

О внесении изменений и дополнений в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 "Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр"

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 16 апреля 2026 года № 157-н/к. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 17 апреля 2026 года № 38466

Примечание ИЗПИ!

Порядок введения в действие настоящего приказа см. п. 4.

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Внести в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 "Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 17131) следующие изменения и дополнения:

преамбулу приказа изложить в новой редакции:

"В соответствии с пунктом 11 статьи 121 Кодекса Республики Казахстан "О недрах и недропользовании" **ПРИКАЗЫВАЮ:**";

в Единых правилах по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденных указанным приказом:

пункты 1 и 2 изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр (далее – Правила) разработаны в соответствии с пунктом 11 статьи 121 Кодекса Республики Казахстан "О недрах и недропользовании" (далее – Кодекс).

2. Настоящие Правила устанавливают требования к разведке и разработке месторождений углеводородов, расположенных на территории Республики Казахстан, и предназначены для использования компетентным органом Республики Казахстан, уполномоченным органом в области углеводородов и его территориальными органами, недропользователями (операторов, доверительных управляющих) и организациями.

По иным видам полезных ископаемых требования настоящих Правил не распространяются.";

пункты 4 и 5 изложить в новой редакции:

"4. Проектные документы в сфере недропользования по углеводородам, утвержденные до вступления в силу настоящих Правил, действуют до окончания срока их действия и порядок ведения разведки и разработки по этим проектам регулируется положениями настоящих Правил, за исключением глав 4, 6, 10.

5. В настоящих Правилах используются следующие основные понятия:

1) геологические запасы – запасы углеводородов, находящиеся в залежах;

2) щадящий режим работы – режим работы скважины в период временной эксплуатации, соответствующий технологическим критериям, обеспечивающим щадящий режим работы, при временной эксплуатации скважин в период разведки, указанным в пункте 263-1 настоящих Правил;

3) углеводороды – нефть, сырой газ и природный битум;

4) сложные проекты – проекты, к которым относятся:

морские проекты, предусматривающие разведку и (или) добычу любых углеводородов на участке (участках) недр, который (которые) полностью или частично расположен (расположены) в пределах казахстанского сектора Каспийского моря;

газовые проекты на суше, предусматривающие разведку и (или) добычу углеводородов на участке (участках) недр, содержащем (содержащих) газовую или газоконденсатную залежь или месторождение с долей объема нефтенасыщенной части двадцать пять процентов и менее от общего объема углеводородов залежи или месторождения;

проекты на суше, предусматривающие разведку и добычу углеводородов на любом участке недр, с не менее чем одним из следующих параметров: содержащем запасы нетрадиционных углеводородов; абсолютная глубина самой верхней точки, выявленной (выявленного) залежи (месторождения) углеводородов составляет не менее 4500 метров; содержание сероводорода в обнаруженной (обнаруженном) залежи (месторождении) составляет в пластовом флюиде 3,5 и более процента; обнаруженная (обнаруженное) залежь (месторождение) характеризуется аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности 1,5 и более, который определяется как отношение пластового давления к гидростатическому давлению с плотностью жидкости 1000 кг/м³ в стволе скважины; обнаруженная залежь относится к неструктурным ловушкам;

5) базовые проектные документы в сфере недропользования по углеводородам – проект разведочных работ; проект пробной эксплуатации; проект разработки месторождения углеводородов;

6) залежь углеводородов – часть недр, содержащая изолированное природное скопление углеводородов в ловушке, образованной породой-коллектором и крышкой из непроницаемых пород;

7) месторождение углеводородов – залежь или совокупность залежей, относящихся к одной или нескольким ловушкам, контролируемым единым структурным элементом и расположенным на одной локальной площади, отчет по подсчету запасов которых получил положительное заключение предусмотренной Кодексом государственной экспертизы недр;

8) разработка (промышленная разработка) месторождения углеводородов – добыча углеводородов, проводимая в период добычи;

9) запасы углеводородов – масса нефти, конденсата, а также объем газа в залежах, приведенные к стандартным (0,1 МПа и 20°С) условиям;

10) подсчет запасов углеводородов – детальное изучение недр, объединяющее в себе все сведения, полученные в процессе поисков, оценки, пробной эксплуатации и промышленной разработки залежей углеводородов, по результатам которого подсчитывается количество и дается оценка качества запасов углеводородов;

11) оперативный подсчет запасов углеводородов – оценка запасов углеводородов по вновь обнаруженным залежам углеводородов на основе первичных сведений, полученных в процессе проведения поисков и оценки залежей углеводородов;

12) опробование пласта – комплекс работ, имеющих целью вызов притока из пласта, отбор проб пластовой жидкости, оценку характера насыщенности пласта, определение основных гидродинамических параметров пласта и дебита скважин. Опробование пластов проводится как в процессе бурения скважин в открытом стволе, так и в эксплуатационной колонне;

13) нефть – сырая нефть, газовый конденсат, сланцевая нефть, а также углеводороды, полученные после очистки сырой нефти и обработки горючих сланцев, нефтебитуминозных пород или смолистых песков;

14) пробная эксплуатация – работы, проводимые с целью уточнения имеющейся и получения дополнительной информации о геолого-промысловых характеристиках пластов и залежей, комплексного геолого-геофизического и гидродинамического исследования скважин для составления проекта разработки месторождения. Пробная эксплуатация предусматривает временную эксплуатацию скважин и добычу углеводородов в исследовательских целях;

15) зависимые скважины – поисковые или оценочные скважины, целесообразность бурения и точки заложения которых определяются по результатам бурения независимых скважин или других геологических исследований, предусмотренных в проекте разведочных работ с целью уточнения геологического строения залежи;

16) независимые скважины – первоочередные поисковые или оценочные скважины, бурение которых проводят для выяснения основных черт строения залежи (совокупности залежей) и их размещение намечается по данным геофизических исследований, результатам поискового бурения;

17) технические проектные документы – документы, разрабатываемые на основе базовых проектных документов, включая, но, не ограничиваясь, следующими проектными документами: проект сейсмических работ; технический проект на бурение скважин; проект обустройства, проект консервации участка недр; проект ликвидации или консервации технологических объектов; проект ликвидации последствий недропользования по углеводородам;

18) испытание скважины – временная эксплуатация скважины в исследовательских целях в период разведки и доразведки участка добычи в период добычи;

19) временная эксплуатация скважины – эксплуатация скважины для испытания объектов в период разведки и доразведки участка добычи в период добычи сроком свыше 90 (девяносто) дней при соблюдении щадящего режима работы скважин, а также при наличии программы развития переработки сырого газа, если по результатам испытания скважины выявлено наличие сырого газа в составе нефти.";

пункт 21 изложить в новой редакции:

"21. При выделении в разрезе поисковых или оценочных скважин продуктивных пластов (объектов испытания в скважине), испытание объектов в скважине производится на срок, установленный проектом разведочных работ. Допускается испытание каждого продуктивного пласта (объекта испытания в скважине) на срок не превышающий 90 (девяносто) дней для каждого объекта испытания с проведением комплекса промыслово-геологических и гидродинамических исследований.

Допускается испытание объектов в скважине на срок свыше 90 (девяносто) дней при условии наличия утвержденной программы развития переработки сырого газа.

Временная эксплуатация пробуренных скважин в период разведки и доразведки участка добычи в период добычи без утилизации попутного газа, либо без переработки (утилизации) добываемого газа не допускается.

Моментом начала временной эксплуатации поисковых и оценочных скважин является фактический переход скважины в режим временной эксплуатации после истечения установленного периода испытаний объектов в скважине (свыше 90 (девяносто) дней).

При временной эксплуатации поисковых и оценочных скважин недропользователь проводит комплекс промысловых исследований при разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений в соответствии с пунктом 326 настоящих Правил.";

пункт 23 изложить в новой редакции:

"23. Недропользователь в течение месяца со дня подтверждения обнаружения уполномоченным органом по изучению недр письменно уведомляет об этом компетентный орган и начинает разработку дополнения к проекту разведочных работ, предусматривающего проведение работ по оценке, а также программы развития переработки сырого газа в рамках временной эксплуатации пробуренных скважин.";

в пункте 84:

подпункт 6) изложить в новой редакции:

"6) извлечение углеводородов в порядке, предусмотренном проектом разработки месторождения;"

дополнить подпунктом 7) следующего содержания:

"7) мониторинг межколонного давления.";

в пункте 101:

подпункт 10) изложить в новой редакции:

"10) раздел по переработке (утилизации) сырого газа;"

дополнить подпунктом 11) следующего содержания:

"11) раздел по мониторингу межколонного давления.";

пункты 231 и 232 изложить в новой редакции:

"231. Скважины, эксплуатация которых по тем или иным причинам экономически нецелесообразна, в установленном порядке временно выводятся из эксплуатационного фонда в консервацию в соответствии с Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, утверждаемыми уполномоченным органом в области углеводородов в соответствии с пунктом 1 статьи 126 Кодекса.

232. Все скважины, выполнившие свое назначение, дальнейшее использование которых в другом качестве признано нецелесообразным или невозможным, в установленном порядке подлежат ликвидации в соответствии с Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, утверждаемыми уполномоченным органом в области углеводородов в соответствии с пунктом 1 статьи 126 Кодекса.";

в заголовок главы 14 вносится изменение на казахском языке, текст на русском языке не меняется;

в заголовок главы 15 вносится изменение на казахском языке, текст на русском языке не меняется;

дополнить пунктами 245-1 и 245-2 следующего содержания:

"245-1. В соответствии со статьей 148-1 Кодекса, в целях увеличения извлечения нефти на месторождениях углеводородов недропользователями могут применяться методы увеличения извлечения нефти, которые в зависимости от сложности подразделяются на традиционные и специальные.

К традиционным методам увеличения извлечения нефти относятся первичные и вторичные способы разработки месторождений.

Первичные способы разработки представляют собой способы извлечения нефти, основанные на использовании потенциала внутренней энергии пласта, при которых приток нефти обеспечивается за счет естественных природных факторов. К первичным способам разработки относятся следующие режимы:

- водонапорный (естественный);
- упругий (упруго-водонапорный);
- газонапорный (режим газовой шапки);
- режим растворенного газа;
- гравитационный;
- смешанный.

Вторичные способы разработки предусматривают извлечение нефти с использованием искусственного поддержания пластовой энергии и направлены на поддержание пластового давления. К вторичным способам разработки относятся:

- закачка воды;

закачка газа.

Специальные (третичные) методы разработки направлены на мобилизацию остаточной нефти путем воздействия на свойства пластовой нефти и (или) закачиваемых агентов. Специальные методы подразделяются на:

тепловые (закачка пара, парогравитационный дренаж, закачка растворителя в газовой фазе, внутрислоевоe горение, горячая вода);

газовые (водогазовое воздействие, закачка углеводородного газа, углекислого газа, азота, воздуха, дымовых газов);

химические (закачка растворов поверхностно-активных веществ, полимеров, щелочи, кислот, химических композиций, гелеполимерное заводнение, мицеллярные растворы);

микробиологические;

комбинированные.

245-2. Порядок расчета объемов углеводородов, добытых с применением специальных методов увеличения извлечения нефти, определяется следующим образом :

определение прогнозного уровня базовой добычи нефти без применения специальных методов увеличения извлечения нефти осуществляется с использованием аналитических или численных методов (геолого-гидродинамическая модель).

При использовании аналитических методов расчета базовой добычи выполняются следующие этапы:

определение перечня реагирующих добывающих скважин;

определение базового периода;

определение применяемого метода прогноза показателей (характеристики вытеснения – кривые обводнения или кривые падения);

расчет прогнозного уровня базовой добычи нефти.

При использовании численных методов выполняются следующие этапы:

построение геолого-гидродинамической модели;

адаптация геолого-гидродинамической модели к фактическим показателям разработки;

расчет прогнозного уровня базовой добычи нефти.

Объем нефти, добытый с применением специальных методов увеличения извлечения нефти, определяется как разница между фактическим уровнем добычи и прогнозным уровнем базовой добычи без применения специальных методов увеличения извлечения нефти.

Выполнение расчетов базовой добычи нефти без применения методов увеличения извлечения нефти осуществляется в соответствии с нормативно-техническими документами в области углеводородов.";

заголовок главы 16 изложить в новой редакции:

"Глава 16. Эксплуатация поисковых, оценочных, добывающих и нагнетательных скважин";

дополнить пунктом 263-1 следующего содержания:

"263-1. Эксплуатация поисковых и оценочных скважин в период разведки допускается при соблюдении следующих технологических критериев, обеспечивающих щадящий режим работы:

1) нефтяные залежи:

временная эксплуатация поисковых и оценочных скважин допускается фонтанным способом;

для месторождений с газовой шапкой (пластовое давление равняется давлению насыщения) временная эксплуатация не допускается;

для залежей с пластовым давлением выше давления насыщения допускается эксплуатация скважин при забойном давлении выше давления насыщения;

допускается эксплуатация скважин при забойном давлении не ниже 0,85 единиц от пластового давления;

допускается превышение газового фактора над газосодержанием не более 10 %;

по участку недр, не относящемуся к сложным проектам разведки углеводородов, допускается плавное снижение пластового давления ежегодно до 5 %, суммарно до 30 % от начального пластового давления, но не ниже давления насыщения;

по сложным проектам разведки углеводородов допускается плавное снижение пластового давления ежегодно до 3 %, суммарно до 50 % от начального пластового давления, но не ниже давления насыщения;

в процессе временной эксплуатации допускается работа скважин с обводненностью до 70 %;

при обводненности скважин выше 70 % временная эксплуатация запрещается;

2) газовые и газоконденсатные залежи:

допускается эксплуатация скважин при забойном давлении не ниже 0,95 единиц от пластового давления;

допускается плавное снижение пластового давления ежегодно до 2 %, суммарно до 30 % от начального пластового давления, но не ниже давления начала конденсации;

в процессе временной эксплуатации допускается работа скважин с обводненностью до 25 %;

при обводненности пласта выше 25 % временная эксплуатация запрещается.";

пункт 274 изложить в новой редакции:

"274. Эксплуатация скважин при любом способе осуществляется при наличии в них насосно-компрессорных труб. Материал, размеры и глубина спуска данных труб в скважину зависят от характеристики откачиваемой жидкости, термобарических условий в скважине, способа эксплуатации и определяются по утвержденным методикам и рекомендациям.

Требования, указанные в части первой настоящего пункта, не распространяются на участки недр, содержащие сланцевую нефть.";

пункт 296 изложить в новой редакции:

"296. Для контроля за эксплуатацией скважин проводится комплекс исследований с определением основных параметров: компонентного состава пластового флюида, вязкости, плотности, давления насыщения, газосодержания, объемного коэффициента, составов выделившегося газа и дегазированной нефти, а также зависимости газосодержания, объемного коэффициента и плотности пластового флюида от давления. График отбора глубинных проб нефти/газоконденсата из скважин должен быть составлен геолого-промысловой службой предприятия с учетом ввода в эксплуатацию новых скважин и их равномерного распределения по площади залежи. Отбор и исследования глубинных проб пластового флюида выполняются по каждому эксплуатационному объекту.";

пункт 334 изложить в новой редакции:

"334. Минимальная периодичность комплекса исследований скважин для контроля за разработкой месторождений (нефтяных и газонефтяных) устанавливается согласно приложению 3 к настоящим Правилам.

На объектах с большим фондом скважин обеспечивается рациональный охват исследований действующего фонда в соответствии с приложением 3 к настоящим Правилам.

Для объектов с малым количеством скважин (менее 50 скважин от общего фонда) доля исследований увеличивается по усмотрению недропользователя в целях повышения охвата и достоверности получаемых результатов. При планировании исследований учитывается карта охвата, позволяющая определить оптимальный объем исследований для конкретного объекта разработки.";

пункт 346 изложить в новой редакции:

"346. Комплексование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений осуществляются в соответствии с нормативно-техническими документами.

Объем, периодичность и состав исследований дифференцируются по стадиям разработки с учетом степени выработанности извлекаемых запасов и текущих задач управления разработкой.

Стадии разработки определяются исходя из доли отбора извлекаемых запасов:

I – стадия ввода в эксплуатацию – до 15 % отбора извлекаемых запасов;

II – стадия стабилизации добычи нефти (пиковая добыча) – от 15 до 40 %;

III – стадия естественного снижения добычи – от 40 до 65 %;

IV – поздняя (завершающая) стадия, характеризующаяся низкими темпами разработки и высокой степенью обводненности продукции – свыше 65 % отбора извлекаемых запасов.

Стадийность распространяется не только на месторождение в целом, но и на отдельные объекты разработки (пласты, залежи, эксплуатационные объекты), поскольку темпы выработки запасов, динамика добычи и технологические показатели по ним различаются.

Допускается уточнение и корректировка критериев установления стадии разработки с учетом геолого-физических особенностей месторождения, принятой системы разработки и проектных решений.

К основным критериям относятся фактическая динамика добычи, доля отбора извлекаемых запасов, уровень обводненности продукции, изменение газового фактора, энергетическое состояние пласта, а также иные технологические и экономические показатели.

Стадия разработки устанавливается в утвержденном недропользователем и получившем положительные заключения предусмотренных Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз проекте разработки месторождения.";

пункт 448 изложить в новой редакции:

"448. Порядок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, консервации участка недр по углеводородам и (или) консервации и (или) ликвидации технологических объектов устанавливается в Правилах консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, утверждаемых уполномоченным органом в области углеводородов в соответствии с пунктом 1 статьи 126 Кодекса.";

раздел III исключить;

дополнить приложением 3 согласно приложению к настоящему приказу.

2. Департаменту разработки и добычи нефти Министерства энергетики Республики Казахстан в установленном законодательством Республики Казахстан порядке обеспечить:

1) государственную регистрацию настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан;

2) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства энергетики Республики Казахстан после его официального опубликования;

3) в течение десяти рабочих дней после официального опубликования настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан представление в Департамент юридической службы Министерства энергетики Республики Казахстан сведений об исполнении мероприятий, предусмотренных подпунктами 1) и 2) настоящего пункта.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на курирующего вице-министра энергетики Республики Казахстан.

4. Настоящий приказ вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования, за исключением абзацев второго, третьего, пятого, шестого, седьмого, девятого, десятого, одиннадцатого, двенадцатого, тринадцатого, четырнадцатого, пятнадцатого, шестнадцатого, семнадцатого, восемнадцатого, девятнадцатого, двадцатого, двадцать первого, двадцать второго, двадцать третьего, двадцать четвертого, двадцать пятого, двадцать шестого, двадцать седьмого, двадцать восьмого, двадцать девятого, тридцатого, тридцать первого, тридцать второго, тридцать третьего, тридцать четвертого, тридцать шестого, тридцать седьмого, тридцать восьмого, тридцать девятого, сорокового, сорок первого, сорок второго, сорок третьего, сорок четвертого, сорок пятого, сорок шестого, сорок седьмого, сорок восьмого, сорок девятого, пятидесятого, пятьдесят первого, пятьдесят второго, пятьдесят третьего, пятьдесят четвертого, восемьдесят девятого, девяностого, девяносто первого, девяносто второго, девяносто третьего, девяносто четвертого, девяносто пятого, девяносто шестого, девяносто седьмого, девяносто восьмого, девяносто девятого, сотого, сто первого, сто второго, сто третьего, сто четвертого, сто пятого, сто шестого, сто седьмого, сто восьмого, сто девятого, сто десятого, сто одиннадцатого, сто двенадцатого, сто тринадцатого, сто четырнадцатого, сто пятнадцатого, сто шестнадцатого, сто семнадцатого, сто восемнадцатого, сто девятнадцатого, сто двадцатого, сто двадцать первого, сто двадцать второго, сто двадцать третьего, сто двадцать четвертого, сто двадцать пятого, сто двадцать шестого, сто двадцать седьмого, сто двадцать восьмого, сто двадцать девятого, сто тридцатого, сто тридцать первого и сто тридцать второго пункта 1 настоящего приказа, которые вводятся в действие по истечении шестидесяти календарных дней после дня его первого официального опубликования.

*Министр энергетики
Республики Казахстан*

Е. Аккенженов

"СОГЛАСОВАН"

Агентство Республики Казахстан
по атомной энергии

"СОГЛАСОВАН"

Министерство финансов
Республики Казахстан

"СОГЛАСОВАН"

Министерство промышленности
и строительства
Республики Казахстан

"СОГЛАСОВАН"

Требования

к минимальному комплексу исследований скважин при контроле разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

№ п/п	Виды исследований	Периодичность	О х в а т действующего фонда скважин	Категории скважин
I стадия разработки месторождений				
1	Текущая промысловая информация			
1.1	Дебит жидкости/ приемистость	1 раз/месяц	100 %	Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные, водоагнетательные , газоагнетательные, водозаборные, поглощающие
1.2	Обводненность продукции	1 раз/месяц	100 %	Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные
1.3	Газовый фактор	(Рпластовое> Рнасыщения) – 1 раз/год	100 %	Фонтанные, газлифтные, механизированные
		(Рпластовое> Рнасыщения) – 1 раз/месяц	100 %	Фонтанные, газлифтные, механизированные
	Буферное Рбуферное) и затрубное	(1 раз/месяц (100 %	Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные,

1.4	Рзатрубное) устьевые давления			водозаборные, поглощающие, наблюдательные
		2 раза/месяц	100 %	Водонагнетательны е , газонагнетательные
1.5	Забойное давление (Рзабойное)	1 раз/месяц	100 %	Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные, водонагнетательные , газонагнетательные
1.6	Пластовое давление (Рпластовое)	1 раз/квартал	100 %	Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные, водонагнетательные , газонагнетательные, водозаборные, поглощающие
	Пластовое давление (Рпластовое)	6 раз/год	100 %	Наблюдательные и пьезометрические
2	Гидродинамические исследования			
2.1	Исследования на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации*	1 раз/год	100 %	Фонтанные, механизированные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, водонагнетательные , газонагнетательные
		По необходимости		Водозаборные, поглощающие, наблюдательные на водоносный горизонт
3	Промыслово-геофизические методы*			
3.1	Исследования профиля притока, источников и интервалов обводнения	1 раз/год	50 %	Фонтанные, газлифтные, газоконденсатные, механизированные электроцентробеж ные и штанговые глубинные насосы, водозаборные***, * ***
		По необходимости		Газовые

3.2	Профиль поглощения (комплекс идентичен комплексу по определению технического состояния)	1 раз/год	50 %	Нагнетательные*** **
3.3	Определение технического состояния скважины	По необходимости		Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные электроцентробежные насосы, штанговые глубинные насосы, нагнетательные и водозаборные***
3.4	Контроль положения водонефтяных, газонефтяных и газоводяных контактов и оценка изменения нефтенасыщенности	1 раз/год	10 %	Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные электроцентробежные и штанговые глубинные насосы* ****
		1 раз/год	100 %	Пьезометрические
		1 раз/год	100 %	Наблюдательные
4	Физико-химические исследования			
4.1	Отбор глубинных проб*****	Не менее 1 скважины на залежь		Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные
4.2	Отбор проб на устье	По необходимости для целей обустройства		Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные
		1 раз/год	1 проба на куст/узел закачки	Водозаборные, поглощающие
4.3	Анализ закачиваемой воды	1 раз/год	100 %	Водонагнетательные
II стадия разработки месторождений				
1	Текущая промысловая информация			
				Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные,

1.1	Дебит жидкости/ приемистость	1 раз/месяц	100 %	механизированные, водозаборные, поглощающие, Водонагнетательны е , газонагнетательные
1.2	Обводненность продукции	1 раз/месяц	100 %	Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные
1.3	Газовый фактор	($R_{\text{пластовое}} >$ $R_{\text{насыщения}}$) – 1 раз/год	100 %	Фонтанные, газлифтные, механизированные
		($R_{\text{пластовое}} >$ $R_{\text{насыщения}}$) – 1 раз/месяц	100 %	Фонтанные, газлифтные, механизированные
1.4	Буферное ($R_{\text{буферное}}$) и затрубное ($R_{\text{затрубное}}$) устьевые давления	2 раза/месяц	100 %	Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные
		1 раз/месяц	100 %	Водонагнетательны е , газонагнетательные, водозаборные, поглощающие, наблюдательные
1.5	Забойное давление ($R_{\text{забойное}}$)	1 раз/месяц	100 %	Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные, водонагнетательные , газонагнетательные
1.6	Пластовое давление ($R_{\text{пластовое}}$)	2 раз/год	100 %	Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные, водонагнетательные , газонагнетательные, водозаборные, поглощающие
	Пластовое давление ($R_{\text{пластовое}}$)	4 раза/год	100 %	Наблюдательные и пьезометрические
2	Гидродинамические исследования			

2.1	Исследования на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации*	1 раз/год	20 %	Фонтанные, механизированные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, водонагнетательные, газонагнетательные
		По необходимости		Водозаборные, поглощающие, наблюдательные наводоносный горизонт
3	Промыслово-геофизические методы*			
3.1	Исследования профиля притока, источников и интервалов обводнения	1 раз/год	50 %	Фонтанные, газлифтные, газоконденсатные, механизированные электроцентробежные и штанговые глубинные насосы, водозаборные***, **
		По необходимости		Газовые
3.2	Профиль поглощения (комплекс идентичен комплексу по определению технического состояния)	1 раз/год	50 %	Нагнетательные*** **
3.3	Определение технического состояния скважины	По необходимости		Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные электроцентробежные насосы, штанговые глубинные насосы, нагнетательные и водозаборные***
3.4	Контроль положения водонефтяных, газонефтяных и газоводяных контактов и оценка изменения нефтенасыщенности	1 раз/год	10 %	Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные электроцентробежные и штанговые глубинные насосы****
		1 раз/год	50 %	Пьезометрические

		1 раз/год	100 %	Наблюдательные
4	Физико-химические методы			
4.1	Отбор глубинных проб*****	1 раз/год	3%	Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные
4.2	Отбор проб на устье	По необходимости для целей обустройства		Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные
		1 раз/год	1 проба на куст/узел закачки	Водозаборные, поглощающие
4.3	Анализ закачиваемой воды	1 раз/год	100 %	Водонагнетательные
III-IV стадия разработки месторождений				
1	Текущая промысловая информация			
1.1	Дебит жидкости/приемистость	1 раз/месяц	100 %	Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные, водозаборные, поглощающие, Водонагнетательные, газонагнетательные
1.2	Обводненность продукции	1 раз/месяц	100 %	Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные
1.3	Газовый фактор	(Рпластовое> Рнасыщения) – 1 раз/год	100 %	Фонтанные, газлифтные, механизированные
		(Рпластовое> Рнасыщения) – 1 раз/месяц	100 %	Фонтанные, газлифтные, механизированные
1.4	Буферное (Рбуферное) и затрубное (Рзатрубное) устьевые давления	2 раза/месяц	100 %	Фонтанные, газлифтные,
		1 раз/месяц	100 %	Механизированные, водонагнетательные, газонагнетательные, водозаборные, поглощающие, наблюдательные

1.5	Забойное давление (Рзабойное)	1 раз/квартал	100 %	Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные, водонагнетательные, газонагнетательные
1.6	Пластовое давление (Рпластовое)	1 раз/год	50 %	Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные, водонагнетательные, газонагнетательные, водозаборные, поглощающие
	Пластовое давление (Рпластовое)	4 раза/год	100 %	Наблюдательные и пьезометрические
2	Гидродинамические исследования			
2.1	Исследования на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации*	1 раз/год	20 %	Фонтанные, механизированные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, водонагнетательные, газонагнетательные
		По необходимости		Водозаборные, поглощающие, наблюдательные на водоносный горизонт
3	Промыслово-геофизические методы**			
3.1	Исследования профиля притока, источников и интервалов обводнения	1 раз/год	10 %	Фонтанные, газлифтные, газоконденсатные, механизированные электроцентробежные насосы и штанговые глубинные насосы, водозаборные***, *
		По необходимости		Газовые
3.2	Профиль поглощения (комплекс идентичен комплексу по определению)	1 раз/год	20-50 %	

	технического состояния)			Нагнетательные*** **
3.3	Определение технического состояния скважины	По необходимости		Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные электроцентробежные насосы, штанговые глубинные насосы, нагнетательные и водозаборные***
3.4	Контроль положения водонефтяных, газонефтяных и газоводяных контактов и оценка изменения нефтенасыщенности	1 раз/год	10 %	Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные электроцентробежные насосы и штанговые глубинные насосы* *****
		1 раз/год	По необходимости	Пьезометрические
		1 раз/год		Наблюдательные
4	Физико-химические методы			
4.1	Отбор глубинных проб*****	1 раз/год	1- 2 %	Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные
4.2	Отбор проб на устье	По необходимости для целей обустройства		Фонтанные, газлифтные, газовые, газоконденсатные, механизированные
		1 раз/год	1 проба на куст/ узел закачки	Водозаборные, поглощающие
4.3	Анализ закачиваемой воды (количество взвешенных частиц)	1 раз/месяц	100 %	Водонагнетательные

Примечание:

* При проведении гидродинамических исследований скважин не менее 50 % исследований проводятся с определением полного комплекса параметров (пластовое давление, коэффициент продуктивности скважины, скин-фактор). Для целей контроля пластового давления рекомендуется использование скважин всех категорий эксплуатационного фонда. В случае если в скважине невозможно добиться минимум

трех различных режимов работы - исследования методом установившихся отборов (исследования на установившихся / квазиустановившихся режимах фильтрации) с построением индикаторной диаграммы (ИД) не проводятся. При этом общее количество скважин, исследуемых методами ГДИС с требуемым охватом, должно быть сохранено.

** При проведении ремонта или геолого-технологических мероприятий – 1 раз до и 1 раз после.

*** Проведение комплекса геофизических исследований скважин в водозаборных скважинах проводятся при необходимости.

**** Охват исследованиями профиля притока с кривой восстановления уровня при необходимости изменяется.

до 5 %.

***** Для месторождений с высоковязкими углеводородами охват нагнетательных скважин, охватываемых исследованиями профиля поглощения, составляет 20% от общего количества действующего водонагнетательного фонда и 30% от паронагнетательного фонда.

***** Не менее 3 параллельных проб для подтверждения полученных данных.

***** В скважинах, оборудованных штанговыми глубинными и электроцентробежными насосами, исследования по определению профиля притока и текущего насыщения на скважинах действующего фонда выполняются при текущем капитальном ремонте и геолого-технологическое мероприятии. При необходимости проведения исследования текущего насыщения при возврате на выше/нижележащие горизонты.