

## Оценка объема защемленного газа и применение зарезки бокового ствола как метод его доизвлечения с использованием гидродинамического моделирования в программном продукте tNavigator

**А.В. Колиенко**

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

E-mail: [kolienkoav@mail.ru](mailto:kolienkoav@mail.ru)

**Аннотация.** Проблема извлечения защемленного газа из обводненных газовых залежей становится все более актуальной на протяжении последних десятилетий. На заключительной стадии разработки газовых месторождений возникает проблема оставшегося в пласте низконапорного газа, который, под влиянием определенных геофизических и геологических факторов, может быть защемлен. Извлечение газа становится трудным и затратным процессом. В статье рассмотрен процесс защемления газа в пласте в результате внедрения подошвенной воды в залежь одного из реальных месторождений Западной Сибири. Описан алгоритм подсчета объемов защемленного газа. Выполнена оценка объема защемленного газа с помощью гидродинамической модели с использованием программного продукта tNavigator. Оценена зависимость объемов защемленного газа от размеров ячеек в модели.

**Ключевые слова:** защемленный газ, обводнение, подошвенная вода, гидродинамическое моделирование, Западная Сибирь.

**Для цитирования:** Колиенко А.В. Оценка объема защемленного газа и применение зарезки бокового ствола как метод его доизвлечения с использованием гидродинамического моделирования в программном продукте tNavigator // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 26–44. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art3>

### Введение

Проблема извлечения защемленного газа из обводненных газовых залежей становится все более актуальной на протяжении последних десятилетий. В конце разработки газовых месторождений возникает проблема оставшегося в пласте низконапорного газа, который, из-за ряда геофизических и геологических факторов, может быть защемлен. Извлечение защемленного газа становится трудным и затратным процессом. Перед применением методов извлечения защемленного газа необходимо выполнить оценку его объемов и рентабельность проведения мероприятий по его извлечению.

В данной работе рассмотрен подсчет объемов защемленного газа в зоне одной скважины и на всем месторождении с помощью гидродинамического моделирования с использованием программного продукта tNavigator [1].

Объектом исследования является сеноманская залежь одного из реальных газовых месторождений Западной Сибири. Месторождение разрабатывается при водонапорном режиме, что характеризуется активным внедрением подошвенных вод. Это приводит к преждевременному обводнению скважин и защемлению газа, который сложно извлечь без дополнительных мероприятий.

**Анализ исследований  
по определению объемов  
защемленного газа и  
методов его доизвлечения**

Проблема защемления газа была изучена и описана в работах нескольких авторов, таких как А.А. Ефремов, Т.И. Богданович, Т.Г. Ксёنز и Р.М. Тер-Саркисов. В работе [2] представлена оценка конечных коэффициентов газоотдачи на месторождениях США, разрабатываемых на газовом и водонапорном режимах. Средние значения коэффициентов газоотдачи составляют 0,9–0,95 для месторождений на газовом режиме и 0,8 для месторождений на водонапорном режиме.

А.А. Ефремов рассмотрел защемление газа на двух уровнях: микро и макро. На микроуровне защемление происходит в отдельных порах, где геометрия пор и капиллярное давление играют ключевую роль. На макроуровне защемление происходит в масштабах, соизмеримых с размерами залежи, и основную роль играет макронеоднородность пласта. Зона защемления газа в этом случае называется «целиком».

В работе [2] указано, что первым, кто экспериментально установил защемление значительного объема газа, был Т. Геффен. Изучая относительные проницаемости для газа и жидкости, он получил объемы защемленного газа в пределах 0,15–0,5 от начальных объемов газа при различных начальных условиях моделей пласта.

Также были выполнены промысловые испытания на месторождениях Вест-Бьюмонт (США, Техас) и Лейксайд (США, Луизиана). Результаты испытаний показали, что коэффициенты остаточной газонасыщенности в обводненных участках пласта для данных месторождений составили 0,28–0,4 и 0,22 соответственно.

Исходя из вышеперечисленных исследований, сделаны следующие выводы по вытеснению газа водой из пористых сред:

1. Выявлены зависимости остаточной газонасыщенности и коэффициента вытеснения газа водой от начальной газонасыщенности пористой среды.

2. Определена зависимость коэффициента остаточной газонасыщенности от динамических вязкостей воды и газа, смачивающих характеристик и значения поверхностного натяжения.

3. Установлено, что коэффициент остаточной газонасыщенности не зависит от температуры в интервале от 26,6 до 121 °С и от давления в пределах от 50 до 200 кгс/см<sup>2</sup>.

4. Установлена зависимость между объемом защемленного газа и степенью неоднородности порового пространства.

5. По различным исследованиям, коэффициент остаточной газонасыщенности может находиться в диапазоне от 15 до 60% от коэффициента начальной газонасыщенности.

6. Коэффициент вытеснения газа водой не зависит от скорости заводнения.

Согласно работе [2], исследования по защемленному газу в Российской Федерации были проведены на месторождениях Ставропольского края, Поволжья и Республики Коми. Анализ результатов показал, что количество защемленного газа на этих месторождениях составляет от 5,2% до 36,5% от начальных геологических запасов.

Также в работе [2] была рассмотрена сеноманская залежь Ямбургского месторождения. Для определения объемов защемления газа использовались диапазоны параметров данной залежи на насыпных моделях. Характеристики моделей пласта и результаты экспериментов представлены в табл. 1.

Таблица 1

**Основные характеристики моделей пласта и результаты проводимых на них экспериментов [2]**

Проницаемость, 10–15 м <sup>2</sup>	Пористость, доли ед.	Давление в модели, МПа	Объем заземленного газа, % объема пор	Темп падения давления, МПа/ч	Режим
15	0,23	3,3	15,6	0	P=const
314	0,29	3,3	15,5	0	P=const
539	0,29	5,1	19,3	0,524	Ступенчатое поддержание давления
578	0,26	5,1	19,6	0	P=const
508	0,28	5,1	21,4	1,14	Частичное поддержание давления

После проведения ряда экспериментов А.А. Ефремов пришел к выводу, что для газовых месторождений севера Западной Сибири, схожих по фильтрационно-емкостным характеристикам, объемы заземленного газа составляют примерно 16–21% от начальных геологических запасов.

В работе [3] описан метод гидродинамического импульсно-волнового воздействия (ГИВВ), который предназначен для извлечения заземленного газа. Этот метод был применен на постоянно действующей геолого-технологической модели с использованием пяти скважин Вуктыльского месторождения.

Метод ГИВВ представляет собой циклическое воздействие на пласт путем закачки газа в пласт, отбора большого количества воды, остановки на протяжении времени, равного времени закачки, и повторения цикла.

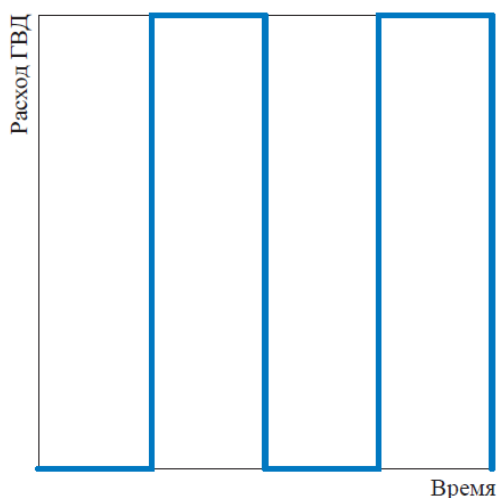
В ходе исследования было выполнено 9 вариантов, которые были разделены на 3 группы.

В первом варианте не предусматривалось никакого воздействия и все скважины работали в обычном режиме.

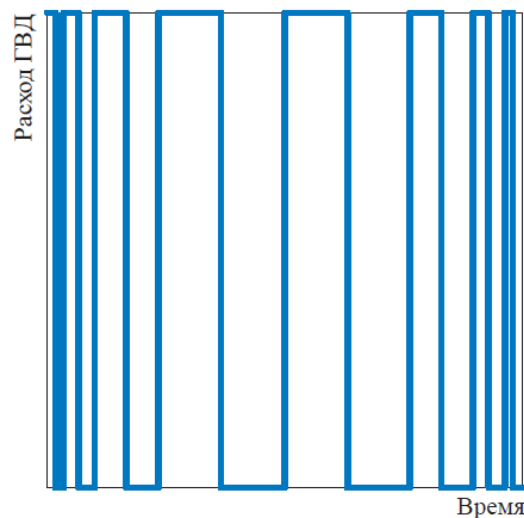
Вторая группа включала 5 вариантов (2а–2е) с постоянной амплитудой импульса (расход газа высокого давления) и различными длительностями воздействия и восстановления. Кроме того, в одном из вариантов (вариант 2е) продолжительность воздействия была переменной величиной (рис. 1).

Группа 3 включала 3 варианта с одинаковым временем воздействия и восстановления, но разными расходами газа.

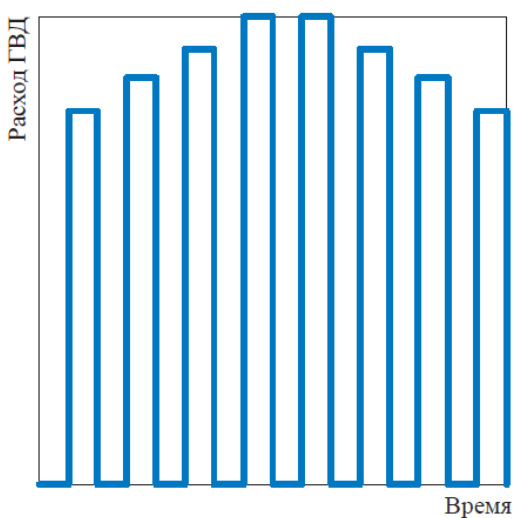
Режимы работы скважин и характеристики метода воздействия представлены на рис. 1–3, а также подробно описаны в табл. 2–5. В таблицах приведены дебиты газа, жидких углеводородов (ЖУВ) и воды, а также суточный расход газа высокого давления (ГВД) по рассматриваемым скважинам. На схемах режимов работы можно наглядно увидеть временные интервалы между закачкой газа высокого давления и отборами воды с заземленным газом.



**Рис. 1.** Схематическое изображение режима работы скважин в четырех вариантах группы 2 (2a–2d) [3]



**Рис. 2.** Схематическое изображение режима работы скважин в варианте 2e [3]



**Рис. 3.** Схематическое изображение режима работы скважин в вариантах группы 3 (3a–3c) [3]

Таблица 2

**Характеристика депрессионного импульсного воздействия в вариантах группы 2 [3]**

Вариант	Продолжительность импульсного воздействия (паузы между импульсами), ч
2a	3 (3)
2b	6 (6)
2c	12 (12)
2d	24 (24)
2e	3 (3), 6 (6), 12 (12), 24 (24), 24 (24), 12 (12), 6 (6), 3 (3)

Таблица 3

**Режимы работы скважин в вариантах группы 2 [3]**

Номер скважины	Дебит			Суточный расход ГВД, тыс. м <sup>3</sup> /сут
	газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут	ЖУВ, м <sup>3</sup> /сут	воды, м <sup>3</sup> /сут	
26	1,03	0,24	6,89	20
177	0,96	0,31	2,19	20,5
197	1,04	0,27	18,73	17
199	0,6	1,5	4,75	39
213	3,43	1,03	0,72	18

Таблица 4

**Характеристика депрессионного импульсного воздействия в вариантах группы 3 [3]**

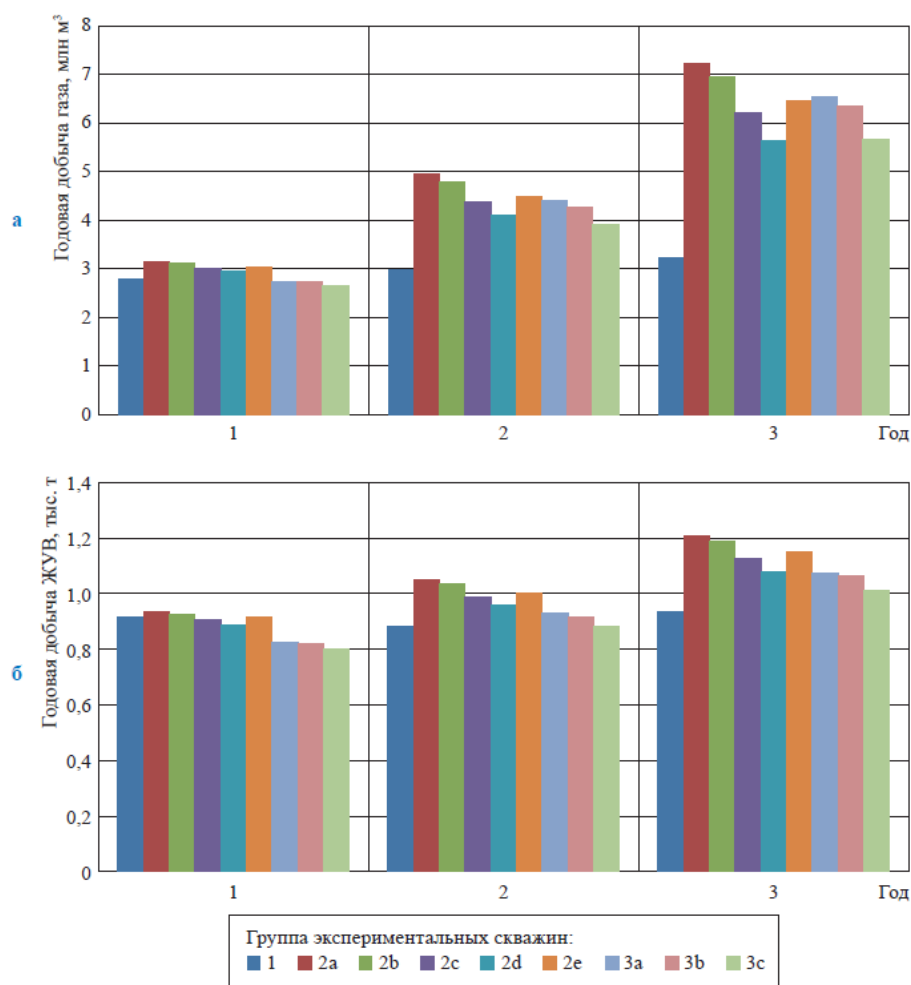
Вариант	Продолжительность импульсного воздействия (паузы между импульсами), ч
3a	3 (3)
3b	6 (6)
3c	12 (12)

Таблица 5

**Режимы работы скважин в вариантах группы 3 [3]**

Номер скважины	Дебит			Суточный расход ГВД, тыс. м <sup>3</sup> /сут
	газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут	ЖУВ, м <sup>3</sup> /сут	воды, м <sup>3</sup> /сут	
26	0,93	0,22	6,2	16
177	0,88	0,29	2,02	16
197	0,88	0,22	15,78	13,5
199	0,51	1,29	4,06	30
213	1,47	0,44	0,31	12

Результаты исследований представлены на рис. 4.



**Рис. 4.** Сравнительные гистограммы годовой добычи пластового газа (а) и ЖУВ (б) по вариантам [3]

По результатам проведенных исследований, авторы работы [3] утверждают о технологической эффективности данного метода. Однако стоит отметить, что есть одно исключение – скважина № 177, где темпы роста добычи жидких углеводородов в первом варианте оказались выше, чем в вариантах с применением метода гидродинамического импульсно-волнового воздействия.

В работе [4] описан еще один метод добычи защемленного газа, который осуществляется путем закачки азота в обводнившийся пласт. Эксперименты для данного метода проводились на насыпных моделях при условиях, соответствующих Медвежьему месторождению. Подробные параметры моделей и результаты экспериментов представлены в табл. 6.

Таблица 6

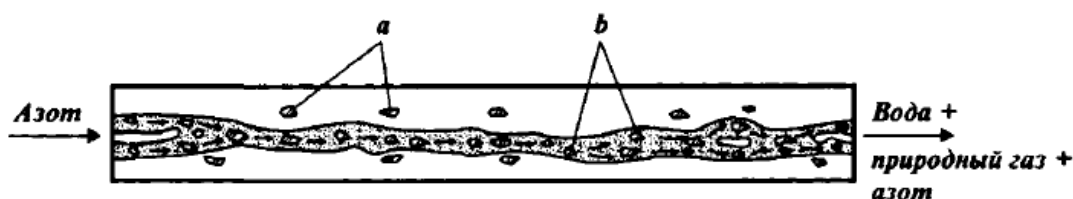
**Основные характеристики моделей пласта и выполнявшихся на них экспериментов [4]**

Номер модели	Проницаемость, $10^{-15}$ м <sup>2</sup>	Пористость, доли ед.	$P_0$ , МПа	Объем защемленного газа, % от объема пор	Темп падения давления, МПа/ч	Режим
1	13	0,23	3,3	0,1559	0	$P=\text{const}$
2	308	0,29	3,3	0,1549	0	$P=\text{const}$
3	545	0,29	5,1	0,1926	0,524	Ступенчатое поддержание давления
4	570	0,258	5,1	0,1958	0	$P=\text{const}$
5	521	0,28	5,1	0,2136	1,143	Частичное поддержание давления
6	490	0,275	5,1	0,2637	0,824	Истощение
7	392	0,275	5,5	0,1937	1,225	Частичное поддержание давления

Все эксперименты проводились в два этапа. Первый этап включал моделирование защемления части запасов газа при внедрении воды, изучался процесс защемления газа под воздействием воды.

Второй этап включал моделирование добычи защемленного газа с применением метода закачки азота. Азот был выбран в

качестве закачиваемого агента из-за его специфических физико-химических свойств, благодаря которым азот фильтровался по зонам, где содержалось наибольшее количество защемленного газа, и извлекал его. Схематическое изображение процесса вытеснения азотом защемленного газа представлено на рис. 5.



Защемленный газ: а – в неподвижной зоне, б – в пределах «фильтрационного канала»

**Рис. 5.** Схема вытеснения азотом защемленного водой природного газа [4]

На рис. 6 представлена динамика состава отбираемого газа во время проведения эксперимента. Эта динамика была получена для модели, в которой проницаемость составляла  $521 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ .

В процессе закачки азота в пласт его доля в отбираемом газе увеличивается, в то время как доля метана снижается. Это объясняется тем, что азот фильтруется в зоны с высокой концентрацией защемленного газа и извлекает его.

Однако при отборе газа в режиме истощения происходит обратный процесс.

Как показано на рис. 6, при объеме отбора, равном объему пор, содержание метана достигает трети от общего объема продукции. Это связано с тем, что в процессе истощения газа в пласте доля метана становится более значительной в отбираемом газе.

Таким образом, динамика состава отбираемого газа варьируется в зависимости от стадии эксперимента и объема отбора, и это позволяет определить оптимальные условия для извлечения защемленного газа.

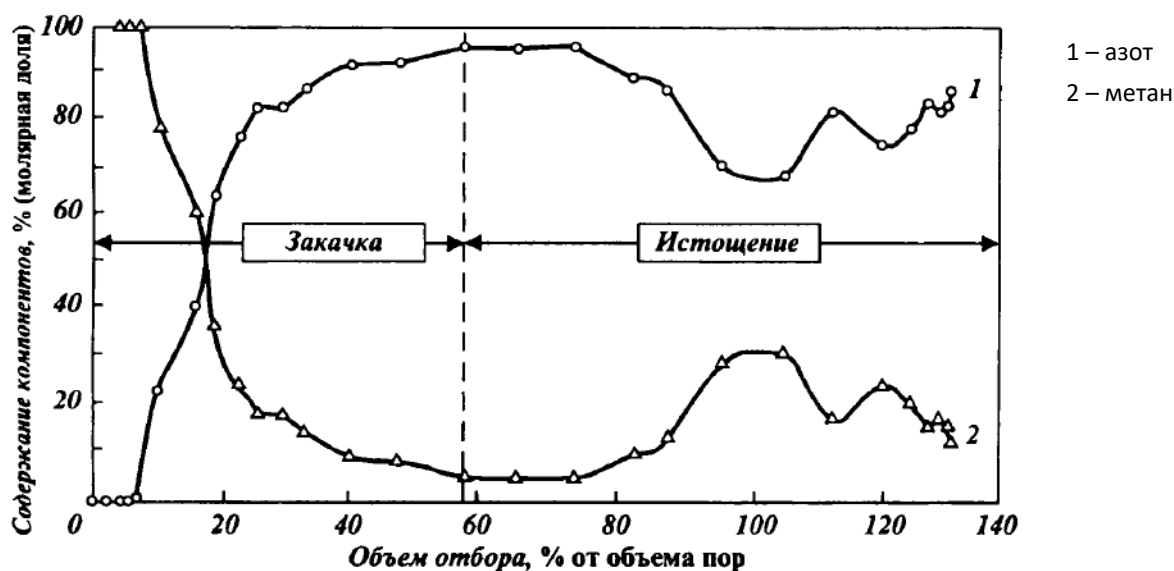
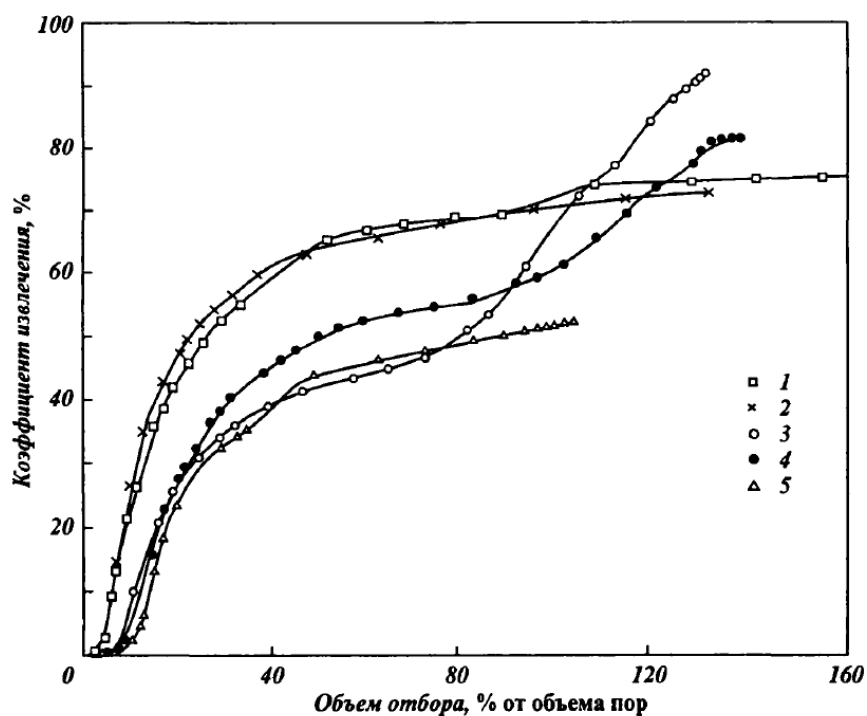


Рис. 6. Состав отбираемого газа при закачке азота [4]

На рис. 7 представлено сравнение коэффициентов извлечения защемленного метана в процессе эксперимента. Авторы исследования сделали вывод, основываясь на полученных результатах, что основная часть защемленного газа извлекается к моменту, когда отобрано примерно 50–60% объема пор продукции модели пласта. Это говорит о том, что дальнейшая эксплуатация целесообразна на режиме истощения.

В целом, данный метод показал свою эффективность в извлечении защемленного газа. Однако, помимо этого, закачка азота также имеет дополнительное преимущество – она поддерживает пластовое давление, что замедляет обводнение скважин и сохраняет их продуктивность. Таким образом, метод закачки азота является эффективным и многогранным средством для оптимизации процесса добычи защемленного газа.



**Рис. 7.** Коэффициенты извлечения остаточного газа при закачке азота [4]:

1 –  $k = 13 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ ;

2 –  $k = 308 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ ;

3 –  $k = 521 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ ;

4 –  $k = 545 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ ;

5 –  $k = 570 \times 10^{-15} \text{ м}^2$

В работе [4, с. 602] также указывается, что специалистами ВНИИГАЗа и ООО «Надымгазпром» был выполнен технико-экономический расчет применения метода закачки азота на Медвежьем месторождении. Результаты расчета подтвердили эффективность данного метода и его способность повысить эффективность разработки месторождения. Это дополнительно подтверждает применимость и значимость использования метода закачки азота в практике добычи заземленного газа.

#### Оценка объема заземленного газа

Для прогнозирования объема заземленного газа с помощью гидродинамического моделирования с использованием программного продукта tNavigator необходимо более детально рассмотреть зону одной скважины –

выполнить измельчение ячеек в этой зоне для того, чтобы проанализировать изменение по водо- и газонасыщенности и подвижность газа в ячейках.

Для определения влияния размеров ячеек на изменение насыщенности и объема заземленного газа будут сравниваться два варианта:

первый – околоскважинная зона с изначально заданным размером ячеек;

второй – околоскважинная зона таких же размеров, но с измельченными ячейками.

Первостепенно необходимо определить изменение водонасыщенности по разрезу вдоль скважины. Для анализа данных изменений рассматривалась скважина № 1142 одного из реальных месторождений Западной Сибири. Темпы падения давлений и дебитов по воде и газу представлены на рис. 8 и 9.



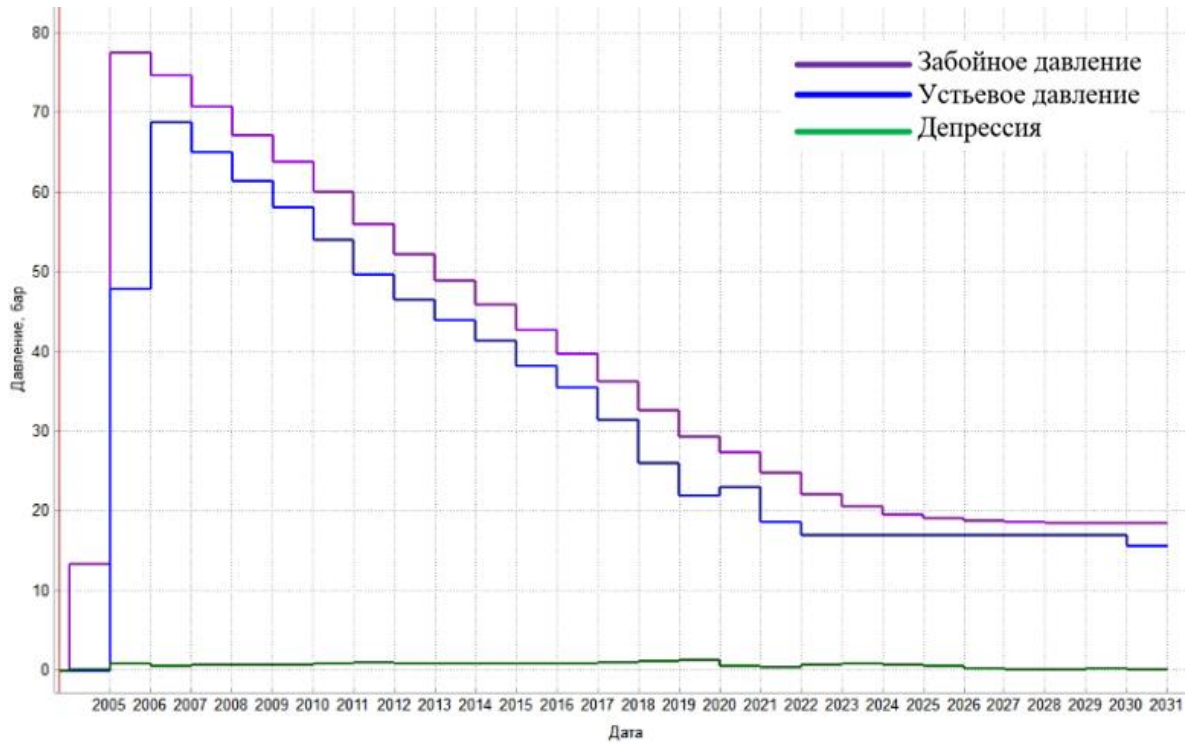


Рис. 8. Темпы падения давлений скважины № 1142

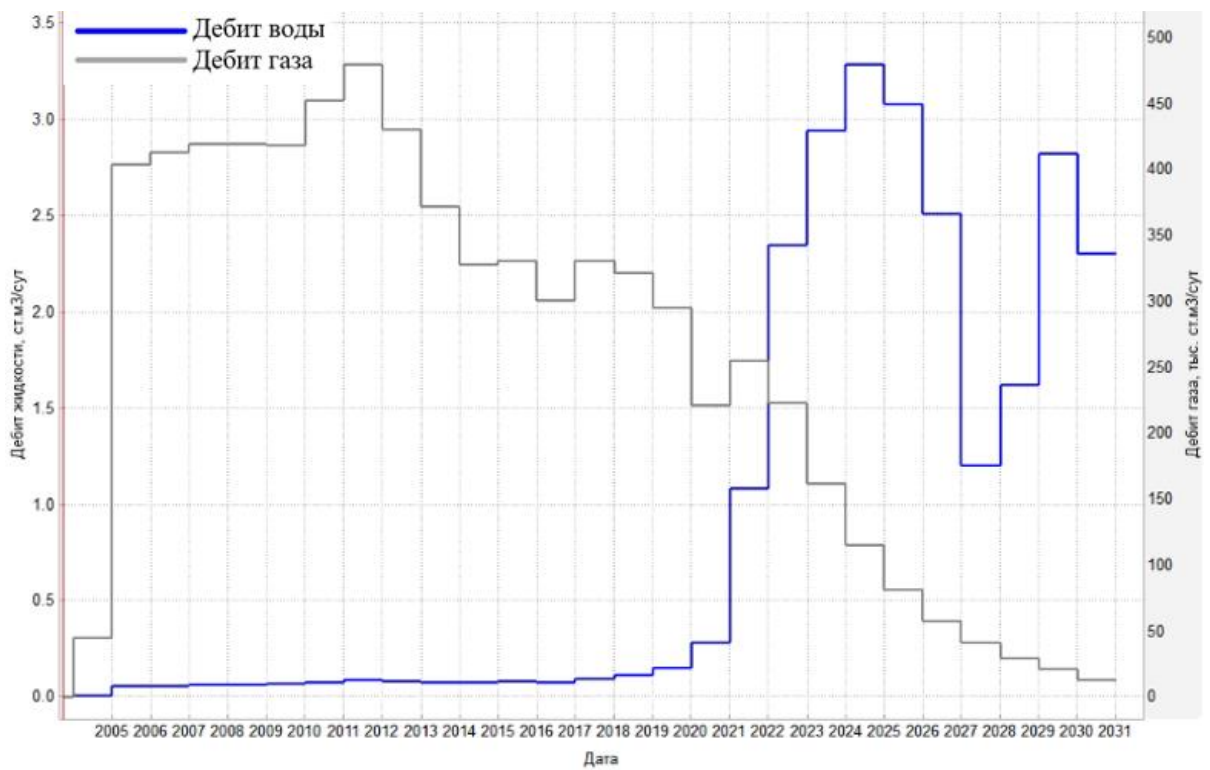


Рис. 9. Дебиты по воде и газу скважины № 1142

Выделим область, в которой отслеживались параметры (рис. 10).

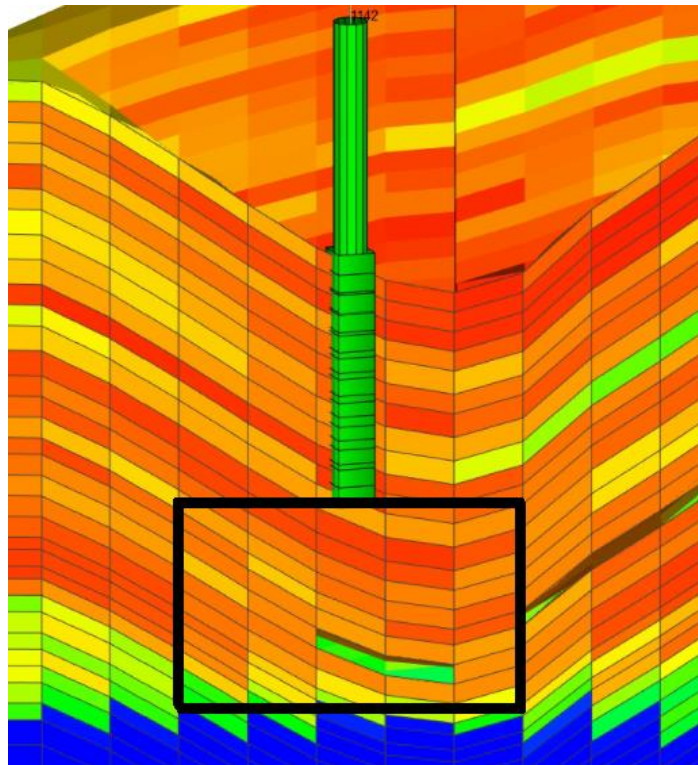


Рис. 10. Область для оценки изменения насыщенности водой

Распределение по насыщенности водой вдоль разреза в период с 01.10.2003 по 01.01.2033 представлено на рис. 11 и 12. Средняя насыщенность

на 01.10.2003 составила 0,23243. Прогнозируемая средняя насыщенность на 01.01.2033 – 0,63873. Изменение – 0,4063 или 174%.

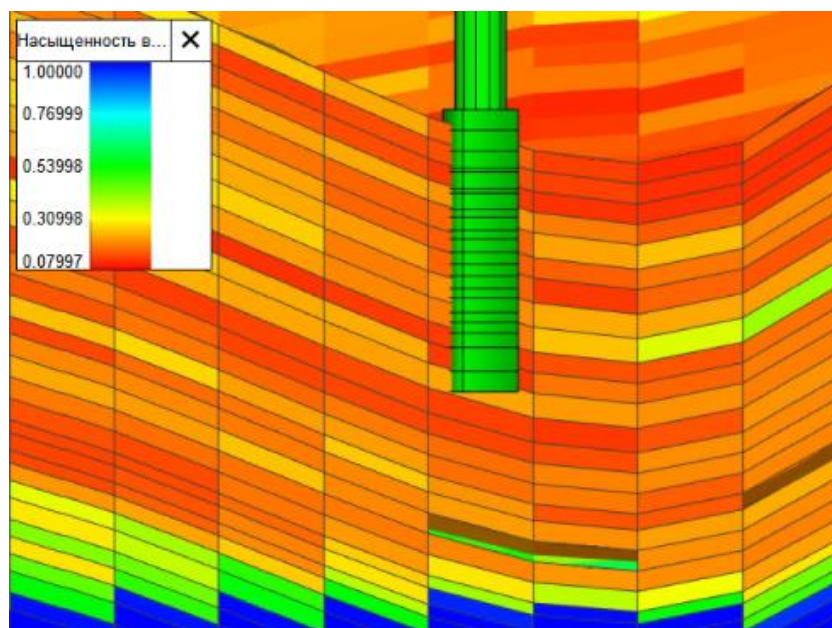


Рис. 11. Распределение насыщенности водой на 01.10.2003

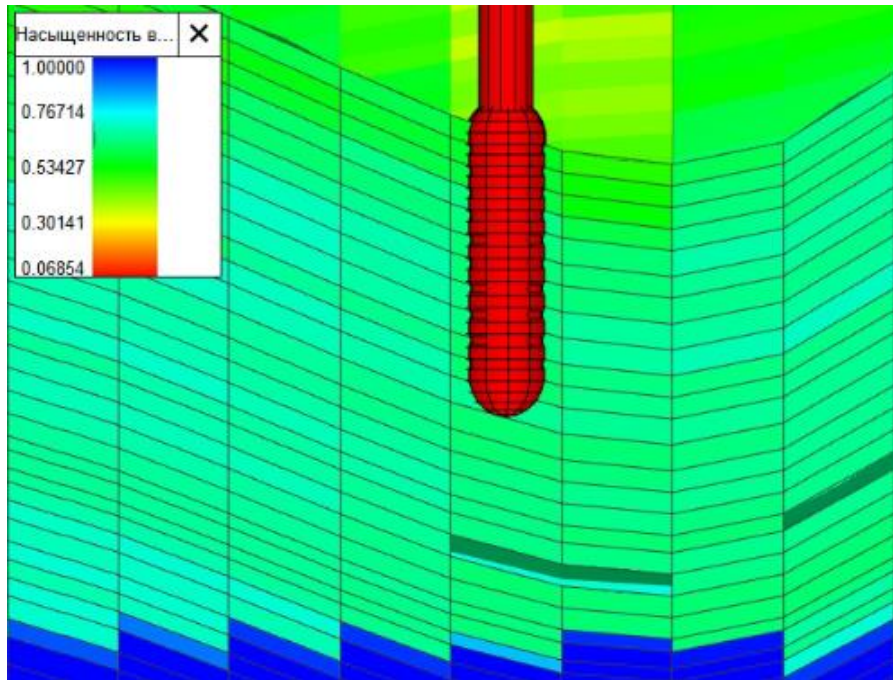


Рис. 12. Прогнозируемое распределение насыщенности водой на 01.01.2033

Объемы накопленных воды и газа для добывающей скважины представлены на рис. 13.

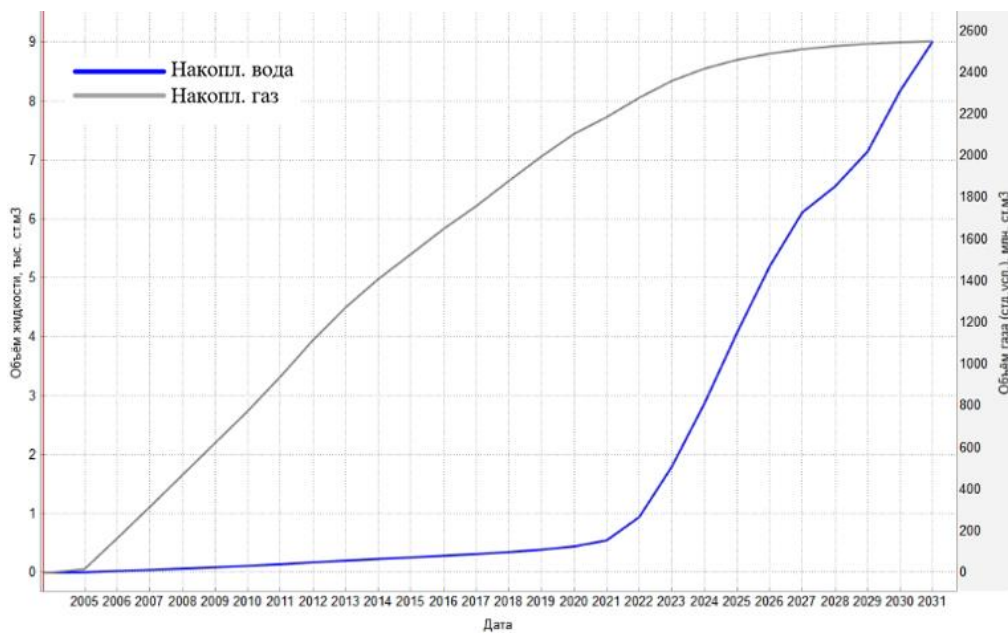


Рис. 13. Объемы накопленных воды и газа скважины № 1142

Для определения объема зачехленного газа необходимо определить, при каких значениях насыщенности водой газ перестанет продвигаться к скважине.

Исходя из графика относительных фазовых проницаемостей (ОФП), см. рис. 14, это значение составляет 0,63.

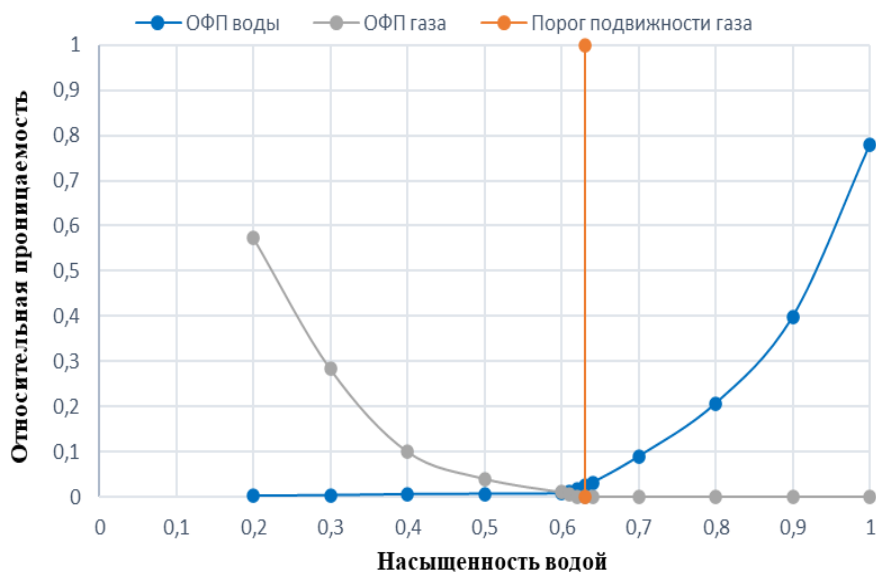


Рис. 14. График ОФП для региона скважины № 1142

Объем заземленного газа в одной ячейке модели можно посчитать как произведение значения пористости в этой ячейке, объема ячейки и насыщенности газом, при которой газ перестает продвигаться к скважине.

Прогнозируемый объем заземленного газа, находящегося в выделенной области при изначально заданных размерах ячейки (рис. 15), составляет 648,906 тыс. м<sup>3</sup>.

**Оценка объема заземленного газа с измельченными ячейками**

Рассмотрим второй вариант – с измельчением сетки. Размеры измельченной зоны 500 × 500 м. Размеры обычной ячейки 100 × 100 × 2 м. Размеры измельченной ячейки 50 × 50 × 1 м.

Темпы падения давлений скважины № 1142 в условиях с измельченной сеткой представлены на рис. 16. Дебиты по воде и газу представлены на рис. 17. Объемы накопленных воды и газа представлены на рис. 18.



Рис. 15. Ячейки с заземленным газом на 01.01.2033

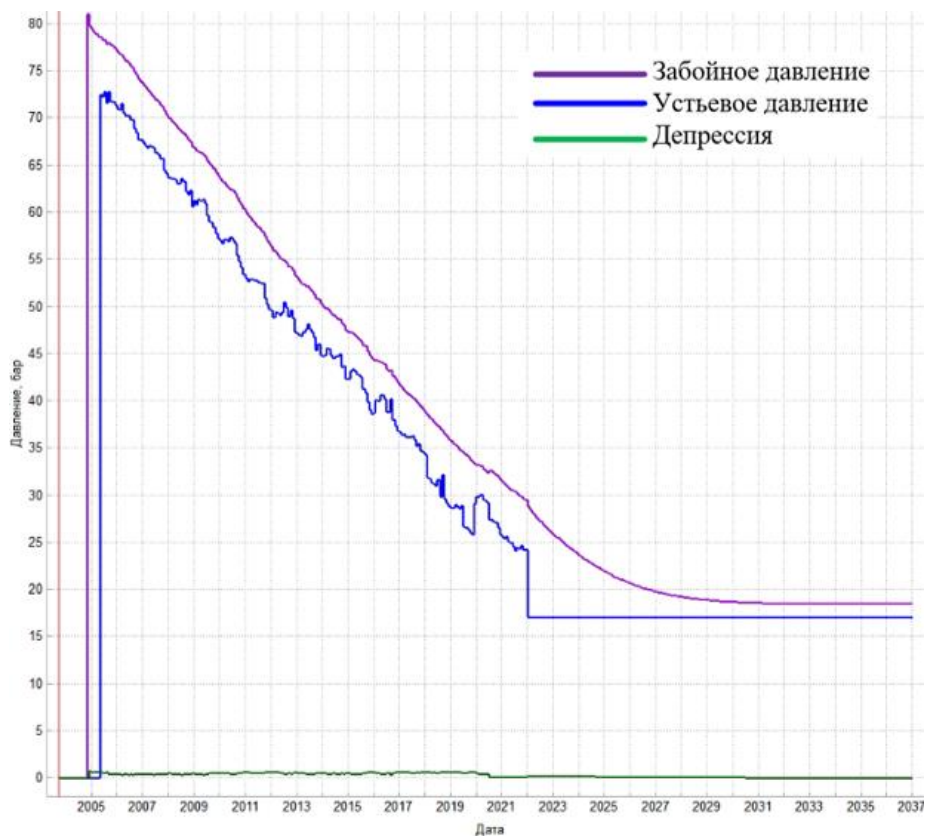


Рис. 16. Темпы падения давлений скважины № 1142 при измельченной сетке

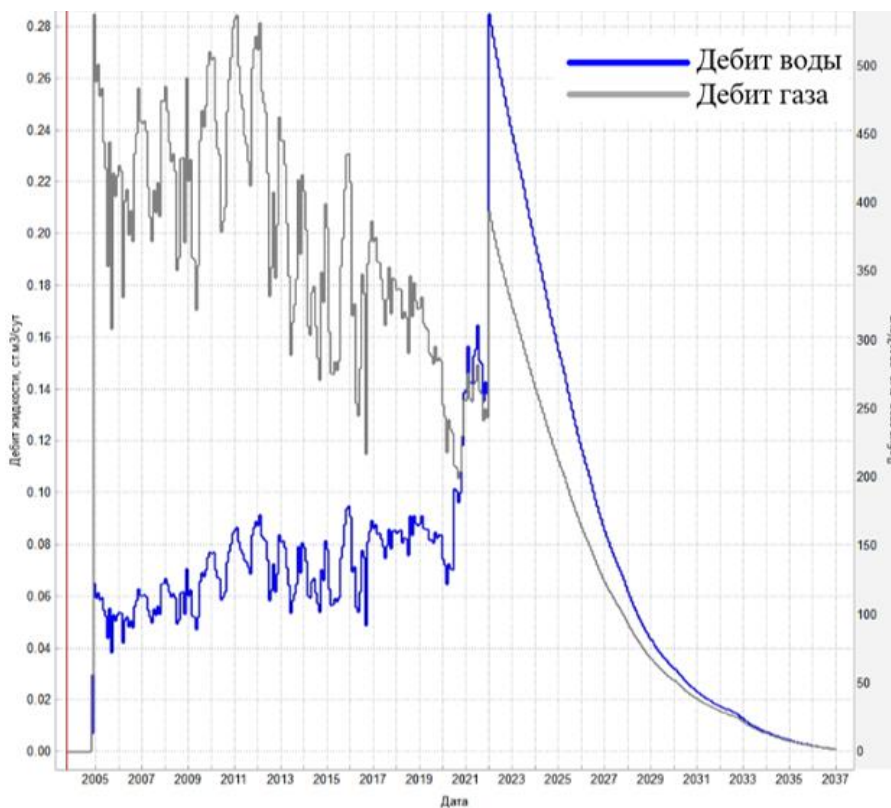


Рис. 17. Дебиты по воде и газу скважины № 1142 при измельченной сетке

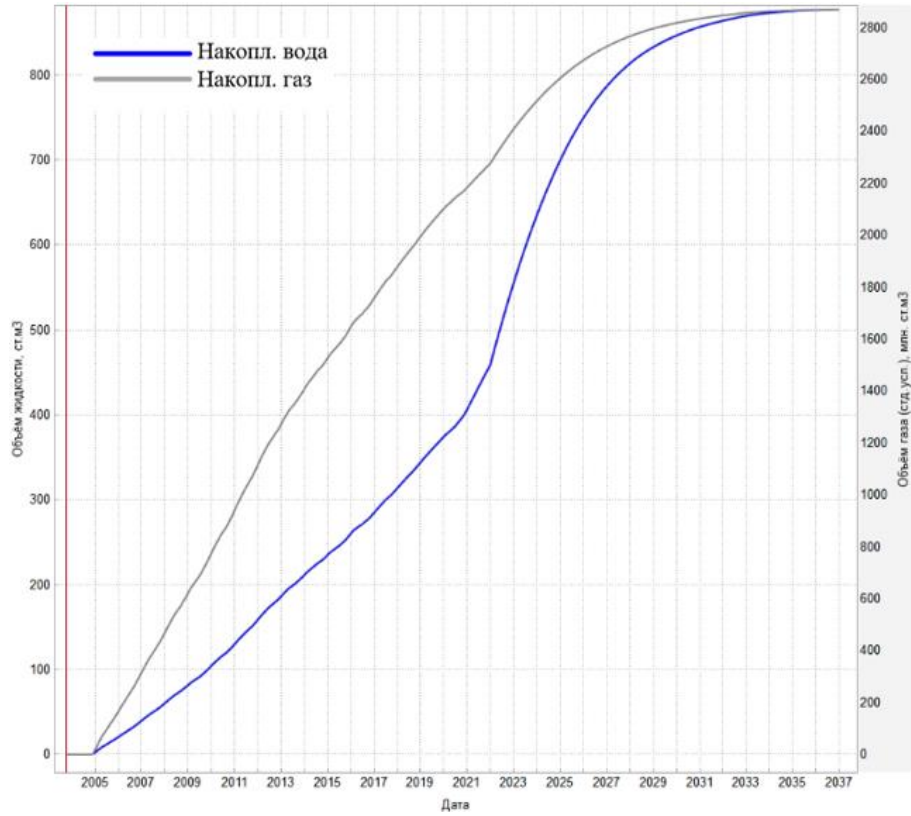


Рис. 18. Объемы накопленных газа и воды скважины №1142 при измельченной сетке

Распределение по насыщенности водой вдоль разреза в период с 01.10.2003 по 01.01.2037 представлено на рис. 19 и 20. Средняя насыщенность на 01.10.2003

составила 0,2123. Прогнозируемая средняя насыщенность на 01.01.2037 – 0,44441. Изменение – 0,23211 или 109%.

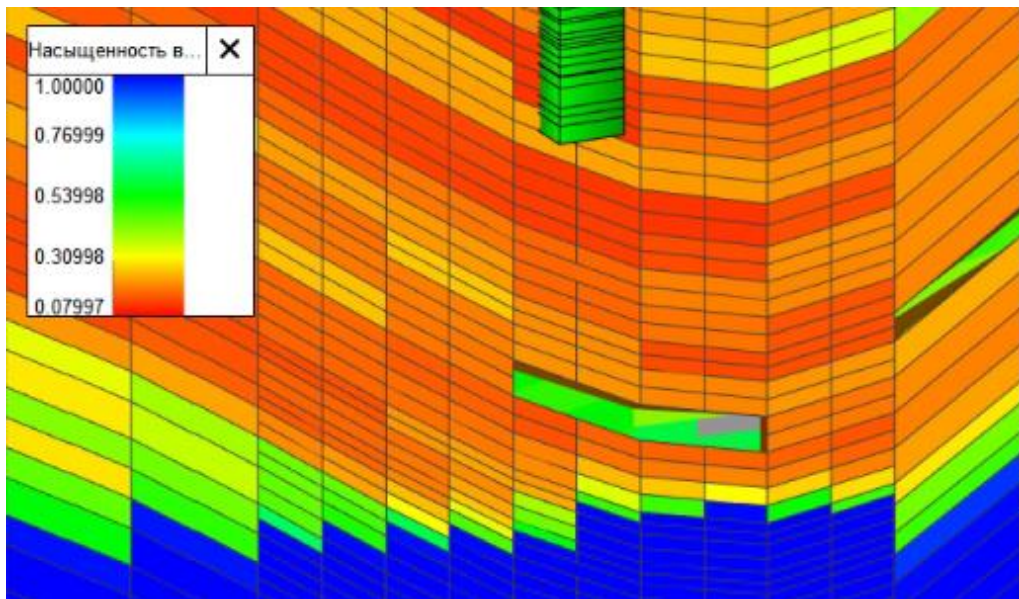
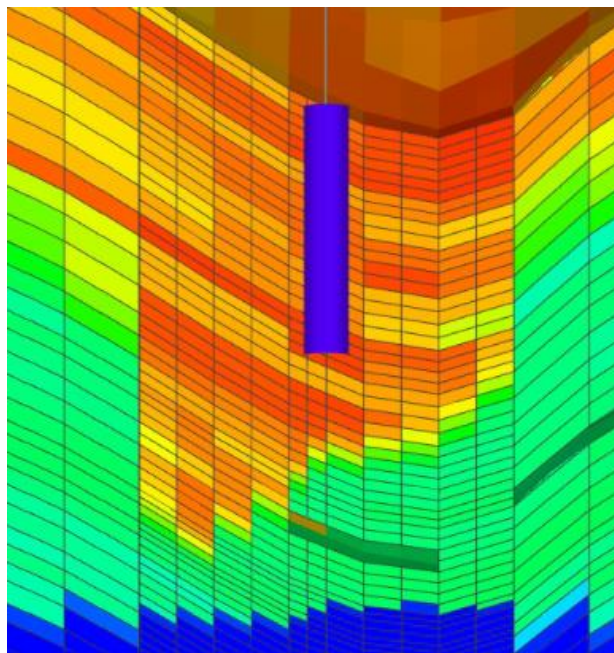


Рис. 19. Распределение насыщенности водой на 01.10.2003



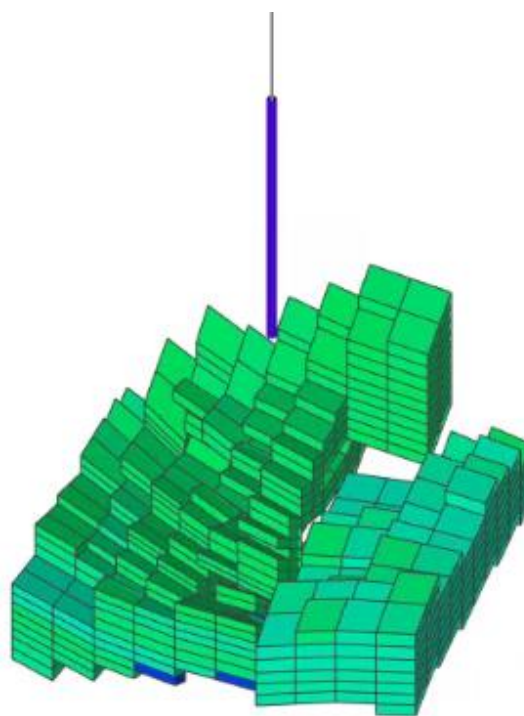
**Рис. 20.** Прогнозное распределение насыщенности водой на 01.01.2037

Объем защемленного газа в модели с измельченной сеткой необходимо оценивать в тех ячейках, в которых насыщенность водой превышает значение, равное 0,63. По прогнозу на 01.01.2037 объем защемленного газа в выделенной области (рис. 21) с измельченной сеткой составляет 227,844 тыс. м<sup>3</sup>.

Таким образом, разница в объемах защемленного газа в моделях с крупными и с измельченными ячейками составляет 421,061 тыс. м<sup>3</sup> или 184%.

Стоит отметить, что дальнейшее измельчение ячеек не привело к увеличению точности полученных результатов, поэтому за действительный объем необходимо принять величину защемленного газа с измельченными ячейками, так как данная модель отображает более реальную картину.

Определив объем защемленного газа на одной скважине, можно получить объем защемленного газа для всего месторождения в целом. Для этого необходимо выполнить измельчение ячеек на всех скважинах месторождения и произвести аналогичный подсчет (рис. 22).



**Рис. 21.** Ячейки с защемленным газом на 01.01.2037

Объем защемленного газа по зонам всех скважин составил 14% от начальных дренируемых запасов газа в данных зонах. Полученный результат говорит о сходимости с экспериментами по подсчету объемов защемленного газа на насыпных моделях, которые были выполнены другими авторами [2–4].

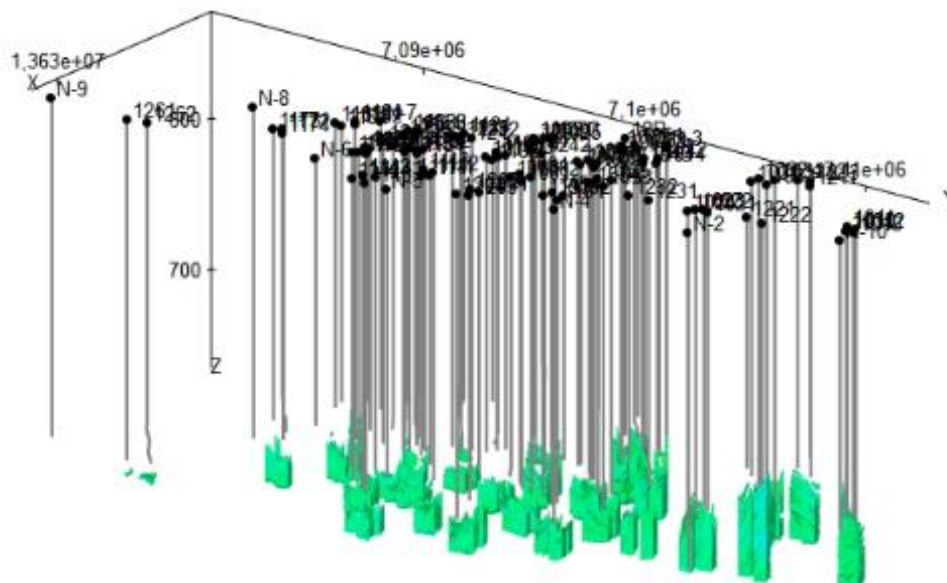


Рис. 22. Ячейки с защемленным газом одного из реальных месторождений

#### Применение резки бокового ствола как метод доизвлечения защемленного газа

Для обоснования конструкции ствола скважины необходимо проанализировать продвижение воды в зону скважины. Из-за ряда геологических факторов вторжение воды происходит неравномерно (рис. 23).

Таким образом, конструкция бокового ствола подобрана, исходя из необходимости выравнивания профиля продвижения воды к скважине. Длина ответвления выбиралась в соответствии с рассматриваемой зоной (зоной измельчения ячеек) и составила 317 м. Перфорирована по всей длине. Дата введения бокового ствола – 01.01.2030 г. Траектория скважины вместе с боковым стволом представлена на рис. 24. Режим работы скважины не изменялся.

После проведения расчета можно отметить, что продвижение воды к скважине стало более равномерным (рис. 25).

Согласно прогнозу, скважина проработает до 01.05.2040 г. – на 3,5 года дольше, чем без резки бокового ствола (ЗБС).

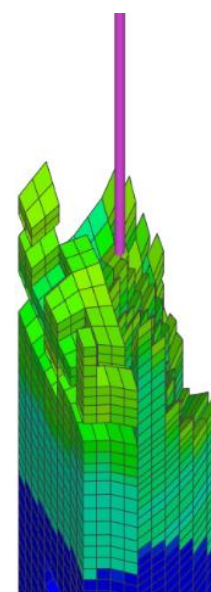
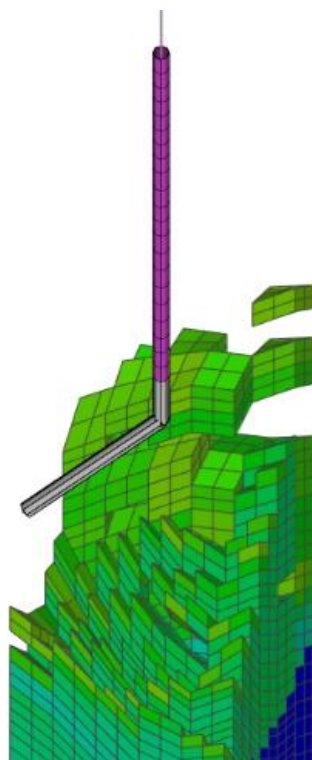


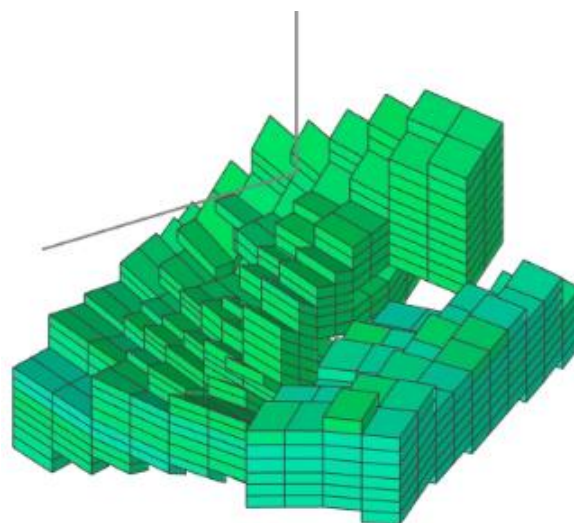
Рис. 23. Ячейки с высокой насыщенностью водой в зоне скважины № 1142

Объем защемленного газа после проведения ЗБС на скважине № 1142 составляет 204,081 тыс. м<sup>3</sup>. Без проведения ЗБС объем защемленного газа – 227,844 тыс. м<sup>3</sup>. Таким образом, изменение объема защемленного газа составляет 23762,6 м<sup>3</sup> или 11,6%.





**Рис. 24.** Траектория скважины № 1142 вместе с боковым стволом



**Рис. 25.** Ячейки с высокой насыщенностью воды в зоне скважины № 1142

Рассмотрим вариант с расположением бокового ствола ближе к кровле пласта (рис. 26).

Объем заземленного газа с расположением бокового ствола ближе к кровле пласта снизился на 4% по сравнению с вариантом без ЗБС, что показывает отрицательный эффект относительно варианта с расположением бокового ствола ближе к забою вертикальной скважины. Данный результат связан с большим расстоянием до уровня газовой контакта и меньшим влиянием на поведение воды.



**Рис. 26.** Траектория скважины №1142 с расположением бокового ствола ближе к кровле пласта

### Выводы

В данной статье представлены результаты гидродинамического моделирования с использованием программного продукта tNavigator для подсчета объемов защемленного газа:

1. Выполнен подсчет объема защемленного газа для зоны скважины одного из реальных месторождений Западной Сибири. Данный подход может быть использован и для подсчета объема защемленного газа для всего месторождения в целом.

2. Определена зависимость объема защемленного газа от размеров ячеек

в модели. Принятие размеров ячеек обосновывается изменением насыщенности водой по разрезу вдоль скважины.

3. Проведены расчеты для варианта при зарезке бокового ствола с целью доизвлечения защемленного газа. При моделировании данное мероприятие показало свою технологическую эффективность и позволило снизить объемы защемленного газа примерно на 11,6%, однако для применения зарезки бокового ствола на месторождении необходимо подтвердить эффективность экономическими расчетами.

### Литература

1. tНавигатор 22.2: Техническое руководство. М.: Рок Флоу Динамикс, 2022. 3671 с.
2. *Ефремов А.А.* Явление защемления пластового газа в обводняющихся газонасыщенных интервалах // Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 1(103). С. 11–20.
3. *Богданович Т.И., Ксёنز Т.Г.* Исследование возможности применения метода гидродинамического импульсно-волнового воздействия для извлечения защемленного газа из обводнившихся продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ // Вести газовой науки. 2020. Спецвыпуск. С. 12–17.
4. *Тер-Саркисов Р.М.* Разработка месторождений природных газов. М.: Недра, 1999. 659 с.

## Estimation of the volume of trapped gas and the use of sidetracking as a method of its additional recovery using hydrodynamic modeling in the tNavigator software product

**A.V. Kolienko**

National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia  
E-mail: [kolienkoav@mail.ru](mailto:kolienkoav@mail.ru)

**Abstract.** The problem of extracting trapped gas from flooded gas deposits has become increasingly important over the past decades. At the end of the development of gas fields, the problem arises of low-pressure gas remaining in the reservoir, which, due to a number of geophysical and geological factors, can be trapped. Removing trapped gas becomes a difficult and costly process. The article considers the process of gas entrapment in the reservoir as a result of the introduction of bottom water into the deposit of one of the real fields in Western Siberia. An algorithm for calculating the volumes of trapped gas is described. The trapped gas volume was estimated using a hydrodynamic model in the tNavigator software product. The dependence of the trapped gas volumes on the cell sizes in the model is estimated.

**Keywords:** trapped gas, flooding, bottom water, hydrodynamic modeling, Western Siberia.

**Citation:** *Kolienko A.V.* Estimation of the volume of trapped gas and the use of sidetracking as a method of its additional recovery using hydrodynamic modeling in the tNavigator software product // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 26–44. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art3> (In Russ.).

### References

1. tNavigator 22.2: Technical manual. Moscow: Rock Flow Dynamics, 2022. 3671 p. (In Russ.).
2. *Efremov A.A.* Phenomenon of reservoir gas pinching in the watered-out gas saturated beds // Oil and Gas Studies. 2014. No. 1(103). P. 11–20. (In Russ.).
3. *Bogdanovich T.I., Ksenz T.G.* Investigation of the possibility of using the method of hydrodynamic pulse-wave action to extract trapped gas from flooded productive deposits of the Vuktyl oil and gas condensate field // Vesti Gazovoy Nauki. 2020. Special Issue. P. 12–17. (In Russ.).
4. *Ter-Sarkisov R.M.* The development of natural gas fields. Moscow: Nedra, 1999. 659 p. (In Russ.).