

**Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский  
институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ»  
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)**

На правах рукописи



**Дудникова Юлия Константиновна**

**АКТИВНЫЕ МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ СОЗДАНИЯ И  
ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА В ВОДОНОСНЫХ  
ПЛАСТАХ**

25.00.17 – Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений

Диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук

**Научный руководитель:  
кандидат технических наук  
С.А. Хан**

Москва – 2017

## Список используемых сокращений

ПХГ	подземное хранилище газа
ГВК	газоводяной контакт
ГЖДС	газожидкостная дисперсная система
ПАВ	поверхностно-активные вещества
ПАА	полиакриламид
ПДС	полимер-дисперсные системы
ПЗП	призабойная зона пласта
ФЕС	фильтрационно-емкостные свойства
ОФП	относительная фазовая проницаемость

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	5
1. АНАЛИЗ ИЗУЧЕННОСТИ ВОПРОСА МЕТОДОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ СОЗДАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА В ВОДОНОСНЫХ ПЛАСТАХ.....	12
1.1. Существующие методы регулирования создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в водоносных пластах .....	13
1.2. Анализ технологий ограничения водопритока в нефтяной промышленности.....	22
1.3. Теоретические основы воздействия ПАВ на водоносный пласт-коллектор при подземном хранении газа.....	25
1.4. Анализ результатов использования ПАВ при обработках скважин на различных ПХГ .....	31
1.5. Классификация методов регулирования создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в водоносных пластах .....	37
1.6. Выводы к разделу .....	39
2. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ ДВИЖЕНИЯ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА В ВОДОНОСНОМ ПЛАСТЕ.....	41
2.1 Оценка технической возможности создания гидродинамической ловушки для блокады газового объема.....	41
2.2 Распределение давления в подгазовом водоносном пласте при отборе газа из галереи скважин.....	48
2.3 Распределение давления в подгазовом водоносном пласте при отборе газа из скважины .....	50
2.4 Оценка влияния установки экрана из дисперсных систем на продуктивные характеристики обводняющейся скважины. ....	53
2.5 Выводы к разделу .....	57
3. АКТИВНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ВОДОНОСНЫЙ ПЛАСТ С ЦЕЛЬЮ ИЗМЕНЕНИЯ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ.....	58

3.1	Оценка влияния естественных и искусственных экранов и несовершенства вскрытия на приток жидкости и газа. ....	59
3.2	Оценка влияния установки экрана из дисперсных систем на продуктивные характеристики и обводнение скважин при наличии в ПХГ «литологического окна». ....	65
3.3	Применение дисперсных систем при экранировании пластовой воды для повышения темпа отбора и продления безводной эксплуатации .....	73
3.4	Выводы к разделу .....	85
4.	КОМПЬЮТЕРНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОГРАНИЧЕНИЯ ДВИЖЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ СОЗДАНИЕМ ИСКУССТВЕННЫХ ЭКРАНОВ В ПЛАСТЕ .....	86
4.1	Обоснование выбора расчетной модели создания пластовых экранов .....	86
4.2	Варианты расположения пластовых экранов в мульде и их влияние на переток газа.....	90
4.3	Выводы к разделу .....	114
5.	ПРОМЫШЛЕННОЕ ИСПЫТАНИЕ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ НА УВЯЗОВСКОМ ПХГ С ЦЕЛЬЮ ПРОДЛЕНИЯ ПЕРИОДА БЕЗВОДНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПУТЕМ СОЗДАНИЯ ПРОТЯЖЕННОГО ПЛАСТОВОГО ЭКРАНА ИЗ ГЖДС .....	114
5.1	Обоснование «Программы промышленного применения дисперсных систем на Увязовском ПХГ».....	114
5.2	Создание протяженного полосообразного пластового экрана для продления безводной эксплуатации.....	117
5.3	Оценка коммерческой эффективности результатов исследований.....	125
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	128
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	130

# ВВЕДЕНИЕ

## Актуальность темы

В настоящее время подземное хранение газа (ПХГ) как подотрасль газовой промышленности развивается очень динамично. Этому способствует существенное расширение Единой системы газоснабжения Российской Федерации и реализация новых проектов по поставке природного газа в Европу и Азиатско-Тихоокеанский регион.

Подземные газохранилища по отечественным и мировым стандартам относятся к категории наиболее эффективных и безопасных в экологическом отношении средств регулирования неравномерности и обеспечения надежного газоснабжения промышленных и коммунально-бытовых потребителей.

На проектную эксплуатацию подземных хранилищ оказывают существенное влияние, с одной стороны, внутренние факторы, то есть геолого-гидродинамические условия ловушки, с другой стороны, – внешние, то есть условия газотранспортной системы и потребления газа.

Современная специфика эксплуатации хранилищ вынуждает их выполнять не только сезонно ориентированные функции, но и учитывать колебания спроса на газ, с учетом конъюнктуры рынка, что, в свою очередь, требует повышения маневренности системы ПХГ. В связи с этим весьма важной задачей является увеличение потенциала по суточной производительности подземных хранилищ газа РФ [26, 27].

Согласно «Генеральной схеме развития газовой отрасли на период до 2030 года» основной прирост суточной производительности ПХГ по отбору планируется получить за счет реконструкции действующих хранилищ и лишь 25% - на основе ввода новых мощностей [18, 32]. Известно, что обеспечение надежного газоснабжения и повышения суточной производительности может быть достигнуто за счет строительства пиковых ПХГ в соляных кавернах, которые способны удовлетворить краткосрочную потребность в газе в дни максимального его спроса [9]. Однако геологические условия далеко не везде позволяют осуществить создание ПХГ в солях, а отсутствие вблизи наиболее

газопотребляющих регионов и трансконтинентальных магистральных газопроводов истощенных месторождений приводит к необходимости создавать новые ПХГ в водоносных пластах.

Создание хранилищ в водоносных пластах при неполном учете в проекте геологических особенностей структуры может сопровождаться негативными явлениями. Среди таковых - неравномерное освоение толщины пласта, приводящее к образованию прикровельных языков, выходу газа за замок ловушки и распространение его в зону моноклинального подъема пласта или другой структурной ловушки, раннему обводнению эксплуатационных скважин.

Особенно это относится к хранилищам, создаваемым в пластах с малой амплитудой ловушки [68], к которым, к примеру, относятся Гатчинское ПХГ и один из перспективных объектов - Скалинское ПХГ. При таких условиях на оттеснение пластовой воды и формирование газовой залежи будет оказывать существенное влияние не разница гипсометрических отметок, а темп закачки и распределение коллекторских свойств по площади и разрезу создаваемого хранилища [14, 39]. Газ преимущественно распространяется по участкам с наилучшими коллекторскими свойствами, движется в основном по прикровельной части пласта. В результате газонасыщенный объем приобретает форму, повторяющую очертание кровли, а газонасыщенная толщина пласта-коллектора даже в центральной части не осушается до подошвы. Ввиду слабой освоенности нижней части пласта объем хранилища сильно сокращается и потенциальная емкость ловушки останется неиспользованной полностью. Это негативно скажется и на последующих отборах, так как не оттесненная вода будет быстро прорываться к забоям эксплуатационных скважин, резко снижая их производительность. Поэтому при современных требованиях к маневренности ПХГ [6] – такая структура будет признана бесперспективной при традиционных подходах к проектированию.

Основы теории технологического проектирования, создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в водоносных пластах разработаны

еще в 50-60хх годах прошлого столетия и за более чем полувековой период теория проектирования ПХГ не претерпела существенных изменений и используется до сих пор при составлении всех технологических проектов создания подземных хранилищ в водоносных пластах. Базируется теория на понятии циклической эксплуатации, под которой понимают гармонический закон изменения расхода газа хранилища с периодом в один год при равенстве объемов ежегодно закачиваемого и отбираемого газа и проектного активного объема [13].

Однако все чаще наблюдается несоответствие между основными функциями ПХГ, реальной работой ЕСГ и теорией технологического проектирования подземных хранилищ в водоносных пластах. В большинстве случаев, проектные, так называемые «классические» режимы эксплуатации ПХГ просто не реализуемы [6, 74]. Как уже отмечалось, в современной ситуации вопросы повышения эффективности работы подземных хранилищ газа необходимо коррелировать с условиями обеспечения надежного функционирования ЕСГ.

**Цель работы** - является разработка новых методов и технологических решений, направленных на повышение эффективности и надежности процесса создания и эксплуатации ПХГ в водоносных пластах.

**Задачи исследования:**

1. Анализ и обобщение имеющегося опыта регулирования создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в водоносных пластах.
2. Разработка классификации методов регулирования создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в водоносных пластах.
3. Разработка усовершенствованной технологии изоляции газовой ловушки от подошвенных вод в период создания ПХГ в водоносной геологической структуре.

4. Моделирование процесса ограничения движения пластовых флюидов путем создания экранов в пласте.
5. Внедрение разработанной технологии эксплуатации ПХГ с установкой пластовых протяженных экранов из газожидкостных дисперсных систем на реальном объекте и анализ результатов.

### **Научная новизна**

Разработаны критерии для классификации методов регулирования создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в водоносных пластах, которая позволяет выбрать способ создания и эксплуатации ПХГ.

Усовершенствована технология изоляции газовой ловушки от подошвенных вод в период создания ПХГ в водоносной геологической структуре, позволяющая ограничить возможность неконтролируемого обводнения ПХГ при его циклической эксплуатации и существенно повысить период безводного отбора газа и, следовательно, активный объем ПХГ

Решены гидродинамические задачи эксплуатации скважины и ПХГ в целом при установке локальных и площадных экранов, с использованием аналитических методов и компьютерного моделирования, позволяющие оценить влияние экранирования на движение пластовых флюидов.

Проведено исследование процесса ограничения в пласте-коллекторе движения пластовых флюидов из объекта хранения путем создания искусственных экранов, с помощью математического моделирования.

На основе выполненных исследований разработан способ и получен Патент РФ.

### **Защищаемые положения**

1. Классификация методов регулирования создания и эксплуатации ПХГ в водоносных пластах по способу воздействия на пласт-коллектор.
2. Усовершенствованная технология создания подземного хранилища газа в водоносной геологической структуре с подошвенными водами, позволяющая

ограничить возможность неконтролируемого обводнения ПХГ и существенно повысить период безводной эксплуатации.

3. Способ эксплуатации ПХГ с установкой пластовых протяженных экранов из ГЖДС, позволяющих ограничивать движение пластовых флюидов.

### **Практическая ценность**

Разработанная в диссертации технология регулирования создания и эксплуатации ПХГ в водоносных пластах позволяют повысить эффективность и надежность их эксплуатации за счет увеличения суточной производительности и снижения обводнения. Внедрение разработанной технологии позволяет значительно увеличить максимальную производительность объекта в период высокого спроса на газ, а также повысить объем отбора газа за сезон.

Разработанные методы прошли успешную промышленную апробацию на Увязовском ПХГ ПАО «Газпром».

Результаты диссертационной работы использованы при составлении Программ промышленного применения дисперсных систем в 2014 – 2016 гг. на Увязовском ПХГ для повышения суточной производительности и объема отбора при составлении «Технологического регламента применения дисперсных систем при экранировании пластовой воды для повышения темпа отбора газа и продления безводной эксплуатации ПХГ».

### **Апробация работы**

Основные результаты выполненных исследований докладывались и обсуждались на отраслевых и международных конференциях, производственных научно-технических советах, среди которых

- VI открытая научно-техническая конференция молодых специалистов и работников, приуроченная к празднованию 70-летия Победы в Великой Отечественной войне, ООО «Газпром добыча Астрахань» (Астрахань 2015);
- 26th World Gas Conference, (Paris, France 2015);

- Заседание Комиссии газовой промышленности по разработке месторождений и использованию недр по рассмотрению итогов отбора газа в осенне-зимнем периоде 2014/2015 года, баланса газа ПХГ, закачки в летний период 2015 года и основных задачах на предстоящую зиму (Москва 2015).

### **Публикации**

Основные результаты диссертационной работы отражены в 9-ти статьях, 5 из которых в изданиях, включенных в «Перечень...» ВАК Минобрнауки РФ для публикации результатов кандидатских и докторских диссертаций:

- Дудникова Ю.К. Оперативное и стратегического управления работой ПХГ / Бузинов С.Н., Дудникова Ю.К., Воронов С.А. // Газовая промышленность. – 2013. – № 4. – С. 64–77.
- Дудникова Ю.К. Минимизация осложнений при создании и эксплуатации ПХГ в водоносных пластах Хан С. А., Каримов М. Ф., Муллагалиева Л. М., Костиков С. Л., Тернюк И.М., Дудникова Ю. К. // Газовая промышленность. – 2014. – № 12. – С. 64–68.
- Дудникова Ю.К. Оценка влияния внутрислоевого экрана из дисперсных систем на снижение перетоков газа / Хан С. А., Дудникова Ю.К., Каримов М.Ф., Муллагалиева Л. М. // Газовая промышленность. – 2015. – № 10. – С. 8–12.
- Дудникова Ю.К. Опыт создания протяженного слоевого экрана из дисперсных систем при подземном хранении газа в водоносных пластах / Хан С. А., Каримов М.Ф., Муллагалиева Л.М., Дудникова Ю.К., Костиков С.Л., Никитин Р.С. // Газовая промышленность. – 2015. – № 8. – С. 70–74.
- Дудникова Ю.К. Опыт применения поверхностно-активных веществ на подземном хранилище газа с целью повышения эффективности работы эксплуатационных скважин // Тезисы докладов VI открытой научно-

- технической конференции молодых специалистов и работников, приуроченной к празднованию 70-летия Победы в Великой Отечественной войне. ООО «Газпром добыча Астрахань». – Астрахань. – 2015. – С. 52.
- Dudnikova Y. An Experience of Surface Active Substance Barriers Placed for Screening Out Stratum Water Advents to UGS Deposits / Dudnikova Y., Nikitin R. // report, 26th World Gas Conference, 1 – 5 June 2015, Paris, France.
  - Dudnikova Y. Active control methods of gas pool formation, report, 26th World Gas Conference, 1 – 5 June 2015. – Paris, France.
  - Патент РФ 2588500, Способ создания подземного хранилища газа в водоносной геологической структуре / Каримов М.Ф., Латыпов А.Г., Муллагалиева Л.М., Аглиуллин М.Х., Исламова А.А., Хан С.А., Костиков С.Л., Тернюк И.М., Дудникова Ю.К. Патентообладатель - ПАО «Газпром». - Приоритет от 28.04.2015; зарегистрирован в Госреестре изобретений РФ 28.04.2015; опубликовано 27.06.2016.
  - Дудникова Ю.К. Оценка влияния установки экрана из дисперсных систем на обводнение эксплуатационных скважин / Хан С. А., Дудникова Ю.К., Каримов М.Ф. // Газовая промышленность. – 2016. – № 12. – С. 46–51.

Автор выражает благодарность профессору С.А. Хану за постановку задач и научное руководство при их выполнении, профессору М.Ф. Каримову за консультации по вопросам физико-химической механики дисперсных систем, а также профессору Ю.Н. Васильеву за ценные замечания по работе.

# **1. АНАЛИЗ ИЗУЧЕННОСТИ ВОПРОСА МЕТОДОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ СОЗДАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА В ВОДОНОСНЫХ ПЛАСТАХ**

Большой вклад в развитие теории и практики подземного хранения газа внесли отечественные ученые – П.Я. Алтухов, Д.И. Астрахан, С.Н. Бузинов, С.А. Варягов, А.М. Власов, О.Н. Грачева, А.В. Григорьев, А.И. Гриценко, Э.Л. Гусев, Н.М. Дмитриев, А.Н. Дмитриевский, А.Е. Евгеньев, Н.А. Егурцов, С.Н. Закиров, В.В. Зиновьев, А.П. Зубарев, Ю.К. Игнатенко, М.Ф. Каримов, А.Л. Ковалёв, Ю.П. Коротаев, И.Н. Кочина, Л.Г. Кульпин, А.Г. Латыпов, А.Н. Лобанова, Е.В. Левыкин, В.И. Максимов, А.А. Михайловский, В.И. Парфенов, М.В. Пятахин, О.Г. Семенов, П.В. Страдымов, Р.М. Тер-Саркисов, В.А. Томельгас, И.Д. Умрихин, М.В. Филинов, С.А. Хан, А.Л. Хейн, П.Г. Цыбульский, И.А. Чарный, А.И. Ширковский, В.Н. Щелкачев, Д.А. Эфрос, а также зарубежные исследователи С. Баклей, Г. Ботсет, Р. Виков, Д. Катц, Ж. Киллоу, М. Леверет, К. Ленд, М.Тек и другие.

Анализ процесса создания и эксплуатации ПХГ показал, что основной причиной несвоевременного выхода хранилищ на проектные показатели, а в некоторых случаях и неполное их достижение, и осложнения при эксплуатации, связаны с геологическими характеристиками объектов хранения. В большинстве своем используемые для создания ПХГ водоносные пласты являются зонально неоднородными и неоднородными по напластованию.

Различие в фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) песчаных пачек, используемых совместно при создании ПХГ, приводит к неравномерному вытеснению воды газом по разрезу и снижению активного объема ПХГ. Кроме того, в процессе создания подземного хранилища, на стадии формирования газонасыщенного объема, вследствие разностей в плотностях флюидов

происходит опережающее движение газа, вместе с тем, из-за неоднородности пласта образуются целики газа, создающие застойную зону [14, 73, 87, 3, 75]. Происходит значительное уменьшение степени использования порового объема ловушки, а также сокращение объема отбора газа до полного обводнения эксплуатационных скважин, не позволяя достичь проектной суточной производительности на ПХГ. Поэтому слоистая неоднородность является одним из главных факторов, определяющих особенности заполнения газохранилищ, темпы отбора газа, объемы безводной добычи газа, сроки выхода хранилища на режим циклической эксплуатации и затрудняет контроль и наблюдение за работой хранилища.

Минимизировать негативные последствия, возникающие на хранилищах из-за геологических особенностей водоносных пластов, можно с помощью различных методов регулирования создания и эксплуатации подземных хранилищ газа. Так, для решения проблем с обводнением газовых скважин наиболее широко используемым методом является выбор оптимального режима эксплуатации. Однако ограниченность геологической информации на стадии составления проекта не позволяет выбрать оптимальный вариант, а ограничение депрессии обеспечивает невозможность достичь пиковой производительности.

#### 1.1. Существующие методы регулирования создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в водоносных пластах

В настоящее время с целью повышения эффективности создания и эксплуатации ПХГ, а так же снижения газогидродинамических рисков разработаны и широко применяются различные методы регулирования закачки и отбора природного газа. Существенный вклад в разработку и развитие методов регулирования внесён в работах С.Н. Бузинова, С.А. Варягова, А.М. Власова, А.В. Григорьева, Э.Л. Гусева, С.Н. Закирова, М.Ф. Каримова, А.Л. Ковалёва, А.А. Михайловского, В.И. Парфёнова, Г.И. Солдаткина, С.А. Хана, И.А. Чарного.

В работах [14, 21, 76, 22, 12, 43, 99, 79, 29] проанализированы различные технологические решения, направленные на повышение эффективности создания и эксплуатации ПХГ. Рассмотрим подробнее каждое из них.

К наиболее известным методам регулирования на ПХГ можно отнести следующие газогидродинамические методы: площадное регулирование закачки и отбора газа, профильное регулирование закачки и отбора газа, регулирование графика (темпов) закачки и отбора газа, минимально допустимый отбор газа, определение технологических режимов эксплуатации и моментов закрытия скважин.

Под методами регулирования создания и эксплуатации ПХГ в настоящей работе понимается управление фильтрационными потоками объекта хранения при закачке и отборе природного газа.

Управлять работой пласта возможно, регулируя закачки и отборы по площади хранилища [12]. Как правило, подземные хранилища сооружаются в пластах с хорошими коллекторскими свойствами. В таких высокопроницаемых пластах закачиваемый газ распределяется сравнительно равномерно по всему объёму. Если же хранилище создано в пласте с ухудшенными коллекторскими свойствами или наблюдаются высокие темпы закачки (отбора) газа, то в зоне расположения эксплуатационных скважин образуется большой перепад давления. В этом случае регулирование закачки и отбора газа по площади путем последовательного подключения отдельных скважин позволяет оказать определенное воздействие на поведение хранилища. Целью площадного регулирования является формирование границ залежи в пластах с активным водонапорным режимом, препятствуя возможному выходу газа за пределы замыкающей изогипсы, содействовать обеспечению максимального общего и максимального суточного отбора (закачки) газа из пласта при минимальном обводнении [14, 3].

Технология профильного регулирования закачки и отбора аналогична предыдущему виду регулирования. Эта технология используется преимущественно в пластах, неоднородных по литологическому строению [21,

17]. Так как при закачке в водоносный пласт газ движется в первую очередь по участкам пласта с наилучшей проницаемостью, т.е. распространяется по напластованию, зачастую вдоль длинной оси поднятия [69, 1]. В некоторых случаях газ может распространяться на значительные расстояния и создать опасность ухода за пределы ловушки. Таким образом, суть профильного регулирования заключается в дифференциации закачки и отбора газа по толщине пласта, включающее частичную закачку газа под уровень газодляного контакта (ГВК)<sup>4</sup> или под слабопроницаемую перемычку, имеющуюся в геологическом разрезе, при этом отбор газа производится из прикровельной части пласта-коллектора, обеспечивая наиболее благоприятные условия для формирования газонасыщенного объема и увеличения использования порового объема ловушки. В частности, при наличии слабопроницаемой перемычки, практикуется направленная закачка газа через скважины, имеющие интервал вскрытия в нижней части пористого коллектора. Это позволяет достичь освоения нижней части порового объема пласта, куда доступ более легкому, в сравнении с водой, газу затруднен. Как было показано Григорьевым А.В. в работе [21], последовательная закачка газа, начиная с нижней части пласта, способствует равномерному продвижению газодляного контакта и приводит к созданию "сухого поля" в зоне эксплуатационных скважин. В результате уменьшается растекание газа по кровле, а прирост газонасыщенного объема в нижней части увеличивает степень использования порового объема, что способствует повышению коэффициента газонасыщенности в более высоких участках, улучшая условия для отбора газа из скважин, имеющих более высокие отметки вскрытия. Целесообразность закачки газа под уровень ГВК является спорным вопросом и прежде всего, зависит от строения пласта коллектора и степени его слоистости. В работах [3, 21, 79, 96] показано, что закачка под уровень ГВК будет тем эффективнее, чем выше значение анизотропии и чем чаще расположены нагнетательные скважины. В противном случае, согласно кривым Вико-Ботсета высокая

газонасыщенность означает пониженную проницаемость для воды, однако газ легко подвижен, и этот эффект сводится на «нет».

Существенную роль при создании и эксплуатации подземных хранилищ с активным водонапорным режимом играет темп закачки и отбора газа. Известно, что при закачке газа в пласт, с увеличением темпа (дебита) закачки, степень вытеснения воды газом уменьшается и возможен прорыв газа за пределы ловушки. Наоборот, при снижении темпа закачки наблюдается более равномерное перемещение контакта газ-вода. Поэтому одним из мероприятий по предотвращению утечек газа за пределы ловушки является уменьшение темпов закачки.

В работе Левыкина Е.В. «Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах» [68] говорится, что стабильная работа хранилища возможна при соблюдении условия:

$$\int_0^{t_1} [P(t) - P_{нач}] dt = \int_{t_1}^T [P_{нач} - P(t)] dt$$

где  $0 \leq t \leq t_1$  – период закачки

$t_1 \leq t \leq T$  – период отбора

$P(t)$  – давление на контакте газ-вода

$P_{нач}$  – гидростатическое давление на изогипсе,  
соответствующей текущему положению ГВК,

При невыполнении этого условия имеют место негативные последствия, такие как обводнение залежи или выход газа за пределы ловушки. Однако выполнение этого условия не всегда возможно, и прежде всего это связано с основным назначением ПХГ – регулированием неравномерности газопотребления.

Определенным образом подобранный для определенных условий ПХГ график закачки или отбора поспособствует увеличению газонасыщенной мощности и продлит период безводной эксплуатации при отборе [22].

Однако, как показано в работе [76], объем отбора газа должен быть не менее объема закачанного газа в предыдущем сезоне, в противном случае произойдет ухудшение гидродинамических условий для последующих сезонов

отбора. Тем не менее, эта рекомендация не всегда может быть реализована, т.к. не согласовывается с основным назначением ПХГ.

Установление индивидуальных режимов работы скважин и момента их закрытия для определенных геолого-гидродинамических условий, может быть весьма эффективным методом. Так для ПХГ с подошвенными водами и коллектором, сложенным из слабосцементированных пород, подтягивание воды (конусообразование) к забою эксплуатационной скважин может спровоцировать образование песчаных пробок [76].

Рассмотренные методы регулирования создания и эксплуатации ПХГ можно отнести к методам управления фильтрационными потоками с помощью перераспределения дебитов эксплуатационных скважин, т.е. гидродинамическим методам. Однако на ряде подземных хранилищ такие способы эксплуатации оказываются, как показывает практика, малоэффективными.

В 1961 г. в США компанией Northern Illinois Gas Company была предложена технология создания ПХГ в водоносных пластах, которые не имеют структурного замыкания. Для этого предлагалось бурение водонагнетательных скважин по кругу от закачанного газа (Рисунок 1) [112, 107].

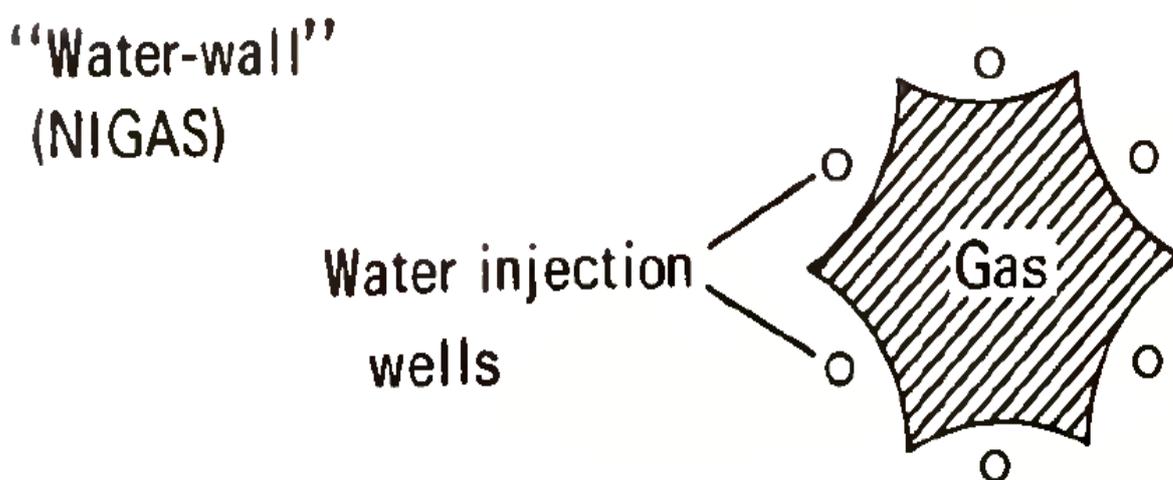


Рисунок 1 – Схематичное изображение технологии создания ПХГ, предложенной компанией Northern Illinois Gas Company [112, 107].

Непрерывная закачка воды, по мнению авторов, должна была создать «водяную стену» с давлением, достаточно высоким для предотвращения латеральной миграции газа. Этот метод гидроблокады газовой залежи при промышленном испытании показал весьма низкие результаты – удалось отобрать всего 2,8 % от закачанного газа, что отражено в научно-технической зарубежной и отечественной литературе [97, 106]. Поэтому в дальнейшем в США эта технология не получила практического применения, однако легла в основу проекта создания искусственной гидродинамической ловушки (гидроблокады) на Гатчинском ПХГ с целью предотвращения миграции газа за пределы проектных границ, описанной в работах [21, 11, 94]. Суть гидроблокады заключается в создании градиента давления, препятствующего миграции газа, создаваемого посредством системы разгрузочных и нагнетательных скважин, по которым происходит добыча и одновременная закачка воды в тот же горизонт. Таким образом, предполагалось создание гидродинамического экрана, с помощью которого планировалось управление контактом газ-вода. При закачке пластовой воды через сетку нагнетательных скважин происходит изменение давления. Далее это приращение давления суммируется с абсолютной отметкой расчетной точки, образуя таким образом новую «абсолютную» отметку, после чего строится новая структурная карта, причем внешняя замыкающая изогипса охватывает большую площадь в сравнении с прежней и является в то же время изобарой. Однако, как будет показано далее, в разделе (2.1), реализация этой схемы по созданию искусственной гидродинамической ловушки наталкивается на непреодолимые технические и технологические трудности, такие как наличие мощностей и времени, и не может являться надежным препятствием на пути движения газа

Другим примером активного воздействия может служить технология создания и эксплуатации ПХГ, предложенная С.Н. Закировым и описанная в работах [41, 40]. С целью увеличения газонасыщенной толщины и более полного оттеснения подошвенных вод предполагалось производить отбор пластовой воды из сводовой части объекта хранения с дальнейшей закачкой

добытой воды на границе ПХГ, повышая давление, создавая тем самым гидродинамический барьер, предотвращающий распространение газа по площади хранилищ, для чего предполагалось бурение батарей скважин. Технология не была реализована.

Различные модификации гидродинамического управления движением ГВК оказываются малоэффективными ввиду высокой вязкостной неустойчивости движения ГВК – соотношение вязкостей пластовой воды и газа в пластовых условиях составляет 60 – 80, и это является основным препятствием повышения эффективности гидродинамического регулирования при создании и эксплуатации ПХГ из-за малых сроков реализации (3-4 месяца). Однако существуют хорошо развитые в нефтеразработке методы управления фильтрационными потоками пластовых флюидов, которые заключаются в снижении проницаемости пористой среды пласта-коллектора путем закачки в пласт или образования в пласте малоподвижных сред типа цементных растворов, гидрофобных эмульсий, суспензий и пен. Эти методы связаны с изменением фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора и также используются при разработке газовых месторождений для изоляции пластовых вод в призабойной зоне скважины. В этой связи следует отметить, что наиболее технологичным оказалось применение пен при добыче нефти и газа. Исследования в этой области начаты в 60-е годы практически одновременно в США и СССР [105, 103, 110, 104, 111] работами А. Фрейда, Г. Бернарда, а в области подземного хранения газа – А.Е. Евгеньева, М.Ф. Каримова [56, 57, 34, 38, 35, 36]. Исследованием фильтрационных свойств пен в пористой среде М.Ф. Каримовым показано, что пены могут быть использованы для ограничения движения газа [49]. В дальнейшем исследования фильтрационных свойств пен получили развитие в разработанных авторских свидетельствах СССР и патентах США [111, 60, 54, 47, 48].

Исследователи Pure Oil Company продолжили развитие технологии Northern Illinois Gas Company и в 1967 г. была предложена технология [104, 111], согласно которой блокирование латеральной миграции газа происходило

посредством создания пенного барьера путем закачки пены через скважины, пробуренные вокруг искусственной газовой залежи (Рисунок 2).

“Foam-wall”  
(Pure-Union)

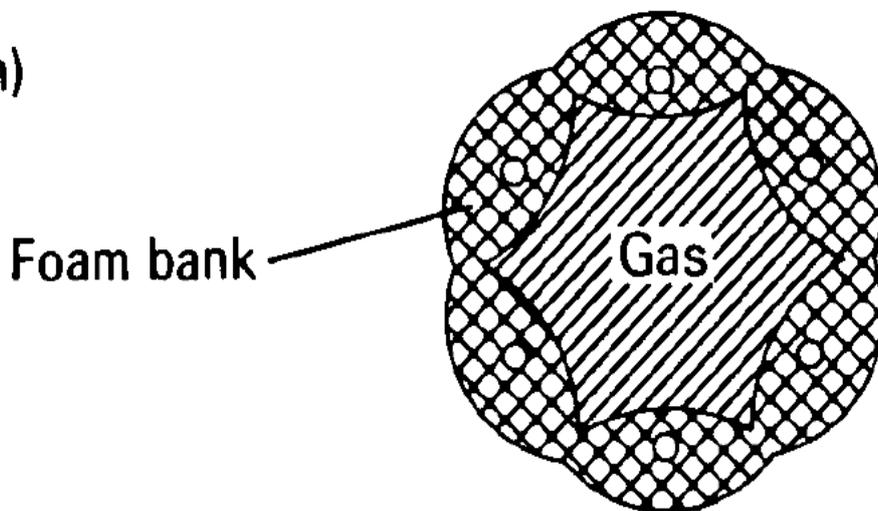


Рисунок 2 – Схематичное изображение технологии создания ПХГ, предложенной Pure Oil Company, посредством закачки пены и создания пенного барьера вокруг эксплуатационных газовых скважин [107, 104].

Описанная технология также не получила практического применения, как и другие подобного рода предлагаемые технологии, в которых менялись составы пенообразующих реагентов и технические особенности способов закачки составов в скважину. Основной недостаток таких технологий заключается в невозможности создания сплошного пенного барьера на пути миграции газа, так как закачка пенообразующего состава в одну скважину создаст избыток давления, не позволяющий произойти слиянию зон распространения ПАВ за сравнительно короткий период сезона закачки газа, что подтверждено гидродинамическими расчетами [2] (Рисунок 3).

Развитие идеи экранирования миграции газа с помощью создания из дисперсных систем экрана в пласте и при этом обеспечивающего его сплошность, изложены в работе [60, 58], в которой предлагается двухэтапная технология, сущность которой заключается в чередовании нагнетательных и разгрузочных скважин.

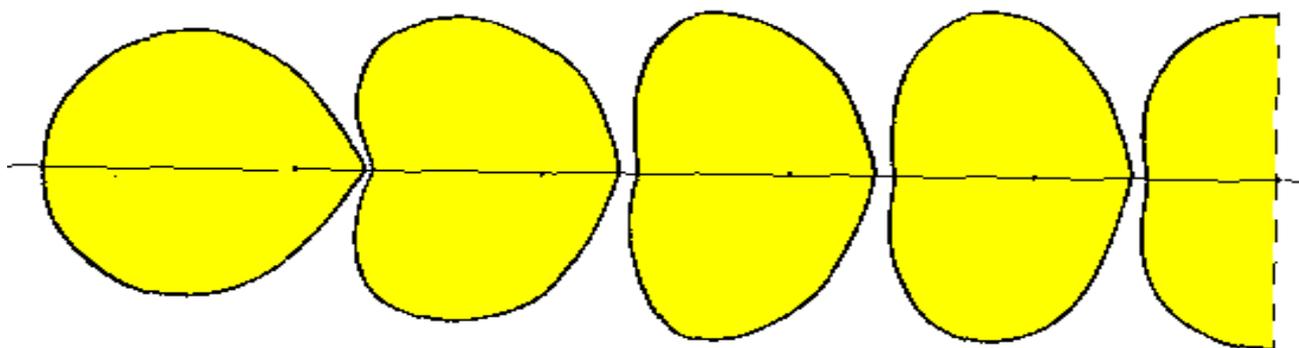


Рисунок 3 – Схематичное изображение контуров распространения раствора пенообразователя в плане при последовательной закачке одинаковым расходом.

Согласно технологии предполагается на первом этапе закачка в нагнетательные скважины до момента его появления в разгрузочной скважине, после чего, уже на втором этапе, в эту скважину закачивают остальные необходимые объемы раствора и газа. Таким образом, согласно описанной технологии [60], создается сплошной барьер из дисперсной системы за счет слияния зон распространения раствора пенообразователя, что обеспечивается отбором пластовой жидкости из разгрузочных скважин с суммарным дебитом, большим суммарного расхода закачиваемого в нагнетательные скважины раствора пенообразователя. Возможность применения описанной технологии в практике многих объектов ПХГ была бы крайне полезной, однако, как показывает практика, реализация её в реальных условиях промышленной эксплуатации объекта подземного хранения невозможна по ряду абсолютно объективных технологических и технических причин.

И, тем не менее, при наличии различных недостатков внедрения методов, позволяющих воздействовать на фильтрационные свойства пористой среды, существенно, на наш взгляд, поможет решить задачу управления фильтрационными потоками. Так как анализ применяемых в практике подземного хранения газа различных способов флюидодинамического управления фильтрационными потоками демонстрирует в некоторых случаях ограниченность их применения.

Рассмотрим некоторые технологии, позволяющие ограничить водоприток.

## 1.2. Анализ технологий ограничения водопритока в нефтяной промышленности.

Существует множество технологий, позволяющих производить водоизоляционные работы, однако степень успешности их различна и невысока.

Известен опыт компании ОАО «Татнефть» по применению технологий углеводородных композиций ПАВ для воздействия на нефтяной пласт-коллектор путем нагнетания через скважины полимер-углеводородные системы (СНПХ-ПУС). Воздействие обеспечивается благодаря способности состава «углеводородный растворитель-композиция ПАВ - минерализованная вода» образовывать устойчивые высоковязкие гелеобразные эмульсии с внешней углеводородной фазой при температурах 20-50°C. Метод реализуется закачкой углеводородного раствора ПАВ СНПХ-9633 с последующей продавкой раствора в пласт минерализованной водой. Другая технология предназначается для проведения работ по водоизоляции на нефтедобывающих скважинах путем перераспределения направления движения фильтрационных потоков после закачки композиции. Предлагаемая композиция СНПХ-ПУС при взаимодействии с водой образует гелеобразную систему, блокируя водонасыщенные гидрофильные коллекторы. При этом не взаимодействует с нефтью и в последующем выносится из добывающих скважин [84].

В работе [23] рассмотрено применение полимерно-гелевой системы для выравнивания фронта заводнения, вовлечения в разработку недренируемых интервалов пласта. Предлагаемый в данной работе реагент РИТИН-10 представляет собой порошкообразную композицию, состоящую из сшитого полиакриламида (ПАА) и водорастворимого компонента. Суть технологии заключается в закачке водного раствора реагента через нагнетательную скважину с последующим увеличением фильтрационного сопротивления в

обводненных проницаемых слоях околоскважинной зоны пласта. Это способствует снижению соотношения подвижностей нефти и воды и, как следствие, уменьшению обводненности. Анализ применения полимер-гелевой системы РИТИН-10 в нефтедобывающей промышленности показал возможность повышения вытесняющей способности агента, снижения обводненности в добываемой продукции, перенаправление фильтрационных потоков жидкости, и, как следствие, повышение нефтеотдачи обводненных пластов на поздней стадии разработки. Другой метод, описанный в работе [65], подразумевает применение тампонажного состава для селективного ограничения водопритоков в добывающих скважинах. Он включает в себя инвертную эмульсию, состоящую из дисперсионной углеводородной фазы (нефти или нефтепродуктов), стабилизатора эмульсии (химически модифицированного кремнезема Полисила-ДФ) и дисперсной фазы (натриевое жидкое стекло) и маслорастворимое поверхностно-активное вещество - Синол-ЭМ. Предлагаемый авторами способ ограничения водопритока в добывающих скважинах заключается в закачке в призабойную зону инвертной эмульсии с последующей её продавкой и выдержкой на реагирование в течение 12-18 часов. За это время эмульсия дополнительно увеличивает свою вязкость, а при взаимодействии с пластовой водой, состав образует высоковязкую, малоподвижную систему. Проникая по водоносным каналам состав гидрофобизирует их поверхность, повышая фильтрационное сопротивление для воды. Таким образом, в призабойной зоне создается водоизолирующий экран.

В работе [66] подробно рассмотрена технология создания в высокопроницаемых обводненных пропластках пласта-коллектора водоизолирующих и потокоотклоняющих барьеров по толщине и по простиранию пласта-коллектора. Проведенные и описанные в работе [66] исследования показали, что закачка обратной эмульсии на основе ЭКС-ЭМ в пористую среду снижает подвижность воды в 2 — 2,5 раза, увеличивая коэффициент вытеснения от 20 до 30 %.

Возможность применения кремнийорганических составов АКОР МГ и АКРОН для ограничения водопритоков в скважинах с подошвенным залеганием воды обоснованы в работе [85]. Согласно описанным исследованиям с применением указанных составов возможно создать искусственный экран под забоем скважины в условиях подошвенного залегания вод толщиной до 2 м и радиусом до 5 м.

В статье [62] показана эффективность технологии создания искусственного экрана путем закачки полимер-гелиевой системы (ПГС) с целью изоляции скважины от подошвенной воды и тем самым продления периода безводной эксплуатации.

Принципиальная возможность решения задачи ограничения движения вод демонстрируется применением трехфазных полимердисперсных систем (ПДС) [15]. Результаты промысловых испытаний на Ромашкинском месторождении подтвердили возможности воздействия водоизолирующим материалом на частично обводненный пласт в сравнительно далеко расположенных от скважин зонах коллектора. Для приготовления полимерного раствора использовался полиакриламид РДА-1020. Глинистая суспензия готовилась из биклянской глины. Оба компонента готовились на пресной воде, используемой для заводнения пластов. В пласт последовательно закачивались раствор ПАА и глинистая суспензия.

Однако закачка глинистой суспензии, так же как и всех остальных составов, описанных выше, на значительное расстояние от скважины не представляется возможным ввиду её большой вязкости. В связи с чем необходимо применять другие составы.

Известны успешные примеры использования газожидкостных дисперсных систем для воздействия на пласт-коллектор призобойной зоны скважин для продления безводного периода работы скважин.

Теоретическим и экспериментальным исследованием создания внутрипластовых экранов с помощью дисперсных систем посвящены следующие работы [105, 103, 110, 56, 57, 52, 50, 92, 89, 8, 4]. Ряд исследований

отечественных и зарубежных специалистов направлены на изучение экранирующих свойств пены.

### 1.3. Теоретические основы воздействия ПАВ на водоносный пласт-коллектор при подземном хранении газа.

Поверхностно-активные вещества в нефтегазовой промышленности применяются:

1. в процессе бурения скважин для стабилизации бурового раствора и придания ему свойств понизителя твердости выбуриваемых пород [82];
2. в процессе освоения скважин;
3. в процессе удаления пластовой воды, скопившейся на забое газовых скважин;
4. в процессе декольматации ПЗП после бурения и капитального ремонта, произведенных с использованием глинистого раствора;
5. в процессе удаления песчаных пробок из ствола скважин;
6. в процессе осушки ПЗП при эксплуатации ПХГ в водоносных пластах;
7. в процессе создания внутрипластовых экранов из дисперсных систем при создании и циклической эксплуатации ПХГ в водоносных пластах.

В виду того, что ПАВ разрабатываются для решения самых различных задач и используются во многих технологических процессах (фармацевтическая, пищевая, горно-обогатительная, нефтегазовая, атомная и т.д. промышленности), в мировой практике созданы ПАВ, одни названия и химическое описание которых составляют целые тома. Поэтому очень важно знать механизм действия ПАВ на исследуемый процесс и как правильно выбрать то или иное ПАВ для решения конкретной задачи. Неправильный подбор ПАВ в лучшем случае снижает их эффективность, а то и может привести к отрицательному против ожидаемого результату [15].

Теоретической основой применения ПАВ в нефтегазовой промышленности, в частности при подземном хранении газа, является способность молекул этих веществ из растворов адсорбироваться на границе

раздела фаз: жидкость-твердое тело, жидкость-газ. Адсорбция на границе раствор-твердое тело приводит к возникновению расклинивающего давления (эффект Ребиндера), в результате чего поверхность твердого тела разрушается. Этот фактор является положительным при бурении скважин, очистке ПЗП после бурения и капитального ремонта. Однако при отсутствии надежных забойных фильтров в скважинах, вскрывающих слабосцементированные горизонты, в которых цементирующим материалом являются глинистые составляющие водоносного горизонта, может привести и приводит к выносу песчаного материала. Как показано профессором В.Д. Городновым [19], это происходит из-за набухания глин, особенно, при использовании пресной воды в таких скважинных операциях, как ремонт, закачка растворов и др. Для очистки ПЗП от коагулирующих составляющих глинистых растворов, применяющихся при бурении и капремонте скважин, используются, как правило, растворы анионоактивных веществ, причем высокой концентрации, т.к. наибольший и быстрый эффект имеет место при повышенной концентрации. Важно, чтобы зона обработки была минимальна – не более одного метра от оси скважины. Таким образом, теоретической физико-химической основой применения ПАВ для решения перечисленных задач 1, 2 и 3 является использование эффекта Ребиндера [82, 81, 80, 20], проявляющегося на границе твердое тело – раствор ПАВ. Для решения этих задач рационально использовать анионоактивные ПАВ в растворах на технической (пресной) воде. Решение остальных задач связано с особенностями свойств растворов ПАВ на границе раздела фаз раствор ПАВ - газ.

Известно, что при механическом перемешивании водных растворов ПАВ и газа образуется газожидкостная дисперсная система (ГЖДС) – пена, устойчивость которой зависит от свойств границы раздела фаз, на которой адсорбируются молекулы ПАВ. Свойства пен изучаются давно, и их результаты связаны с такими фамилиями, как Д.У. Гиббс, Ж. Плато, К. Марангони, П.А. Ребиндер, В.А. Амиян и др. Газожидкостная пенная система используется в нефтегазовой промышленности весьма успешно для удаления

водоконденсатной смеси из забоев скважин (задача 4), особенно в период обводнения скважин, т.е. в завершающий период разработки газовых месторождений. Эти результаты хорошо известны [8, 90]. Решение задач 5, 6 и 7 связаны с использованием свойств ГЖДС, стабилизированных ПАВ при их фильтрации. Фильтрация пузырьков пены в пористой среде связана с разрушением и образованием новых поверхностей, что сопровождается расходом дополнительной энергии на преодоление сил упругости пузырьков, сил упругости Марангони в межпузырьковых пленках (ламеллах).

В результате сопротивления фильтрация газа не подчиняется закономерностям экспериментальных зависимостей, полученных Р. Виковым и Г. Ботсетом (Рисунок 4), т.е. при той же газонасыщенности фазовая проницаемость зависит от концентрации ПАВ в пленке и составляет величину на 2-3 порядка меньшую, чем при фильтрации газожидкостной смеси без ПАВ. Это свойство пен в пористой среде позволяет их эффективное использование в качестве экранирующих средств при подземном хранении газа.

В направлении изучения экранирующих свойств различных пен выполнено большое количество теоретических и экспериментальных исследований, которые подтверждают её эффективность.

Способность дисперсных систем блокировать фильтрацию газа и жидкости применяется в настоящее время для улучшения эксплуатационных характеристик призабойной зоны скважин [56, 57, 34, 52, 50, 86]. В этих процессах дисперсная система образуется в радиусе нескольких метров от скважины.

Это свойство пенных систем можно использовать для снижения негативных последствий, связанных с зональной неоднородностью, представленной наличием «литологических окон» (опесчаненные участки) в перекрывающих породах пласта-коллектора, что в может быть причиной для перетока газа из объекта хранения в вышележащие пласты, приводя к формированию техногенной залежи, как, например, на Калужском ПХГ, где как раз происходит миграция некоторых объемов хранимого газа по линии

тектонического нарушения и зонам выклинивания перекрывающих глинистых пород в районе контакта с гдовским песчаником в кристаллическую брекчию и морсовско-мосоловские отложения, а после в песчаники воробьевского горизонта. Аналогичная ситуация существует на строящемся Беднодемьяновском ПХГ, на котором имеется гидродинамическое взаимодействие между объектами хранения из-за негерметичности перекрывающих пород между пластами 2А и 2Б. Так, например, одной из причин, вызывающей подтягивание подошвенных вод на Щелковском хранилище в процессе отбора к эксплуатационным скважинам в сводовой части, является наличие «литологического окна» в породах, подстилающих нижне-щигровский горизонт [31].

При моделировании процессов совместной фильтрации флюидов (в нашем случае вода-газ) необходимо использование кривых относительных фазовых проницаемостей, построенных для пород и пластовых жидкостей конкретного рассматриваемого объекта. Для расчетов часто используются полученные экспериментальные кривые ОФП для различных пород, полагая, что кривые ОФП для пород одного класса приблизительно идентичны.

При взаимном замещении несмешивающихся флюидов (для ПХГ мы рассматриваем систему газ-вода) в пористой среде на границе раздела возникает капиллярное давление. Из-за неоднородного геологического строения пласта-коллектора капиллярные силы распределяются неравномерно, оказывая решающее влияние на формирование фронта замещения. Из результатов моделирования видно, что на пути движения границы раздела представляют наибольшее препятствие непроницаемые или слабопроницаемые участки пористой среды, которые газ по принципу наименьшего сопротивления обходит и по наиболее проницаемым пропласткам движется с опережением. В результате развивается неустойчивость фронта вытеснения и образуются «языки». Избежать этого возможно, обеспечив устойчивость движения границы раздела, увеличив тем самым полноту вытеснения.

Применение ПАВ способствует увеличению полноты вытеснения воды газом за счет снижения капиллярных сил и образования «высоковязкой» пены.

Введение в пористую среду пенообразующих растворов приводит к снижению относительной фазовой проницаемости для газа. На рисунке 4 представлены относительные фазовые проницаемости для жидкости и газа при фильтрации, сопровождающейся образованием дисперсной системы.

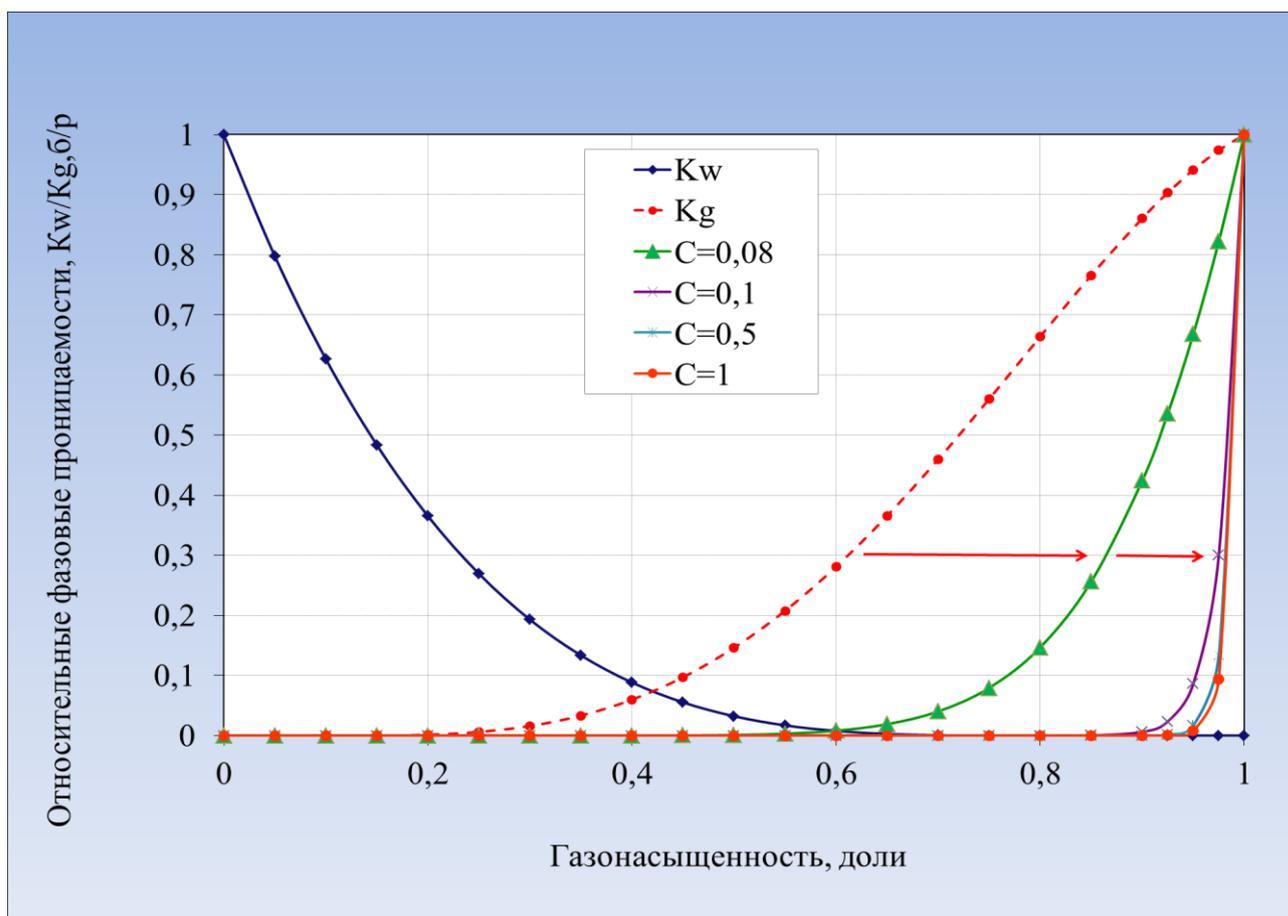


Рисунок 4 – Кривые относительных фазовых проницаемостей газа и воды:  $k_w$ ,  $k_g$  – для системы газ-вода, кривые совпадают с кривыми Вико-Ботсета, C – значения концентрации ПАВ (ОП-10) [28] для системы газ-вода.

На практике это будет способствовать созданию компактного объема газа, минимизации расплывания и технологических потерь вследствие растворения газа в пластовой воде.

На рисунках 5 - 6 приведены результаты физического (слева) и компьютерного (справа) моделирования вытеснения воды газом без использования ПАВ (Рисунок 5) и при использовании ПАВ (Рисунок 6). При

компьютерном моделировании использованы фазовые проницаемости, приведенные на рисунке 4 [52, 28, 51]. Из рисунков следует существенное повышение газонасыщенности при использовании ПАВ.

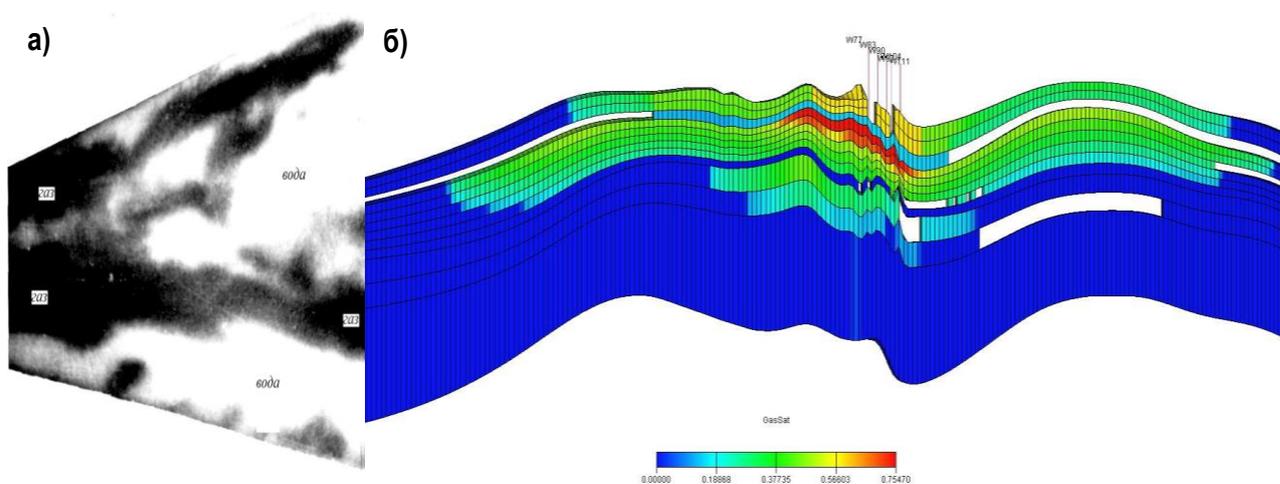


Рисунок 5 – – Результаты моделирования вытеснения жидкости газом при использовании кривых Вико-Ботсета для песчаника: а) физическое моделирование [57, 28]; б) компьютерное моделирование.

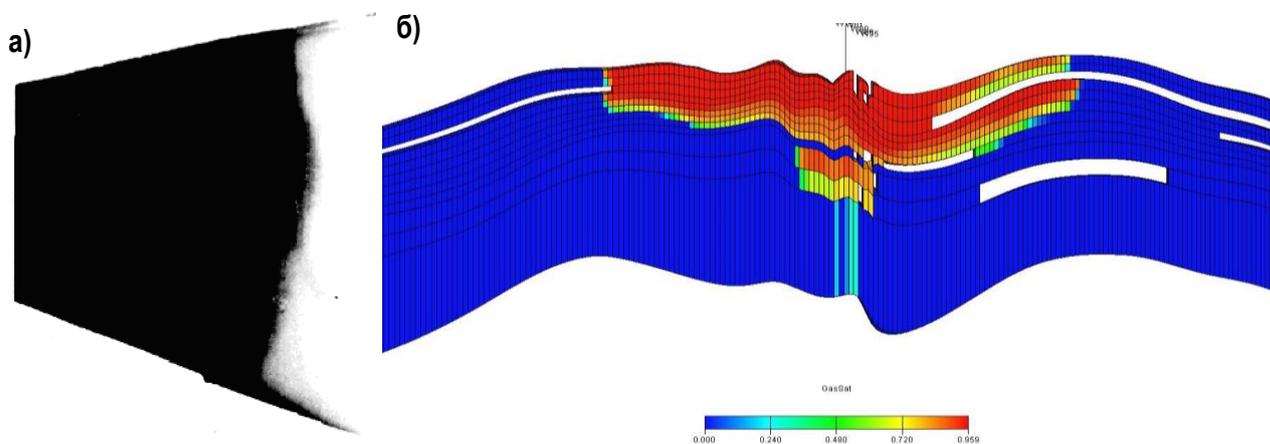


Рисунок 6 – Результаты моделирования вытеснения жидкости газом после закачки ПАВ: а) физическое моделирование [57, 28]; б) компьютерное моделирование.

Рассматривая работу одной отдельно взятой скважины, минимизировать осложнения, возникающие при её эксплуатации из-за геологических особенностей, возможно путем обработки её призабойной зоны растворами пенообразующих композиций в целях «совершенствования» скважины по

степени и характеру вскрытия и улучшения осушки слоисто-неоднородных пластов [28, 51, 108, 88]. Причем следует сразу сказать, что здесь под совершенной скважиной не подразумевается конструктивная характеристика скважины, т.к. по проекту скважина может быть «совершенной» по степени вскрытия, т.е. вскрывать расчетную глубину, а по факту не обеспечивать осушение необходимой толщины пласта. Здесь, говоря о совершенной скважине, подразумеваем гидродинамическое «совершенствование» скважины, которое реализуется посредством предварительной закачки в скважину расчетного количества пенообразующего раствора с последующей закачкой газа.

#### 1.4. Анализ результатов использования ПАВ при обработках скважин на различных ПХГ

Важно отметить, что на Щелковском ПХГ различные ПАВ применялись для разных целей, таких как

1. осушка призабойных зон скважин, вскрывающих слоисто-неоднородные пласты;
2. восстановление ФЕС пласта при освоении скважин после бурения и капитального ремонта на глинистом растворе;
3. удаление песчаных пробок из ствола скважин.

Для осушки призабойной зоны применялись неионогенные ПАВ типа ОП-7, ОП-10, Prevotcell WOF100, Prevotcell EO в силу того, что высокоминерализованная пластовая вода Щелковского ПХГ (~160 г/л) только с неионогенными ПАВ образует устойчивую пену. Применялись растворы 0,5% масс одним приемом. Количество раствора определялось из расчета распространения раствора на 1 м в самом низкопроницаемом прослое. Таких обработок за 1966-80 гг. было выполнено 119 со средней успешностью 86,6%.

Для восстановления ФЕС ПЗП после бурения и капитального ремонта на глинистом растворе применялось анионоактивное ПАВ ДС-РАС (детергент советский, растворимый алкиларилсульфонат) в растворе с концентрацией до 10-15 % по товарной продукции. За 1965-71 гг. таким способом восстановлены

ФЕС 49 скважин. Позже для этой цели применяли ОП-10 (оксиэтилированный алкилфенол), что является менее эффективным и нерациональным в силу на порядок большей стоимости ОП-10 по сравнению с ДС-РАС.

Для удаления песчаных пробок применялся анионоактивные ПАВ сульфат алкилполигликолевого эфира (Диталан OTS-45) и ОП-10 высокой концентрации. Наибольшее число скважинных операций приходится на эту процедуру. Здесь важно указать, что эта процедура не имеет отношения к осушке призабойной зоны пласта, хотя в ней и используется механизм снижения газопроницаемости из-за образования пены, в результате чего песчаная пробка выдавливается из скважины как одно сплошное тело [55].

Существует тезис, что применение ПАВ на подземных хранилищах газа приводит к разрушению призабойной зоны пласта и, как следствие, влечет за собой образование песчаных пробок.

Как уже ранее говорилось в разделе 1.3, изменение твердости горных пород, происходящее под влиянием поверхностно-активных веществ, происходит из-за снижения свободной поверхностной энергии разрушаемых минералов, входящих в состав горной породы и, следовательно, уменьшает необходимую для образования новых поверхностей работу (эффект Ребиндера) [82, 81, 80]. Поверхностно-активное вещество, растворенное в воде, обуславливает низкое поверхностное натяжение (свободную поверхностную энергию) твердого тела горной породы, облегчая развитие этой поверхности, таким образом, способствует развитию трещин, затем, проникая в эти трещины, молекулы ПАВ адсорбируются на стенках и препятствуют их смыканию [81, 80]. Описанный эффект, адсорбционное облегчение деформации горной породы от применения поверхностно-активных веществ, проявляется в том случае, если прикладывается механическое воздействие, что наблюдается в призабойной зоне. Таким образом, эффект Ребиндера способствует отслаиванию глинистых частиц в ПЗП при бурении и капитальном ремонте с использованием глинистого раствора, и это положительный фактор. Отсюда

следует: чтобы предотвратить влияние эффекта Ребиндера, необходимо использование надежных забойных фильтров.

Так, специальные лабораторные исследования на предмет изучения влияния растворов ПАВ на цементирующую глинистую составляющую пород-коллекторов показали, что «дополнительное, ослабляющее прочность породы воздействие ПАВ незначительно по сравнению с действием насыщающей пористую среду воды» и степенью минерализации раствора [35, 36]. Как показал опыт промышленного применения ПАВ на различных ПХГ, негативное влияние раствор ПАВ может оказывать на призабойную зону в том случае, если для приготовления использовалась техническая (пресная) вода. Поэтому при подготовке и непосредственно в самом процессе обработки скважин необходимо уделять особое внимание рецептурам приготовления раствора ПАВ [15].

В 80-е гг. технология закачки растворов ПАВ для повышения степени осушки пласта также широко применялась и на Касимовском ПХГ. Для этих целей применялись растворы различной концентрации реагента Prevotcell WOF100. Эффективность, полученная от обработок скважин, представлена на рисунках 7 - 9.

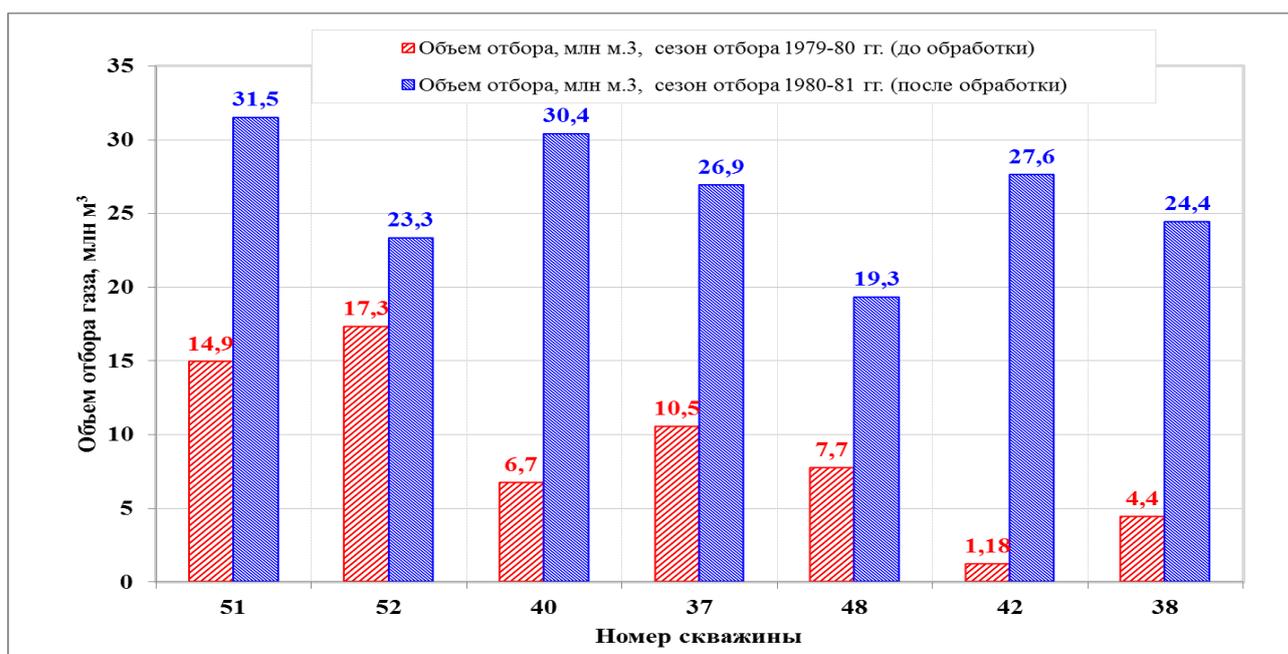


Рисунок 7 – Сравнение производительности скважин до и после обработки в сезонах отбора 1979/80 и 1980/81 Касимовском ПХГ.

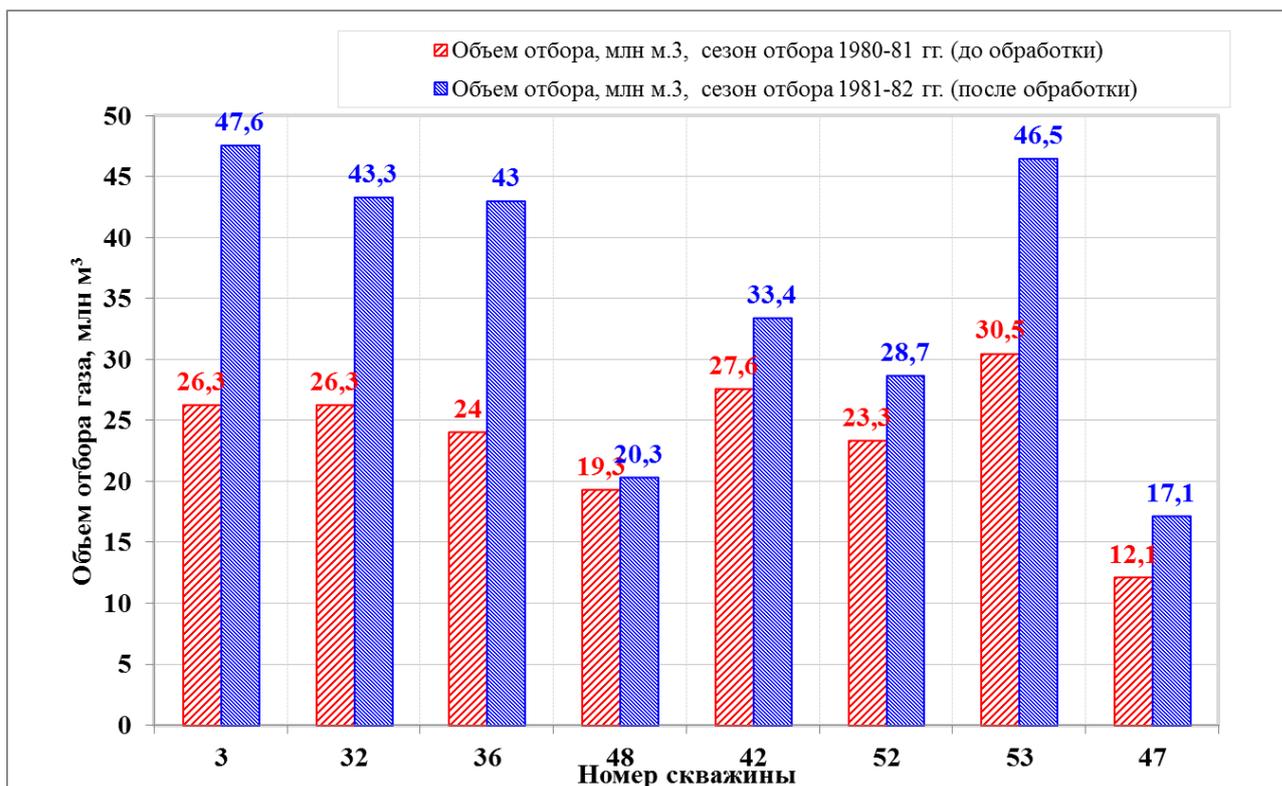


Рисунок 8 – Сравнение производительности скважин до и после обработки в сезонах отбора 1980/81 и 1981/82 Касимовском ПХГ.

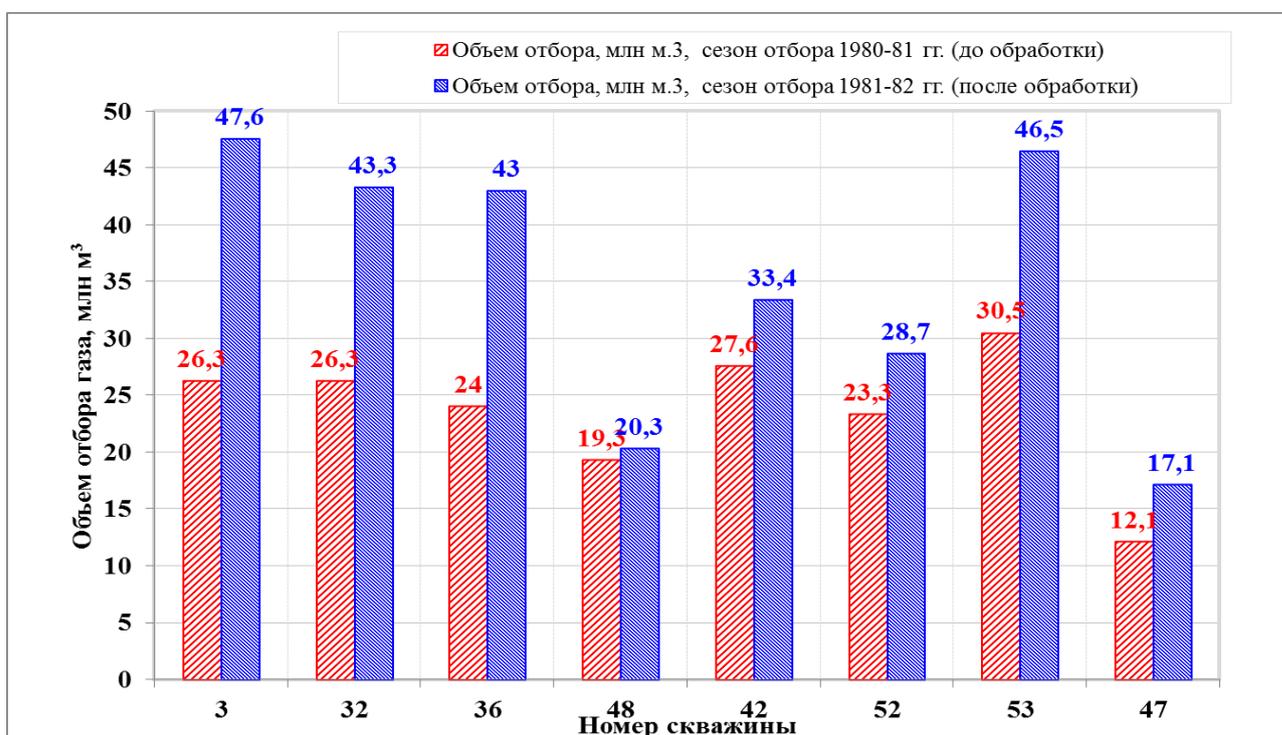


Рисунок 9 – Сравнение производительности скважин до и после обработки в сезонах отбора 1982/83 и 1983/84 на Касимовском ПХГ.

Также проблемы с эксплуатацией, связанные со сложным геологическим строением, характеризующимся большой литолого-фациальной и

фильтрационно-емкостной неоднородностью, существуют и на Увязовском ПХГ [31]. Терригенная толща щигровских отложений сложена фациально-невыдержанными по площади и разрезу чередующимися пачками песчано-алевритовых и глинистых пород, которые представляют единый водоносный комплекс, разделенный невыдержанными глинистыми прослоями.

Особенности эксплуатации Увязовского ПХГ на данном этапе развития заключаются в невозможности отобрать проектный объем активного газа за период отбора в 150 суток. Процесс отбора сопровождается обводнением эксплуатационных скважин с первых дней работы. К середине января по причине обводнения оказываются выведенными из эксплуатации порядка 50 % фонда газовых скважин.

Различные способы гидродинамического регулирования процесса эксплуатации хранилища, основным принципом которых является изменение режима работы скважин с целью управления движением газоводяного контакта (ГВК), существенных результатов не принесли. Радикальным было предложение о бурении новых эксплуатационных скважин с целью дренирования дополнительных объемов газа и, как следствие, увеличение максимальной суточной производительности. Однако многовариантные расчеты на 3D модели с различным размещением проектных скважин показали, что прирост суточной производительности составляет порядка 2,5 млн.м<sup>3</sup>/сут., вследствие чего это предложение не было принято.

В связи с чем на Увязовском ПХГ технология закачки растворов ПАВ была реализована в сезоне закачки 2012 г., однако в усеченном виде, т.е. закачанный объем раствора был менее расчетного и не было соблюдено условие циклической закачки [28, 88]. Тем не менее результаты этих испытаний были весьма успешные (Рисунок 10). Отбор газа из обработанных скважин за сезон увеличился кратно, хотя для реализации технологии выбирались «худшие» скважины. Причем эффект, достигнутый за счет обработки этих скважин, сохраняется во времени, что и иллюстрируется на рисунке 10, так как

производительность по этим скважинам сохранилась и через сезон без повторной закачки реагентов ПАВ, т. е. технология является эффективной [28].

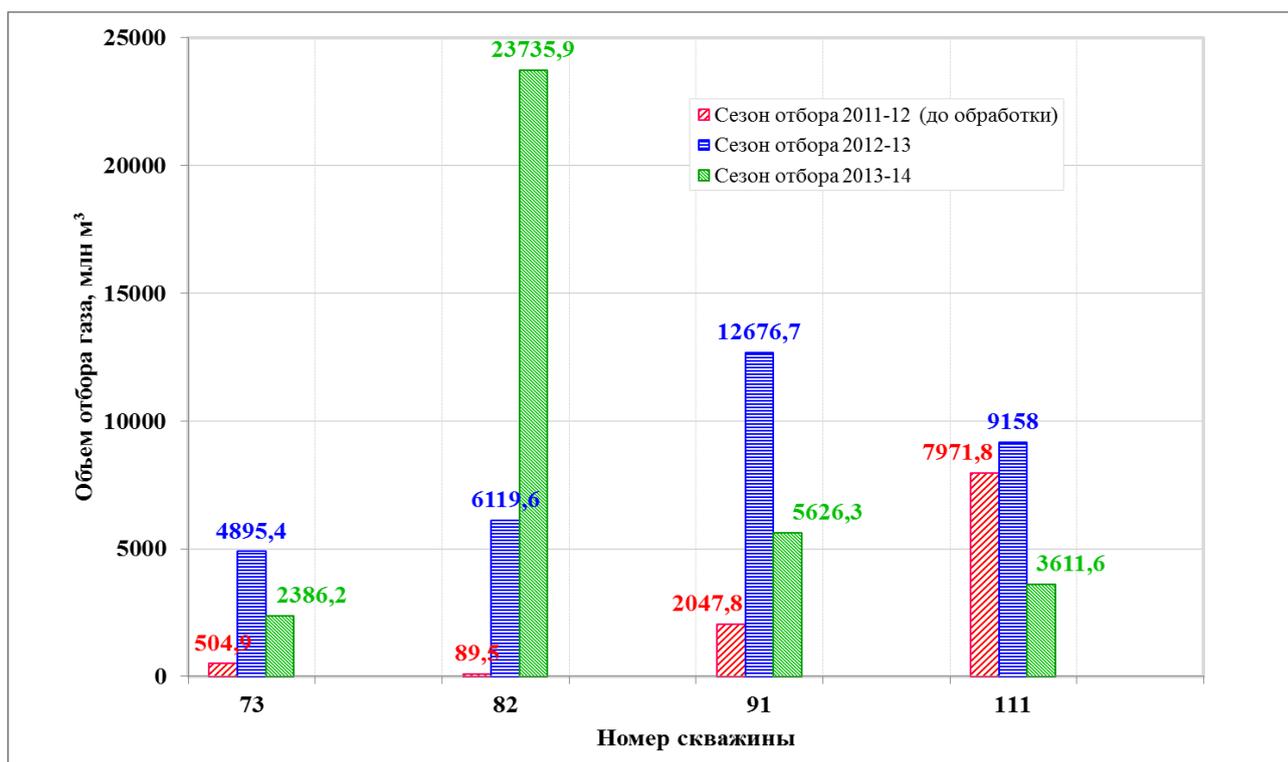


Рисунок 10 – Изменение производительности эксплуатационных скважин

Анализ результатов использования ПАВ при обработке скважин на различных ПХГ подтвердил эффективность использования пен, в связи с чем возникла необходимость дальнейшего совершенствования технологии физико-химического воздействия на пласт-коллектор на предмет разработки новых технологий создания вертикальных (галерейных) и горизонтальных (площадных) внутрипластовых экранов для повышения эффективности работы ПХГ в реальных геологических условиях.

Для решения поставленных технологических задач по созданию экранов необходимо произвести газогидродинамические исследования с применением современных трехмерных симуляторов, позволяющие решать пространственные задачи с особенностью продвижения подошвенной воды при отборе газа из ПХГ с использованием одиночной скважины или галереи скважин. Необходимы теоретические оценки влияния экранирования потока подошвенных вод на режимы работы одиночной скважины и в целом ПХГ

## 1.5. Классификация методов регулирования создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в водоносных пластах.

Выше были рассмотрены различные методы, способствующие повышению эффективности создания и эксплуатации ПХГ в водоносных пластах. В настоящей работе предпринята попытка на основе имеющегося опыта и теоретических исследований провести их классификацию.

В основу классификации положен критерий, на основании которого все методы можно разделить на два класса по способу воздействия на пласт-коллектор: методы воздействия без изменения пластово-скважинной системы и с активным воздействием на пластово-скважинную систему (активные методы). К первому классу отнесем все способы, которые реализуются посредством регулирования режимов эксплуатации скважин, перераспределения объемов нагнетания или отборов при неизменной пластово-скважинной системе, и, как следствие, приводящие к изменению режимов работы искусственной газовой залежи. В этом случае изменяются только лишь гидродинамические характеристики объекта эксплуатации. Использование таких методов не подразумевает существенного изменения первоначальных геологических, флюидодинамических характеристик и условий газовой залежи.

Под активными методами создания и эксплуатации ПХГ будем понимать методы воздействия на пласт-коллектор, в том числе посредством стороннего агента, с целью изменения первоначального состояния пластово-скважинной системы в сторону повышения эффективности работы ПХГ. Таким образом, в группу активных методов можно также относить все мероприятия по капитальному ремонту, бурению скважин и т.д. Внутри выделенных классов по критерию «вид объекта воздействия» можно выделить подклассы.

1. В активных методах по виду объекта воздействия выделяются подклассы:
  - 1.1 пластовая система, т.е. специальное воздействие, направленное на улучшение функционирования ПХГ в целом;
    - 1.1.1 физико-химические:
      - создание пластовых экранов;

- гидроблокада;
- замена части буферного объема газа углекислым газом, выхлопными газами и т.д.;

#### 1.1.2 механические:

- горизонтальные скважины;
- скважины большого диаметра;

#### 1.2 скважина, т.е. воздействие, направленное на увеличение производительности скважины:

##### 1.2.1 физико-химические (в данном случае, повышение продуктивных характеристик скважин):

- обработка ПЗП различными гидрофобизирующими растворами и составами;
- создание пластового экрана;
- кислотные обработки и т.д.

##### 1.2.2 механические:

- гидроразрыв пласта;
- совершенствование конструкций забоев эксплуатационных скважин;
- применение противопесочных фильтров.

Схематически классификация представлена на рисунке .

## 2. Методы воздействия без изменения пластово-скважинной системы:

### 2.1 пластовая система:

- профильное регулирование;
- площадное регулирование;
- варьирование темпов отбора и закачки;
- установление минимально допустимого отбора газа;

### 2.2 скважина:

- режим работы скважины;
- установление момента закрытия скважин в сезоне отбора.

На основании проведенного анализа установлены структурные связи между элементами системы методов регулирования создания и эксплуатации

подземных хранилищ газа в водоносных пластах и разработана классификация, которая позволяет уточнить выбор способа создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в водоносных пластах.

#### 1.6. Выводы к разделу:

1. Выполнен анализ существующих методов регулирования создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в водоносных пластах, применяемых гидродинамических технологий ограничения водопритока, на основе которого можно констатировать ограниченность их применения, так как из-за сравнительно короткого периода сезонов отбора и/или закачки газа (3-4 месяца) нет возможности достичь реального эффекта. Поэтому для достижения эффекта в более короткие временные сроки необходимо использовать активные методы, позволяющие изменять ФЕС пористой среды.
2. Анализ теоретической и экспериментальной базы по исследованию экранирующих свойств пен отечественных и зарубежных исследований, а также анализ опыта практического применения различных ПАВ позволяет сделать вывод о возможности их дальнейшего использования и развития на объектах подземного хранения газа в водоносных пластах с целью повышения эффективности при создании и циклической эксплуатации ПХГ.
3. На основании проведенного анализа разработана классификация системы методов регулирования создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в водоносных пластах.
4. Сформулированы задачи диссертационных исследований. Отмечена актуальность разработки новых технологий создания в реальных геологических условиях вертикальных (галерейных) и горизонтальных (площадных) внутрислоистовых экранов для повышения эффективности работы ПХГ.



Рисунок 11 – Классификация методов регулирования создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в водоносных пластах

## **2. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ ДВИЖЕНИЯ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА В ВОДОНОСНОМ ПЛАСТЕ**

### **2.1 Оценка технической возможности создания гидродинамической ловушки для блокады газового объема**

Технологическое проектирование ПХГ в водоносных пластах основывается на постулате о циклической эксплуатации ПХГ, под которым понимают равенство объемов закачиваемого и отбираемого газа [13]. Однако в случае отклонения от режима циклической эксплуатации, к примеру, при постоянном недоотборе проектного активного объема газа при неизменном объеме закачки хранимого газа, будет наблюдаться расширение газонасыщенного порового объема. Это, может, и создает условия для ухода газа за пределы ловушки, снижения максимального пластового давления и к невыработке значительных объемов газа из ПХГ.

Задача о смещении газового объема в потоке пластовых вод представляет интерес при разработке газовых месторождений и подземном хранении газа в водоносных пластах. Она особенно важна для случая отсутствия природных гидродинамических ловушек в водоносном пласте и рассматривалась, например, в работе [97].

Для оценки эффективности гидродинамических методов регулирования положения газового объема рассмотрим способ создания искусственной гидродинамической газовой ловушки на примере Гатчинского ПХГ. Проект создания гидроблокады был выполнен и внедрен ВНИИГАЗом на Гатчинском ПХГ в 70х годах прошлого века. В основе проекта лежит интерференция скважин при нестационарной фильтрации воды. Задача свелась к численному интегрированию интегрально-показательной функции

при нестационарной интерференции водонагнетательных скважин. Однако известно, что ввиду высокой пьезопроводности водоносных пластов стационарный режим наступает достаточно быстро [98, 100], и это позволяет использовать формулы интерференции скважин при стационарной фильтрации.

Рассмотрим плоскую задачу интерференции скважин по варианту создания искусственной гидродинамической ловушки, рекомендуемую в работе [94], согласно которой 12 скважин предполагались в качестве водонагнетательных.

Принятые параметры реализации искусственной гидродинамической ловушки следующие: 12 водонагнетательных скважин с дебитом  $150 \text{ м}^3/\text{сут}$  на расстоянии 1 км друг от друга. Другие параметры: радиус контура питания,  $R_k = 5000 \text{ м}$ ; радиус скважины,  $r_c = 0,15 \text{ м}$ ; проницаемость пласта  $k = 1,8 \text{ мкм}^2$ , вязкость пластовой воды  $\mu = 0,001 \text{ Па}\cdot\text{с}$ , Начальное давление в зоне водонагнетательных скважин  $P_{nl} = 3,5 \text{ МПа}$ .

При линейном законе фильтрации и наличии нескольких стоков/источников можно использовать принцип суперпозиции. Возьмем произвольную точку  $M$  между 6-й и 7-й водонагнетающими скважинами (Рисунок 12).

Определим результирующий потенциал точки  $M$ , пользуясь классическими формулами из работы [98]:

$$\Phi = \frac{1}{2\pi} \sum_{i=1}^{12} q_i \ln r_i + const \quad (1)$$

где  $n$  — число источников, для решаемой задачи равно 12;  $q_i$  - дебит источника на единицу мощности пласта;  $r_i$  — расстояние от  $i$ -го источника до точки, где определяется потенциал.

Считаем, что заданы дебиты  $q_i$  и подлежат определению забойные потенциалы  $\Phi_{ci}$ .

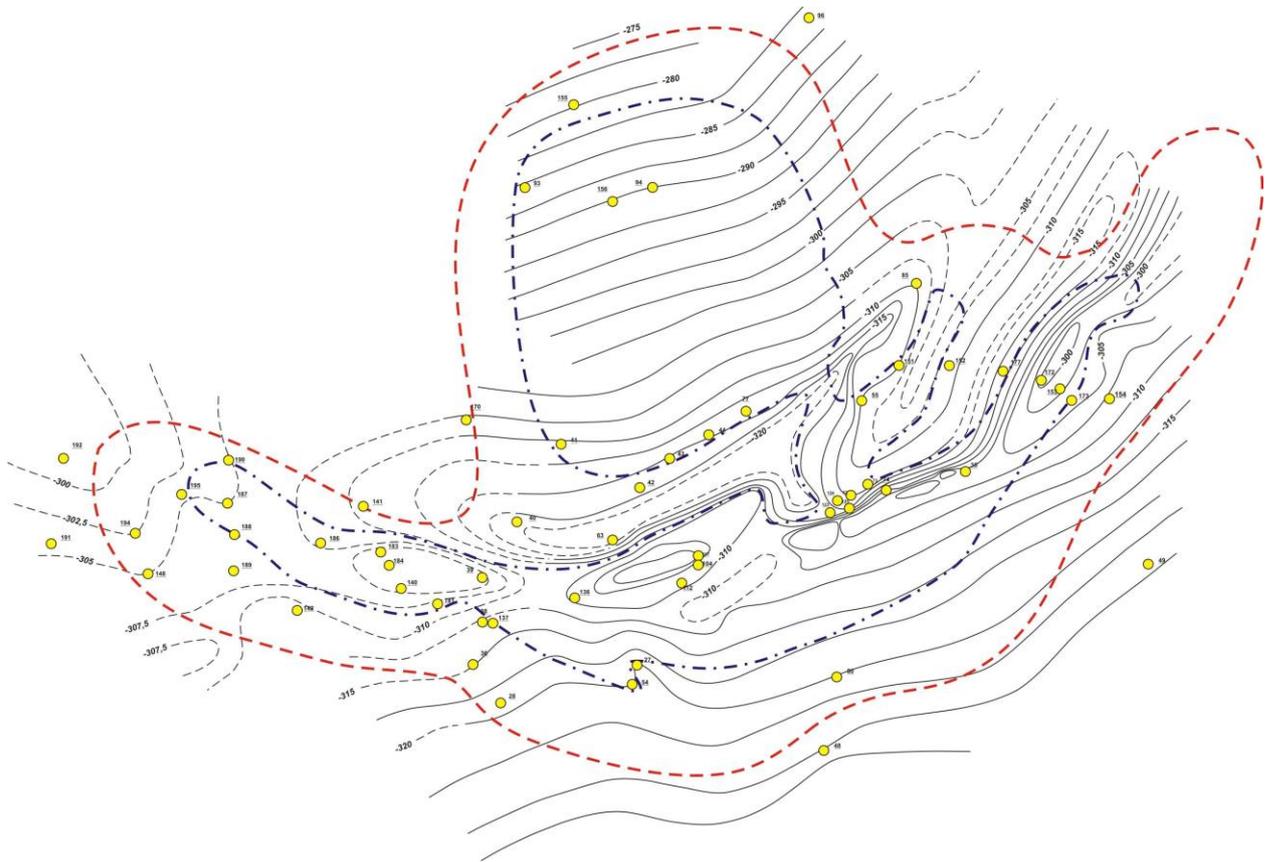


Рисунок 12 – Структурная карта кровли I гдовского пласта.

В таком случае можно составить следующую систему уравнений, помещая точку М на контуре первой и последующих скважин [98]

$$\Phi_{C1} = \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln r_{C1} + q_2 \cdot \ln r_{21} + q_3 \cdot \ln r_{31} + q_4 \cdot \ln r_{41} + q_5 \cdot \ln r_{51} + q_6 \cdot \ln r_{61} + q_7 \cdot \ln r_{71} + q_8 \cdot \ln r_{81} + q_9 \cdot \ln r_{91} + q_{10} \cdot \ln r_{101} + q_{11} \cdot \ln r_{111} + q_{12} \cdot \ln r_{121}) + C$$

$$\Phi_{C2} = \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln r_{12} + q_2 \cdot \ln r_{C2} + q_3 \cdot \ln r_{32} + q_4 \cdot \ln r_{42} + q_5 \cdot \ln r_{52} + q_6 \cdot \ln r_{62} + q_7 \cdot \ln r_{72} + q_8 \cdot \ln r_{82} + q_9 \cdot \ln r_{92} + q_{10} \cdot \ln r_{102} + q_{11} \cdot \ln r_{112} + q_{12} \cdot \ln r_{122}) + C$$

$$\Phi_{C3} = \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln r_{13} + q_2 \cdot \ln r_{23} + q_3 \cdot \ln r_{C3} + q_4 \cdot \ln r_{43} + q_5 \cdot \ln r_{53} + q_6 \cdot \ln r_{63} + q_7 \cdot \ln r_{73} + q_8 \cdot \ln r_{83} + q_9 \cdot \ln r_{93} + q_{10} \cdot \ln r_{103} + q_{11} \cdot \ln r_{113} + q_{12} \cdot \ln r_{123}) + C$$

$$\Phi_{C4} = \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln r_{14} + q_2 \cdot \ln r_{24} + q_3 \cdot \ln r_{34} + q_4 \cdot \ln r_{C4} + q_5 \cdot \ln r_{54} + q_6 \cdot \ln r_{64} + q_7 \cdot \ln r_{74} + q_8 \cdot \ln r_{84} + q_9 \cdot \ln r_{94} + q_{10} \cdot \ln r_{104} + q_{11} \cdot \ln r_{114} + q_{12} \cdot \ln r_{124}) + C$$

$$\Phi_{C5} = \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln r_{15} + q_2 \cdot \ln r_{25} + q_3 \cdot \ln r_{35} + q_4 \cdot \ln r_{45} + q_5 \cdot \ln r_{C5} + q_6 \cdot \ln r_{65} + q_7 \cdot \ln r_{75} + q_8 \cdot \ln r_{85} + q_9 \cdot \ln r_{95} + q_{10} \cdot \ln r_{105} + q_{11} \cdot \ln r_{115} + q_{12} \cdot \ln r_{125}) + C \quad (2)$$

$$\Phi_{C6} = \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln r_{16} + q_2 \cdot \ln r_{26} + q_3 \cdot \ln r_{36} + q_4 \cdot \ln r_{46} + q_5 \cdot \ln r_{56} + q_6 \cdot \ln r_{C6} + q_7 \cdot \ln r_{76} + q_8 \cdot \ln r_{86} + q_9 \cdot \ln r_{96} + q_{10} \cdot \ln r_{106} + q_{11} \cdot \ln r_{116} + q_{12} \cdot \ln r_{126}) + C$$

$$\Phi_{C7} = \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln r_{17} + q_2 \cdot \ln r_{27} + q_3 \cdot \ln r_{37} + q_4 \cdot \ln r_{47} + q_5 \cdot \ln r_{57} + q_6 \cdot \ln r_{67} + q_7 \cdot \ln r_{C7} + q_8 \cdot \ln r_{87} + q_9 \cdot \ln r_{97} + q_{10} \cdot \ln r_{107} + q_{11} \cdot \ln r_{117} + q_{12} \cdot \ln r_{127}) + C$$

$$\Phi_{C8} = \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln r_{18} + q_2 \cdot \ln r_{28} + q_3 \cdot \ln r_{38} + q_4 \cdot \ln r_{48} + q_5 \cdot \ln r_{58} + q_6 \cdot \ln r_{68} + q_7 \cdot \ln r_{78} + q_8 \cdot \ln r_{C8} + q_9 \cdot \ln r_{98} + q_{10} \cdot \ln r_{108} + q_{11} \cdot \ln r_{118} + q_{12} \cdot \ln r_{128}) + C$$

$$\Phi_{C9} = \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln r_{19} + q_2 \cdot \ln r_{29} + q_3 \cdot \ln r_{39} + q_4 \cdot \ln r_{49} + q_5 \cdot \ln r_{59} + q_6 \cdot \ln r_{69} + q_7 \cdot \ln r_{79} + q_8 \cdot \ln r_{89} + q_9 \cdot \ln r_{C9} + q_{10} \cdot \ln r_{109} + q_{11} \cdot \ln r_{119} + q_{12} \cdot \ln r_{129}) + C$$

$$\Phi_{C10} = \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln r_{110} + q_2 \cdot \ln r_{210} + q_3 \cdot \ln r_{310} + q_4 \cdot \ln r_{410} + q_5 \cdot \ln r_{510} + q_6 \cdot \ln r_{610} + q_7 \cdot \ln r_{710} + q_8 \cdot \ln r_{810} + q_9 \cdot \ln r_{910} + q_{10} \cdot \ln r_{C10} + q_{11} \cdot \ln r_{1110} + q_{12} \cdot \ln r_{1210}) + C$$

$$\Phi_{C11} = \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln r_{111} + q_2 \cdot \ln r_{211} + q_3 \cdot \ln r_{311} + q_4 \cdot \ln r_{411} + q_5 \cdot \ln r_{511} + q_6 \cdot \ln r_{611} + q_7 \cdot \ln r_{711} + q_8 \cdot \ln r_{811} + q_9 \cdot \ln r_{911} + q_{10} \cdot \ln r_{1011} + q_{11} \cdot \ln r_{C11} + q_{12} \cdot \ln r_{1211}) + C$$

$$\Phi_{C12} = \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln r_{112} + q_2 \cdot \ln r_{212} + q_3 \cdot \ln r_{312} + q_4 \cdot \ln r_{412} + q_5 \cdot \ln r_{512} + q_6 \cdot \ln r_{612} + q_7 \cdot \ln r_{712} + q_8 \cdot \ln r_{812} + q_9 \cdot \ln r_{912} + q_{10} \cdot \ln r_{1012} + q_{11} \cdot \ln r_{1112} + q_{12} \cdot \ln r_{C12}) + C$$

где  $\Phi_{C1}$ ,  $\Phi_{C2}$  — забойный потенциал на контуре первой, второй скважины и т.д.;  $r_{C1}$  — радиус первой скважины;  $r_{21}$ ,  $r_{31}$ , ...,  $r_{n1}$  — расстояние от центра первой скважины последовательно до центра второй, третьей, ... n-й скважины.

Таким образом, мы имеем 12 уравнений, столько же, сколько скважин. Неизвестных же 13, так как константа также неизвестна. Для нахождения константы С используем условие  $\Phi = \Phi_k$  на удаленном контуре питания:

$$\Phi_k \approx \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln R_k + q_2 \cdot \ln R_k + q_3 \cdot \ln R_k + q_4 \cdot \ln R_k + q_5 \cdot \ln R_k + q_6 \cdot \ln R_k + q_7 \cdot \ln R_k + q_8 \cdot \ln R_k + q_9 \cdot \ln R_k + q_{10} \cdot \ln R_k + q_{11} \cdot \ln R_k + q_{12} \cdot \ln R_k) + C \quad (3)$$

Таким образом, задача сведена к решению алгебраической системы уравнений. Упрощаем систему уравнений, исключая константу путем вычитания из уравнения 3 последовательно уравнения системы.

$$\begin{aligned} \Phi_k - \Phi_{C1} &= \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{C1}} + q_2 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{21}} + q_3 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{31}} + q_4 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{41}} + q_5 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{51}} + q_6 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{61}} + q_7 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{71}} + q_8 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{81}} + q_9 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{91}} + q_{10} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{101}} + q_{11} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{111}} + q_{12} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{121}}); \\ \Phi_k - \Phi_{C2} &= \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{12}} + q_2 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{C2}} + q_3 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{32}} + q_4 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{42}} + q_5 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{52}} + q_6 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{62}} + q_7 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{72}} + q_8 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{82}} + q_9 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{92}} + q_{10} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{102}} + q_{11} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{112}} + q_{12} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{122}}); \\ \Phi_k - \Phi_{C3} &= \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{13}} + q_2 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{23}} + q_3 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{C3}} + q_4 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{43}} + q_5 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{53}} + q_6 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{63}} + q_7 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{73}} + q_8 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{83}} + q_9 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{93}} + q_{10} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{103}} + q_{11} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{113}} + q_{12} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{123}}); \\ \Phi_k - \Phi_{C4} &= \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{14}} + q_2 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{24}} + q_3 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{34}} + q_4 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{44}} + q_5 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{54}} + q_6 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{64}} + q_7 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{74}} + q_8 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{84}} + q_9 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{94}} + q_{10} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{104}} + q_{11} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{114}} + q_{12} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{124}}); \\ \Phi_k - \Phi_{C5} &= \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{15}} + q_2 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{25}} + q_3 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{35}} + q_4 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{45}} + q_5 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{C5}} + q_6 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{65}} + q_7 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{75}} + q_8 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{85}} + q_9 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{95}} + q_{10} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{105}} + q_{11} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{115}} + q_{12} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{125}}); \\ \Phi_k - \Phi_{C6} &= \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{16}} + q_2 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{26}} + q_3 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{36}} + q_4 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{46}} + q_5 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{56}} + q_6 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{C6}} + q_7 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{76}} + q_8 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{86}} + q_9 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{96}} + q_{10} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{106}} + q_{11} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{116}} + q_{12} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{126}}); \end{aligned} \quad (4)$$

$$\Phi_{\kappa} - \Phi_{C7} = \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{17}} + q_2 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{27}} + q_3 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{37}} + q_4 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{47}} + q_5 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{57}} + q_6 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{67}} + q_7 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{C7}} + q_8 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{87}} + q_9 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{97}} + q_{10} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{107}} + q_{11} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{117}} + q_{12} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{127}});$$

$$\Phi_{\kappa} - \Phi_{C8} = \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{18}} + q_2 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{28}} + q_3 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{38}} + q_4 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{48}} + q_5 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{58}} + q_6 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{68}} + q_7 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{78}} + q_8 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{C8}} + q_9 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{98}} + q_{10} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{108}} + q_{11} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{118}} + q_{12} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{128}});$$

$$\Phi_{\kappa} - \Phi_{C9} = \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{19}} + q_2 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{29}} + q_3 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{39}} + q_4 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{49}} + q_5 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{59}} + q_6 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{69}} + q_7 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{79}} + q_8 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{89}} + q_9 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{C9}} + q_{10} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{109}} + q_{11} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{119}} + q_{12} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{129}});$$

$$\Phi_{\kappa} - \Phi_{C10} = \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{110}} + q_2 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{210}} + q_3 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{310}} + q_4 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{410}} + q_5 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{510}} + q_6 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{610}} + q_7 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{710}} + q_8 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{810}} + q_9 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{910}} + q_{10} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{C10}} + q_{11} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{1110}} + q_{12} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{1210}});$$

$$\Phi_{\kappa} - \Phi_{C11} = \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{111}} + q_2 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{211}} + q_3 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{311}} + q_4 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{411}} + q_5 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{511}} + q_6 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{611}} + q_7 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{711}} + q_8 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{811}} + q_9 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{911}} + q_{10} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{1011}} + q_{11} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{C11}} + q_{12} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{1211}});$$

$$\Phi_{\kappa} - \Phi_{C12} = \frac{1}{2\pi} \cdot (q_1 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{112}} + q_2 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{212}} + q_3 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{312}} + q_4 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{412}} + q_5 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{512}} + q_6 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{612}} + q_7 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{712}} + q_8 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{812}} + q_9 \cdot \ln \frac{R_k}{r_{912}} + q_{10} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{1012}} + q_{11} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{1112}} + q_{12} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{C12}})$$

Система уравнений (4) позволяет решать задачи по определению депрессии при заданном дебите, или, при заданных депрессиях, получить значения дебитов. В нашем случае значения дебитов заданы. По формуле (1) определяем значение потенциала давления в точке  $M$ :

$$\Phi_M = \frac{1}{2\pi} (q_1 \cdot \ln r_1 + q_2 \cdot \ln r_2 + q_3 \cdot \ln r_3 + q_4 \cdot \ln r_4 + q_5 \cdot \ln r_5 + q_6 \cdot \ln r_6 + q_7 \cdot \ln r_7 + q_8 \cdot \ln r_8 + q_9 \cdot \ln r_9 + q_{10} \cdot \ln r_{10} + q_{11} \cdot \ln r_{11} + q_{12} \cdot \ln r_{12}) + C \quad (5)$$

Упрощаем уравнение, исключив константу  $C$  с помощью условия 3.

Расчетное значение давления в точке М  $P_M = 3,65 \text{ МПа}$ .

Полученное давление в точке М на 0,15 МПа больше, чем начальное давление в зоне расположения водонагнетающих скважин, причем это давление в середине цепочки скважин, тогда как давление между крайними скважинами цепочки гораздо ниже, чем в точке М (Рисунок 13).

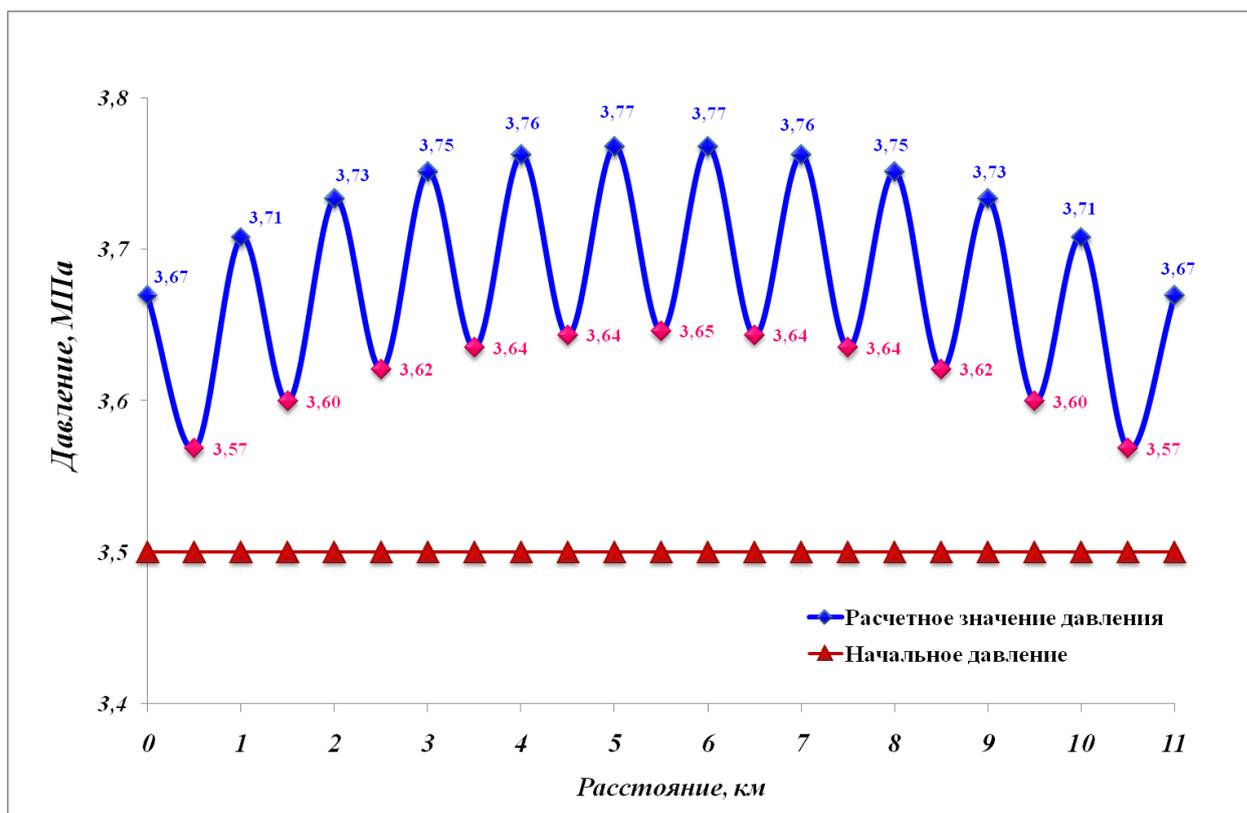


Рисунок 13 – Вид пьезометрической воронки

Для предотвращения растекания газа в этом направлении необходимо, чтобы давление на протяжении всей линии поддерживалось на уровне не меньшем 4,2 МПа, т.к. на основе промысловых данных установлено, что это значение могло бы обеспечивать экранирование. Для создания такого избытка давления необходимый расход воды по каждой скважине составит  $700 \text{ м}^3/\text{сут}$ . На протяжении всей цепочки водонагнетающих скважин устойчивого поля давления, которое препятствовало бы перетоку газа создано не будет. Очевидно, что наиболее вероятными областями для перетока газа будет середина расстояний между водонагнетательными скважинами, особенно находящимися на краях цепочки, т.к. именно там отмечается наименьшее давление вдоль всей линии нагнетания воды.

Движение пластовой воды не может эффективно ограничивать движение маловязкого газа, однако при попадании в газовый поток будет осложнять эксплуатацию, повышая водный фактор и уменьшая период безводной эксплуатации скважин.

Для разработки эффективной технологии безводной эксплуатации рассмотрим движение пластовой воды в подгазовом водоносном пласте при отборе газа из ПХГ.

## 2.2 Распределение давления в подгазовом водоносном пласте при отборе газа из галереи скважин.

Рассмотренная в разделе 2.1 задача о максимальном давлении от интерференции водонагнетающих скважин имеет место в геометрическом центре цепочки скважин. В направлении, перпендикулярном к цепочке скважин, влияние интерференции будет существенно меньше. Распределение давления в поперечном к направлению скважин можно моделировать, уменьшая расстояние между нагнетательными скважинами до нуля, т.е. превращая цепочку скважин в галерею. При распределении суммарной производительности всех НСУ на единицу длины цепочки стационарное распределение давления от галереи будет линейным и незначительным, что также подтверждает неэффективность гидродинамического барьера такого масштаба.

Теперь рассмотрим следующую предельную задачу нестационарной фильтрации воды в полубесконечной подгазовой залежи толщиной  $h$ , которую вскрывает галерея скважин между ними с нулевым расстоянием. На галерее скважин поддерживается постоянное давление. Подошва пласта считается непроницаемой. В начальный момент времени во всем пласте давление соответствовало гидростатическому. Распределение давления в воде в этом случае описывается уравнением упругого режима фильтрации:

$$\mu_6(m\beta_6 + \beta_c) \frac{\partial P}{\partial t} = K^x \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + K^z \frac{\partial^2 P}{\partial z^2}, \quad (6)$$

где  $P$  - давление,  $x, z$  - горизонтальная и вертикальная координаты (направленная вверх),  $t$  - время,  $\mu_6$  - вязкость воды,  $m$  - пористость,  $\beta_6, \beta_c$  - коэффициенты сжимаемости воды и пористой среды,  $K^x, K^z$  - постоянные коэффициенты проницаемости пористой среды для воды в горизонтальном и вертикальном направлениях.

Для давления выполняются следующие граничные условия:

$$\frac{\partial P}{\partial r}(\infty, z, t) = 0, \quad (7)$$

$$\frac{\partial P}{\partial z}(x, 0, t) = -\rho_6 g, \quad (8)$$

$$P(x, h, t) = P_2 - const, \quad (9)$$

$$P(0, z, t) = P_2 + \rho_6 g(h - z), \quad (10)$$

$$P(r, z, 0) = P_0 - \rho_6 gz, \quad (11)$$

где  $P_0$  - давление на подошве в начальный момент времени,  $\rho_6$  - плотность воды в пластовых условиях,  $g$  - ускорение свободного падения.

Перейдем к безразмерному виду с помощью следующих преобразований:

$$r = \frac{x}{h} \sqrt{\frac{K^z}{K^x}}, \quad y = \frac{z}{h}, \quad \tau = \frac{\lambda}{h^2} t, \quad \lambda = \frac{K^z}{\mu_6(m\beta_6 + \beta_c)}, \quad (12)$$

$$P = P_2 + \rho_6 gh(1 - y) + (P_0 - P_2 - \rho_6 gh)F(r, y, \tau)$$

Расчеты выполнены на пакете MatLab и результаты приведены на рисунке 17.

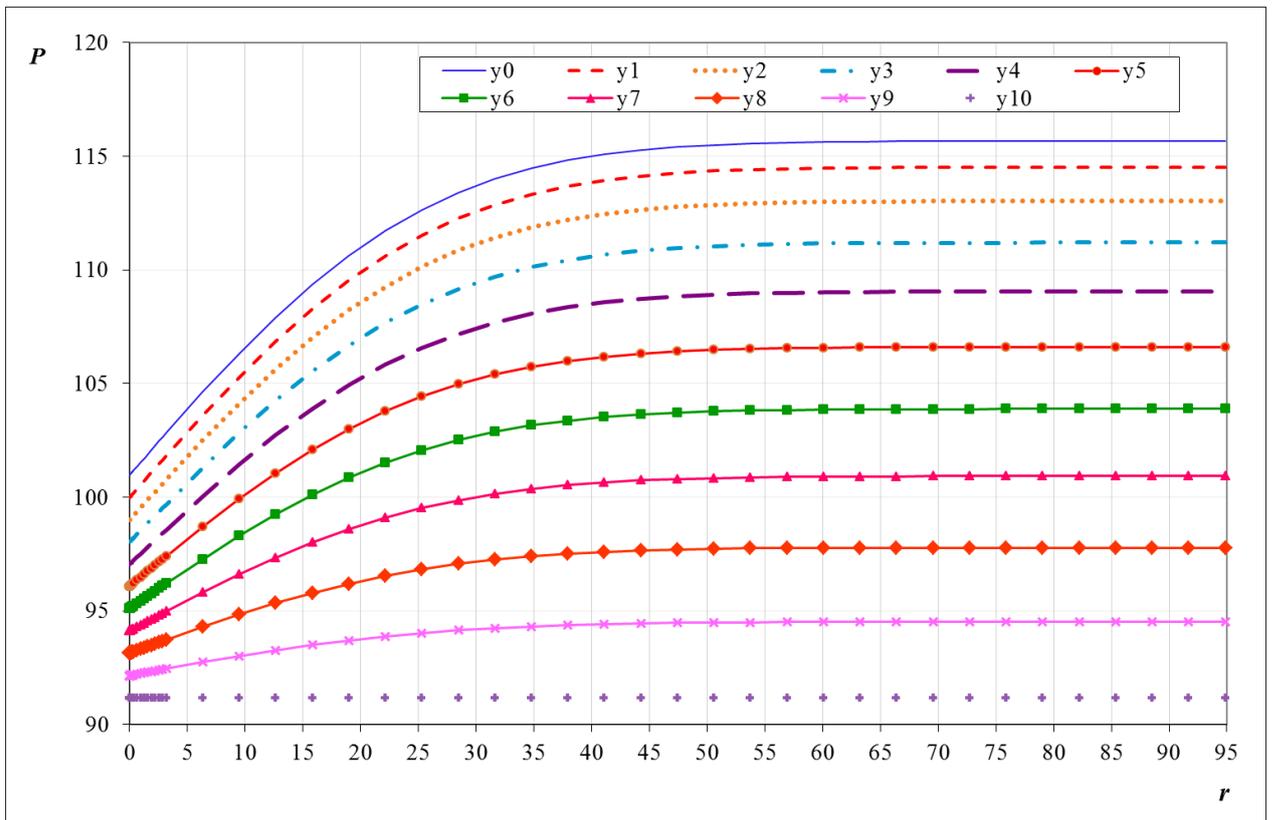


Рисунок 14 - Распределение давления в водоносном пласте при отборе газа из галереи скважин, безразмерное время  $\tau = 0,00118$

Из результатов расчетов следует, что степень крутизны падения давления составляет 40% потерь на 40 метров расстояния.

### 2.3 Распределение давления в подгазовом водоносном пласте при отборе газа из скважины.

Рассмотрим вторую предельную задачу нестационарной фильтрации воды в подгазовой залежи, которую вскрывает газовая скважина. Распределение давления в воде описывается в этом случае уравнением упругого режима фильтрации в условиях цилиндрической симметрии:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \frac{1}{\mu_w(m\beta_w + \beta_c)} \left[ \frac{K^r}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial P}{\partial r} \right) + K^z \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} \right] \quad (13)$$

где  $P$  - давление,  $r, z$  - радиальная и вертикальная координаты (направленная вверх),  $t$  - время,  $\mu_w$  - вязкость воды,  $m$  - пористость,  $\beta_w, \beta_c$  -

коэффициенты сжимаемости воды и пористой среды,  $K^r, K^z$  - постоянные коэффициенты проницаемости пористой среды для воды в горизонтальном и вертикальном направлениях.

Задача решается для горизонтального бесконечного водонасыщенного пласта толщиной  $h$  с непроницаемой подошвой, т.е. выполнены условия (на подошве вертикальный градиент давления должен совпадать с гидростатическим):

$$\frac{\partial P}{\partial z}(\infty, z, t) = 0, \quad (14)$$

$$\frac{\partial P}{\partial z}(r, 0, t) = -\rho_e g. \quad (15)$$

Считается, что давление в газовой залежи постоянно, так как с достаточной степенью точности изменения давления в газе по сравнению с изменением давления в воде можно пренебречь [97], т.е.

$$P(r, h, t) = P_z - const. \quad (16)$$

Пусть в начальный момент времени в подгазовой залежи воды давление распределено согласно гидростатическому:

$$P(r, z, 0) = P_0 - \rho_e g z, \quad (17)$$

где  $P_0$  - давление на подошве в начальный момент времени,  $\rho_e$  - плотность воды в пластовых условиях,  $g$  - ускорение свободного падения.

Далее, в момент времени  $t = 0$  начинается отбор воды с постоянным дебитом  $Q$ :

$$\frac{2\pi K^r}{\mu_e} \int_0^h \left( r \frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r=r_c} dz = Q, \quad (18)$$

где  $r_c$  - радиус скважины.

Перейдем к безразмерным координатам с помощью следующих преобразований:

$$x = \frac{r}{h} \sqrt{\frac{K^z}{K^r}}, \quad y = \frac{z}{h}, \quad \tau = \frac{\lambda}{h^2} t, \quad \lambda = \frac{K^z}{\mu_e (m\beta_e + \beta_c)},$$

$$P = P_z + \rho_g gh(1-y) + (P_0 - P_z - \rho_g gh)F(x, y, \tau).$$

При выполнении численного решения применялся пакет MatLab.

Использованы следующие размерные параметры.

$$[r, z, h] = м, \quad [P, P_0, P_z] = атм = 10^5 Па, \quad g = 9.8 м/с^2,$$

$$[\mu_g] = снз = 10^{-3} Па * с, \quad [K^r, K^z] = Д = 10^{-12} м^2, \quad [\beta_g, \beta_c] = атм^{-1} = 10^{-5} Па^{-1},$$

$$[Q] = м^3 / сут = 1.1574 * 10^{-5} м^3 / с, \quad [t] = сут = 86400 с.$$

Тогда

$$[\lambda] = \left[ \frac{K^z}{\mu_g (m\beta_g + \beta_c)} \right] = \frac{10^{-12} м^2}{10^{-3} Па * с * 10^{-5} Па^{-1}} = 10^{-4} м^2 / с.$$

Оценки выполнены при следующих значениях размерных параметров.

$$h = 10 м, \quad \mu_g = 1 снз, \quad \beta_g = 10^{-5} атм^{-1}, \quad \beta_c = 10^{-5} атм^{-1}, \quad \beta_c = 10^{-4} атм^{-1}, \quad K^r = 1 Д,$$

$$K^r = 0.1 * K^r, \quad m = 0.2.$$

$$\lambda = \frac{K^z}{\mu_g (m\beta_g + \beta_c)} \approx 10^{-4} \frac{10^{-1}}{1 * (0.2 * 10^{-5} + 10^{-4})} \approx 10^{-1}, \quad x = \frac{r \sqrt{K^z}}{h \sqrt{K^r}} \approx 0.03 r$$

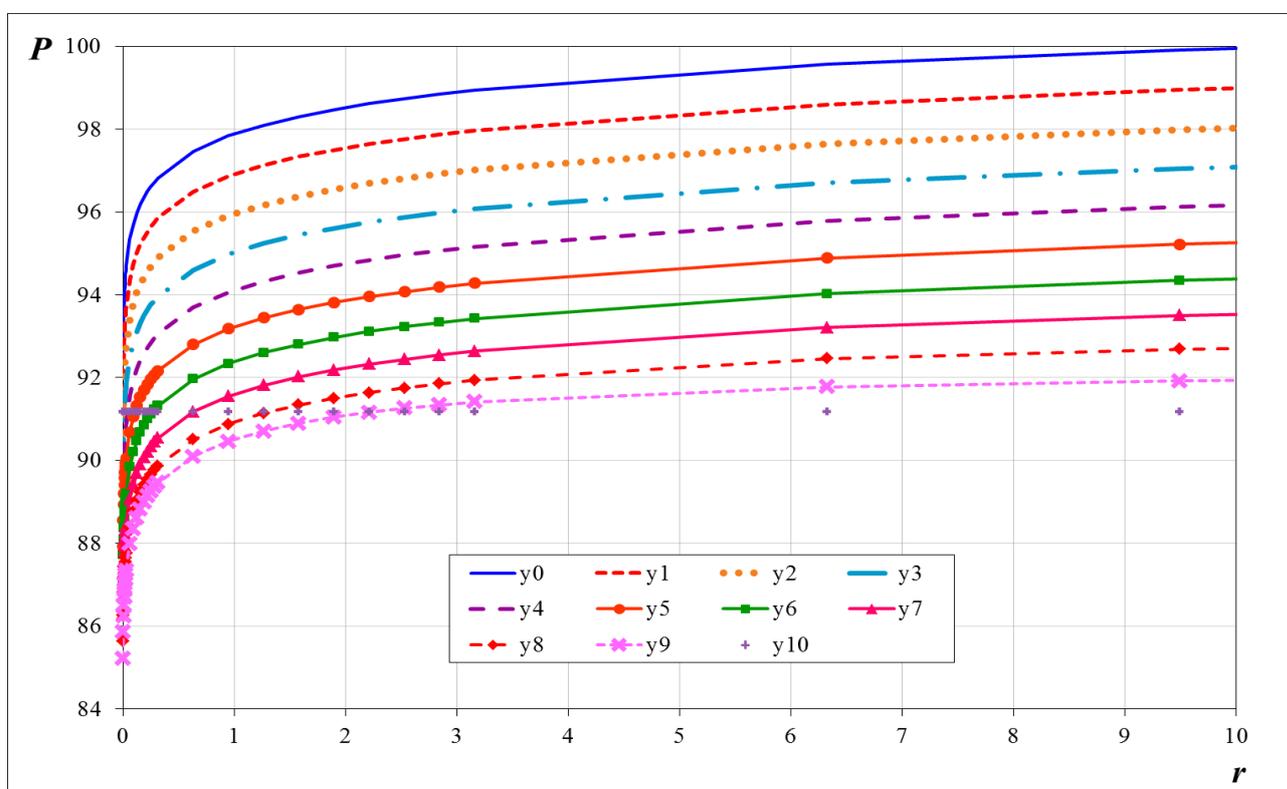


Рисунок 15 – Распределение давления в водоносном пласте при отборе газа из скважины, безразмерное время  $\tau = 0,059$

Как следует из полученных распределений давления, основные потери давления в подгазовом пласте происходят на расстоянии 2-4 метров от забоя, где и следует устанавливать малопроницаемый экран.

#### 2.4 Оценка влияния установки экрана из дисперсных систем на продуктивные характеристики обводняющейся скважины.

В изучении проблемы притока газа к скважине с экраном на забое в первую очередь необходимо назвать работы М. Маскета [70], где определено, что зона пространственного притока для газа составляет две толщины пласта. Основываясь на работах М. Маскета в работе И.А. Чарного [98], предложен двухзонный метод решения задачи путем «сшивания» решения области пространственной фильтрации и области плоско-радиального притока. Этот метод в дальнейшем широко использовался многими исследователями – Е.М. Минским, А.П. Телковым, Г.А. Зотовым, которые ввели в рассмотрение три зоны [91, 42, 72].

Воспользуемся этим методом для построения показанного на рисунке 16 четырехзонного притока реального газа к скважине с экранированной призабойной зоной с целью получения приближенного аналитического решения на основе результатов цитированных специалистов [98, 70, 91, 42, 72]. При учете несовершенства скважины по характеру вскрытия можно выделить четыре зоны, где пространственная фильтрация будет чередоваться с плоскорадиальной фильтрацией газа. Пространственной будет фильтрация непосредственно у скважины, где радиальный размер  $R_1$  в зависимости от вида фильтра считается равным величине порядка 2-3 радиусов скважины ( $R_1=(2-3)r_c$ ). В этой 1-й зоне фильтрация газа считается происходящей по нелинейному двучленному закону фильтрации вследствие искривления линий токов у отверстий фильтра из-за несовершенства скважины по характеру вскрытия. 2-я зона фильтрации, ограниченная размерами экрана от  $R_1$  до  $R_2$ , обеспечивает плоскорадиальное движение газа. В 3-й зоне пространственная фильтрация обеспечивается несовершенством по

степени вскрытия укрупненной скважины с радиусом  $R_э$ , образованной экраном. Радиус контура питания такой скважины со времен Маскета-Чарного принимается равным 1-2 толщинам продуктивного пласта [ $R_2=(1-2)H$ ]. Толщина потока в этой зоне имеет переменную величину, зависящую от многих факторов [98, 91, 42, 72, 101], и эта функциональная зависимость до сих пор полностью не установлена. В этой связи эту переменную толщину потока различные исследователи аппроксимируют различным образом [91, 42, 72]. Для простоты примем толщину, зависящую линейно от радиуса. И, наконец, 4 – зона - от  $R_3$  до  $R_к$ . В этой зоне движение газа, как показал Г.А. Зотов, можно принять происходящим также и по линейному закону фильтрации Дарси.

Итак, 1-я зона (пространственного движения) ограничивается радиусами  $R_c$  и  $R_1=3R_c$  [72], 2-я зона (плоскорадиального движения) ограничивается радиусами  $R_1=3R_c$  и  $R_2=R_э$ , 3-я зона (пространственного движения) ограничивается радиусами  $R_2=R_э$  и  $R_3=R_э+H$ , таким образом, радиальный размер 3-й зоны принимаем равным толщине пласта [91], а 4-я зона (плоскорадиального движения) ограничивается  $R_3=R_э+H$  и  $R_4=R_к$ . Отметим, что принятие по результатам исследований ряда авторитетных специалистов [72, 71, 101] конкретных значений этих радиусов позволяет отказаться от введения дополнительных коэффициентов фильтрационного сопротивления  $C_{ij}$  в коэффициентах  $A_i$  и  $B_i$ , что фактически эквивалентно определению коэффициентов фильтрационного сопротивления по результатам промысловых испытаний скважин.

В стационарном потоке массовые расходы через любые коаксиальные с осью скважины цилиндрические поверхности будут равными, тогда для любой из выделенных зон потери давления при притоке реального газа, подчиняющегося нелинейному закону фильтрации,

$$-\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} w + \frac{\rho w^2}{l} \quad (19)$$

с учетом реальных свойств газа

$$\frac{p}{\rho z T} = \frac{p_{cm}}{\rho_{cm} z_{cm} T_{cm}} = R \quad (20)$$

с учетом переменной по радиусу толщины потока  $h(r)$

$$h(r) = h, \text{ при } r_c \leq r \leq R_3;$$

$$h(r) = a + br, \text{ при } R_3 \leq r \leq R_3;$$

$$\text{где } a = \frac{R_3 h - R_3 H}{R_3 - R_3}; \quad b = \frac{H - h}{R_3 - R_3}.$$

$$h(r) = H, \text{ при } R_3 \leq r \leq R_4; \quad (21)$$

с учетом:

$$R_0 = R_c, R_1 = 3R_c \text{ [72] – первая зона;}$$

$$R_1 = 3R_c, R_2 = R_3 \text{ – вторая зона;}$$

$$R_2 = R_3, R_3 = R_3 + H \text{ – третья зона;}$$

$$R_3 = R_3 + H, R_4 = R_c \text{ – четвертая зона}$$

$$p_{i+1}^2 - p_i^2 = \frac{\mu p_{cm} z_{nl} T_{nl}}{k h \pi z_{cm} T_{cm}} Q \int_{R_i}^{R_{i+1}} \frac{dr}{r h(r)} + \frac{\rho_{cm} p_{cm} z_{nl} T_{nl}}{2 l \pi^2 z_{cm} T_{cm}} Q^2 \int_{R_i}^{R_{i+1}} \frac{dr}{r^2 h^2(r)}; \quad (22)$$

После интегрирования правой части в указанных выше пределах для зон I, II, III и IV получим:

$$p_1^2 - p_c^2 = A_1 Q + B_1 Q^2; \quad (23)$$

$$A_1 = \frac{\mu p_{cm} z_{nl} T_{nl}}{k h \pi z_{cm} T_{cm}} \ln \frac{R_1}{R_c}; \quad B_1 = \frac{\rho_{cm} p_{cm} z_{nl} T_{nl}}{2 \pi^2 z_{cm} T_{cm} l h^2} \left( \frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_1} \right); \quad (24)$$

$$p_2^2 - p_1^2 = A_2 Q + B_2 Q^2; \quad (25)$$

$$A_2 = \frac{\mu p_{cm} z_{nl} T_{nl}}{k h \pi z_{cm} T_{cm}} \ln \frac{R_2}{R_1}; \quad B_2 = \frac{\rho_{cm} p_{cm} z_{nl} T_{nl}}{2 \pi^2 z_{cm} T_{cm} l h^2} \left( \frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} \right); \quad (26)$$

$$p_3^2 - p_2^2 = A_3 Q + B_3 Q^2; \quad (27)$$

$$A_3 = \frac{\mu p_{cm} z_{nl} T_{nl}}{k \pi z_{cm} T_{cm}} \frac{(R_3 - R_2)}{(h R_3 - H R_2)} \ln \frac{h R_3}{H R_2};$$

$$B_3 = \frac{\rho_{cm} \rho_{cm} z_{nl} T_{nl}}{2\pi^2 z_{cm} T_{cm} l} \frac{(H-h)(R_3 - R_2)^2}{(hR_3 - HR_2)^2} \left( \frac{H-h}{Hh} + \frac{R_3 - R_2}{(H-h)R_2 R_3} - \frac{2}{(hR_3 - HR_2)} \ln \frac{hR_3}{HR_2} \right); \quad (28)$$

$$p_k^2 - p_3^2 = A_4 Q + B_4 Q^2; \quad (29)$$

$$A_4 = \frac{\mu \rho_{cm} z_{nl} T_{nl}}{kH\pi z_{cm} T_{cm}} \ln \frac{R_k}{R_3}; \quad B_4 = \frac{\rho_{cm} \rho_{cm} z_{nl} T_{nl}}{2\pi^2 z_{cm} T_{cm} l H^2} \left( \frac{1}{R_3} - \frac{1}{R_k} \right); \quad (30)$$

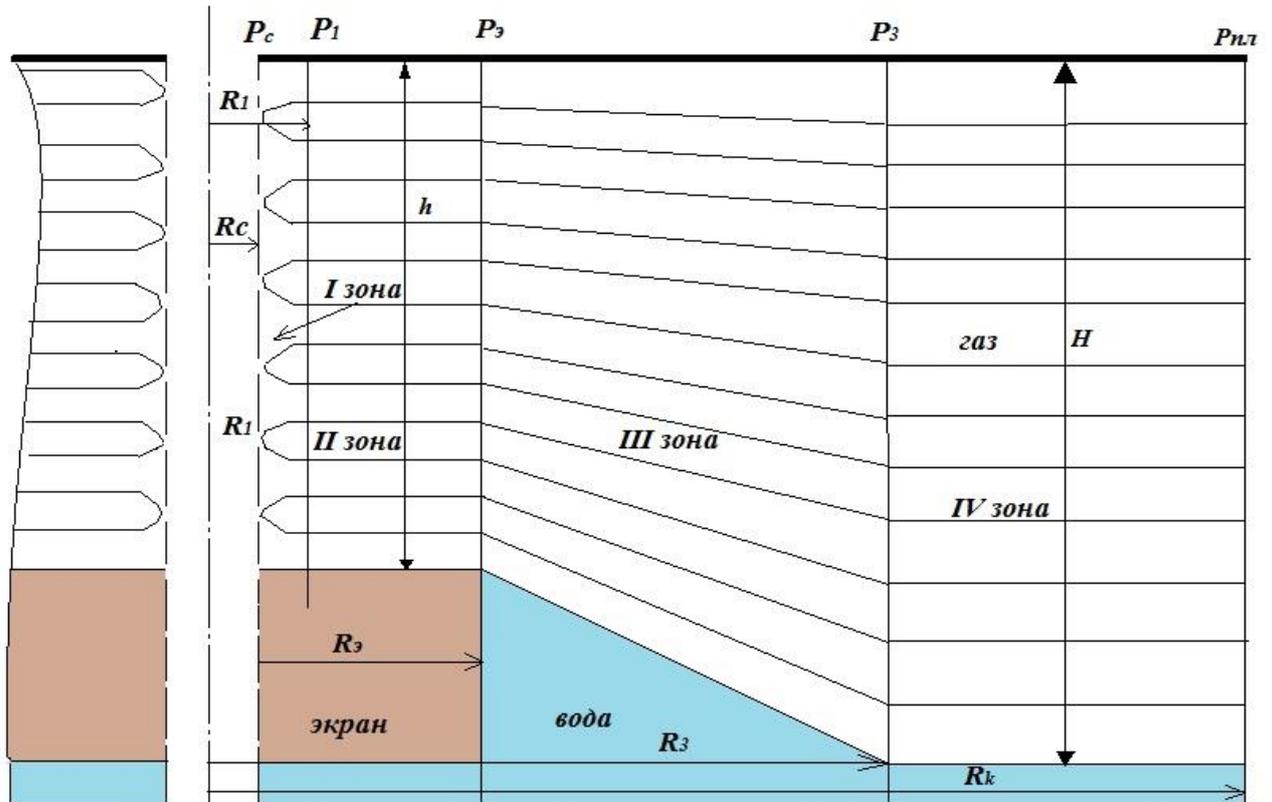


Рисунок 16 - Схема притока газа к скважине с экраном в призабойной зоне из дисперсных систем.

Сложение левых и правых частей уравнений позволяет исключить неизвестные значения давлений на внутренних цилиндрических поверхностях. В результате имеем:

$$p_k^2 - p_c^2 = (A_1 + A_2 + A_3 + A_4)Q + (B_1 + B_2 + B_3 + B_4)Q^2 = AQ + BQ^2 \quad (31)$$

Полученное уравнение с постоянными коэффициентами, приведением в безразмерный вид позволяет оценить влияние размеров экрана на предельный безводный дебит. При этом условие устойчивости на границе газ-вода определится по закону Паскаля:

$$P_3 - P_2 \leq \rho_w g (H - h) \pm P_k \quad (32)$$

здесь  $\rho_w$  - плотность пластовой воды,  $P_k$  - капиллярное давление на границе газ-вода как функция насыщенности среды водой.

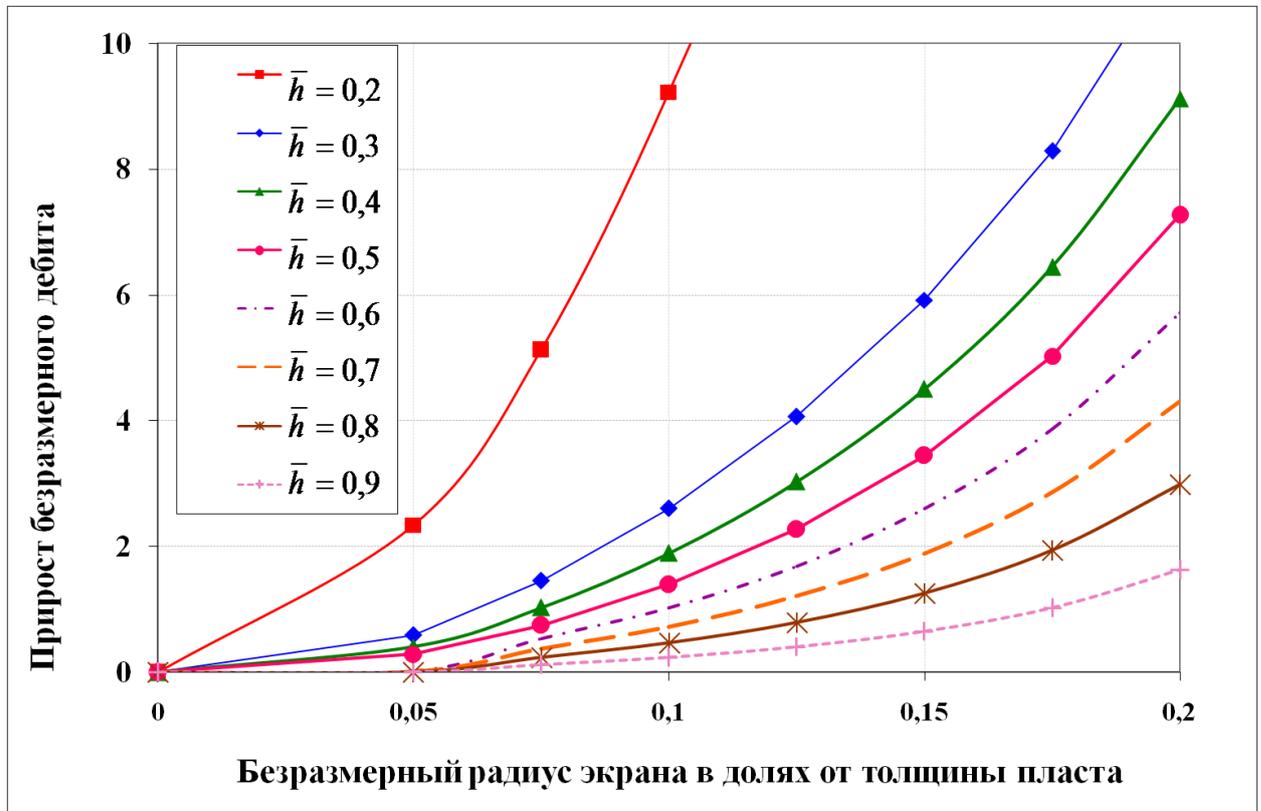


Рисунок 17 - Зависимость безразмерного (по отношению к базовому варианту) предельного безводного дебита от размера экрана и степени вскрытия пласта.

Из рисунка 17 следует, что установка экрана в призабойной зоне с технологической позиции эффективна, и эта эффективность возрастает в пластах с меньшей степенью вскрытия.

## 2.5 Выводы к разделу

1. Оценка технической возможности создания гидродинамической ловушки для блокады газового объема показала, что на протяжении всей цепочки водонагнетающих скважин необходимое противодействие не обеспечивается.

2. Анализ полученных решений одномерных прямолинейной и плоскорадиальной задач нестационарного распределения давления и скоростей в нижележащем водоносном пласте показал, что потери давления в подгазовом пласте происходят на расстоянии 2-4 метров от забоя, где и следует устанавливать малопроницаемый экран.
3. Поставлены и решены стационарные задачи притока воды и газа при наличии (установке) экрана в призабойной зоне скважин и галереи скважин ПХГ. Выполнены оценки степени влияния естественных и искусственных экранов на продуктивные характеристики обводняющийся скважин и галереи скважин, показавшие их технологическую эффективность.

### **3. АКТИВНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ВОДОНОСНЫЙ ПЛАСТ С ЦЕЛЬЮ ИЗМЕНЕНИЯ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ**

В пластах-коллекторах с низкой проницаемостью (малопроницаемых коллекторах) в эксплуатационной скважине необходимо снизить забойное давление, чтобы создать необходимую депрессию и обеспечить достаточный приток газа в скважину [113]. Такое снижение давления стимулирует подтягивание конуса воды и увеличение насыщенности жидкости на забое эксплуатационной скважины. Результатом становится образование двухфазового потока в скважине и снижение добычи газа.

Проблема обводнения эксплуатационных скважин вносит серьезные осложнения в процесс эксплуатации подземных хранилищ газа. К примеру, как уже указывалось ранее, такая проблема существует на Щелковском и Увязовском ПХГ, на которых происходит интенсивное вторжение пластовых вод в газоносную зону, из-за чего практически с первых дней сезона отбора

происходит обводнение эксплуатационных скважин. Приток воды из нижележащих пластов обеспечивается литологической неоднородностью пластов-коллекторов, а также гидродинамическая связь между пропластками.

Как было сказано выше, решение технологических задач по созданию экранов требуют проведение специальных исследований. В следующем разделе будут приведены результаты компьютерных исследований особенностей продвижения пластовой воды при отборе газа из ПХГ.

### 3.1 Оценка влияния естественных и искусственных экранов и несовершенства вскрытия на приток жидкости и газа.

Как уже ранее говорилось, все пласты-коллекторы ПХГ литологически неоднородны точно так же, как и месторождения газа и нефти. Часто они могут быть осложнены различными дислокациями, иметь в разрезе глинистые перемычки, которые оказывают существенное влияние, зачастую негативное, на процессы фильтрации.

Довольно часто нефтяные и газовые месторождения имеют водоплавающие участки. Для предотвращения обводнения эксплуатационных скважин пласты с подошвенными водами вскрываются не полностью. Для снижения обводнения уже в процессе эксплуатации могут создаваться искусственные водонепроницаемые экраны.

Поэтому теоретическое исследование влияния несовершенства вскрытия пластов скважинами и наличия непроницаемых включений на процессы фильтрации флюидов в пласте имеет важное значение для практики подземного хранения газа.

Задача о дебите несовершенной галереи в неограниченном пласте и распределении потенциала скорости течения рассматривалась впервые М. Маскетом [70], и П.Я. Полубариновой-Кочиной в работе [78]. Авторами был применен метод отраженных источников и получены решения для точечного источника наклонной, вертикальной и горизонтальной скважин. Более сложная задача о распределении потенциала скорости течения и

дебита несовершенной скважины в ограниченном пласте решалась Маскетом М. в работе [101] с применением метода суперпозиции полей.

Большой вклад в изучение проблемы конусообразования внесли такие ученые, как М. Маскет, А.И. Чарный, В.Н. Щелкачев, Б.Б. Лапук, Д.А. Эфрос, Ю.П. Коротаев, С.Н. Бузинов, З.С. Алиев, А.П. Телков, Е.М. Минский, Г.А. Зотов, М.Т. Абасов, Р.А. Мукминов, Р. Виков и др., а теоретические основы изложены в работах [113, 70, 91, 42, 72, 101, 7].

В работе [77] Р.А. Мукминовым решена задача о притоке к несовершенной галерее, содержащей один непроницаемый экран, расположенный симметрично относительно горизонтальной и вертикальной осей галереи; получены соотношения для определения дебита галереи, предельного безводного дебита и распределения потенциала скорости течения. М.Ф. Каримовым и М.М. Харисовым [61] решена задача о дебите несовершенной галереи и распределения потенциала в пласте с непроницаемыми пропластками и показано, что если размер литологического окна не меньше толщины пласта, то основную экранирующую роль играет прослой непосредственно под галереей.

При решении задач о притоке газа к несовершенной скважине с экраном на забое исследователями в основном делался упор на определении предельных безводных дебитов, разработки методики расчета предельных депрессий, разработки усовершенствованной методики определения дополнительных фильтрационных сопротивлений, обусловленных наличием экрана на забое, определения геометрии границы раздела «газ-вода» [7, 61, 63, 64, 91, 92, 93]. Во всех этих работах делалось допущение о полной непроницаемости созданного экрана, хотя для таких целей фактически невозможно создать полностью непроницаемый экран. Учет проницаемости созданного экрана на забое скважины вносит серьезные трудности в решение подобных задач аналитическим способом. Поэтому исследование влияния установки экрана из дисперсных систем на продуктивные характеристики обводняющейся скважины требует решения на трехмерном

гидродинамическом симуляторе, позволяющем решать пространственные задачи совместной фильтрации газа и воды.

Проблему обводнения скважин возможно весьма успешно контролировать, используя способность пены блокировать восходящий поток воды путем создания пенного экрана рядом с газовой контактом, регулируя, таким образом, процесс конусообразования.

Результаты экспериментов по блокированию потока жидкости показывают, что успешность управления процесса конусообразования в эксплуатационных скважинах при отборе газа заключается в поддержании водонасыщенности и вертикальной проницаемости для жидкости на низком уровне. Многочисленные эксперименты по применению пены для блокирования потоков жидкости [51, 113, 114, 115] показывают, что водонасыщенность в заполненном пеной керне лишь на несколько единиц выше естественной, а относительная проницаемость для жидкости обычно находится на уровне примерно  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Такой эксперимент доказывает, что водонасыщенность в заполненной пеной пористой среде остается очень низкой даже при создании высокого градиента давления воды. Выбор правильного расположения для создания пенного экрана сокращает проницаемость для воды рядом с забоем скважины, продлевая в разы период безводной эксплуатации скважины.

Аналитическое решение о притоке газа к несовершенной скважине с экраном на забое были приведены в разделе 3.1. В этом разделе мы рассмотрим инженерный подход к исследованию процесса конусообразования с помощью трёхмерной многофазной модели нестационарной фильтрации в неоднородной и анизотропной среде на симуляторе Eclipse E100 Schlumberger. Для описания эффектов в призабойной зоне скважины использовалось локальное измельчение радиального типа. Моделировалась скважина, вскрывающая пласт с подошвенной водой (Рисунок 18), работающая на отбор с постоянным

дебитом в течение 150 суток, что на практике соответствует периоду сезона отбора на ПХГ РФ.

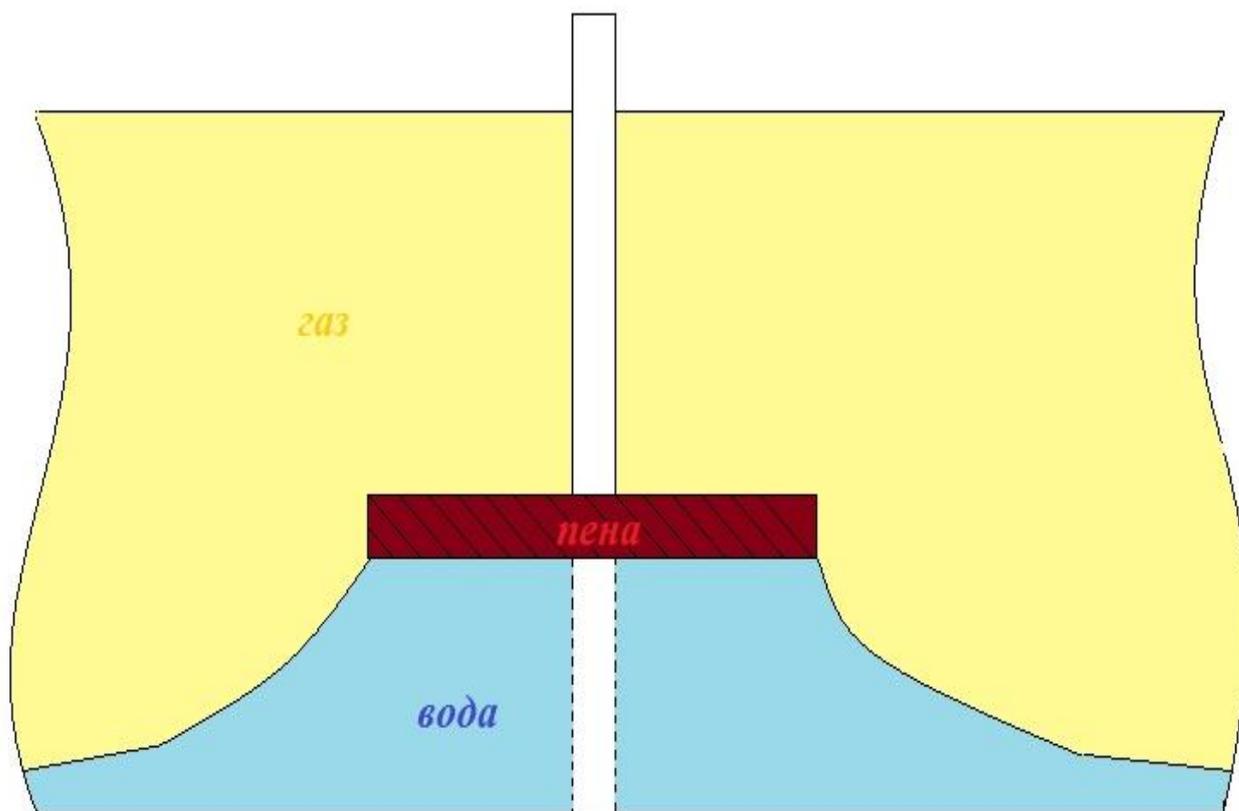


Рисунок 18 – Схематичное изображение экрана из пены на забое скважины.

Пласт анизотропный с проницаемостью 0,8 Д. Интервал перфорации – 15 м. Расстояние от ГВК до забоя скважины 10 м. Смоделировано 4 варианта: работа скважины без экрана, с экраном, расположенным на ГВК, с экраном, расположенным выше ГВК на 4 метра, и с экраном, расположенным на 4 метра ниже ГВК. Проницаемость созданного экрана -  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, диаметр – 26 м, толщина 4 м. На рисунке 19 изображены в разрезе модели водяного конуса и воронки депрессии. Анализ результатов моделирования проводился путем оценки времени работы скважины с минимальным количеством жидкости в потоке.

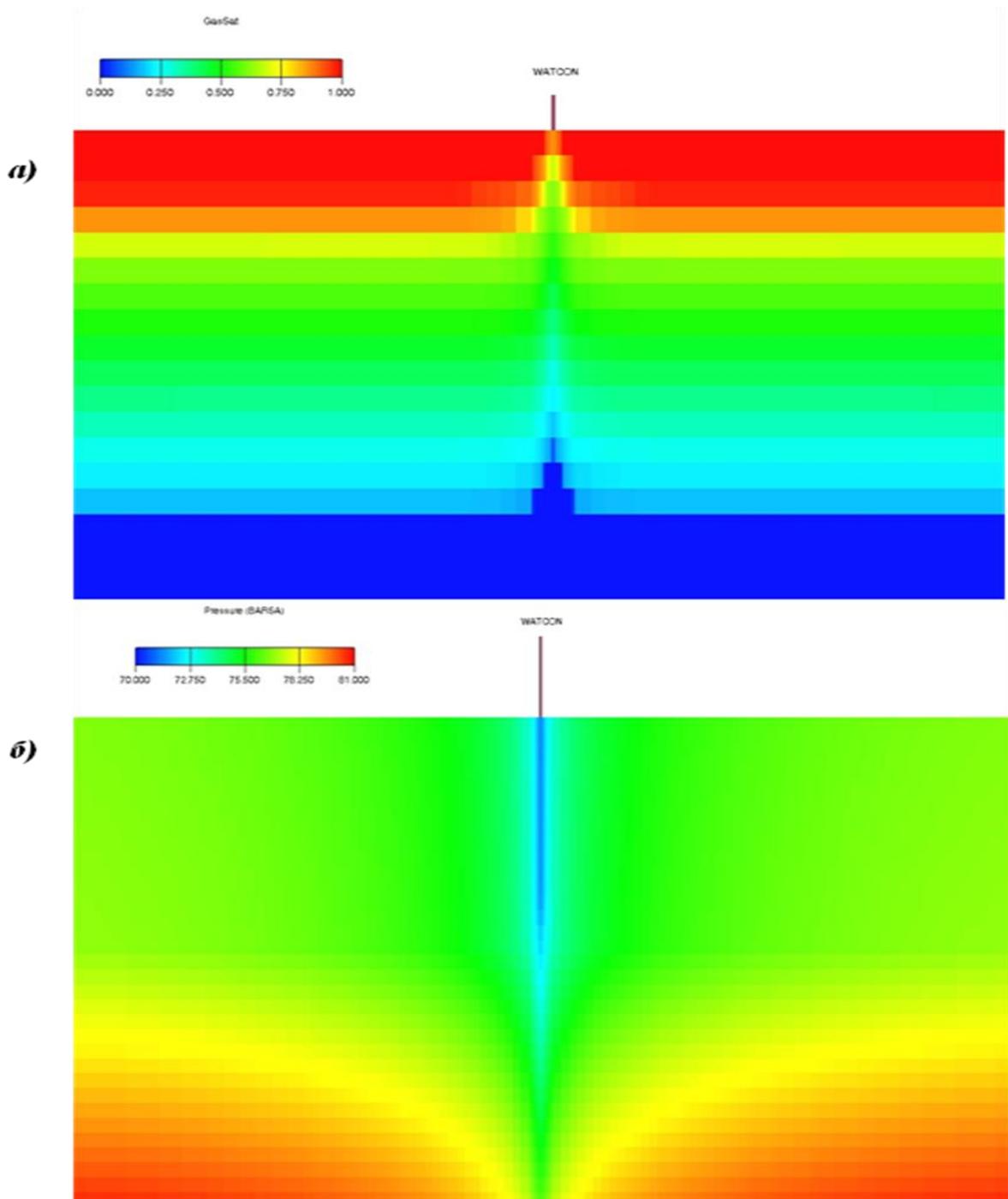


Рисунок 19 – а) изображение водяного конуса в разрезе трехмерной модели; б) изображение воронки депрессии в разрезе модели.

Как видно из рисунка 20, создание экрана выше газоводяного контакта обеспечивает наилучшую защиту против образования водяного конуса, что подтверждает выводы, сделанные в разделе 2.4, и продлевает срок эксплуатации скважины практически на три месяца, учитывая, что срок работы скважин на ПХГ в сезоне отбора составляет 150 – 170 суток.

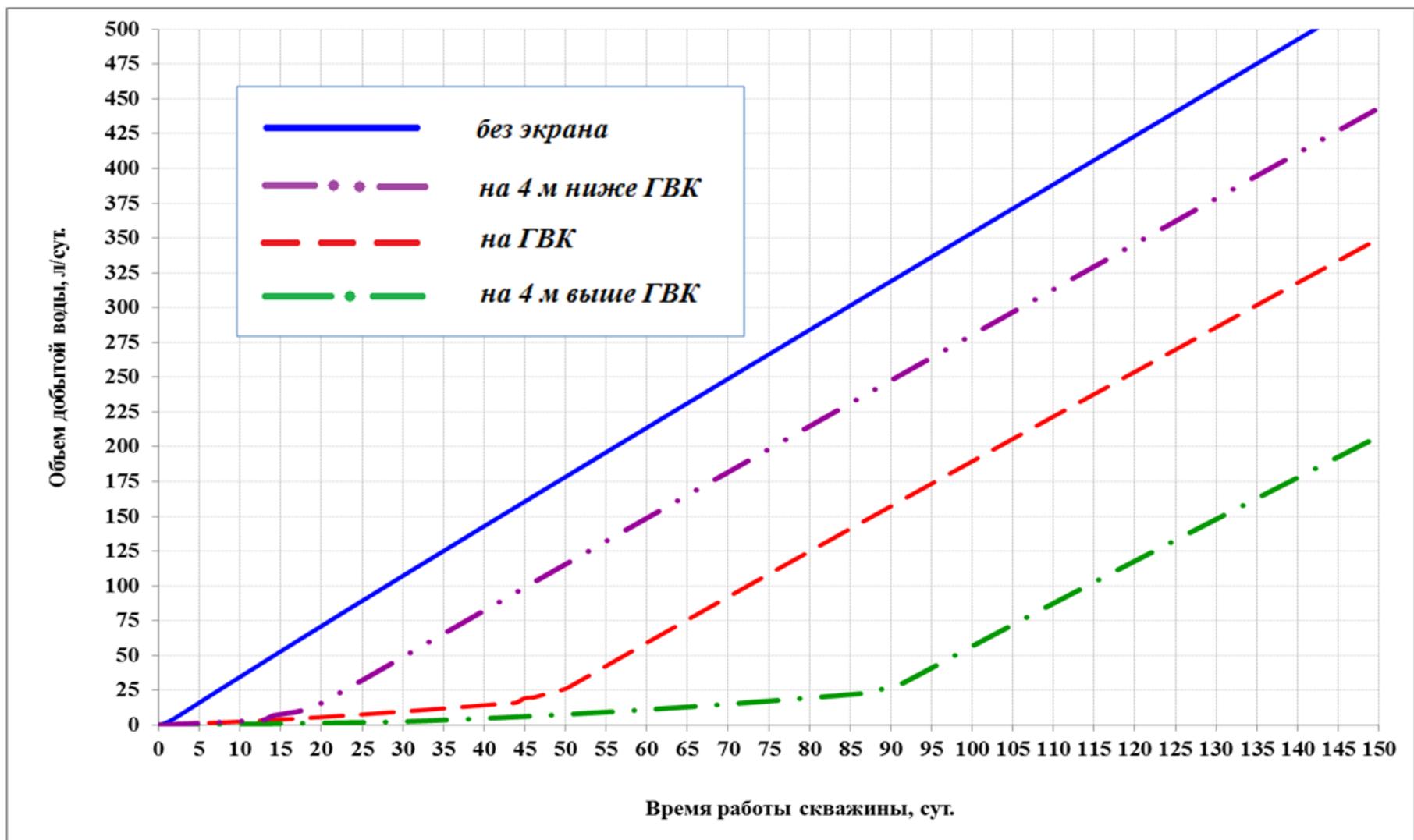


Рисунок 20 – Результаты моделирования: отсутствие экрана; расположение экрана на ГВК контакте; на 4 м выше и ниже ГВК.

### 3.2 Оценка влияния установки экрана из дисперсных систем на продуктивные характеристики и обводнение скважин при наличии в ПХГ «литологического окна».

Из практики можно привести в пример Щелковское ПХГ [52, 10], где наиболее интенсивное обводнение скважин наблюдается в тех зонах, где подошва пласта коллектора не выдержана по толщине и по проницаемости и в плане структуры имеются зоны с разрывом сплошности подстилающей подошвы.

Моделировалась работа ПХГ, имеющего макронеоднородность в виде «литологического окна», схематизация разреза приведена на рисунке 21.

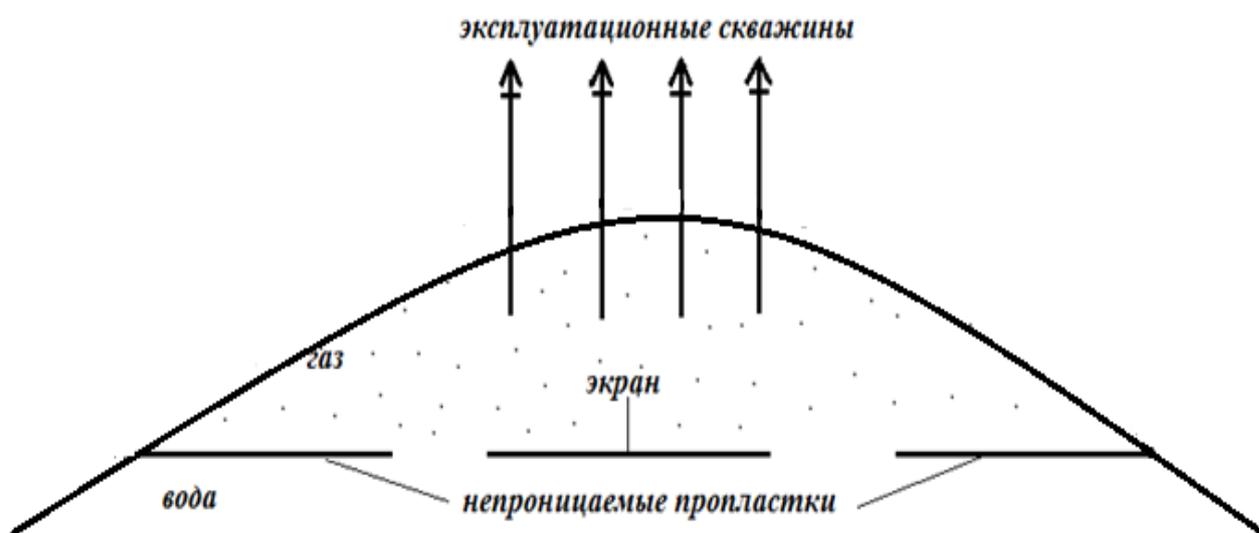


Рисунок 21 – Модель ПХГ с «литологическим окном». «Литологическое окно» расположено симметрично относительно зоны расположения скважин ПХГ и перекрывается экраном различного размера и проницаемости.

Как и в предыдущем случае, по результатам оценивался объем отобранной воды из ПХГ, работающего на отбор с постоянным дебитом в течение 150 суток. Также для оценки эффективности экрана, создаваемого с целью перекрытия «литологического пласта» и продления периода безводной эксплуатации, моделировалась установка экрана с различными степенями

перекрытия «литологического окна» между непроницаемыми пропластками (35%, 50%, 70%, 100%) и проницаемостью ( $k=0,1$  мкм<sup>2</sup>,  $k=10^{-2}$  мкм<sup>2</sup>,  $k=10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). В качестве базы для сравнения и дальнейшей оценки эффективности того или иного варианта экранирования подошвенной воды на работу ПХГ рассчитан вариант работы хранилища без экрана, условно названный нами «базовым вариантом».

Как показывают расчеты, установка экрана, полностью перекрывающего «литологическое окно», с проницаемостью  $0,1$  мкм<sup>2</sup>, в среднем на 15% эффективнее, чем работа ПХГ без экрана, и почти в 2 раза (46%), если проницаемость экрана равна порядка  $10^{-2}$  мкм<sup>2</sup>. Снижение проницаемости моделируемого экрана до значения  $k=10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> делает эффективнее работу подземного хранилища почти на 53%, чем без него (Рисунок 22).

Однако на практике может встать вопрос о невозможности создания экрана, перекрывающего полностью «литологическое окно», и тем самым изолировать подошвенные воды ввиду его значительных размеров.

Для выяснения этого проведены расчеты для исследования эффективности и целесообразности создания в промышленных условиях экранов, частично перекрывающих «литологическое окно» (рисунки 22 - 25).

Также необходимо сказать, что на практике снижение проницаемости экрана до значения  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> соответствует установке герметичного экрана, что скорее всего в промышленных условиях реальных хранилищ невозможно, поэтому все расчеты со значением проницаемости экрана в  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> выполнены для наглядности и сравнения.

Как показывают результаты моделирования, представленные на рисунке Рисунок 23, созданный экран с перекрытием в 70% и проницаемостью  $0,1$  мкм<sup>2</sup> является эффективным в среднем на 10%, тогда как экран с проницаемостью  $10^{-2}$  мкм<sup>2</sup> в 1,7 раз ( $\approx 43\%$ ) улучшает работу объекта, снижение проницаемости экрана до значения  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> будет почти в 2 раза эффективнее, чем без него.

Создание экрана с перекрытием в 50% будет эффективно на 8% в случае проницаемости экрана  $0,1 \text{ мкм}^2$ , на 38%, если проницаемость экрана составит  $10^{-2} \text{ мкм}^2$ , и на 45%, если проницаемость будет равна  $10^{-3} \text{ мкм}^2$  (Рисунок 24).

Для варианта с перекрытием на 35% также наиболее эффективной является установка экранов с проницаемостью  $10^{-2} \text{ мкм}^2$  и  $10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Так, для значения проницаемости  $10^{-2} \text{ мкм}^2$  эффективность составит порядка 20%, для значения  $10^{-3} \text{ мкм}^2$  – 28%, и лишь на 5% эффективнее, если значение проницаемости составит  $0,1 \text{ мкм}^2$ .

Таким образом, можно заключить, что проведенные расчеты показали, что создание внутрипластовых экранов способствует продлению периода безводной эксплуатации и повышению производительности скважин ПХГ.

Другим вопросом остается возможность создания экрана, достаточно обширного по площади для эффективного перекрытия «литологического окна» и изоляции подошвенных вод. Как уже было показано в первом разделе данной работы, одновременная закачка во все скважины раствора дисперсной среды не приведет к созданию сплошного площадного экрана, так как не будет обеспечено слияние зон распространения раствора. Поэтому необходим способ, позволяющий создавать достаточную зону перекрытия с помощью одной – двух скважин. Для этого можно обратиться к технологиям радиального бурения пластов, если произвести проводку дополнительных стволов в скважине, как показано на рисунке 26.

Для оценочных расчетов принята длина одной ветки крестообразной скважины, равная 30 м.

Таким образом, если осуществлять закачку раствора дисперсной системы через скважину с боковыми ответвлениями, можно создать площадной экран с конфигурацией, представленной на рисунке 27.

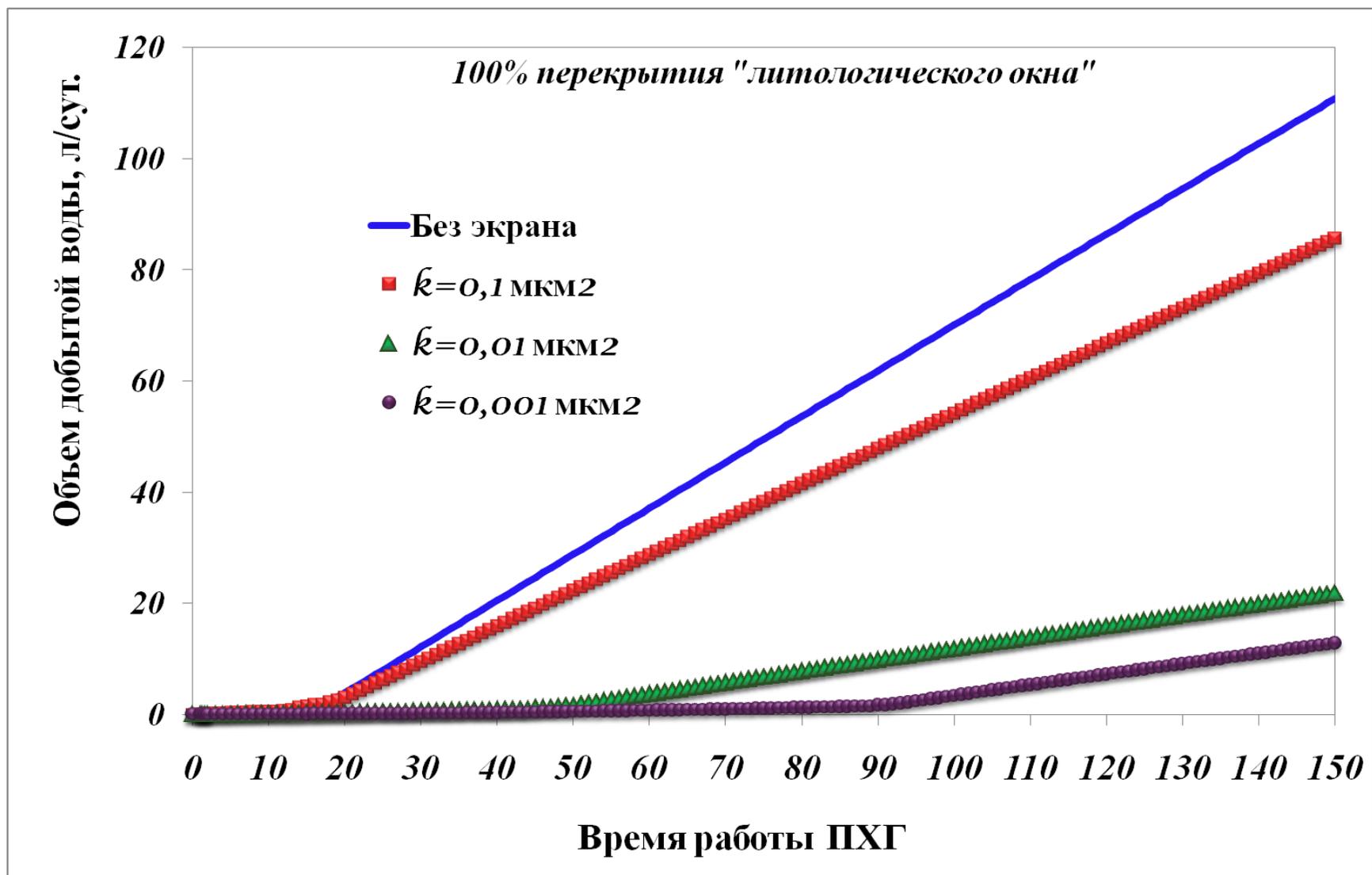


Рисунок 22 – Результаты моделирования: сравнение результатов моделирования установки экрана с полным перекрытием «литологического окна» и различной проницаемостью с базовым вариантом

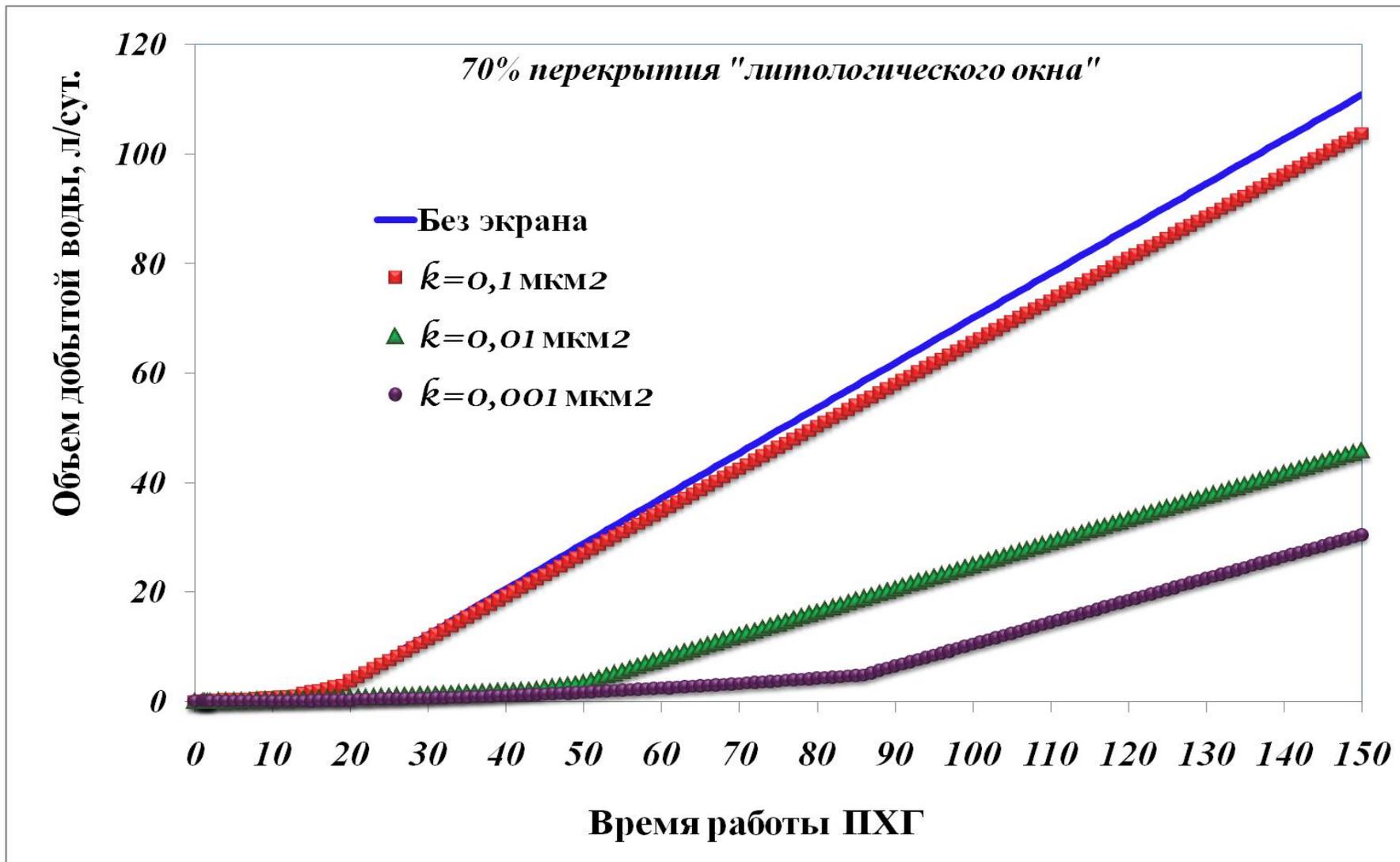


Рисунок 23 – Результаты моделирования: сравнение результатов моделирования установки экрана с 70% перекрытием «литологического окна» и различной проницаемостью с базовым вариантом

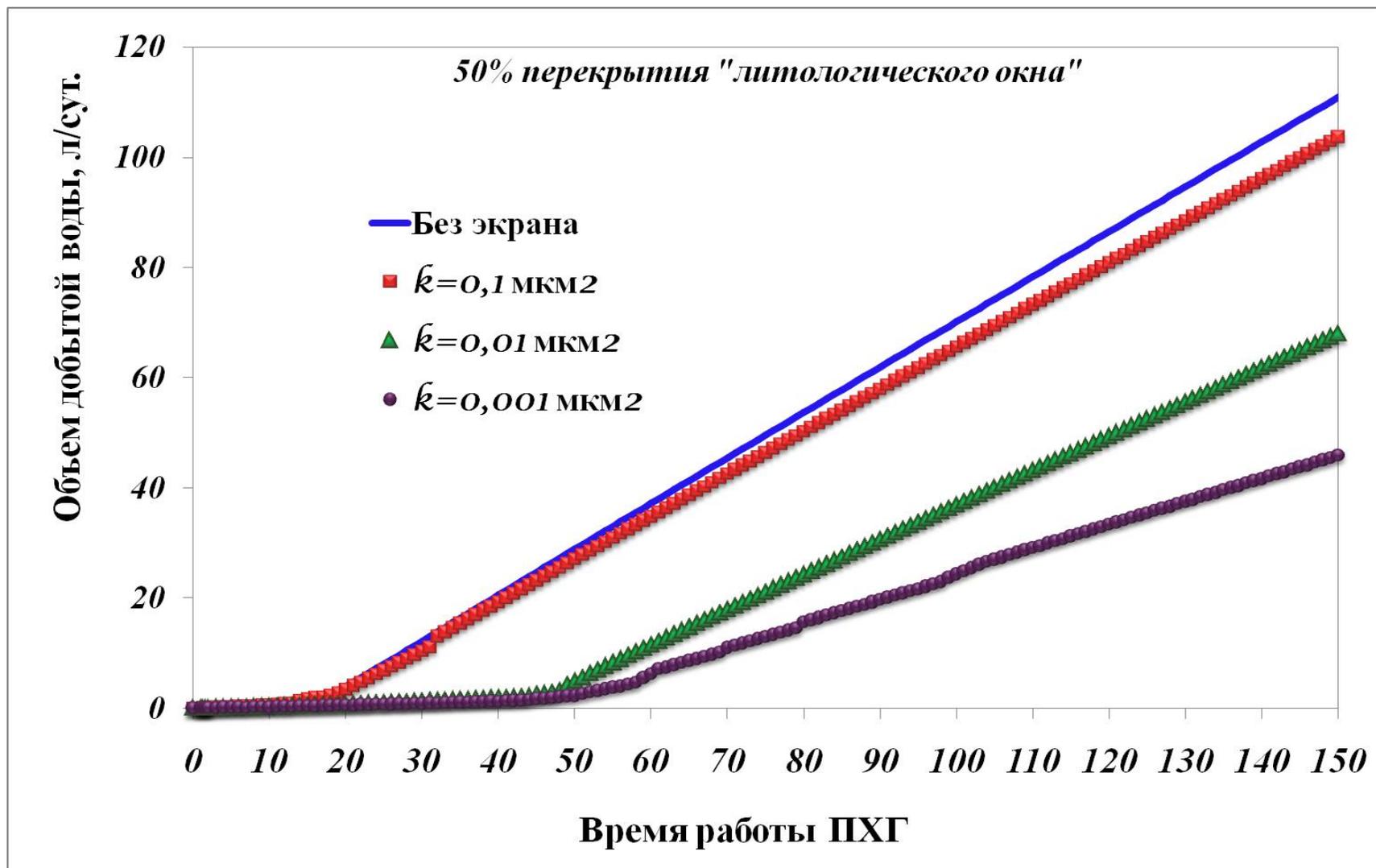


Рисунок 24 – Результаты моделирования: сравнение результатов моделирования установки экрана с 50% перекрытием литологического окна» и различной проницаемостью с базовым вариантом

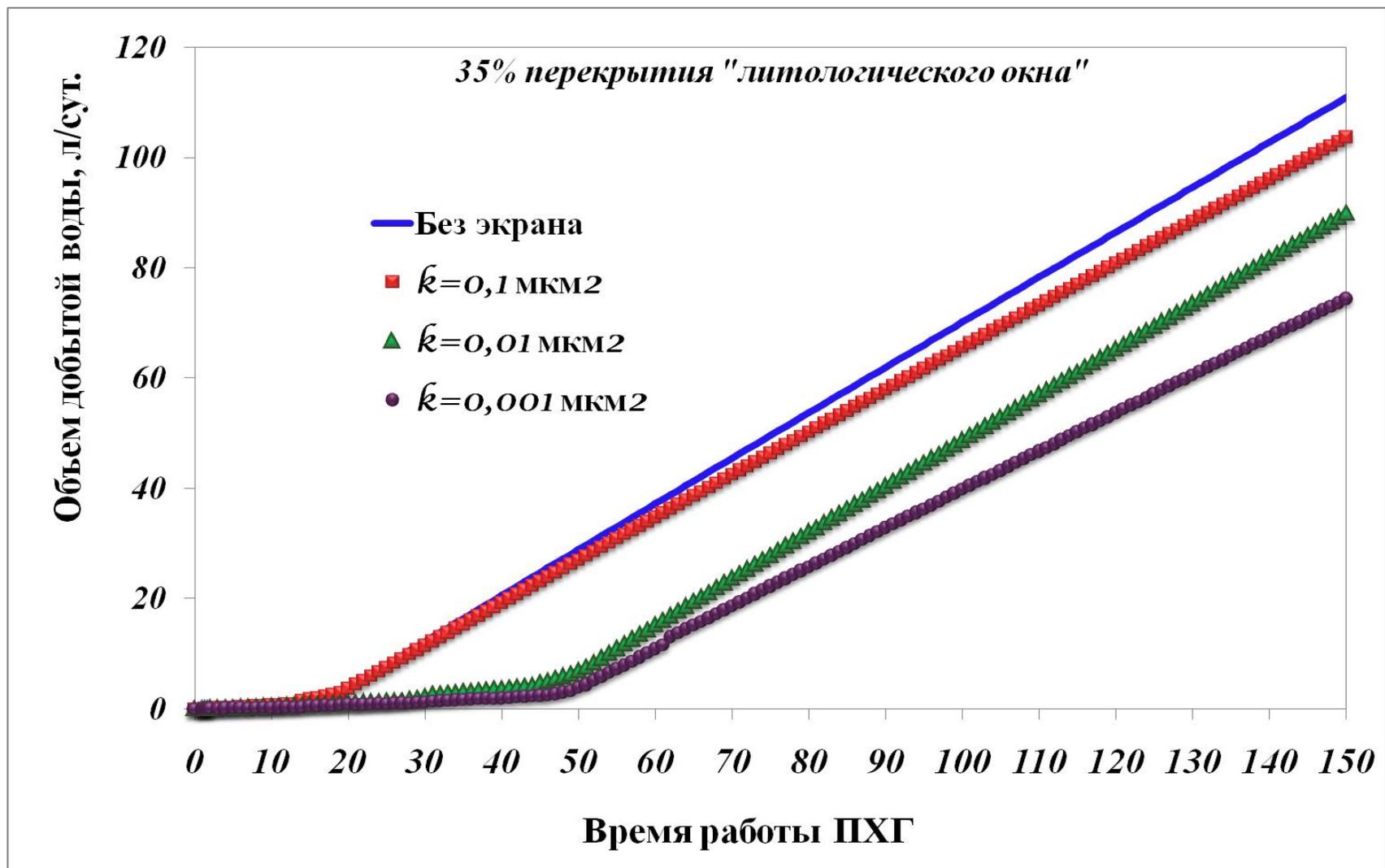


Рисунок 25 – Результаты моделирования: сравнение результатов моделирования установки экрана с 35% перекрытием «литологического окна» и различной проницаемостью с базовым вариантом.

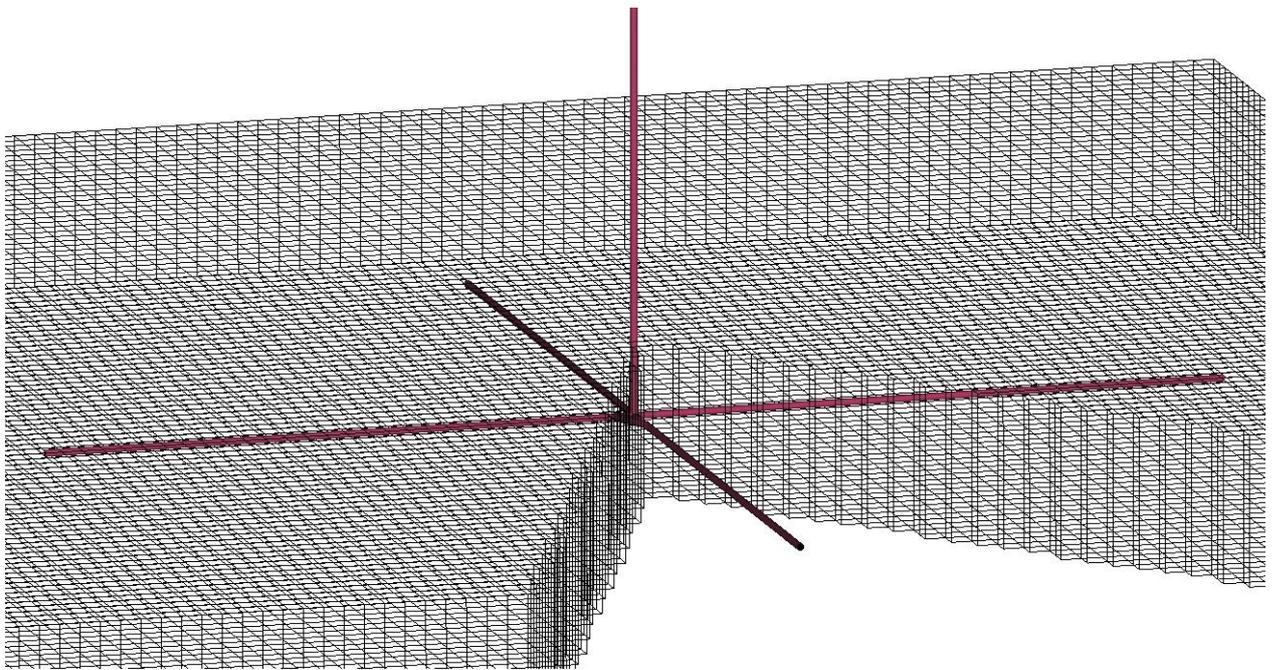


Рисунок 26 – Предлагаемая архитектура скважины для создания площадного экрана

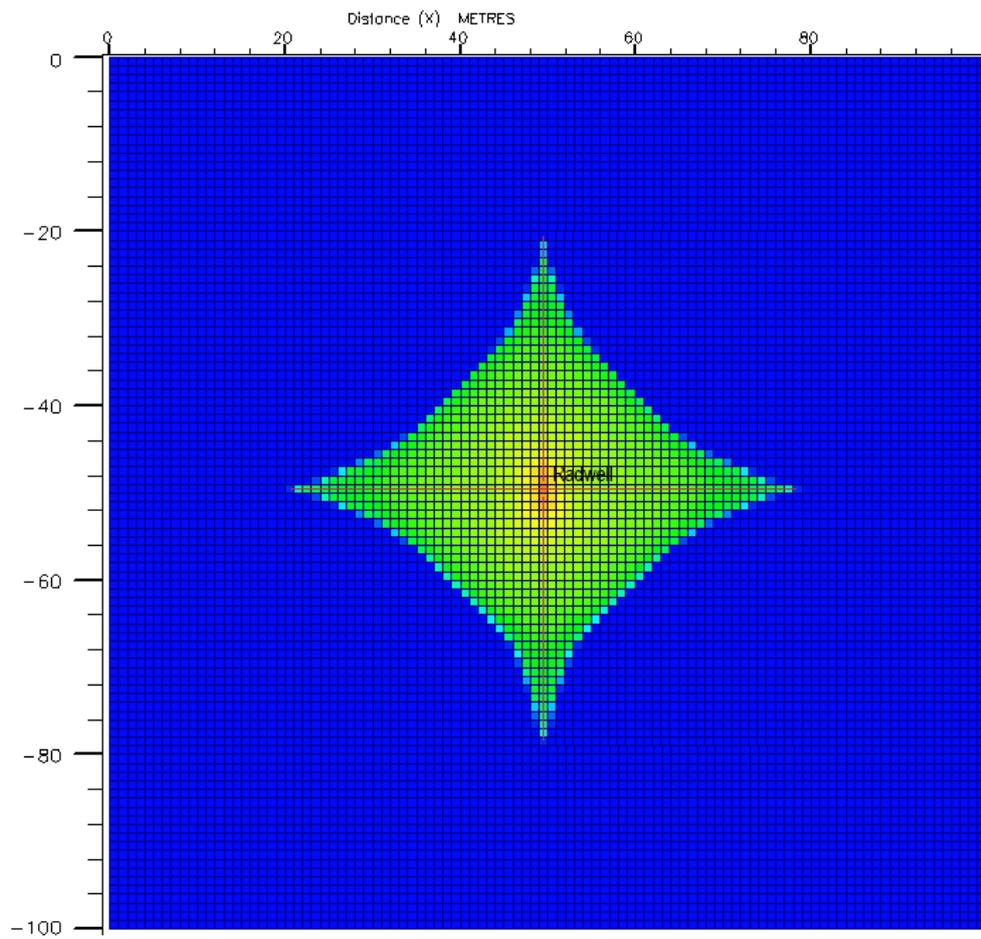


Рисунок 27 – Конфигурация экрана на площади

Расчеты на гидродинамическом симуляторе показали, что создаваемая форма экрана схожа с формой криволинейного ромба.

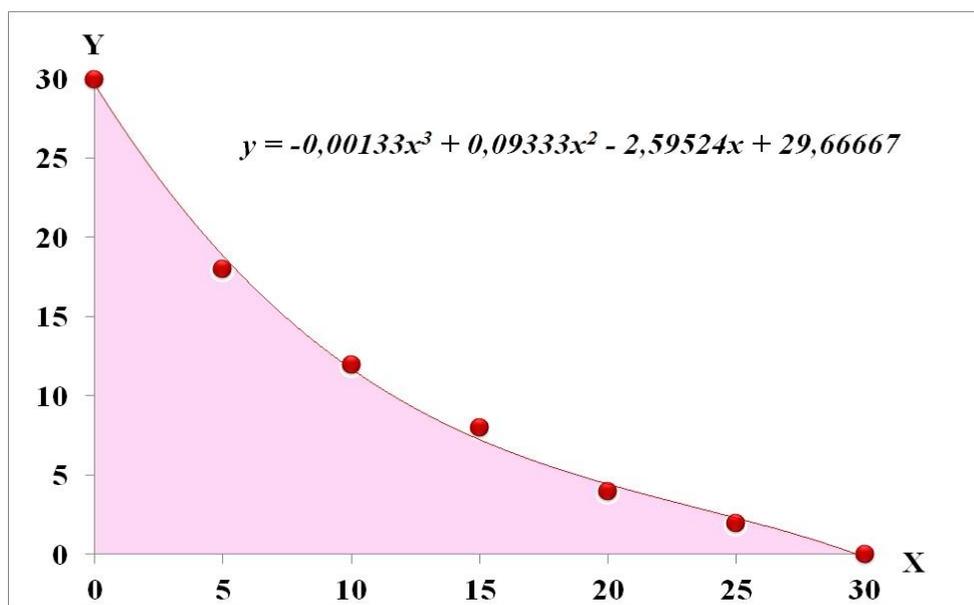


Рисунок 28 – Представление конфигурации экрана как плоской фигуры, ограниченной графиком неотрицательной непрерывной функции  $y=f(x)$ .

Найдем площадь экрана как площадь криволинейного треугольника, как часть криволинейного ромба, ограниченной графиком функции  $y=f(x)$ , прямыми  $x_1=a$ ,  $x_2=b$  и осью  $OX$  (Рисунок 28). Найдем площадь криволинейной трапеции интегрированием с пределами интегрирования  $x_1=0$ ,  $x_2=30$ .

$$\int_0^{30} (-0,00133 \cdot x^3 + 0,09333 \cdot x^2 - 2,59524 \cdot x + 29,66667) dx = 292,787$$

Поскольку все стороны симметричны, то полная площадь экрана определяется как  $S = 292,787 \cdot 4 = 1171,148 \text{ м}^2$ .

При этом, как показали расчеты на модели, площадь созданного таким образом экрана за одно и то же время будет примерно в 6 раз больше, чем экрана, созданного через вертикальную скважину

### 3.3 Применение дисперсных систем при экранировании пластовой воды для повышения темпа отбора и продления безводной эксплуатации.

С начала создания и до вывода объекта подземного хранения газа на циклическую эксплуатацию можно выделить два периода опытно-

промышленной эксплуатации: с момента начала нагнетания газа в пласт и постепенным наращиванием объема до достижения проектных параметров работы ПХГ и циклической эксплуатацией, которая реализуется с момента достижения ПХГ проектных показателей.

При этом проектный объем хранимого в ПХГ газа, как правило, равен сумме активного и буферного объемов газа. Задача буферного объема газа в обеспечении необходимого давления в конце периода отбора, обеспечивающего необходимый дебит эксплуатационных скважин при ограничении обводнения. Задача буферного объема газа - обеспечивать необходимое минимальное давление в конце периода отбора, при котором реализуется потребный дебит эксплуатационных скважин при условии ограничения обводнения.

Известны способы создания подземных хранилищ в водоносных пластах, которые направлены на формирование компактного высокогазонасыщенного объема в пласте и, как следствие, обеспечивающие достижение стабильных соотношений активного и буферного объемов газа [104, 37, 102].

Указанные способы основаны на использовании на ПХГ физико-химических методов интенсификации вытеснения воды природным газом в пласте-коллекторе в период закачки газа в каждом цикле эксплуатации. В качестве средства для интенсификации вытеснения воды природным газом применяют пены, образующиеся по различным технологиям из водных растворов пенообразующих поверхностно-активных веществ (ПАВ), которые используют в виде оторочек между нагнетаемым в пласт природным газом и оттесняемой водой. Благодаря физико-химическим явлениям, происходящим на границе раздела фаз в пористой среде и аномальным неравновесным реологическим свойствам пены, существенно повышается (в сравнении с обычным способом вытеснения) коэффициент вытеснения воды газом и, как следствие, создаются благоприятные условия для формирования в пористой среде компактного высоко газонасыщенного объема ПХГ, обеспечивающего оптимальные соотношения активного и буферного объемов хранимого газа,

благодаря ограничению неконтролируемого растекания газа в слоисто-неоднородной пористой среде и предотвращению при отборе газа прогрессивного внедрения воды в хранилище.

Учитывая циклический характер эксплуатации ПХГ, указанные методы интенсификации вытеснения воды газом, может быть, необходимо проводить в каждом цикле при закачке газа в ПХГ на всем фонде эксплуатационных скважин, количество которых на некоторых российских ПХГ достигает весьма большого количества. Применение указанных методов влечет за собой значительные материальные затраты как на используемые реагенты, так и на проведение технологических операций.

Известны способы создания ПХГ, направленные на повышение технико-экономической эффективности подземных хранилищ газа за счет удешевления стоимости буферного газа. В хранилище закачивают в качестве буферного объема неуглеводородные газы [95], например, в качестве альтернативы природному газу используется углекислый газ [24] или азот [83].

Также известны способы создания ПХГ, предусматривающие замену буферного природного газа на какие-либо другие, менее дорогостоящие неуглеводородные газы, близкие по физико-химическим свойствам к метану (например, азот, двуокись углерода, выхлопные газы компрессоров, турбоагрегатов и т.д.) [46, 67].

Согласно указанным способам на первом этапе сооружения ПХГ в пласт производят закачку неуглеводородных газов в объеме, соответствующем проектному буферному объему газа для конкретного создаваемого ПХГ, а в дальнейшем осуществляют закачку природного газа до достижения в хранилище проектных показателей по объемам буферного и активного объемов газа и после этого переходят на реализацию второго этапа эксплуатации ПХГ, связанного с циклическим отбором и закачкой газа.

К недостаткам такого использования в качестве буферного объема газа неуглеводородных агентов, близких по своим физико-химическим свойствам к метану являются осложнения, возникающие вследствие диффузионного

перемешивания углеводородного газа и неуглеводородных агентов, приводящего к снижению теплотворной способности такой смеси, а также по этой причине повышения коррозионной активности кислых компонентов и вследствие трудности разделения компонентов газовой смеси при подготовке природного газа к транспортировке потребителям.

Известен способ создания подземного хранилища газа в геологических структурах, заполненных неуглеводородным газом, в котором подземное хранилище создается в залежи углекислого газа путем закачки природного газа до величины предельно допустимого значения горного давления [25]. При этом толщина переходной зоны смеси метана и диоксида углерода составляет до 73 м при толщине продуктивной части 100м.

Основным недостатком этого способа является образование смеси при непосредственном контакте хранимого природного газа и диоксида углерода, создающей неустраняемые осложнения. Кроме того, указанные выше размеры ловушки для водоносных пластов не встречаются.

Из известных технических решений наиболее близким к предлагаемому по технической сущности и достигаемому результату является способ создания подземного хранилища газа в водоносном пласте неоднородного литологического строения, основанный на изоляции нижней зоны пласта и предусматривающий дифференцированную по глубине пласта закачку и отбор газа из скважин потребителю, при этом по мере формирования при закачке газа газонасыщенного объема в нагнетательных на нижнюю часть пласта скважинах изолируют нижнюю часть пласта путем цементирования, вскрывают верхнюю и производят отбор из верхней части пласта [87].

Однако указанный способ имеет следующие недостатки:

- цементирование выводит изолированный интервал из эксплуатации, что приводит к необходимости разбуривания образованного цементного стакана в следующем цикле эксплуатации, т.к. скважина ПХГ работает циклически на закачку и отбор;

- в процессе цементирования происходит изоляция скважины только в конкретном интервале призабойной зоны пласта, что приведет к подъему пластовой воды; обтекая эту зону, по мере падения давления в газоносной зоне уменьшит активную газонасыщенную зону.

Задачей предлагаемой технологии является разработка способа создания ПХГ в водоносной геологической структуре, обеспечивающего газодинамическую стабильность подлежащего хранению природного газа и снижение затрат на формирование буферного объема в ПХГ.

Поставленная задача достигается тем, что в способе создания подземного хранилища газа в водоносной геологической структуре осуществляют бурение скважин в сводовой области водоносной структуры, через которые производят нагнетание природного газа до достижения границы газоводяного контакта гипсометрических отметок, соответствующих проектному объему хранилища, после чего последовательно осуществляют закачку через пробуренные скважины в область газоводяного контакта водного раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ, а затем в область водоносной структуры, залегающей ниже газоводяного контакта, производят закачку неуглеводородного газа, близкого по своим физико-химическим свойствам к природному газу, при этом объемы водного раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ и неуглеводородного газа выбирают из условия образования в процессе циклического отбора и закачки природного газа устойчивого пластового изолирующего экрана из пены, получаемой в результате механического перемешивания водного раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ и неуглеводородного газа при их совместной фильтрации в пористой среде.

В предпочтительном варианте реализации способа объемы водного раствора пенообразующих поверхностно-активных веществ и неуглеводородного газа выбирают, исходя из соотношения  $1 : 1 \div 6$ .

Достижимый технический результат заключается в ограничении возможности неконтролируемого распространения природного газа в пористой

среде и снижении обводнения ПХГ при его циклической эксплуатации.

Основой для создания малопроницаемых экранов является использование зависимостей ОФП для воды и газа, полученных эмпирическим путем, которые имеют вид, приведенный в формулах (33) и (34) соответственно [52, 88].

Эмпирические зависимости, полученные ОФП жидкости и газа в зависимости от концентрации пенообразователя и насыщенности, имеют следующий вид, представленный в работе [31]:

$$\begin{aligned} f_{ж}(s, C) &= \left(\frac{0,8-s}{0,8}\right)^{3,5}, \quad \text{при } 0 < s \leq 0,8, \\ f_{ж}(s, C) &= 0, \quad \text{при } 0,8 < C \leq 1, \\ f_{ж}(s, C) &= 0, \quad \text{при } 0 < s \leq 0,1; \end{aligned} \quad (33)$$

$$\begin{aligned} f_{ж}(s, C) &= (4-3s) \cdot \left(\frac{s-0,1}{0,9}\right)^a, \quad \text{при } 0,1 < s \leq 1,0, \\ a &= 3,5 + 12 \ln[1 + (100 \cdot C)^{1,5}], \end{aligned} \quad (34)$$

где

$s$  - газонасыщенность пористой среды, безразмерная величина;

$C$  - концентрация пенообразующего ПАВ, масс.%;

$f_{ж}$  - относительная фазовая проницаемость пористой среды по жидкости, безразмерная величина;

$f_{г}$  - относительная фазовая проницаемость пористой среды по газу, безразмерная величина.

Рассчитанные по формулам (33) и (34) значения фронтовой газонасыщенности при замещении водных растворов ПАВ газом, приведены на рисунке 29.

В качестве пенообразующих ПАВ возможно использовать ПАВ, результаты изучения которых указаны в нижеприведенной таблице 1. И как видно из таблицы 1 и рисунка 29, образование в пористой среде пен способствует повышению газонасыщенности на фронте вытеснения до значений 0,7-0,8. При этом происходит снижение ОФП для воды [59].

Таблица 1 – Рекомендуемые водорастворимые ПАВ в качестве основной составляющей синергетической композиции при создании экрана

Замещение газом раствора ПАВ в пластовой воде гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией $M=0,1\%$	Предпочтительная концентрация, $C^*, \text{кг}/\text{м}^3$ .	Замещение газом раствора ПАВ в пластовой воде хлоркальциевого типа с минерализацией $M=15\%$	Предпочтительная концентрация $C^*, \text{кг}/\text{м}^3$ .
ОП-10ДХК	6,6	ОП-10ДХК	9,67
ОП-10СНХК, Синтерол АФМ-12	6,6	ОП-10СНХК, Синтерол АФМ-12	9,67
ОП-7	6,6	ОП-7	9,67

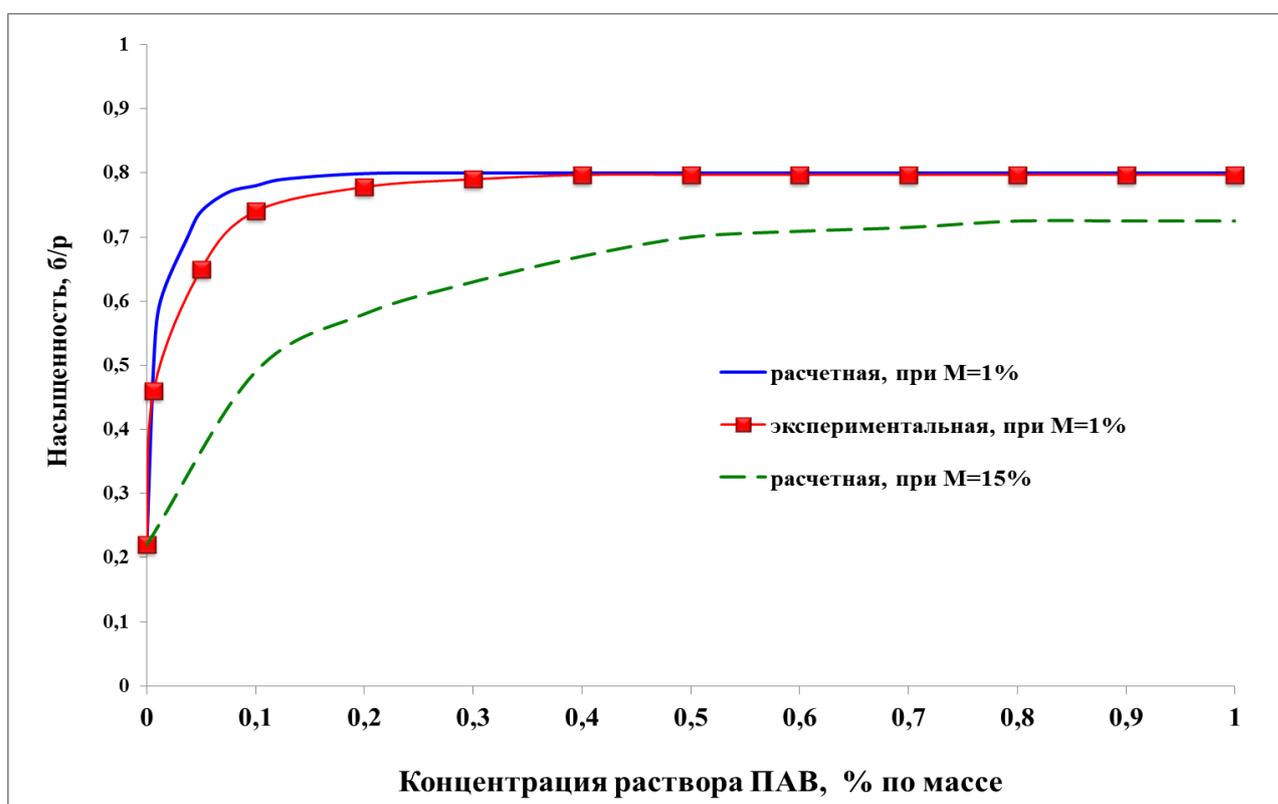


Рисунок 29 – Расчетные и экспериментальные значения фронтальной газонасыщенности при замещении водных растворов ПАВ газом.

Для достижения наибольшего эффекта рекомендуется использование раствора синергетических композиций ПАВ (раствор пенообразователя), состоящих из основного пенообразующего ПАВ неионогенного типа и вспомогательного анионоактивного ПАВ в пластовой воде. Составленная таким образом композиция, (например, состоящая из основного пенообразующего неионогенного ПАВ ОП-7 или ОП-10 и вспомогательного анионоактивного

ПАВ в виде сульфит-спиртовой барды (КССБ)), обладает синергетическим эффектом вследствие лучшей адсорбции КССБ на поверхности породы. Также это будет способствовать снижению потерь основного ПАВ до 60% масс. [38]. Предпочтительно в синергетической композиции используют указанные ПАВ (ОП-10 : КССБ) в массовых соотношениях от 0,6:1 до 1:1. Как уже говорилось в первой главе, приготовление раствора необходимо производить на пластовой воде того горизонта, где будет создаваться экран, так как это обеспечит максимальное сохранение прочностных свойств слагающих пород пласта-коллектора. При этом концентрация синергетической композиции в пластовой воде составляет 0,8%-1,0% масс.

Для создания необходимой толщины изолирующего экрана необходимое количество неуглекислотного газа, закачиваемого для пенообразования в пластовых условиях, должно составлять от 1 до 6 объемов используемого объема раствора ПАВ.

Для создания эффективного экрана на основании химического состава пластовой воды, сорбционных свойств пористой среды и вида ПАВ определяют концентрацию ПАВ в растворе. Рекомендуемые марки ПАВ в зависимости от минерализации пластовой воды указаны в таблице 1.

Приняты обозначения: М=1% - замещение газом растворов ПАВ в пластовой воде гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией 1% масс.; М=15% - замещение газом растворов ПАВ в пластовой воде хлоркальциевого типа с минерализацией 15% масс.

Для изолирующего малопроницаемого экрана его горизонтальные размеры определяют следующим образом.

По геологическим исследованиям определяют изогипсу, в пределах которой обеспечивается проектный объем ПХГ. Площадь, ограниченную этой изогипсой, определяют по структурной карте компьютерным способом или аппроксимируют, например, кругом, овалом, эллипсом, многоугольником или делят на отдельные участки, площади которых аппроксимируют частью, например, круга, овала, эллипса, многоугольника или комбинацией таких

фигур, суммарная площадь которых является искомой площадью проектного газоводяного контакта.

Объем необходимого экрана рассчитывают умножением найденной площади на расчетную толщину экрана. Рассчитанный таким образом объем малопроницаемого экрана должен состоять из одной части пенообразующего раствора ПАВ и 4 частей газа в условиях пласта.

Важным параметром экрана является его толщина, которая определяется, исходя из того, что должна обеспечиваться надежная изоляция подошвенных вод в газоносную область на протяжении всего периода отбора газа.

Толщину экрана, т.е. необходимый вертикальный поперечный размер  $l_{\text{в}}$ , для надежной защиты газового объема от вторжения подошвенной воды, определяют из выражения:

$$l_{\text{в}} = \sqrt{\theta(P_1 - P_2) \frac{k_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}} m}} \quad (35)$$

где  $P_1$  и  $P_2$  – значение давления на границах экрана, МПа;

$k_{\text{в}}$  – коэффициент фазовой проницаемости для воды,  $\text{м}^2$ ;

$\mu_{\text{в}}$  – вязкость воды в пластовых условиях, МПа·с;

$\theta$  – необходимое время экранирования пластовой воды, с.

Из формулы видно, что толщина экрана зависит от параметров пласта – проницаемости  $k$  и пористости  $m$ .

По этой формуле, задавая необходимое время экранирования вторгающейся пластовой воды, определяют ширину экрана.

Ниже приведен пример реализации предлагаемого способа.

Имеется ПХГ в водоносных пластах с общим объемом хранимого газа 3 млрд.м<sup>3</sup>, с активным объемом 1,5 млрд.м<sup>3</sup>. В подошвенной части хранилища имеется литологическое окно ромбовидной формы с полуосями 30 м и 30 м, которое необходимо перекрыть горизонтальным малопроницаемым экраном. Период отбора длится 90- 120 суток. Определяют поперечный вертикальный размер экрана, композицию ПАВ, объем раствора и массу ПАВ, необходимых

для создания экрана. Компьютерным моделированием определяют период отбора газа до обводнения без установки экрана и после установки экрана.

Исходные данные [59].

Глубина пласта  $H = 1000\text{м}$ .

Пластовая вода хлоркальциевого типа по Сулину с общей минерализацией  $M = 50 \text{ г/л}$ .

Пластовое давление изменяется в пределах 8-10 МПа, т.е. максимальная нагрузка на экран составляет 2 МПа.

Толщина газоносной части пласта  $h = 20\text{м}$ .

Проницаемость  $k = 0,65 \cdot 10^{-12} \text{м}^2$ .

Пористость  $m = 0,20$ .

Вязкость газа 0,014 мПа·с.

Вязкость пластовой воды 1,8 мПа·с.

Создание экрана осуществляют в следующей последовательности:

1) Выбирается основной пенообразующий ПАВ, например, ОП-10СНХК, готовится раствор с критической концентрацией выше 0,66% и добавляют синергетическую компоненту ПАВ – 0,5% ССБ или КССБ.

2) Определяется фронтовая насыщенность  $s$  в зависимости от принятой концентрации (не менее 0,66% масс.)  $s=0,7$ .

3) Определяются относительные проницаемости для газа и жидкости при  $s=0,7$ :

$k_{г}^* = 0,0001$ ,  $k_{ж}^* = 0,003$ , следовательно,

$k_{г} = 0,0001 \cdot 0,65 \cdot 10^{-12} \text{м}^2$ , а  $k_{ж} = 0,003 \cdot 0,65 \cdot 10^{-12} \text{м}^2$ .

4) Рассчитывают проектную толщину (вертикальный поперечный размер) экрана  $l$ .

Минимальный поперечный вертикальный размер экрана определяют из условия прохождения частиц подошвенной воды за (период интенсивного отбора, например, - 90 суток) при отборе газа из ПХГ. Величину  $l$  определяют по формуле [88, 59]:

$$l = \sqrt{\theta(P_1 - P_2) \frac{k_g}{\mu_g m}} = \sqrt{\frac{90 \cdot 86400(10 \cdot 10^6 - 8 \cdot 10^6) \cdot 0,003 \cdot 0,65 \cdot 10^{-12}}{1,8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2}} = 9,2 \text{ м}$$

где  $P_1$  и  $P_2$  – значение давления на границах экрана, МПа;

$k_g$  – коэффициент фазовой газопроницаемости,  $\text{м}^2$ ;

$m$  – пористость, доли;

$\mu_g$  – вязкость газа в пластовых условиях, МПа·с.

5) Рассчитывают площадь ГВК одним из вышеуказанных способов.

6) Необходимый объем раствора ПАВ для перекрытия литологического окна определяют, исходя из создания экрана толщиной 9,2 м в литологическом окне:

$$\text{Площадь ромба } S = 292,787 \cdot 4 = 1171,148 \text{ м}^2$$

Объем, насыщенного дисперсной системой:

$$V_g = S \cdot l_g = 1171,148 \cdot 9,2 = 10774,562 \text{ м}^3$$

Объем пены в поровом объеме эллиптического цилиндра:

$$V_{\text{пены}} = S \cdot l_g \cdot m = 1171,148 \cdot 9,2 \cdot 0,2 = 2154,9123 \text{ м}^3$$

Количество раствора пенообразующей композиции в пене, состоящей из одной части раствора и 4 –х частей газа в условиях пласта:

$$V_{\text{раствора}} = S \cdot l_g \cdot m \cdot \frac{1}{5} = 1171,148 \cdot 9,2 \cdot 0,2 \cdot \frac{1}{5} = 430,98246 \text{ м}^3$$

$V$  необходимого для создания дисперсной системы газа (неуглеводородного или природного) в условиях пласта:

$$V_{\text{газа}} = S \cdot l_g \cdot m \cdot \frac{4}{5} = 1171,148 \cdot 9,2 \cdot 0,2 \cdot \frac{4}{5} = 430,9824 \text{ м}^3$$

Масса ОП-10 в 0,5% масс. растворе:

$$M_{\text{ОП-10}} = S \cdot l_g \cdot m \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{6,6 \text{ кг}}{\text{м}^3} = 2844,5 \text{ кг}$$

Масса синергетической составляющей ССБ или КССБ из расчета 0,3%:

$$M_{\text{КССБ}} = S \cdot l_g \cdot m \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{3 \text{ кг}}{\text{м}^3} = 1292,95 \text{ кг}$$

На основании проведенного в разделе 3.2 компьютерного моделирования отбора газа без и при перекрытии литологического окна в различной степени получены результаты, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты компьютерного моделирования установки экранов против вторжения пластовой воды в газоносную зону ПХГ при отборе газа

№ п/п	Степень перекрытия литологического окна, доли	Толщина экрана, м	Объем отобранного газа, млрд.нм <sup>3</sup>	Прирост отбора газа, млн.нм <sup>3</sup>	Буферный объем газа, млрд.нм <sup>3</sup>
1	0(база для сравнения)	0	1,5	0	1,5
2	0,3	9,2	1,68	180	1,32
3	0,6	9,2	1,8	300	1,2
4	Полностью	9,2	1,83	330	1,17
5	Полностью	19	1,92	420	1,08

Формирование в области газовойодяного контакта изолирующего экрана из пены уменьшает фазовую газопроницаемость этой области на два-три порядка в зависимости от физико-химических характеристик используемого пенообразующего раствора композиции ПАВ. Водонасыщенность пористой среды снижается до 20-25% и фазовая водопроницаемость этой области существенно снижается в соответствии с кривыми Викова - Ботсета .

Формирование водоизолирующего экрана в области ГВК обеспечивает ограничение не только вторжения подошвенной воды в хранилище при циклической эксплуатации ПХГ, но и предотвращение возможностей неконтролируемого распространения природного газа, особенно в пластах-коллекторах ПХГ, характеризующихся высокой степенью неоднородности. Отмеченные особенности позволяют обеспечить газодинамическую стабильность подлежащего хранению в водоносной структуре объема природного газа и, как следствие, приводят к снижению затрат на формирование и поддержание оптимального объема буферного газа, необходимого для эксплуатации ПХГ в проектных режимах. Учитывая значительные по величине размеры площади ГВК на ПХГ и необходимый

объем газообразного агента для обеспечения эффективного пенообразования в пористой среде, для создания в области ГВК изолирующего экрана из пены, предлагается из технико-экономических соображений использовать в качестве газообразного агента малоценные неуглеводородные газы, близкие по своим физико-химическим свойствам к природному газу (азот, двуокись углерода, выхлопные газы газомотокомпрессоров, турбонагнетателей и т.д.). При отсутствии такой возможности можно использовать природный газ, что несколько увеличит стоимость проекта.

С целью определения эффективности функционирования предлагаемого способа на процесс эксплуатации ПХГ ниже рассмотрена задача о притоке пластовой воды к эксплуатационным скважинам в период отбора газа из ПХГ [59].

Таким образом, описываемая усовершенствованная технология изоляции газовой ловушки от подошвенных вод в период создания подземного хранилища газа в водоносной геологической структуре позволяет ограничить возможность неконтролируемого обводнения ПХГ при его циклической эксплуатации и существенно повысить период безводного отбора газа и, следовательно, активный объем ПХГ [59].

### 3.4 Выводы к разделу

1. Выполнена оценка влияния установки внутрипластовых экранов на период безводной эксплуатации ПХГ с помощью моделирования на трехмерном симуляторе. Исследованы случаи различной степени перекрытия «литологического окна» (35%, 50%, 70%, 100%) и проницаемостью ( $k=0,1 \text{ мкм}^2$ ,  $k=10^{-2} \text{ мкм}^2$ ,  $k=10^{-3} \text{ мкм}^2$ ) внутрипластового экрана. Результаты показали, что даже установка экрана с 35%-перекрытием «литологического окна» с проницаемостью  $k=10^{-2} \text{ мкм}^2$  продлевает период безводной эксплуатации ПХГ по меньшей мере на 20%, чем при эксплуатации без экрана.

2. Предложено использовать технологию радиального бурения для создания площадного экрана для перекрытия «литологических окон» на подземных хранилищах газа. Показано, что использование одной такой скважины с можно перекрыть площадь порядка 1171,148 м<sup>2</sup>.
3. Предлагаемая усовершенствованная технология изоляции газовой ловушки от подошвенных вод в период создания подземного хранилища газа в водоносной геологической структуре позволяет ограничить возможность неконтролируемого обводнения ПХГ при его циклической эксплуатации и существенно повысить период безводного отбора газа и, следовательно, активный объем газа в ПХГ.

#### **4. КОМПЬЮТЕРНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОГРАНИЧЕНИЯ ДВИЖЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ СОЗДАНИЕМ ИСКУССТВЕННЫХ ЭКРАНОВ В ПЛАСТЕ**

##### 4.1 Обоснование выбора расчетной модели создания пластовых экранов

Создание экрана из дисперсных систем возможно и для снижения перетоков газа из объектов хранения.

Так, на Полторацком подземном газохранилище (Республика Казахстан) происходят утечки газа при повышении давления нагнетания через межсводовый прогиб между восточным куполом и Майским поднятием.

Подобная ситуация могла бы иметь место и на Краснодарском ПХГ, так как существуют для этого геологические предпосылки. Хранилище создано в истощенном газоконденсатном месторождении, объектом хранения которого является пласт-коллектор, слагаемый терригенными породами зеленой свиты (1). Структура объекта хранения представлена антиклинальной складкой и на северо-востоке оконтурена еще одна антиклинальная структура (Восточно-

Александровское поднятие) изогипсой «-730 м» (2). От основного купола Восточно-Александровское (ВАП) поднятие отделяется седловиной 3, как показано на рисунке 30.

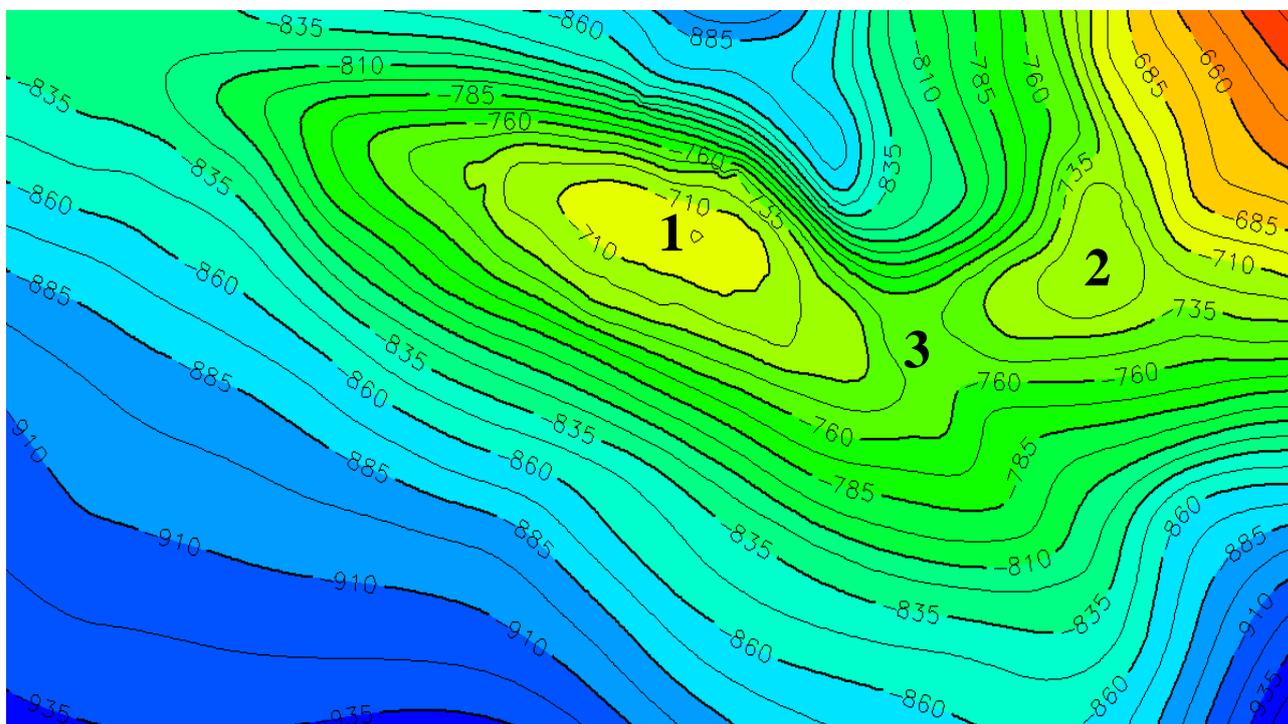


Рисунок 30 – Структурная карта Краснодарского ПХГ по кровле

На основании анализа результатов эксплуатации установлено, что в случае увеличения объемов хранимого газа может сложиться опасность миграции некоторых объемов газа из объекта хранения основной структуры в соседнюю, не дренируемую эксплуатационными скважинами (Рисунок 31). Эти перетоки будут являться серьезным осложняющим фактором, приводящим к снижению эффективности эксплуатации ПХГ.

В настоящее время на Краснодарском ПХГ для предотвращения утечек применяется технология регулирования перемещения ГВК путем перераспределение закачки в западную часть залежи (площадное регулирование), которое, однако, приводит к быстрому обводнению эксплуатационных скважин, расположенных в восточной части [31].

Использование дисперсных систем позволяет создавать пластовые экраны, распространяющиеся от скважин на десятки метров, причем эти процессы являются обратимыми, тогда как другие способы ограничены

призобойной зоной (тампонирующие растворы для заливки трещин, осаждение кристаллогидратов на определенном участке пласта, применение осадко-гелеобразующих композиций и др.) и приводят к необратимому изменению проницаемости пористой среды, изымая этот поровый объем из эксплуатации.

По результатам лабораторных исследований, выполненных и приводимых в работе [52], созданная в пласте из раствора ПАВ и газа пена, представляет собой неравновесную дисперсную систему и в зависимости от концентрации ПАВ в растворе и насыщенности пористой среды газом может снижать фазовые проницаемости для газа на несколько порядков. При расчетах по созданию экранов, при определении их геометрических размеров использовались эмпирические зависимости, приведенные в формулах (33) и (34) [54].

Далее описываются результаты компьютерного моделирования по оценке влияния внутрипластовых экранов с различными геометрическими параметрами и значениями проницаемости на перетоки газа из ПХГ через соединяющую объект хранения газа мульду со структурой, где отсутствуют эксплуатационные скважины.

Моделирование создания экранов выполнено с помощью пакета Eclipse Schlumberger трехмерной гидродинамической многофазной нестационарной фильтрации модели Краснодарского ПХГ в неоднородной и анизотропной среде с учетом капиллярных и гравитационных сил, имеющих общий вид для каждой фазы (нефть, вода, газ) с использованием 3D геологической модели ПХГ и группы эксплуатационных (нагнетательных) скважин в сводовой части [31]. Уравнения сохранения для трехфазной системы с нелетучей нефтью (36):

$$\begin{aligned}
 -\operatorname{div}\left(\frac{u_o}{B_o}\right) &= \frac{\partial}{\partial t}\left(m \frac{S_o}{B_o}\right) + q_o \\
 -\operatorname{div}\left(\frac{u_w}{B_w}\right) &= \frac{\partial}{\partial t}\left(m \frac{S_w}{B_w}\right) + q_w \\
 -\operatorname{div}\left(\frac{u_g}{B_g} + \frac{R \cdot u_o}{B_o}\right) &= \frac{\partial}{\partial t}\left[m\left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R \cdot S_o}{B_o}\right)\right] + Rq_o + q_{fg}
 \end{aligned} \tag{36}$$

Индексы  $o$ ,  $w$  и  $g$  – нефть, вода и газ соответственно. Газовый компонент присутствует как в свободном состоянии  $Q_{fg}$ , так и в нефтяной фазе, имеем  $Q_g = Q_{fg} + RQ$  [5, 45].

Плотность  $\rho$  и вязкость  $\mu$  фазы задавались в виде функции от давления  $P$ . Относительная фазовая проницаемость  $k$  задавалась в виде функции насыщенности  $S$ .

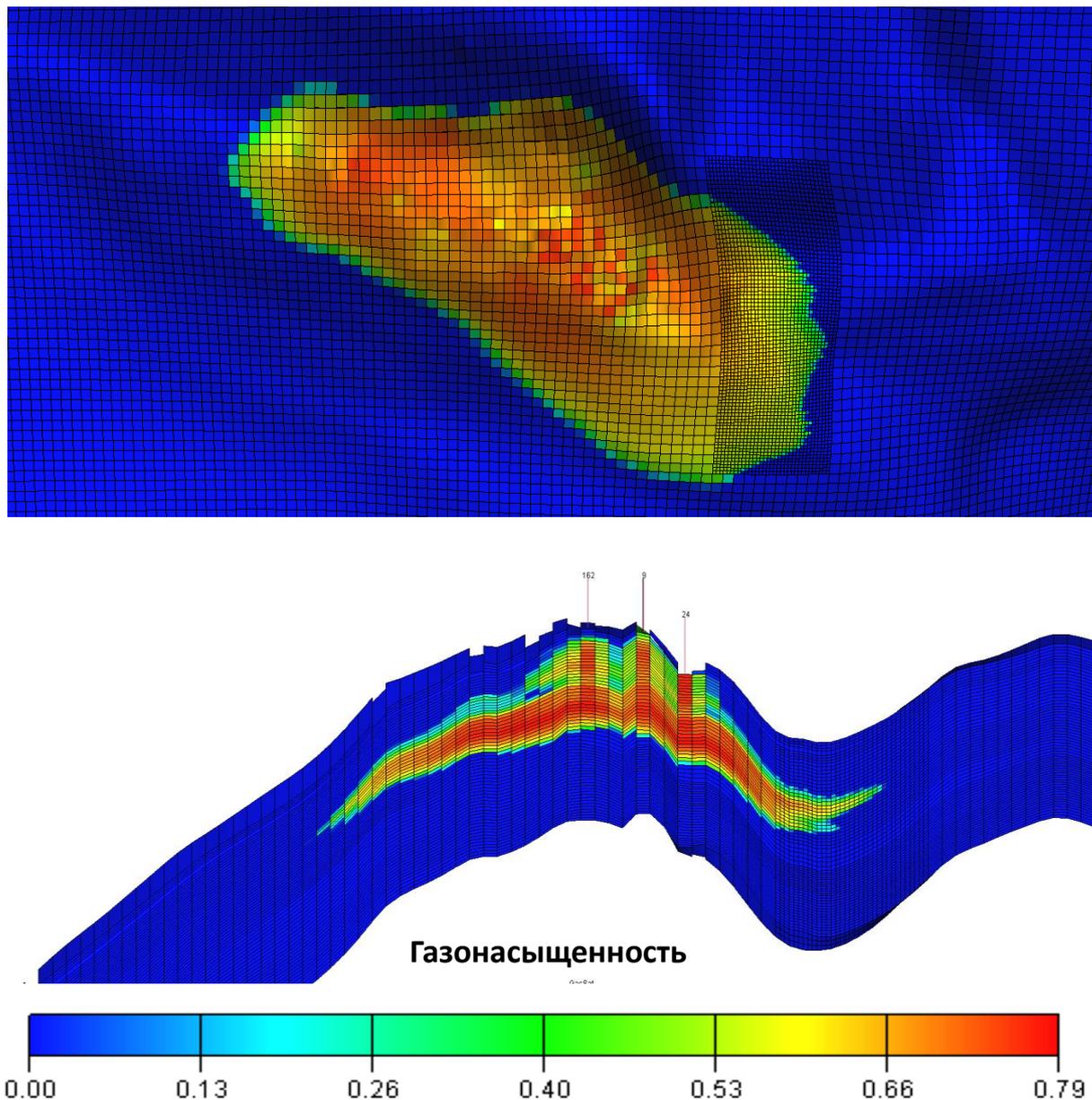


Рисунок 31 – Конфигурация ГВК в плане и разрезе ПХГ без экрана

#### 4.2 Варианты расположения пластовых экранов в мульде и их влияние на переток газа

Варианты расположения экранов в пласте определяются в первую очередь геологическими особенностями мульды, литологического окна, а также могут зависеть от технологических возможностей наземных устройств и географии местности (озера, болота, пойма реки, горы и т.д.). Экраны могут быть созданы вертикальными, наклонно-направленными и горизонтальными скважинами [60, 54, 47, 48, 58, 53].

В этом разделе диссертационной работы рассмотрены пять вариантов расположения пластовых экранов и исследовано их влияние на движение ГВК при отборе газа из ПХГ. Этот набор вариантов включает:

- А. пластовый экран, созданный одной протяженной горизонтальной скважиной;
- Б. пластовый экран, созданный соосными не смыкающимися горизонтальными скважинами;
- В. пластовый экран, созданный двумя несоосными горизонтальными скважинами;
- Г. пластовый экран, созданный строго по нормали вектору фильтрационного потока по главному руслу;
- Д. дискретно-протяженный экран, созданный рядом вертикальных скважин [31].

По нашему мнению, эти варианты охватывают практические варианты расположения экранов при их использовании для ограничения движения ГВК по синклинальной мульде. Эффективность моделируемых экранов оценивалась объемом газа, перетекающим за время  $t$  из основного купола через межсводовый прогиб в ВАП. Темп и время нагнетания газа для всех вариантов приняты одинаковыми. На рисунках 32 - 36 показаны варианты расположения малопроницаемого экрана из дисперсных систем в синклинальной мульде.

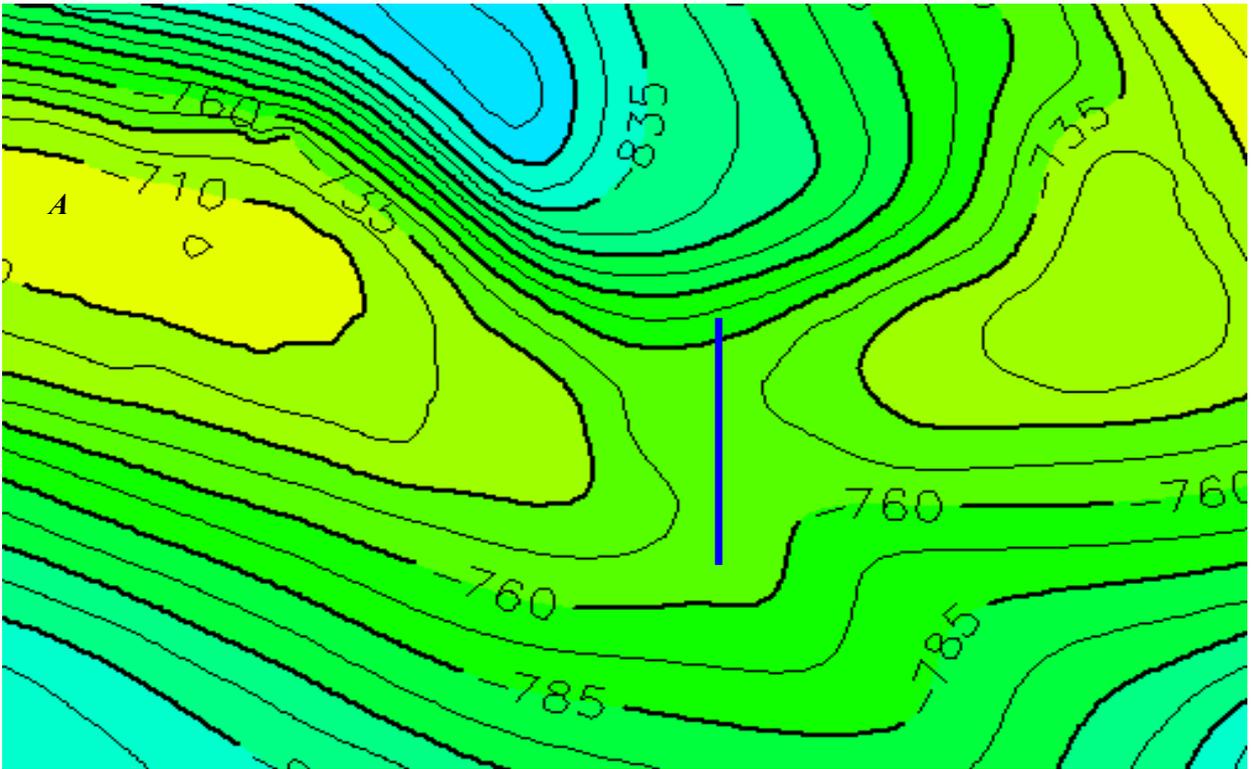


Рисунок 32 – Вариант расположения малопроницаемого экрана из дисперсных систем в синклинальной мульде, созданного через горизонтальную скважину.

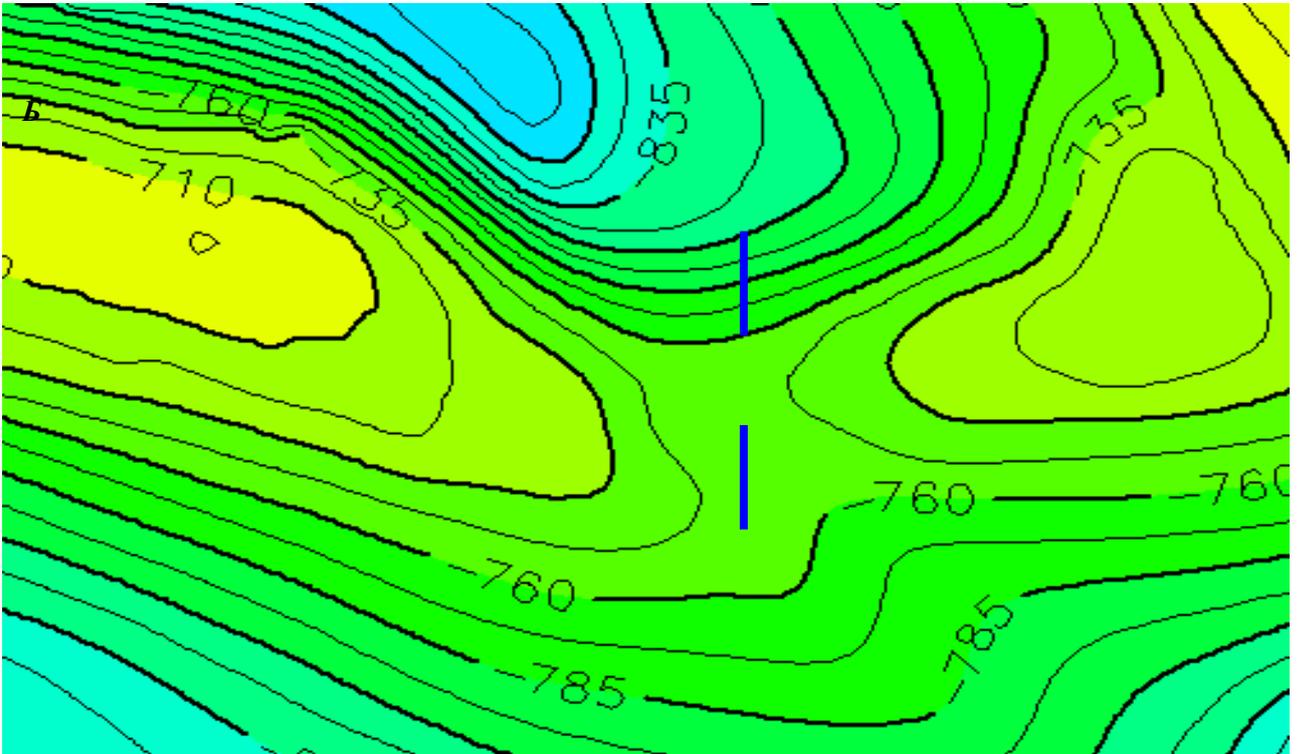


Рисунок 33 – Вариант расположения малопроницаемого экрана из дисперсных систем в синклинальной мульде, несплошной экран, созданный через две наклонно-направленные или горизонтальные скважины.

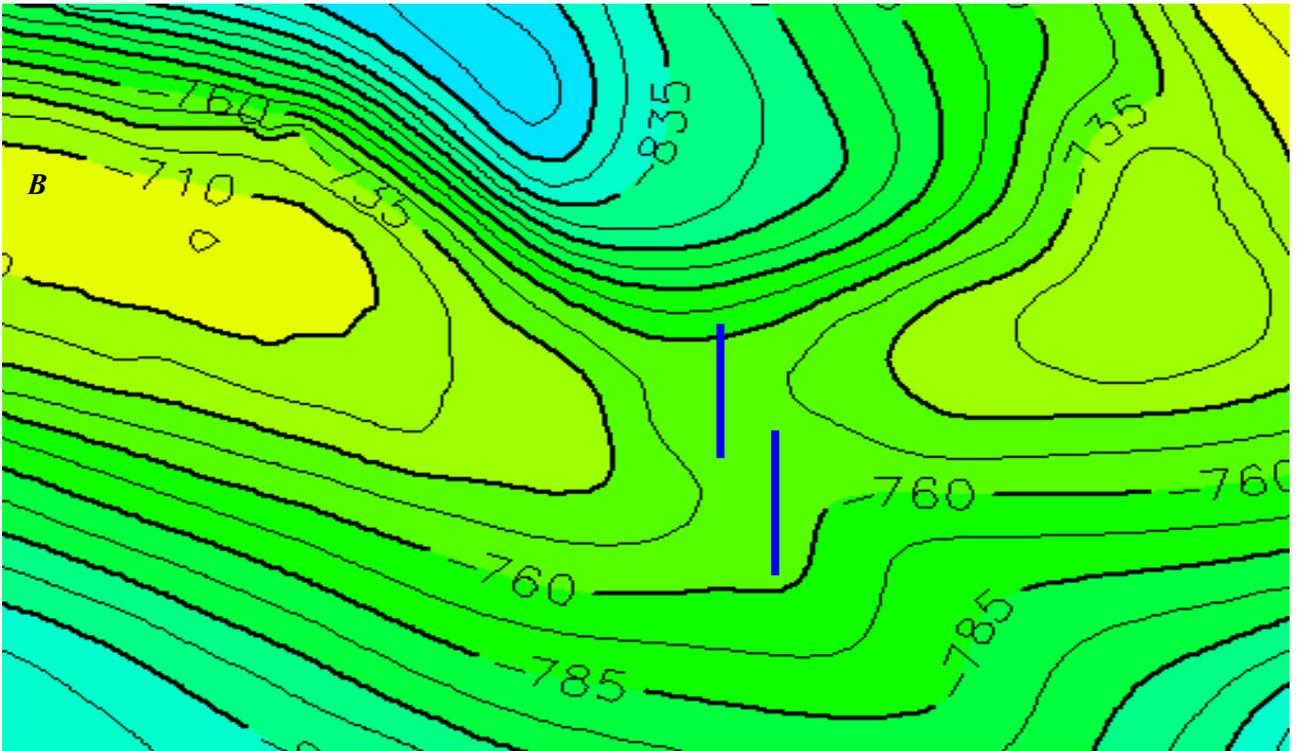


Рисунок 34 – Вариант расположения малопроницаемого не сплошного экрана из дисперсных систем в синклиальной мульде, созданный через две несоосные горизонтальные скважины.

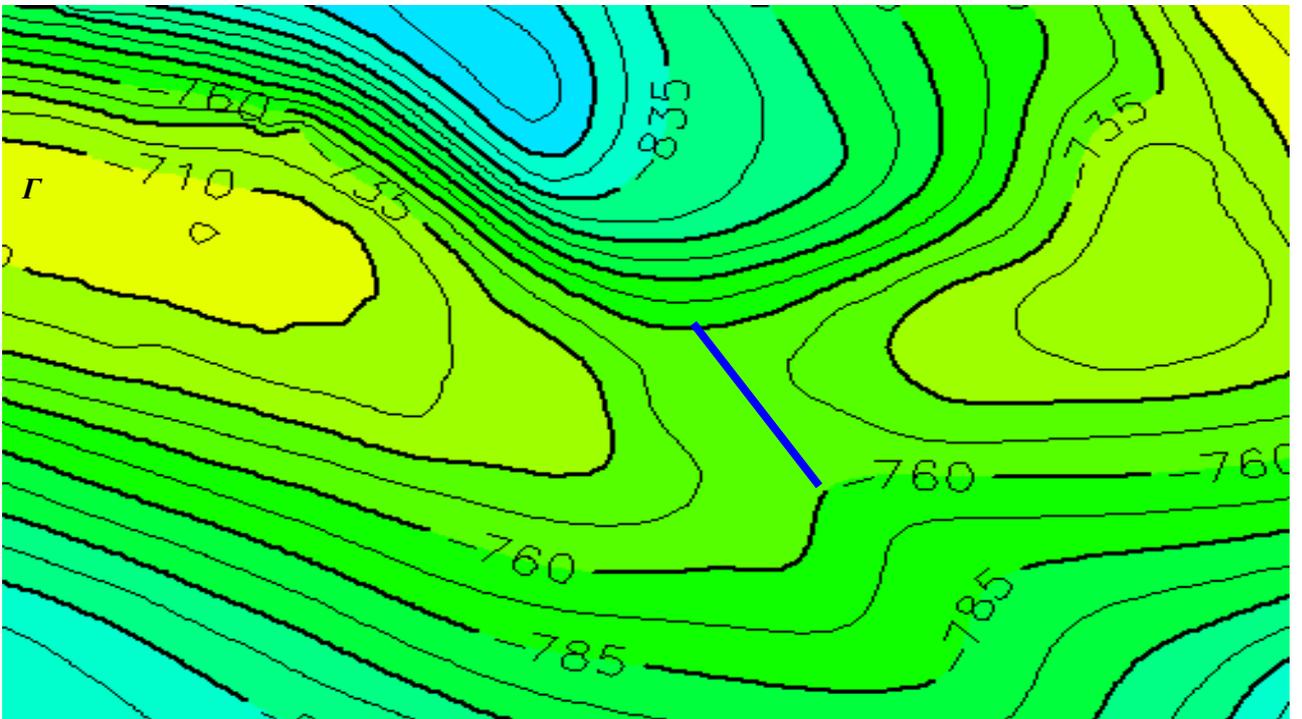


Рисунок 35 – Вариант расположения малопроницаемого экрана из дисперсных систем в синклиальной мульде, созданного перпендикулярно руслу перетока газа.

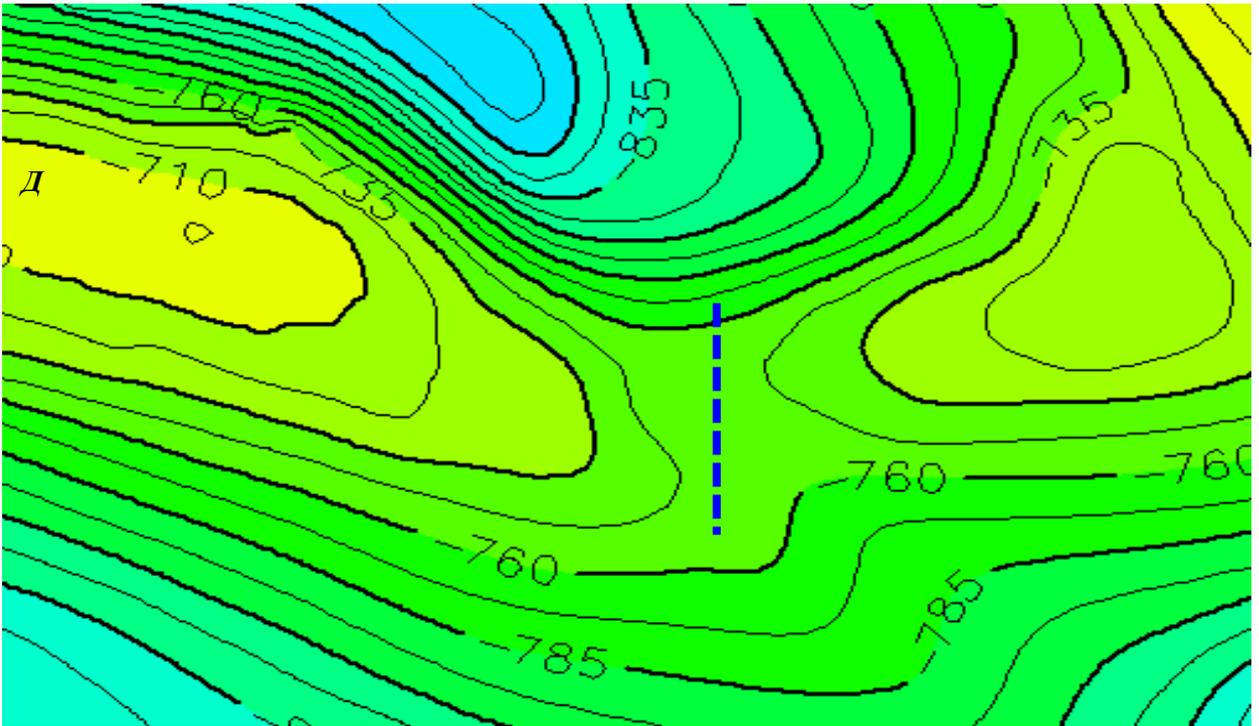


Рисунок 36 – Вариант расположения малопроницаемого экрана из дисперсных систем в синклинальной мульде, созданного рядом вертикальных скважин

Для проведения исследований были сделаны следующие ограничения:

1. для варианта «А» принята длина экрана в плане, равная ширине той части межсводового прогиба, где формируется основное русло перетока газа в соседнюю структуру между изогипсами «-755» м.
2. для варианта «Б» принято, что оба экрана по краям перекрывают одну треть ширины межсводового прогиба.
3. для варианта «В» принято, что общая длина экранов в сумме превышает ширину межсводового прогиба, однако между экранами центр мульды остается непокрытым.
4. для варианта «Г» принято, что устанавливаемый экран перпендикулярен потоку газа и перекрывает центральную часть межсводового прогиба.
5. для варианта «Д» принято, что экран, сформированный через цепочку вертикальных скважин, не перекрывает полностью межсводовый прогиб.
6. принято, что толщина (высота) экрана равна толщине пласта-коллектора, где вследствие перетока газа сформировались газонасыщенные слои.

Ширина экрана определяется согласно СТО Газпром [54] в зависимости от перепада пластового давления на экране. Во всех указанных выше вариантах, отличающихся конфигурацией экранов, рассмотрены также разные значения проницаемости для экранов, формирующие экран:  $10^{-2}$  мкм<sup>2</sup>;  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>;  $10^{-4}$  мкм<sup>2</sup> и  $10^{-6}$  мкм<sup>2</sup>.

Далее, на рисунках с 37 - 54 приводятся результаты исследования расположения и формы пластовых экранов, а также их проницаемости на характер перетока и можно видеть, как происходит формирование потока газа через межсводовый прогиб в плане и в разрезе объекта.

Объемы газа за время  $t$ , проходящие через мульду при отсутствии экрана, равны 1,524% от объема газа  $V$  в ПХГ [31]. Результаты моделирования показали следующее (Таблица 3, Рисунки 37 - 54).

Таблица 3 – Относительные объемы перетока газа через синклиналиную мульду в зависимости от конфигурации экрана и значений его проницаемости.

Относительные объемы перетока газа без экрана и с экранами различного размера и проницаемости, д.е.				
Без экрана	Проницаемость экрана, мкм <sup>2</sup>			
	$k=10^{-2}$	$k=10^{-3}$	$k=10^{-4}$	$k=10^{-6}$
Вариант А	0,45	0,43	0,32	0,16
Вариант Б	0,91	0,9	0,9	0,9
Вариант В	0,91	0,88	0,87	0,83
Вариант Г	0,72	0,61	0,49	0,48
Вариант Д	0,79	0,78	0,73	0,61

\* Относительные объемы перетока газа без экрана для всех вариантов равны 1,00.

Вариант «А» почти полностью перекрывает как по ширине, так и по толщине основное русло перетока в мульде. Согласно таблице 3 при проницаемости экрана, равной  $10^{-2}$  мкм<sup>2</sup>, через проходит 0,45% объема газа в ПХГ, что составляет 0,45 доли от объема газа, проходящего через данное сечение при отсутствии экрана (Рисунок 37).

Со снижением проницаемости экрана до значения  $k = 10^{-4}$  мкм<sup>2</sup> этот показатель объема перетока снижается до значения 0,32 д.е. и при дальнейшем

уменьшении проницаемости до « $10^{-6}$  мкм<sup>2</sup>» доля перетока становится равной 0,16 д.е. При этом происходит не только снижение объемов перетока газа, но и повышается газонасыщенность пласта непосредственно перед экраном от 0,5 до максимальной величины 0,75-0,79 (Рисунок 39).

Снижение проницаемости до  $k = 10^{-4}$  мкм<sup>2</sup> при создании экрана в пласте-коллекторе возможно повышение концентрации ПАВ до 0,5 масс.% в приготавливаемом растворе. Объем перетекающего газа уменьшится более, чем в 3 раза. Практически «нулевая» проницаемость (снижение ее величины на 3 порядка) может быть достигнута при повышении концентрации раствора ПАВ не менее, чем 1%. В этом случае перекрывающий экран снижает объем перетекающего в другую структуру газа в 6 раз.

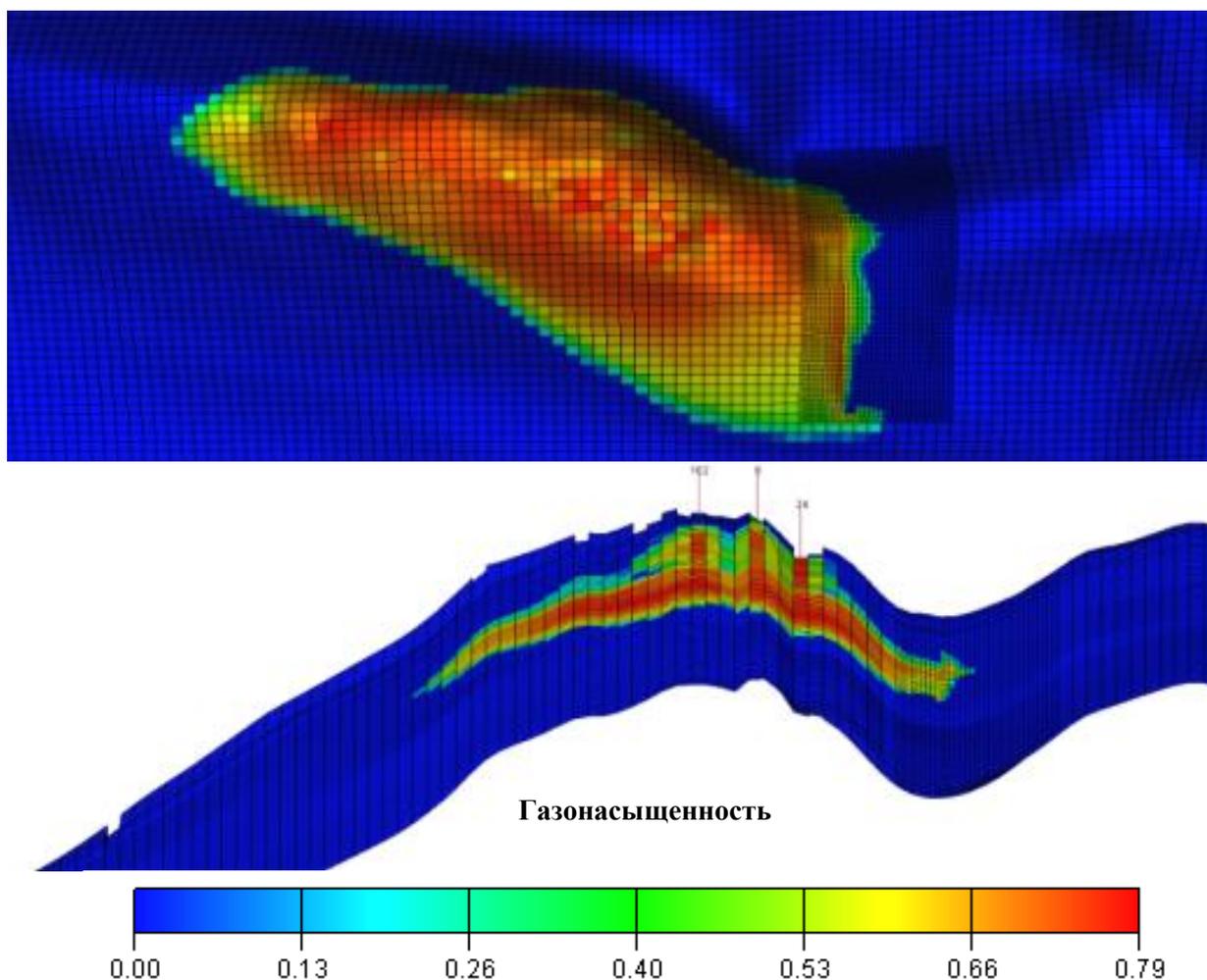


Рисунок 37 - Форма ГВК и распределение газонасыщенности экрана, созданного через горизонтальную скважину с проницаемостью  $k = 10^{-2}$  мкм<sup>2</sup>

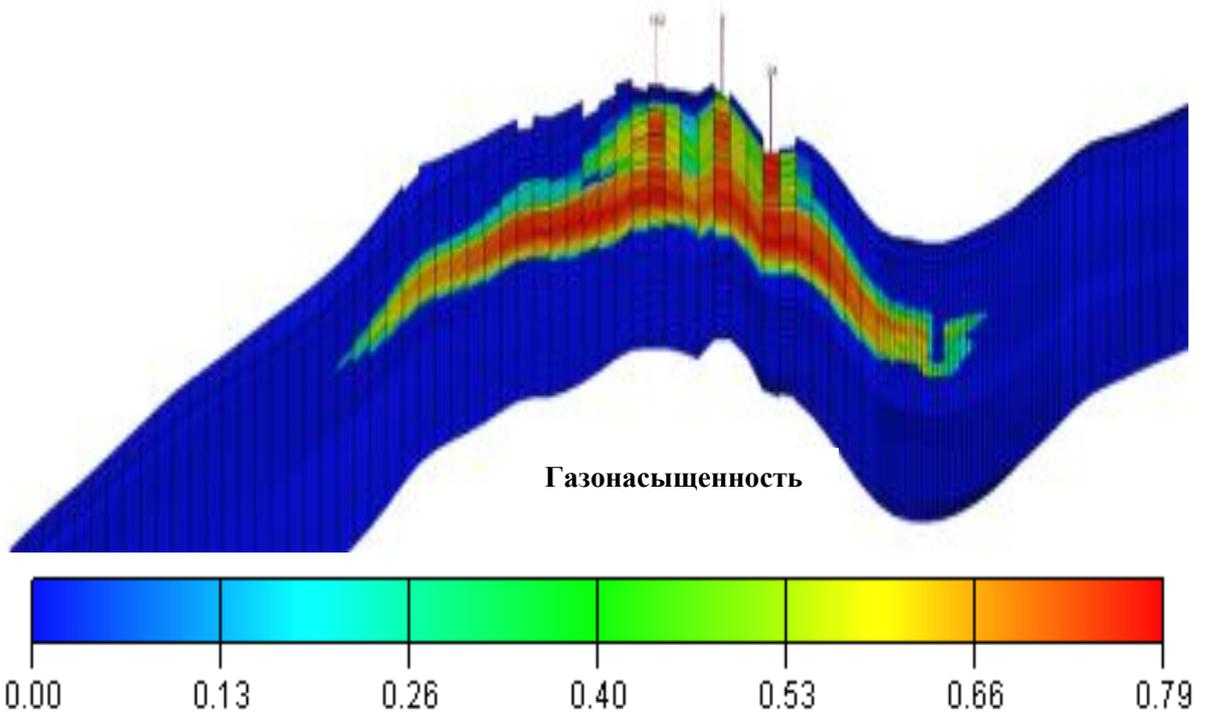
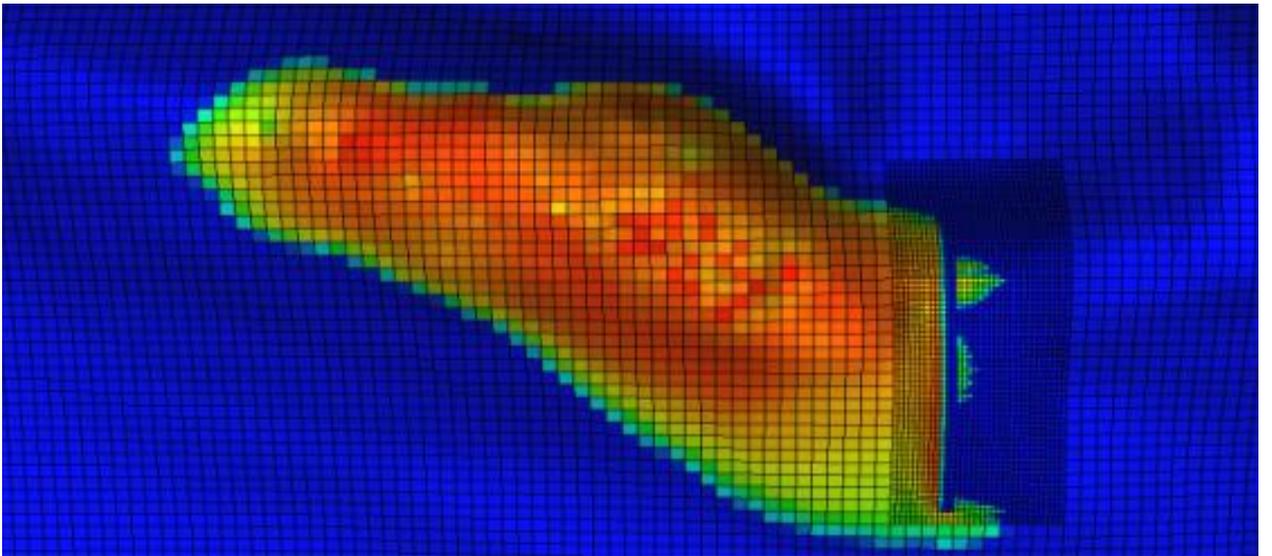


Рисунок 38 - Форма ГВК и распределение газонасыщенности экрана, созданного через горизонтальную скважину с проницаемостью  $k = 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>

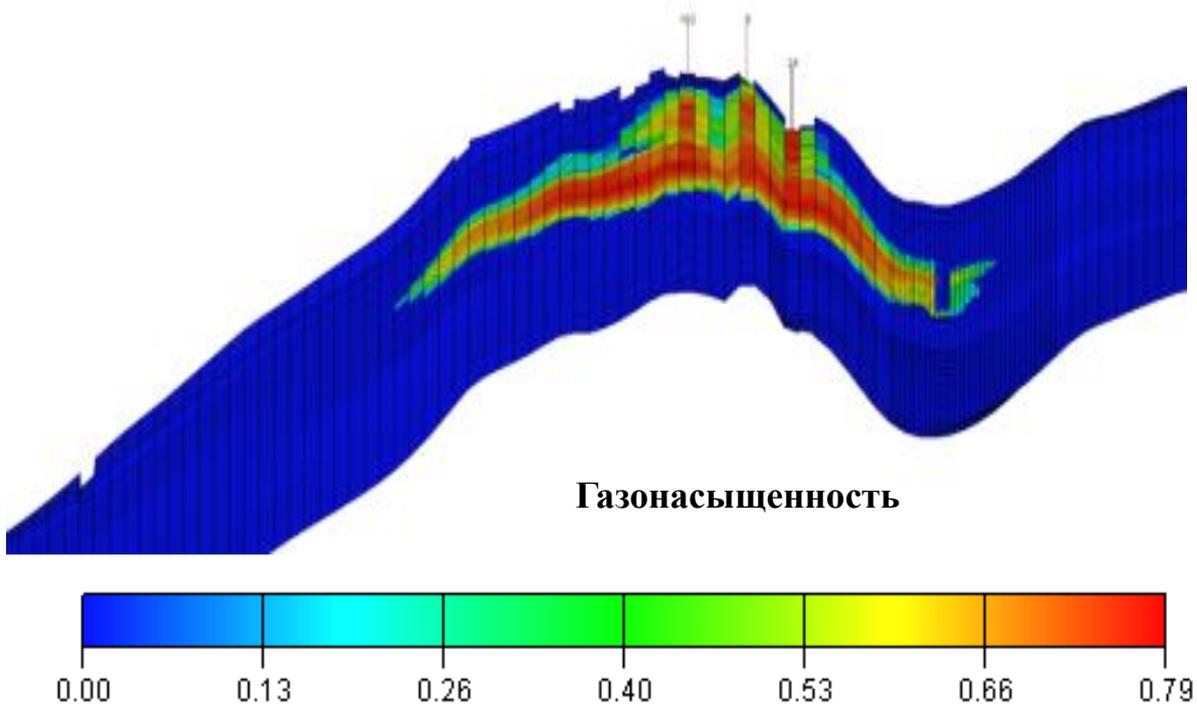
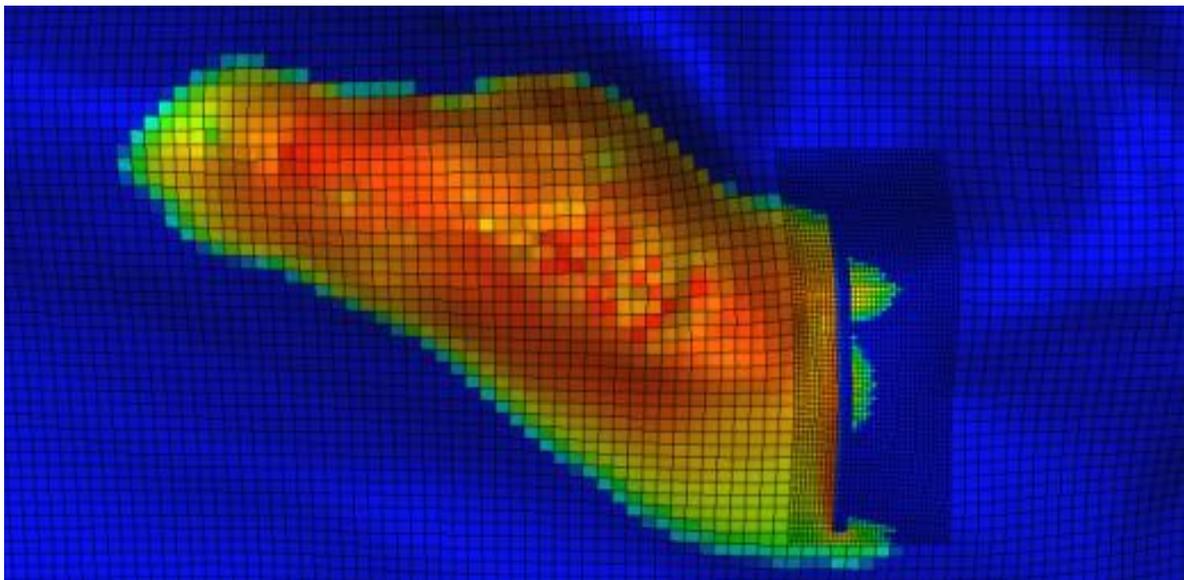


Рисунок 39 - Форма ГВК и распределение газонасыщенности экрана, созданного через горизонтальную скважину с проницаемостью  $k = 10^{-4}$  мкм<sup>2</sup>

При условно принятой «нулевой» проницаемости экрана ( $k = 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup>) происходит расширение почти в два раза зоны высокой газонасыщенности перед экраном. За пределами экрана формируются «языковые» газонасыщенные зоны за счет того, что произошло незначительное внедрение газа через нижние слои пласта в прогибе. Снижение проницаемости экрана приводит к их резкому сокращению (Рисунок 40).

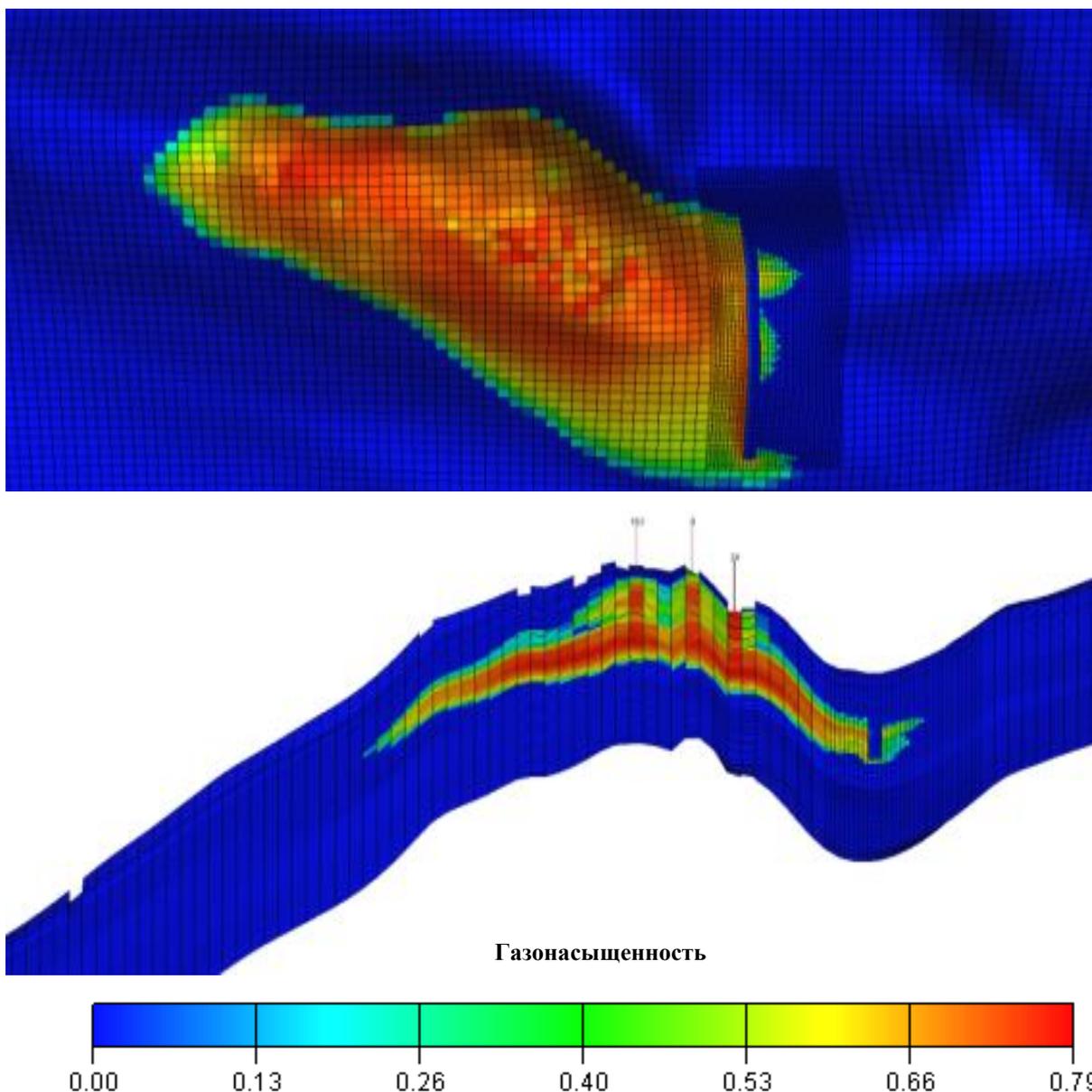


Рисунок 40 - Форма ГВК и распределение газонасыщенности экрана, созданного через горизонтальную скважину с проницаемостью  $k = 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup>

Далее рассмотрим возможные варианты неполного перекрытия межсводового прогиба между основным куполом 1 и Восточно-Александровским поднятием 2, экранами различной конфигурации и разной проницаемости. Так, при создании 2х экранов у краев мульды (вариант «Б») переток газа уменьшается только на 9-10% (Таблица 3, рисунки 41 - 44).

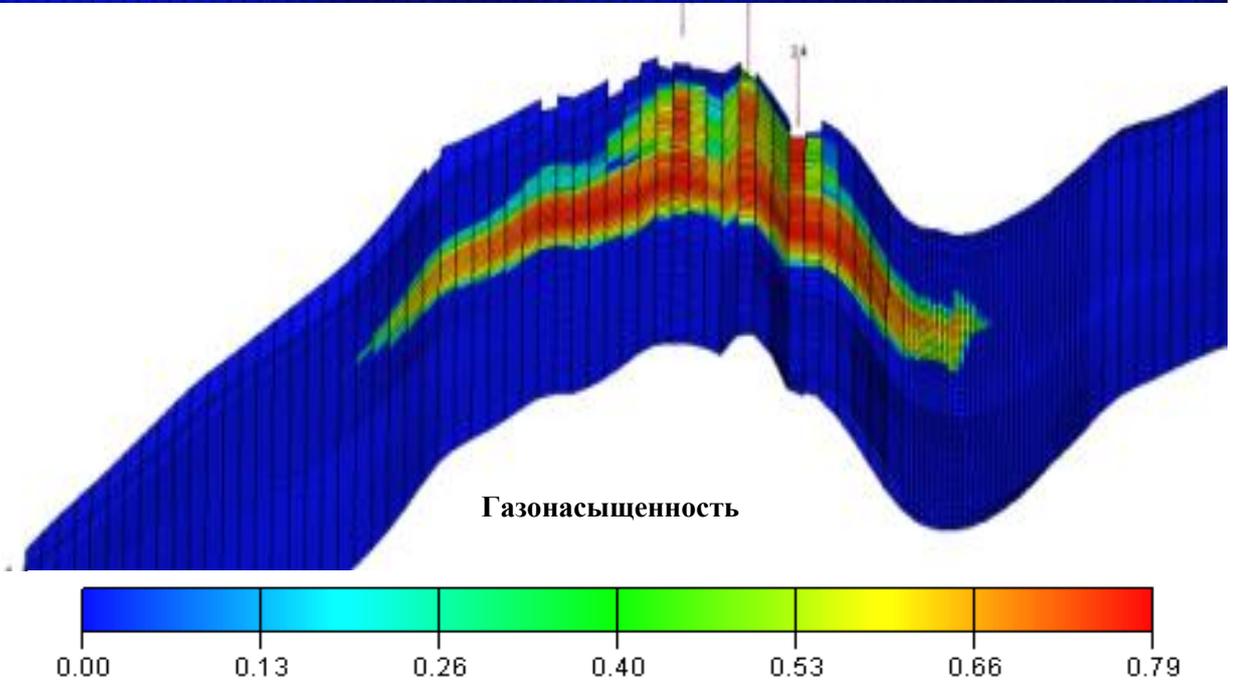
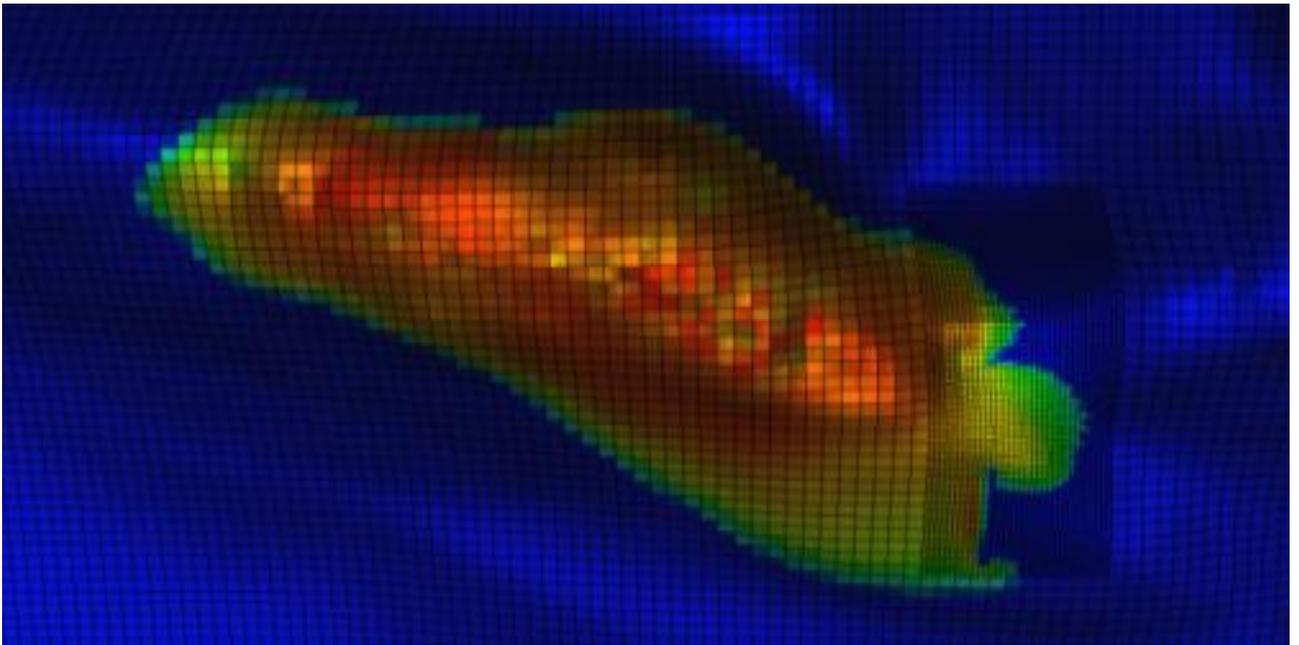


Рисунок 41 - Форма ГВК и распределение газонасыщенности при экране, созданном через две наклонно-направленные скважины и проницаемостью  $k = 10^{-2}$  мкм<sup>2</sup>

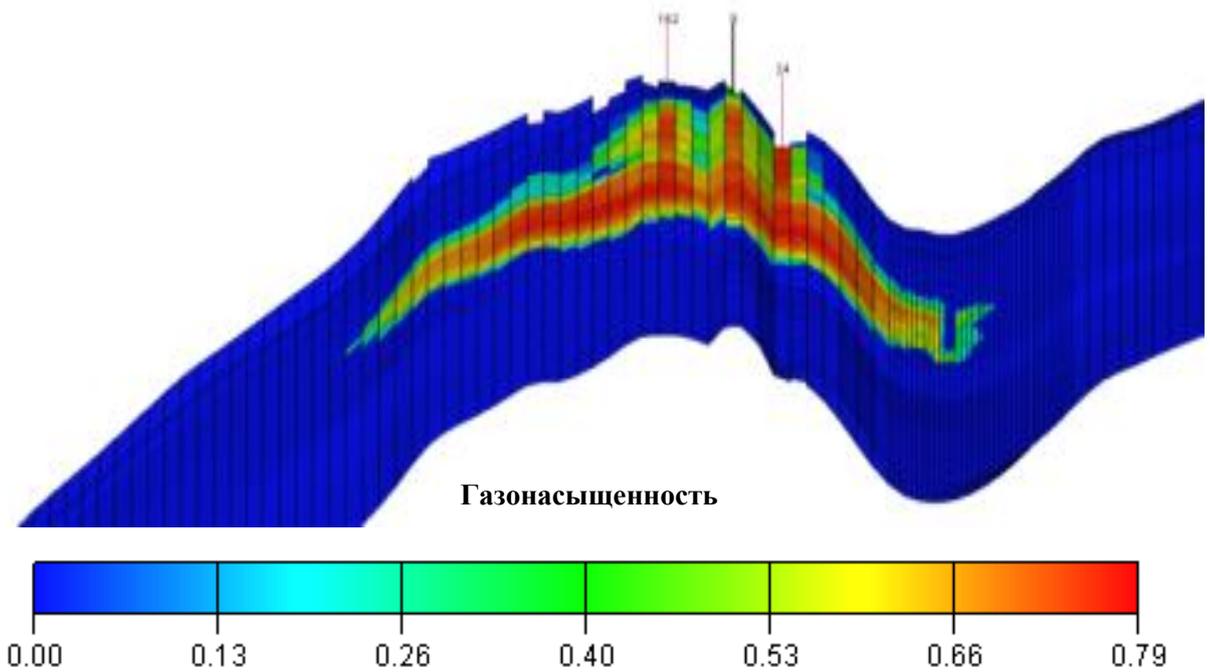
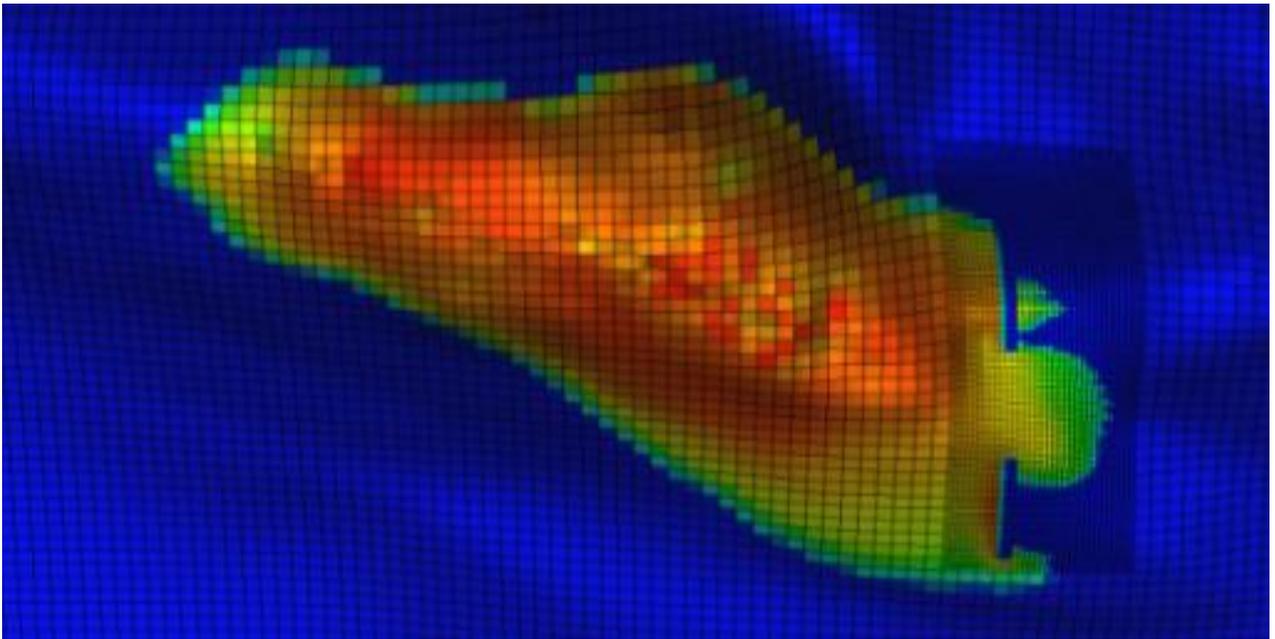


Рисунок 42 - Форма ГВК и распределение газонасыщенности при экране, созданном через две наклонно-направленные скважины и проницаемостью  $k = 10^{-3} \text{ мкм}^2$

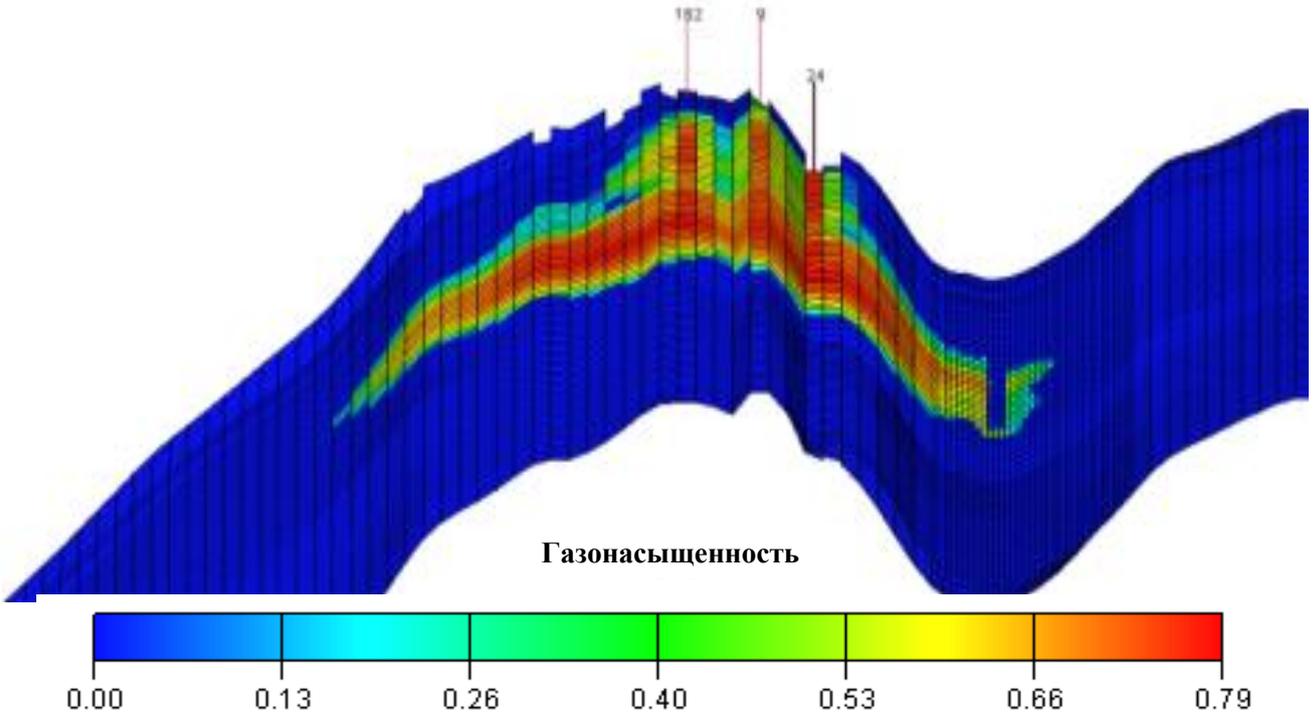
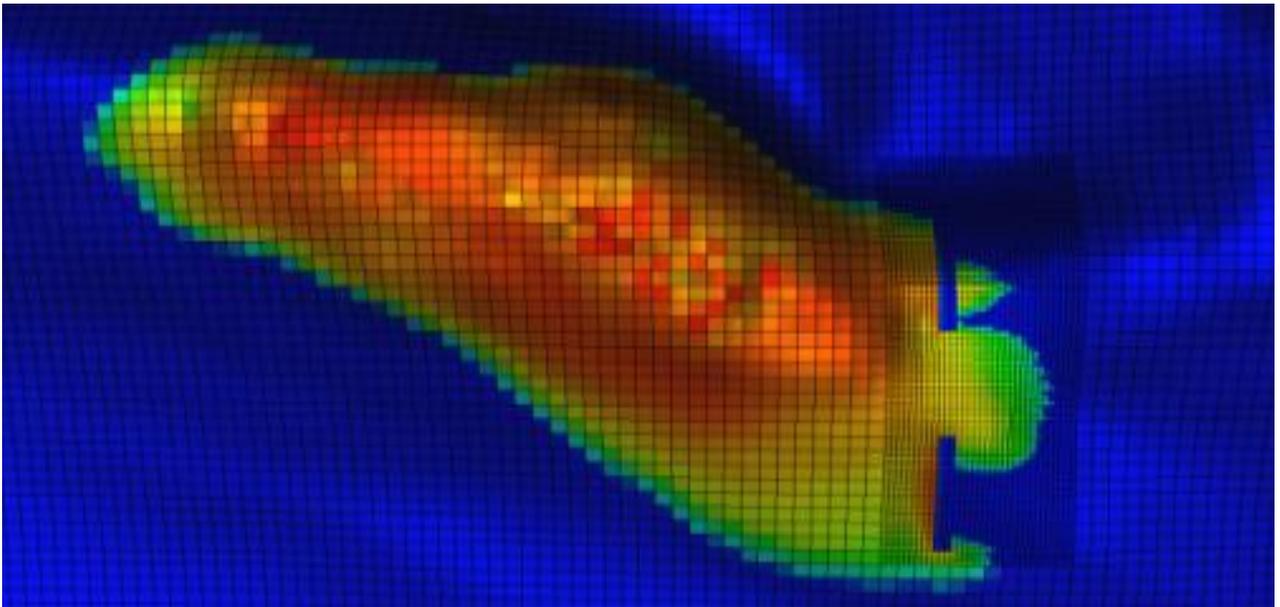


Рисунок 43 - Форма ГВК и распределение газонасыщенности при экране, созданном через две наклонно-направленные скважины и проницаемостью  $k = 10^{-4}$  мкм<sup>2</sup>

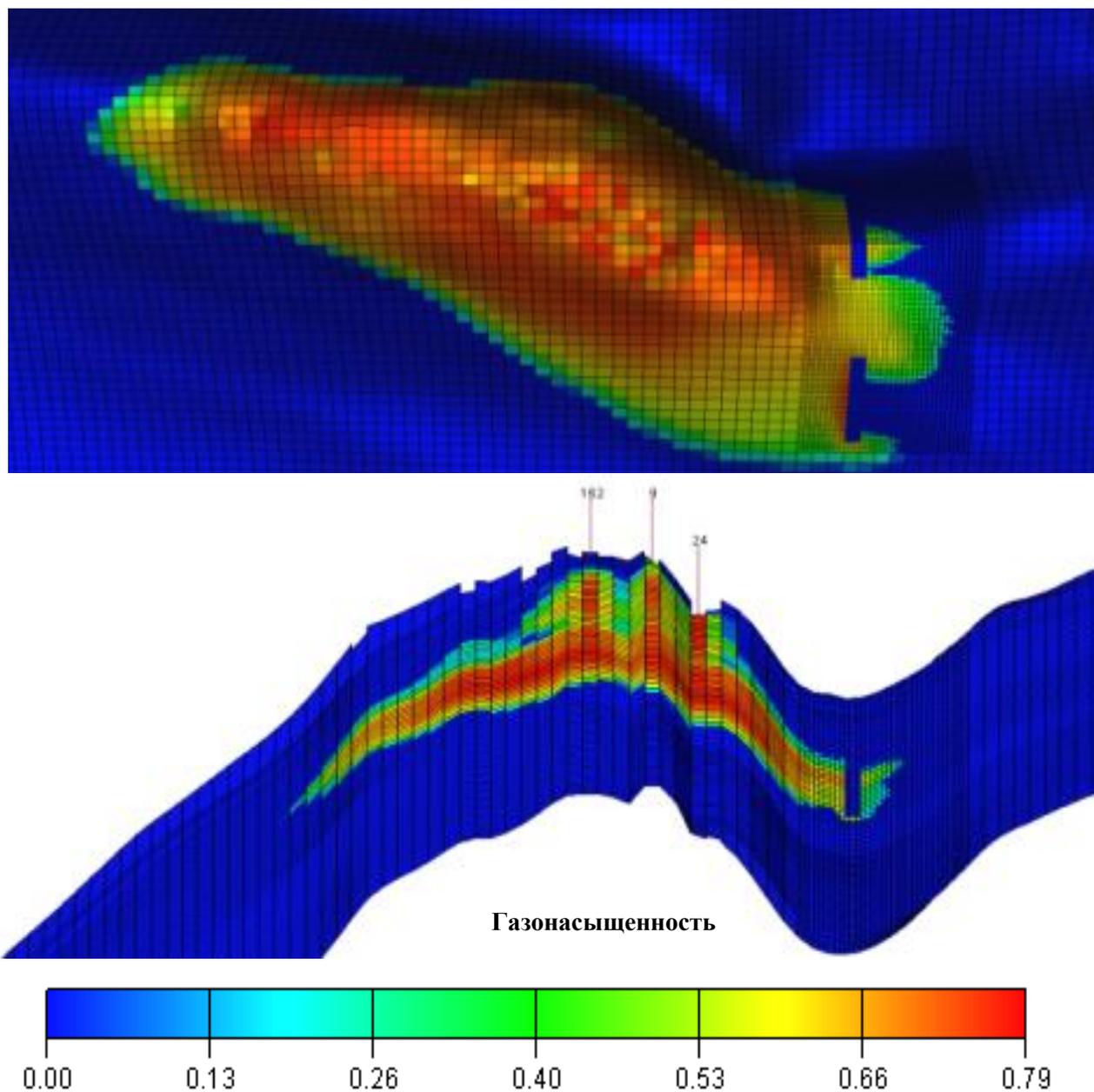


Рисунок 44 - Форма ГВК и распределение газонасыщенности при экране, созданном через две наклонно-направленные скважины и проницаемостью  $k = 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup>

Это происходит потому, что центральная часть изолируемой области, где и формируется основное русло движения газа из структуры 1 в структуру 2, остается непокрытой.

В варианте «В» рассматривается случай, когда создаются, фактически, 2 экрана при помощи двух параллельных или горизонтальных скважин [47]. В этом случае препятствие для перетока газа больше, чем в варианте «Б», но также недостаточно эффективно из-за того, что центральная часть остается

частично не изолирована. При этом снижение перетока газа происходит на 10-17% (Таблица 3, Рисунок 45). Как видно из серии рисунков 45 - 48, происходит увеличение газонасыщенности пласта непосредственно перед экранами, но ниже, чем в варианте «А», из-за того, что происходит уход газа через неперекрытую центральную часть, где экраны не могут его удержать в пределах своего влияния. Но и в этих случаях, чем ниже проницаемость экрана, тем меньший объем перетока из основной структуры.

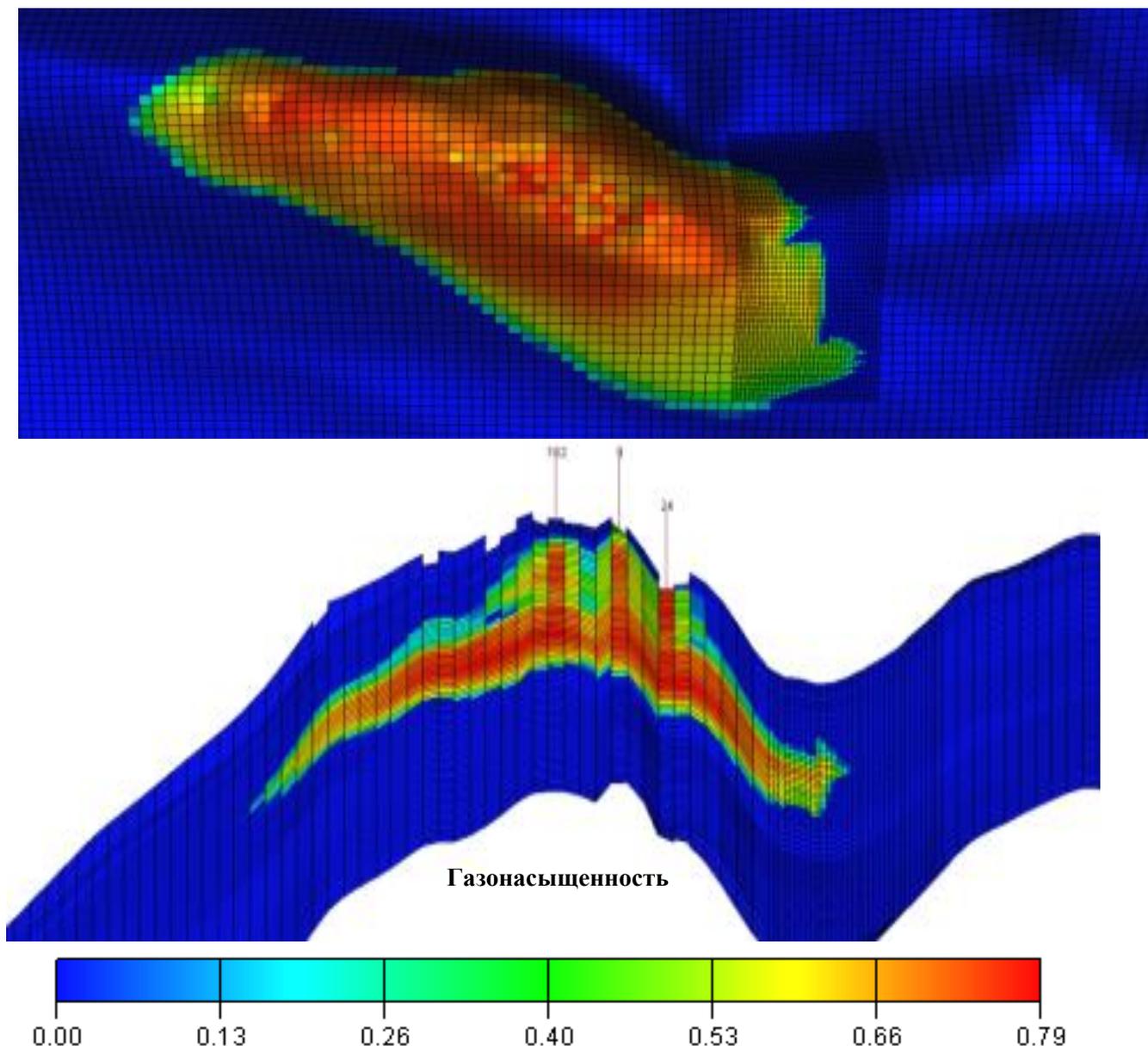


Рисунок 45 - Форма ГВК и распределение газонасыщенности при экране, созданном через две горизонтальные скважины  $k = 10^{-2}$  мкм<sup>2</sup>

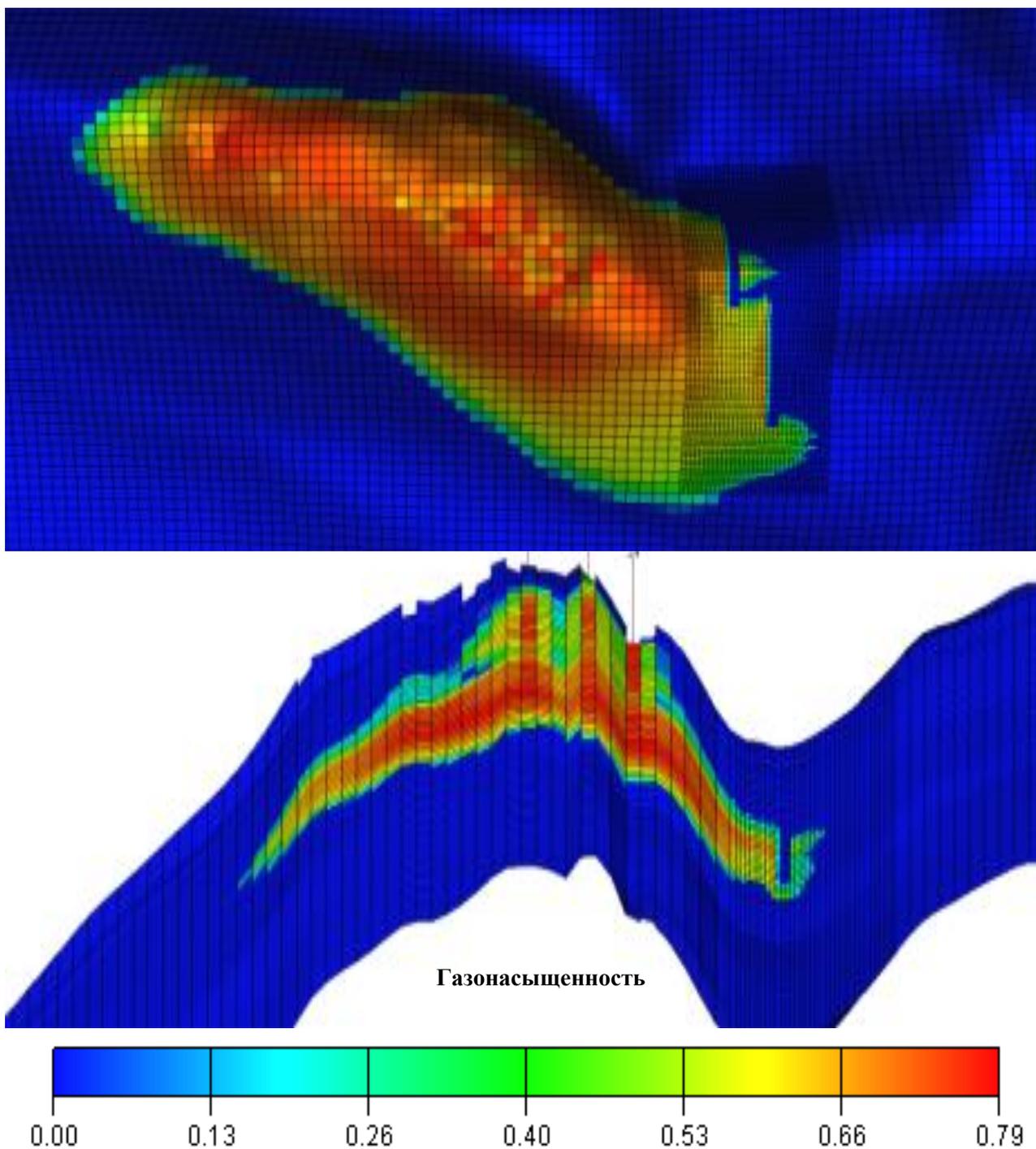


Рисунок 46 - Форма ГВК и распределение газонасыщенности при экране, созданном через две горизонтальные скважины  $k = 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>

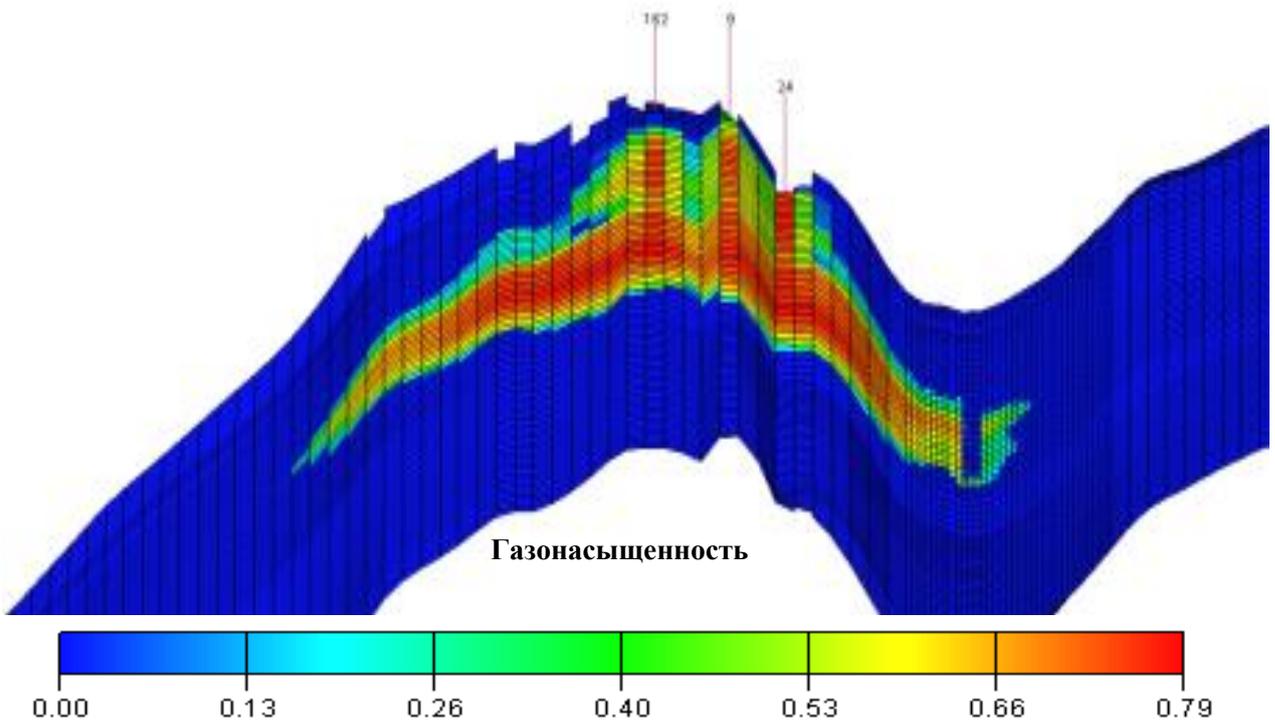
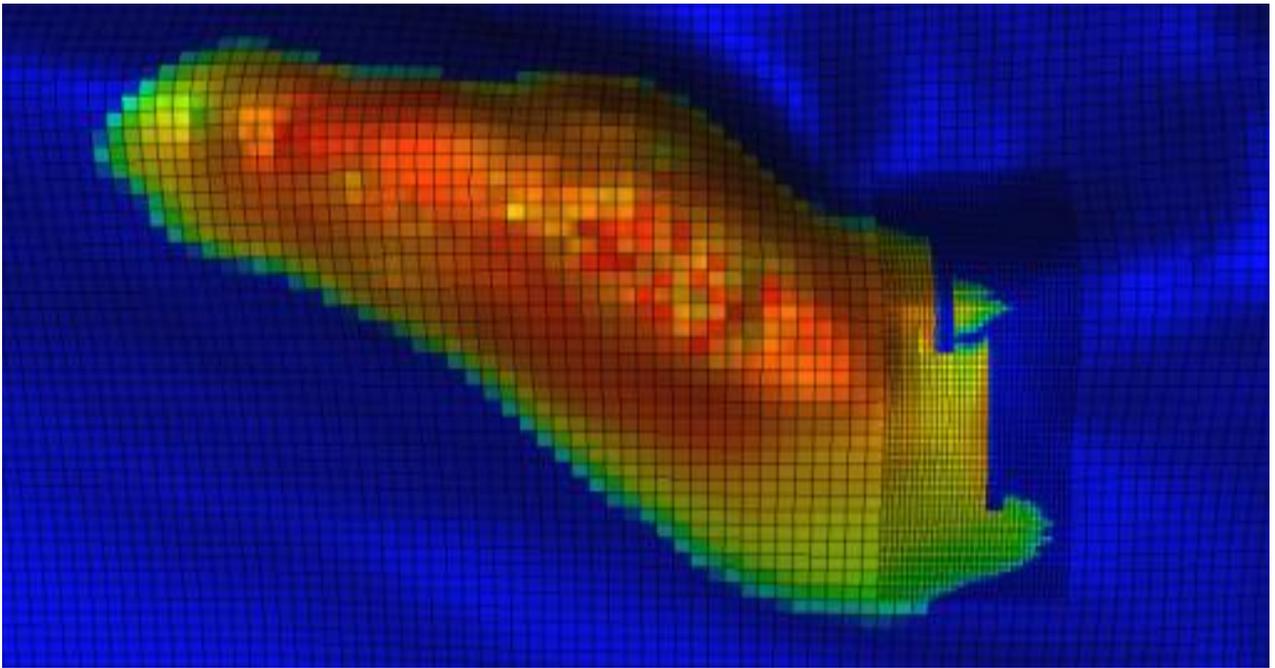


Рисунок 47 - Форма ГВК и распределение газонасыщенности при экране, созданном через две горизонтальные скважины  $k = 10^{-4}$  мкм<sup>2</sup>

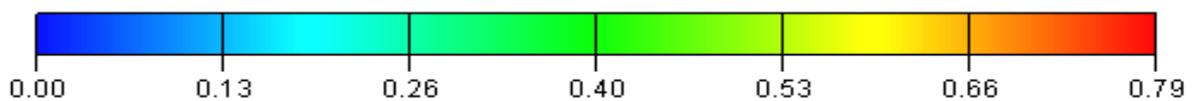
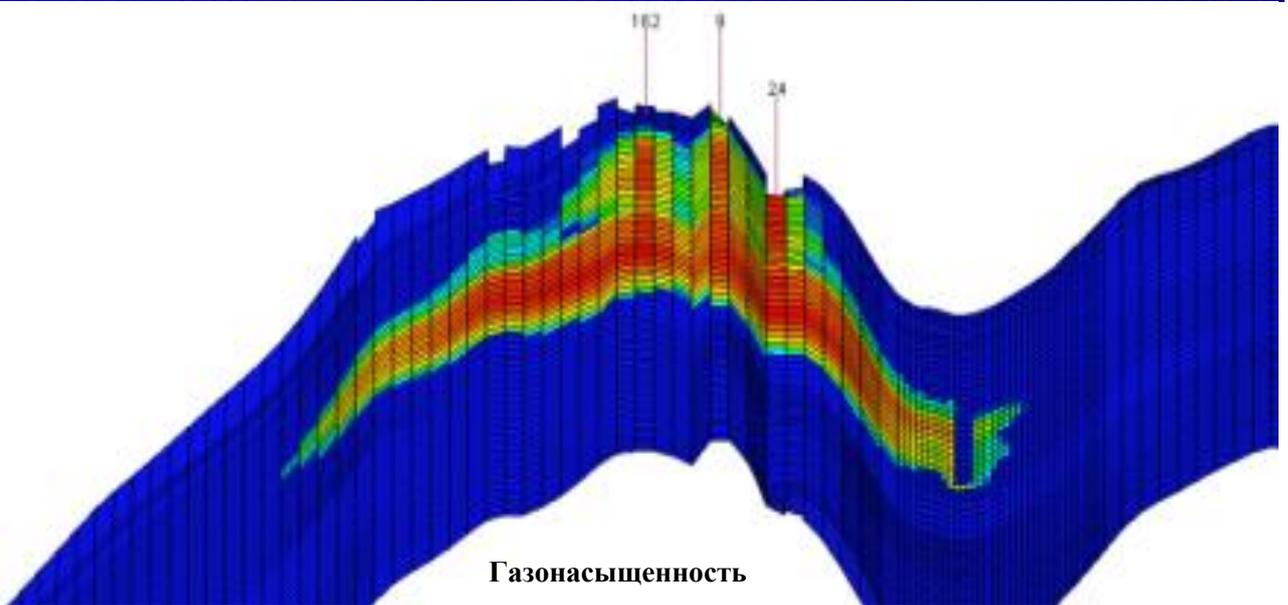
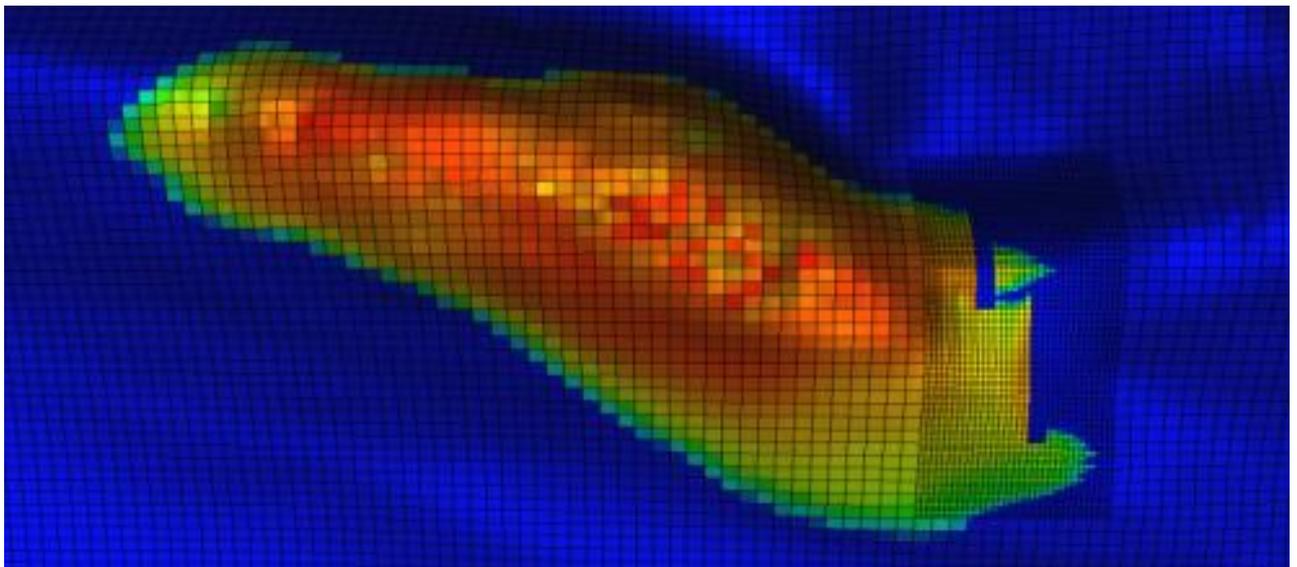


Рисунок 48 - Форма ГВК и распределение газонасыщенности при экране, созданном через две горизонтальные скважины  $k = 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup>

Вариант «Г» - экран поставлен перпендикулярно к линиям тока через межсводовый прогиб (Рисунок 35). Таким способом перекрывается вся центральная часть. Как видно из таблицы 3, для этого варианта объем снижения перетоков несколько ниже, чем для варианта «А», и, тем не менее, значительно лучше, чем для вариантов «Б» и «В». Объем перетоков газа снижается от 28% до 52% в зависимости от проницаемости экрана. Этот вариант является более

привлекательным вследствие его кратно меньшей протяженности и, следовательно, меньшей стоимости создания.

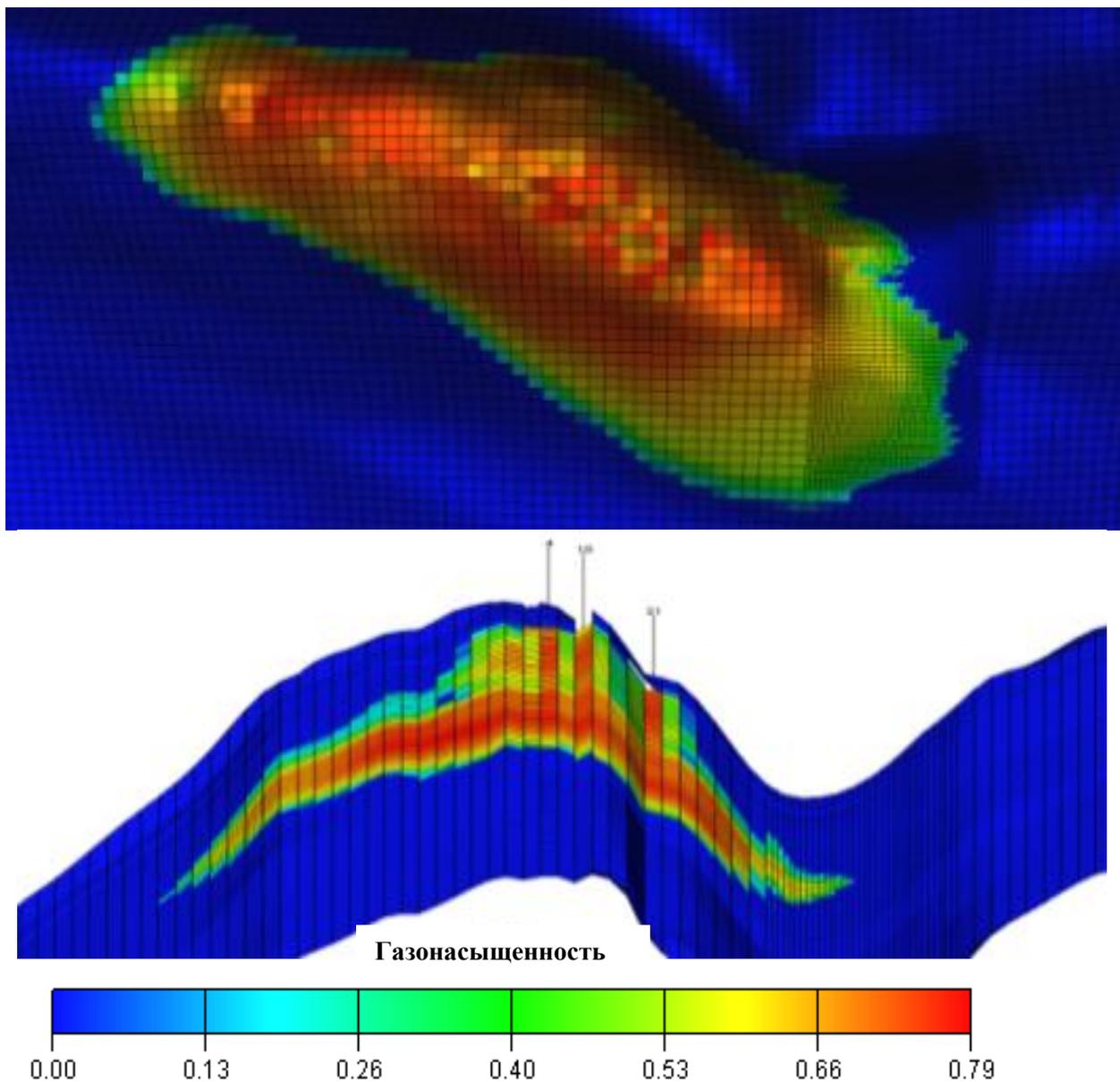


Рисунок 49 - Форма ГВК и распределение газонасыщенности при экране, установленном перпендикулярно потоку газа, перекрывая центральную часть мульды с проницаемостью  $k = 10^{-2}$  мкм<sup>2</sup>

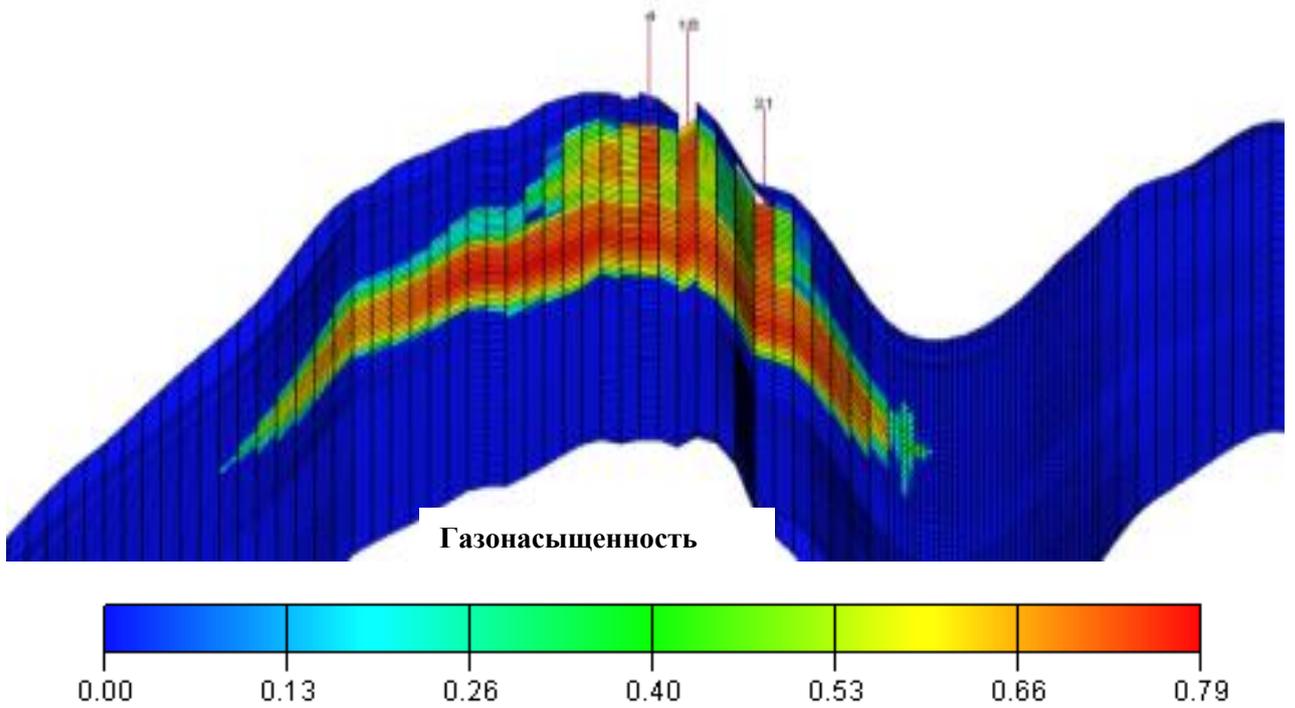
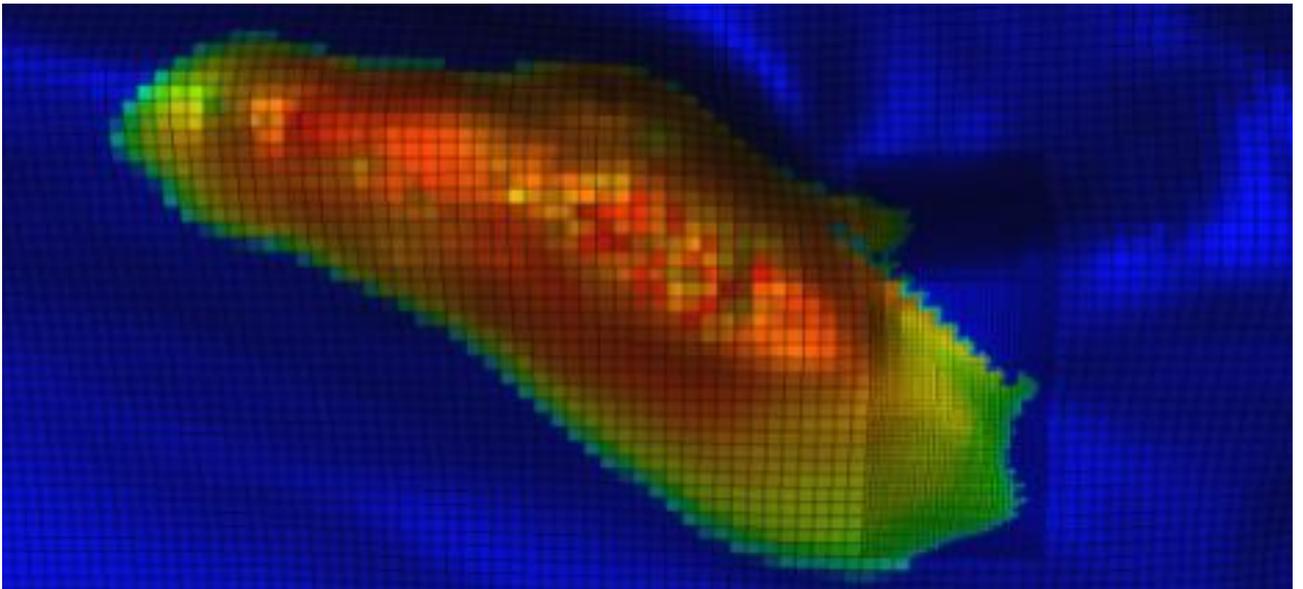


Рисунок 50 - Форма ГВК и распределение газонасыщенности при экране, установленном перпендикулярно потоку газа, перекрывая центральную часть мульды с проницаемостью  $k = 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>

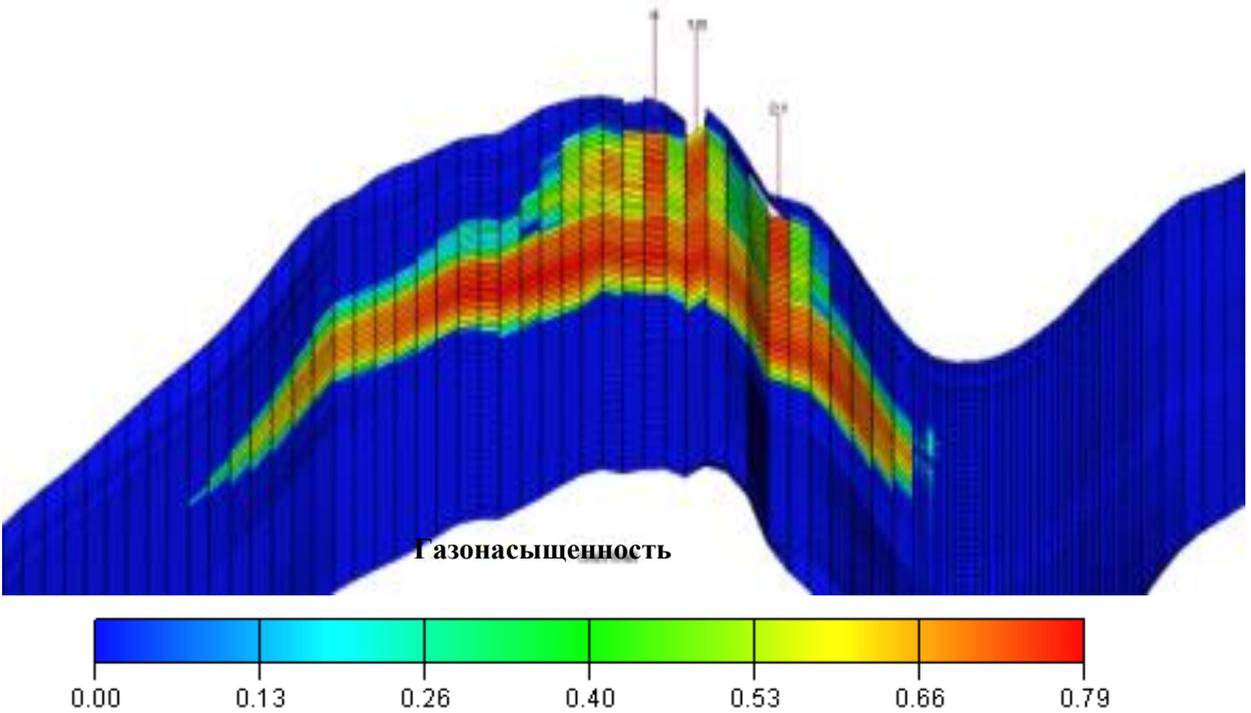
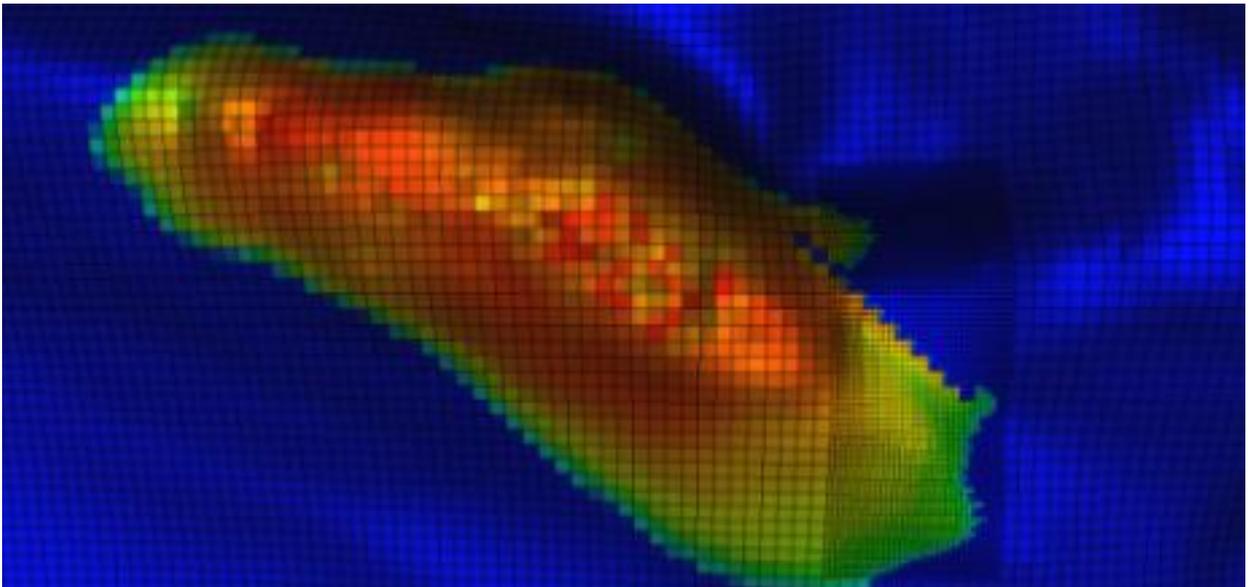


Рисунок 51 - Форма ГВК и распределение газонасыщенности при экране, установленном перпендикулярно потоку газа, перекрывая центральную часть мульды с проницаемостью  $k = 10^{-4}$  мкм<sup>2</sup>

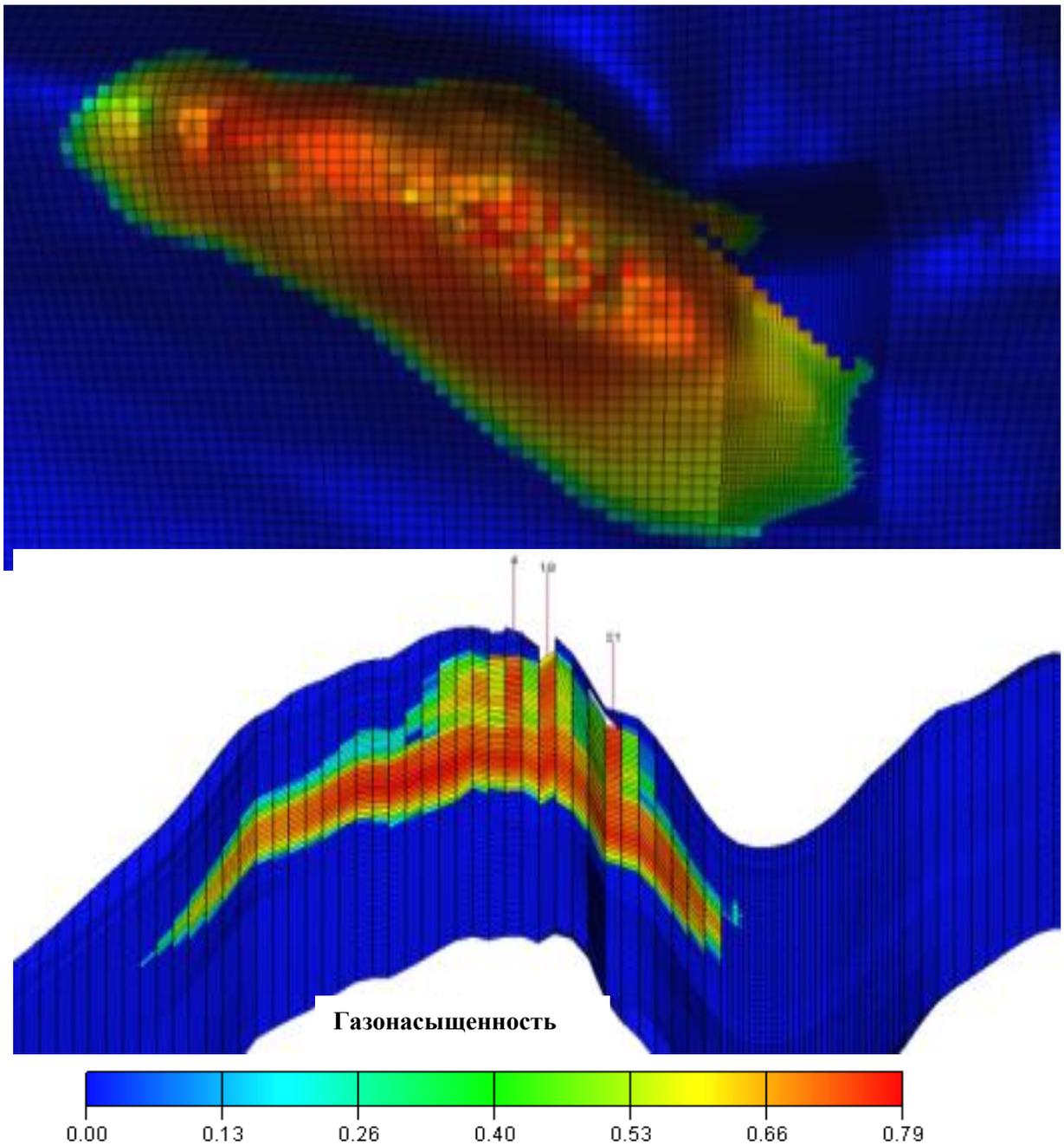


Рисунок 52 - Форма ГВК и распределение газонасыщенности при экране, установленном перпендикулярно потоку газа, перекрывая центральную часть мульды с проницаемостью  $k = 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup>

На рисунке 51 приведены результаты моделирования экрана через цепочку вертикальных скважин по варианту «Д». Для формирования такого экрана могут быть использованы как имеющиеся скважины, так и специально пробуренные [47, 48]. Технологический эффект от снижения проницаемости экрана от  $k = 10^{-2}$  мкм<sup>2</sup> до  $k = 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup> увеличивается в 2 раза (Таблица 3).

Данный вариант технологически оправдан по сравнению с вариантами «Б» и «В» тем, что может быть использован для решения проблемы миграции газа не только через мульдугу, но и через обширные участки, где имеются тектонические нарушения пласта-коллектора или высокопроницаемые зоны вблизи проектных границ ПХГ.

Как показали результаты исследования с применением компьютерного моделирования, наибольшую технологическую эффективность будут иметь варианты экранирования «А», «Г» и «Д». При их реализации происходит снижение перетоков газа от 21% до 84%. Надо сказать, что все варианты создания внутрипластовых экранов из дисперсных систем показывают положительный технологический эффект, однако в каждом отдельном случае большое значение будет иметь расположение экрана относительно направления изолируемых потоков газа и жидкости, а также фильтрационно-емкостные свойства пласта коллектора. Вариантов конфигураций экранов может быть несколько, при этом выбор наиболее эффективного варианта является технико-экономической, оптимизационной задачей.

Следует отметить высокую эффективность от реализации такого рода технологии, так как на практике это означает снижение неконтролируемого ухода части объемов газа за пределы проектного контура ПХГ.

Рассмотренная технология создания экранов в пласте с использованием свойств дисперсных систем, снижая проницаемость для газа, может эффективно применяться не только для подземных хранилищ газа, а также при разработке и эксплуатации газовых, газоконденсатных, нефтяных и нефтегазовых месторождений с различным геологическим строением для ограничения вторжения пластовых вод в залежь.

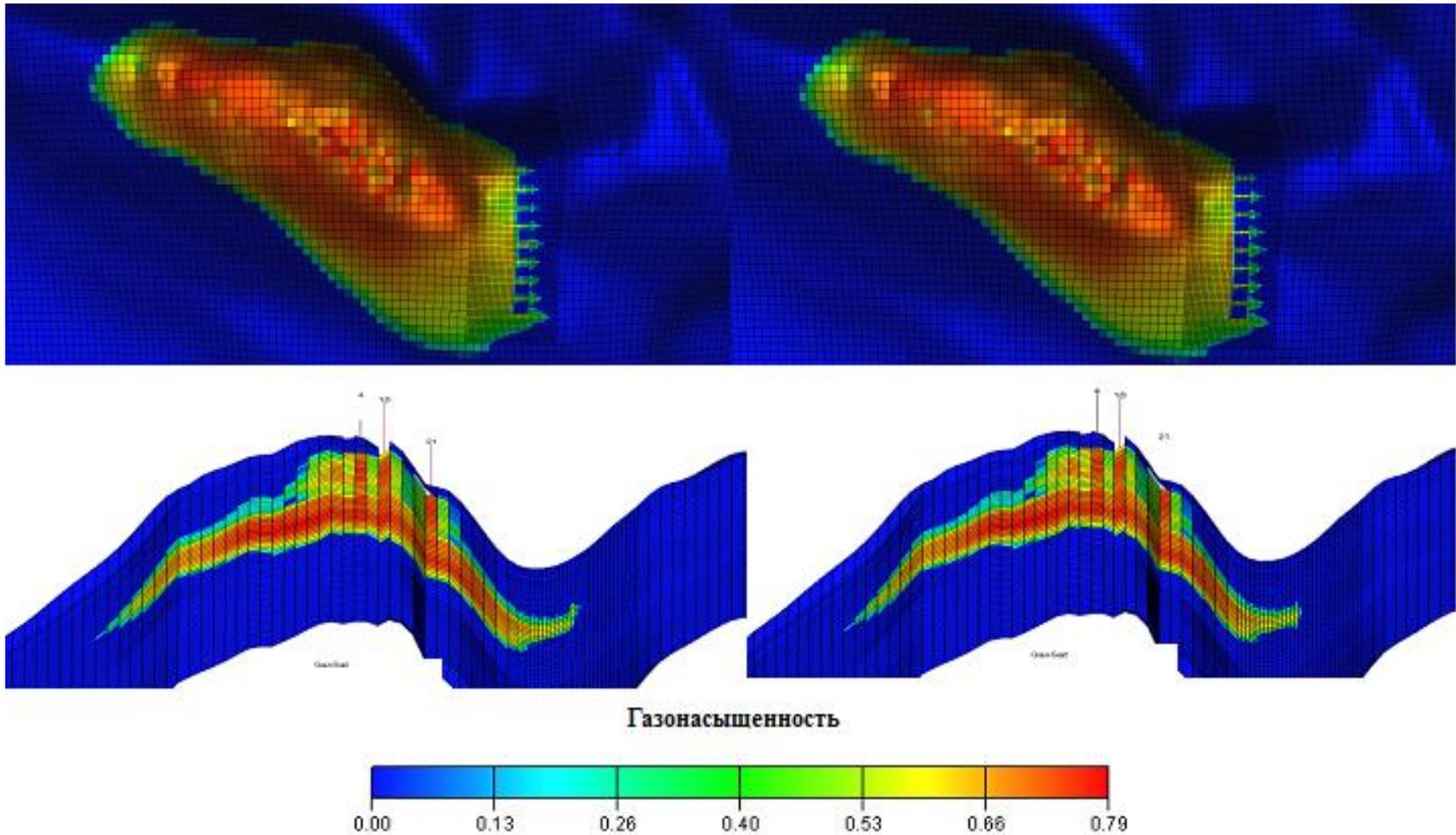


Рисунок 53 - Форма ГВК и распределение газонасыщенности по толщине в зависимости от проницаемости экрана (через цепочку горизонтальных скважин) с проницаемостью  $k = 10^{-2}$  мкм<sup>2</sup> и  $k = 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>

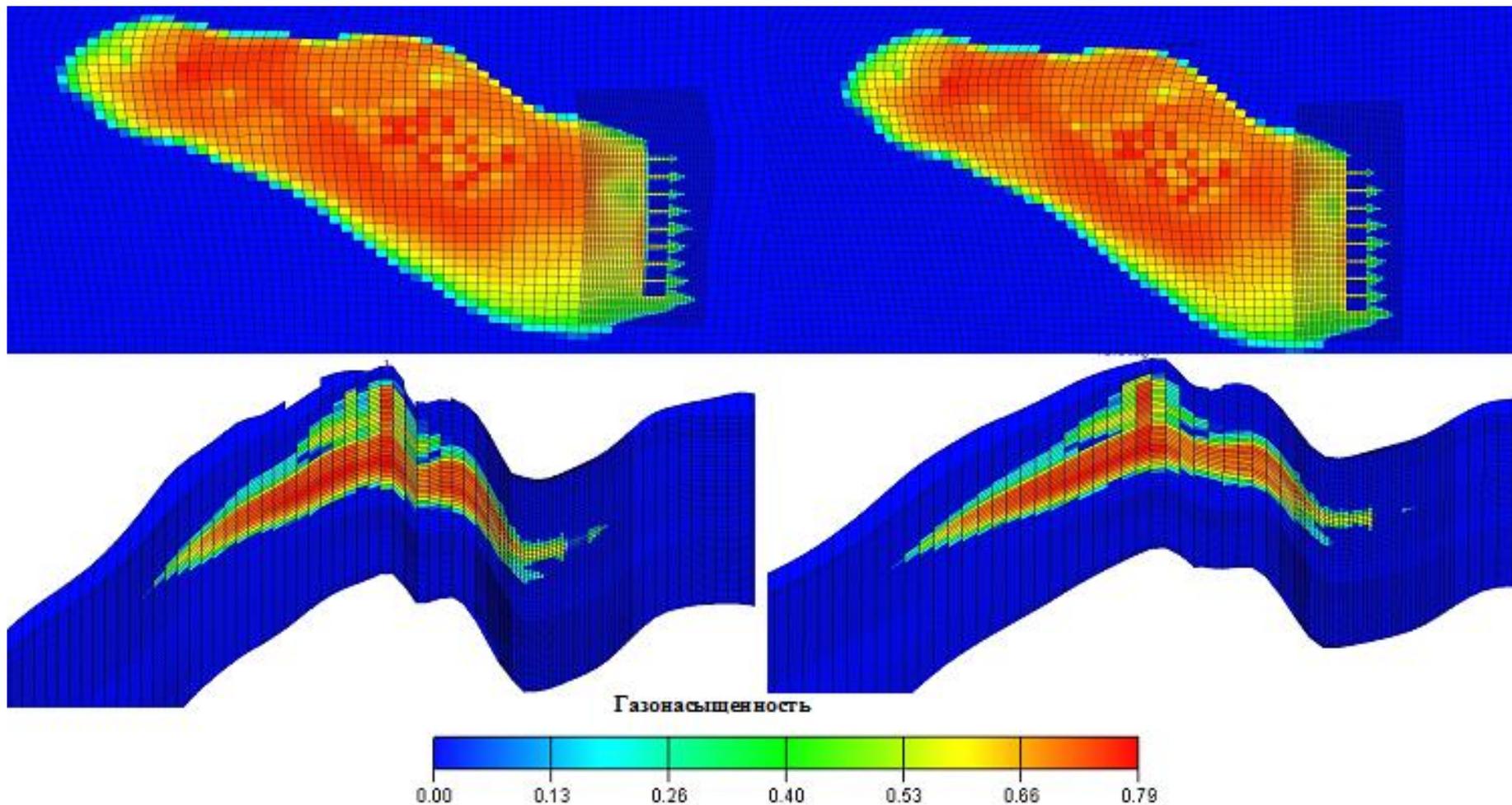


Рисунок 54 - Форма ГВК и распределение газонасыщенности по толщине в зависимости от проницаемости экрана (через цепочку горизонтальных скважин) с проницаемостью  $k = 10^{-4}$  мкм<sup>2</sup> и  $k = 10^{-6}$  мкм<sup>2</sup>

#### 4.3 Выводы к разделу

1. Проведено исследование с помощью компьютерного моделирования процесса ограничения пластовых флюидов путем создания искусственных экранов в пласте различной конфигурации.
2. Определены наиболее предпочтительные конфигурации экрана. Значительную эффективность показывает сплошной экран, созданный через горизонтальную скважину, он почти полностью перекрывает как по ширине, так и по толщине основное русло перетока в мульде. В варианте, где экран поставлен перпендикулярно к линиям тока, является привлекательным вследствие его кратно меньшей протяженности и, следовательно, меньшей стоимости создания.

### **5. ПРОМЫШЛЕННОЕ ИСПЫТАНИЕ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ НА УВЯЗОВСКОМ ПХГ С ЦЕЛЬЮ ПРОДЛЕНИЯ ПЕРИОДА БЕЗВОДНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПУТЕМ СОЗДАНИЯ ПРОТЯЖЕННОГО ПЛАСТОВОГО ЭКРАНА ИЗ ГЖДС**

#### 5.1 Обоснование «Программы промышленного применения дисперсных систем на Увязовском ПХГ»

О том, что свойства пен позволяют осушать призабойную зону скважин и таким образом продлевать период безводной эксплуатации, было рассмотрено автором в первой главе настоящей работы. Практическое применение описываемой технологии реализовывалось на хранилищах, находящихся на территории стран СНГ. Например, для снижения водного фактора, а также увеличения отбора газа по ПХГ в целом в разные годы проводились обработки призабойных зон скважин на Осиповическом ПХГ

(Республика Беларусь). На всех объектах, где были осуществлены данные мероприятия, наблюдался значительный прирост производительности и увеличение времени безводной работы скважин, при этом стоит сказать, что по скважинам, находящимся в непосредственной близости, но не обработанных, увеличения дебита при отборе не наблюдалось [86, 44].

На Гатчинском ПХГ были проведены промысловые эксперименты с целью уменьшения водного фактора с применением поверхностно-активных веществ. Для проведения исследований были отобраны 7 скважин, по которым был зафиксирован наибольший водный фактор в предыдущих сезонах эксплуатации. В результате применения ПАВ на выбранных скважинах наблюдалось снижение водного фактора более чем в два раза [34].

Также в целях предотвращения быстрого обводнения эксплуатационных скважин обработка ПАВ проводилась на скважинах Полторацкого ПХГ и ПХГ Акыртобе, находящихся на территории Республики Казахстан. На семи скважинах Полторацкого ПХГ, подвергшихся обработке, по результатам сравнительных газодинамических исследований отмечено увеличение производительности и значительное снижение водного фактора, а исследования НГК показали существенный рост уровня газонасыщенности. На Акыртобинском ПХГ были обработаны 6 скважин, однако эксплуатационные характеристики этих скважин оценить не представилось возможным. И, тем не менее, анализ результатов геофизических исследований, проведенных методом НГК, показывает эффективность реализованных обработок, в результате которых произошло увеличение газонасыщенности по скважинам в два раза [112].

Для промышленного применения ГЖДС при создании экранов выбрано Увязовское ПХГ, созданное в водоносном пласте в Центральном регионе России. Эксплуатация Увязовского ПХГ осложняется постоянным расширением газонасыщенного порового объема и постепенным снижением потенциала по отбору газа. Этот объект был выбран для отработки методики

экранирования газовой залежи от утечек газа и массивированного вторжения пластовой воды.

Объектом закачки газа на Увязовском подземном хранилище является песчаник верхней части щигровского горизонта верхнего девона. Терригенная толща имеет сложное литологическое строение, обусловленное специфическими условиями осадконакопления.

По кровле щигровского пласта-коллектора структура представляет собой асимметричную антиклинальную складку, вытянутую в северо-западном направлении. Сводовая часть поднятия по кровле щигровского пласта-коллектора осложнена тремя небольшими куполами с амплитудой до 5 м. Структура имеет размеры 17 x 7 км. Амплитуда поднятия- 23 м.

Неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта-коллектора приводит к избирательному внедрению газа в наиболее проницаемые прослои, вследствие чего происходит растекание газа на значительной площади (Рисунок 56) [28].

Объем отобранного газа за сезон 2013-2014 гг. составил 36 % от проектного активного объема. Максимальная суточная производительность в начале сезона отбора реализовалась на 42 процента от проектного значения при максимальном пластовом давлении и продолжалась в течение нескольких суток.

Учитывая положительный опыт закачки ПАВ в 2012 г., а также для повышения объема отбираемого газа в сезоне 2014-2015г.г. было принято решение о применении физико-химического и гидродинамического способов повышения производительности скважин. Используя положительный результат промысловых испытаний дисперсных систем для повышения газонасыщенности водоносного пласта-коллектора этого ПХГ, была разработана «Программа промышленного применения дисперсных систем на ПХГ в 2014 г.» [30, 33, 109].

Программой предполагается проведение локальных физико-химических воздействий на пласт-коллектор в зоне дренирования 13 скважин

1-куста (№№ 98, 99, 81, 123, 110, 101, 89, 117, 124, 109, 116, 83, 118). Применение пенных систем предполагалось, для интенсификации вытеснения жидкости газом для более полного вовлечения в процесс низкопроницаемых слоев пласта, улучшая тем самым процесс осушки слоисто-неоднородных коллекторов.

В качестве раствора пенообразователя использовалась синергетическая композиция, состоящая из основного пенообразующего неионогенного ПАВ (оксиэтилированного алкилфенола марки ОП-10) и вспомогательного анионоактивного ПАВ (концентрированной сульфит-спиртовой барды (КССБ)) в соотношениях от 0,6:1 масс.%, до 1:0,4 масс.%. Раствор готовился на пластовой воде этого же горизонта, отбираемой из наблюдательных скважин [88]. Процесс приготовления синергетической композиции представлен на рисунке 55.

После окончания работ по закачиванию раствора ПАВ в скважины была разработана программа специальных исследований, которая позволила оценить эффективность проведенных мероприятий. Программа включала в себя комплекс геофизических и гидродинамических исследований для определения коэффициентов газонасыщенности пласта, особенности продвижения ГВК в скважинах, а также определения профиля притока.

## 5.2 Создание протяженного полосообразного пластового экрана для продления безводной эксплуатации.

Для предотвращения вторжения пластовой воды в газовую залежь впервые в мировой практике подземного хранения газа был создан протяженный пластовый полосообразный экран (экран) с целью ограничения притока краевых вод с южного направления, так как скважины этого направления выводятся из эксплуатации в первый же месяц сезона отбора газа по причине латерального обводнения (Рисунок 57).

Для реализации намеченных мероприятий были проанализированы геологические данные, а также фактические эксплуатационные характеристики скважин, затем выполнены расчеты с помощью 3D модели и в результате были определены скважины для установки экрана оптимальной формы и расположения. Формирование экрана осуществлялось, как показано на рисунке 58, через цепочку скважин №№ 87, 95, 103 и 111.

Изначально предполагалось, что экран будет создаваться по технологии [60, 53], однако близость расположения скважин, через которые планируется создание экрана, и сложность организации создания двухэтапной технологии вызвали необходимость рассмотрения более простой одноэтапной технологии, которая заключается в последовательной закачке расчетных количеств раствора синергетической композиции ПАВ и газа одновременно во все скважины. При этом из-за малых расстояний между скважинами обеспечивается диффузионное смыкание закачиваемых из соседних скважин растворов композиций.

Расчеты показывают, что интерференция скважин при одновременной закачке раствора приводит к такой деформации контуров, в результате которой между соседними контурами образуется сложная поверхность, где происходит конвективно-диффузионное смыкание. Требуемый поперечный размер экрана, равный 19 метрам, обеспечивается расчетными объемами закачиваемого в каждую скважину раствора. Так как не было необходимости в дальнейшем подключать к работе в отбор выбранные скважины, что определяет отсутствие депрессии на их призабойную зону, снимаются вопросы возможного выноса песка и разрушения призабойной зоны пласта вследствие разупрочнения цементирующей глины. Это позволило использовать вместо пластовой воды для приготовления раствора техническую воду со слабой минерализацией, которая обеспечивает повышение эффекта пенообразования в пласте на 15-20% по сравнению с использованием пластовой воды. В таблице 4 приведены расчетные объемы для создания экрана.



Рисунок 55 – Процесс приготовления раствора ПАВ

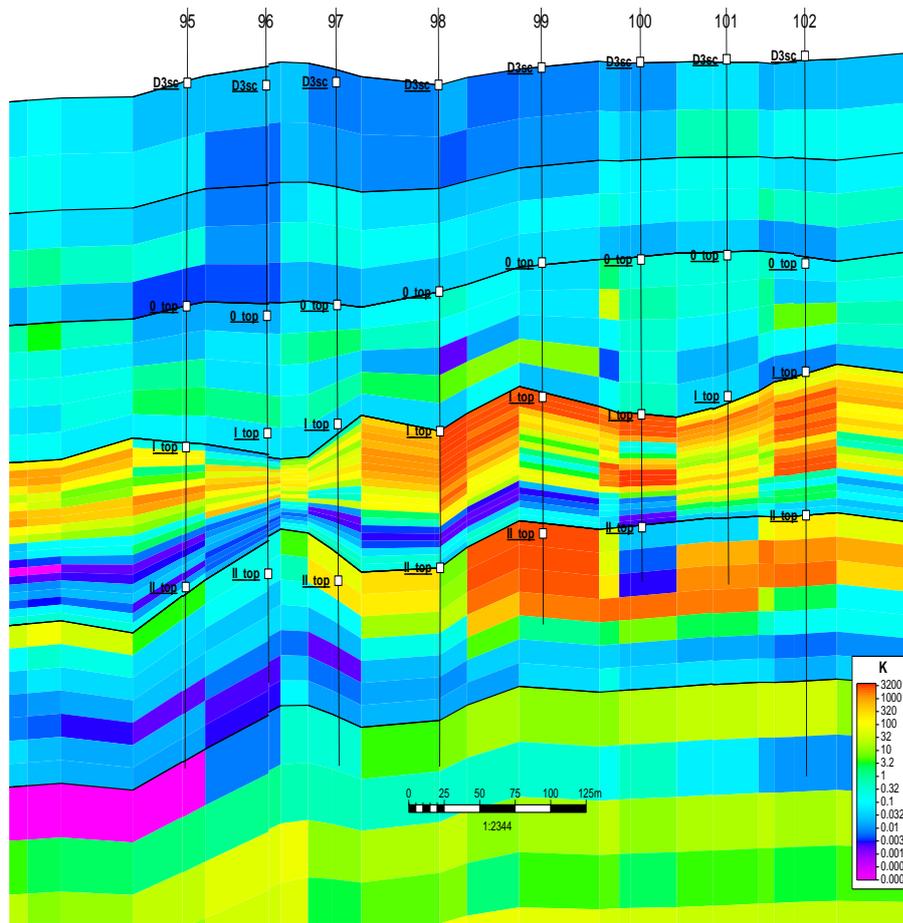


Рисунок 56 – Разрез по линии скважин, распределение проницаемости.

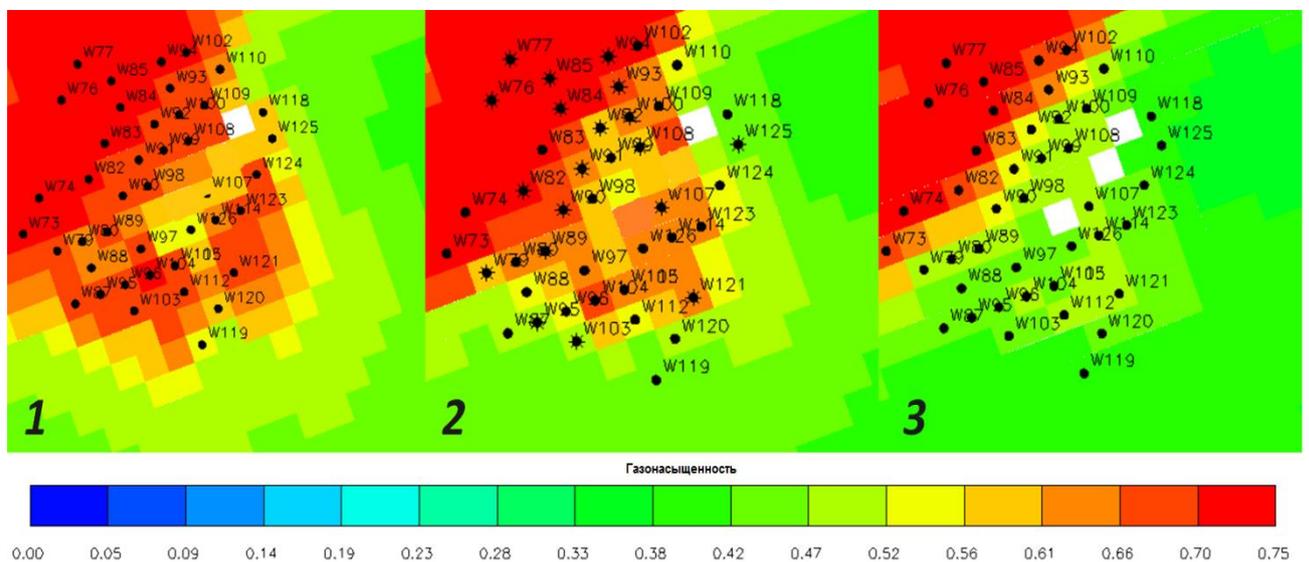


Рисунок 57 – Распределение газонасыщенности в пласте на различные периоды: 1 – начало сезона отбора, 2 – середина сезона отбора, 3 – конец сезона отбора.

После окончания работ по созданию пластового экрана в районе указанных скважин проводились геофизические и гидродинамические

исследования, которые позволили оценить эффективность проведенных мероприятий.

По результатам геофизических исследований установлено, что благодаря проведенным работам удалось увеличить газонасыщенную мощность по скважинам этого района (

Рисунок 59).

Это подтвердилось и данными эксплуатации, по результатам которой удалось продлить работу ряда скважин в 5 раз по сравнению с предыдущими годами и уже к середине сезона отбора увеличить суммарный накопленный объем отобранного газа по скважинам в среднем в 10 раз, при этом водный фактор снизился, в среднем, в 4 раза [30, 33, 109].

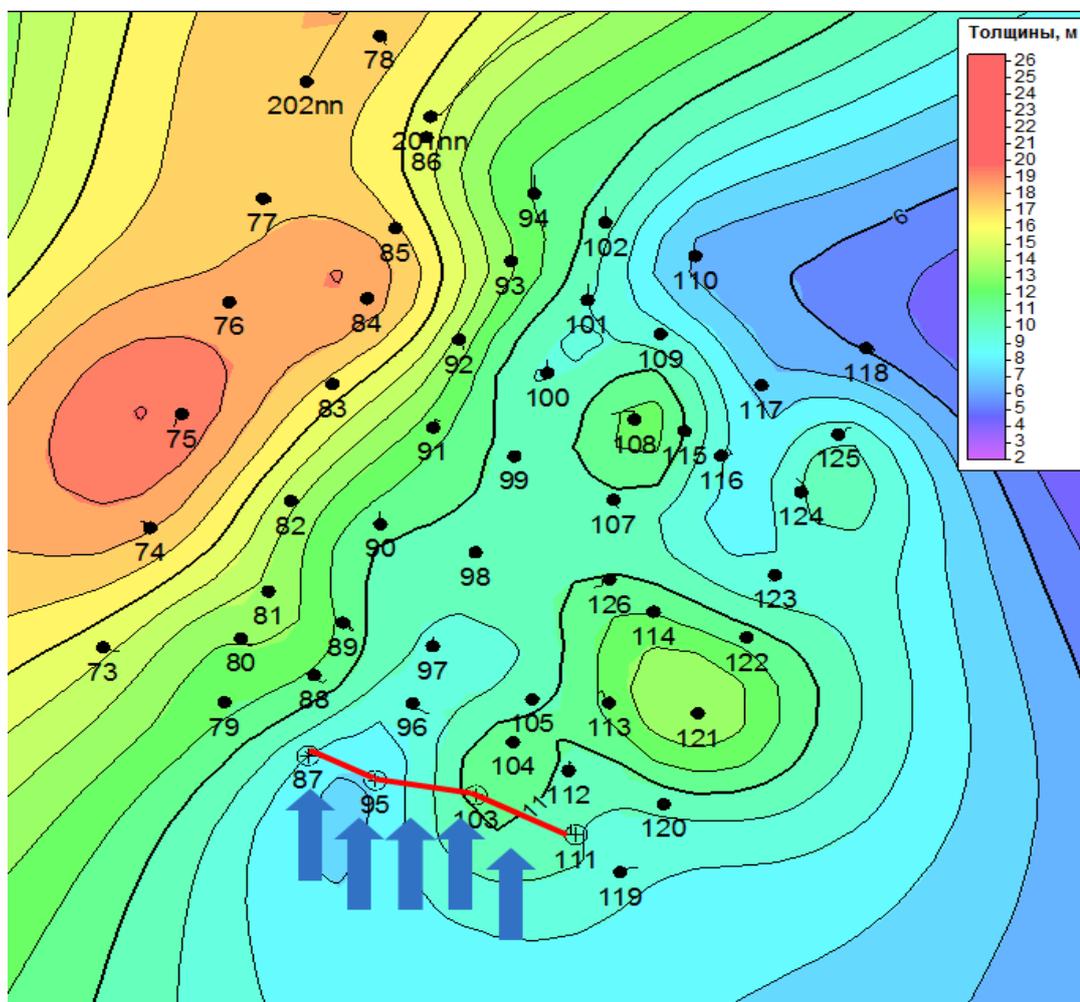


Рисунок 58 – Схематичное изображение местоположения проектируемого пенного экрана на Увязовском ПХГ, установленного через скважины №№ 87, 95, 103 и 111, и вектора притока воды

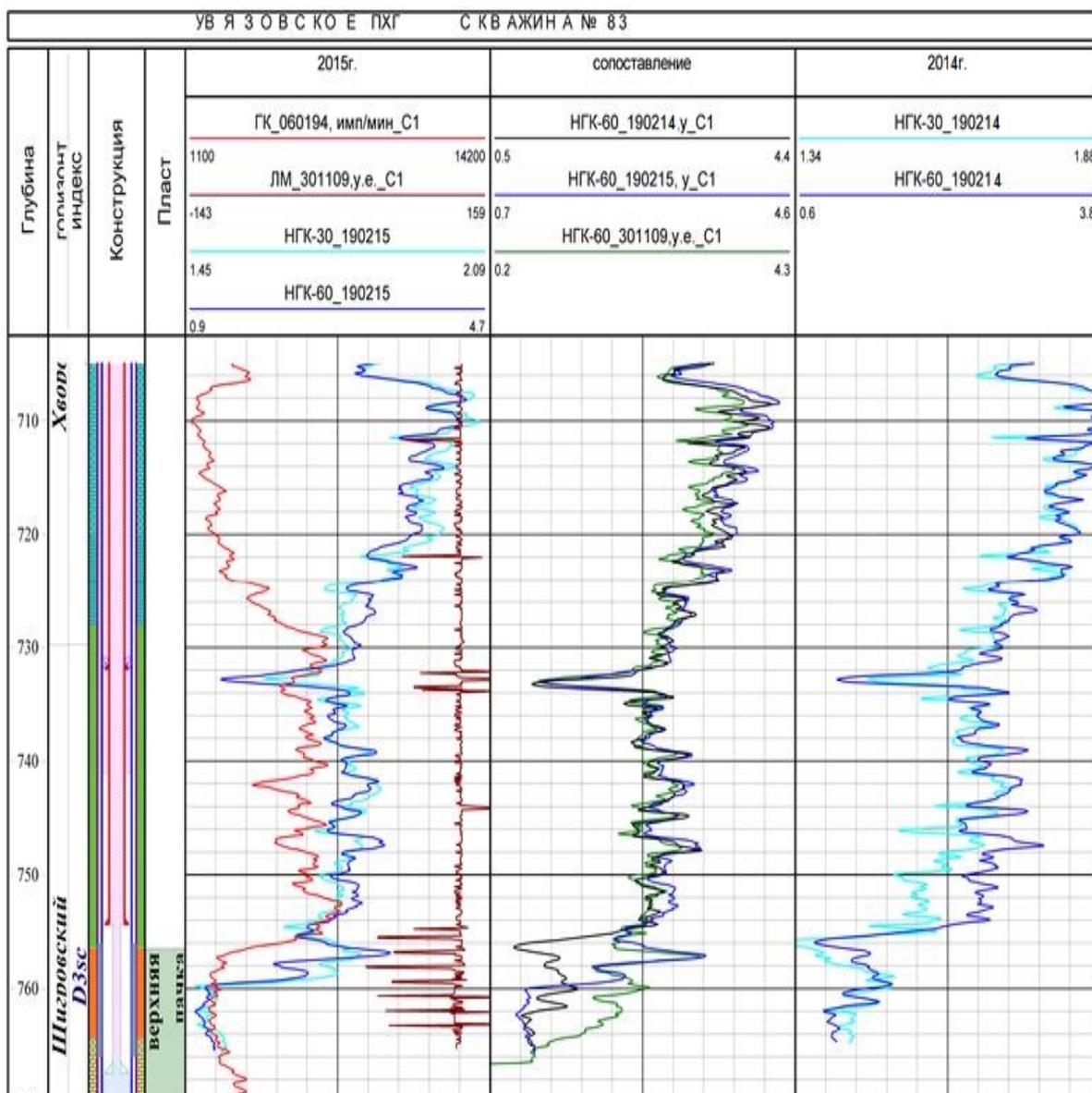


Рисунок 59 – Сравнение результатов геофизических исследований по скважине 83 в процессе отбора в феврале 2013 г и в феврале 2014 г.

Другим фактором, позволившим эффективно оценить выполненные работы, явилась эксплуатация ПХГ в сезоне 2014-2015 гг. в так называемом «стресс-режиме», который заключался в применении компрессоров во второй половине сезона отбора. При увеличении суточной производительности в период снижения давления в зоне эксплуатации ниже гидростатического обработанные скважины и скважины, находившиеся вблизи созданного барьера, показали существенное прирост в дебите. Резкого обводнения фонда и, как следствия, вывода из эксплуатации не произошло, а по ряду скважин значение водного фактора держалось

значительное время в пределах допустимого, что для данного хранилища является нехарактерным, так как обычно при увеличении суточной производительности, скважины этого куста резко обводняются и в дальнейшем не принимают участия в работе (Рисунок 60).

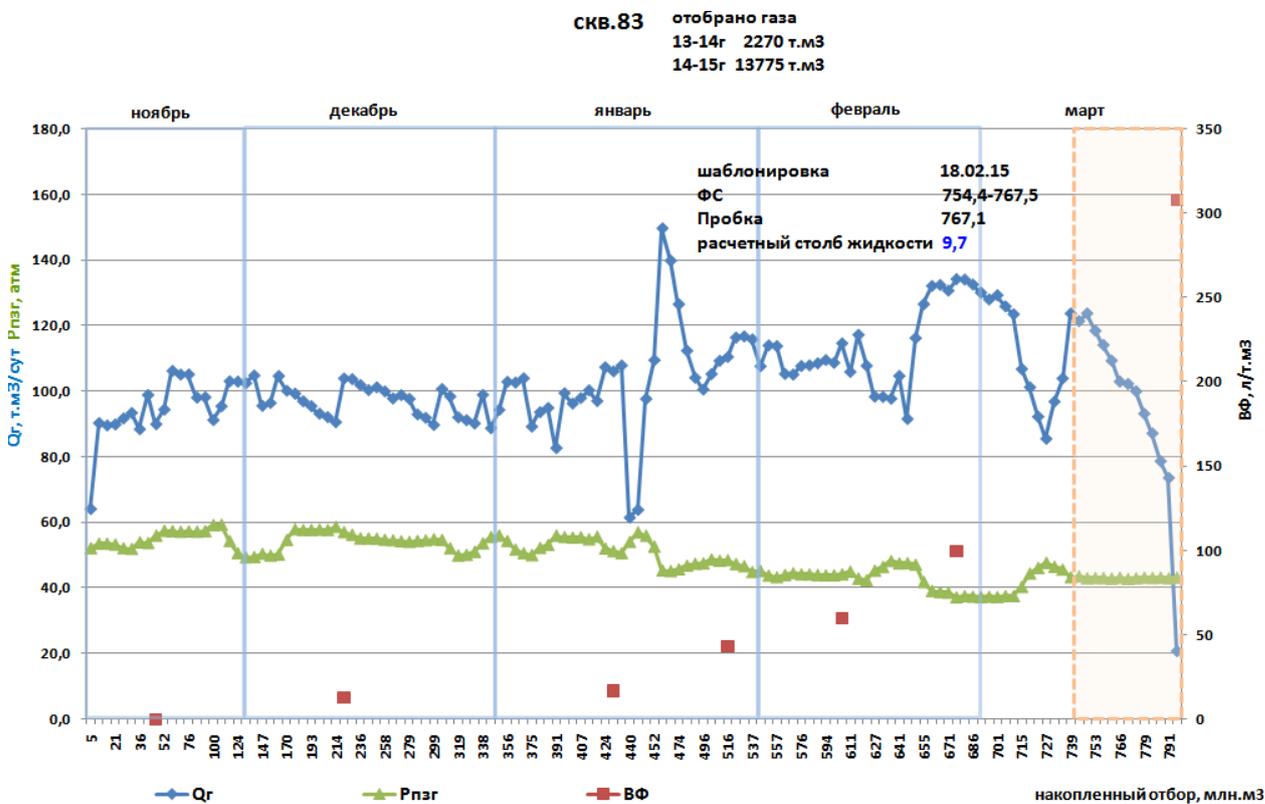


Рисунок 60 – Динамика производительности скважины 83 в сезоне 2014/15 г.

Практически все скважины, находящиеся в зоне влияния созданного экрана, показали существенный прирост суммарного объема отобранного газа и производительности (Таблица 5): объем добычи газа по данным скважинам составил 56454,2 тыс. м<sup>3</sup> газа.

Таблица 4 - Расчетные объемы раствора и газа для создания пластового экрана

№ п/п	Скважина	Объем закачанного раствора, м <sup>3</sup>	Объем закачанного газа в пластовых условиях, м <sup>3</sup>	Масса ПАВ, кг.	
				ОП-10	КССБ
1	87	279	1 536	1 875	1 125
2	95	346	1 823	1 730	1 040
3	103	279	1 838	1 875	1 125
4	111	339	1 382	2 375	1 425
	Всего	1242	6 579	7 855	4 715

Таблица 5– Сопоставление работы скважин в сезонах до и после проведенных работ

Скважины	Сезон отбора 2013 – 2014г.г. (до обработки)		Сезон отбора 2014 – 2015г.г. (после обработки)		Прирост добычи газа	Кратность увеличения	
	V газа	Qскв.	V газа	Qскв.		объема отобранного газа	Производи- тельности скважин
№№	т. м <sup>3</sup>	т.м3/сут	т. м <sup>3</sup>	т.м3/сут	т. м <sup>3</sup>	б/р	б/р
73	2387	30,4	3685	42,2	1298	1,54	1,4
74	9284	67,7	9725	55,6	441	1,05	0,8
79	11776	111,3	14856	123,6	3080	1,26	1,1
88	393	0,3	2538	29,1	2145	6,46	97,4
97	371	3	4531	92,6	4160	12,21	30,6
104	1185	78,7	2847	34	1662	2,4	0,4
107	5620	30,2	15898	176,5	10278	2,83	5,8
101	706,7	3,7	1033,2	12,3	326,5	1,46	3,4
122	1212	77,2	1341	79,5	129	1,11	1,03
Итого	32934,7		56454,2		23519,5	30,32	141,93

Приведенные для сравнения скважины пробурены на тот же пласт, где и устанавливался экран. Ряд скважин, не приведенных в таблице, такие как № 112, 113, 120, пробурены на другой пласт и созданный экран не оказывал на них какого-либо влияния. Скважины № 98, 99, 81 не работали в этот сезон, поэтому также не могут приводиться для сравнения. Резкого обводнения скважин и, как следствие, выхода их из эксплуатации не произошло, а по ряду скважин значение водного фактора держалось значительное время в пределах допустимого. Для данного участка хранилища это является нехарактерным, так как обычно при увеличении суточной производительности скважины этого участка резко обводнялись и в дальнейшем не участвовали в отборе газа. Благодаря проведенным мероприятиям по этим скважинам удалось увеличить суточную производительность в 6,3 раза, а в целом по кусту в 1,3 раза, а также обеспечить безводную эксплуатацию по целому ряду скважин, которые в

предыдущие сезоны практически не участвовали в отборе газа из-за высокого водного фактора.

### 5.3 Оценка коммерческой эффективности результатов исследований.

Эффективность технологии использования дисперсных систем для продления безводной эксплуатации скважин в процессе циклической эксплуатации подземных хранилищ газа в неоднородных водоносных пластах образуется за счет ограничения вторжения подошвенной и краевой воды вследствие создания протяженных внутрипластовых экранов, что способствует продлению безводной эксплуатации и повышению производительности всего ПХГ. Эффектообразующим фактором является дополнительный отбор газа из ПХГ посредством проведенных мероприятий по обработке скважин химреагентами.

В расчетах использованы следующие параметры экономической среды:

- расчетный период – 1 год;
- налоговое окружение по состоянию на 01.01.2015 г.

В качестве метода оценки эффективности мероприятий принят метод экономического анализа потоков наличности, включающих все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы и определение эффекта посредством сопоставления доходов и расходов с учетом их экономической значимости во времени.

Для анализа результатов оценки эффективности проведенных мероприятий используется показатель чистого дисконтированного дохода с использованием проекта и без него.

В качестве исходных данных были взяты показатели активной емкости, закачки и отбора газа по Касимовскому УПХГ (6), а также фактические эксплуатационные затраты, понесенные филиалом в 2013 г. Для формирования двух ставок тарифа для Увязовского ПХГ все понесенные за отчетный период затраты по хранению газа разделяются на условно-

постоянные и условно-переменные. В результате тариф на закачку-отбор газа составил 21,80 руб./тыс. куб. м, а тариф на хранение газа в ПХГ равняется 35,11 руб./тыс. м<sup>3</sup> в месяц.

В таблице 6 приведены основные показатели, необходимые для оценки ожидаемой коммерческой (финансовой) эффективности.

Таблица 6 - Исходные данные для оценки ожидаемой коммерческой эффективности

<b>Показатели</b>	<b>2013</b>
Отбор газа на куст Увязовского ПХГ, млн. куб.м	230
Активная емкость Касимовского УПХГ, млн. куб.м	12500
Отбор газа Касимовского УПХГ, млн. куб. м	8041,19
Закачка газа Касимовского УПХГ, млн. куб. м	8943,29
Эксплуатационные затраты Касимовского УПХГ, млн. руб.	5637,41
Условно-переменные затраты Касимовского УПХГ, млн. руб.	370,33
Условно-постоянные затраты Касимовского УПХГ, млн. руб.	5267,08
Тариф на закачку-отбор, руб./тыс.куб.м	21,80
Тариф на хранение газа, руб./тыс.куб.м/мес.	35,11
Стоимость 1 бр.-часа работ, руб.	14763,59
Объем работ, бр.-часов	446,00
Цена реагентов, руб./т.	28898,45
Количество реагентов, т.	10,236
Затраты на обработку скважин хим. реагентами, млн руб.	6,88

Результаты расчетов приведены в таблице 7.

Эффектом от проведения мероприятий является возможность отбора ранее накопленного в ПХГ газа, часть которого не успевали отобрать за период.

В отчетном году по 1 кусту скважин Увязовского ПХГ был проведен ряд мероприятий по обработке скважин химреагентами, благодаря которым удалось получить дополнительный отбор газа с куста 56,36 млн куб. м ранее накопленного газа (Таблица 7).

В таблице 7 приведен расчет показателей эффективности «с проектом»-«без проекта». В доходной части учитывается объем отобранного газа на реализацию по цене реализации 1926 руб./тыс. куб. м (письмо №08/17-323 от 04.03.15 о ценовых сценариях начальника Департамента Е.Е. Карпель).

Таблица 7 - Расчет экономической эффективности

Наименование показателей	Значение показателя	Значение показателя, млн руб.
		Эффект от установки экрана
Объем хранения на куст (без проекта), млн куб. м		230
Закачка газа на куст (без проекта), млн куб. м		230
Отбор газа на куст (без проекта), млн куб. м		230
Объем хранения на куст (с проектом), млн куб. м		230
Закачка газа на куст (с проектом), млн куб. м		230
Отбор газа на куст (с проектом), млн куб. м		287
Затраты на обработку скважин куста химреагентами, млн. руб.		6,88
Цена реализации газа, руб./тыс.куб.м	1 926,00	
Тариф на закачку-отбор, руб./тыс.куб.м	21,80	
Тариф на хранение газа, руб./тыс.куб.м/мес.	35,11	
Выручка (без проекта) всего		442,98
Выручка (с проектом) всего		552,76
Выручка (с проектом) - (без проекта)		109,78
ЭЗ (без проекта)		106,94
ЭЗ (с проектом)		115,07
ЭЗ (с проектом) - ЭЗ (без проекта)		8,12
Балансовая прибыль		101,66
Чистая прибыль		81,33
Чистый денежный поток		81,33
Дисконтированный чистый денежный поток		67,21
Ставка Дисконтирования	10,0%	

В затратной части учитываются все условно-переменные и условно-постоянные затраты на 1 куст скважин Увязовского ПХГ, рассчитанные по объемам хранения, отбора и закачки газа для данного куста скважин и соответствующих тарифов. В ситуацию с реализацией мероприятий также учитываются затраты на химреагенты и работу.

Анализ полученных результатов за рассмотренный период показал, что показатель чистого дисконтированного дохода с проектом и без проекта при заданных параметрах составил 67,21 млн руб.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На основании выполненного анализа и обобщения имеющегося опыта создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в водоносных пластах показано, что разработка новых активных методов регулирования создания и эксплуатации ПХГ является в настоящее время актуальной и практически значимой задачей.
2. Предложена классификация методов создания и эксплуатации ПХГ. Основными критериями которой являются способ воздействия на пласт-коллектор и вид объекта воздействия.
3. По результатам исследований свойств ГЖДС выбраны перспективные способы регулирования создания и эксплуатации ПХГ.
4. Анализ полученных решений одномерных прямолинейной и плоскорадиальной задач нестационарного распределения давления и скоростей в нижележащем водоносном пласте показал, что основные потери давления в подгазовом пласте происходят на расстоянии 2-4 метров от забоя, где и следует устанавливать малопроницаемый экран.
5. Выполнена теоретическая оценка влияния экранирования потока подошвенных вод на режимы работы одиночной скважины. Поставлены и решены стационарные задачи притока воды и газа при наличии (установке) экрана в призабойной зоне скважины. На основании полученных решений изучена степень влияния естественных и искусственных экранов на продуктивные характеристики обводняющейся скважины, показавшая их технологическую эффективность.

6. Выполнено моделирование влияния установки внутрислоевых экранов на период безводной эксплуатации ПХГ с использованием лицензируемого программного продукта Eclipse E100 Schlumberger. Исследованы случаи различной степени перекрытия литологического окна и проницаемости экрана. Результаты показали, что, например, установка экрана с 35 %-м перекрытием с проницаемостью  $k = 10^{-2}$  мкм<sup>2</sup> продлевает период безводной эксплуатации ПХГ по меньшей мере на 20 %, по сравнению при эксплуатации без экрана.
7. Проведено исследование на трехмерном симуляторе процесса ограничения движения пластовых флюидов из объекта хранения путем создания искусственных экранов в пласте-коллекторе на пути миграции газа. На основании результатов исследований по каждому варианту создания внутрислоевого экрана из дисперсных систем получен положительный технологический эффект, который показывает существенное влияние расположения экрана относительно направления изолируемых потоков газа или жидкости и ФЕС пласта-коллектора. Варианты конфигураций экранов следует выбирать на основе технико-экономической оценки их создания..
8. Разработана и запатентована усовершенствованная технология изоляции газовой ловушки от подошвенных вод в период создания ПХГ в водоносной геологической структуре, позволяющая ограничить возможность неконтролируемого обводнения при его циклической эксплуатации и существенно повысить период безводного отбора газа и, следовательно, активный объем.
9. Выполнен расчет экономической эффективности промышленного внедрения технологии, показавший, что чистый дисконтированный доход с использованием проекта и без него при заданных параметрах составляет 67,21 млн руб.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авторский надзор за эксплуатацией Инчукалнского ПХГ в 2011 году – М.: ВНИИГАЗ, 2011. – 117 с.
2. Авторское свидетельство № 1385438 Способ создания пенного барьера при подземном хранении газа / Каримов М.Ф., Аглиуллин М.Х., кл. В 65 G 5/00, 2000.
3. Авторское свидетельство СССР N 229377 Способ предотвращения обводнения подземного газохранилища / Бузинов С.Н., Мастерков А.М., Резник Б.Н., Солдаткин Г.И., Халатин В.И., кл. В 65 G 5/00, 1966.
4. Аглиуллин М.Х. Повышение эффективности эксплуатации подземных хранилищ газа путем создания пенных экранов: автореферат канд. техн. наук. – Уфа: 1988. – 18 с.
5. Азих Х, Сеттари Э. математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982. - 416 с.
6. Аксютин О.Е., Хан С.А., Современные требования к совершенствованию теории проектирования ПХГ в водоносных пластах. - М.: «Газовая промышленность», 2009. - № 3. - С. 48 – 49.
7. Алиев З.С., Власенко А.П., Коротаев Ю.П., Е.С. Абрамова, Андреев С.А., Эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой // Научно-технический обзор, Серия: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭГАЗпром, 1975, 68 с.
8. Амиян В.А., Васильева Н.П., Жданов С.А. Применение пен для снижения притока воды в эксплуатационных скважинах // Опыт проведения ремонтно-изоляционных работ в эксплуатационных скважинах. — М.: ВНИИОЭНГ, 1968.- С. 140-160.
9. Арутюнов А.Е., Бузинов С.Н., Создание пиковых подземных хранилищ газа в пористых средах // Подземное хранение газа. Проблемы и перспективы: Сб. науч. тр. – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2003. – 477 с.

10. Берман Л.Б., Нейман В.С., Исследования газовых месторождений и подземных хранилищ газа методами промышленной геофизики. - М., Недра, 1972. - 216 с.
11. Бузинов С.Н. Принципы проектирования разработки и эксплуатации крупных газовых залежей. Диссертация на соискание степени доктора технических наук. – М.: ВНИИГАЗ, 1980, 423 с.
12. Бузинов С.Н., Воронов С.А., Управление работой пласта при создании и эксплуатации ПХГ. - М.: «Газовая промышленность», 2012 г., Спецвыпуск, С. 76 - 79.
13. Бузинов С.Н., Левыкин Е.В., Методика расчета основных параметров подземных хранилищ газа. – М.: «Газовая промышленность», 1961. № 11. - С. 39 – 46.
14. Бузинов С.Н., Михайловский А.А., Соловьев А. Н., Парфенов В.И. Щелковское подземное хранилище газа: проблемы, решения и перспективы. – М.: ИРЦ Газпром, 2003, 58 с.
15. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах.- М.: 2000 “Недра-Бизнесцентр”, - 1999 – 285 с.
16. Газизов Э.М., Дьяконов В.М., Каримов М.Ф., Латыпов А.Г., Абдрахманов Ф.Х., Опыт применения физико-химических методов интенсификации работы обводняющихся скважин Полторацкого ПХГ и ПХГ Акыр-тюбе. // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа: межвузовский сб. науч. тр. – Уфа.: Уфимский нефтяной институт, 1992. – С. 135 - 146.
17. Гарайшин А.С., Григорьев А.В., Щербикис И., Биргерс Э., К вопросу селективной технологии эксплуатации Инчукалнского ПХГ. // Подземное хранение газа. Полвека в России: опыт и перспективы: Сб. науч. тр. – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2008. – 464 с.

18. Генеральная схема развития газовой отрасли на период до 2030 года. – М.: 2008. - 145 с.
19. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. – М.: Недра, 1984. – 229 с.
20. Горюнов Ю.В., Перцов Н.В., Сумм Б.Д. Эффект Ребиндера. - М., Наука, 1966. - 128 с.
21. Григорьев А.В. Увеличение степени использования объема ловушки при эксплуатации газохранилищ в слоисто-неоднородных пористых средах. Кандидатская диссертация. – М.: ВНИИГАЗ, 1987, 195 с.
22. Гусев Э.Л., Хан С.А., Рациональное заполнение водоносного пласта газом при создании подземного хранилища газа. // Отделение подземного хранения газа – сборник научных трудов. – М.: ВНИИГАЗ. 1995, 155 с.
23. Дарищев В.И. Опыт проектирования применения полимерно-гелевых систем в нагнетательных скважинах с учетом возможных рисков, Нефтегазовая вертикаль, 2011 № 5.
24. Дмитриевский А.Н., Аксютин О.Е., Исаева Н.А., Максимов В.М., Михайловский А.А., Семигласов Д.Ю., Тупысев М.К., Хан С.А. Способ эксплуатации подземного хранилища природного газа // Патент РФ № 2532278, 2012.
25. Дмитриевский А.Н., Способ создания подземного хранилища газа в геологических структурах, заполненных газом // Патент РФ № 2458838, 2011.
26. Дудникова Ю.К. Интеллектуализация процессов работы подземных хранилищ газа. // «Применение методов математического моделирования и информатики для решения задач газовой отрасли», Сборник научных статей. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 119 – 121.
27. Дудникова Ю.К. Интеллектуализация процессов работы подземных хранилищ газа. – Астрахань: Тезисы докладов V открытой научно-технической конференции молодых специалистов и работников.

- «Инновации молодежи – потенциал развития нефтегазовой отрасли», ООО «Газпром добыча Астрахань», 2013. – 129 с.
28. Дудникова Ю.К. Минимизация осложнений при создании и эксплуатации ПХГ в водоносных пластах // С. А. Хан, М. Ф. Каримов, Л. М. Муллагалиева, С. Л. Костиков, И. М. Тернюк, Ю. К. Дудникова. – М.: Газовая промышленность.-2014.-№12. – С. 64-68.
29. Дудникова Ю.К. Оперативное и стратегического управления работой ПХГ // Бузинов С.Н., Дудникова Ю.К., Воронов С.А. – М.: Газовая промышленность.-2013.-№ 4. – С. 64-77.
30. Дудникова Ю.К. Опыт создания протяженного пластового экрана из дисперсных систем при подземном хранении газа в водоносных пластах // С. А. Хан, М.Ф. Каримов, Л.М. Муллагалиева, Ю.К. Дудникова, С.Л. Костиков, Р.С. Никитин – М.: Газовая промышленность.-2015.-№ 8. – С. 70-74.
31. Дудникова Ю.К. Оценка влияния внутрипластового экрана из дисперсных систем на снижение перетоков газа // С. А. Хан, Ю.К. Дудникова, М. Ф. Каримов, Л. М. Муллагалиева – М.: Газовая промышленность.-2015.-№ 10. – С. 8-12.
32. Дудникова Ю.К. Резервы увеличения производительности Инчукалнского ПХГ // Гарайшин А.С., Григорьев А.В., Дудникова Ю.К., Щербицкис И. – М.: Газовая промышленность.-2012., Спецвыпуск – С. 96 -97.
33. Дудникова Ю.К., Опыт применения поверхностно-активных веществ на подземном хранилище газа с целью повышения эффективности работы эксплуатационных скважин. – Астрахань.: Тезисы докладов VI открытой научно-технической конференции молодых специалистов и работников, приуроченной к празднованию 70-летия Победы в Великой Отечественной войне, ООО «Газпром добыча Астрахань», 2015. – С. 52.
34. Евгенийев А.Е., Власов А.М., Эйхман В.Н., Продолжительность эффекта обработки призабойных зон скважин поверхностно-активными

- веществами. // «Подземное хранение газа», Труды МИНХиГП, - М.: 1978, вып. 136, С. 94 – 97.
35. Евгенийев А.Е., Дедков Б.И. Влияние воды и раствора ПАВ на прочность призабойной зоны газовых скважин // «Подземное хранение газа», Труды МИНХиГП, - М.: 1978, вып. 136, С. 71 - 74.
36. Евгенийев А.Е., Дедков Б.И. Влияние степени минерализации пластовой воды на процесс осушки коллектора подземного газохранилища // «Гидродинамика и фильтрация однородных и многофазных потоков», Труды МИНХиГП, - М.: 1972, вып. 101, 165 с.
37. Евгенийев А.Е., Каримов М.Ф., Чарный И.А., Способ подземного хранения горючих газов // Патент СССР № 190272, 1967.
38. Евгенийев А.Е., Маргорин М.Н. Повышение эффективности пенообразующих ПАВ. // «Гидродинамика и фильтрация однородных и многофазных потоков», Труды МИНХиГП, - М.: 1972, вып. 101, С. 76 -79.
39. Ерофеев Н.С., Резник Б.А. Некоторые особенности вытеснения воды газом при создании подземных хранилищ. – М.: «Газовая промышленность», 1963 г. - С. 37 - 41.
40. Закиров С.Н., Гутников А.И. Регулируемая технология создания и эксплуатации газохранилища в водоносном пласте – М.: Доклады Международной конференции по подземному хранению газа, 1995. – С. 16 – 21.
41. Закиров С.Н., Коротаев Ю.П и др. Способ создания подземного газохранилища. А.С. № 898715 от 2 января 1980.
42. Зотов Г.А., Динков А.В., Черных В.А. Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах. - М.: Недра, 1987. - 152 с.
43. Исаева Н.А. Разработка технологии и методов регулирования хранения попутного газа в пластах-коллекторах временных подземных хранилищ. Кандидатская диссертация. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011, 122 С.
44. Кайгородов В.А., Арбузов И.В., Либерман Г.И., Корабельников О.М., Литвинов С.А., Гейхман М.Г., Каримов М.Ф., Латыпов А.Г.,

- Использование коллоидных дисперсных систем для повышения стабильности эксплуатации ПХГ в водоносных пластах. // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа: межвузовский сб. науч. тр. – Уфа.: Уфимский нефтяной институт, 1992. – С. 128 - 134.
45. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. — Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. - 140 с.
46. Карвацкий А.Г. CO<sub>2</sub> - эффективный заменитель буферного газа ПХГ. – М.: Газовая промышленность, 1985, №7, С. 30-31.
47. Каримов М. Ф., Латыпов А. Г., Хан С. А. и др. Способ вытеснения жидкости из пласта // Патент РФ № 2471970, 2013. Бюл. № 1.
48. Каримов М. Ф., Хан С. А., Аглиуллин М. Х. и др. Способ создания малопроницаемого экрана в пористой среде при подземном хранении газа // Патент РФ 2483012, 2013. Бюл. № 15.
49. Каримов М.Ф. Закачка раствора ПАВ в водоносный пласт при создании хранилищ природного газа // «Нефтегазовая и подземная гидрогазодинамика», Труды МИНХиГП им. И.М. Губкина, - М.: Недра, 1969, вып. 79, - 232 С.
50. Каримов М.Ф. Повышение эффективности эксплуатации подземных газохранилищ // Научно-технический обзор, Серия: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭГАЗпром, 1976, 52 С.
51. Каримов М.Ф. Харисов М.М. Относительные проницаемости для жидкости и газа при пенообразовании в пористой среде // Изв. АН СССР, сер. Механика жидкости и газа, №1, 1979. – С. 179 - 182.
52. Каримов М.Ф. Эксплуатация подземных хранилищ газа. М., Недра, 1981, 248 с.

53. Каримов М.Ф., Аглиуллин М.Х., Муллағалиева Л.М. и др. Способ создания малопроницаемого экрана в пористой среде при подземном хранении газа. Патент РФ № 2375281, 2009. Бюл. № 34.
54. Каримов М.Ф., Арутюнов А.Е., Хан С.А. и др. Способ создания малопроницаемого экрана в пористой среде. Патент РФ № 2386805, 2010. Бюл. № 11.
55. Каримов М.Ф., Евгеньев А.Е. Влияние поверхностно-активных веществ на процесс вытеснения воды газом // Труды МИНХиГП им. И.М. Губкина, - М.: Гостоптехиздат, 1965, вып. 57, - 232 с.
56. Каримов М.Ф., Кайгородов В.А., Квасов В.П., Применение поверхностно-активных веществ при создании и эксплуатации подземных хранилищ газа // Тематический научно-технический обзор. – М.: «Транспорт и хранение газа» ВНИИЭГАЗпром, 1969, 36 с.
57. Каримов М.Ф., Кайгородов В.А., Парфенов В.И., Интенсификация притока газа к забоям скважин на подземных хранилищах // Научно-технический обзор, Серия: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭГАЗпром, 1974, 49 с.
58. Каримов М.Ф., Латыпов А.Г. к вопросу продления безводной эксплуатации подземных хранилищ газа в водоносных пластах. // «Вопросы гидродинамики и технологии разработки газовых и газоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа», Научно-тематический сборник, - Уфа.: 1975, вып. 24, с. 88 - 96.
59. Каримов М.Ф., Латыпов А.Г., Муллағалиева Л.М., Аглиуллин М.Х., Исламова А.А., Хан С.А., Костиков С.Л., Тернюк И.М., Дудникова Ю.К. Способ создания подземного хранилища газа в водоносной геологической структуре // Патент РФ 2588500, 2015.
60. Каримов М.Ф., Хан С.А., Аглиуллин М.Х., и др. Способ создания малопроницаемого экрана в пористой среде при подземном хранении газа. Патент РФ № 2483012, 2013. Бюл. № 15.

61. Каримов М.Ф., Харисов М.М. О дебите несовершенной галереи и распределении потенциала в пласте с непроницаемыми пропластками // «Вопросы гидродинамики и технологии разработки газовых и газоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа», Научно-тематический сборник, - Уфа.: 1975, вып. 24, С. 44 - 48.
62. Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б., Цицорин А.И., Москвичев В.Н., Ограничение водопритока в субгоризонтальных газовых скважинах без глушения скважин – М.: «Время колтюбинга», 2013. - № 3 (045). - С. 44 – 47.
63. Каширина К.О. Методика расчета предельных депрессий при нелинейном законе фильтрации в условиях устойчивого положения границы раздела газ-вода – М.: Современные проблемы науки и образования. – 2015. - № 1 (часть 1).
64. Каширина К.О., Забоева М.И., Телков А.П. Методика расчета предельных безводных дебитов вертикальных газовых скважин при нелинейном законе фильтрации и наличии экрана - М.: Современные проблемы науки и образования. – 2015. - № 2 (часть 2).
65. Кокорев В.И., Котельников В.А. Тампонажный состав для селективного ограничения водопритоков в добывающих скважинах // Патент России № 2391378, 2009.
66. Крянев Д.Ю., Петраков А.М., Рогова Т.С. Экспериментальные и промысловые испытания обратных эмульсий на основе эмульгатора ЭКС-ЭМ, / Бурение и нефть. - 2006. - № 7/8. - С. 8-11.
67. Левыкин Е.В. К использованию выхлопных газов газомоторкомпрессоров в качестве наполнителя буферного объема при создании подземных газохранилищ // Реферативный сборник. – М.: «Транспорт и хранение газа». - М. ВНИИЭгазпром, Вып.8, 1976. - С. 29 - 32.
68. Левыкин Е.В. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах. - М.: Недра, 1973, 208 с.

69. Лобанова А.Н. Особенности формирования газовых залежей ПХГ в водоносных пластах// Подземное хранение газа. Проблемы и перспективы: Сб. науч. тр. – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2003. – 477 с.
70. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде (перевод с англ) – М.: Гостотоптехиздат. 1969. - 628 с.
71. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. - М., Гостоптехиздат, 1953. - 606 с.
72. Минский Е.М. О притоке жидкости и газа к несовершенным скважинам при нелинейном законе сопротивления. // Докл. АН, т.103, №3, 1955.
73. Михайловский А.А. Научные основы регулирования и контроля количества газа в пористых пластах подземных хранилищ: диссертация д-ра техн. Наук. – М.: 2010. – 389 с.
74. Михайловский А.А., Исаева Н.А., Влияние технологического режима эксплуатации ПХГ на динамику искусственной газовой залежи. – М.:«Газовая промышленность», 2013. - № 4. - С. 68 – 70.
75. Михайловский А.А., Соловьев А.Н. Проблемы и перспективы Щелковского подземного хранилища газа // Подземное хранение газа. Проблемы и перспективы: Сб. науч. тр. – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2003. – 477 с.
76. Михайловский А.А., Хан С.А., Особенности технологии эксплуатации ПХГ в малоамплитудной структуре с активной подошвенной водой. // Отделение подземного хранения газа – сборник научных трудов. – М.: ВНИИГАЗ. 1995, 155 с.
77. Мукминов Р.А., Предельный дебит галереи, дренирующей пласт с непроницаемым пропластком // «Нефтегазовая и подземная гидрогазодинамика», Труды МИНХиГП им. И.М. Губкина, - М.: Недра, 1969, вып. 79, - 232 с.
78. Полубаринова-Кочина П.Я., Теория движения грунтовых вод. - М., Наука, 1977. - 664 с.

79. Пятибрат В.П. Образование газовых конусов при закачке газа под уровень газовой контактной поверхности в анизотропном пласте // «Подземное хранение газа», Труды МИНХиГП, - М.: 1978, вып. 136, С. 56 -64.
80. Ребиндер А.П., Щукин Е.Д. Поверхностные явления в твердых телах в процессах их деформации и деформации. М.: Успехи физических наук. - 1972, т. 108, вып. 1. - С. 3–42.
81. Ребиндер П.А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Физико-химическая механика. Избранные труды. - М., Наука, 1979. - 384 с.
82. Ребиндер П.А., Шрейнер Л.А., Жигач К.Ф. Понижители твердости в бурении: Физико-химический метод облегчения механического разрушения твердых горных пород при бурении // АН СССР, Коллоидно-электрохим. ин-т. — М.; Л.: Изд-во АН СССР, 1944. — 200 с.
83. Рубан Г.Н., Мкртычан Я.С., Хан С.А. Способ ликвидации подземного хранилища природного газа // Патент РФ №2508445, 2012.
84. Сабанова О.Б., Фридман И.Г. и др. Специфика применения технологии СНПХ-9633 на 302-303 залежах Ромашкинского Месторождения – Казань: «Георесурсы», 2007. - № 3 (23). – С. 40 - 42.
85. Скородиевский В.Г., Шурыгин М.Н., Яковенко В.И., Скородиевская Л.А., Решение проблемы ограничения водопритоков в скважинах с подошвенным залеганием воды // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 3. – С. 82 - 85.
86. Солдаткин Г.И., Одегов А.И., Сорокин А.П., Гарайшин А.С., Повышение производительности газовых скважин физико-химическими методами. // Технология и техника создания подземных хранилищ газа в пористых средах: Сб. науч. тр. – М.: «ВНИИГАЗ», 1987. – 21 – 24 с.
87. Сорокин А.П., Григорьев А.В., Бузинов С.Н. Способ создания подземного хранилища газа в водоносном пласте неоднородного литологического строения // Патент РФ №: 2085457, 1997.
88. СТО «Газпром» 2-3.5-195-2008 «Инструкция по технологии физико-химического воздействия на пласт-коллектор при создании и

- циклической эксплуатации подземных хранилищ газа». - М.: ИРЦ Газпром, 2008. – 60 с.
89. Сулейманов Р.Г. Об эффективности изоляции подошвенной воды методом установки водонепроницаемых экранов // Нефтяное хозяйство. — 1971.-№ 1.- С. 49-51.
90. Тагиров К.М., Нифантов В.И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. –160 с.
91. Телков А.П. и др. Пространственная фильтрация и прикладные задачи разработки нефтегазоконденсатных месторождений и нефтегазодобычи. Тюмень ООО НИПИКБС-Т,2001.- 460 с.
92. Телков А.П., Евгеньев А.Е., Влияние экрана на величину безводного периода эксплуатации газовых скважин – М.: «Газовая промышленность», 1970. - № 1. - С. 43 – 44.
93. Телков А.П., Стклянин Ю.И. Образование конусов воды при добычи нефти и газа. – М.: Недра, 1965, 164 с.
94. Технологическая схема создания искусственной гидродинамической ловушки на Гатчинском хранилище – М.: ВНИИГАЗ, 1970.
95. Требин Ф. А., Байков А. М., Байков Н. М. Способ хранения газа в подземном хранилище // Патент СССР № 398803, 1973.
96. Хан С.А., Гарайшин А.С., Биргерс Э., Имитационное моделирование неоднородного пласта как дополнительный метод исследования условий заполнения порового объема ловушки. // Георесурсы, 2010. - №4 (36). – С. 43 - 44.
97. Чарный И.А. и др. Хранение газа в горизонтальных и пологозалегающих водоносных пластах. - М., Недра, 1968. – 300 с.
98. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. М. Гостоптехиздат, 1963.
99. Ширковский А.И., Задора Г.И., Добыча и подземное хранение газа. – М.: Недра, 1974, 192 С.
100. Щелкачев В.И., Пыхачев Г.Б. Интерференция скважин и теория пластовых водонапорных систем. - Баку.: АзГОНТИ, 1939. – 286 с.

101. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. – М-Л.: Гостоптехиздат, 1949. -525 с.
102. Bernard G.G, Holm Le Roy W., Method for storing gas in subterranean formations: U.S. Patent 3393738, July 1968.
103. Bernard G.G., and L.W. Holm. 1964. Effect of foam on permeability of porous media to gas. Soc.Petrol. Eng. J. (September): 267-274.
104. Bernard, G. G., 1967, Method for the subterranean storage of gas: U.S. Patent 3330352, July 1967.
105. Bernard, G.G., L.W. Holm, and W.L. Jacobs. 1965. Effect of foam on trapped gas saturation and on permeability of porous media to water. Soc. Petrol. Eng. J. (December): 295-300.
106. Bizal Robert B. Gas Storage Capacity up 2,8%. The Oil and Gas Journal. №18, 1964.
107. Bond D.C. Underground storage of natural gas. Illinois State Geological Survey Illinois Petroleum 104, 12 p., Urbana, Illinois, 1975.
108. Dudnikova Y. Active control methods of gas pool formation, report, 26th World Gas Conference, 1 – 5 June 2015, Paris, France.
109. Dudnikova Y., Nikitin R. An Experience of Surface Active Substance Barriers Placed for Screening Out Stratum Water Advents to UGS Deposits, report, 26th World Gas Conference, 1 – 5 June 2015, Paris, France.
110. Hanssen, J.E. 1988. A new method for testing of gas-blocking foams. Paper SPE/DOE 17362, presented at the SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, April 17-20. Khatib, Z.I., G.J. Hirasaki, and A.H. Falls. 1988. Effects of capillary pressure on coalescence and phase mobilities in foams flowing through porous media. SPE Reservoir Eng. 3 (September): 267-274.
111. O'Brien, L. J., 1967, Method for storing fluid in a subterranean formation: U.S. Patent 3,306, 354, February 1967.
112. Oil and Gas Journal, "Bubble" storage test delayed: Oil and Gas Jour., 1961, v. 59, №. 23, p. 48.

113. Persoff P., Pruess K., Benson S.M., Wu Y.S., Radke C.J., Witherspoon P.A., Shikari Y.A. Aqueous Foams for Control of Gas Migration and Water Coning in Aquifer Gas Storage. *Energy Sources*, Vol. 12, No.2, pp.479-497, 1990.
114. Persoff, P., C.J. Radke, K. Pruess, S.M. Benson, and P.A. Witherspoon, (in press). A laboratory investigation of foam flow in sandstone at elevated pressure. Paper presented at 1989 California Regional SPE Meeting, Bakersfield, CA, April 5-7, (SPE-18781). To appear in *SPE Reservoir Eng.*
115. Ransohoff.T.C. and C.J. Radke. 1988. Mechanism of foam generation on glass-bead packs. *SPE Reservoir Eng.* 3(2):573-585.