



УДК 622.279.3; 622.324
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2020



Исследование режимов эксплуатации газовых скважин в осложненных условиях

М.А. Попов, Д.Г. Петраков

Санкт-Петербургский горный университет (Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я линия Васильевского острова, 2)

Study of Gas Wells Operation Regimes in Complicated Conditions

Maksim A. Popov, Dmitrii G. Petrakov

Saint Petersburg Mining University (2 21st line, Vasilyevsky island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation)

Получена / Received: 12.07.2020. Принята / Accepted: 02.11.2020. Опубликовано / Published: 11.01.2021

Ключевые слова:

газовая скважина, пескопроявления, осложненные условия, призабойная зона, прогнозирование осложнений, эксплуатация скважин, причины пескопроявлений, последствия пескопроявлений, методы борьбы с пескопроявлениями, оптимизация добычи, технологический режим эксплуатации скважин, завершающая стадия разработки месторождения, газовое месторождение, забой скважины, дебит скважины, абразивный износ.

Keywords:

gas well, sand production, complicated conditions, bottomhole zone, forecasting complications, well operation, causes of sand production, sand production consequences, methods of sand control, production optimization, technological mode of well operation, final stage of field development, gas field, well bottom, well flow rate, abrasive wear.

Рассматривается влияние свойств пород-коллекторов на пескопроявления в скважинах. Сделан вывод о том, что горную породу нужно рассматривать скорее не с точки зрения ее прочности, а с точки зрения типа цементирующего вещества и его распределения. При прогнозировании пескопроявлений необходимо учитывать внутренние напряжения пород, а также изменение этих напряжений в процессе бурения, перфорации и эксплуатации пласта ввиду нарушения их первоначального состояния.

В рамках данной работы представлен анализ основных причин пескопроявлений при эксплуатации газовых скважин и негативные последствия добычи песка для газопромыслового оборудования. Установлено, что прорыв воды, истощение пласта, перепад давления на забое скважин из-за частой их остановки являются основными предпосылками для выноса песка из призабойной зоны пласта. Добыча песка связана с такими негативными последствиями, как пробкообразование в скважинах, эрозия подземного и наземного оборудования, обрушение кровли призабойной зоны пласта и эксплуатационных колонн.

Рассмотрены основные технологии предупреждения и ликвидации аварий, связанных с выносом механических частиц из пласта-коллектора. По результатам исследований предложен алгоритм подбора технологических режимов эксплуатации скважины в условиях водо- и пескопроявлений. Обоснованы параметры для выбора оптимального режима работы газовой скважины, при котором не осуществляется добыча песка с последующим выведением из строя скважинного и устьевого оборудования, не нарушается целостность призабойной зоны, не происходит самозадавливания скважины.

Полученные результаты могут быть применены для повышения эффективности эксплуатации газовых скважин и прогнозирования их безаварийной работы.

The influence of reservoir rock properties on sand production in wells is considered. It was concluded that the rock should be considered rather not from the point of view of its strength, but from the point of view of the type of cementitious substance and its distribution. When predicting sand production, it is necessary to take into account the internal stresses of the rocks, as well as the change in these stresses during drilling, perforation and operation of the formation due to the violation of their initial state.

Within the framework of this work, an analysis of the main causes of sand production during the operation of gas wells and the negative consequences of sand production for gas production equipment is presented. It has been established that water breakthrough, formation depletion, pressure drop at the bottom of the wells due to their frequent shutdown are the main prerequisites for the removal of sand from the bottomhole formation zone. Sand production is associated with such negative consequences as plugging in wells, erosion of underground and surface equipment, collapse of the top of the bottomhole formation zone and production strings.

The main technologies for the prevention and elimination of accidents associated with the removal of mechanical particles from the reservoir are considered. Based on the research results, an algorithm was proposed for selecting technological modes of well operation in conditions of water and sand. The parameters for choosing the optimal operating mode of a gas well are substantiated, in which sand is not extracted with the subsequent disabling of downhole and wellhead equipment, the integrity of the bottomhole zone is not violated, and the well is not self-contained.

The results obtained can be applied to improve the efficiency of gas wells operation and predict their trouble-free operation.

Попов Максим Анатольевич – аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (тел.: +007 812 328 84 20, e-mail: maksim_anatolyevich@mail.ru). Контактное лицо для переписки.

Петраков Дмитрий Геннадьевич – декан нефтегазового факультета, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (тел.: +007 812 328 84 20, e-mail: Petrakov_DG@pers.spmi.ru).

Maksim A. Popov – PhD Student at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields (tel.: +007 812 328 84 20, e-mail: maksim_anatolyevich@mail.ru). The contact person for correspondence.

Dmitriy G. Petrakov (Author ID in Scopus: 57015158900) – Dean of the Oil and Gas Faculty, PhD in Engineering, Associate Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields (tel.: +007 812 328 84 20, e-mail: Petrakov_DG@pers.spmi.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Попов М.А., Петраков Д.Г. Исследование режимов эксплуатации газовых скважин в осложненных условиях // Недропользование. – 2021. – Т.21, №1. – С.36–41. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.1.6

Please cite this article in English as:

Popov M.A., Petrakov D.G. Study of Gas Wells Operation Regimes in Complicated Conditions. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2021, vol.21, no.1, pp.36-41. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.1.6

Введение

На сегодняшний день значительная часть газовых месторождений находится на заключительной стадии разработки, которая характеризуется рядом осложнений: ростом обводненности добываемой продукции, падением пластового давления, нарушением целостности призабойной зоны, увеличением аварийности скважин, связанных с выносом из пласта механических частиц.

Интенсификация добычи углеводородов, как правило, сопровождается выносом песка, если коллектор представлен слабосцементированными породами или обводнен. Пластовый песок может оседать во внутрискважинном и наземном оборудовании, препятствуя его нормальной работе, снижать темп отбора, влиять на фазовые изменения углеводородов и увеличивать эксплуатационные затраты в целом.

Сегодня управление процессами пескопроявления – сложная комплексная задача, включающая в себя прогнозирование выноса песка и выбор методов для минимизации и предотвращения негативного влияния выносимых механических примесей. Разработка решений, корректно описывающих обоснование режима эксплуатации газовых скважин в условиях активного пескопроявления, является на сегодня актуальной задачей.

Далее рассматриваются основные причины пескопроявлений, проанализированы мероприятия по борьбе с пескопроявлениями и условия применения методов предупреждения пескопроявлений и / или ликвидации аварийных ситуаций.

Цель работы – повышение эффективности эксплуатации газовых скважин в осложненных водо- и пескопроявлением условиях.

Влияние свойств пород-коллекторов на пескопроявления

Несмотря на то что примерно 60 % мировой добычи нефти и газа приходится на карбонатные породы, 90 % эксплуатационных скважин находятся в коллекторах из песчаника. Около 30 % этих песчаников могут быть достаточно слабосцементированными, чтобы в скважине началось проявление песка [1]. В некоторых карбонатных коллекторах также существует возможность добычи твердых частиц [2, 3]. Добываемый песок может приводить к эрозии подземного и наземного оборудования, таким образом нарушая его целостность, что в конечном счете может привести к потенциальным смертельным исходам обслуживающего персонала. Однако использование методов и технологий для предотвращения добычи песка преднамеренно на всех скважинах экономически нецелесообразно и может негативно сказаться на добыче углеводородов.

Способность прогнозировать, когда скважина начнет добывать песок, имеет основополагающее значение для принятия решения о том, использовать ли методы борьбы с пескопроявлениями и какие именно применять методы в случае необходимости.

Вероятность пескопроявления главным образом зависит от следующих факторов:

- 1) прочность породы и ее другие геомеханические свойства;
- 2) региональные напряжения;
- 3) местные нагрузки, оказываемые на пласт в результате бурения, перфорации и эксплуатации скважин.

Песчаник – осадочная горная порода, состоящая из зерен песка и скрепляющих их цементирующих веществ (глинистые, карбонатные, кремнистые и другие материалы) [4]. Минералы, образующие породу, главным образом представлены кварцем, полевыми

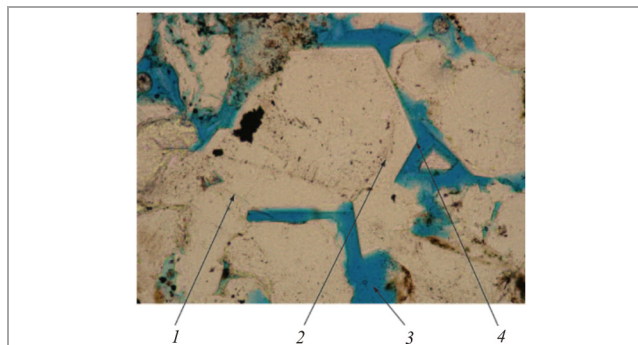


Рис. 1. Кварцевые обрастания в песчанике: 1 – сцементированные между собой зерна; 2 – контур первичного зерна; 3 – поровые каналы; 4 – кварцевые обрастания первичных зерен

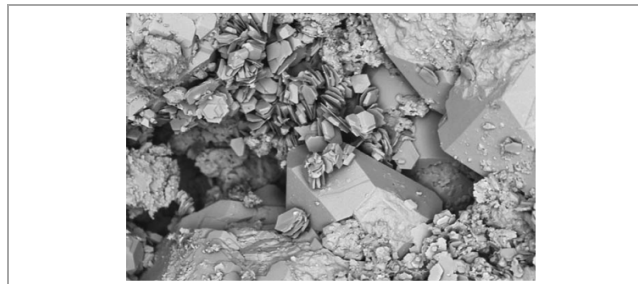


Рис. 2. Зерна глин и кварца

шпатами, слюдами, глауконитами. Одним из самых распространенных и прочных цементирующих веществ является кварц (рис. 1). Синим цветом на рисунке показаны поровые каналы. Также на рисунке следует обратить внимание на угловатые зерна кварца (кварцевые обрастания) и на цементацию отдельных зерен.

Другими минералами, которые выполняют роль цементирующего вещества, являются: кальцит (карбонат кальция), доломит (карбонат кальция-магния) и различные глины. Глины могут быть частью первичных отложений или могут образовываться на месте первоначального залегания разрушенных полевых шпатов и других минералов. Глины могут образовывать отдельные зерна, пластины или нити. Распределение глины в породе является более важным параметром, чем ее объемная доля. Например, небольшой объем глин, распределенных вокруг поровых каналов в виде нитей или пластин, может отрицательно повлиять на проницаемость породы в гораздо большей степени, чем больший объем глин, распределенных в виде слоев или обломков глины в цементирующем материале (рис. 2).

Геологически более старые породы, как правило, более прочные, чем молодые. Однако если они были в недостаточной степени уплотнены или сцементированы, то более старые породы все еще могут быть относительно слабыми, как, например, песчаник Синая, расположенный на Аравийском щите [5]. Некоторые пласты с избыточным давлением в результате геологического развития были защищены от грунтовых вод, благодаря чему сохранили как высокую проницаемость, так и низкую прочность. Хотя основным источником твердых частиц при эксплуатации скважин являются песчаники, карбонатные породы также могут быть источниками твердых частиц. К таковым можно отнести оолиты – сферические карбонатные отложения.

Как правило, структуры, которые связывают зерна вместе, также ограничивают поровые каналы и таким образом уменьшают как проницаемость, так и пористость. Таким образом, важно рассматривать горную породу скорее не с точки зрения ее прочности, а с точки зрения типа цементирующего вещества и его распределения.

Немаловажно также учитывать внутренние напряжения пород, а также изменение этих напряжений в процессе бурения, перфорации и эксплуатации пласта ввиду нарушения их первоначального состояния [6, 7].

Основные причины пескопроявлений

При разработке газовых месторождений, особенно на заключительном этапе, важно учитывать состояние прискважинной зоны пласта [8, 9]. Так, при отпряденном уровне депрессии на пласт нарушается целостность пород-коллекторов, происходит вынос механических частиц [10]. Скопление воды в призабойной зоне, намокание породы, истощение пласта, перепад давления на забое скважин из-за частой их остановки также являются главными факторами разрушения продуктивных горизонтов [11–14].

В нефтяных скважинах явление пескопроявления вызвано главным образом прорывом воды в скважину, которая снижает прочность песчаных коллекторов и капиллярное взаимодействие между частицами песка [8, 15–20]. Для газовых скважин поступление воды в скважину для выноса песка не обязательно. Например, на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении в 73 % осложненных пескопроявлением скважин не наблюдается прорыва воды. Кроме того, данное негативное явление проявляется не сразу, а лишь через 10–12 лет после ввода в эксплуатацию [21, 22].

А.А. Ахметов [23], исследуя поведение суперколлекторов Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, пришел к выводу, что основными факторами, влияющими на начало пескопроявления газовых скважин, являются:

- снижение пластового давления;
- суммарный объем добытого газа на единицу толщины суперколлектора;
- расположение интервалов перфорации относительно подошвы и кровли сеноманского горизонта;
- прорыв подошвенных вод к забою скважины.

Он также утверждает, что важную роль в процессе пескопроявления играет способ заканчивания скважин. В случае, если скважина оборудована открытым забоем, то устойчивость породы призабойной зоны зависит, главным образом, от напряжений, включающих горное давление и фильтрационные напряжения. В обсаженной скважине помимо этого вступают в силу напряжения системы «труба – цемент – порода».

Г.А. Зотовым [24] проведены исследования устойчивости песчаных коллекторов от конструкции забоя скважины: установлено, что обсаженная перфорированная скважина чаще подвергается разрушению призабойную зону пласта, нежели скважина с открытым забоем. Для сохранения устойчивости забой скважины должен быть открытым, если условия нагружения породы на поверхности открытого забоя не выходят за предел прочности этой породы во всем диапазоне изменения пластового давления, или быть оборудован фильтром, если условия нагружения выходят за предел прочности [25].

В научной статье Р. Аментор и М. Уайз [26] делают попытку определить взаимосвязь между прорывом воды в скважину и резким увеличением добычи песка. Авторы выдвигают две теории по этому поводу:

1. Вследствие того, что основная часть песчаного продуктивного горизонта смачивается водой, прорыв воды в скважину вызывает резкое снижение капиллярного давления между частицами песка. Из-за снижения давления сила, удерживающая частицы песка между собой, ослабевает, и наблюдается вынос песка вместе с водой.

2. Ввиду прорыва воды в пласт уменьшаются относительные газо- и нефтепроницаемости. Обслуживающим персоналом предпринимаются действия, направленные на поддержание темпов отбора флюидов за счет увеличения депрессии на пласт. Это,



Рис. 3. Последствия выноса механических примесей



Рис. 4. Выведенное из строя оборудование вследствие пескопроявлений

в свою очередь, инициирует движение частиц песка в пласте. Также вода за счет увеличения вязкости отбираемых углеводородов увеличивает гидравлическое сопротивление пласта, что способствует росту способности жидкости переносить частицы песка.

Осложнения, вызываемые пескопроявлением

Эксплуатация скважин в условиях пескопроявления сопровождается целым рядом негативных последствий для подземного и наземного оборудования, что может сказаться на темпе отбора добывающих скважин (рис. 3) [27].

К основным проблемам, связанным с добычей песка, можно отнести:

- пробкообразование в скважинах, скважинном оборудовании (рис. 4);
- эрозию оборудования и отложение в нем песка;
- нарушение работы, а также вывод из строя трубопроводов, насосов, штурцов, запорно-регулирующих арматур;
- обрушение кровли ПЗП, эксплуатационных колонн.

Исследование методов борьбы с пескопроявлениями и техник, направленных на предотвращение выноса песка

Все способы эксплуатации скважин, осложненных добычей песка, условно можно разделить на две категории [28, 29]:

- 1) скважинная эксплуатация с добычей песка из пласта;
- 2) предотвращение добычи песка из пласта.

В первом случае применяются мероприятия по ликвидации песчаных пробок и обеспечению выноса песка на поверхность (подлив жидкости, спуск хвостовика в продуктивную зону, использование полых штанг) [3, 30]. С целью препятствия эрозии в данном методе применяются различные конструкции защитных устройств, сепараторов, якорей и т.д. Однако ввиду главного недостатка первой категории (разрушение призабойной зоны пласта), предпочтительно использование различных методов по недопуску песчаных частиц в скважину. К таковым можно

отнести различные химические, физико-химические и механические способы борьбы с пескопроявлениями.

Используются также различные мероприятия, направленные на снижение выноса песка [31]. К таковым относятся: различные профилактические методы воздействия (очистка призабойной зоны, промывка зумпфа скважины, контроль за количеством взвешенных частиц в процессе эксплуатации скважины и прочее), снижение обводненности скважинной продукции, а также ограничение дебитов скважин за счет оптимизации технологического режима эксплуатации скважин.

Д.С. Тананыхин в своей работе [32] приходит к заключению, что наиболее эффективным способом борьбы с пескопроявлениями является крепление призабойной зоны пласта песчаных пород. С этой целью применяются химические, физико-химические и механические способы, а также их различные сочетания.

Химические способы воздействия заключаются в использовании вяжущих и цементирующих веществ для закрепления скелета горных пород. При этом обеспечивается достаточная устойчивость ПЗП без сильного снижения проницаемости.

Физико-химические методы основаны на креплении призабойной зоны с помощью кокования нефти, что особенно эффективно на месторождениях высоковязкой нефти, путем ее полимеризации.

Наибольшую популярность завоевали механические методы, главным образом за счет их простоты. Они представлены фильтрами, пригодными для использования в самых различных условиях [33, 34].

Все механические методы можно разделить на три направления:

1. Оснащение обсаженных скважин вставными фильтрами. Они устанавливаются, как правило, в интервале перфорации под пакером. Фильтрация осуществляется за счет компоновок с различными видами отверстий.

2. Установка гравийных фильтров. Закачивание крупнозернистого кварцевого песка помогает сдерживать мехпримеси на скважинах с открытым забоем [35, 36, 37–40].

3. Борьба с добычей песка в паронагнетательных скважинах. Фильтры отличаются конструкцией в связи с особенностями работы пароциклических скважин.

Исследование режимов работы газовых скважин

Технологический режим – режим, при котором обеспечивается максимально возможный дебит скважины в условиях действия ограничивающих факторов и соблюдении техники безопасности и экологических норм. Его выбирают, исходя из типа газовой залежи, состава газа, начального пластового давления и температуры, свойств пласта-коллектора и прочих факторов.

Можно выделить шесть основных технологических режимов, учитывающих различные группы факторов:

- режим постоянной скорости фильтрации газа $v(t) = \text{const}$ (применяется для ограничения коррозии оборудования, если пластовый газ содержит в себе коррозионные компоненты);

- режим постоянного дебита газа $Q(t) = \text{const}$ (применяется в условиях крепких коллекторов, когда отсутствует опасность прорыва подошвенных и контурных вод, разрушения пласта);

- режим постоянного забойного давления $P_z(t) = \text{const}$ (применяется на газоконденсатных месторождениях, когда снижение забойного давления нежелательно из-за выпадения конденсата);

- режим постоянного устьевого давления $P_y(t) = \text{const}$ (применяется в случае отсутствия дожимных компрессорных станций или задержке их строительства);

- режим постоянной депрессии $dP = p_{пл}(t) - p_3(t) = \text{const}$ (применяется для препятствия проникновению подошвенных и контурных вод в скважину, смятию колонны, деформации коллектора);

- режим постоянного градиента давления $dP/dR = \text{const}$ (применяется в условиях неплотных пород, когда высокий темп отбора может привести к разрушению породы).

Лучший технологический режим при неустойчивых коллекторах – это постепенное создание нагрузки на пласт и работа при минимальных скоростях фильтрации. Как правило, это достигается путем уменьшения дебита до максимально допустимых значений, согласно геологической изученности горной породы.

Расчет режима отдельной скважины проводится в совокупности с расчетом технологического режима всего газового месторождения, при этом учитываются геологические свойства горной породы, физические свойства флюидов, характеристики промыслового и скважинного оборудования.

Чтобы рассчитать оптимальный режим работы скважины, необходимо учитывать четыре параметра дебита газа [41]:

- $Q_{\text{МН}}$ – минимально необходимый дебит, при котором обеспечивается подъем жидкости до устья скважины;

- $Q_{\text{МД}}(\Delta P)$ – максимально допустимый дебит с учетом максимально допустимых депрессий на пласт;

- $Q_{\text{МД,песок}}$ – минимально необходимый дебит, при котором обеспечивается вынос механических примесей с забоя;

- $Q_{\text{МД,песок}}$ – максимальный дебит с точки зрения «допустимого» абразивного износа оборудования.

Параметр $Q_{\text{МН}}$, расчет которого необходим для предотвращения скопления жидкости в скважине, можно определить теоретически. При расчетах учитываются такие параметры, как поверхностное натяжение, напор газа, гравитационное воздействие, вязкость флюида.

На сегодняшний день представлены различные методики расчета критических скоростей газа. К наиболее известным авторам можно отнести А.А. Точигина, Б.Г. Ахмедова, С.Н. Бузинова, Р.Дж. Тернера, В.Н. Гордеева.

Опыт расчетов минимально допустимых дебитов газа на скважинах нефтегазоконденсатных месторождений Уренгойского и Медвежьего показал, что методика А.А. Точигина является наиболее точной при расчете ключевых параметров [41].

Алгоритм выбора технологического режима работы скважины в условиях водо- и пескопроявлений представлен на рис. 5.

Согласно алгоритму, изначально рассчитывается значение параметра $Q_{\text{МН}}$. При этом учитываются такие показатели, как минимальная скорость газа, необходимая для выноса жидкости, плотность жидкости и коэффициент поверхностного натяжения [42].

Затем рассчитывается значение $Q_{\text{МД}}(\Delta P)$ с учетом фильтрационного сопротивления пласта, пластового давления и максимально допустимой депрессии на пласт. Параметр $Q_{\text{МД,песок}}$ рассчитывается для условия, когда абразивный износ оборудования не превышает допустимые для скважины нормы по содержанию механических примесей в добываемом газе [43–45]. Расчет осуществляется при равенстве фактической и допустимой скорости эрозии стенки трубы, при этом учитываются твердость, коэффициент угловатости и проникновения частиц, количественное содержание механических частиц в газовом потоке, скорость частиц и внутренний диаметр трубопровода на устье [44].

Далее сравниваются рассчитанные значения $Q_{\text{МД}}(\Delta P)$ и $Q_{\text{МД,песок}}$. Если $Q_{\text{МД}}(\Delta P) > Q_{\text{МД,песок}}$, то принимают $Q_{\text{МД}} = Q_{\text{МД,песок}}$ в противном случае принимают $Q_{\text{МД}} = Q_{\text{МД}}(\Delta P)$. Далее сравниваются полученные значения $Q_{\text{МД}}$ и $Q_{\text{МН}}$:

- если $Q_{\text{МД}} < Q_{\text{МН}}$, то рабочий дебит газа в скважине необходимо поддерживать $Q_T < Q_{\text{МД}}$. В таком случае

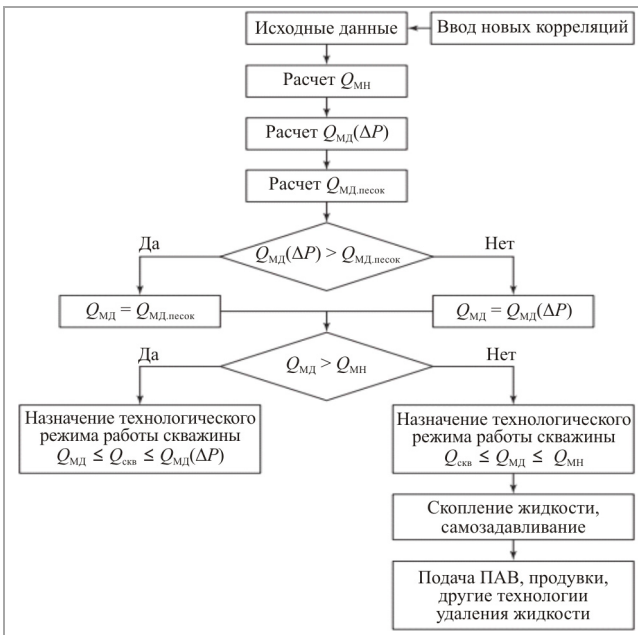


Рис. 5. Алгоритм выбора технологического режима работы скважины при водо- и пескопроявлениях

сохраняется вероятность накопления жидкости на забое и будущего самозадавливания скважины. Для предотвращения данных осложнений рекомендуется подавать поверхностно активные вещества в скважину и осуществлять продувки;

- если $Q_{MД} > Q_{MH}$, Q_T нужно поддерживать в диапазоне между Q_{MH} и $Q_{MД}(\Delta P)$.

Библиографический список

1. Perforating Unconsolidated Sands: An Experimental and Theoretical Investigation / I.C. Walton, D.C. Atwood, P.M. Halleck [et al.] // SPE. – 2001. – 71458. DOI: 10.2118/79041-PA
2. Development Strategy of Soft Friable Carbonate Gas Reservoir through Horizontal Open Hole Gravel Packed Completion: APN Field Offshore West Java / R.S. Wulan, R.Y. Susilo, Y.S. Hendra [et al.] // SPE. – 2007. – 104532.
3. Fluid flow with compaction and sand production in unconsolidated sandstone reservoir / Y. Xiong, H. Xu, Y. Wang, W. Zhou, C. Liu, L. Wang // Petroleum. 2018. – Vol. 4, is. 3. – P. 358–363. DOI: 10.1016/j.petm.2018.05.003
4. Krumbein W.C. and Sloss L.L. Stratigraphy and Sedimentation. – 2nd ed., W.H. Freeman and Co. – San Francisco, CA, 1963.
5. Salema A.M.K., Abdel-Wahab A., McBride E.F. Diagenesis of shallowly buried cratonic sandstones, southwest Sinai, Egypt // Sediment. Geol. – 1998. – Vol. 119 (3–4). – P. 311–335. DOI: 10.1016/S0037-0738(98)00056-6
6. Al-Tahini A.M., Sondergeld C.H., Rai C.S. The Effect of Cementation on the Mechanical Properties of Sandstones // SPE 89069. – 2006. DOI: 10.2118/89069-PA
7. Webster C.M., Taylor P.G. Integrating Quantitative and Qualitative Reservoir Data in Sand Prediction Studies: The Combination of Numerical and Geological Analysis // SPE 108586. – 2007. DOI: 10.2118/108586-MS
8. О повышении нефтеотдачи пластов месторождений на поздней стадии разработки / В.С. Свиридов, И.А. Паненко, И.И. Маслов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 4. – С. 49–50.
9. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. – М.: Недра, 1999.
10. Потери давления в зоне вскрытия продуктивного пласта скважин сеноманских залежей в период падающей добычи / А.А. Плосков, И.В. Шулятиков, Д.В. Дикамов [и др.] // Газовая промышленность. – 2012. – № 5. – С. 24–28.
11. Бабазаде Э.М. Роль интеллектуальных скважин в осуществлении контроля над пескопроявлением // ELMt OSORLOR ♦ PROCEEDINGS ♦ НАУЧНЫЕ ТРУДЫ «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». – 2011. – № 3. – С. 3943.
12. Фильтрация конденсационной воды в пласт в работающих скважинах сеноманских залежей / А.А. Плосков, И.В. Шулятиков, В.З. Минликаев [и др.] // Газовая промышленность. – 2013. – № 5. – С. 62–66.
13. Бондарев Э.А., Рожин И.И., Аргунова К.К. Влагосодержание природного газа в призабойной зоне пласта // Записки Горного института. – 2018. – Т. 233. – С. 492–497. DOI:10.31897/PMI.2018.5.492
14. Лаврентьев А.В., Антониади Д.Г. Анализ причин и последствий пескопроявления на завершающей стадии разработки нефтяных и газовых месторождений // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2015. – № 4. – Спец. вып. № 10 (отдельные статьи). – С. 32.
15. Мелик-Асланов Л.С., Сапунов А.Г. Исследование влияния некоторых геолого-эксплуатационных факторов на пескопроявление при эксплуатации скважин // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1967. – № 9. – С. 29–31.
16. Шайдаев А.Ч. О возможности раннего диагностирования пескопроявления в скважинах // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1987. – № 4. – С. 38–41.
17. Bizanti M., Desai S. Proper monitoring helps sand control // Petrol. Eng. Int. – 1990. – Vol. 62, № 2. – P. 32–34.
18. Абдулин Р.А. Влияние литологических особенностей пород продуктивного горизонта на вынос песка при эксплуатации скважин // Труды ин-та Гипротюмнефтегаз. – 1971. – Вып. 29. – С. 50–53.
19. Условия выноса песка при механизированной эксплуатации скважин Трехозерного месторождения / Р.А. Абдулин [и др.] // Труды ин-та Гипротюмнефтегаз. – 1971. – Вып. 29. – С. 42–45.
20. Рогачев М.К., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С. Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири // Записки Горного института. – 2019. – Т. 240. – С. 711–715. DOI:10.31897/PMI.2019.6.711
21. Шахзуров Э.И. Опыт применения технологий добычи и пескопроявления на пластах пачки ПК месторождений Барсуковского направления // Инженерная практика. – 2010. – № 2. – С. 58–65.
22. Анализ причин выноса песка при эксплуатации сеноманских газовых скважин Уренгойского ГКМ / Р.А. Гасумов [и др.] // Строительство газовых и газоконденсатных скважин. – М.: ВНИИГаз, 1996. – С. 34–41.
23. Ахметов А.А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении: проблемы и решения. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – 209 с.
24. Зотов Г.А., Власенко А.П., Динков А.В. Эксплуатация скважин, вскрывших водоплавающие залежи, сложные слабосцементированными коллекторами // Обзор информ. ВНИИИЗГАЗПРОМА. Серия: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – 1983. – Вып. 10. – С. 44.
25. Иктисанов В.А. Описание установившегося притока жидкости к скважинам различной конфигурации и различным частичным вскрытием // Записки Горного института. – 2020. – Т. 243. – С. 305–312. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.305
26. Предотвращение выноса песка из добывающих скважин / Р.Дж. Арментор, М.Р. Уайз [et al.] // Chevron USA Inc., Новый Орлеан, Луизиана, США, 2007. – P. 1–14.
27. Рекомендованные методики по выбору способа заканчивания скважин в условиях пескопроявления / Корпоративный научно-технический центр ОАО «НК Роснефть». Управление новых технологий – 2011
28. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. – М.: Недра, 2000.
29. Гасумов Р.А., Минликаев В.З. Повышение и восстановление производительности газовых и газоконденсатных скважин. – М.: Газпром экспо, 2010. – 478 с.
30. McPhee C.A., Farrow C.A., McCurdy P. Challenging Convention in Sand Control: Southern North Sea Examples C. // SPE 98110. – 2006. DOI: 10.2118/98110-PA
31. Аксенова А.Н. Исследование и разработка техники, технологии заканчивания скважин с неустойчивыми коллекторами: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2004.
32. Тананыкин Д.С. Обоснование технологии крепления слабосцементированных песчаников в призабойной зоне нефтяных и газовых скважин химическим способом: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 2013.
33. Штурн Л.В., Кононенко А.А., Денисов С.О. Отечественные фильтры для заканчивания скважин // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2010. – № 6. – С. 57–61.
34. Камалетдинов Р.С., Лазарев А. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями // Инженерная практика. – 2010. – № 2. – С. 6–13.

Таким образом, в результате анализа представлен алгоритм расчета технологического режима для газовых скважин, эксплуатирующихся в осложненных условиях. Обоснованы параметры для выбора оптимального режима работы газовой скважины, при котором не происходит добыча песка с последующим выведением из строя скважинного и устьевого оборудования, не нарушается целостность призабойной зоны, не происходит самозадавливания скважины.

Данные рекомендации позволят повысить эффективность эксплуатации газовых скважин и спрогнозировать их безаварийную работу.

Заключение

Таким образом, выявлены основные причины возникновения пескопроявлений в газовых скважинах, рассмотрены негативные последствия добычи песка для газопромыслового оборудования и методы борьбы с механическими частицами. Предложен алгоритм расчета технологического режима для газовых скважин, эксплуатирующихся в осложненных условиях. В ходе анализа обоснованы параметры выбора оптимального режима работы газовой скважины, при котором не происходит добыча песка, что влечет за собой выведение из строя скважинного и устьевого оборудования, не нарушается целостность призабойной зоны, не происходит самозадавливания скважины.

Результаты исследований по оптимизации технологии предупреждения осложнений при эксплуатации скважин позволяют прогнозировать условия возникновения пескопроявлений, что необходимо для эффективной разработки месторождения в целом и безаварийной работы скважин, подземного и наземного оборудования газовых месторождений в частности.

35. Жуковский К.А. Ликвидация пескопроявлений оборудованием газовых скважин противосесочным фильтром с гравийной набивкой: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Новый Уренгой, 2002.
36. Бондаренко В.А. Повышение крепления призабойной зоны пласта с целью снижения пескопроявлений (на примере месторождений Краснодарского края): автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Краснодар, 2014.
37. Syed Ali. High-Productivity Horizontal Gravel Packs: oilfield Review. – Summer, 2001.
38. Bennett C.L. Sand Control Design for Open Hole Completions // SPE Distinguished Lecturer Program presentations. – September 1999 to May 2000.
39. New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control / D.L. Tiffin, G.E. King, R.E. Larese, L.K. Britt // SPE 39437. – 1998. DOI: 10.2118/39437-MS
40. Neal M.K. Gravel Pack Evaluation // Journal of Petroleum Technology, 1983. – Vol. 35, № 9. – P. 1611–1616. DOI: 10.2118/11232-PA
41. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления / Д.В. Изюмченко [и др.] // Вестник газовой науки. – 2018. – № 1 (33). – С. 235–242.
42. Точигин А.А., Одishaрия Г.Э. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей. – М.: Газпром ВНИИГАЗ; Ивановский государственный энергетический университет, 1998. – 400 с.
43. McLaury B.S., Shirazi S.A., Shadley J.R. A particle tracking method to predict sand erosion threshold velocities in elbow and tees // The 1994 ASME Fluids Engineering Division summer meeting, Lake Tahoe. – Nevada, 1994.
44. A procedure to predict solid particle erosion in elbows and tees / S.A. Shirazi, J.R. Shadley, B.S. McLaury [et al.] // Codes and Standard in a Global Environment, PVP. – 1993. – Vol. 259. – P. 159–167. DOI: 10.1115/1.2842089
45. Молчанов А.А., Агеев П.Г. Внедрение новых технологий – надежный путь извлечения остаточных запасов месторождений углеводородов // Записки Горного института. – 2017. – Т. 227. – С. 530–539. DOI: 10.25515/PMI.2017.5.530

References

1. Walton I.C., Atwood D.C., Halleck P.M. et al. Perforating Unconsolidated Sands: An Experimental and Theoretical Investigation. *SPE Drilling & Completion*, vol. 17, iss. 03, 2002, pp. 141-150. DOI: 10.2118/79041-PA
2. Wulan R.S., Susilo R.Y., Hendra Y.S. et al. Development Strategy of Soft Friable Carbonate Gas Reservoir through Horizontal Open Hole Gravel Packed Completion: APN Field Offshore West Java. *International Petroleum Technology Conference, 4-6 December, Dubai, U.A.E., 2007*, 104532.
3. Xiong Y., Xu H., Wang Y., Zhou W., Liu C., Wang L. Fluid flow with compaction and sand production in unconsolidated sandstone reservoir. *Petroleum*, 2018, vol. 4, iss. 3, pp. 358-363. DOI: 10.1016/j.petlm.2018.05.003
4. Krumbein W.C. and Sloss L.L. *Stratigraphy and Sedimentation*. 2nd ed., W.H. Freeman and Co. San Francisco, CA, 1963.
5. Salema A.M.K., Abdel-Wahab A., McBride E.F. Diagenesis of shallowly buried cratonic sandstones, southwest Sinai, Egypt. *Sediment. Geol.*, 1998, vol. 119(3-4), pp. 311-335. DOI: 10.1016/S0037-0738(98)00056-6
6. Al-Tahini A.M., Sondergeld C.H., Rai C.S. The Effect of Cementation on the Mechanical Properties of Sandstones. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2006, vol. 9, iss. 04, pp. 308-316. DOI: 10.2118/89069-PA
7. Webster C.M., Taylor P.G. Integrating Quantitative and Qualitative Reservoir Data in Sand Prediction Studies: The Combination of Numerical and Geological Analysis. *SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, 4-7 September, Aberdeen, Scotland, U.K., 2007*. DOI: 10.2118/108586-MS
8. Sviridov B.C., Panenko I.A., Maslov I.I. et al. O povyshenii nefteotdachi plastov mestorozhdenii na pozdnei stadii razrabotki [Enhanced oil recovery from fields at a late stage of development]. *Neftianoe khozjaistvo*, 1993, no. 4, pp. 49-50.
9. Ter-Sarkisov R.M. Razrabotka mestorozhdenii prirodnykh gazov [Development of natural gas fields]. Moscow: Nedra, 1999.
10. Ploskov A.A., Shuliatikov I.V., Minlikaev V.Z. et al. Poteri davleniia v zone vskrytiii produktivnogo plasta skvazhin senomanskikh zalezhei v period padaiushchei dobychi [Pressure loss in the productive formation penetration zone of the wells of Cenomanian deposits during the declining production period]. *Gazovaiia promyshlennost'*, 2012, no. 5, pp. 24-28.
11. Babazade E.M. Rol' intellektual'nykh skvazhin v osushchestvlenii kontroliia nad peskoproiavleniem [The role of smart wells in sand control]. *ELMT OSORLOR PROCEEDINGS NAUCHNYE TRUDY "Razrabotka i ekspluatatsiia nefiianykh i gazovykh mestorozhdenii"*, 2011, no. 3, 3943 p.
12. Ploskov A.A., Shuliatikov I.V., Minlikaev V.Z. et al. Fil'tratsiia kondensatsionnoi vody v plast v rabotaiushchikh skvazhinakh senomanskikh zalezhei [Filtration of condensation water into the reservoir in working wells of Cenomanian deposits]. *Gazovaiia promyshlennost'*, 2013, no. 5, pp. 62-66.
13. Bondarev E.A., Rozhin I.I., Argunova K.K. Vlagosoderzhanie prirodnogo gaza v prizaboinoi zone plasta [Moisture content of natural gas in bottom hole zone]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2018, vol. 223, pp. 492-497. DOI:10.31897/PMI.2018.5.492
14. Lavrent'ev A.V., Antoniadi D.G. Analiz prichin i posledstviia peskoproiavleniia na zavershaiushchei stadii razrabotki nefiianykh i gazovykh mestorozhdenii [Analysis of the causes and consequences of sand production at the final stage of the development of oil and gas fields]. *Gornyi informatsionno-analiticheskii biulleten'*, 2015, no. 4, spetsial'nyi vypusk no. 10 (otdel'nye statii), 32 p.
15. Melik-Aslanov L.S., Sapunov A.G. Issledovanie vliianiia nekotorykh geologo-ekspluatatsionnykh faktorov na peskoproiavlenie pri ekspluatatsii skvazhin [Investigation of the influence of some geological and operational factors on sand production during well operation]. *Azerbaijdzanskoe nefiianoe khozjaistvo*, 1967, no. 9, pp. 29-31.
16. Shaidayev A.Ch. O vozmozhnosti ranego diagnostirovaniia peskoproiavleniia v skvazhinakh [On the possibility of early diagnostics of sand production in wells]. *Azerbaijdzanskoe nefiianoe khozjaistvo*, 1987, no. 4, pp. 38-41.
17. Bizanti M., Desai S. Proper monitoring helps sand control. *Petroleum Engineer International*, 1990, vol. 62, no. 2, pp. 32-34.
18. Abdulin P.A. Vliianie litologicheskikh osobennostei porod produktivnogo gorizonta na vynos peska pri ekspluatatsii skvazhin [Influence of lithological features of rocks of the productive horizon on sand production during well operation]. *Trudy instituta Giprotiumenneftegaz*, 1971, iss. 29, pp. 50-53.
19. Abdulin P.A. et al. Usloviia vynosa peska pri mekhanizirovannoi ekspluatatsii skvazhin Trekhosernogo mestorozhdeniia [Sand production conditions during mechanized operation of wells of the Trekhosernoye field]. *Trudy instituta Giprotiumenneftegaz*, 1971, iss. 29, pp. 42-45.
20. Rogachev M.K., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Povyshenie effektivnosti ispol'zovaniia resursnoi bazy zhidkikh uglevodorodov v iurskikh otlozheniakh Zapadnoi Sibiri [Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2019, vol. 240, pp. 711-715. DOI: 10.31897/PMI.2019.6.711
21. Shakirov E.I. Opyt primeneniia tekhnologii dobychi i peskoproiavleniia na plastakh pachki PK mestorozhdenii Barsukovskogo napravleniia [Experience in the use of production technologies and sand production in the seams of the PK pack of the Barsukovskoye field]. *Inzhenernaia praktika*, 2010, no. 2, pp. 58-65.
22. Gasumov R.A. et al. Analiz prichin vynosa peska pri ekspluatatsii senomanskikh gazovykh skvazhin Urengoiiskogo GKM [Analysis of the causes of sand production during the operation of the Cenomanian gas wells of the Urengoiiskoye gas condensate field]. *Stroitel'stvo gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin*. Moscow: VNIIGaz, 1996, pp. 34-41.
23. Akhmetov A.A. Kapital'nyi remont skvazhin na Urengoiiskom mestorozhdenii: problemy i resheniia [Workover of wells at the Urengoiiskoye field: problems and solutions]. Ufa: Ufimskii gosudarstvennyi nefiianoi tekhnicheskii universitet, 2000, 209 p.
24. Zotov G.A., Vlasenko A.P., Dinkov A.V. Ekspluatatsiia skvazhin, vskryvshikh vodoplavaiushchie zalezhi, slozhennye slabostsementirovannymi kollektorami [Operation of wells that penetrated waterflood deposits, composed of weakly cemented reservoirs]. *Obzornaia informatsiia VNIIEGAZPROMA. Razrabotka i ekspluatatsiia gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii*, 1983, iss. 10, 44 p.
25. Iktisanov V.A. Opisaniie ustanovivshegosia pritoka zhidkosti k skvazhinam razlichnoi konfiguratsii i razlichnym chastichnym vskrytiem [Description of steady inflow of fluid to wells with different configurations and various partial drilling-in]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2020, vol. 243, pp. 305-312. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.305.
26. Armentor R.Dzh., Uaiz M.R. et al. Predotvrashchenie vynosa peska iz dobyvaiushchikh skvazhin [Prevention of sand production from production wells]. Chevron USA Inc. Novyi Orlean, Luiziana, SSHA, 2007, pp. 1-14.
27. Rekomendovannye metodiki po vyboru sposoba zakanchivaniia skvazhin v usloviakh peskoproiavleniia [Recommended Techniques for Selecting Well Completion in Sandy Conditions]. Korporativnyi nauchno-tekhnicheskii tsentr OAO "NK Rosneft". Upravlenie novykh tekhnologii 2011.
28. Basarygin Iu.M., Bulatov A.I., Proselkov Iu.M. Zakanchivanie skvazhin [Well completion]. Moscow: Nedra, 2000.
29. Gasumov R.A., Minlikaev V.Z. Povyshenie i vosstanovlenie proizvoditel'nosti gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin [Increase and recovery of productivity of gas and gas condensate wells]. Moscow: Gazprom ekspoz, 2010, 478 p.
30. McPhee C.A., Farrow C.A., McCurdy P. Challenging Convention in Sand Control: Southern North Sea Examples *SPE Production & Operations*, vol. 22, iss. 02, 2007. DOI: 10.2118/98110-PA
31. Aksenova A.N. Issledovanie i razrabotka tekhniki, tekhnologii zakanchivaniia skvazhin s neustoiichivymi kollektorami [Research and development of equipment, technologies for well completion with unstable reservoirs]. Abstract Ph. D. thesis. Tiumen', 2004.
32. Tananykhin D.S. Obosnovanie tekhnologii krepneniia slabostsementirovannykh peschanikov v prizaboinoi zone nefiianykh i gazovykh skvazhin khimicheskim sposobom [Justification of the technology of fixing weakly cemented sandstones in the bottomhole zone of oil and gas wells by chemical method]. Abstract Ph. D. thesis. Saint Petersburg, 2013.
33. Shturn L.V., Kononenko A.A., Denisov S.O. Otechestvennye fil'try dlia zakanchivaniia skvazhin [Domestic well completion filters]. *Territoria NEFTEGAZ*, 2010, no. 6, pp. 57-61.
34. Kamaletdinov R.S., Lazarev A. Obzor sushchestvuiushchikh metodov bor'by s mekhprimesiami [Review of existing methods of dealing with mechanical impurities]. *Inzhenernaia praktika*, 2010, no. 2, pp. 6-13.
35. Zhukovskii K.A. Likvidatsiia peskoproiavlenii oborudovaniem gazovykh skvazhin protivopesochnym fil'trom s graviinnoi nabivkoi [Elimination of sand by equipment of gas wells with a sand filter with gravel packing]. Abstract Ph. D. thesis. Novyi Urengoi, 2002.
36. Bondarenko V.A. Povyshenie krepneniia prizaboinoi zony plasta s tsel'iu snizheniia peskoproiavlenii (na primere mestorozhdenii Krasnodarskogo kraia) [Increasing the support of the bottomhole formation zone in order to reduce sand production (on example of the Krasnodar Territory fields)]. Abstract Ph. D. thesis. Krasnodar, 2014.
37. Syed Ali. High-Productivity Horizontal Gravel Packs: oilfield Review. Summer, 2001.
38. Bennett C.L. Sand Control Design for Open Hole Completions. *SPE Distinguished Lecturer Program presentations*. September 1999 to May 2000.
39. Tiffin D.L., King G.E., Larese R.E., Britt L.K. New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control. *SPE Formation Damage Control Conference, 18-19 February, Lafayette, Louisiana*, 1998. DOI: 10.2118/39437-MS
40. Neal M.R. Gravel Pack Evaluation. *Journal of Petroleum Technology*, 1983, vol. 35, no. 9, pp. 1611-1616. DOI: 10.2118/11232-PA
41. Iziumchenko D.V. et al. Ekspluatatsiia gazovykh skvazhin v usloviakh aktivnogo vodo- i peskoproiavleniia [Operation of gas wells in conditions of active water and sand manifestation]. *Vesti gazovoi nauki*, 2018, no. 1(33), pp. 235-242.
42. Tochigin A.A., Odishaaria G.E. Prikladnaia gidrodinamika gazozhidkostnykh smesei [Applied hydrodynamics of gas-liquid mixtures]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ; Ivanovskii gosudarstvennyi energeticheskii universitet, 1998, 400 p.
43. McLaury B.S., Shirazi S.A., Shadley J.R. A particle tracking method to predict sand erosion threshold velocities in elbow and tees. *The 1994 ASME Fluids Engineering Division summer meeting, Lake Tahoe*. Nevada, 1994.
44. Shirazi S.A., Shadley J.R., McLaury B.S. et al. A procedure to predict solid particle erosion in elbows and tees. *Codes and Standard in a Global Environment, PVP*, 1993, vol. 259, pp. 159-167. DOI: 10.1115/1.2842089
45. Molchanov A.A., Aгеев P.G. Vnedrenie novykh tekhnologii - nadezhnyi put' izvlecheniia ostatocnykh zapasov mestorozhdenii uglevodorodov [Implementation of new technology is a reliable method of extracting reserves remaining in hydro-carbon deposits]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2017, vol. 227, pp. 530-539. DOI: 10.25515/PMI.2017.5.530