



Акзигитов Н.И.
ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»
начальник отдела гидрогеологии
niakzigitov@udn.rosneft.ru



Мастеркова В.Ю.
ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»
ведущий инженер
vymasterkova@udn.rosneft.ru



Бородин Е.Г.
ПАО «НК «Роснефть»
начальник управления
проектирования и инженерно-
технологического сопровождения
разработки месторождений



Басыров М.А.
ПАО «НК «Роснефть»
заместитель директора
департамента разработки
месторождений



Колосова Е.Г.
ПАО «НК «Роснефть»
главный специалист управления
проектирования и инженерно-
технологического сопровождения
разработки месторождений

К ВОПРОСУ О КРИТЕРИЯХ ОБНОВЛЕНИЯ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ПРИ ДОБЫЧЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ДЛЯ ППД

В данной работе рассмотрены особенности нормативной базы, применяемой при добыче технических подземных вод для поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях. Кратко обозначена проблематика, возникающая при изменениях проектной схемы водозабора или незначительного изменения потребности в воде. Даны предложения по изменению подходов в выполнении проектных и отчетных работ при добыче подземных вод для нужд системы поддержания пластового давления.

Ключевые слова: поддержание пластового давления, проект геологического изучения, запасы, схема водозабора, правила разработки месторождений подземных вод, технический проект разработки месторождений подземных вод, нефтяные месторождения.

На нефтяных месторождениях, эксплуатируемых с применением системы поддержания пластового давления (ППД) возникает необходимость в добыче подземных вод для обеспечения системы ППД. В соответствии с текущим законодательством, добыча воды свыше 100 м³/сут должна осуществляться на основании согласованного и утвержденного в установленном порядке проектного документа. Составлению и согласованию технического проекта на добычу подземных вод предшествует подготовка проекта геологического изучения недр с согласованием в ФГКУ «Росгеолэкспертиза», а также составление отчёта с подсчетом запасов с последующим утверждением результатов в ФБУ «ГКЗ». Данный цикл работ выполняется последовательно, и срок его реализации занимает более одного календарного года. При этом процесс добычи подземных вод для обеспечения системы ППД является вспомогательным к процессу добычи нефти и проектные решения по добыче воды определяются результатами реализации проектных решений по добыче нефти.

Соответственно, процесс добычи воды для обеспечения системы ППД, имеет ряд особенностей, которые затрудняют процесс согласования разрешительной документации, а именно:

- недостижимость проектной перспективной величины потребности в добыче подземных вод в связи с отсутствием возможности сброса;
- использование системы внутрискважинной перекачки, при которой добывающая скважина на воду одновременно является нагнетательной в системе ППД, и замер точного дебита и уровня воды затруднён;
- влияние от режима работы нефтескважин и нагнетательных скважин.

Всё вышеперечисленное приводит к затруднениям при оценке запасов и проблемам при прохождении экспертизы ГКЗ.

Проектные объёмы добычи подземных вод существенно зависят от стратегии разработки нефтяного месторождения, которая может оперативно изменяться в связи с изменениями геолого-технических и экономических условий, осложнений при добыче и т.д. Данные изменения влекут за собой обновление проектной документации на разработку нефтяных месторождений и вместе с ней приходится вносить изменения в проектную документацию по добыче воды для систем ППД.

Пользователь недр имеет право принимать оперативные решения по рациональному использованию фонда скважин всех назначений без внесения изменений в технологические схемы и проекты разработки месторождений УВС и дополнения к ним в определённых случаях,

указанных в п.3.3. Правил разработки месторождений углеводородного сырья (УВС) [1]. Если планируемые проектные решения влекут за собой необходимость корректировки проектно-технической документации (ПТД) на УВС, изменения в нее вносятся параллельно реализации решений, не вызывая задержки из-за ожидания согласования ПТД (п.3.15 Правил разработки месторождений углеводородного сырья) [1]. Если эти изменения (как при корректировке, так и без внесения изменений в ПТД на УВС) влекут за собой пересмотр схемы добычи воды, недропользователь вынужден ждать окончания реализации всей цепочки гидрогеологических работ, включая согласование технического проекта на добычу воды, прежде чем начинать ее реализацию. И, как следствие, проектные решения по воде выполняются с отставанием, что негативным образом сказывается на показателях эксплуатации нефтяного месторождения.

Также следует отметить некоторые различия в подходах к оценке запасов УВС и воды в части выделения объектов подсчета запасов. Для подземных вод объектом подсчета является скважина и нагрузка на конкретную скважину. Таким образом, при необходимости вывода из эксплуатации одной скважины и включении в схему другой, или необходимости добычи воды в большем объеме для внесения данных изменений в технический проект на добычу подземных вод необходимо инициировать новый цикл проектных гидрогеологических работ (включающий ПГИН-ПЗПВ-ПТД).

В связи со всем вышеперечисленным, регулярно возникает необходимость обновления проектной документации по воде на нефтяных месторождениях. Срок действия отдельных проектов может длиться всего 1-2 года, т.к. к моменту его согласования в ТКР возникает потребность выполнения нового цикла работ. Зачастую на Западно-Сибирских месторождениях за 5-летний период выполняется 3 цикла работ без существенного изменения общего объёма добычи подземных вод. Необходимость постоянного обновления отчетной и проектной документации при незначительном изменении схемы водозабора и объёмов добычи создаёт дополнительную нагрузку на недропользователя и влечёт за собой отставание в реализации работ, связанных с системой ППД на нефтяном месторождении. Предлагается оценить возможность разумного сокращения формальных рассмотрений изменения запасов без ущерба для качества их оценки.

Эта проблема неоднократно поднималась в экспертном сообществе гидрогеологов и геологов:

«Сложная организация системы ППД приводит к непостоянству работы водозабор-

ных скважин из-за перемен давления как в самой сети низконапорных водоводов... так и по причине изменений добычи нефти в связи с корректировками профиля добычи (соответственно, и потребности в воде), преимуществами нагнетательных скважин, особенностями функционирования установки подготовки артезианской воды (УПАВ) и блочно-комплектных насосных станций (БКНС), другими технологическими процессами. В таких условиях при переоценке запасов выполнить основное требование откачек на «работающем» водозаборе – стабильность дебита (понижения) – становится невозможным»¹.

«Получение различных видов разрешительной документации и согласований требует больших затрат времени, чем собственно проведение исследований. При этом возможность изучения и использования подземных вод часто определяется не гидрогеологическими условиями, а возможностью решения проблем, обусловленных требованиями нормативно-правовой базы»².

«Зачастую у недропользователя возникает потребность пересчитать запасы, например, в связи с необходимостью ввода в эксплуатацию скважин на новых участках.

В соответствии с действующим законодательством при этом должен быть разработан и утверждён проект ГИН, реализация которо-

го должна подтвердить проектные дебиты скважин. И только после этого готовится, и подаётся на государственную геологическую экспертизу отчёт по пересчёту запасов. На все процедуры уходит до одного года, в течение которого недропользователь вынужден добывать воду незаконно»³.

При всех сложностях согласования проектных объёмов добычи воды, водозаборы подземных вод для организации системы ППД на нефтяных месторождениях, как правило, отличаются высокой степенью изученности геолого-гидрогеологических условий, эксплуатируют водоносные горизонты большой мощности, с относительно однородными фильтрационно-ёмкостными свойствами. Соответственно, при некоторых изменениях схемы водозабора (выводе из водозабора одной скважины и включении в схему другой, незначительном увеличении числа водозаборных скважин, перераспределении проектных объёмов добычи между скважинами) фактическая «интенсивность» воздействия на водоносный горизонт не увеличивается.

Для демонстрации подобных изменений авторами были выполнены расчёты с изменением количества скважин на месторождении технических подземных вод для обеспечения системы ППД. Параметры пласта взяты типовые для апт-альб-сеноманского водоносного комплекса в интервале развития песчано-алевритистых отложений: эф-

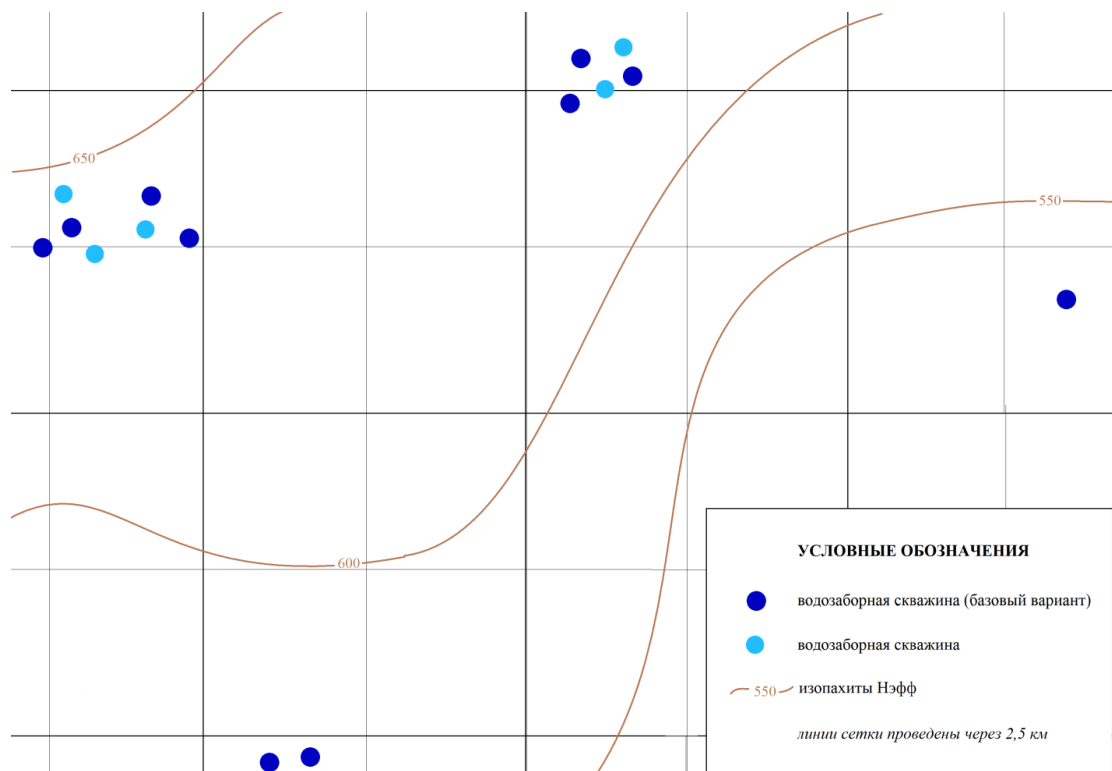


Рис. 1. Схема водозабора

фективная мощность – 600 м, водопроницаемость – 200 м²/сут, пьезопроводность – 5*10⁵ м²/сут [2]. Сетка скважин взята с одного из месторождений в Западной Сибири (*рис. 1*).

Водозабор состоит из 10 скважин, моделируемое изменение количества скважин в схеме водозабора – от 5 до 15 скважин. Скважины, исключаемые из водозабора, выбраны случайным образом. Проектный объём добычи воды на месторождении – 15000 м³/сут. Максимально допустимое понижение – 300 м. Нагрузка на скважины равномерная, при исключении скважины из водозабора нагрузка равномерно перераспределяется на другие скважины. Расчёты выполнены для напорного неограниченного изолированного пласта (схема Тейса).

В *таблице 1* приведены результаты расчёта понижения в скважинах при количестве скважин от 5 до 15 (для анализа взяты максимальные расчётные понижения и средние понижения по водозабору). Здесь и далее под понижением подразумевается прогнозируемое понижение динамического уровня в скважине на проектный период 25 лет.

По результатам расчётов можно сделать вывод о том, что даже изменение числа водозаборных скважин на 50% приводит к незначительному изменению расчётного понижения при неизменной нагрузке на водозабор. На графиках ниже (*рис. 2, рис. 3*) показаны результаты расчётов с выделением 5%-го, 10%-го и 15%-го отклонения от базового понижения при числе скважин (10 скважин).

На графиках показано, что при изменении количества скважин на 30% изменение среднего и максимального понижения на водозаборе при сохранении общей проектной нагрузки составит менее 10% (или порядка 6 м в приведённом примере). В случае с месторождениями Западной Си-

бири, эксплуатируемыми апт-альб-сеноманский водоносный комплекс с эффективной мощностью порядка 600 м и глубиной залегания ниже 1000 м, изменение понижения на 6 м (около 1% от водонасыщенной мощности и 2% от допустимого понижения) можно считать погрешностью.

Естественно, при другой исходной схеме водозабора или большей нагрузке на скважины значения могут измениться более значительно, однако приведённый пример наглядно демонстрирует, что требования по проведению дополнительных работ при обосновании незначительных изменений схемы водозабора избыточны.

Таким образом, учитывая особенности организации водозаборов технических подземных вод для системы ППД на нефтяных месторождениях, при перераспределении вододоборов между скважинами участка или при необходимости вывода из эксплуатации одной скважины и включения в схему другой, при сохранении суммарного дебита, выполнение нового цикла работ ПГИН-ПЗПВ-ПТД является нецелесообразным.

Авторы считают, что при описанных выше изменениях схемы водозабора, на участках с достаточно хорошей степенью изученности (месторождения подземных вод с запасами категории А и В) и в простых геолого-гидрогеологических условиях, у недропользователя должна быть возможность внести соответствующие изменения в действующий проект разработки месторождения без предварительной переработки ПГИН и ПЗПВ и согласовать его в установленном порядке. При этом в проекте должны быть приведены обоснования и необходимые расчеты, отражающие последствия изменения схемы водозабора на месторождении подземных вод и соответствие их условиям, принятым при подсчете запасов.

Таблица 1.
Расчёт понижений в скважинах

Количество скважин, шт.	Проектная нагрузка на скважину, м ³ /сут ($Q_{\text{общ}} = \text{const} = 15\,000 \text{ м}^3/\text{сут}$)	Максимальное понижение в скважине по водозабору, м	Среднее понижение в скважинах по водозабору, м
5	3 000	71,2	68,8
6	2 500	65,7	64,7
7	2 143	65,1	62,2
8	1 875	64,4	60,8
9	1 667	64,0	59,9
10 (базовый)	1 500	62,6	58,8
11	1 364	61,4	56,8
12	1 250	58,9	55,0
13	1 154	56,7	53,7
14	1 071	54,8	52,6
15	1 000	52,7	52,0
Максимальное отклонение от понижения при количестве скважин = 10, м / %		9,9 / 15,8	10,0 / 17,0

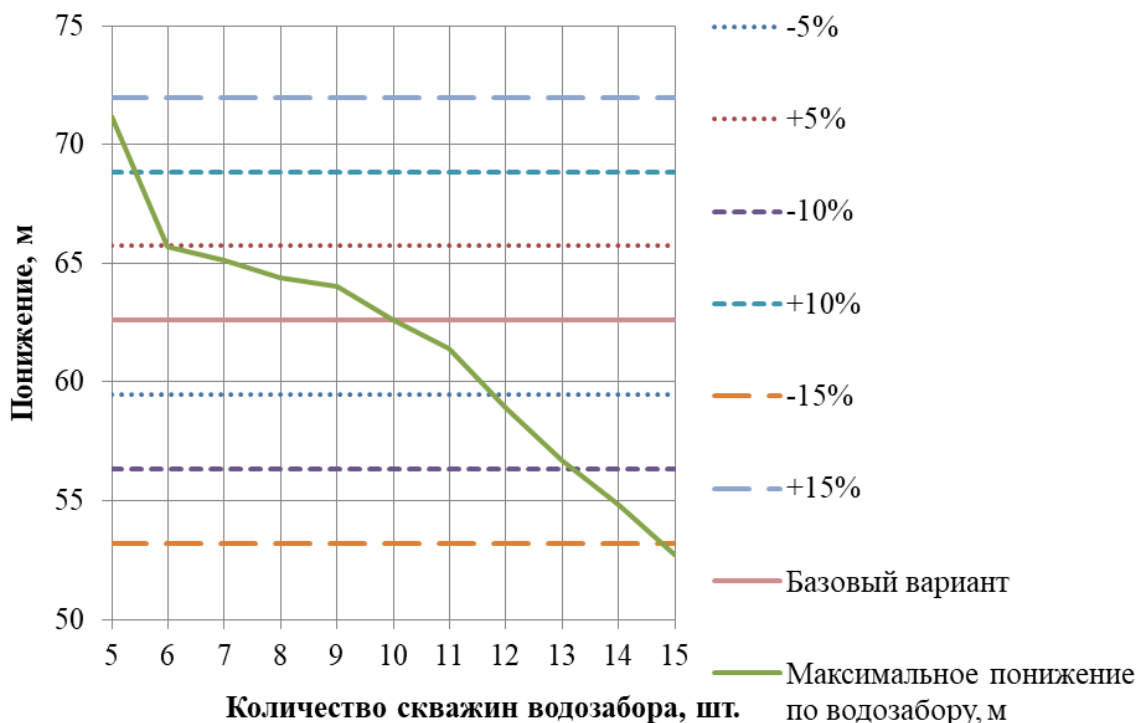


Рис. 2. Изменение максимального понижения по водозабору в зависимости от количества скважин

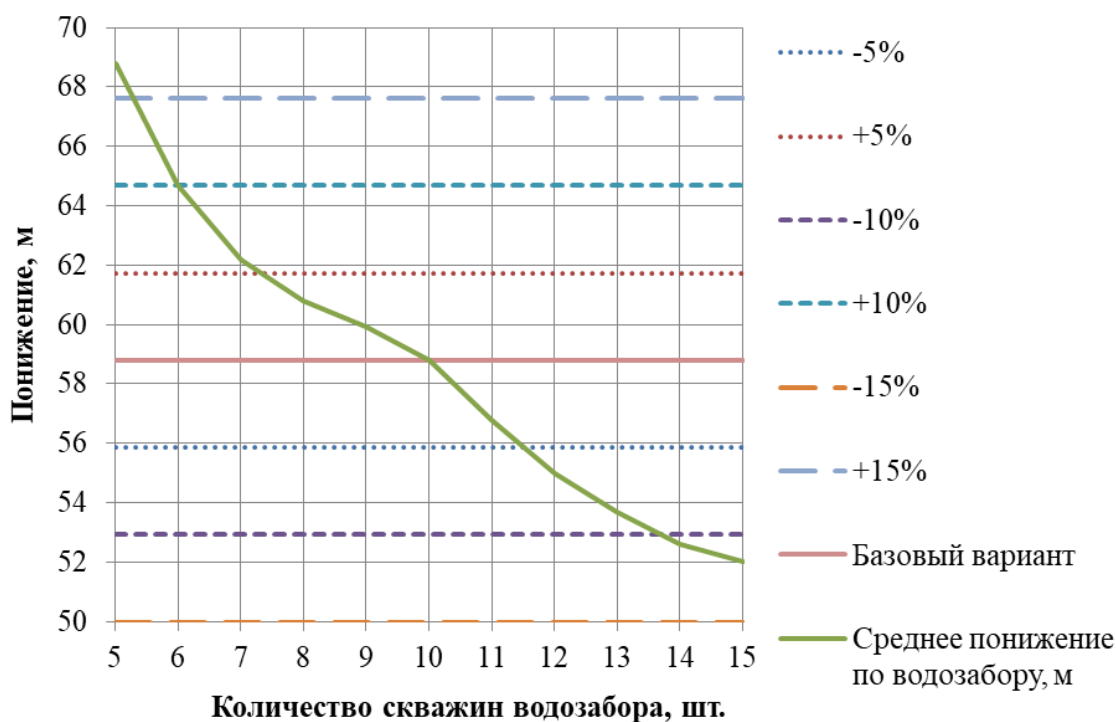


Рис. 3. Изменение среднего понижения по водозабору в зависимости от количества скважин

Авторы статьи предлагают исключить необходимость обновления отчетной и проектной документации (проекты геологического изучения недр, переоценка запасов подземных вод) при добыче подземных вод для нужд ППД в

случае незначительных отклонений технологических показателей, не влияющих на разработку месторождений технических подземных вод и закрепить данный подход в правилах разработки месторождений подземных вод. (X)

Литература

1. Приказ Минприроды России № 356 от 14.06.2016 г. Москва, 2016 г.
2. Боровский Б.В., Палкин С.С., Фортыхин А.В. и др. Региональная оценка запасов апт-сеноманских подземных вод в ХМАО для обеспечения систем ППД и возможности утилизации излишков подтоварных вод. М., ГИДЭК, 2003.

Список цитирования:

1. Данилова М.А., Дружинин И.А., Теняков Е.О. / Сборник научных трудов II научно-практической конференции по вопросам гидрогеологии и водообеспечения – 2020 – С. 6.
2. Курчиков А.Р., д-р геол.-мин. наук, заслуженный геолог РФ, член-корреспондент РАН, директор Западно-Сибирского филиала ИНГГ им. Трофимука СО РАН / Недропользование XXI век – 2019 – № 1(77) – С. 8.
3. Язвин А.Л., д-р геол.-мин. наук, руководитель геологической службы ЗАО «ГИДЭК» / Недропользование XXI век – 2019 – № 1(77) – С. 8.

UDC: 556.3.01

N.I. Akzigitov, Head of the Hydrogeology Department, niakzigitov@udn.rosneft.ru**V.Y. Masterkova**, Leading Engineer, vymasterkova@udn.rosneft.ru**E.G. Borodin**, Deputy Head of the Department of Design and Engineering and Technological Support of Field Development**M.A. Basyrov**, Deputy Director of the Field Development Department**E.G. Kolosova**, Chief Specialist of the Department of Design and Engineering and Technological Support of field Development

ON THE ISSUE OF CRITERIA FOR UPDATING THE PROJECT DOCUMENTATION FOR THE EXTRACTION OF GROUNDWATER FOR RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE SYSTEM

Abstract: In this paper, the features of the regulatory framework used in the extraction of technical groundwater to maintain reservoir pressure in oil fields are considered. The problems arising from changes in the design scheme of water intake or a slight change in water demand are briefly outlined. Proposals are made to change approaches in the implementation of design and reporting works in the extraction of groundwater for the needs of the reservoir pressure maintenance system.

Keywords: reservoir pressure maintenance, geological study project, reserves, water intake scheme, rules for the development of groundwater deposits, technical project for the development of groundwater deposits, oil fields.