

Апробация подхода к подбору скважин-кандидатов на мероприятия в низкопроницаемых газовых пластах по результатам анализа добычи и давлений в ПК «РН-ВЕГА»

Ишкин Д.З.¹, Адельгузина Э.М.¹, Асалхузина Г.Ф.¹, Давлетбаев А.Я.¹, Ефимова М.В.¹, Захаржевский Ю.А.², Ромашкин С.В.², Шаронов М.В.², Архипов Ю.А.³, Лознюк О.А.³

¹ООО «РН-БашНИПинефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия; ²АО «Роспан Интернешнл», Новый Уренгой, Россия; ³ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
dz_ishkin@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В статье обсуждаются вопросы апробации и применения «малозатратных» методов газодинамических исследований скважин в условиях низко- и сверхнизкопроницаемых коллекторов. Информативность традиционных газодинамических исследований скважин методом регистрации кривой восстановления давления в остановленной газовой скважине в таких условиях не позволяет достоверно оценить фильтрационные параметры пласта и величину пластового давления. Поэтому особенно актуальным является развитие технологий, позволяющих осуществлять контроль за энергетическим состоянием пласта.

Ограниченное применение традиционных видов исследований на нефтяных месторождениях успешно компенсируется за счет масштабного применения «малозатратных» видов исследований скважин. Анализ данных нагнетательных тестов при гидравлическом разрыве пласта и анализ данных добычи и давления в механизированных скважинах активно используются для решения производственных задач и получили широкое распространение на нефтяных месторождениях с низко- и сверхнизкопроницаемыми коллекторами.

В работе приведены примеры апробации комплексного анализа динамических данных по добыче и давлениям газовых скважин в ПК «РН-ВЕГА». По скважинам с наличием достаточного объема промысловых динамических данных получены оценки фильтрационно-емкостных свойств пласта и восстановлена динамика изменения пластового давления. На основе полученных результатов выполнен факторный анализ причин изменения дебита скважин с оценками вкладов изменений забойного давления, пластового давления и коэффициента продуктивности. По рассмотренным скважинам получена хорошая сходимость результатов факторного анализа причин изменения добычи с фактически проведенными мероприятиями на скважинах. По результатам анализа отдельных участков месторождения составлен рейтинг скважин-кандидатов на геолого-технические мероприятия. Скважины с наибольшим снижением добычи за счет ухудшения коэффициента продуктивности и с наименьшим падением пластового давления рассматриваются как наиболее предпочтительные. Результаты работы учтены при формировании программы геолого-технических мероприятий, в том числе на проведение повторной операции гидравлического разрыва пласта.

Материалы и методы

Материалы: динамические данные работы скважин.
Методы: кривая восстановления давления, анализ добычи и давлений, факторный анализ.

Ключевые слова

низкопроницаемые газовые пласты, газодинамические исследования скважин, анализ добычи и давлений, динамические данные эксплуатации скважин, пластовое давление, повторный гидроразрыв пласта, факторный анализ

Коллектив авторов выражает благодарность Д.В. Савчуку, И.В. Самсонову, К.А. Харламову, А.А. Ибатулину, Е.А. Ключниковой, Э.К. Абдрахмановой, П.Н. Стецюк (АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ») за обсуждение результатов работы и ценные замечания, которые позволили значительно улучшить содержание статьи и запланировать дальнейшие исследования, Р.Р. Уразову, А.А. Хисамову, Б.И. Муллагалиеву, В.В. Сарapulовой (ООО «РН-БашНИПинефть») за методическую поддержку, а также С.В. Ромашкину (АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ»), А.В. Пестрикову, Р.А. Шайбакову (ПАО НК «Роснефть») за поддержку научно-исследовательских работ и реализации лучших практик в корпоративном ПК «РН-ВЕГА», команду разработчиков «РН-ВЕГА» за профессиональную работу по развитию корпоративного ПК «РН-ВЕГА»

Для цитирования

Ишкин Д.З., Адельгузина Э.М., Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я., Ефимова М.В., Захаржевский Ю.А., Ромашкин С.В., Шаронов М.В., Архипов Ю.А., Лознюк О.А. Апробация подхода к подбору скважин-кандидатов на мероприятия в низкопроницаемых газовых пластах по результатам анализа добычи и давлений в ПК «РН-ВЕГА» // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 86–90. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-86-90

Поступила в редакцию: 30.07.2024

GAS INDUSTRY

UDC 536.253 | Original Paper

Approbation of approach to the selection of wells for operations in low-permeability gas reservoirs based on the results of production rate transient analysis in RN-VEGA

Ishkin D.Z.¹, Adelguzhina E.M.¹, Asalkhuzina G.F.¹, Davletbaev A.Ya.¹, Efimova M.V.¹, Zakharzhevsky Yu.A.², Romashkin S.V.², Sharonov M.V.², Arkhipov Yu.A.³, Loznyuk O.A.³

¹“RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia, ²“ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Novy Urengoy, Russia, ³“NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia
dz_ishkin@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The paper of testing and applying production rate transient analysis of gas wells in the low-permeability reservoirs are discussed. The informativeness of traditional well testing of gas wells by recording the pressure build-up curve in gas well, in such conditions, does not allow for a reliable assessment of the productivity parameters of the formation and the amount of reservoir pressure. Therefore, the development of technologies that allow monitoring the formation pressure is especially relevant. The limited use of conventional well testing in oil fields is successfully compensated by the large-scale use of RTA methods of well testing. Analysis of hydraulic fracturing injection test data and production rate transient analysis are actively used to solve production problems and have become widespread in oil fields with low-permeability reservoirs. The paper provides examples of testing a comprehensive dynamic production data analysis of gas wells in the «RN-VEGA» software. Estimates of the filtration and reservoir properties were obtained and the dynamics of changes in reservoir pressure were restored for wells with a sufficient amount of field dynamic data. A factor analysis of the reasons of changes in the flow rate of wells was performed with estimates of the contributions of changes in the productivity coefficient, bottom-hole and reservoir pressure based on the results. For the wells considered, a good convergence of the results of the factor analysis of the reasons of production changes with the factual actions carried out at the wells was obtained. A rating of candidate wells for geological/engineering operations has been compiled based on the results of the analysis of individual sections of the field. Wells with the greatest reduction in production are considered the most preferable due to a deterioration of the productivity coefficient and with the lowest drop in reservoir pressure. The results of the work were taken into account when forming a program of geological/engineering operations, including repeated hydraulic fracturing operations.

Materials and methods

Materials: dynamic data of well operation.

Methods: pressure build-up, production rate transient analysis (RTA), factor analysis.

Keywords

low-permeability gas reservoirs, well testing of gas wells, production rate transient analysis, dynamic data of well, reservoir pressure, refracting, factor analysis

For citation

Ishkin D.Z., Adelguzhina E.M., Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Ya., Efimova M.V., Zakhazhevsky Yu.A., Romashkin S.V., Sharonov M.V., Arkhipov Yu.A., Loznyuk O.A. Approach of approach to the selection of wells for operations in low-permeability gas reservoirs based on the results of production rate transient analysis in RN-VEGA. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 86–90. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-86-90

Received: 30.07.2024

Введение

При разработке низко- и сверхнизкопроницаемых коллекторов (менее $1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$) газовых и газоконденсатных месторождений актуальной задачей является контроль энергетического состояния залежей [1–3]. Информативность традиционных газодинамических исследований скважин (ГазДИ) методом регистрации кривой восстановления давления (КВД) в остановленной газовой скважине не позволяет достоверно оценить фильтрационные параметры пласта и величину пластового давления [4]. Основная проблема связана с продолжительностью остановки скважины, которой на практике зачастую недостаточно для выделения псевдораздиального режима течения [5], а также с влиянием скважин окружения на кривую изменения давления на поздних временах. Кроме того, количество и успешность традиционных исследований не всегда позволяют обеспечить необходимый охват замерами в масштабах месторождения. Наличие зон с недостаточным охватом ГазДИ может приводить к снижению эффективности управления режимами работы скважин, а также снижению качества прогнозирования геолого-технических мероприятий.

Ограниченное применение традиционных видов исследований на нефтяных месторождениях успешно компенсируется за счет масштабного применения «малозатратных» видов гидродинамических исследований скважин. Анализ данных нагнетательных тестов при гидравлическом разрыве пласта (ГРП) (мини-ГРП) и анализ данных добычи и давления (АДД) в механизированных скважинах успешно используются для решения производственных задач и получили широкое распространение на низкопроницаемых коллекторах нефтяных месторождений [6–8].

В данной работе обсуждаются вопросы, связанные с возможностью апробации и применения перечисленных «малозатратных» методов в газовых и газоконденсатных скважинах с применением ПК «РН-ВЕГА» [9–10]. Метод АДД может быть использован для оценки динамики изменения пластового

давления в области дренирования и проведения факторного анализа причин изменения добычи в скважине. В дальнейшем полученные результаты могут быть использованы для оценки эффективности выполненных геолого-технических мероприятий (ГТМ) и составления рейтинга скважин-кандидатов для проведения повторных мероприятий по интенсификации добычи.

Ранжирование скважин и практический пример анализа данных добычи и давления

Объектом исследования для апробации подходов является газоконденсатное месторождение с проницаемостью пласта менее 1 мД. Средние величины дебита скважин по газу ~300 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, по газовому конденсату ~30 т/сут, по воде ~3 $\text{м}^3/\text{сут}$, начальное пластовое давление ~60 МПа.

На рассматриваемом объекте насчитывается 66 действующих скважин. Оснащенность скважин телеметрической системой (ТМС) на месторождении составляет 74 %. Однако полнота промысловых данных, полученных с глубинных датчиков давления ТМС, по скважинам отличается. В связи с этим предварительно осуществлено ранжирование скважин по полноте полученных исходных данных по давлениям и дебитам. При интерпретации промысловых данных предварительно ставилась цель диагностировать не только наличие псевдораздиального режима течения, но и режимов течения, обусловленных влиянием работы скважин окружения, проявлением границ области дренирования. С учетом коллекторских свойств объекта, а также выполненных операций ГРП для анализа в основном принимались скважины с наличием динамических промысловых данных, длительность которых составляла не менее одного года. В итоге интерпретация выполнена на 40 % скважин, оснащенных датчиками ТМС, остальные скважины «находятся» в режиме накопления промысловых данных.

На рисунке 1 представлен пример АДД в наклонно-направленной скважине с ГРП

в ПК «РН-ВЕГА». Продолжительность данных отслеживания скважины позволила диагностировать режимы течения, обусловленные влиянием трещины ГРП и скважин окружения. Для совмещения расчетных кривых с фактическими измеренными данными в модели «скважина-граница пласта» ПК «РН-ВЕГА» границы области дренирования соответствуют фактическим расстояниям до скважин окружения. В среднем расстояние между скважинами составляет 1 500 м, расстояние до границ области дренирования скважины составляет от 650 до 800 м.

Анализ продолжительных (не менее одного года) динамических данных эксплуатации скважин (данные по дебиту и забойному давлению скважин) позволяет оценить фильтрационные параметры пласта и площадь области дренирования. На следующем шаге модель «скважина-граница пласта», настроенная на промысловые динамические данные, используется для восстановления динамики изменения пластового давления. Для оценок пластовых давлений в ПК «РН-ВЕГА» задается длительность «синтетической» остановки скважины, необходимой для восстановления до текущего пластового давления. На каждом расчетном шаге моделируется «синтетическая» КВД с указанной длительностью, что позволяет рассчитать кривую изменения пластового давления на протяжении всей истории работы скважины. Для модели замкнутого пласта длительность КВД соответствует времени полного восстановления давления, для иных случаев длительность КВД может быть задана в соответствии со временем, необходимым для достижения возмущения до контура питания скважины.

Описание подхода по факторному анализу причин изменения добычи в скважине

Важной задачей контроля разработки месторождения является анализ изменения добычи базового фонда и выделение скважин с максимальными темпами снижения добычи и определения причин за счет выполнения

факторного анализа (ФА) [11–12]. Оперативный факторный анализ позволяет своевременно запланировать ГТМ по повышению/восстановлению продуктивности скважин. Успех таких мероприятий в значительной степени зависит от достаточности охвата объекта разработки ГазДИ и достоверности результатов их интерпретации. Как было сказано ранее, только «традиционные» ГазДИ не могут обеспечить достаточный охват в силу низких фильтрационных свойств пласта рассматриваемого месторождения. Стоит отметить, что остановка скважин и регистрация КВД требуют значительного времени на получение необходимых промысловых данных, а это в свою очередь снижает оперативность принятия решений.

В ПК «РН-ВЕГА» реализована возможность выполнения факторного анализа на основе «малозатратных» ГазДИ методом анализа промысловых данных по дебитам и давлениям ТМС. Такой анализ динамических данных решает проблемы, связанные с низким охватом месторождения «традиционными» исследованиями, за счет масштабируемости метода АДД и оперативного реагирования на изменение добычи за счет проведения ФА, без необходимости проведения исследования методом КВД [7–8].

Функционал представляет собой последовательный анализ промысловых данных по скважине, с отдельным этапом по факторному анализу. На историческом графике задается интервал анализа, например тот, на котором произошло снижение величины притока в скважину. Далее на основе данных по забойному давлению и восстановленной динамике изменения пластового давления рассчитываются коэффициенты

продуктивности (1). После чего выполняется расчет вклада забойного давления (2), пластового давления (3) и коэффициента продуктивности в изменение дебита скважины (4).

Для определения вклада коэффициента продуктивности в изменение дебита скважины используются два значения (4): $K_{пр1}$ и $K_{пр2}$ – на начальный и конечный период времени анализа, которые рассчитываются на основе формулы (1).

$$K_{пр} = \frac{q_{см}}{m(P_{пл}) - m(P_{заб})}, \quad (1)$$

$$\Delta q_{см m(P_{заб})} = -\frac{K_{пр2} + K_{пр1}}{2} \times (m(P_{заб2}) - m(P_{заб1})), \quad (2)$$

$$\Delta q_{см m(P_{пл})} = \frac{K_{пр2} + K_{пр1}}{2} \times (m(P_{пл2}) - m(P_{пл1})), \quad (3)$$

$$\Delta q_{см K_{пр}} = (K_{пр2} - K_{пр1}) \times \left(\frac{m(P_{пл2}) + m(P_{пл1})}{2} - \frac{m(P_{заб2}) + m(P_{заб1})}{2} \right), \quad (4)$$

где $K_{пр}$ – коэффициент продуктивности скважины, (тыс. м³/сут)/(Па/с); $m(P_{пл})$ и $m(P_{заб})$ – пластовое и забойное давления соответственно в терминах функции псевдодавления [2], Па/с; $\Delta q_{см}$ – изменение дебита скважинной продукции, тыс. м³/сут; $\Delta q_{см m(P_{заб})}$ – изменение дебита скважинной продукции за счет забойного давления, тыс. м³/сут; $\Delta q_{см m(P_{пл})}$ – изменение дебита скважинной продукции за счет пластового давления,

тыс. м³/сут; $\Delta q_{см K_{пр}}$ – изменение дебита скважинной продукции за счет продуктивности скважины, тыс. м³/сут.

Апробация предложенного подхода проведена на скважинах с уже выполненной операцией повторного ГРП. Предварительно выполнена интерпретация промысловых динамических данных до мероприятия. По историческим данным выполнен факторный анализ причин изменения величин притока по скважинам. Ниже обсуждены примеры апробации.

Примеры апробации предложенного подхода на газовых скважинах с выполненными ГТМ

Пример 1. На скважине ХХ401 снижение дебита за рассматренный период составило 35 тыс. м³/сут (рис. 2). Выполненный факторный анализ показал, что за счет изменения $P_{пл}$ дебит скважины упал на 50 тыс. м³/сут, изменение $P_{заб}$ привело к росту притока в скважину на величину 27 тыс. м³/сут, а изменение $K_{прод}$ привело к уменьшению дебита скважины на величину 12 тыс. м³/сут. Это означает, что основной вклад в снижение величины притока в скважину внесло падение пластового давления, а фактор изменения $K_{прод}$ имеет наименьший вес. Тогда проведение повторной операции ГРП при условии восстановления $K_{прод}$ до исходного значения может теоретически повысить дебит скважины на величину 12 тыс. м³/сут.

Фактически повторная операция ГРП на скважине была произведена. По сравнению с первой операцией существенно увеличен объем проппанта, со 150 т до 350 т. Это в свою очередь позволило получить большую величину прироста дебита 30 тыс. м³/сут.

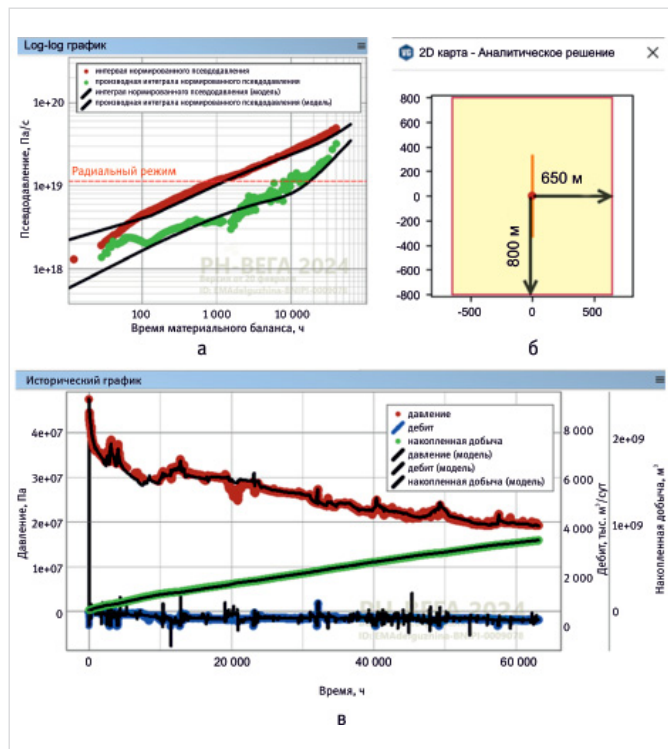


Рис. 1. Пример результатов анализа данных добычи и давления в ПК «РН-ВЕГА»: а – билогарифмический график; б – 2D карта расположения скважины; в – прогноз динамики изменения пластового давления

Fig. 1. An example of the results of the analysis of production and pressure data in the PC “RN-VEGA”: a – bilogarithmic graph; б – 2D map of the location of the well; в – forecast of the dynamics of changes in reservoir pressure

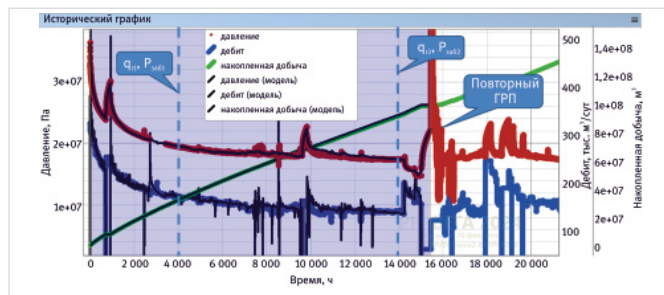


Рис. 2. Пример результатов анализа данных добычи и давления по скважине ХХ401 с недостижением запланированных дебитов после ГТМ

Fig. 2. An example of the results of the analysis of production and pressure data for well XX401 with the failure to achieve the planned flow rates after geological and technical measures

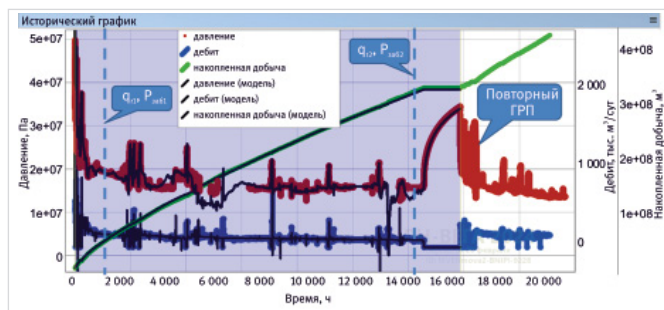


Рис. 3. Пример анализа добычи и давления по скважине ХХ901 с достижением запланированных дебитов после успешного ГТМ

Fig. 3. An example of an analysis of production and pressure at well XX901 with the achievement of planned production rates after a successful geological and technical event

Таким образом, результаты повторной операции ГРП в целом подтвердили выводы, полученные по результатам ФА.

Пример 2. На скважине ХХ901 снижение дебита за рассмотренный период составило 102 тыс. м³/сут (рис. 3).

По результатам факторного анализа снижение дебита скважины за счет изменения Rпл составило 68 тыс. м³/сут, за счет изменения Rзаб увеличился дебит скважины на ~11 тыс. м³/сут, за счет изменения Kпрод наблюдается снижение добычи на 51 тыс. м³/сут. На данной скважине снижение дебита за счет изменения Rпл и Kпрод сопоставимо, и проведение повторной операции ГРП может привести к более ощутимому увеличению величины добычи. Фактические результаты повторного ГРП подтвердили результаты ФА: после проведенного мероприятия на скважине (первый ГРП — 140 т проппанта, повторный ГРП — 399 т) прирост дебита скважины составил 60 тыс. м³/сут.

Аналогичный анализ выполнен на 18 скважинах с достаточным объемом динамических данных. Далее был составлен рейтинг скважин-кандидатов, на которых по результатам ФА получено снижение дебита газа за счет ухудшения Kпрод и снижения текущего пластового давления. Предложены скважины-кандидаты для проведения повторной операции ГРП, на которых прогнозируется получение эффекта за счет восстановления притока газа.

На рисунке 4 показана пузырьковая карта с нанесенным рейтингом скважин на проведение мероприятий по интенсификации притока. Чем выше потенциальный эффект, тем больше диаметр окружности.

Зеленым маркером отмечены скважины, рекомендованные для проведения ГТМ с повторным ГРП, красным маркером — скважины, на которых отмечается существенное снижение пластового давления и коэффициентов продуктивности. Скважины-кандидаты по результатам расчетов учтены в программе ГТМ, и запланировано проведение операции повторного ГРП на скважинах с наивысшим рейтингом.

Стоит отметить, что снижение дебита скважин за счет падения коэффициента продуктивности может быть обусловлено множеством причин, в т.ч. ухудшением параметров трещины ГРП (уменьшением эффективной полудлины или ее проводимости); образованием вокруг трещины области с выделением конденсата из газа («конденсатная банка»), что приводит к росту скин-фактора и ухудшению эффективных параметров трещины [13], а также другие причины. В дальнейшем планируется доработать предложенный подход для количественной оценки причин снижения дебита скважин за счет коэффициента продуктивности. Это в свою очередь позволит формировать рейтинг скважин-кандидатов при планировании мероприятий по ликвидации конденсатных банок.

Итого

Показаны результаты апробации «малозатратных» ГазДИ в условиях низкопроницаемых пластов на газовых и газоконденсатных

скважинах. Комплексный анализ нагнетательных тестов при ГРП и анализ данных добычи и давления по скважинам с телеметрией на забое позволил значительно (более чем в 3 раза по сравнению с традиционными исследованиями) повысить охват месторождения замерами пластового давления, а также оперативно уточнить величину текущего пластового давления.

Выводы

«Малозатратные» ГазДИ методом анализа динамических данных по добыче и давлениям в ПК «РН-ВЕГА» с последующим факторным анализом причин изменения добычи, позволили оценить эффективность выполненных ГТМ а также осуществить подбор скважин-кандидатов на проведение ГТМ. Представленные предварительные результаты апробации подходов позволяют существенно сократить объемы традиционных газодинамических исследований скважин. Для более масштабного применения «малозатратных» исследований методом анализа добычи и давлений, в том числе на других газовых активах Компании, планируется продолжить апробацию и исследование границ применения подходов.

Литература

1. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М.: Недра, 1980. 301 с.
2. Al-Hussainy R., Ramey H.J., Crawford P.B. The flow of real gases through porous media. Journal of Petroleum Technology, 1966, Vol. 18, issue 05, P. 624–636. (In Eng.)
3. Stewart G. Well test design and analysis. Tulsa: PennWell Books, 2011, 1544 p. (In Eng.)
4. Давлетбаев А.Я., Жилко Е.Ю., Исламов Р.П., Муртазин Р.П., Лознюк О.А., Шайбаков Р.А. Особенности проведения исследований скважин в низкопроницаемых коллекторах // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. 2015. SPE-176704-MS.
5. Ишкин Д.З., Нуриев Р.И., Давлетбаев А.Я. и др. Комбинирование анализа добычи и недослеженных ГДИС методом КВД в условиях низкопроницаемых пластов для газовых скважин // Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE. Москва. 2016. SPE-181974-RU.
6. Махота Н.А., Давлетбаев А.Я., Федоров А.И., Асмандияров Р.Н. и др. Примеры интерпретации данных мини-ГРП в низкопроницаемых коллекторах // Российская техническая конференция и выставка SPE по разведке и добыче нефти и газа. Москва. 2014. SPE-171175-RU.
7. Асалхузина Г.Ф., Бикметова А.Р., Кардопольцев А.С. и др. Эволюция методов и масштабов гидродинамических исследований низкопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2023. № 9. С. 108–111.
8. Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я., Салахов Т.Р. и др. Апробация подхода к оценке текущего пластового давления

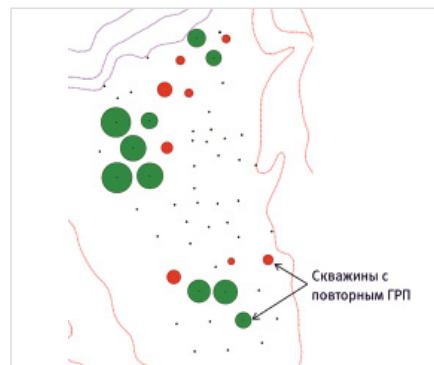


Рис. 4. Пузырьковая карта рейтинга скважин на ГТМ (диаметр пузырьков пропорционален потенциалу скважины от операции повторного ГРП)
Fig. 4. Bubble map of the wells rating for geological and technical measures (the diameter of the bubbles is proportional to the potential of the well from the operation of repeated hydraulic fracturing)

- при анализе динамических данных эксплуатации скважин // Нефтяное хозяйство. 2022. № 10. С. 30–33.
9. Программный комплекс для анализа и интерпретации гидродинамических исследований скважин // RN.Digital. URL: <https://rn.digital/rnvega> (дата обращения 02.11.2023).
 10. Сарапулова В.В., Давлетбаев А.Я., Кунафин А.Ф., Уразов Р.Р., Нуриев А.Х., Зарафутдинов И.А., Абдуллин Р.И., Пестриков А.В., Ямалов И.Р. Программный комплекс «РН-ВЕГА» для анализа и интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. 2023. № 12. С. 124–129.
 11. Наугольнов М.В., Растегаева Е.В., Зулькарниев Р.З., Асмандияров Р.Н. Факторный анализ успешности геолого-технических мероприятий как инструмент повышения качества геолого-гидродинамических моделей // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2019. № 1. С. 34–38.
 12. Савельев О.Ю., Бородкин А.А., Наугольнов М.В., Шуваев Д.В., Талипов И.Ф., Гришко Ф.В. Усовершенствованный подход к проведению блочно-факторного анализа разработки пласта // Нефтяное хозяйство. 2015. № 10. С. 74–77.
 13. Ниценко В.А., Давлетбаев А.Я., Ишкин Д.З. Численное моделирование конденсатной банки в низкопроницаемом газовом пласте в скважине с трещиной ГРП // Тезисы докладов XIII Международной школы-конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной 50-летию образования математического и физического факультетов БашГУ. Уфа, 2022. С. 181.

ENGLISH

Results

The results of the approbation of production rate transient analysis of gas wells in conditions of low-permeability formations at gas wells are shown. A comprehensive analysis of injection tests during hydraulic fracturing and

decline analysis from wells with bottom-hole pressure made it possible to significantly (more than 3 times compared to conventional well testing) increase the coverage of the field with reservoir pressure measurements, as well as quickly clarify the value of the current reservoir pressure.

Conclusions

Methods of well testing of gas wells by production rate transient analysis in the “RN-VEGA” software, followed by factor analysis of the reasons for changes in production rate, made it possible to evaluate the effectiveness of the performed geological/engineering operations, as well as to select candidate wells and will help adequate planning of well workovers. The

presented preliminary results of the approbation of approaches make it possible to significantly reduce the volume of traditional well testing. It is planned to continue testing and studying the limits of application of approaches for a larger-scale application of RTA methods of well testing using the production rate transient analysis, including at other gas assets of the Company.

References

1. Zotov G.A., Aliev Z.S. Instructions for the comprehensive study of gas and gas condensate layers and wells. Moscow: Nedra, 1980, 301 p. (In Russ).
2. Al-Hussainy R., Ramey H.J., Crawford P.B. The Flow of real gases through porous media. Journal of Petroleum Technology, 1966, Vol. 18, issue 05, P. 624–636. (In Eng).
3. Stewart G. Well test design and analysis. Tulsa: PennWell Books, 2011, 1544 p. (In Eng).
4. Davletbaev A.Ya., Zhilko E.Yu., Islamov R.R., Murtazin R.R., Loznyuk O.A., Shaibakov R.A. Features of gas well testing in reservoir with low permeability. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 2015, SPE-176704-MS. (In Russ).
5. Ishkin D.Z., Nuriev R.I., Davletbaev A.Ya. et al. Decline-Analysis/Short Build-up welltest analysis of low permeability gas reservoir. SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, 2016, SPE-181974-RU. (In Russ).
6. Mahota N.A., Davletbaev A.Ya., Fedorov A.I., Asmandiyarov R.N. et al. Examples of mini-frac test data interpretation in low-permeability reservoir. SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, 2014, SPE-171175-RU. (In Russ).
7. Asalkhuzina G.F., Bikmetova A.R., Kardopoltsev A.S. et al. Evolution of methods and scopes of welltesting on fields with low permeability reservoir. Oil industry, 2023, issue 9, P. 108–111. (In Russ).
8. Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Ya., Salakhov T.R. et al. Applying decline analysis for reservoir pressure determination. Oil industry, 2022, issue 10, P. 30–33. (In Russ).
9. Software package for the analysis and interpretation of hydrodynamic testing of wells (well testing). RN.Digital. URL: <https://rn.digital/rnvega> (accessed 11.02.2023). (In Russ).
10. Sarapulova V.V., Davletbaev A.Ya., Kunafin A.F., Urazov R.R., Nuriev A.Kh., Zarafutdinov I.A., Abdullin R.I., Pestrikov A.V., Yamalov I.R. Software package “RN-VEGA” for analyzing and interpreting the results of hydrodynamic studies of wells. Oil industry, 2023, issue 12, P. 124–129. (In Russ).
11. Naugolnov M.V., Rastegaeva E.V., Zulkarniev R.Z., Asmandiyarov R.N. Factor analysis of the success of well interventions as a tool for improving the quality of geological and simulation models. PRONEFT. Professionally about Oil, 2019, issue 1, P. 34–38. (In Russ).
12. Savelyev O.Yu., Borodkin A.A., Naugolnov M.V., Shuvaev D.V., Talipov I.F., Grishko F.V. An improved approach to conducting block-factor analysis of reservoir development. Oil industry, 2015, issue 10, P. 74–77. (In Russ).
13. Nitsenko V.A., Davletbaev A.Ya., Ishkin D.Z. Numerical modeling of a condensate bank in a low-permeability gas reservoir in a well with a hydraulic fracture. Abstracts of reports of the XIII International School-Conference of Students, Postgraduates and Young Scientists dedicated to the 50th anniversary of the formation of the Mathematical and Physics Faculties of BashSU. Ufa, 2022, P. 181.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ишкин Динислам Закирович, главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), Уфа, Россия
Для контактов: dz_ishkin@bnipi.rosneft.ru

Ishkin Dinislam Zakirovich, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: dz_ishkin@bnipi.rosneft.ru

Адельгужина Эмилия Маратовна, старший техник, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), Уфа, Россия

Adelguzhina Emiliya Maratovna, senior technician, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Асалхузина Гузьяль Фаритовна, главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), Уфа, Россия

Asalkhuzina Guzyal Faritovna, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Давлетбаев Альфред Ядгарович, к.ф.-м.н., начальник управления, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), Уфа, Россия; доцент, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

Davletbaev Alfred Yadgarovich, candidate of physical and mathematical sciences, head of department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia; associate professor, Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia

Ефимова Милана Владимировна, техник, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), Уфа, Россия; студент 1 курса магистратуры, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

Efimova Milana Vladimirovna, technician, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia; 1st year student of the Master’s degree, Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia

Захаржевский Юрий Александрович, начальник отдела, АО «Роспан Интернешнл», Новый Уренгой, Россия

Zakharzhevsky Yuri Alexandrovich, head of department, “ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Novy Urengoy, Russia

Ромашкин Сергей Вячеславович, заместитель генерального директора, главный геолог, АО «Роспан Интернешнл», Новый Уренгой, Россия

Romashkin Sergey Vyacheslavovich, deputy general director, chief geologist, “ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Novy Urengoy, Russia

Шаронов Максим Владиславович, ведущий специалист, АО «Роспан Интернешнл», Новый Уренгой, Россия

Sharonov Maxim Vladislavovich, leading specialist, “ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Novy Urengoy, Russia

Архипов Юрий Александрович, к.т.н., менеджер, ПАО «НК «Роснефть»», Москва, Россия

Arkipov Yuri Alexandrovich, candidate of technical sciences, manager, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia

Лознюк Олег Анатольевич, заместитель директора, начальник Управления разработки газовых и газоконденсатных месторождений, ПАО «НК «Роснефть»», Москва, Россия

Loznyuk Oleg Anatolievich, deputy director, head of department, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia