

Анализ факторов, влияющих на пескопроявления слабоконсолидированных газовых коллекторов

Ибрагимова Д.Р., Милованова В.В., Субботин М.Д., Петелин Д.А., Воробьев И.В.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

dapetelin-tnk@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Разработка и эксплуатация газовых залежей слабоконсолидированных пластов зачастую осложняется наличием механических примесей в добываемой продукции. Скопление частиц породы на забое приводит к образованию песчано-жидкостных пробок, а вынос песка может привести к абразивному износу элементов фонтанной арматуры. При интенсивном пескопроявлении приходится прибегать к технологическим ограничениям режимов работы скважин, что ведет к значительным потерям в добыче газа. Для повышения эффективности эксплуатации залежи необходимо выявить факторы, влияющие на пескопроявление, способы их оценки и контроля.

Материалы и методы

Выполнен анализ отечественного опыта и мировых тенденций изучения пескопроявления в газовых скважинах. Предложена концептуальная классификация факторов, влияющих на пескопроявления, и схема их ранжирования.

Ключевые слова

разработка газовых месторождений, призабойная зона, свойства пласта, пескопроявление

Для цитирования

Ибрагимова Д.Р., Милованова В.В., Субботин М.Д., Петелин Д.А., Воробьев И.В. Анализ факторов, влияющих на пескопроявления слабоконсолидированных газовых коллекторов // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 50–54. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-50-54

Поступила в редакцию: 18.05.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Analysis of the factors influencing sand production of poorly consolidated gas reservoirs

Ibragimova D.R., Milovanova V.V., Subbotin M.D., Petelin D.A., Vorobyev I.V.

“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

dapetelin-tnk@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The development and exploitation of gas field in poorly consolidated reservoirs is frequently complicated by the presence of mechanical admixtures in the produced fluid. The accumulation of rock particles at the bottomhole contributes to sand-liquid plug and the sloughing of sand can be cause of abrasive wear of the X-mas tree elements. Intensive sand production can leads to the necessary to limit the well operation conditions and thereby reducing gas production. To improve the efficiency of deposit exploitation it is necessary to identify the factors that affect sand production, methods for their assessment and control.

Materials and methods

The analysis domestic experience and global trends in the study of sand production in gas wells is performed. A conceptual classification of factors influencing sand production and order for their ranking are proposed.

Keywords

gas field development, bottomhole zone, reservoir properties, sand production

For citation

Ibragimova D.R., Milovanova V.V., Subbotin M.D., Petelin D.A., Vorobyev I.V. Analysis of the factors influencing sand production of poorly consolidated gas reservoirs. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 50–54. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-50-54

Received: 18.05.2022

Проблематика

Под пескопроявлением понимают процесс разрушения призабойной зоны пласта, сопровождающийся выносом песка на забой и устье скважины. Накопление на забое песчаной пробки или кольматация фильтра приводят к снижению продуктивности скважины. При поступлении песка с продукцией на поверхность интенсифицируется эрозионный износ оборудования и трубопроводов, что повышает риск возникновения аварийных ситуаций. Рассматриваемая проблема наиболее характерна для залежей, вступающих в заключительную стадию разработки, поэтому эффективность разработки таких залежей

во многом будет зависеть не только от устойчивости коллектора к нагрузкам, но и от технологических решений, заложенных при проектировании скважин.

В отечественной и мировой практике накоплен значительный опыт, посвященный проблеме разрушения призабойной зоны пласта (ПЗП) [1, 2]. Прогнозирование динамики пескопроявления, а также установление качественной и количественной связи между свойствами пласта, технологическими показателями разработки и объемом выносимых твердых примесей требует комплексного и междисциплинарного подхода.

Факторы, влияющие на пескопроявление

Разрушение горных пород в ПЗП происходит при нарушении критерия устойчивости, который зависит от упруго-прочностных свойств горных пород и их напряженно-деформированного состояния (НДС). На рисунке 1 предложена схема-классификация факторов, влияющих на разрушение ПЗП, состоящая из двух ключевых групп:

- факторы, характеризующие прочностные свойства горных пород;
- факторы, влияющие на формирование поля напряжений.

Рассмотрим факторы первой группы

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ СЕНТЯБРЬ 5 (90) 2022

«Прочностные свойства горных пород». По данным промысловых исследований ряда газовых месторождений и подземных хранилищ газа (ПХГ) прослеживается зависимость между наличием пескопроявлений и прочностью породы [3]. Оценка предела прочности пород производится путем исследований ядра, в частности, определяется корреляция между пределом прочности и модулем Юнга. Однако для слабоконсолидированных пород отбор ядра и проведение геомеханических тестов зачастую невозможно, и для оценки состояния ПЗП могут использоваться качественные и количественные зависимости между упруго-прочностными и фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), составом и условиями залегания продуктивного пласта. Так, на скважинах Медвежьего месторождения отмечается взаимосвязь между количеством вскрываемых крупнозернистых коллекторов в интервалах перфорации и интенсивностью выноса частиц породы. Аналогичная картина наблюдается и для пористости: чем выше пористость, тем ниже прочность породы. Предел прочности коррелирует с пористостью по результатам исследования ядра для пласта ПК1: с уменьшением глинистости прочность коллектора снижается (рис. 2).

В общем случае, чем лучше ФЕС, тем ниже прочность породы. Наиболее подвержены разрушению пропластки суперколлектора. Критическая депрессия, при которой начинается вынос песка, для таких интервалов в 2–3 раза ниже, чем для породы с меньшей проницаемостью.

Опережающее разрушение суперколлектора связано также с его первоочередным обводнением. С увеличением влажности прочность породы снижается (рис. 3), что связано с набуханием глинистого цемента и уменьшением капиллярного взаимодействия между зёрнами песчаника. Этот процесс снижает эрозионную устойчивость породы, вследствие чего в продукции скважин присутствует песок при меньших градиентах давления по сравнению с сухим коллектором [4]. Интенсификация пескопроявления после обводнения коллектора подтверждается промысловыми и лабораторными данными (рис. 4).

Рекомендуется проводить оценку наличия механических примесей

в продукции скважин после первых признаков обводнения.

Пресная вода более интенсивно разрушает структуру глинистого цемента сеноманского ядра по сравнению с минерализованными водами. Это приводит к повышению риска разрушения ПЗП при накоплении конденсационной воды на забое, а также при использовании технологических жидкостей с низкой минерализацией. В работе представлен эксперимент по оценке влияния минерализации жидкости на ядре слабоконсолидированных пород. В результате эксперимента было установлено, что пресная вода разрушает структуру глинистого цемента сеноманского ядра более интенсивно, чем минерализованная.

Ниже приведены данные по среднему значению критической депрессии для пласта ПК1 (табл. 1), которые учитывают ключевые факторы из первой группы [5].

Устойчивость коллектора к разрушению зависит не только от прочностных свойств породы, но и от изменения напряженного состояния в ПЗП в процессе разработки.

При снижении пластового давления и увеличении депрессии в поровом пространстве будет наблюдаться изменение градиента давления в ПЗП и рост эффективных напряжений

[6]. При увеличении депрессии, как правило, наблюдается рост количества механических примесей. Для Ямбургского месторождения по результатам исследований были определены приблизительные зависимости выноса механических примесей от депрессий. Количественная зависимость выноса песка от депрессии индивидуальна для каждой скважины (рис. 5).

Напряженное состояние пласта изменяется во времени. Интенсивность пескопроявления будет увеличиваться в процессе разработки по мере снижения пластового давления, вследствие увеличения эффективного напряжения $\Delta R_{эфф}$. При снижении пластового давления ниже критического разрушение пласта будет происходить при любой депрессии. На рисунке 6 представлены результаты геомеханического моделирования для месторождения Западной Сибири, где критическое пластовое давление составило 5,3 МПа. На Уренгойском месторождении при пластовом давлении менее 4 МПа напряжения в увлажненном продуктивном пласте в зоне скважины начинали превосходить предел прочности породы при любых депрессиях [7].

При невозможности ограничения контрольных параметров на поздних стадиях

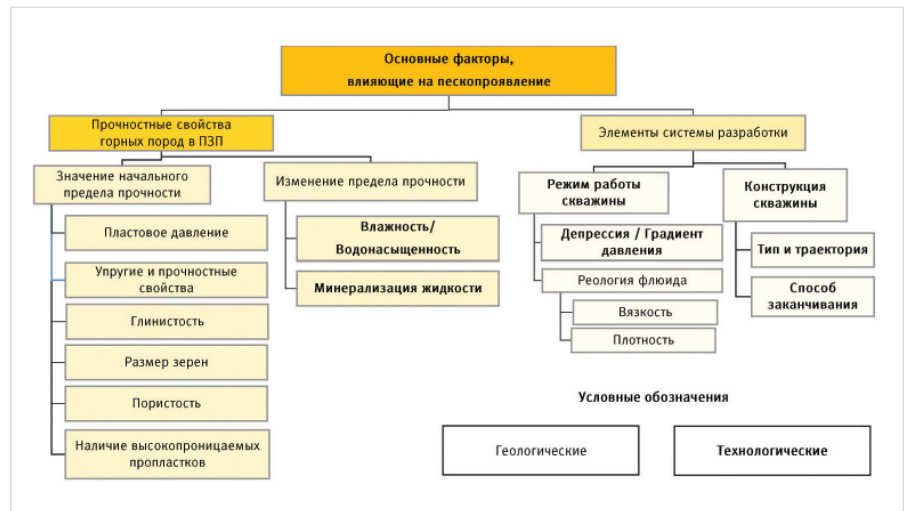


Рис. 1. Факторы, влияющие на разрушение призабойной зоны пласта
Fig. 1. Factors affecting the destruction of the bottomhole formation zone

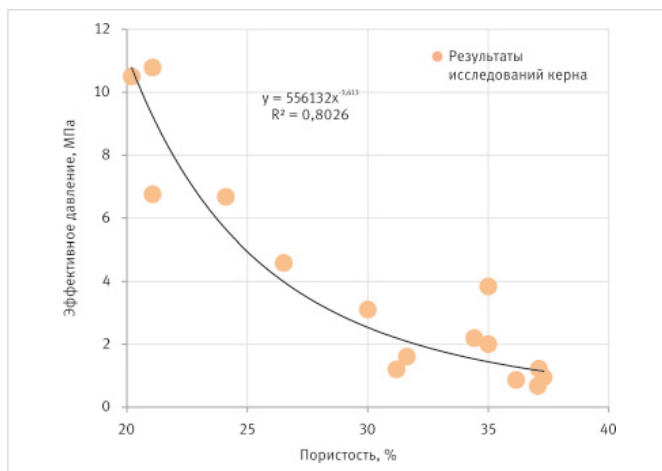


Рис. 2. Зависимость эффективного давления начала пластических деформаций образцов от пористости
Fig. 2. Dependence of the effective pressure of the beginning of plastic deformation of the samples on porosity

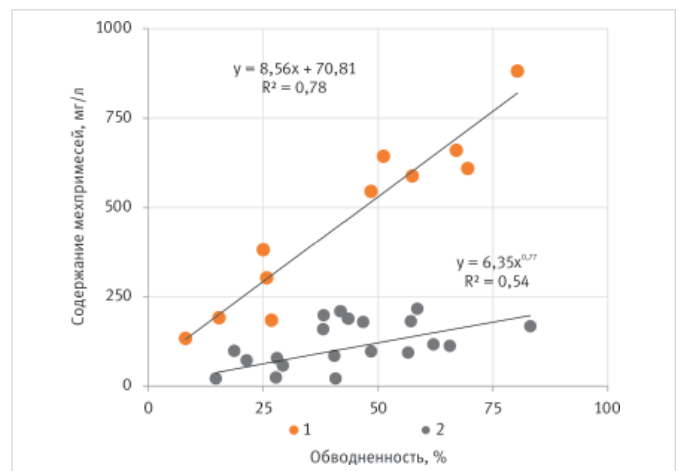


Рис. 3. Зависимость содержания механических примесей от обводненности на Самотлорском месторождении для: 1 — коллекторов с асф < 0,5, 2 — коллекторов с асф > 0,5, где асф — комплексный геофизический показатель
Fig. 3. Dependence of solids content on water cut at the Samotlor field for: 1 — reservoir with асф < 0,5, 2 — reservoirs with асф > 0,5; асф — complex geophysical indicator

разработки необходимо использовать способы химического и механического крепления ПЗП и технологии для выноса воды с забоя (ПАВ, КЛК) [8].

Резкие колебания давления и знакопеременные нагрузки могут привести к увеличению количества выносимых механических примесей при причине дестабилизации песчано-сводовых структур в ПЗП [9].

Осложняющим фактором может выступать реология и характер насыщения породы. От подвижности флюидов будут зависеть депрессии, необходимые для поддержания целевых уровней добычи газа. Кроме того, реологические свойства флюида влияют на процесс выноса частиц породы из порового пространства в скважину. Исходя из анализа мирового опыта и промышленных данных, скорость фильтрации на установившемся режиме слабо влияет на процесс разрушения коллектора.

От выбранного типа заканчивания и конструкции скважины (рис. 7), а также технологических жидкостей будут зависеть продуктивные характеристики скважины, а значит, и рабочие депрессии, и напряжения, создаваемые в ПЗП. Если рассматривать скважины с заканчиванием в виде открытого ствола при нормальном режиме напряжений, характерном для Западной Сибири, риск пескопроявлений будет меньше для вертикальных скважин меньшего диаметра. Однако эксплуатация залежей горизонтальными скважинами в первую очередь обусловлена их большей продуктивностью. Для получения одного и того же дебита в горизонтальной скважине создаются меньшие депрессии, а значит, и меньшие градиенты давления по сравнению с вертикальной скважиной, при этом снижается риск преждевременного прорыва воды.

Устойчивость ствола скважины может изменяться в зависимости от азимутального угла. Для определения оптимального направления требуется построение геомеханической модели (рис. 8) [10].

Критический дебит разрушения породы в призабойной зоне в случае с перфорированной колонной ниже, чем для скважины с открытым стволом. Увеличение плотности перфорации позволяет увеличить продуктивность скважины и снизить рабочие депрессии. Кроме того, устойчивость ПЗП зависит от ориентации перфорационных каналов. Выбор угла производится на основе геомеханических расчетов и зависит от направления стрессов (рис. 9). Для снижения риска пескопроявления рекомендуется использовать технологии ориентированной перфорации и щадящие технологии перфорации (гидропескоструйная, гидромеханическая и т.д.).

Отдельно следует рассмотреть заканчивание с установкой специализированных противопесочных фильтров. Их наличие не предотвращает разрушение пород в ПЗП, однако препятствует выносу песка в скважину.

Что касается выбора жидкостей, контактирующих с призабойной зоной пласта, — использование воды с низкой минерализацией может привести к интенсификации выноса механических частиц породы. Для минимизации риска разрушения ПЗП рекомендуется использовать растворы на углеводородной основе или соляные растворы, в меньшей степени влияющие на капиллярное взаимодействие между зернами породы.

Степень влияния факторов

На основании проведенного анализа

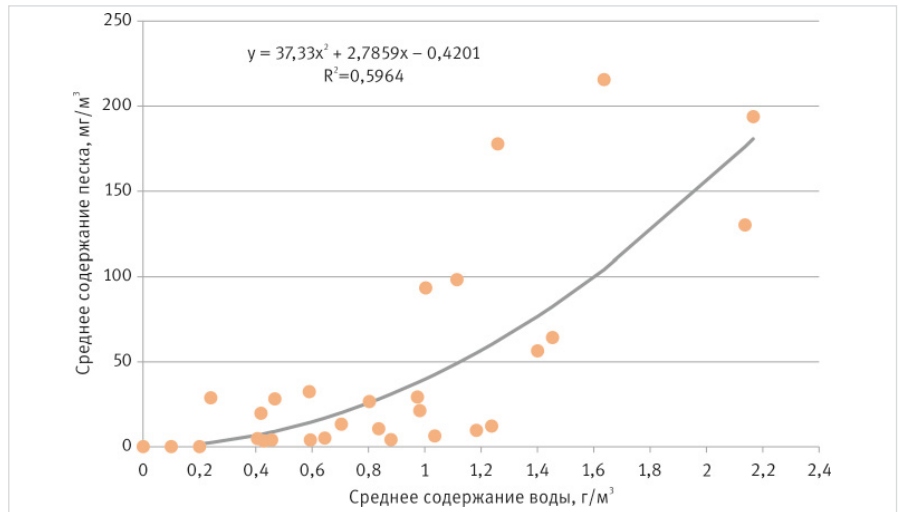


Рис. 4. Зависимость выноса песка от количества воды по результатам мониторинга сеноманских объектов Ямбургского НГКМ

Fig. 4. Dependence of sand production on water quantity based on the results of monitoring of Cenomanian objects of the Yamburgskoye field

Табл. 1. Критическая депрессия, бар

Tab. 1. The critical drawdown pressure, bar

Тип	Суперколлектор	Окружающая порода
Сухой коллектор	3,0	5,0
Влажный коллектор*	1,0-1,5	2,5

*влажный коллектор — коллектор с водонасыщенностью выше критической (SWCR)

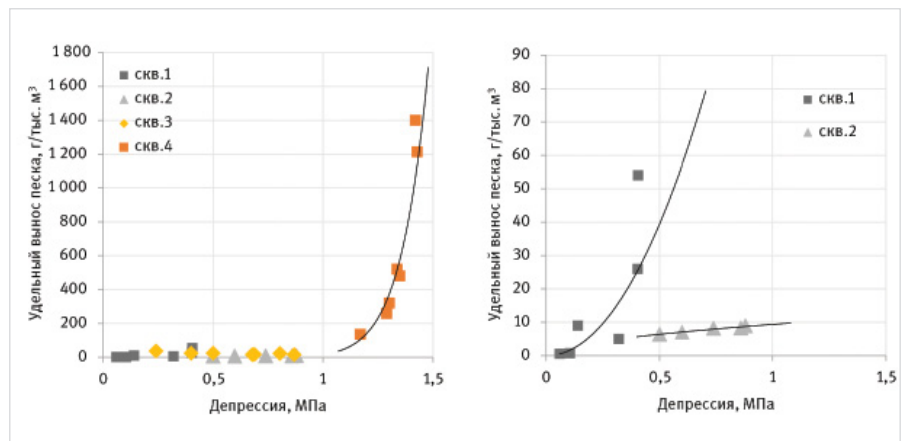


Рис. 5. Зависимость удельного выноса песка от депрессии. Ямбургское месторождение

Fig. 5. Dependence the sand production on drawdown pressure. Yamburgskoye field

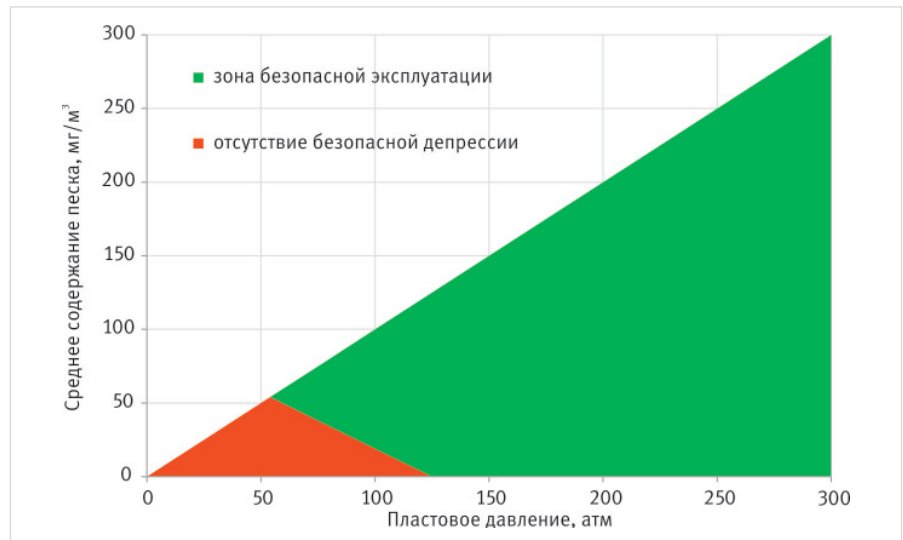


Рис. 6. Пример расчета безопасной депрессии с использованием геомеханической модели

Fig. 6. Example of calculating the safe drawdown pressure using the geomechanical model

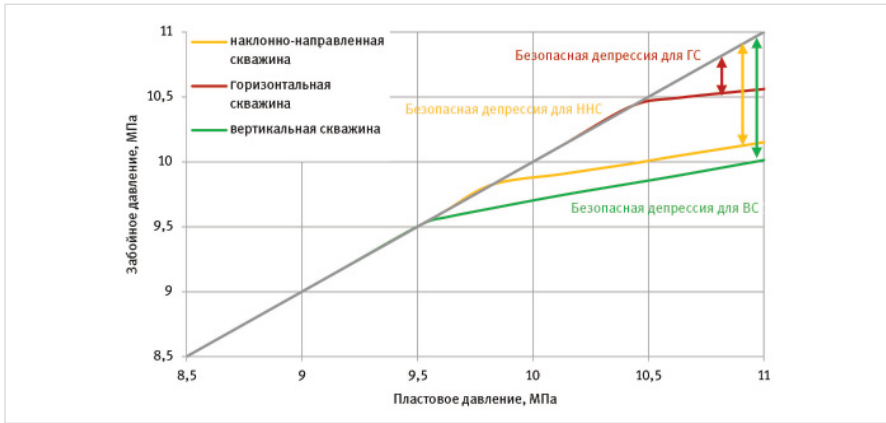


Рис. 7. Чувствительность безопасной депрессии к углу наклона скважины
Fig. 7. Dependence of safe drawdown on the angle of well inclination

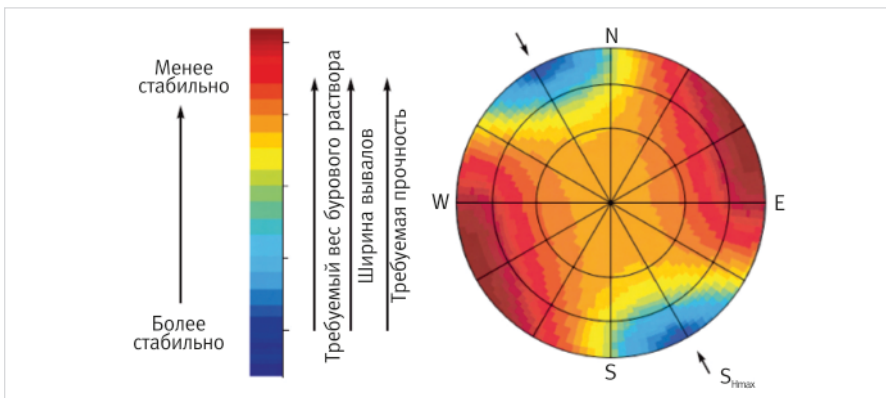


Рис. 8. Устойчивость ствола скважины
Fig. 8. The wellbore stability

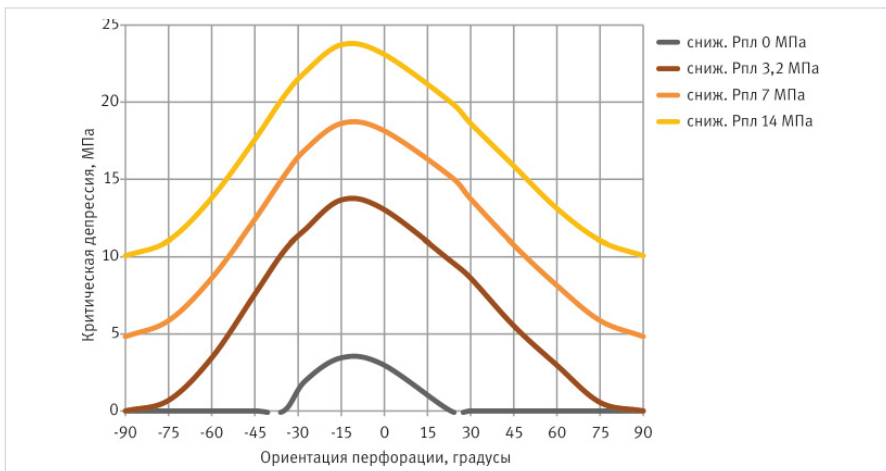


Рис. 9. Зависимость критической депрессии от ориентации перфораций
Fig. 9 The critical drawdown pressure dependence of direction of the perforated holes

Табл. 2. Влияние факторов на пескопроявление в газовых скважинах
Tab. 2. Influence of factors on the sand production in gas wells

Управляемость		Влияние факторов	
Неуправляемые (геологические)		Высокое	Низкое
		Упругие и прочностные свойства Глинистость Пористость Наличие суперколлектора	Минерализация флюида Гранулометрический состав пород Вязкость и плотность флюида
Управляемые	При бурении и строительстве	Способ заканчивания Выбор бурового раствора Технологии ПВР Траектория и конструкция скважины	
	В процессе разработки	Обводнение (ограниченные возможности управления) Снижение пластового давления (ограниченные возможности управления) Депрессия	Время работы скважины Смена режимов

и мониторинга разработки сеноманских газовых залежей авторами выполнена экспертная оценка степени влияния отдельных факторов на пескопроявление. Выделены факторы, имеющие наибольшее влияние на напряжения, создаваемые в ПЗП во время эксплуатации скважины на большинстве рассмотренных объектов. Факторы, влияние которых в литературе описано неоднозначно (отсутствует промышленное либо лабораторное подтверждение, представлены на отдельных объектах, но не повсеместно), определены как оказывающие низкое влияние на разрушение пласта. В таблице 2 представлена классификация основных причин пескопроявления по степени их влияния и возможности контроля.

Для обоснования безопасных режимов эксплуатации с точки зрения устойчивости ПЗП к нагрузкам применяют трехмерное геомеханико-гидродинамическое моделирование. Такие модели позволяют прогнозировать динамические изменения в полях напряжений, деформаций, а также разрушение пород в процессе разработки.

Итоги

В рамках проделанной работы авторами проанализированы открытые источники, описывающие мировой и отечественный опыт изучения пескопроявлений в газовых скважинах, предложена концептуальная классификация факторов, влияющих на разрушение призабойной зоны пласта.

Также схема ранжирования факторов, влияющих на пескопроявления, по степени влияния факторов на напряжения, создаваемые в ПЗП во время эксплуатации скважины, а также возможности контроля данных факторов. При этом необходимо учитывать, что количественная оценка влияния отдельных факторов индивидуальна для отдельных зон залежи и отдельных скважин.

Выводы

Для учета приведенных в статье факторов при планировании разработки газонасыщенных пластов необходимо снять неопределенности в части геофизической информации и лабораторных исследований на керновом материале. Это позволит снизить геологические риски, с учетом истощения пласта выполнить картирование безопасных зон и интервалов для минимизации пескопроявлений и при необходимости провести точечную корректировку устьевых давлений скважин для контроля депрессий, обводненности продукции и выбора оптимального типа заканчивания скважин. Применение подобного подхода по данному вопросу поможет проработать стратегию подготовки месторождений к возможным проблемам, связанным с пескопроявлением, уже на ранних стадиях разработки.

Список литературы

1. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Анализ современных методов и технологий управления процессами пескопроявлений при эксплуатации скважин // Горное дело. 2008. С. 132–134.
2. Изюмченко Д.В., Мандрик Е.В., Мельников С.А., Плосков А.А., Моисеев В.В., Харитонов А.Н., Памужак С.Г. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления // Вести газовой науки. 2018. № 1. С. 235–242.
3. Han G., Dusseault M. B., Cook J. Why sand fails after water breakthrough. Gulf Rocks 2004, the 6th North America Rock Mechanics Symposium (NARMS): Rock Mechanics Across Borders and Disciplines, held in Houston, Texas, June 5 – 9, 2004.
4. Бондаренко В.А. Повышение эффективности крепления призабойной зоны пласта с целью снижения пескопроявлений (на примере месторождений Краснодарского края). Диссертация. Краснодар: 2004. 158 с.
5. Меликов Р., Павлов В., Павлюков Н., Пташный А., Красников А., Субботин М., Королев А., Лознюк О. Оптимизация проводки и параметров эксплуатации горизонтальных скважин при разработке пласта ПК1 Харампурского НГКМ. Москва. 2018. 15–17 октября. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. № 191635.
6. Desroches J., Woods T.E. Stress measurements for sand control. SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering, Trondheim, Norway, July 1998, SPE-47247-MS. (In Eng).
7. Ланчаков Г.А. Повышение эффективности доработки сеноманских газовых залежей. 2006.
8. Fan Z., Yang D. Quantification of sand production using a pressure-gradient-based sand-failure criterion. SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, Calgary, Alberta, Canada, February 2017, SPE-185009-MS. (In Eng).
9. Жуковский К.А. Ликвидация пескопроявлений оборудованием газовых скважин противопесочным фильтром с гравийной набивкой. Диссертация. Новый Уренгой: 2002. 162 с.
10. Пятахин М.В. Критический дебит разрушения породы в призабойной зоне горизонтальной скважины // Газовая промышленность. 2009. № 7. С. 36–39.

ENGLISH

Results

Authors analyzed open sources describing the world and domestic experience in studying sand production in gas wells and proposed a conceptual classification of factors affecting on the damage of bottomhole formation zone.

There is also a ranking scheme for factors affecting sand production, according to the degree of influence of factors on stresses created in the bottomhole zone during field development as well as the ability to control these factors. It is necessary to take into account that the quantitative assessment of the influence of particular factors is individual for each zones of the reservoir and single wells.

References

1. Bondarenko V.A., Savenok O.V. Analysis of modern methods and technologies for managing sand production processes during well operation. 2008, P. 132–134. (In Russ).
2. Izyumchenko D.V., Mandrik Ye.V., Melnikov S.A., Ploskov A.A., Moiseyev V.V., Kharitonov A.N., Pamuzhak S.G. Operation of gas wells in conditions of active water and sand manifestation. Vesti Gazovoy Nauki, 2018, P. 235–242. (In Russ).
3. Han G., Dusseault M. B., Cook J. Why sand fails after water breakthrough. Gulf Rocks 2004, the 6th North America Rock Mechanics Symposium (NARMS): Rock Mechanics Across Borders and Disciplines, held in Houston, Texas, June 5 – 9, 2004. 10 p. (In Eng).
4. Bondarenko V.A. Increasing the efficiency of securing the bottomhole formation zone in order to reduce sand production (on the example of deposits in the Krasnodar region). Dissertation. Krasnodar, 2014. 158 p. (In Russ).
5. Ruslan M., Pavlov V., Subbotin M., Ptashnyi A., Pavlyukov N., Krasnikov A., Korolev A., Loznyuk O. Well placement and operation parameters optimization of horizontal wells in the development of the PK1 reservoir of the Kharampurskoye oil and gas condensate field. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 15–17 Oct 2018, Moscow. (In Russ).
6. Desroches J., Woods T.E. Stress measurements for sand control. SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering, Trondheim, Norway, July 1998, SPE-47247-MS. (In Eng).
7. Lanchakov G.A. Technologies for increasing the efficiency of exploitation of gas wells in the conditions of Cenomanian. 2006. (In Russ).
8. Fan Z., Yang D. Quantification of sand production using a pressure-gradient-based sand-failure criterion. SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, Calgary, Alberta, Canada, February 2017, SPE-185009-MS. (In Eng).
9. Zhukovsky K.A. Sand control by gas well equipment with gravel-packed sand filter. Dissertation. Novy Urengoy, 2002. 162 p. (In Russ).
10. Pyatakhin M.V. Critical rate of rock destruction in the bottomhole zone of a horizontal well. Gas Industry, 2009, issue 7, P. 36–39. (In Russ).

Conclusions

To take into account the factors reviewed in the article during planning the development of gas reservoirs it is necessary to reduce uncertainties related with geophysical information and core tests. It allows minimizing geological risks, consider reservoir depletion, performing mapping of safe zones and intervals to decrease sand production and make a point adjustment of wellhead pressures to control drawdowns, water cut and select the optimal type of well completion.

Applying a similar approach to this issue allows to plan a strategy for preparing reservoir at the early stage of development for possible problems associated with sand production.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ибрагимова Дина Ренатовна, главный специалист отдела разработки месторождений, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Милованова Валентина Валерьевна, главный специалист отдела разработки месторождений, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Субботин Михаил Дмитриевич, главный специалист отдела разработки проектов геомеханики, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Петелин Дмитрий Александрович, специалист отдела разработки месторождений, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Для контактов: dapetelin-tnk@tnnc.rosneft.ru

Воробьев Иван Васильевич, начальник отдела разработки месторождений, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Ibragimova Dina Rinatovna, main specialist of the department of oil and gas reservoirs development, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Milovanova Valentina Valeryevna, main specialist of the department of oil and gas reservoirs development, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Subbotin Mikhail Dmitrievich, main specialist of the geomechanics project development department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Petelin Dmitry Alexandrovich, specialist of the department of oil and gas reservoirs development, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Corresponding author: dapetelin-tnk@tnnc.rosneft.ru

Vorobyev Ivan Vasilyevich, head of the department of oil and gas reservoirs development, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia