

На правах рукописи



УСАЧЕВ Владислав Дмитриевич

**РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ПРОГНОЗА ОБВОДНЕНИЯ ГАЗОВЫХ
ЗАЛЕЖЕЙ И СКВАЖИН НА БАЗЕ КОМПОЗИЦИОННЫХ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ**

25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Москва – 2018

Работа выполнена в Обществе с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Научный руководитель: Перемышцев Юрий Алексеевич,
кандидат технических наук.

Официальные оппоненты: Дроздов Александр Николаевич, доктор технических наук, профессор, директор Департамента недропользования и нефтегазового дела Инженерной академии ФГАОУ ВО Российского университета дружбы народов.

Расторгуев Александр Владилинович, кандидат технических наук, доцент кафедры гидрогеологии геологического факультета ФГБОУ ВО МГУ имени М.В. Ломоносова.

Ведущая организация: АО «Газпром промгаз»

Защита диссертации состоится «12» декабря 2018 г. в «15» часов 00 минут на заседании диссертационного совета Д 511.001.01, созданного на базе ООО «Газпром ВНИИГАЗ», по адресу: 142717, Московская область, Ленинский район, сельское поселение Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый проезд № 5537, владение 15, строение 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и на сайте <http://www.vniigaz.gazprom.ru>

Автореферат разослан «___»

201__ г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
д. г.-м. н.



Соловьев Николай Николаевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы.

Уникальные верхнемеловые залежи Западной Сибири на протяжении долгих лет обеспечивают основной объем добычи природного газа в Российской Федерации. Длительная эксплуатация месторождений-гигантов тесно связана с естественным процессом обводнения сеноманских залежей в процессе их разработки. Внедрение воды в залежь приводит к обводнению эксплуатационных скважин и оказывает негативное влияние на технологию подготовки газа к транспорту, что осложняет и удорожает процесс добычи газа. Поэтому повышение обоснованности прогноза внедрения пластовых вод в разрабатываемую залежь и эксплуатационные скважины является актуальной и практически важной задачей.

В настоящее время универсальные надежные методы прогнозирования обводнения отсутствуют, так как большинство исследователей делают акцент на газовой составляющей разработки месторождения, в меньшей степени уделяя внимание состоянию водоносной части пласта. В диссертационном исследовании подробно рассматриваются гидрогеологические особенности разработки газовых залежей водоплавающего типа и определяются фильтрационные свойства пород в обводненной части продуктивного пласта.

Наличие жидкости на забое эксплуатационных скважин объясняется не только природными геолого-гидрогеологическими факторами, но и обусловлено техногенным воздействием, что также необходимо учитывать при разработке продуктивных залежей. В процессе проведенных исследований обоснованы новые методические подходы к прогнозированию обводнения залежей и отдельных скважин на основе построения композиционных геолого-гидродинамических моделей, которые показали высокую сходимость с фактическими показателями разработки уникальных месторождений Надым-Пур-Тазовского региона и полуострова Ямал.

Степень разработанности темы.

Проблемам гидродинамического моделирования разработки газовых залежей водоплавающего типа на месторождениях Западной Сибири посвящены труды известных российских и зарубежных авторов: Бузинова С.Н., Ван Эвердингена А.Ф., Васильева Ю.Н., Гереша П.А., Ермилова О.М., Закирова С.Н., Ильченко В.П., Картера Р., Корценштейна В.Н., Малыха А.С., Маслова В.Н., Перемышцева Ю.А., Перепеличенко В.Ф., Пономарева А.И., Степанова Н.Г., Трейси Г., Фетковича М., Хейна А.Л., Херста В., Шеберстова Е.В., Щелкачева В.Н., Ширковского А.И. и др. Изучение и анализ литературы показывают, что на сегодняшний день ученые не обладают требуемым количеством и качеством фактического материала о геологическом строении и фильтрационно-емкостных свойствах аквифера¹, что осложняет процесс подготовки исходных данных для выполнения долгосрочных прогнозов внедрения пластовых вод при разработке газовых залежей. Построение композиционных геолого-гидродинамических моделей разработки газовых залежей впервые позволяет определить фильтрационные свойства сеноманского

аквифер¹ - водоносная толща горных пород, подстилающая газовую залежь и гидродинамически связанная с ней

водоносного горизонта на примере эксплуатации Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (далее НГКМ), используя решение обратных задач гидродинамики.

Обводнение газовых скважин связано не только с подтягиванием краевых и подошвенных вод, но и со скоплением техногенных жидкостей на забое скважин. Вопросы теории и практики расчета скоростей движения газа, необходимых для выноса жидкости, разработаны в трудах отечественных и зарубежных исследователей: Алескерова С.С., Алиева З.С., Белова В.И., Великовского А.С., Власенко А.П., Гусейн-Заде З.И., Даклера А., Джонса П., Длана Д., Дурицкого Н.Н., Игнатенко Ю.К., Ильковского К.Б., Кожевникова Б.Н., Лютомского С.М., Тэрнера Р., Хаббарда М., Чашкина Ю.Г., Ширковского А.И., Эмануилова Р.Б., Юшкина В.В. Анализ существующих методов определения минимальной необходимой скорости показал, что разработанные формулы справедливы для конкретных месторождений и в ограниченных диапазонах изменения параметров (термобарических условий, расхода газа и жидкости, типов жидкости и т.д. Для условий разработки продуктивных залежей ТП₁₋₆ Бованенковского НГКМ впервые проведена оценка скоростей движения газа, необходимых для выноса техногенной жидкости, на базе создания композиционных геолого-гидродинамических моделей одновременной совместной эксплуатации продуктивных пластов.

Цель работы.

Повышение эффективности разработки газовых залежей водоплавающего типа путем предупреждения раннего обводнения эксплуатационных скважин, основанного на прогнозе появления жидкости на забое скважин, с помощью композиционных гидродинамических моделей.

Основные задачи исследований.

Для достижения цели были поставлены и решены следующие задачи:

1. Анализ гидрогеологического строения апт-сеноманского водоносного комплекса Западной Сибири.
2. Моделирование влияния водонапорной системы апт-сеноманского водоносного комплекса на разработку сеноманской газовой залежи по данным геофизических и гидродинамических исследований.
3. Разработка метода определения фильтрационных свойств водоносной сеноманской толщи на примере Ямбургского НГКМ.
4. Оценка влияния количества и толщины глинистых прослоев на подъем газовой контакта (далее ГВК) сеноманской залежи на примере Ямбургского НГКМ.
5. Анализ текущего состояния разработки залежей ТП₁₋₆ Бованенковского НГКМ.
6. Определение добычных возможностей интервалов перфорации наклонно-направленных скважин при одновременной совместной эксплуатации продуктивных пластов ТП₁₋₆ Бованенковского НГКМ.
7. Разработка метода оценки скоростей движения газа, необходимых для выноса жидкости из забоя в наклонно-направленных эксплуатационных скважинах Бованенковского НГКМ.

Научная новизна работы.

Разработана композиционная геолого-гидродинамическая модель разработки газовой залежи водоплавающего типа в целях борьбы с обводнением эксплуатационных скважин. На основе этой модели впервые определены фильтрационные свойства аквифера по всей площади газовой залежи. Полученные интегральные параметры (пьезопроводность, проницаемость) позволяют выполнить долгосрочный прогноз внедрения пластовых вод в газовую залежь, с учетом геологической неоднородности пород-коллекторов, технологического режима разработки залежи, влияния водорастворенного газа и других факторов, влияющих на подъем ГВК.

Разработана композиционная геолого-гидродинамическая модель одновременной совместной эксплуатации неоднородных пластов и апробирована на эксплуатационных скважинах Бованенковского НГКМ. По результатам моделирования рассчитаны добычные возможности (дебиты) вскрытых перфорацией продуктивных пластов.

Дана оценка скоростей газового потока залежей ТП₁₋₆ в интервалах перфорации наклонно-направленных скважин Бованенковского НГКМ и определены скорости движения газа, необходимые для выноса жидкости с забоя скважин, на основе результатов композиционного гидродинамического моделирования.

Теоретическая и практическая значимость.

Результаты диссертационной работы могут быть использованы для прогноза внедрения пластовой воды при разработке газовых залежей водоплавающего типа. По результатам композиционного моделирования и решения обратных задач гидродинамики построены номограммы распределения фазовой проницаемости сеноманского водоносного горизонта на Ямбургском НГКМ.

Даны рекомендации по удалению жидкости из забоя эксплуатационных скважин Бованенковского НГКМ, пробуренных на основную залежь ТП₁₋₆. Рекомендации направлены в ООО «Газпром добыча Надым» и вошли в итоговый отчет в рамках выполнения договора «Авторский надзор за реализацией "Коррективы к проекту разработки сеноман-аптских залежей Бованенковского НГКМ" в 2016 году.

Методы исследования.

В диссертационной работе при решении поставленных задач использовались методы статистической обработки данных по эксплуатационным скважинам, теоретические основы газогидродинамики, методы обработки и интерпретации промыслово-геофизического и гидрохимического контроля, результаты гидродинамических исследований скважин, а также методы математического моделирования.

Защищаемые положения.

1. Композиционная гидродинамическая модель разработки газовой залежи водоплавающего типа, позволяющая выполнить прогноз внедрения пластовых вод при эксплуатации залежи.

2. Метод определения фильтрационных свойств (пьезопроводность, проницаемость) пород сеноманского водоносного горизонта по всей площади месторождения.
3. Композиционная гидродинамическая модель одновременной совместной эксплуатации продуктивных пластов, позволяющая рассчитать добычные возможности каждого продуктивного пласта скважины.
4. Метод оценки скоростей движения газа в эксплуатационной колонне, необходимых для выноса техногенной жидкости с забоя скважин.

Степень достоверности и апробация результатов.

Достоверность проводимых в работе расчетов обеспечивалась современными методами математического анализа. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались:

1. На V открытой научно-технической конференции молодых специалистов и работников «Инновации молодежи – потенциал развития нефтегазовой отрасли», ООО «Газпром добыча Астрахань», г. Астрахань, 2013 г.
2. На III Научно-техническом семинаре «Актуальные вопросы разработки месторождений углеводородов», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва, 2013 г.
3. На Юбилейной 70-й международной молодежной научной конференции «Нефть и газ 2016», приуроченной к III Национальному нефтегазовому форуму, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва, 2016 г.
4. Внутренней молодежной научно-практической конференции ООО «Газпром ВНИИГАЗ» «Инновации сегодня и завтра – миссия молодых ученых», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва, 2016 г.
5. На 71-й международной молодежной научной конференции «Нефть и газ 2017», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва, 2017 г.

Публикации.

По теме диссертации опубликовано 10 научных работ, из них: 3 статьи – в рецензируемых научных изданиях, входящих в перечень ВАК. Основные результаты исследований и положения диссертационной работы докладывались на конференциях и семинарах различного уровня.

Объем и структура диссертации.

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического указателя, включающего 120 публикаций отечественных и зарубежных авторов. Текст работы изложен на 121 странице, содержит 26 рисунков и 8 таблиц.

Благодарности.

Автор диссертации выражает искреннюю и глубокую благодарность своему научному руководителю к.т.н. Ю.А. Перемышцеву за возможность использования авторского пакета программ для моделирования и конструктивные советы по его использованию, а также консультации, постоянную помощь и внимание в процессе выполнения диссертационной работы. Автор считает своим долгом выразить искреннюю признательность и благодарность за оказанную научно-техническую поддержку, ценные советы и консультации д.т.н., проф. Ю.Н. Васильеву, д.т.н., проф. С.Н. Закирову, д.т.н. В.И. Лапшину, д.г.-м.н. В.А. Скоробогатову, д.г.-м.н.,

проф. В.Г. Фоменко, д.т.н. В.С. Жукову, д.г.-м.н. Н.Н. Соловьеву, д.т.н., проф. М.Н. Мансурову, д.т.н. А.М. Семенцеву, д.г.-м.н., проф. А.В. Лехову, к.г.-м.н. Ю.М. Фриману, к.г.-м.н. Б.С. Короткову, а также своим коллегам из Центра разработки месторождений и Центра запасов и ресурсов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

СО Д Е Р Ж А Н И Е Р А Б О Т Ы

Во введении дана краткая характеристика и обоснована актуальность темы диссертационной работы, определены цель и задачи исследований, показаны научная новизна и практическая ценность работы.

В первой главе рассматриваются геологические факторы, влияющие на обводнение газовых залежей массивного водоплавающего типа на примере уникальных месторождений Российской Федерации. Знания о геологическом и гидрогеологическом строении верхнемеловых отложений Западной Сибири основываются на опыте таких российских ученых, как А.Э. Конторович, Ф.З. Хафизов, Н.К. Игнатович, В.Н. Корценштейн, А.А. Карцев, Н.М. Кругликов, В.В. Нелюбин, В.И. Ермаков, В.Г. Козлов и др. Результаты исследования изученности верхней (сеноманской) части апт-сеноманского водоносного комплекса показали, что хорошо изучены только сводовые части поднятий, к которым приурочены газовые залежи. Конседиментационное развитие структур сказалось на распределении литологических типов пород. В присводовых частях крупных валлообразных структур (Медвежья, Уренгойская, Ямбургская и др.) возрастает песчанистость разреза продуктивной толщи. На склонах поднятий и их переклиналях увеличивается содержание глин и глинистых алевролитов. Вместе с тем, в синклиналиях и прогибах, разделяющих эти поднятия, данная часть комплекса изучена в гораздо меньшей степени.

Отмеченные особенности строения продуктивных отложений сеномана обеспечивают облегченную газогидродинамическую связь проницаемых пород в пределах всего газоносного массива (В.А. Скоробогатов, В.П. Ильченко).

Сравнение геологического строения сеноманских отложений Ямбургского и Уренгойского месторождений указывает на их большое сходство и отсутствие в разрезе выдержанных пластов. Однотипность разрезов подтверждается, в частности, близкими значениями песчанистости на Ямбургском (0,78) и Уренгойском (0,79-0,81) месторождениях (Т.В. Левшенко).

С точки зрения начального гидродинамического фона апт-сеноманского водоносного комплекса, установлено снижение приведенных напоров (давлений) с юга на север, что является отражением движения пластовых вод в том же направлении (Р.Г. Семашев). Подтверждением этому служат также региональные закономерности изменения минерализации и химического состава подземных вод и наклон газо-водяных контактов ряда залежей на север – северо-восток. Разгрузка подземных вод верхнемеловых отложений предполагается в пределах Северного Ледовитого океана по тектоническим нарушениям.

Для региона уникальных месторождений характерна относительно постоянство минерализации (~18 г/л) и выдержанность состава пластовых вод хлор-кальциевого типа сеноманского водоносного горизонта. Каких-либо

ощутимых аномалий, в том числе и аномалий опреснения, в подошвенных водах крупнейших газовых залежей (Ямбургское, Уренгойское и др.) не установлено (В.С. Гончаров).

Влиянию водорастворенного газа на разработку сеноманской газовой залежи уделено особое внимание в работах Н.Г. Степанова, Ю.Н. Васильева, Н.Ю. Рахбари и др. Они отмечают значительную роль процесса разгазирования подземных вод при падении пластового давления в продуктивном пласте, вызванного эксплуатацией месторождения. В ходе исследований было выявлено, что выделившийся из воды газ обеспечивает повышение газонасыщенности пласта в условиях тонкой литологической слоистости разреза, тем самым снижая фазовую проницаемость по воде в краевых частях залежей. Таким образом, проявляется (наряду с литологической неоднородностью) дополнительный газогидродинамический фактор изоляции зоны нефтегазонакопления (которой является центральная часть залежи) от крупнейшего водоносного апт-сеноманского комплекса. В связи с вышесказанным, отмечается, что влияние краевых вод на обводнение газовой залежи при длительной ее эксплуатации практически исключено. При условии высокой однородности пласта и длительной эксплуатации месторождения часть водорастворенных газов, выделившихся преимущественно в приконтактной водонасыщенной области пласта способна к переходу непосредственно в залежь. Доля выделившихся из водорастворенного состояния газов в целом признана несущественной (не более 10-15% от объема остаточных запасов), но по мере выработки залежи доля выделившихся из воды газов будет возрастать (до 15-20% при снижении пластового давления до 10-15 кгс/см²).

По результатам обзора научной литературы отмечено, что апт-сеноманский водоносный комплекс включает в себе более 200 нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири, что в совокупности с однотипностью геологического строения и одинаковыми условиями формирования газоносной толщи, дает право применять единые методы прогнозирования внедрения подошвенных вод при разработке сеноманской газовой залежи.

Вторая глава посвящена построению композиционной постоянно действующей геолого-гидродинамической модели разработки газовой залежи газа водоплавающего типа. Оригинальность данной модели заключается в ее композиционном строении, состоящем из двух блоков. На первом этапе производится расчет распределения пластового давления в неоднородном по площади газовом пласте (газовый режим). Сформулированная задача математически описывается следующей краевой задачей, в основе которой лежит известное дифференциальное уравнение неустановившейся фильтрации газа (1):

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{k(x, y, p)h(x, y)}{\mu(p)z(p)} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{k(x, y, p)h(x, y)}{\mu(p)z(p)} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial y} \right] = \\ = 2a(x, y)m(x, y)h(x, y) \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{p}{z(p)} \right] + 2Qh(x, y) \cdot \rho_{ат} \quad (1)$$

где $h(x, y)$ – значение эффективной мощности пласта в точке с координатами x и y ; Q – объемный расход газа; m – коэффициент пористости; $k(x, y, p)$ – коэффициент проницаемости газа; $\mu(p)$ –

коэффициент динамической вязкости газа; $\rho_{ат}$ – плотность газа; $z(p)$ – коэффициент сжимаемости газа; a – коэффициент газонасыщенности, t – период разработки залежи.

Решение краевой задачи (1) производится на основе численных методов с применением известной конечно-разностной аппроксимации Письмена – Ричфорда и метода потоковой прогонки.

На втором этапе проводится расчет пластового давления с учетом продвижения пластовой воды в залежь с использованием методики С.Н. Закирова и формулы притока воды в залежь, полученной А.Ф. Van Everdingen и W. Hurst. В отличие от авторских методик в данной работе рассматривается моделирование не единого газового «колодца» для всей залежи, а системы газовых «колодцев». То есть каждый элементарный объем ячейки, имеющий в двумерной постановке размеры $\Delta x \cdot \Delta y$, заменяется «колодцем» радиусом R , равным (2):

$$R_{\text{колодца}} = 10^{-3} \cdot \sqrt{\frac{\Delta x \Delta y}{\pi}} \quad (2)$$

Таким образом, площадь параллелепипеда модельной сетки является эквивалентной площади цилиндрической колонны («колодца»), тем самым сумма площадей всех колонн сохраняет общую площадь сеточной модели и материальный баланс порового объема.

Приток воды в ячейку описывается уравнением (3):

$$\frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = \frac{1}{\chi} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3)$$

при следующих условиях:

$$t = 0 \quad p = p_n; \quad r = R_{\text{колодца}} \quad \Delta p = p_n - p_c = \text{const}; \quad r \rightarrow \infty \quad p = p_n.$$

где p_n – начальное давление в водоносном горизонте, p_c – давление на стенке «колодца»

Решение уравнения (3) получено А.Ф. Van Everdingen и W. Hurst в виде (4).

Приток воды Q_B вычисляется по формуле:

$$Q_B(t) = \frac{2\pi k h R_{\text{колодца}}^2}{\mu_v \chi} \Delta p \overline{Q}(f_0) \quad (4)$$

где: $f_0 = C \frac{\chi t}{R_{\text{колодца}}^2}, \quad \chi = \frac{k p_{пл}}{\mu t}$

f_0 – параметр Фурье;

χ – коэффициент пьезопроводности водоносного горизонта;

k – коэффициент проницаемости водоносного горизонта;

μ_v – вязкость пластовой жидкости;

C – поправочный коэффициент.

Пластовое давление с учетом внедрения воды рассчитывается в каждой ячейке по формуле (5). Подробно методика расчета приводится в книге профессора С.Н. Закирова (1974г.).

$$p(t) = \frac{z(p)}{a \Omega_n - Q_B t} \left(\frac{a \Omega_n}{Z_n} - P_{ат} Q_{доб}(t) \right) \quad (5)$$

Расчет высоты подъема ГВК производился в каждой ячейке по формуле (6):

$$H_{\text{общ } i,j} = \frac{q_{B i,j}}{V_{i,j}} \cdot H_{\text{эф } i,j} \cdot \zeta \quad (6)$$

$$\zeta = \zeta_1 \times \zeta_2 \times \zeta_3 \quad (7)$$

где $q_{в i,j}$ – приток пластовой воды в ячейку, м³;

$H_{общ i,j}$ – общая мощность ячейки, включая непроницаемые пропластки;

$H_{эф i,j}$ – эффективная мощность ячейки, участвующая в перемещении флюидов;

$V_{i,j}$ – поровый объем «колодца», м³;

ζ - интегральный коэффициент, учитывающий неоднородность пласта, объем связанной пластовой воды в залежи и переходную зону ГВК (водорастворенный газ).

$\zeta_1 = \frac{1}{1-\hat{g}}$, где \hat{g} – доля непроницаемых (глинистых, углистых) пород (для сеноманских отложений 0,25);

$\zeta_2 = \frac{1}{1-k_B}$, где k_B – остаточная водонасыщенность пород-коллекторов (для сеноманских отложений 0,23);

$\zeta_3 = \frac{1}{1-C}$, где C – доля переходной зоны ГВК в газовой залежи (для сеноманских отложений 0,16).

Для решения поставленной задачи разработан алгоритм (Рис.1), который позволяет вычислить параметр проницаемости сеноманского водоносного горизонта. Программирование осуществлялось на языке Фортран.

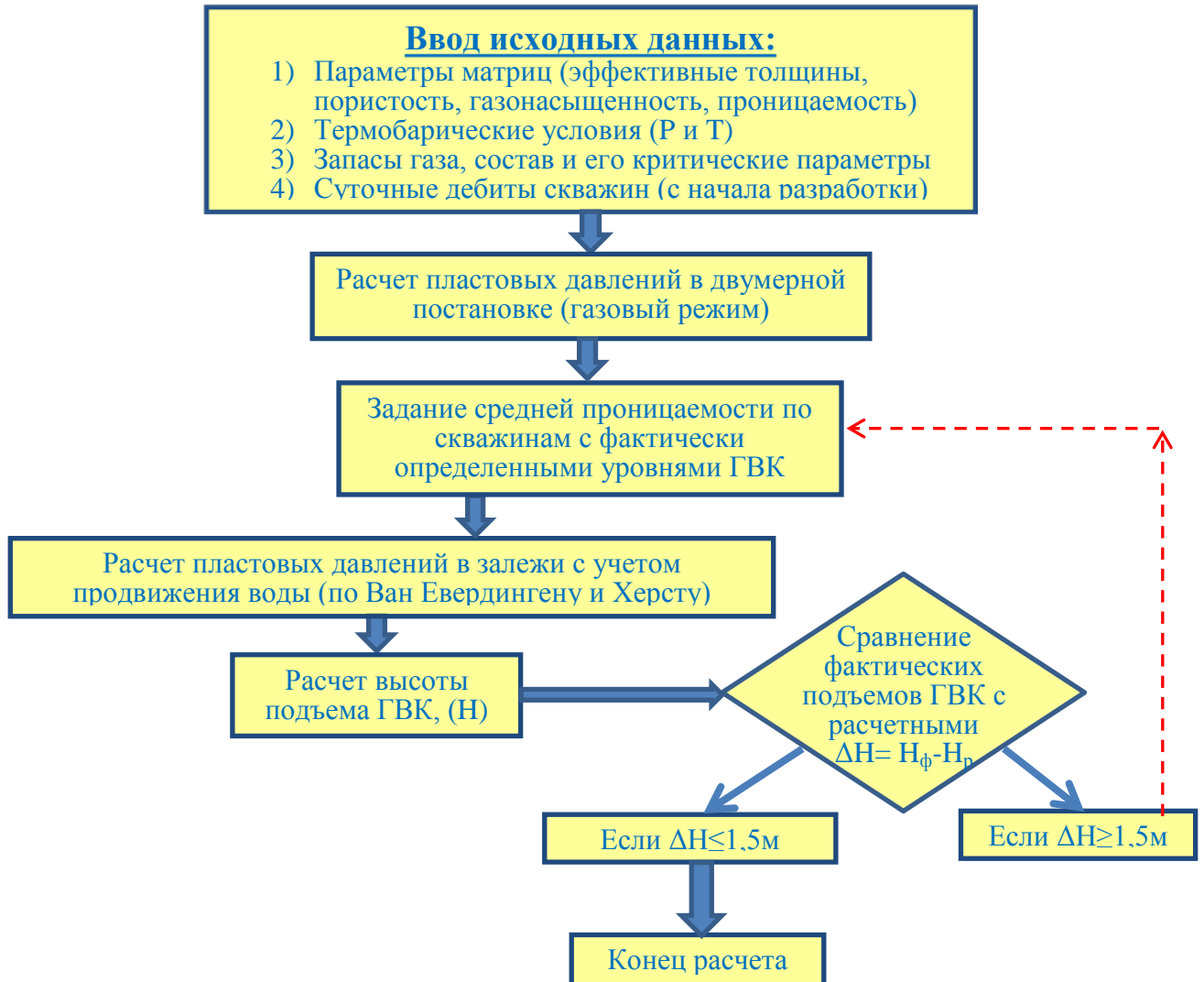


Рисунок 1. Блок-схема моделирования водоносного бассейна газовой залежи

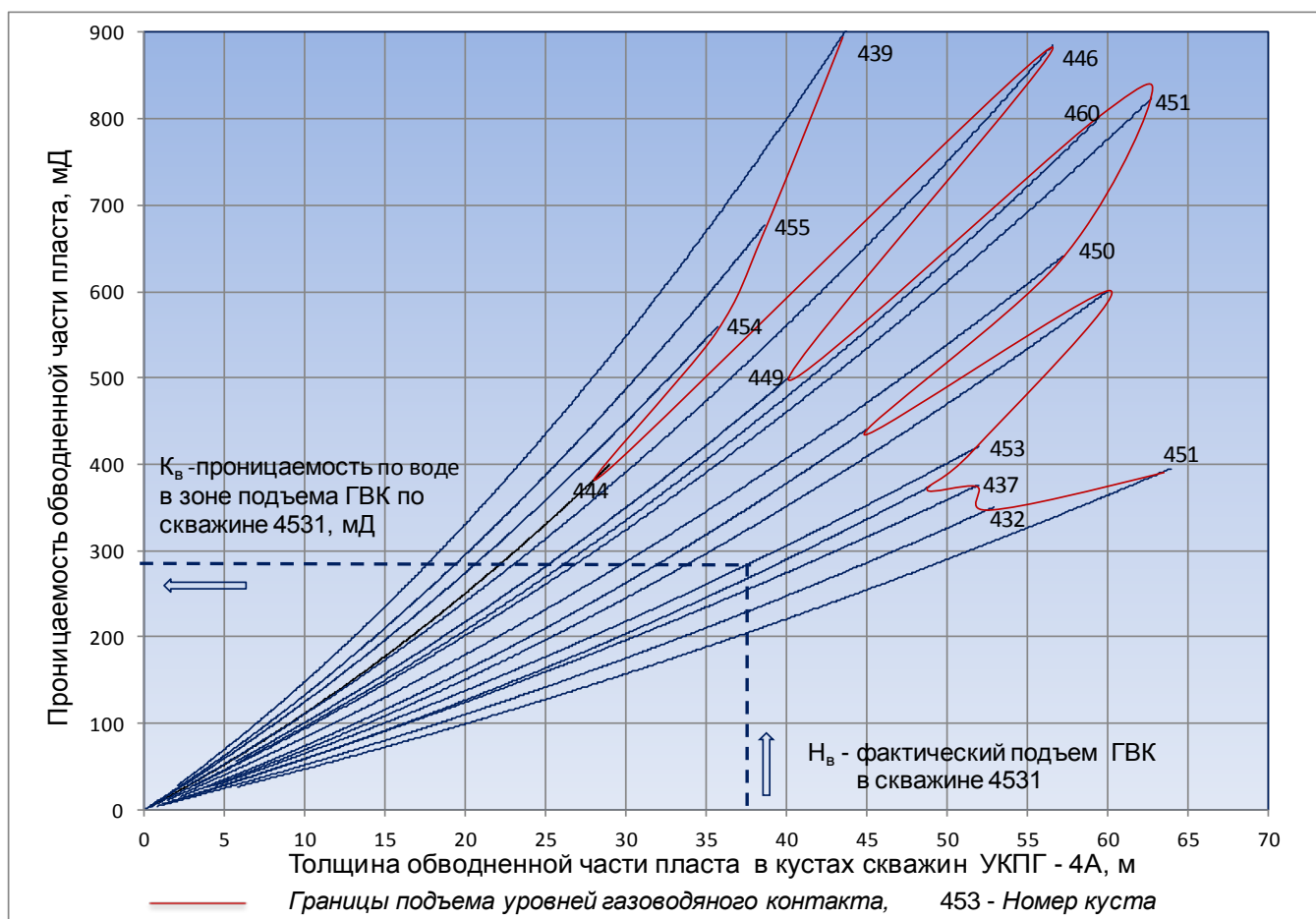


Рисунок 2. Номограмма значений уровня ГВК в зависимости от проницаемости сеноманского водоносного горизонта в кустах скважин УКПГ-4а Ямбургского НГКМ

На степень обводнения той или иной части залежи влияет неравномерность отработки площадей Ямбургского месторождения, что в основном связано с фактически разновременным вводом в эксплуатацию различных участков сеноманской залежи и неравномерным отбором газа по залежи. Полученные при расчетах подъема уровней ГВК данные свидетельствуют о явном преобладании вертикального внедрения пластовых вод. Такой характер обводнения залежи проявляется при разработке залежей водоплавающего типа, что характерно именно для сеноманских залежей, разрабатываемой на месторождениях Западной Сибири.

На основе уточненной модели разработки Ямбургского НГКМ проведен расчет прогнозных показателей обводнения продуктивной залежи на долгосрочную перспективу до 2042 года включительно.

Дальнейший прогноз строился по тренду вплоть до 2085 г. (Рис.3). К этому периоду КИГ (коэффициент извлечения газа) составит порядка 96%. При этом будет обводнено 50% порового объема газа. Если учесть, что в газоносном коллекторе этой залежи может содержаться до 23-25% остаточной связанной воды, общий объем жидкой фазы в коллекторе к 2085 г. составит порядка 75%.

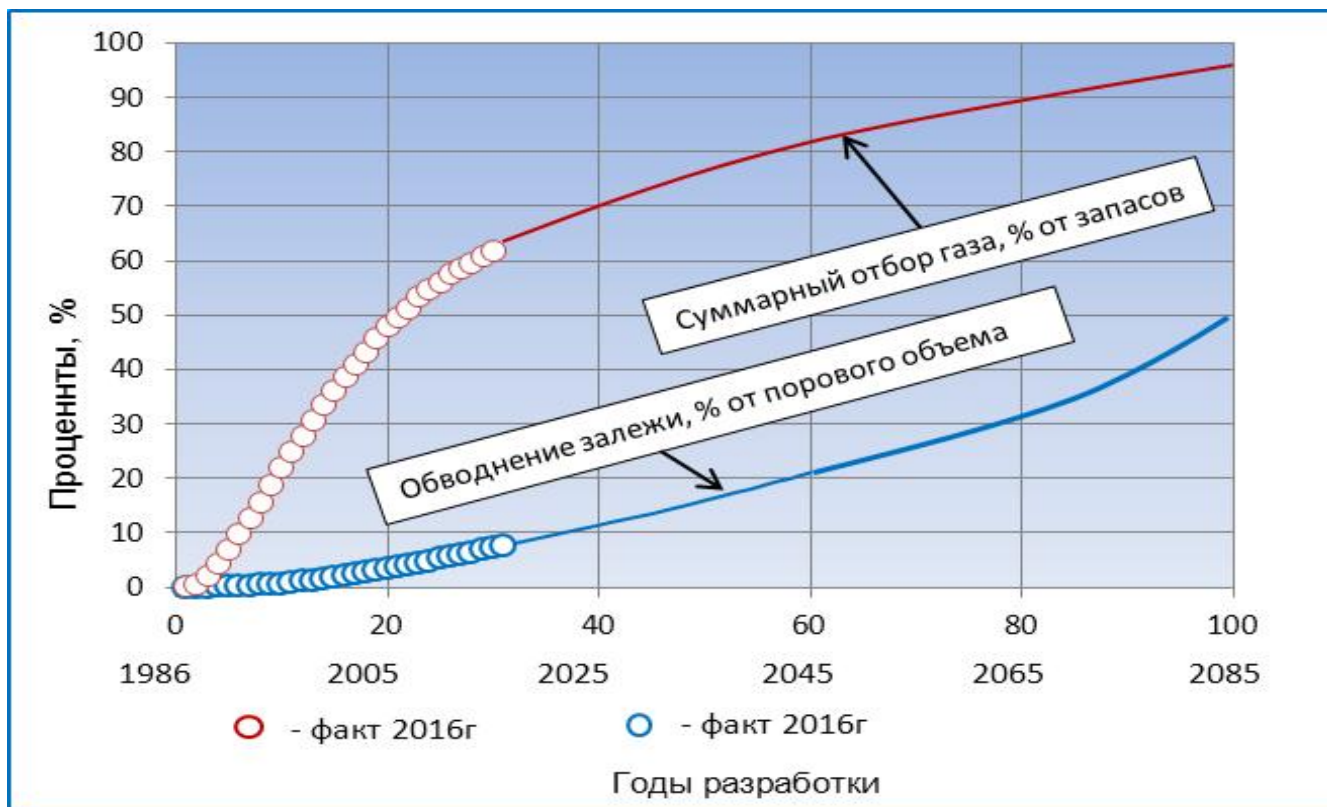
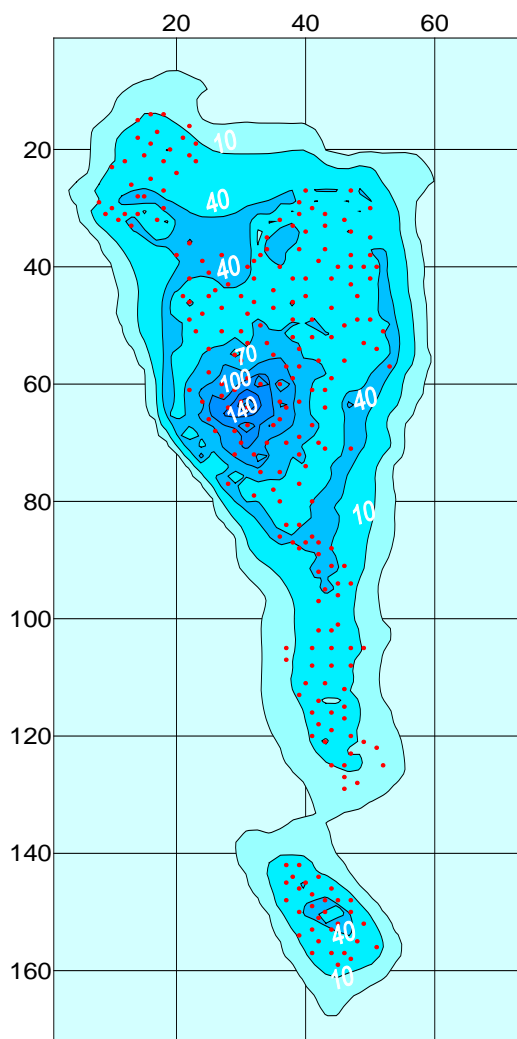


Рисунок 3. Ямбургское месторождение. Залежь ПК₁ (сеноман). Прогноз обводнения залежи с адаптацией предыстории разработки до 2012г.



Согласно прогнозной карте подъема ГВК по состоянию на 2042 г., следует, что к этому времени как минимум 7 кустов (61 скважина) по УКПГ-2 будут обводнены (Рис.4).

На рисунках 5 и 6 представлены карта эффективных толщин и карта изобар по состоянию на 2042 г. из которых видно, что выработка остающихся запасов газа на эту дату в размере 1161 млрд м³ будет происходить в основном за счет *Анерьяхинской* и *Харвутинской* площадей *Ямбургского* месторождения, где согласно расчетов сохранится еще достаточно высокое пластовое давление (до 60 кгс/см²).

Рисунок 4. Ямбургское НГКМ. Пласт ПК₁. Прогнозная карта подъема ГВК по состоянию на 2042 г. (изолинии в м).

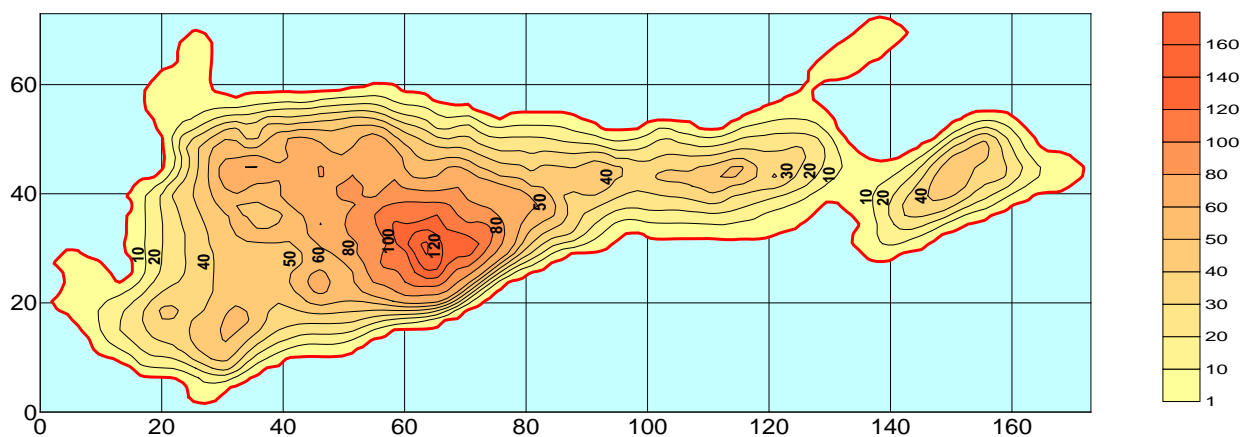


Рисунок 5. Ямбургское НГКМ. Пласт ПК₁. Прогнозная карта эффективных толщин сеноманской залежи газа (в м) по состоянию на 2042 г.

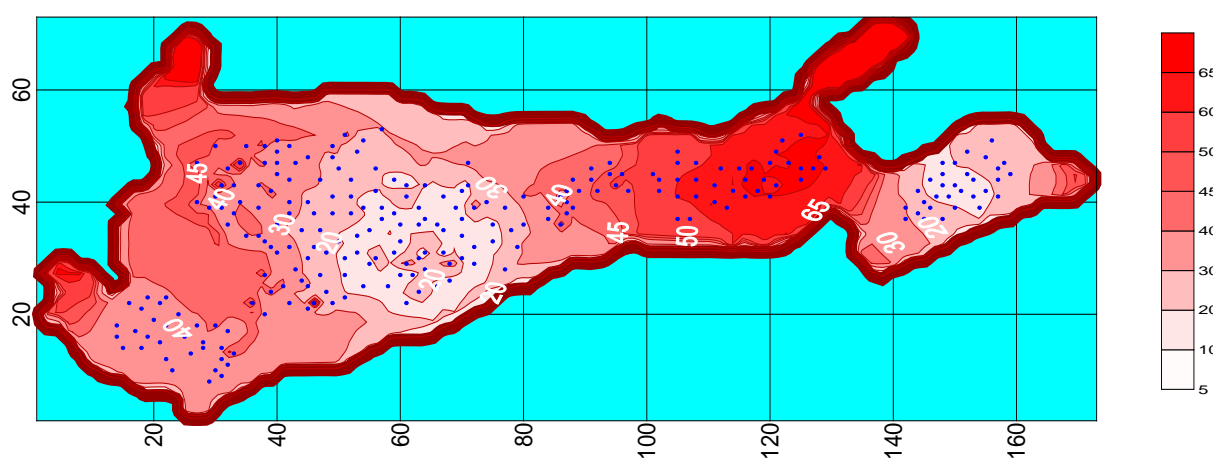


Рисунок 6. Ямбургское НГКМ. Пласт ПК₁. Прогнозная карта изобар (кгс/см²) по состоянию на 2042 г.

Третья глава посвящена исследованиям закономерностей обводнения сеноманской залежи на примере эксплуатации Ямбургского месторождения. Автором анализируются корреляционные зависимости подъема ГВК по наблюдательным скважинам залежи ПК₁ (сеноман) Ямбургского НГКМ.

Для исследования закономерностей подъема ГВК использовались замеры по 178 наблюдательным скважинам в эксплуатационных кустах. На рисунке 7 приведена схема сопоставления геологических разрезов скважин №№ 1060, 1020, 2152, 2099, 3140, 3150, 3120 через сводовую часть основной Ямбургской площади месторождения.

В качестве разделения геологического разреза на проницаемые и непроницаемые пласты были задействованы данные промыслово-геофизических исследований по скважинам, а именно стандартная кривая ПС (потенциал спонтанной поляризации), записанная в масштабе 1 см - 25 мВ. Метод ПС хорошо зарекомендовал себя при выделении проницаемых и непроницаемых прослоев в терригенных разрезах сеноманских залежей и на других месторождениях (Медвежье, Уренгойское и др.). Выделение непроницаемых прослоев (глинистые, углистые) в зоне продвижения ГВК позволяет получить, с одной стороны, наглядную картину распространения флюидоупоров в зоне подъема ГВК, с другой стороны отметить закономерности в характере продвижения ГВК в зависимости от

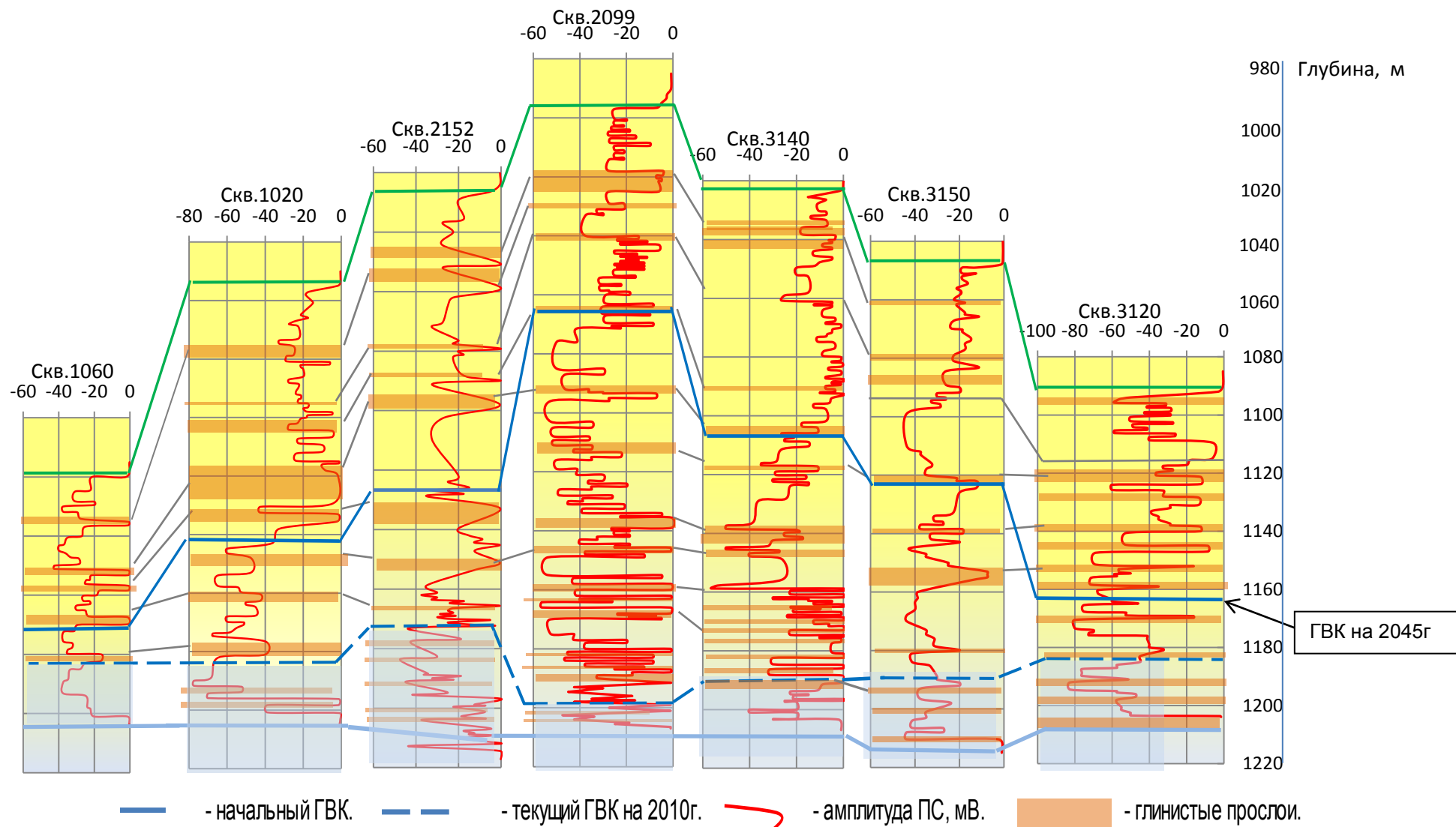


Рисунок 7. Ямбургское месторождение. Залежь ПК₁. Схема сопоставления геологических разрезов скважин по линии I-I: №№ 1060, 1020, 2152, 2099, 3140, 3150, 3120. Прогноз подъема ГВК на 2045г.

толщины водоупоров и их количества в приконтактной зоне. Анализируя приведенные на рисунке 3.1 данные фактического продвижения ГВК (до 2010г.) можно сделать следующие выводы:

- максимальный подъем ГВК наблюдается в районе куста №215 (скважина 2152) и составляет 45.2м;

- прогнозные уровни подъема ГВК свидетельствуют о том, что максимальное внедрение пластовых вод будет происходить в центральной части залежи.

Подобная неравномерность подъема газоводяного контакта объясняется отличием скважин по количеству и толщине глинистых водоупоров в зоне подъема ГВК и непосредственно выше его. Так, глинистый пласт толщиной 2 метра и пласт толщиной 5 метров залегают в разрезе скважины № 2152 на глубинах выше начальной отметки ГВК соответственно от 45 до 60 метров, что и предопределило максимальное продвижение ГВК в этой зоне. В то же время по скважине № 2099 глинистые водоупоры залегают непосредственно над начальным контактом и далее на 10 метров выше первоначального его положения, что и предопределило минимальное его продвижение по кусту № 209.

Продвижение пластовых вод по разрезу сильно зависит от масштаба корреляции глинистых тел (линз). В работах А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова и др., было показана корреляция глинистых флюидоупоров, достигающих до 500 метров в разрезе сеноманской залежи Медвежьего НГКМ. В отдельных случаях, в кустах эксплуатационных скважин корреляция пропадает уже на расстоянии до 250 м (В.И. Ермаков). Очевидно, что для субмассивной сеноманской залежи *Ямбургского* НГКМ эта закономерность также будет иметь место и тем более при больших расстояниях (от двух до пяти и более км) между скважинами на представленном профиле 7. По результатам прогноза обводнения обтекание глинистых флюидоупоров также подтвердило преобладание вертикального подъема пластовых вод над их латеральным продвижением в сеноманской залежи.

С целью выявления закономерностей обводнения профиль наблюдательных скважин был продлен на юге (в зоне УКПГ-8) и на севере (в районе УКПГ-4) месторождения. Динамика обводнения, в том числе и этих участков, введенных в разработку гораздо позднее, представлена в таблице 1 и на рисунке 8.

Из рисунка 8 видно, что, несмотря на то, что к 2045 году залежь перейдет в режим падающей добычи, темпы обводнения по-прежнему будут высокими в центральной части залежи (УКПГ-2, 3). Этот факт свидетельствует о большой инерциальной способности апт-сеноманской водонапорной системы.

Таблица 1. Динамика обводнения сеноманской залежи в процессе разработки по профилю скважин №№ 8110, 1060, 1020, 2152, 2099, 3140, 3150, 3120, 4070.

№ скважин	8110	1060	1020	2152	2099	3140	3150	3120	4070
Начальный ГВК	1201	1203.6	1202	1213	1206.4	1207	1210.4	1203.4	1209.2
Фактический на 2010г	1193.5	1184.1	1182.6	1167.8	1193.8	1186.6	1186.1	1181	1199.7
Высота подъема, м	7.5	19.5	19.4	45.2	12.6	20.4	24.3	22.4	9.5
Среднегодовой темп подъема ГВК, м	0.31	0.81	0.81	1.88	0.53	0.85	1.01	0.93	0.40
Прогноз ГВК на 2045г	1176	1173.6	1142	1128	1066.4	1107	1120.4	1163.4	1169.2
Высота подъема, м	25	30	60	85	140	100	90	40	40
Среднегодовой темп подъема ГВК, м	0.42	0.51	1.02	1.44	2.37	1.69	1.53	0.68	0.68

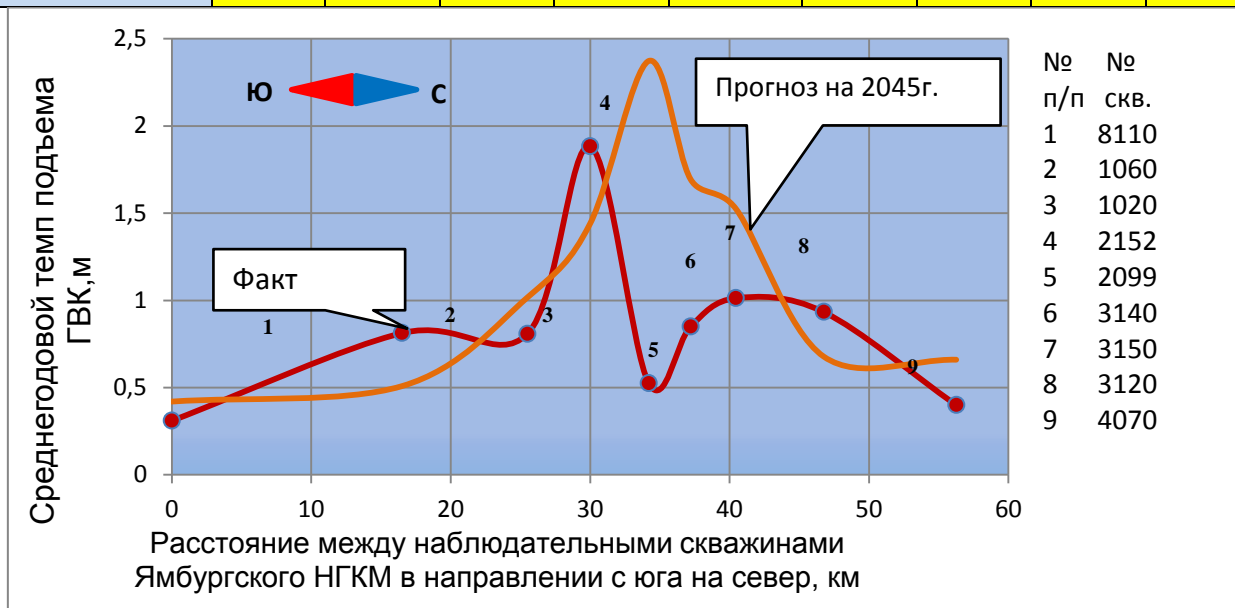


Рисунок 8. Сопоставление фактических и прогнозных подъемов ГВК в наблюдательных скважинах при длительной эксплуатации Ямбургского НГКМ.

В четвертой главе рассматриваются проблемы очистки эксплуатационных скважин от технических и конденсационных вод, скопившихся на забое эксплуатационных скважин на ранней стадии разработки Бованенковского месторождения.

Бованенковское месторождение введено в эксплуатацию в 2012 г. В настоящее время разрабатываются массивная водоплавающая залежь ТП₁₋₆ с запасами газа 2 трлн м³ и мелкие залежи пластов ТП₇₋₁₁ (около 200 млрд м³) кустовым способом по 8-12 скважин в кусте (Рис.9).

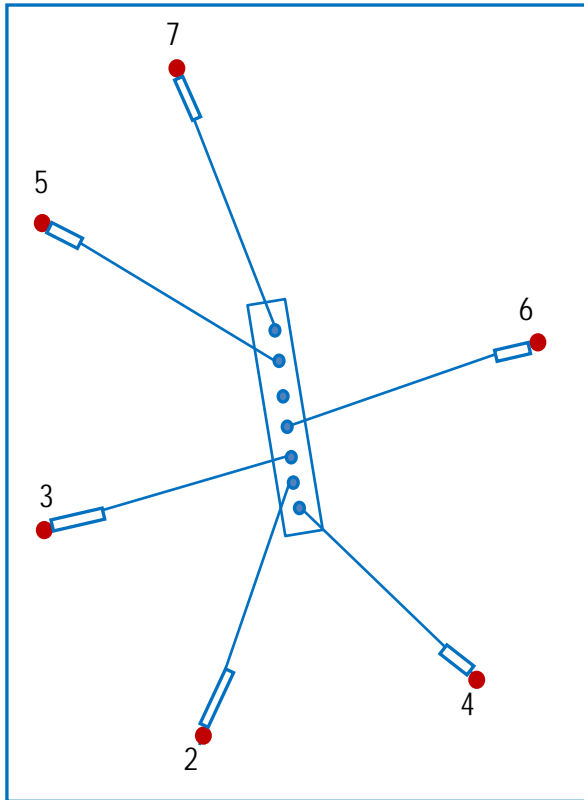


Рисунок 9. Схема расположения скважин в кусте на Бованенковском НГКМ

— вертикальная проекция интервала перфорации

7 – номер скважины

● – устье скважины

● – забой скважины

В 2016 году результатами геофизических исследований скважин выявлены скопления жидкости на забое эксплуатационных скважин (2). Скважины, пробуренные на пласты ТП₁₋₆ и ТП₇₋₉, работают с жидкостью. При средней длине интервала перфорации в эксплуатационных скважинах равной 233м, длина столба жидкости на забое скважин составляет в среднем 64 м.

Таблица 2. Статистические данные о содержании жидкости на забое эксплуатационных скважин Бованенковского НГКМ.

Номера скважин	Пласт	Интервал перфорации, м	Длина прострела, м	Глубина столба жидкости, м	Длина столба жидкости от длины прострела, м/%	Зенитный угол входа в пласт, °	Вертикальный столб жидкости, м	Количество воды на забое скважины, м ³
1	ТП ₁₋₅	1544,7–1712,0	167,3	1684,0	28,0 / 16,7	48,0	18,7	0,51
2	ТП ₁₋₅	1416,5–1718,3	301,8	1658,5	59,8 / 19,8	42,0	44,4	1,08
3	ТП ₇₋₉	1718,5–1816,0	97,5	1759,2	56,8 / 58,3	62,0	26,6	1,03
4	ТП ₁₋₅	1464,0–1703,6	239,6	1634,5	69,1 / 28,8	42,0	51,3	1,25
5	ТП ₁₋₅	1436,8–1744,8	308,0	1665,6	79,2 / 25,7	41,5	59,3	1,43
6	ТП ₆₋₉	1635,5–1811,0	175,5	1723,0	88,0 / 50,1	55,5	49,8	1,59
7	ТП ₇₋₉	1726,0–1814,0	88,0	1798,1	15,9 / 18,1	55,0	9,1	0,29
8	ТП ₇₋₉	1718,5–1802,0	83,5	1783,0	19,0 / 22,8	46,0	13,1	0,34
9	ТП ₁₋₆	1470,2–1746,4	276,2	1696,5	49,9 / 18,1	42,5	36,8	0,90
10	ТП ₁₋₆	1439,4–1712,2	272,8	1554,7	157,5 / 57,7	42,5	116,1	2,85
11	ТП ₁₋₆	1431,7–1731,5	299,8	1638,0	93,5 / 31,2	42,0	69,5	1,69
12	ТП ₁₋₅	1416,5–1718,3	301,8	1650,7	67,6 / 22,4	42,0	50,2	1,22
13	ТП ₁₋₅	1490,0–1759,4	269,4	1701,0	58,4 / 21,7	41,5	43,7	1,05
14	ТП ₁₋₆	1388,2–1665,1	276,9	1591,0	74,1 / 26,8	41,6	55,4	1,34
15	ТП ₁₋₆	1465,5–1733,6	268,1	1644,4	89,2 / 33,3	42,0	66,3	1,61
16	ТП ₁₋₆	1444,8–1746,4	301,6	1728,8	17,6 / 5,8	42,5	13,0	0,32
Среднее			233,0	1682,0	64,0 / 28,6	45,5	45,25	1,16

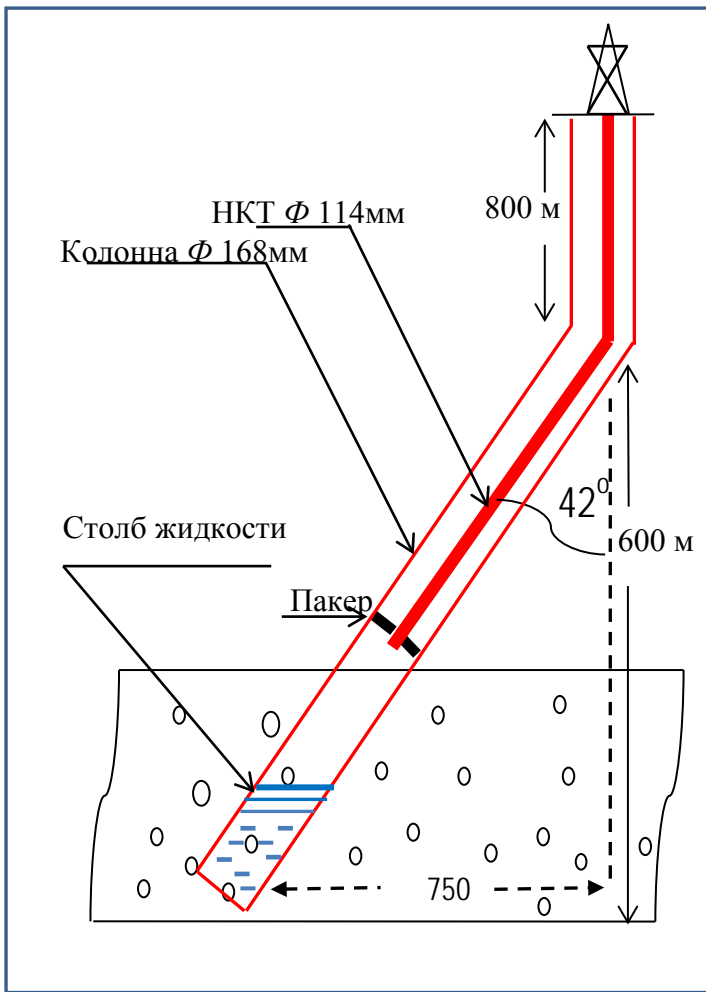


Рисунок 10. Бованенковское НГКМ. Принципиальная схема вскрытия пласта ТП₁₋₆ наклонно-направленными скважинами.

Как правило, пропластки ТП₅₋₆ по своим фильтрационно-емкостным свойствам хуже пропластков ТП₁₋₄, поэтому при совместном вскрытии нижние низкопроницаемые пласты могут не в полном объеме выносить жидкость с забоя и работать в режиме барботажа.

Данные анализа проб воды из скважин при гидрохимическом контроле подтвердили наличие конденсационной воды, а также смеси конденсационной и техногенной жидкости (43 и 39 % пробы, соответственно). Наличие и процентное содержание пластовой воды обнаружено в 17 % проб, 1 % составили пробы, полностью представленные пластовой водой (рис.11).

В рамках гидрохимического контроля за разработкой Бованенковского НГКМ обобщена статистика по содержанию жидкости (конденсационная, техногенная и пластовая воды) на забое эксплуатационных скважин (замеры 2014–2017 гг.). Установлено, что основной причиной снижения эффективности работы газовых скважин являются малые скорости газа в эксплуатационных колоннах, недостаточные для выноса капельной жидкости.

Поскольку в продукции скважин пластовая вода практически не была обнаружена, актуальной задачей диссертационного исследования стало

Вертикальный столб жидкости в среднем достигает высоты в 45,25 м, а процентное соотношение длины столба жидкости к длине интервала перфорации – почти 30 %. В среднем получается, что на забое многих эксплуатационных скважин скапливается около 1,16 м³ воды, что негативно влияет на добычные возможности скважин.

Особенность разработки Бованенковского месторождения заключается в том, что субмассивная залежь ТП₁₋₆ вскрывается полностью. Принципиальная схема вскрытия продуктивного пласта приведена на рисунке 10. При такой схеме затрудняется определение генезиса жидкости, скапливающейся на забое скважин.

выяснение причин накопления жидкости на забое эксплуатационных скважин и влияния водяных столбов на работу нижней части интервалов перфорации.



Рисунок 11. Соотношение конденсационной, техногенной и пластовой жидкостей в отобранных пробах из скважин Бованенковского НГКМ.

Для решения поставленной задачи автором создана композиционная геолого-гидродинамическая модель одновременной совместной эксплуатации нескольких продуктивных пластов залежи ТП₁₋₆ Бованенковского месторождения. Слоистая модель, состоящая из 6 пропластков, позволяет определить проницаемость каждого из них и произвести ранжирование по высоко- и низкодебитным интервалам перфорации, что, в свою очередь, дает возможность получить информацию о работающих толщинах пласта. Данные, заложенные в модель, получены при проведении дебитометрических и геофизических исследований скважин.

Для корректной работы модели автор использовал приближенный вероятностный метод математического моделирования, разработанный Ю.А. Перемышцевым, А.В. Старшовым, М.Г. Габриэлянцем, Ю.С.Наренковым, с целью определения работающих (эффективных) толщин и оценки проницаемости, дебита и скорости газа по всей толщине вскрытия продуктивного пласта. Данный метод основан на эмпирических законах распределения газоотдающих интервалов перфорации и коэффициента проницаемости, полученных после обработки дебитометрических исследований скважин, ГИС и исследований керна.

Распределение газоотдающих интервалов описывается эмпирическим законом распределения эффективных газонасыщенных толщин:

$$f(\bar{h}) = \gamma_{\bar{h}} \cdot e^{-\alpha_{\bar{h}} \cdot \bar{h}} \cdot \bar{h}^{-\beta_{\bar{h}}}, \quad (8)$$

где \bar{h} – безразмерная толщина газоотдающего интервала; $\bar{h} = \frac{h_{\text{раб.эфф}}}{h_{\text{общ.эфф}}}$;

$\gamma_{\bar{h}}, \beta_{\bar{h}}, \alpha_{\bar{h}}$ – параметры закона распределения; $\gamma_{\bar{h}}=133,24$; $\beta_{\bar{h}}=1,675$; $\alpha_{\bar{h}}=7,23$;

$f(\bar{h})$ – плотность распределения параметра.

Для оценки проницаемости продуктивного пласта используется зависимость проницаемости от промыслово-геофизического параметра ($\Delta U_{\text{сп}}$), которая представляется в следующем виде (9-11):

$$\Delta U = C/A(K, h) \quad (9)$$

$$K_{cp} = \exp[\xi_1 \Delta U_{cp} + \xi_2] \quad (10)$$

$$K = \left[1 + \frac{\xi_1 C_1}{1 + C_1} \Delta U \right] \exp\left[\frac{\xi_1 \Delta U}{1 + C_1} + \xi_2\right], \quad (11)$$

где K – проницаемость, мД; U_{cp} – отклонение кривой спонтанной поляризации от линии глини; A – коэффициент фильтрационного сопротивления, определяемый по результатам исследований скважин; ξ_1, ξ_2, C_1 – эмпирические коэффициенты; $\xi_1 = 0,1$; $\xi_2 = 2,08$; $C_1 = 0,194$.

Эмпирический закон распределения для параметра проницаемости описывается в виде 4.5:

$$f(K) = \gamma_K \cdot e^{-\alpha_K \cdot K} \cdot K^{-\beta_K} \quad (12)$$

$\gamma_K, \beta_K, \alpha_K$ – параметры закона распределения; $\gamma_K=1,0228$; $\beta_K=0,28$; $\alpha_K=1,44$;
 $f(K)$ – плотность распределения параметра.

Для терригенных коллекторов принималось условие, что вскрытый перфорацией газоносный пласт окажется функционирующим (поставляющим газ в скважину) тем больше, чем выше его фазовая проницаемость. Математически это условие выполняется, когда приращение работающих мощностей (толщин) по вероятности прямо пропорционально приросту высокопроницаемых пропластков в разрезе (13):

$$d(\Phi(\bar{h})) = C \cdot d(\Phi(K)), \quad (13)$$

где $\Phi(\bar{h}) = \int_0^{\bar{h}} f(\bar{h}) d\bar{h}$; $\Phi(k) = \int_0^K f(K) dK$; $\Phi(\bar{h}) = C \cdot \Phi(K)$;
 здесь k – коэффициент проницаемости; C – коэффициент, находимый из нормировки законов гамма-распределения.

$$\int_0^{\bar{h}} f(\bar{h}) dh = C \cdot \int_0^K f(K) dK \quad (14)$$

В дальнейших расчетах для машинной обработки используется одно из частных решений (14):

$$K = \varphi_1 \cdot h^{\varphi_2}, \quad (15)$$

где φ_1, φ_2 – коэффициенты, которые рассчитываются способом наименьших квадратов или определяются графически.

Для его реализации совокупность пар значений K_i и h_i находится графическим способом из соотношения величин интегралов вероятности со значениями проницаемости и мощности пропластков, где каждому произвольно взятому значению интеграла вероятности соответствует одна однозначно определенная пара значений K_i и h_i : $\varphi_1 = 3,0$; $\varphi_2 = 2,186$.

Исследования показали, что проницаемость может быть определена с достаточно высокой точностью по отклонению кривой спонтанной поляризации от линии глини (ΔU , мВ), которая, в свою очередь, зависит от коэффициента продуктивности скважины. Фильтрационные коэффициенты a и b для каждого пропластка и средние для всего вскрытого перфорацией газонасыщенного разреза определялись следующим образом:

$$A = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{a_i}{b_i}}{[\sum_{i=1}^n \sqrt{\frac{1}{b_i}}]^2} \quad B = \frac{1}{[\sum_{i=1}^n \sqrt{\frac{1}{b_i}}]^2}, \quad (16)$$

где $a_i = f(K, h)$, $b_i = f(K^{1.5}, h^2)$.

Уравнение осредненной индикаторной линии имеет вид известной зависимости ΔP^2 от дебита газа с учетом полученных фильтрационных коэффициентов:

$$\Delta P^2 = A Q + B Q^2 \quad (17)$$

где $Q = \sum_{i=1}^n q_i$, $\Delta P^2 = P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2$, $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, кгс/см²; $P_{\text{заб}}$ – забойное давление, кгс/см²; Q – накопленный дебит газа, тыс.м³/сут; q_i – дебит газа i -го пропластка, тыс.м³/сут.

A – коэффициент фильтрационного сопротивления, $\frac{(\text{кгс/см}^2)^2}{\frac{\text{тыс.м}^3}{\text{сут}}}$,

B – коэффициент фильтрационного сопротивления, $\frac{(\text{кгс/см}^2)^2}{(\frac{\text{тыс.м}^3}{\text{сут}})^2}$.

Полученные данные были использованы для построения композиционной геолого-гидродинамической модели совместной эксплуатации пластов ТП₁₋₆ с помощью программы «Перфорация», написанной автором совместно с Ю.А. Перемышцевым на языке программирования Фортран.

Данная программа предназначена для расчета газоотдающих интервалов и профиля притока газа в эксплуатационных, а также в неперфорированных скважинах. Алгоритм программы (рис.12) позволяет рассчитать следующие параметры:

- ✓ дебиты газа продуктивных пропластков по всему вскрытому газоносному интервалу и суммарный дебит газа всех работающих прослоев;
- ✓ фильтрационные коэффициенты a и b каждого пропластка и средние для всего разреза A и B и определить, таким образом, среднюю прогнозную индикаторную характеристику всего продуктивного пласта;
- ✓ проницаемость каждого пропластка и среднюю для разреза;
- ✓ скорости движения газа в скважине начиная от забоя и до кровли пласта;
- ✓ рабочие (т.е. отдающие газ в скважину) и нерабочие толщины пропластков.

Для подготовки исходной информации по результатам ГИС были выделены проницаемые пропластки и среднее значение отклонения амплитуды ПС от линии глин. По результатам полученных значений определялись проницаемости прослоев (13–15). Для окончательного решения задачи также необходимы значения пластовой температуры, плотности газа по воздуху, текущего пластового давления. Пластовая депрессия рассчитывается исходя из рабочего дебита скважин и агрегированных фильтрационных коэффициентов A

и В. Число выделенных прослоев не лимитировано и ограничивается разрешающей способностью геофизического метода.

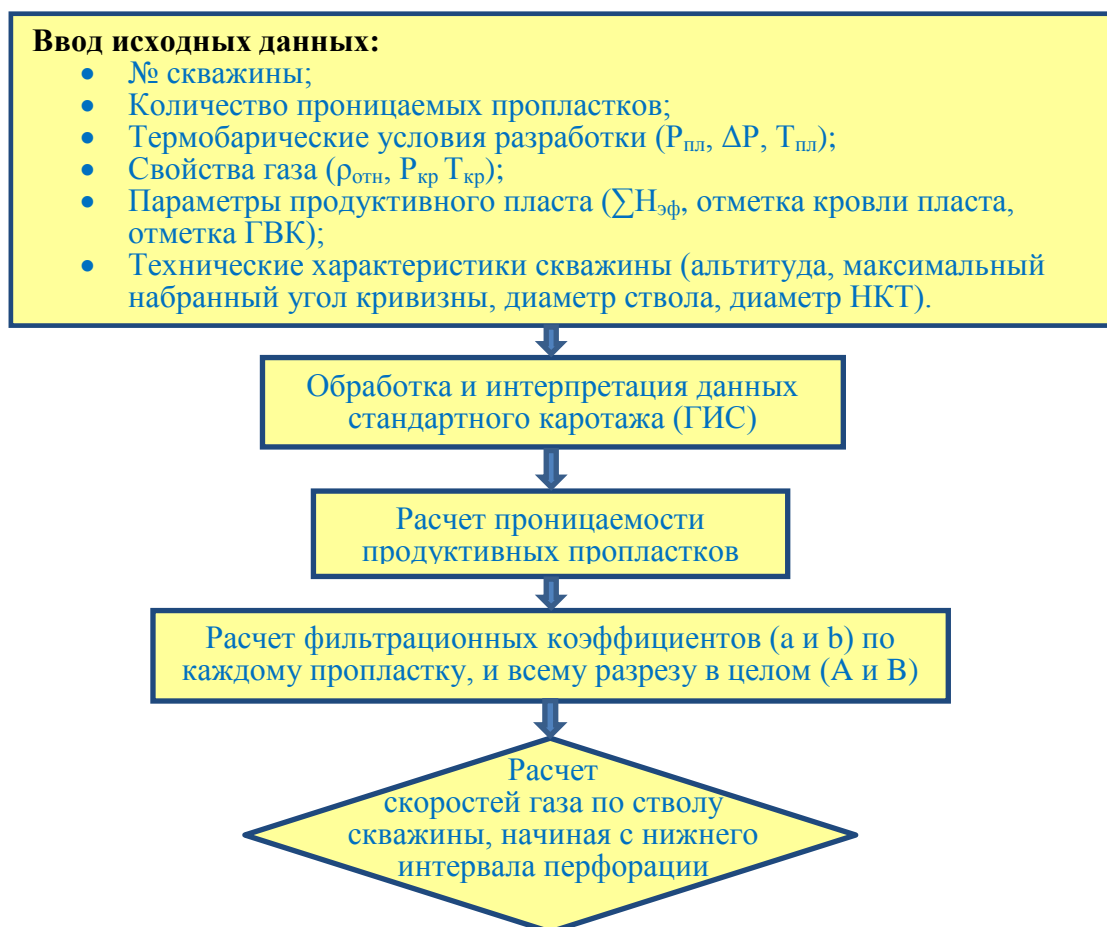


Рисунок 12. Алгоритм расчета газоотдающих интервалов и скоростей газа

После получения всех необходимых величин автором использовалась формула расчета скоростей газа в зоне перфорации скважины:

$$w = 0.5183 * (\sum_{i=1}^{i=n} q_i) * T_3 * \frac{Z_3}{P_3 * D^2} \quad (18)$$

Полученные результаты расчета гидродинамических характеристик продуктивных пластов по скважинам Бованенковского месторождения сравнивались со значением суммарного дебита скважины, которое определялось по результатам геофизических исследований, проведенных на месторождении.

На примере скважины 8 было установлено, что суммарный дебит газа пласта ТП₁₋₃ составляет 360,4 тыс. м³/сут, а скорость газа в колонне варьирует от 3,28 до 4,69 м/с. Пласт ТП₄ характеризуется дебитом газа в 597,0 тыс. м³/сут и скоростью движения газа от 1,79 до 2,92 м/с.

Нижние интервалы перфорации практически полностью не работают из-за столба скопившейся жидкости в стволе скважины. Скорости газа заметно снижаются (с 1,79 до 1,16 м/с), но потенциальная продуктивность неработающих интервалов перфорации остается высокой (256,7 тыс. м³/сут).

Сопоставление расчетных показателей разработки пластов ТП₁₋₆ с данными замеров при проведении геофизических исследований скважин

подтвердило обоснованность применения приближенного вероятностного метода гидродинамического моделирования (Табл.3).

Таблица 3. Сопоставление расчетных и замеренных показателей работы скважины №8

<i>Параметры работы скважины №8</i>	<i>Расчетные</i>	<i>Параметры работы скважины №8</i>	<i>Замеренные</i>
Средневзвешенная проницаемость по интервалу перфорации, мД	105	Проницаемость удаленной зоны пласта (Метод Хорнера)	105,9
Дебит скважины, тыс.м ³ /сут	957	Суммарный замеренный дебит газа по дебитометрии	956
Депрессия, кгс/см ²	2,12	Депрессия	2,12
Столб жидкости в стволе скв., м	159,2	Столб жидкости в стволе скв.	158

Распределение работающих интервалов перфорации по скважине №8 приведено на рисунке 13.

Установлено также (по результатам массовой статистики), что для выноса, в основном техногенной жидкости, из забоя необходимы скорости газа не менее 2,5-3,0 м/с (для эксплуатационных колонн с наружным диаметром 168 мм., внутренним – 153 мм.).

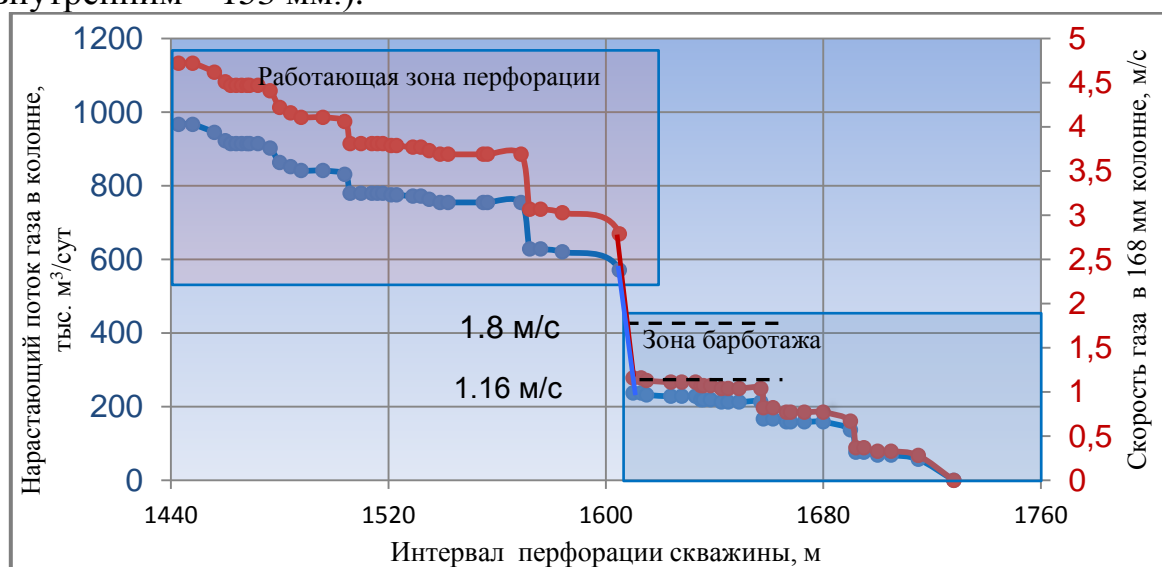


Рисунок 13. Распределение работающих интервалов перфорации по скважине №8.

Для повышения производительности скважин с большим содержанием жидкости на забое рекомендуется провести мероприятия по ее удалению с применением колтюбинговой техники и подачи поверхностно-активных веществ на забой.

В Заключение можно сделать следующие выводы по работе:

- ✓ Разработана композиционная постоянно действующая геолого-гидродинамическая модель разработки газовой залежи водоплавающего типа, позволяющая выполнить долгосрочный прогноз внедрения пластовой воды в залежь;

- ✓ На основе полученных при композиционном моделировании результатов определены фильтрационные свойства (пьезопроводность, проницаемость) пород сеноманского водоносного горизонта Ямбургского НГКМ по всей площади залежи (в каждой ячейке сеточной модели);
- ✓ Построены номограммы для вычисления уровня ГВК в зависимости от проницаемости сеноманского водоносного горизонта в кустах эксплуатационных скважин Ямбургского НГКМ;
- ✓ Прогноз обводнения сеноманской залежи до 2045 года показал, что, несмотря на селективный характер подъема ГВК и неравномерность отработки отдельных площадей залежи, по месторождению будет достигнут достаточно высокий КИГ (96% и более);
- ✓ Показано, что выделение непроницаемых прослоев (глинистые, углистые) в зоне продвижения ГВК позволяет получить, с одной стороны, наглядную картину распространения флюидоупоров в зоне подъема ГВК, с другой стороны, определить закономерности в характере подъема уровней ГВК в зависимости от толщины флюидоупоров и их количества в приконтактной зоне скважин на примере разработки Ямбургского НГКМ;
- ✓ Разработан метод композиционного геолого-гидродинамического моделирования одновременной совместной эксплуатации нескольких продуктивных пластов для расчета добычных возможностей зон перфорации эксплуатационных скважин;
- ✓ Установлено, что основной причиной снижения эффективности работы газовых скважин на Бованенковском НГКМ являются малые скорости газа в эксплуатационных колоннах, недостаточные для выноса техногенной жидкости;
- ✓ По результатам композиционного гидродинамического моделирования определены значения скоростей газа, равные 2,5 – 3,0 м/с (для эксплуатационных колонн с наружным диаметром 168 мм., внутренним – 153 мм.), при которых техногенные жидкости будут полностью выноситься с забоя скважин Бованенковского НГКМ.

Основные положения и результаты диссертации опубликованы в следующих работах:

В изданиях ВАК:

1. **Усачев В.Д.,** Перемышцев Ю.А. Прогнозирование обводнения газовых залежей водоплавающего типа на примере месторождений Западной Сибири. /«Нефтепромысловое дело»// 2018, №1.–С.12-17.
2. **Усачев В.Д.** Моделирование водонапорной системы сеноманской залежи по данным разработки и промысловой геофизики (на примере Ямбургского НГКМ). /Научно-технический вестник «Каротажник»// 2016. №12(270) –С. 75-87.

3. Перемышцев Ю.А., **Усачев В.Д.** Проблемы очистки эксплуатационных скважин от технических и конденсационных вод на Бованенковском НГКМ. /Наука и Техника в газовой промышленности// 2016. №3(67) – С. 24-35.

В других научно-технических изданиях:

4. **Усачев В.Д.**, Паршикова Н.Г. Гидрохимический контроль на Ямбургском месторождении / Ухта: Тезисы докладов VII научно-практической конференции молодых ученых и специалистов филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г.Ухта «Инновации в нефтегазовой отрасли – 2010»// Ухта: 2010.–С. 19-21.
5. **Усачев В.Д.** Анализ факторов, влияющих на обводнение газовой залежи при ее длительной эксплуатации / Сборник тезисов III Научно-технического семинара «Актуальные вопросы проектирования разработки месторождений углеводородов»// М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2013.–С.7.
6. Перемышцев Ю.А., Неутолимов Д.Ю., **Усачев В.Д.** Теория и практика расчета добычных возможностей наклонных и горизонтальных газовых скважин. / ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2015.–70 с.
7. **Усачев В.Д.** Расчет газоотдающих интервалов и профиля притока газа в эксплуатационных скважинах Бованенковского НГКМ / Сборник тезисов юбилейной 70-й международной молодежной научно-практической конференции «Нефть и газ 2016», приуроченной к III Национальному нефтегазовому форуму, том 1// М.: РГУНГ им. И.М. Губкина,2016.–С.308.
8. **Usachev V.** Hydrogeoecological monitoring during operation of the Yamburg gas-condensate field / Abstracts of Scientific and Practical Seminar “Environmental future of the gas industry”// М.: LLC “Gazprom VNIIGAZ”, 2016.–Р.11.
9. **Усачев В.Д.** Математическое моделирование внедрения пластовой воды в газовую залежь на примере эксплуатации Ямбургского НГКМ / Тезисы докладов внутренней молодежной научно-практической конференции ООО «Газпром ВНИИГАЗ»// М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ»2016.–С.22.
10. **Усачев В.Д.** Оценка зависимости подъема газовой залежи от неоднородности пласта-коллектора на примере Ямбургского НГКМ / Сборник тезисов 71-й международной молодежной научно-практической конференции «Нефть и газ 2017», том 1// М.: РГУНГ им. И.М. Губкина, 2017.–С.380.