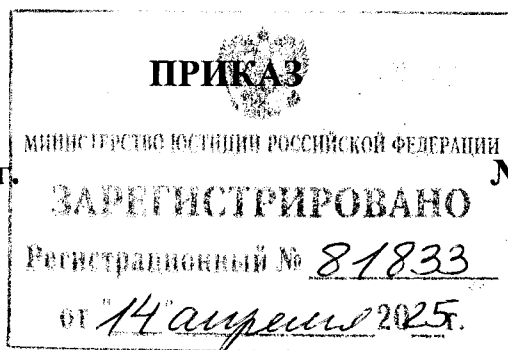


Министерство природных ресурсов
и экологии Российской Федерации
(Минприроды России)

Федеральное агентство
по недропользованию
(Роснедра)

17 марта 2025 г.



№ 110/02

**Об утверждении Правил
разработки месторождений углеводородного сырья**

В соответствии с частью первой статьи 23² Закона Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах», подпунктом «г» пункта 4 постановления Правительства Российской Федерации от 6 апреля 2004 г. № 171 «Вопросы Федерального агентства по недропользованию», пунктом 1 постановления Правительства Российской Федерации от 19 декабря 2015 г. № 1384 «О федеральных органах исполнительной власти, уполномоченных на установление правил разработки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых, правил подготовки технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых, а также на согласование этих правил» п р и к а з ы в а е м:

1. Утвердить прилагаемые Правила разработки месторождений углеводородного сырья.

2. Установить, что технические проекты разработки месторождений (залежей или участков залежей) углеводородного сырья, предусмотренные абзацем третьим подпункта «а» пункта 10 Правил подготовки, согласования и утверждения технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых, технических проектов строительства и эксплуатации подземных сооружений, технических проектов ликвидации и консервации горных выработок, буровых скважин и иных сооружений, связанных с использованием недрами, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30 ноября 2021 г. № 2127, согласованные и утвержденные пользователем недр в соответствии со статьей 23² Закона Российской Федерации «О недрах» от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах» до дня вступления в силу настоящего приказа, действуют до окончания

срока их действия и приведение их в соответствие с настоящим приказом не требуется.

3. Настоящий приказ вступает в силу с 1 сентября 2025 г. и действует по 31 августа 2031 г.

Министр природных ресурсов
и экологии Российской Федерации



А.А. Козлов

Руководитель Федерального
агентства по недропользованию



О.В. Казанов

Утверждены
приказом Министерства
природных ресурсов и экологии
Российской Федерации
и Федерального агентства
по недропользованию
от 17 марта 2025 г. № 110/02

Правила разработки месторождений углеводородного сырья

I. Общие положения

1. Настоящие Правила устанавливают требования к разработке месторождений (залежей или участков залежей) углеводородного сырья (далее – УВС), расположенных на территории Российской Федерации, во внутренних морских водах, на участках недр континентального шельфа Российской Федерации, в исключительной экономической зоне, на участках недр, расположенных в Черном море, в пределах которых Российская Федерация осуществляет суверенитет, суверенные права или юрисдикцию в связи с принятием в Российскую Федерацию Республики Крым и образованием в составе Российской Федерации новых субъектов – Республики Крым и города федерального значения Севастополя, на участках недр, расположенных в российской части (российском секторе) дна Каспийского моря, и Мировом океане, и предназначены для использования Федеральным агентством по недропользованию, его территориальными органами, пользователями недр, иными органами и организациями.

2. Положения, предусмотренные настоящими Правилами, не распространяются на участки недр, предоставленные в пользование для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых в соответствии с абзацем двенадцатым пункта 4 или пунктом 5 части первой статьи 10¹ Закона Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах» (далее – Закон Российской Федерации «О недрах»).

II. Подготовка месторождения УВС к промышленной разработке

3. Подготовка месторождения УВС к промышленной разработке начинается на этапе разведки месторождения УВС после постановки запасов УВС данного

месторождения УВС на государственный баланс запасов полезных ископаемых (далее – ГБЗ).

4. Для подготовки месторождения УВС к промышленной разработке на стадии разведки и пробной эксплуатации месторождения УВС изучаются характеристики месторождения (залежи или участка залежи) УВС, собираются необходимые геолого-геофизические, технико-технологические и другие материалы, позволяющие подготовить месторождение УВС к подсчету геологических запасов УВС, составлению технологической схемы разработки месторождения УВС и вводу его в промышленную разработку¹.

5. Для месторождения УВС, находящегося на стадии разведки и пробной эксплуатации, составляется проект на осуществление геологического изучения недр и разведки месторождений УВС или проект пробной эксплуатации месторождения (далее – ППЭ) (залежи или участка залежи) УВС.

6. ППЭ (залежи или участка залежи) УВС и изменения к нему (далее – ДППЭ) составляются и реализуются в качестве технических проектов разработки месторождения (залежи) УВС на стадии разведки и пробной эксплуатации с целью получения необходимой информации для уточнения геологического строения, добычных возможностей, выполнения подсчета запасов и подготовки месторождения УВС к промышленной разработке. ППЭ и ДППЭ составляются на запасы категории $C_1 + C_2$.

Бурение и добыча УВС из разведочных и эксплуатационных скважин (согласно решениям ППЭ) в границах запасов категории C_2 допускаются при условии представления полученных результатов пробной эксплуатации и обосновывающих геологических материалов и документов для государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов до конца года, в котором начата добыча. Изменения категории запасов и их количество учитываются в ГБЗ по состоянию на 1 января года, следующего за годом внесения оперативных изменений.

7. ППЭ (залежи или участка залежи) УВС осуществляется в течение следующих сроков²:

- а) три года – для мелких и очень мелких месторождений УВС;
- б) пять лет – для средних месторождений УВС;
- в) семь лет – для крупных и уникальных месторождений УВС или морских

¹ Пункт 3 части 1 статьи 11¹ Налогового кодекса Российской Федерации.

² Пункт 3.1.4 Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденных приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 20 сентября 2019 г. № 639 (далее – Правила № 639) (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 2 октября 2019 г., регистрационный № 56103), с изменениями, внесенными приказами Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 7 августа 2020 г. № 570 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 30 октября 2020 г., регистрационный № 60671) и от 6 октября 2020 г. № 772 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 20 ноября 2020 г., регистрационный № 61043).

(шельфовых) месторождений УВС вне зависимости от категории месторождения УВС.

Категории месторождений УВС определяются в соответствии с пунктом 25 Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 1 ноября 2013 г. № 477 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 31 декабря 2013 г., регистрационный № 30943) (далее – Классификация № 477).

При наличии пяти и более эксплуатационных объектов (далее – ЭО) для мелких и очень мелких месторождений, срок ППЭ или ДППЭ может увеличиться до пяти лет, для средних месторождений – до семи лет.

В случае планирования проведения промышленных испытаний новой для геолого-физических условий технологии разработки месторождения и (или) залежи УВС срок ППЭ (залежи или участка залежи) УВС продлевается на срок, не превышающий три года³.

Продление сроков ППЭ (залежи или участка залежи) УВС оформляется в виде изменений в ППЭ, ДППЭ, подготовка, согласование и утверждение которых осуществляются в порядке, установленном для подготовки, согласования и утверждения проектной документации в соответствии с пунктом 28 Правил подготовки, согласования и утверждения технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых, технических проектов строительства и эксплуатации подземных сооружений, технических проектов ликвидации и консервации горных выработок, буровых скважин и иных сооружений, связанных с использованием недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30 ноября 2021 г. № 2127 (далее – Правила подготовки № 2127)⁴.

Прогнозные годы, в течение которых планируется реализовывать ППЭ, ДППЭ, нумеруются порядковыми числительными, начиная с первого года, в котором планируется начать добычу УВС, согласно данному ППЭ или ДППЭ³.

8. Месторождение УВС вводится в разработку при начале добычи из скважин в соответствии с ППЭ месторождения (залежи или участка залежи) УВС. На этапе пробной эксплуатации средних, крупных и уникальных месторождений УВС может добываться не более 20 процентов начальных извлекаемых запасов, числящихся на ГБЗ. Технологический процесс разработки месторождения УВС (далее – разработка месторождения) направлен на извлечение из недр УВС и других попутных полезных ископаемых и компонентов на основе технического проекта разработки месторождения (залежи) УВС.

³ Пункт 3.1.4 Правил № 639.

⁴ Срок действия ограничен до 1 марта 2028 г.

9. Виды, объемы и порядок проведения работ по разведочным, поисковым скважинам определяются проектной документацией, предусмотренной статьями 23² и (или) 23⁶ Закона Российской Федерации «О недрах», в соответствии с требованиями, установленными законодательством Российской Федерации о недрах, а также предусмотренными условиями пользования недрами в соответствии со статьей 12 Закона Российской Федерации «О недрах».

10. Интервалы отбора кернa, опробований и испытаний, геофизические исследования скважин (далее – ГИС), гидродинамические исследования пластов в скважинах (далее – ГДИ) в каждой разведочной или другой по назначению скважине устанавливаются геолого-техническим нарядом или отдельными планами работ на скважине месторождения УВС⁵.

11. При опробовании вскрытого пласта отбор проб жидкости и газов с целью изучения их количественного и качественного состава проводится в соответствии с планами работ на скважине месторождения УВС⁵.

12. При испытании вскрытых продуктивных пластов необходимо проведение работ по определению следующих начальных характеристик:

- а) пластового давления и температуры;
- б) положения водонефтяных, газонефтяных и газоводяных контактов;
- в) дебитов пластовых флюидов;
- г) продуктивных характеристик пласта;
- д) геолого-физических характеристик пласта;
- е) состава и физико-химических свойств пластовых флюидов.

13. После завершения стадии разведки и пробной эксплуатации пользователь недр представляет в Федеральное агентство по недропользованию подсчет запасов УВС, попутных полезных компонентов и технологическую схему разработки месторождения УВС для проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр (далее – государственная экспертиза запасов) в соответствии со статьей 29 Закона Российской Федерации «О недрах» и согласования технического проекта разработки месторождения (залежи или участка залежи) УВС в соответствии со статьей 23² Закона Российской Федерации «О недрах».

14. Проведение ППЭ (залежи или участка залежи) УВС осуществляется по

⁵ Раздел XXVI федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 г. № 534 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 29 декабря 2020 г., регистрационный № 61888), с изменениями, внесенными приказами Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 19 января 2022 г. № 10 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 22 апреля 2022 г., регистрационный № 68300) и от 31 января 2023 г. № 24 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 17 апреля 2023 г., регистрационный № 73046) (далее – федеральные нормы и правила в нефтяной и газовой промышленности). Срок действия ограничен до 1 января 2027 г.

решению пользователя недр.

15. Вопросы дальнейшего использования поисковых и разведочных скважин, пробуренных за счет средств пользователя недр и оказавшихся за пределами контуров нефтегазоносности месторождения (залежи) УВС, решаются пользователем недр.

III. Промышленная разработка месторождения УВС

16. При промышленной разработке месторождений УВС осуществляется технологический процесс извлечения из недр нефти, горючих газов (далее – газы), конденсата и содержащихся в них попутных компонентов или попутные полезные ископаемые на основании технических проектов разработки месторождений УВС, указанных в настоящем пункте.

17. Промышленная разработка месторождений УВС осуществляется в соответствии со следующими техническими проектами разработки месторождений УВС:

а) технологическая схема разработки месторождения УВС (далее – ТСР) и изменения к ней (далее – ДТСР);

б) технологический проект разработки месторождения УВС (далее – ТПР) и изменения к нему (далее – ДТПР).

18. Промышленная разработка осуществляется в соответствии с ТСР, ДТСР, ТПР, ДТПР, составленными на запасы УВС категорий $A+B_1+B_2$ ⁶.

На стадии промышленной разработки пользователь недр имеет право осуществлять добычу УВС (в рамках утвержденных проектных решений) по залежи УВС, по ЭО, по участкам ЭО с запасами категории $A+B_1$. Пользователь недр имеет право осуществлять бурение и добычу УВС (согласно решениям ТСР, ДТСР, ТПР, ДТПР) в границах запасов категории B_2 при условии представления полученных результатов и обосновывающих геологических документов и материалов для проведения государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов в соответствии с Правилами проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, определения размера и порядка взимания платы за ее проведение, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 1 марта 2023 г. № 335⁷ (далее – Правила № 335), до конца года, в котором начата добыча.

19. Сроки осуществления промышленной разработки в соответствии с ТСР, ДТСР, ТПР, ДТПР должны соответствовать условиям пользования недрами,

⁶ Глава II Классификации № 477.

⁷ Срок действия ограничен до 31 августа 2029 г.

установленными в лицензии на пользование недрами.

20. Промышленная разработка осуществляется в соответствии с ТСР, ДТСР, ТПР, ДТПР, действие которых распространяется на весь период разработки месторождений (залежей) УВС до полной выработки извлекаемых запасов.

21. Допускаются опробование и внедрение новых технических средств и технологий разработки для имеющихся горно-геологических условий, а также для крупных и уникальных месторождений УВС⁸, недостаточно разведанных и (или) со сложным геологическим строением. Допускается выделение участков для проведения опытно-промышленных работ (далее – ОПР) в соответствии с ТСР, ДТСР, ТПР, ДТПР.

22. Промышленная разработка осуществляется в соответствии с ТСР, ДТСР, ТПР, ДТПР, составленными для месторождения (залежи) УВС в целом, за исключением случаев, установленных пунктам 23–25 настоящих Правил.

23. Допускается осуществление промышленной разработки в соответствии с ДТСР, ТПР, ДТПР, составленным по отдельному участку недр для крупных и уникальных месторождений⁸ УВС с утверждением проектных технологических показателей разработки для одного или нескольких ЭО с общей системой сбора и подготовки продукции.

24. Допускается осуществление промышленной разработки в соответствии с ТСР, ДТСР, ТПР, ДТПР, составленным для одного или нескольких ЭО, разрабатываемых с использованием общей системы сбора и подготовки продукции, для крупных и уникальных месторождений⁸ УВС, принадлежащих одному пользователю недр, по которым отсутствует действующий единый технический проект в целом по месторождению УВС.

25. Допускается осуществление промышленной разработки в соответствии с ТСР, ДТСР, ТПР, ДТПР, составленным для группы месторождений УВС с общей системой сбора и подготовки продукции, с разделением технологических показателей разработки по месторождениям УВС и ЭО.

26. Промышленная разработка может осуществляться на основании новых технических проектов разработки месторождений УВС, которые подготавливаются в течение всего срока действия ранее утвержденных проектных документов.

27. К месторождениям УВС, подготовленным для промышленной разработки, относятся месторождения УВС, в отношении которых проведены исследования и мероприятия в соответствии с требованиями пунктов 9–13 настоящих Правил, а также выполнены следующие требования:

а) запасы нефти и (или) газа по категории C_1 составляют не менее 30 процентов от всех геологических запасов при соблюдении требований к изученности для категории запасов B_1 ;

⁸ Пункт 25 Классификации № 477.

б) определены добывные возможности скважин, изучены свойства нефти, свободного и растворенного газа, газового конденсата и содержащиеся в них основные полезные ископаемые, имеющие промышленное значение;

в) изучены гидрогеологические, геокриологические, экологические и другие условия разработки месторождения УВС с полнотой, достаточной для достоверного технического и экономического обоснования решения о порядке и условиях его промышленной разработки.

28. Месторождение УВС, на котором начата добыча из скважин в соответствии с ТСР, ТПР или ДТСР, ДТПР, утвержденными в соответствии с Правилами подготовки № 2127, относится к месторождению УВС, введенному в промышленную разработку.

29. Промышленная разработка мелких и очень мелких месторождений⁹ УВС допускается на основании ТСР, перевод таких месторождений УВС в разрабатываемые допускается при условии, что запасы указанных месторождений УВС, представленные пользователем недр на государственную экспертизу по оперативному изменению состояния запасов в соответствии с Правилами № 335, не требуют дополнительного проведения геологоразведочных работ, и уточнение геологического строения месторождения УВС может быть проведено в процессе его промышленной разработки.

30. Для промышленной разработки средних, крупных и уникальных месторождений⁹ УВС ДТСР, ТПР, ДТПР составляются при изменении ранее утвержденных в соответствии с Правилами № 335 геологических запасов преобладающего по объему основного полезного ископаемого категорий $A+B_1+B_2$ ¹⁰ более чем на 20 процентов от начальных геологических запасов по месторождению УВС и (или) принципиальном изменении геологической модели месторождения УВС по сравнению с принятой в действующем ТСР, ДТСР, ТПР, ДТПР.

31. В процессе промышленной разработки при изменении ранее утвержденных геологических запасов одного из основных полезных ископаемых по месторождению УВС категорий $A+B_1+B_2$ менее чем на 20 процентов по месторождению УВС, в том числе при открытии новой залежи, дальнейшая промышленная разработка месторождения УВС осуществляется на основании ДТСР, ДТПР, составленных на основании заключения государственной экспертизы по оперативному изменению состояния запасов в соответствии с Правилами № 335, учитывающего указанные изменения.

32. Допускается опробование и внедрение технологии разработки новой для данных геолого-физических условий, а также для крупных и уникальных месторождений УВС, недостаточно разведанных и (или) со сложным геологическим

⁹ Пункт 25 Классификации № 477.

¹⁰ Раздел II Классификации № 477.

строением, в составе ТСР, ТПР, ДТСР и ДТПР, а также допускается выделение участка для опытно-промышленных работ (далее – ОПР).

33. ДТСР и ДТПР могут быть представлены на основе ранее проведенного подсчета геологических запасов или оперативного изменения состояния запасов при сохранении ранее принятой геологической модели (далее – ГМ) в случаях¹¹:

а) отклонения фактической годовой добычи нефти и (или) свободного газа от проектной величины, превышающей установленное значение отклонений в соответствии с настоящими Правилами;

б) положительных результатов, проведенных на месторождении УВС ОПР и возможности их распространения на ЭО или изменении (неподтверждении) эффективности проводимых геолого-технологических (технических) мероприятий (далее – ГТМ);

в) необходимости изменения технологии и системы разработки ЭО (залежи).

34. Срок завершения разработки и переход к ликвидационным работам обосновывается в ТПР или ДТПР.

35. Пользователь недр обеспечивает научное изучение и сопровождение разработки месторождения УВС (ЭО), осуществляет самостоятельный анализ разработки месторождения УВС (ЭО) и выполнения проектных решений, технологических показателей разработки месторождения УВС (ЭО) и рациональной выработки (использованию) запасов УВС.

36. Пользователь недр имеет право принимать решения по рациональному использованию фонда скважин всех назначений без внесения изменений в ТСР, ТПР ДТСР и ДТПР:

а) распространения проектной системы разработки на участки расширения площади продуктивного пласта, входящие в единый ЭО, выявленные по результатам уточнения геологического строения месторождения УВС. При этом распространение проектной системы разработки на участки расширения площади продуктивного пласта для крупных и уникальных месторождений УВС не должно превышать 10 процентов от площади продуктивного пласта ЭО;

б) отмены проектных скважин на участках сокращения площади залежи;

в) изменения местоположения, назначения, конструкции проектных скважин на локальных (не более 10 процентов от проектного фонда скважин) участках продуктивного пласта, входящих в единый ЭО по результатам уточнения геологического строения или изысканий на местности;

г) перевода скважин, выполнивших проектное назначение, на другой ЭО;

д) проведения ГТМ, не меняющих основные положения технического проекта разработки месторождения УВС, при условии, что уровни отбора нефти и (или) свободного газа находятся в пределах допустимых отклонений.

¹¹ Пункт 3.2.13 Правил № 639.

IV. Допустимые отклонения показателей разработки месторождения УВС

37. Показателями, характеризующими выполнение пользователем недр обязанностей, установленных пунктом 2 части второй статьи 22 Закона Российской Федерации «О недрах», в части обеспечения соблюдения требований технических проектов разработки месторождений УВС являются:

- а) годовые уровни добычи нефти и (или) свободного газа, утвержденные для категории запасов $A + B_1$ по месторождению УВС в целом;
- б) годовой ввод новых добывающих и нагнетательных скважин (суммарно) для категории запасов $A + B_1$ (C_1) по месторождению УВС в целом;
- в) годовой действующий фонд добывающих и (или) нагнетательных скважин для категории запасов $A + B_1$ (C_1) по месторождению УВС в целом.

Требования технического проекта разработки месторождений УВС, установленные в отношении ЭО, считаются выполненными, если соблюдены требования технического проекта разработки месторождений УВС, установленные в отношении месторождения УВС в целом в пределах допустимых отклонений показателей¹², предусмотренных подпунктами «а» – «в» настоящего пункта.

Уровни ежегодных допустимых отклонений показателей, предусмотренных подпунктами «а» – «в» настоящего пункта, устанавливаются главами IV, VIII настоящих Правил и приложением к настоящим Правилам. Соблюдение пользователем недр установленных настоящими Правилами уровней ежегодных допустимых отклонений определяется данными на конец календарного года.

В случае, когда часть месторождения УВС выходит за пределы лицензионного участка и находится в нераспределенном фонде недр, другом субъекте Российской Федерации или принадлежит другому пользователю недр, показатели, характеризующие выполнение пользователем недр обязанностей, установленных пунктом 2 части второй статьи 22 Закона Российской Федерации «О недрах», в части обеспечения соблюдения требований технических проектов разработки месторождений УВС, предусмотренные настоящим пунктом, устанавливаются по каждому отдельному лицензионному участку месторождения УВС без учета частей месторождения УВС, находящихся в нераспределенном фонде недр.

38. Уровни добычи нефти и (или) свободного газа устанавливаются в соответствии с техническим проектом разработки месторождений УВС, согласованным с комиссией¹³.

Уровни добычи свободного газа включают в том числе газ газовых шапок.

39. Уровни добычи нефти и (или) свободного газа для ППЭ (ДППЭ)

¹² Пункты 3.2.15 и 3.3.10 Правил № 639.

¹³ Пункт 18 Правил подготовки № 2127.

и участков ЭО ОНР, выделенных в техническом проекте разработки месторождений УВС, устанавливаются в соответствии с фактически достигнутыми.

В случае если годовое количество скважин, указанных в подпунктах «б» и «в» пункта 37 настоящих Правил, по итогу отчетного года отличается от предусмотренного в ППЭ и ДППЭ (для категории запасов C_1) количества скважин, которые должны были быть введены или действовать в течение отчетного года, но при этом по состоянию на начало очередного года, следующего за отчетным, накопленное количество скважин, введенных или действующих в течение предшествующих трех лет, не менее 100 процентов от предусмотренного в ППЭ и ДППЭ количества скважин, которые должны были быть введены или действовать за указанный период, то требования ППЭ и ДППЭ по годовому количеству скважин считаются выполненными.

В случае если срок реализации ППЭ превышает три года, выполнение пользователем недр требований ППЭ по количеству скважин, указанных в подпунктах «б» и «в» пункта 37 настоящих Правил, определяется не ранее истечения трех лет со дня реализации ППЭ.

Началом первого года реализации ППЭ или ДППЭ считается 1 января года, в котором начата добыча УВС согласно ППЭ или ДППЭ.

40. Уровни отборов попутного газа и конденсата устанавливаются в соответствии с фактически достигнутыми. При наличии в продукции нефтяных добывающих скважин свободного газа из газовой шапки его объемы должны быть учтены отдельно в техническом проекте разработки месторождения УВС.

41. Допускаются отклонения фактической годовой добычи нефти и (или) свободного газа по месторождению УВС от проектной величины, утвержденной в техническом проекте разработки месторождения УВС в соответствии с приложением к настоящим Правилам.

42. В случае отклонения уровня фактической годовой добычи нефти и (или) свободного газа от проектной сверх допустимых значений по месторождению УВС (за исключением случаев, установленных пунктами 44 и 45 настоящих Правил) пользователю недр необходимо обосновать причины отклонений и внести соответствующие изменения в процесс разработки месторождения УВС или подготовить новый технический проект разработки месторождения УВС.

43. В случае, когда часть месторождения УВС выходит за пределы лицензионного участка и находится в нераспределенном фонде недр, другом субъекте Российской Федерации или принадлежит другому пользователю недр, допустимые отклонения показателей, характеризующих выполнение технического проекта разработки месторождения УВС, устанавливаются для каждого лицензионного участка месторождения УВС отдельно.

Значения допустимых отклонений технологических показателей разработки для каждого лицензионного участка устанавливаются равными значениям допустимых отклонений технологических показателей разработки, предусмотренным настоящими Правилами для месторождений УВС в целом.

В случае, когда месторождение УВС расположено в пределах нескольких лицензионных участков одного субъекта Российской Федерации, принадлежащих одному пользователю недр, допустимые отклонения показателей, характеризующих выполнение технического проекта разработки месторождения УВС, устанавливаются в целом по месторождению УВС.

44. Отклонения фактической годовой добычи нефти и (или) свободного газа от проектной по месторождению УВС принимаются как допустимые в случае ограничений на их реализацию, связанных с обстоятельствами непреодолимой силы¹⁴.

45. Для газовых и газоконденсатных месторождений УВС допустимые отклонения фактической годовой добычи газа от проектной устанавливаются в соответствии с фактически достигнутыми уровнями добычи газа в случае, если такие отклонения связаны с изменением спроса на газ.

Допустимые отклонения фактической годовой добычи нефти при сезонной добыче устанавливаются в соответствии с фактически достигнутыми уровнями добычи нефти, если такой режим эксплуатации скважин предусмотрен техническим проектом разработки месторождения УВС.

46. Для месторождений УВС, находящихся в промышленной разработке, уровень добычи которых устанавливается в соответствии с фактически достигнутым уровнем, а накопленная добыча нефти после 5 лет с даты утверждения технического проекта разработки месторождения УВС превышает отклонение 50 процентов от проектной накопленной добычи нефти, пользователем недр должен быть составлен новый технический проект разработки месторождения УВС.

47. Допускаются ежегодные отклонения по вводу новых скважин относительно установленных в ТСР, ТПР, ДТСР и ДТПР.

Отклонения в сторону увеличения количества вводимых новых скважин устанавливаются в соответствии с фактически достигнутым количеством. Отклонения в сторону уменьшения количества вводимых новых скважин устанавливаются в объеме:

Количество ежегодно вводимых новых добывающих и нагнетательных скважин (суммарно) из бурения всего на	Допустимое ежегодное отклонение (не более), %
---	---

¹⁴ Пункт 3 статьи 401 Гражданского кодекса Российской Федерации.

месторождении УВС по состоянию на конец календарного года согласно техническому проекту разработки месторождения УВС, штук	
до 10 (включительно)	устанавливается в соответствии с фактически достигнутым количеством скважин
от 11 до 25 (включительно)	45
от 26 до 50 (включительно)	40
от 51 до 100 (включительно)	30
101 и более	20

В случае если количество введенных новых скважин по итогу отчетного года находится в пределах допустимого отклонения, указанного в настоящем пункте, но при этом по состоянию на начало очередного года, следующего за отчетным, накопленное количество новых скважин, введенных в течение предшествующих трех лет, менее 80 процентов от предусмотренного в ТСР, ТПР, ДТСР и ДТПР количества новых скважин, которые должны были быть введены в течение указанного периода, то требования ТСР, ТПР, ДТСР и ДТПР по вводу новых скважин считаются невыполненными (допускается после истечения трех лет реализации технического проекта разработки месторождений УВС).

В случае если количество введенных новых скважин по итогу отчетного года находится за пределами допустимого отклонения, указанного в настоящем пункте, но при этом по причине досрочного ввода новых скважин по состоянию на начало очередного года, следующего за отчетным, накопленное количество новых скважин, введенных в течение предшествующих трех лет, не менее 80 процентов от предусмотренного в ТСР, ТПР, ДТСР и ДТПР количества новых скважин, которые должны были быть введены в течение указанного периода, то требования ТСР, ТПР, ДТСР и ДТПР по вводу новых скважин считаются выполненными (допускается после истечения трех лет реализации технического проекта разработки месторождений УВС).

48. Допускаются отклонения по действующему фонду добывающих скважин относительно установленных в ТСР, ТПР, ДТСР и ДТПР.

Отклонения в сторону увеличения количества добывающих скважин в действующем фонде устанавливаются в соответствии с фактически достигнутым количеством. Отклонения в сторону уменьшения количества добывающих скважин в действующем фонде устанавливаются в объеме:

Количество действующих добывающих скважин на месторождении УВС по состоянию на конец календарного года согласно техническому проекту разработки месторождения УВС, штук	Допустимое отклонение (не более), %
до 10 (включительно)	устанавливается в соответствии с фактически достигнутым количеством скважин
от 11 до 50 (включительно)	40
от 51 до 200 (включительно)	30
201 и более	20

49. Допускаются отклонения по действующему фонду нагнетательных скважин относительно установленных в ТСР, ТПР, ДТСР и ДТПР.

Отклонения в сторону увеличения количества нагнетательных скважин в действующем фонде устанавливаются в соответствии с фактически достигнутым количеством.

Отклонения в сторону уменьшения количества нагнетательных скважин в действующем фонде устанавливаются в объеме:

Количество действующих нагнетательных скважин на месторождении УВС по состоянию на конец календарного года согласно техническому проекту разработки месторождения УВС, штук	Допустимое отклонение (не более), %
до 10 (включительно)	устанавливается в соответствии с фактически достигнутым количеством скважин
от 11 до 50 (включительно)	40
от 51 до 200 (включительно)	30
201 и более	20

50. Отклонения технологических показателей разработки, превышающие показатели, предусмотренные пунктами 47–49 настоящих Правил, по причине

ограничений на реализацию продукции, связанных с обстоятельствами непреодолимой силы¹⁵, принимаются как допустимые.

V. Требования к системе разработки месторождения УВС

51. Целью выделения ЭО на месторождении УВС является обеспечение рациональной разработки месторождения УВС и достижение максимально возможных коэффициентов извлечения УВС (коэффициент извлечения нефти, коэффициент извлечения газа, коэффициент извлечения конденсата).

52. ЭО должен выделяться с запасами, достаточными для обеспечения продолжительной эксплуатации скважин. Выделяются и обосновываются самостоятельные (основные) и возвратные ЭО.

К основному ЭО относятся: залежь нефти (газа), часть залежи или несколько залежей нефти (газа), объединенных в один ЭО, разрабатываемых единой сеткой эксплуатационных скважин.

К возвратному ЭО относится: залежь нефти (газа) или несколько залежей нефти (газа), объединенных в один ЭО, разработка которого (которых), как самостоятельного ЭО, технико-экономически нерентабельна, что обосновано в проектных технических документах (далее – ПТД).

53. Между выделяемыми ЭО должны быть выдержанные разделы из непроницаемых пород во избежание перетоков флюидов между близкими по глубине ЭО.

54. Залежи, объединяемые в один ЭО, должны быть близки по составу коллекторов и физико-химическим свойствам флюидов, величинам начальных пластовых давлений. Продуктивные пласты, к которым приурочены залежи одного ЭО, должны иметь одинаковые литологические характеристики и близкие по значению фильтрационно-емкостные свойства. Допускается объединять в один ЭО залежи, приуроченные к гидрофильным и гидрофобным пластам-коллекторам, различным по типу породы коллектора, по типу пустотного пространства.

55. По залежам, запасы УВС которых учтены в ГБЗ отдельно и объединенные в техническом проекте разработки месторождений УВС в один ЭО, должен осуществляться отдельный учет закачки рабочего агента и отдельный учет добываемых нефти, конденсата, газа, воды.

56. Для крупных многопластовых месторождений природного газа очередность ввода ЭО в разработку определяется в соответствии с динамикой пластового давления, сроками ввода дожимной компрессорной станции (далее – ДКС) или нагнетательной компрессорной станции (далее – НКС), возможностью использования энергии залежей с высоким пластовым давлением

¹⁵ Пункт 3 статьи 401 Гражданского кодекса Российской Федерации.

для бескомпрессорного транспорта газа, добываемого из залежей с низким пластовым давлением или смежных месторождений УВС.

57. Допускается объединение залежей в ЭО при обосновании пользователем недр целесообразности такого объединения в техническом проекте разработки месторождения УВС. Разработка возвратного ЭО, нерентабельность которого обоснована пользователем недр в техническом проекте разработки месторождения УВС, должна быть предусмотрена скважинами, переводимыми с других ЭО, после выполнения ими проектного назначения.

58. Для оценки отклонений фактической добычи нефти и (или) свободного газа по месторождению УВС от проектной величины, утвержденной в техническом проекте разработки месторождения УВС, используются уровни добычи нефти и (или) свободного газа, рассчитанные для категории запасов $A + B_1$.

59. Система разработки определяет схему размещения и конструкции скважин, способы заканчивания, количество (плотность сетки скважин) и назначение, режимы работы залежи в ЭО, рабочий агент для поддержания пластового давления (далее – ППД) и вытеснения УВС.

Система разработки ЭО обосновывается в техническом проекте разработки месторождения УВС.

60. Технологические показатели разработки месторождения УВС, рассчитанные в ПТД в границах запасов УВС категорий $A + B_1$, используются для текущего планирования добычи УВС, обустройства, объемов буровых и строительных работ.

61. Технологические показатели разработки месторождения УВС, рассчитанные в границах запасов УВС категорий $A + B_1 + B_2$ (в ППЭ по категории запасов $C_1 + C_2$), используются для перспективного планирования добычи УВС, обустройства, объемов буровых и строительных работ.

62. Расчет технологических показателей разработки ЭО месторождения УВС проводится с использованием построенных трехмерных геологических и гидродинамических моделей (далее – ГМ и ГДМ соответственно).

63. Рабочий агент для ППД и вытеснения УВС, закачиваемый в ЭО, должен:

- а) обеспечивать химическую совместимость с пластовыми флюидами без образования вторичных осадков, ухудшающих свойства пласта;
- б) не ухудшать свойства УВС в пластовых условиях;
- в) обеспечивать проектную приемистость.

64. Система ППД должна обеспечивать:

- а) объемы закачки рабочего агента в ЭО и давление его нагнетания по скважинам в соответствии с техническим проектом разработки месторождения УВС;

- б) подготовку рабочего агента до кондиций (по составу, физико-химическим

свойствам, содержанию мехпримесей, кислорода, сероводорода и микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям технического проекта разработки месторождения УВС;

в) возможность систематических замеров рабочего давления и приемистости каждой скважины;

г) контроль качества рабочего агента с периодичностью, предусмотренной техническим проектом разработки месторождений УВС;

д) требования по охране недр.

65. При закачке в пласты сточных вод или других коррозионно-агрессивных рабочих агентов обсадные колонны скважин (эксплуатационное оборудование) должны (должно) быть защищены (защищено) от вредного воздействия пакерующими устройствами, ингибиторами, коррозионностойким покрытием или другими методами.

66. Закачка в продуктивные пласты растворов химических реагентов с целью интенсификации добычи или повышения коэффициента извлечения нефти (далее – КИН), коэффициента извлечения газа (далее – КИГ), коэффициента извлечения конденсата (далее – КИК) проводится в соответствии с технологией, обоснованной в техническом проекте разработки месторождения УВС.

67. Пользователь недр должен обеспечить ведение отдельного учета закачки рабочих агентов и добычи УВС поскважинно с целью оценки дополнительной добычи по каждому применяемому методу интенсификации добычи или повышения КИН (КИГ, КИК).

68. В случае если из-за изменений условий производства работ требуется корректировка технических и технологических решений, влияющих на безопасное ведение работ, связанных с использованием недр, соответствующие обоснования включаются в планы развития горных работ, подготавливаемых в соответствии с Правилами подготовки, рассмотрения и согласования планов и схем развития горных работ по видам полезных ископаемых, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 16 сентября 2020 г. № 1466¹⁶.

VI. Назначение скважин

69. На стадиях поиска, разведки и разработки месторождений УВС бурятся и выделяются скважины в соответствии с их назначением.

70. Опорные скважины проектируются и бурятся для изучения общего геологического строения и гидрогеологических условий залегания всей толщи пород и выявления закономерностей распространения комплексов отложений, благоприятных для нефтегазонакопления.

¹⁶ Срок действия ограничен до 1 января 2027 г.

71. Параметрические скважины проектируются, бурятся на выявленных структурах с целью регионального изучения недр, увязкой с другими методами региональных исследований, более детального изучения геологического строения разреза с полным отбором керна и максимальными данными по ГИС для выявления наиболее перспективных площадей с точки зрения проведения на них геолого-поисковых работ.

72. Структурные скважины проектируются, бурятся и служат для тщательного изучения структур, выявленных при бурении опорных и параметрических скважин, и подготовки проекта поисково-разведочного бурения на эти структуры.

73. Поисково-оценочные скважины проектируются и бурятся на подготовленных предыдущим бурением и геолого-физическими исследованиями перспективных структурах, площадях с целью опоискования и открытия новых месторождений УВС или новых залежей на ранее открытых месторождениях УВС.

74. Разведочные скважины проектируются и бурятся на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью с целью геологического изучения и оконтуривания залежей УВС, получения исходной информации для подсчета запасов УВС и составления технического проекта разработки месторождения УВС.

75. Эксплуатационные скважины проектируются и бурятся при реализации ППЭ и промышленной разработке месторождения УВС:

а) добывающие (нефтяные и газовые) – для организации системы разработки и извлечения из залежи нефти, газа, конденсата и воды;

б) нагнетательные – для проведения воздействия на залежь с целью ППД путем закачки воды, газа (их смеси) или других рабочих агентов вытеснения, для закачки газа или попутных полезных компонентов второй группы, выделяемых из полезных ископаемых, с целью временного хранения, а также для добычи УВС в период отработки.

76. Специальные скважины проектируются и бурятся для взрывных работ при сейсмических методах поисков и разведки месторождения УВС, добычи технической воды (водозаборные скважины), сброса промысловых вод в непродуктивные поглощающие пласты (поглощающие скважины), разведки и добычи воды, подготовки структур для подземных газохранилищ и закачки в них газа, ликвидации открытых фонтанов нефти и газа, экологического мониторинга подземных (питьевых) вод, перекачки рабочего агента в нагнетательные скважины и других целей.

77. Контрольные наблюдательные скважины проектируются и бурятся для осуществления систематического контроля над изменением межфлюидальных (водонефтяного, газонефтяного, газоводяного) контактов и за изменением других параметров (в том числе нефтегазоводонасыщенности пласта) в процессе разработки

залежи.

Контрольные пьезометрические скважины проектируются и бурятся для контроля за изменением пластового давления и температуры.

78. Назначение скважин может изменяться в процессе разработки месторождения УВС на основании утвержденных решений технического проекта разработки месторождения УВС или в соответствии с подпунктом «в» пункта 36 настоящих Правил.

VII. Конструкции скважин, технологии вскрытия, крепления, перфорации продуктивных пластов и освоения скважин

79. Бурение скважин на месторождении УВС осуществляется в соответствии с рабочим проектом производства буровых работ (индивидуальным или групповым), разработанным и утвержденным в соответствии с разделом XIV федеральных норм и правил в области промышленной безопасности.

80. Требования по технологиям вскрытия продуктивных пластов бурением и крепления скважин, вскрытия продуктивных пластов перфорацией и освоения скважин, представленные в техническом проекте разработки месторождения УВС, кроме типов профилей скважин, уточняются в рабочем проекте¹⁷ на бурение скважины и плане на освоение скважины.

81. Рабочий проект¹⁷ на бурение скважин (индивидуальный или групповой) всех назначений должен обеспечить надежную конструкцию скважин, качественное первичное вскрытие продуктивных пластов, крепление и разобщение пластов, возможность проведения ГИС, ГДИ и ремонтных работ, выполнение всех требований технического проекта разработки месторождений УВС.

82. Пользователь недр в соответствии с общей рекомендацией технического проекта разработки месторождений УВС (ЭО) устанавливает профиль скважины в продуктивном пласте (ЭО), контролирует его проводку по данным ГИС и назначает интервалы перфорации или установки элементов конструкции забоя¹⁸.

83. Контроль интервала перфорации должен осуществляться геофизическими методами.

В соответствии с техническим проектом разработки месторождения УВС и данными ГИС в каждой скважине пользователь недр может назначать интервал вторичного вскрытия и виды оборудования забоя скважины.

84. Комплекс работ по освоению, включая работы по сохранению, восстановлению и повышению продуктивности пласта, необходимые для их реализации технические средства и материалы, должны быть предусмотрены

¹⁷ Пункт 211 федеральных норм и правил в области промышленной безопасности.

¹⁸ Раздел XIV федеральных норм и правил в области промышленной безопасности.

в рабочем проекте на бурение скважин. Освоение скважин проводят по индивидуальным и (или) типовым планам, составленным пользователем недр, в которых должны быть предусмотрены условия, обеспечивающие сохранение целостности цементного камня за эксплуатационной колонной за пределами интервала освоения ЭО, а также мероприятия по предотвращению:

- а) деформации эксплуатационной колонны;
- б) прорыва пластовых вод (подошвенных, верхних, нижних), газа из газовой шапки;
- в) открытых нефтегазоводопроявлений;
- г) снижения проницаемости призабойной зоны пласта;
- д) загрязнения недр.

85. Ответственными за соблюдение проектов и качество бурения скважин являются пользователи недр.

86. Бурение скважины считается законченным после выполнения всех работ, предусмотренных рабочим проектом на бурение скважины.

VIII. Учет фонда скважин

87. Учет принятых на баланс нефтегазодобывающей организации скважин осуществляется в соответствии с требованиями настоящей главы.

88. К эксплуатационному фонду относятся добывающие и нагнетательные скважины, находящиеся в отчетный период в действующем, бездействующем фонде или в ожидании освоения.

89. Скважины, дававшие продукцию (находившиеся под закачкой) в последнем месяце отчетного периода независимо от числа дней их работы в этом месяце, являются действующими.

90. В действующем фонде находятся дающие продукцию (находящиеся под закачкой) скважины и остановленные по состоянию на конец месяца скважины из числа дававших продукцию (находившихся под закачкой) в этом месяце.

91. Скважины, не дававшие продукцию (не находившиеся под закачкой) в последнем месяце отчетного периода, являются бездействующими.

92. В бездействующем фонде отдельно учитываются скважины, остановленные в отчетном году и до начала года.

93. К скважинам, находящимся в освоении и ожидании освоения после бурения, относятся скважины, законченные бурением, принятые в фонд нефтегазодобывающей организации и не дававшие продукцию (не находившиеся под закачкой) в отчетном периоде.

94. Допустимая величина бездействующего фонда скважин по состоянию на конец календарного года в процентах от количества скважин эксплуатационного

фонда устанавливаются в следующих величинах:

Фактическое количество скважин в эксплуатационном фонде скважин на месторождении УВС по состоянию на конец календарного года, штук	Допустимая величина бездействующего фонда скважин на месторождении УВС от количества скважин в эксплуатационном фонде скважин на месторождении УВС по состоянию на конец календарного года, %
до 10 (включительно)	устанавливается в соответствии с фактически достигнутой величиной
от 11 до 50 (включительно)	20,0
от 51 до 200 (включительно)	15,0
от 201 до 500 (включительно)	12,5
более 500 (включительно)	10,0

95. Для газовых и газоконденсатных месторождений допустимая величина бездействующего фонда скважин в период сокращения добычи газа, связанный с ограничением поставок газа в единую газотранспортную систему, устанавливается в соответствии с фактически достигнутой величиной при условии соблюдения допустимых технологических режимов их эксплуатации.

96. Для месторождений УВС с сезонной эксплуатацией допустимые отклонения по бездействующему фонду скважин не устанавливаются.

Определение сезонности эксплуатации месторождений УВС осуществляется пользователем недр и обосновывается им в технических проектах.

97. Допускается перевод скважин, выбывших из эксплуатационного фонда скважин, в контрольный фонд скважин для проведения исследовательских работ или в фонд консервации.

98. Допускается использование скважин, выбывших из эксплуатационного фонда скважин и (или) выполнивших свое проектное назначение скважин, на одном из ЭО разработки на другой ЭО (возвратный фонд).

99. Скважины, выполнившие свое проектное назначение и (или) дальнейшее использование которых нецелесообразно или невозможно, в том числе по техническим причинам, подлежат ликвидации (включению в фонд ожидающих ликвидацию и ликвидированных скважин).

100. Учет фонда скважин по назначению и состоянию ведется ежемесячно на основе документов первичного учета (в том числе суточных рапортов о работе и простоев скважин, актов о принятии скважин на баланс юридического лица, осуществляющего добычу газа, и о вводе их в эксплуатацию, документов

о консервации и ликвидации скважин). По окончании каждого месяца эти документы обобщаются и фиксируется состояние всех скважин на конец месяца.

Скважины, в которых одновременно эксплуатируются два или более объектов, учитываются в соответствующем эксплуатационном фонде как одна скважина.

IX. Ввод скважин в эксплуатацию и требования к эксплуатации скважин

101. При вводе скважины в эксплуатацию и включении ее в состав основных фондов пользователь недр должен иметь следующие документы на бумажном и электронном носителях:

- а) рабочий проект на бурение скважины и геолого-технический наряд;
- б) акты о начале и окончании бурения скважины;
- в) акт об измерении альтитуды устья обсадной колонны и стола ротора;
- г) материалы всех ГИС и заключения по ним;
- д) замеры длин труб (мера труб), информацию о диаметре, толщине стенки и марке стали по интервалам, необходимые характеристики для неметаллических колонн;
- е) акты на цементирование обсадных колонн, лабораторные анализы качества цемента и результаты измерения плотности цементного раствора в процессе цементирования, данные о выходе цемента на устье или высоте подъема цемента (диаграмму цементомера), мера труб, компоновка колонн, данные об удельном весе бурового раствора в скважине перед цементированием;
- ж) акты испытания на герметичность всех обсадных колонн, а также устьевого и при необходимости внутрискважинного оборудования;
- з) планы работ по опробованию или освоению объекта;
- и) акты на перфорацию обсадной колонны с указанием интервала перфорации, типа и способа перфорации, количества отверстий;
- к) акты опробования или освоения каждого ЭО с приложением данных исследования скважин (например, дебиты скважины с указанием объемов добычи флюидов и обводненности продукции, давлений пластового, забойного, устьевого, затрубного, межтрубного, анализы нефти, газа, конденсата и воды, данными ГДИ, промысловые ГИС);
- л) заключения (акты) на испытания пластов в процессе бурения;
- м) мера и тип насосно-компрессорных труб с указанием оборудования низа, глубины установки пусковых клапанов с приложением полной схемы внутрискважинного оборудования;
- н) геологический журнал с описанием всего процесса бурения и освоения скважины;
- о) документация о результатах геолого-технического контроля в процессе

бурения;

п) паспорт скважины с данными о процессе бурения, нефтегазоводопроявлениях и поглощениях, о конструкции скважины;

р) акты о натяжении колонн (если натяжение предусмотрено проектом);

с) акты об оборудовании устья скважины;

т) акты о сдаче подрядчиком заказчику геологической и технической документации по скважине.

102. Эксплуатация добывающих скважин осуществляется фонтанным и механизированным способами с подъемом пластовых флюидов по насосно-компрессорным трубам при соблюдении федеральных норм и правил в нефтяной и газовой промышленности.

Способы эксплуатации скважин обосновываются в техническом проекте разработки месторождений УВС.

103. Глубину спуска и типоразмеры скважинного оборудования указывают в планах ввода скважин в эксплуатацию (освоения) или в планах проведения ремонтных работ в соответствии с технологическими и техническими расчетами.

104. Для эксплуатации добывающей скважины устанавливается технологический режим, обеспечивающий плановые отборы нефти, газа, конденсата и жидкости, предусмотренные техническим проектом разработки месторождения УВС, при соблюдении условий надежности и безопасности эксплуатации скважин.

105. Технологический режим работы добывающих скважин характеризуется следующими основными параметрами:

а) пластовым, забойным и устьевым давлениями, а для месторождений УВС, содержащих свободный газ, также устьевой температурой;

б) дебитом жидкости (газа), обводненностью продукции, газовым фактором (выходом конденсата) и количеством механических примесей в продукции;

в) типоразмерами установленного внутрискважинного оборудования, режимами и временем его работы.

106. Для эксплуатации нагнетательной скважины устанавливается технологический режим, который обеспечивает закачку требуемых объемов рабочего агента в планируемом периоде, соблюдение условий надежности и безопасности эксплуатации скважин, предусмотренных техническим проектом разработки месторождения УВС и нормами закачки.

107. Технологический режим работы нагнетательных скважин характеризуется следующими основными параметрами:

а) пластовым, забойным и устьевым давлением;

б) приемистостью скважины и количеством механических примесей и нефти в закачиваемом агенте;

в) температурой закачиваемого агента (для паронагнетательных скважин);

г) типоразмерами установленного внутрискважинного оборудования, режимами и временем его работы.

108. При одновременно-раздельной эксплуатации нескольких ЭО в скважине должен быть обеспечен раздельный учет добываемой продукции и проведение промысловых исследований.

109. При одновременно-раздельной закачке рабочего агента в несколько ЭО в скважине должен быть обеспечен раздельный учет и проведение исследований.

110. Технологические режимы эксплуатации скважин назначает и утверждает пользователь недр, исходя из обеспечения проектных показателей не реже чем один раз в квартал. Технологические режимы составляются в соответствии с утвержденным планом проведения ГТМ.

111. В процессе эксплуатации скважин должен быть обеспечен регулярный контроль технического состояния эксплуатационной колонны, работы оборудования, получение исходных данных, необходимых для оптимизации технологического режима.

112. Все первичные материалы контроля за эксплуатацией скважины и скважинного оборудования (на бумажных, магнитных и электронных носителях) подлежат обязательному хранению в фондах пользователя недр на протяжении всего периода разработки месторождения УВС (исключая оперативные журналы ежесуточного учета нефти, суточные рапорта по эксплуатации скважин, эхограммы и динамограммы, срок хранения которых ограничивается тремя годами).

Х. Ремонт скважин, наблюдение и регулирование процесса разработки месторождений (залежей) УВС

113. Ремонт скважин подразделяется на капитальный и текущий.

114. При производстве капитального ремонта скважин (далее – КРС) или текущего ремонта скважин (далее – ТРС) не допускается применение технологических жидкостей, безвозвратно снижающих проницаемость призабойной зоны пласта (кроме изоляционных работ по отключению или водоограничению). В случае применения технологических жидкостей, снижающих проницаемость призабойной зоны пласта, в дальнейшем должны применяться мероприятия по ее восстановлению. Оборудование устья и ствола скважины, плотность технологических жидкостей должны исключать открытые нефте-, газо- и водопрооявления.

115. КРС, ТРС производят в соответствии с федеральными нормами и правилами в нефтяной и газовой промышленности, требованиями охраны недр¹⁹

¹⁹ Статья 23 Закона Российской Федерации «О недрах».

и в области охраны окружающей среды²⁰.

116. Необходимость применения мероприятий по КРС, ТРС определяется текущим состоянием эксплуатации скважины и осуществляется в соответствии со специальными планами, утвержденными пользователем недр.

117. Работы по КРС, ТРС оформляют описанием ремонта (для КРС) и актом (для ТРС) и регистрируют в деле (паспорте) скважины в соответствии с федеральными нормами и правилами в нефтяной и газовой промышленности.

118. Наблюдение за разработкой залежей УВС осуществляется в целях:

а) оценки эффективности принятой системы разработки ЭО в целом и отдельных технологических мероприятий по ее осуществлению;

б) получения информации, необходимой для регулирования процесса разработки и проектирования мероприятий по его совершенствованию.

119. Виды, объемы и периодичность исследований в процессе разработки месторождения УВС определяются техническим проектом разработки месторождения УВС, в отдельных случаях – рабочими программами.

120. Для выполнения работ по наблюдению за процессом разработки и технологическими режимами эксплуатации скважины должны быть оборудованы специальными измерительными приборами²¹ в соответствии с техническим проектом разработки месторождения УВС.

121. Для контроля за параметрами эксплуатации скважины на устье устанавливают приборы (устройства) для измерения давления и устройства для отбора проб добываемой продукции²².

Обязка скважин должна обеспечивать возможность индивидуального замера дебита жидкости и определение дебита газа, отбора проб добываемой продукции, замера устьевых давлений, эхометрирования, динамометрирования (для скважин, оборудованных штанговыми глубинными насосами), спуска глубинных приборов для скважин фонтанного фонда.

122. Для наблюдения за режимом эксплуатации нагнетательных скважин на устье устанавливают приборы (устройства) для измерения давлений.

Обязка скважин должна обеспечивать индивидуальный замер объемов закачки (приемистости) устьевых давлений, спуск глубинных приборов.

123. Эксплуатация скважин, не оборудованных для вышеуказанных замеров и исследований, не допускается.

124. К основным методам и мероприятиям по регулированию разработки относятся:

а) изменение режимов эксплуатации добывающих скважин (включая

²⁰ Федеральный закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».

²¹ Часть 1 статьи 26.8 Кодекса Российской Федерации об административных нарушениях.

²² Раздел XXXVI федеральных норм и правил в нефтяной и газовой промышленности.

увеличение или ограничение отборов газа или жидкости, отключение высокообводненных скважин или скважин с аварийными прорывами свободного газа, форсированный отбор жидкости, периодическое изменение отборов);

б) изменение режимов эксплуатации нагнетательных скважин (включая увеличение или ограничение приемистости рабочего агента, перераспределение приемистости по скважинам, циклическая закачка);

в) увеличение гидродинамического совершенства скважин (например, дополнительная перфорация, различные методы воздействия на призабойную зону пласта, гидравлический разрыв пласта);

г) изоляция или ограничение различными технологиями непроизводительного водо(газо)притока в скважине (цементная заливка, создание внутри пласта искусственного непроницаемого экрана, применение химреагентов);

д) применение потокоотклоняющих технологий;

е) изменение интервалов перфорации в рамках ЭО;

ж) применение одновременно-раздельной эксплуатации скважин и одновременно-раздельной закачки воды на многопластовых месторождениях УВС;

з) совершенствование и развитие системы заводнения в соответствии со структурой текущих остаточных запасов (преобразование одной системы заводнения в другую, очаговое заводнение, перенос фронта нагнетания), предусмотренной в техническом проекте разработки месторождения УВС.

125. Для конкретных геолого-физических условий и для различных стадий разработки проектируется система контроля и регулирования разработки (учет добычи, закачки, их регулирование) в рамках рекомендуемого варианта разработки.

XI. Система обустройства месторождений, сбор, подготовка и транспортировка УВС

126. Проектирование объектов обустройства месторождения УВС осуществляется на основании технического проекта разработки месторождений УВС, а также технического задания, утвержденных пользователем недр с соблюдением федеральных норм и правил в нефтяной и газовой промышленности.

127. Технические решения по обустройству месторождения УВС, рекомендованные в техническом проекте разработки месторождений УВС или в изменениях к нему, могут уточняться на стадии проектирования объектов обустройства при условии сохранения принятых систем разработки ЭО.

128. Проектирование обустройства месторождения УВС по ТСР, ТПР допускается выполнять на основе прогнозных показателей разработки месторождения УВС, рассчитанных в границах категорий запасов $A + B_1 + B_2$,

а по ППЭ – категорий запасов $C_1 + C_2$.

129. Пользователь недр в составе проектной документации по обустройству промысловых объектов определяет инженерно-технические решения по:

- а) системам сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, газа (конденсата) и пластовой воды;
- б) технологическим установкам, оборудованию и аппаратуре для промысловой подготовки нефти, газа, газового конденсата к транспорту или использованию на собственные нужды промысла;
- в) предупреждению выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений, солеотложений и гидратообразования в промысловых коммуникациях и оборудовании эксплуатационных скважин;
- г) технологическим мероприятиям и техническим средствам для предупреждения коррозии оборудования;
- д) технологическим мероприятиям и техническим средствам для контроля и регулирования работы добывающих и нагнетательных скважин;
- е) средствам контроля и учета добычи нефти, газа, газового конденсата, воды по скважине, кусту скважин, установкам комплексной подготовки газа (далее – УКПГ), установкам предварительной подготовки газа (далее – УППГ) и ЭО в целом;
- ж) оборудованию и приборам для определения кондиций подготовленных нефти, газа и конденсата;
- з) обеспечению проектного уровня использования попутного газа;
- и) водоснабжению, промысловой канализации, обработке и утилизации промышленных стоков;
- к) средствам общепромысловой связи, системам автоматики и телемеханики, централизованного контроля и управления, мероприятиям по охране труда и промышленной безопасности;
- л) электроснабжению и теплоснабжению промысловых объектов.

130. При проектировании обустройства промыслов на различных площадях крупного месторождения УВС либо его отдельных ЭО учитывают имеющуюся промышленную инфраструктуру и (или) положения генеральной схемы обустройства месторождения УВС (группы месторождений УВС).

131. Система сбора нефти и (или) газа должна обеспечивать и предусматривать:

- а) возможность регулирования распределения отборов по эксплуатационному фонду скважин для обеспечения равномерной выработки запасов УВС залежи по площади и разрезу;
- б) минимизацию потерь пластовой энергии;
- в) технологически обоснованное количество скважин, подключаемых

к газосборному пункту;

г) возможность проведения газогидродинамических исследований и отбор проб пластовых флюидов скважин (групп скважин) для залежей, содержащих свободный газ;

д) устойчивость добычи к рискам аварий и чрезвычайных ситуаций (например, применение кольцевых схем промыслового газосборного коллектора), сохранение герметичности и минимизацию потерь УВС при авариях;

е) минимизацию технологических потерь добываемого сырья при обслуживании и профилактических работах;

ж) возможность ее реконструкции при изменении условий добычи;

з) возможность совместного транспорта сырья, добываемого из различных эксплуатационных объектов или объектов разработки;

и) использование энергии высоконапорных газовых скважин для транспорта низконапорного газа.

132. Совместный сбор продукции, добываемой из различных ЭО, не допускается, если:

а) подключаемый объект по содержанию коррозионно-агрессивных компонентов (сероводорода, уголекислоты, органических кислот) не соответствует характеристикам существующей системы сбора;

б) рабочее давление в системе сбора существенно снижает добывные возможности скважин объекта с меньшим пластовым давлением.

133. Эксплуатация установок подготовки нефти, газа и конденсата проводится в соответствии с утвержденными технологическими регламентами²³.

134. Для крупных длительно разрабатываемых месторождений природного газа при неравномерном снижении пластового давления должны рассматриваться варианты реконструкции системы сбора с раздельным сбором продукции скважин с высоким давлением и низконапорного газа.

135. Строительство объектов системы промыслового сбора, подготовки и транспорта продукции осуществляется в соответствии с проектной документацией на обустройство месторождения УВС.

ХII. Учет добычи и отчетность при разработке месторождений УВС

136. Оперативный учет добытой нефти по скважинам осуществляют на основании данных замера дебита скважин по жидкости с помощью замерных устройств с учетом отработанного скважинами времени и процентного содержания попутно добываемой воды с применением сертифицированного оборудования.

137. Оперативный учет добычи УВС и содержания воды в продукции

²³ Раздел LVII федеральных норм и правил в нефтяной и газовой промышленности.

осуществляют на основании данных замера с помощью измерных устройств с применением сертифицированного оборудования.

138. Оперативный учет добычи газа и конденсата, добываемых попутно с нефтью, осуществляют на основании учета добычи нефти и суммы замеров газа и конденсата на газовых линиях всех ступеней сепарации с учетом объема газа, оставшегося в нефти после последней ступени сепарации.

139. Замеры газовых факторов и объемов сепарированного газа на всех ступенях сепарации, дебитов газа производят по графику, составленному в соответствии с комплексом промысловых гидродинамических исследований, предусмотренных в техническом проекте разработки месторождений УВС.

140. График замеров утверждается пользователем недр.

141. При содержании в газе попутных компонентов и попутных полезных ископаемых, запасы которых учтены в ГБЗ, их добычу учитывают по компонентам.

142. Количество добытых за месяц по ЭО и месторождению нефти, конденсата, газа и воды определяют путем суммирования отчетных данных по скважинам.

143. Количество добытых из каждой скважины за месяц нефти, конденсата и газа по данным оперативного учета для целей отчетности нормируют по данным коммерческих и оперативных узлов учета, потерь и использования УВС на собственные нужды. Количество добытой из каждой скважины за месяц воды нормируют по данным оперативных узлов учета системы сбора и подготовки добываемой продукции.

144. Пользователь недр обеспечивает достоверность данных учета добычи УВС и воды, а также закачки рабочих агентов.

ХIII. Документация по разработке месторождения УВС и эксплуатации скважин и завершение разработки месторождения УВС

145. Документация по разработке месторождения УВС и эксплуатации скважин составляется пользователем недр с целью систематизации и хранения информации, необходимой для:

а) перспективного и оперативного планирования технологических показателей разработки месторождения УВС и составления отчетных документов по выполнению проектных решений;

б) проектирования разработки месторождения УВС;

в) обоснования и планирования мероприятий, направленных на повышение эффективности систем разработки месторождения УВС (ЭО), а также эксплуатации отдельных скважин, установок и оборудования, используемых в технологическом процессе добычи УВС;

г) контроля и мониторинга разработки месторождения УВС (ЭО), оценки эффективности мероприятий по совершенствованию и регулированию процесса разработки;

д) учета и списания запасов нефти, свободного газа, попутных полезных компонентов и попутных полезных ископаемых;

е) планирования и контроля эффективности мероприятий по охране недр.

146. Документация, ведущаяся пользователем недр, должна храниться на бумажных, магнитных, электронных или оптических носителях.

147. По видам документация подразделяется на первичную, сводную и обобщающую.

148. Первичная документация включает данные различных измерений и исследований, имеющих отношение к технологическим процессам добычи УВС и воды, закачки агентов вытеснения и ППД, акты о проведении различных видов работ в скважинах и на других нефте- и газопромысловых объектах. Первичная документация ведется пользователем недр.

149. К основным первичным документам относятся:

а) акты опробования и испытания скважин;

б) описание кернового материала;

в) отчеты по результатам лабораторного исследования керна (стандартные и специальные методы);

г) результаты ГИС (в том числе: определения коллекторских свойств и параметров пластов);

д) результаты лабораторных исследований нефти, конденсата, газа и воды;

е) данные литолого-фациальных исследований пластов;

ж) журнал замеров продукции скважин и закачки вытесняющих агентов;

з) суточные рапорты или отчеты по эксплуатации скважин, полученные по системе телемеханики;

и) результаты гидродинамических, газоконденсатных, геохимических и промыслово-геофизических и сейсмических исследований (включая пластовое и забойное давление, профили притока, поглощения, температуры);

к) акты о перфорации скважин;

л) акты о выполненных работах по ТРС и КРС, а также материалы по проведенным в стволе скважин воздействиям на призабойную зону пласта (включая возврат, дострел, воздействие на призабойную зону пласта) без подъема (допуска) подземного оборудования, очистка обсадных и насосно-компрессорных труб.

150. Сводная документация систематизирует и объединяет информацию, содержащуюся в первичной документации, и заполняется пользователем недр и подрядными организациями.

151. К основным сводным документам относятся:

- а) дело скважины (паспорт скважины, акты и отчеты обо всех мероприятиях, проводимых на скважине);
- б) технологические режимы работы скважин;
- в) сводные ведомости (ежемесячные отчеты), в том числе: по отбору нефти, газа, конденсата, воды, обводненности, учету времени работы скважины;
- г) каталоги, таблицы, графики, диаграммы;
- д) материалы, полученные от организаций, проводивших разведку, бурение скважин, подсчет запасов УВС, проектирование разработки и обустройства месторождения УВС.

152. Обобщающая документация содержит обработанную информацию, содержащуюся в первичной и сводной документации по укрупненным объектам и показателям, и ведется пользователем недр.

153. К основным обобщающим документам относятся:

- а) форма статистической отчетности по движению запасов УВС²⁴;
- б) геологические отчеты;
- в) отчеты по состоянию и движению фонда скважин;
- г) паспорт месторождения УВС;
- д) геологические профили и карты (в том числе, структурные, разработки, изобар, распределения запасов).

154. Решение о завершении разработки месторождения УВС принимается на основании подготовленного пользователем недр технико-экономического обоснования завершения разработки и проведения ликвидационных работ при выполнении одного из следующих условий:

- а) проектные решения ТПР или ДТПР полностью реализованы, КИН (КИГ и КИК) достигнуты и числящиеся на ГБЗ извлекаемые запасы УВС полностью выработаны;
- б) технологии и техническое оборудование, которые может использовать пользователь недр, не позволяют проводить дальнейшую рентабельную разработку месторождения УВС.

²⁴ Пункт 25.1 раздела 25 Федерального плана статистических работ, утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 6 мая 2008 г. № 671-р.

Приложение
к Правилам разработки месторождений
углеводородного сырья, утвержденным приказом
Министерства природных ресурсов и экологии
Российской Федерации и Федерального
агентства по недропользованию
от 17 марта 2025 г. № 110/02

**Допустимые отклонения
фактической годовой добычи нефти и (или) свободного газа по
месторождению УВС от проектной величины, утвержденной в техническом
проекте разработки месторождения УВС**

Проектный уровень годовой добычи нефти по месторождению УВС, млн.т.	Допустимое отклонение (\pm) фактической годовой добычи от проектной, %
до 0,01 (включительно)	устанавливается в соответствии с фактически достигнутым уровнем
более 0,01 до 0,025 (включительно)	50,0
более 0,025 до 0,05 (включительно)	40,0
более 0,05 до 0,10 (включительно)	30,0
более 0,10 до 1,0 (включительно)	25,0
более 1,0 до 5,0 (включительно)	20,0
более 5,0 до 10,0 (включительно)	15,0
более 10,0 до 15,0 (включительно)	12,0
более 15,0 до 20,0 (включительно)	10,0
более 20,0 до 25,0 (включительно)	8,5
более 25,0	7,5
Проектный уровень годовой добычи свободного газа и (или) газа газовых шапок по месторождению УВС, млрд. м ³	Допустимое отклонение (\pm) фактической годовой добычи от

	проектной, %
до 0,5 (включительно)	50
более 0,5 до 2 (включительно)	40
более 2 до 10 (включительно)	30
более 10	20