласта: численное моделирование и анализ промысловых данных // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2017. № 6. С. 56–62. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-6-56-62.
11. Байков В.А., Жданов Р.М., Муллагалиев Т.И., Усманов Т.С. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 1. С. 84–98. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Baikov/Baikov_2.pdf (дата обращения: 14.03.2021).
12. Иващенко Д.С., Бобренева Ю.О., Гимранов И.Р., Давлетбаев А.Я., Сергейчев А.В., Щутский Г.А. Комплексирование результатов гидродинамических исследований и геомеханико-гидродинамического моделирования для прогнозирования зон аномально высокого пластового давления // Нефтяное хозяйство. 2019. № 6. С. 66–70. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-6-66-70.
13. Давлетова А.Р., Федоров А.И., Щутский Г.А. Анализ риска самопроизвольного роста трещин гидроразрыва пласта в вертикальном направлении // Нефтяное хозяйство. 2019. № 6. С. 50–53. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-6-50-53.

REFERENCES

1. Maltsev V.V., Asmandiyarov R.N., Baikov V.A., Usmanov T.S., Davletbaev A.Ya. Issledovanie razvitiya treshchin avtoGRP na opytном uchastke Priobskogo mestorozhdeniya s lineinoy sistemoy razrabotki [Testing of Auto

Hydraulic-Fracturing Growth of the Linear Oilfield Development System of Priobskoye Oil Field]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2012, No. 5, pp. 70–73. [in Russian].

2. Davletbaev A.Ya., Asalkhuzina G.F., Ivashchenko D.S., Fedorov A.I., Fursov G.A., Nazargalin E.R., Slabetskii A.A., Sergeichev A.V., Yamalov I.R., Valeeva E.Z. Gidrodinamicheskie metody kontrolya za razvitiem treshchin avtoGRP pri zavodnenii v nizkopronitsaemykh kollektorakh [Methods of Research for the Development of Spontaneous Growth of Induced Fractures During Flooding in Low Permeability Reservoirs]. *Materials of SPE Conference «Russian Petroleum Technology»*. Moscow, Russia, 2015, SPE 176562-MS. DOI: 10.2118/176562-MS. [in Russian].

3. Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Ya., Ilyasov A.M., Makhota N.A., Nuriev A.Kh., Nazargalin E.R., Pestrikov A.V., Sergeichev A.V. Analiz krivyykh padeniya davleniya posle nagnetatel'nykh testov pri gidrorazryve plasta [Pressure Fall-Off Analysis after Test Injections During Hydraulic Fracturing]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2016, No. 11, pp. 41–45. [in Russian].

4. Kremenetskii M.I., Ipatov A.I. Dolgovremennyy monitoring promyslovyykh parametrov, kak znakovoe napravlenie razvitiya sovremennykh GDIS [Long-Term Monitoring of Production Parameters as a Landmark Direction in the Development of Modern Well Testing]. *Inzhenernaya praktika — Engineering Practice*, 2012, No. 9, pp. 4–8. [in Russian].

5. Urazov R.R., Davletbaev A.Ya., Sinitskii A.I., Nuriev A.Kh., Toropov K.V., Sergeichev A.V., Filev M.O. Analiz dobychi i davleniya po gorizonta'nym skvazhinam s mnogostadiinym gidrorazryvom plasta [Rate Transient Analysis of Fractured Horizontal Wells]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2020, No. 10, pp. 62–67. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-10-62-67. [in Russian].

6. Ishkin D.Z., Nuriev R.I., Davletbaev A.Ya., Islamov R.R., Asalkhuzina G.F. Kombinirovaniye analiza dobychi i nedoslezhenyykh GDIS metodom KVD v usloviyakh nizkopronitsaemykh plastov dlya gazovykh skvazhin [Decline-Analysis/Short Build-up Welltest Analysis of Low Permeability Gas Reservoir]. *Materials of SPE Conference and Exhibition «Russian Petroleum Technology»*. Moscow, Russia, 2016, SPE-181974-MS. DOI: 10.2118/181974-MS. [in Russian].

7. Makhota N.A., Davletbaev A.Ya., Fedorov A.I., Asmandiyarov R.N., Afanas'ev I.S., Sergeichev A.V., Yamalov I.R. Primery interpretatsii dannykh mini-GRP v nizkopronitsaemykh kollektorakh [Examples of Mini-Frac Test Data Interpretation in Low-Permeability Reservoir]. *Materials of SPE Conference and Exhibition «Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical»*. Moscow,

Russia, 2014, SPE-171175-MS. DOI: 10.2118/171175-MS. [in Russian].

8. Baikov V.A., Davletbaev A.Ya., Asmandiyarov R.N., Usmanov T.S., Stepanova Z.Yu. Spetsial'nye gidrodinamicheskie issledovaniya dlya monitoringa za razvitiem treshchin GRP v nagnetatel'nykh skvazhinakh [Special Well Tests to Fractured Water Injection Wells]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» — Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2011, No. 1, pp. 65–75. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Baikov/Baikov_1.pdf (accessed 14.03.2021). [in Russian].

9. Fedorov A.I., Davletova A.R. Simulyator napryazhennogo sostoyaniya plasta dlya opredeleniya napravleniya razvitiya treshchin [Reservoir Stress State Simulator for Determining of Fracture Growth Direction]. *Geofizicheskie issledovaniya — Geophysical Research*, 2014, Vol. 15, No. 1, pp. 15–26. [in Russian].

10. Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Ya., Nuriev R.I. Gidrodinamicheskoe issledovanie skvazhin s magistral'noi tekhnogennoi treshchinoi gidrorazryva plasta: chislennoe modelirovaniye i analiz promyslovyykh dannykh [Interference Test to Fractured Injection Wells: Mathematical Model and Field Case]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz — Oil and Gas Studies*, 2017, No. 6, pp. 56–62. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-6-56-62. [in Russian].

11. Baikov V.A., Zhdanov R.M., Mullagaliev T.I., Usmanov T.S. Vybory optimal'noi sistemy razrabotki dlya mestorozhdenii s nizkopronitsaemykh kollektorami [Selecting the Optimal System Design for the Fields with Low-Permeability Reservoirs]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» — Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2011, No. 1, pp. 84–98. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Baikov/Baikov_2.pdf (accessed 14.03.2021). [in Russian].

12. Ivashchenko D.S., Bobreneva Yu.O., Gimranov I.R., Davletbaev A.Ya., Sergeichev A.V., Shchutskii G.A. Kompleksirovaniye rezul'tatov gidrodinamicheskikh issledovaniy i geomekhaniko-gidrodinamicheskogo modelirovaniya dlya prognozirovaniya zon anomal'no vysokogo plastovogo davleniya [Forecasting Risks of Overpressured Zones by Combining Well Tests, Geomechanical and Reservoir Simulation]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2019, No. 6, pp. 66–70. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-6-66-70. [in Russian].

13. Davletova A.R., Fedorov A.I., Shchutskii G.A. Analiz riska samoproizvol'nogo rosta treshchin gidrorazryva plasta v vertikal'nom napravlenii [Risk Analysis of Self-Induced Hydraulic Fracture Growth in Vertical Plane]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2019, No. 6, pp. 50–53. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-6-50-53. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

Асальхузина Гузьяль Фаритовна, ведущий специалист отдела проектирования и анализа исследований скважин и пластов, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Guzyal F. Asalkhuzina, Leading Specialist of Designing and Analysis Welltests Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: AsalkhuzinaGF@bnipi.rosneft.ru

Давлетбаев Альфред Ядгарович, канд. физ.-мат. наук, начальник управления по моделированию и анализу исследований скважин и пластов, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Alfred Ya. Davletbaev, Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Head of Modeling and Analysis Welltests Directorate, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: DavletbaevAY@bnipi.rosneft.ru

Абдуллин Рим Ильдусович, начальник отдела проектирования и анализа исследований скважин и пластов, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Rim I. Abdullin, Head of Designing and Analysis Welltests Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: AbdullinRI@bnipi.rosneft.ru

Гареев Рафаэль Радикович, директор по геологии и проектированию разработки месторождений, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Rafael R. Gareev, Director for Geology and Field Development Design, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: GareevRR@bnipi.rosneft.ru

Шиман Алексей Петрович, главный специалист отдела управления заводнением, АО «НК «Конданефть», г. Ханты-Мансийск, Российская Федерация

Aleksey P. Shiman, Chief Specialist of Flooding Management Department, Kondaneft OC, Khanty-Mansiysk, Russian Federation

e-mail: Aleksey.Shiman@knd-oil

Лошак Артем Александрович, начальник отдела управления заводнением, АО «НК «Конданефть», г. Ханты-Мансийск, Российская Федерация

Artem A. Loshak, Head of Flooding Management Department, Kondaneft OC, Khanty-Mansiysk, Russian Federation

e-mail: Artem.Loshak@knd-oil

Филев Максим Олегович, заместитель главного директора – главный геолог, АО «НК «Конданефть», г. Ханты-Мансийск, Российская Федерация

Maksim O. Filev, Deputy Chief Director – Chief Geologist, Kondaneft OC, Khanty-Mansiysk, Russian Federation

e-mail: Maxim.Filev@knd-oil.ru