

# Исследование влияния нестационарного двухфазного притока на обводнение горизонтальных скважин с МГРП

Н.В. Шупик

соискатель

scann500@gmail.com

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН),  
Москва, Россия

**В статье сделана попытка анализа наблюдаемых особенностей обводнения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом (МГРП) при нестационарном двухфазном притоке в низкопроницаемых недонасыщенных нефтяных пластах Западной Сибири на основе гидродинамического моделирования. Созданы фильтрационные модели, расчеты на которых показывают, каким образом интегральная динамика обводненности скважин по стволу и трещинам гидроразрыва меняется в зависимости от комплекса параметров, таких как: тип скважины (наклонно-направленная с гидроразрывом, горизонтальная, горизонтальная с МГРП); тип интенсификации притока; количество трещин, технология их создания, определяющие параметры трещин прискважинной зоны; свойства, объемы и тип дренируемых областей; стадия эксплуатации скважин и технологические режимы; свойства флюидов и динамические изменения относительных фазовых проницаемостей в смеси.**

## Материалы и методы

Моделирование в апробированном пакете гидродинамического моделирования с корректным расчетом потоков при массовом применении ГРП на примере типового участка реальной залежи с неоднородным коллектором в юрских отложениях Западной Сибири.

## Ключевые слова

обводнение скважин, многостадийный гидроразрыв, низкопроницаемый коллектор, недонасыщенный коллектор, трудноизвлекаемые запасы, интенсивные системы разработки, нестационарные процессы

## Введение

Пласты юрских отложений Западной Сибири характеризуются сложным строением и ухудшенными свойствами. На пластах данного типа формально отсутствует как таковая подстилающая подошвенная вода, пласты монолитные толщиной около 10 м с регрессивным типом свойств, переходящих в глину ниже уровня ВНК. Причины обводнения скважин различного типа на юрских отложениях Западной Сибири в зонах отсутствия явной подстилающей воды на данный момент окончательно не выяснены. Существуют различные рабочие версии, которые закладываются при адаптации в фильтрационные модели: перетоки с нижележащего водоносного пласта по трещинам с неограниченным ростом трещин гидроразрыва вниз, трещинообразование от нагнетательных скважин, списание запасов, нефизические фазовые проницаемости по воде, капиллярные эффекты [1–2], эффекты нестационарной фильтрации и др.

Анализ причин обводнения высокотехнологичных дорогостоящих скважин, интенсивно дренирующих большие объемы коллектора высокими темпами, по сравнению с наклонно-направленными скважинами, будет способствовать совершенствованию применяемых технологических решений [3] на основе понимания происходящих явлений фильтрации и особенностей притока смеси флюидов из пласта к скважинам, в том числе поможет повысить качество проектирования систем разработки в низкопроницаемых пластах на основе скважин различного типа.

В недонасыщенных по нефти областях коллектора нефть начинает двигаться медленнее, чем при предельном нефтенасыщении. И чем ниже нефтенасыщенность, тем выше обводненность продукции скважин. Чем выше скорость фильтрации при неустановившемся режиме, тем выше обводненность продукции скважины. Чем больше трещин дренируют недонасыщенные пропластки при регрессивном типе разреза в монолитном пласте, тем выше интегральная обводненность продукции всей скважины. Влияние суммарного баланса фазовых проницаемостей и проскальзывания воды при усилении технологических режимов горизонтальных скважин с МГРП во время дренирования при определенных геолого-технологических условиях особым образом сказывается на обводненности продукции добывающих горизонтальных скважин с МГРП.

## Анализ наблюдаемых особенностей обводнения скважин

По результатам геолого-промышленного анализа выявляются различные характерные типы поведения обводненности продукции горизонтальных скважин с МГРП на юрских отложениях и наклонно-направленных

скважин с ГРП на линзовидных и слоистых Ачимовских толщах.

1. Сущность первого типа состоит в том, что горизонтальные скважины с МГРП при запуске в работу в начальный, наиболее активный период могут при определенных условиях иметь более высокую входную обводненность, снижающуюся при выходе эксплуатации скважины на установившийся режим (рис. 1).

2. При системах разработки с чередованием рядов добывающих наклонно-направленных скважин (ННС) с ГРП и рядов ГС с МГРП могут устанавливаться разные уровни обводненности в зависимости от типа скважин. По рядам добывающих ННС уровень обводненности устанавливается ниже — около значений 0,2 д. ед. (зоны без заливки на рис. 2), а для рядов ГС с МГРП выше — на уровне 0,4 д. ед. (зоны с заливкой на рис. 2), и почему в начальный высокопроизводительный период работы горизонтальной скважины с МГРП наблюдается более значительный выход воды (рис. 2). Данная проблема по определению источника обводнения горизонтальных скважин с МГРП возникла при адаптации показателей работы скважин различного типа в секторной модели участка одного из объектов к реальным промысловым данным.

3. В Ачимовских линзовидных и слоистых пластах наблюдается тип обводнения, как разновидность первого типа, когда динамика обводненности пилообразная и коррелирует с таким же поведением дебитов — в данном случае, вероятно, не в связи с процессами фильтрации при трещинообразовании. Показатели обводненности длительно держатся на низких уровнях без языкового обводнения, при этом в геолого-технологических моделях наблюдаются значительные объемы неколектора и отсутствие возможности воспроизведения энергетике и дебитов жидкости, то есть в моделях линзы или пропластки значительно изолированы. Фактические дебиты жидкости выше, чем можно рассчитать для изолированных линз классическими аналитическими и численными способами при выявленных геологических свойствах модели.

4. Также отдельным наиболее резким типом обводнения служит обводнение от нагнетаемой воды и приход воды в трещины ГС МГРП или стволы РГС. Моделирование прихода закачиваемой воды в ствол разветвленной скважины может быть осуществлено с помощью ГРП на нагнетательной скважине с направлением трещин в сторону стволов РГС, при этом в динамике обводненности РГС будут наблюдаться резкие пики с возможной синхронизацией временных рядов технологических показателей влияющей и реагирующей скважин при учете количества стволов РГС.

### Воспроизведение особенностей процессов обводнения при помощи фильтрационного моделирования

Рассмотрим далее воспроизведение процессов обводнения первого и второго типа горизонтальных скважин с МГРП посредством фильтрационного моделирования на секторной модели фактического участка одного из пластов юрских отложений Западной Сибири.

#### Описание объекта и модели

Гидродинамические расчеты проведены в программном комплексе гидродинамического моделирования RFD tNavigator [4].

Участок секторного моделирования представлен юрскими отложениями Западно-Сибирской низменности. Расположен в зоне понижения структурных поверхностей. Фильтрационно-емкостные свойства неоднородные и характеризуются значениями эффективной проницаемости от 4 мД у кровли коллектора, переходя в глину к подошве. Начальная нефтенасыщенность в долях эффективной пористости около 0,8 д. ед. у кровли и снижается до уровня остаточной нефтенасыщенности к подошве. Участок пласта практически монолитный. Свойства пластовых флюидов (PVT-свойства) в модели заданы в соответствии с утвержденными для объекта параметрами. В таб. 1 приведены основные физико-химические свойства пласта и флюидов.

#### Анализ влияния двухфазного притока на обводнение вдоль вертикальной составляющей трещин МГРП

Горизонтальная скважина длиной около 500 м с четырьмя поперечными трещинами через всю толщину низкопроницаемого пласта с регрессивным типом разреза, переходящим в глину в зоне ниже уровня водонефтяного контакта, с длиной полукрыла около 80 м. Представим далее характеристику поведения обводненности данной добывающей горизонтальной скважины W1, при этом вопрос качества фактического ограничения трещин МГРП по высоте не берется во внимание.

Проведем анализ обводнения трещин на основе виртуальных перфораций фильтрационной модели. Рис. 3–5 демонстрируют снизу вверх пропорциональность притока по фазам воды и нефти для трех уровней недонасыщения в регрессивном типе разреза толщиной около 10 м.

Проницаемость изменяется от 10 мД у кровли выделенного коллектора данной геологической модели до 1 мД у подошвы при снижающейся нефтенасыщенности к подошве до уровня остаточной, то есть трещины скважины пересекают слои модели с нефтенасыщенностью в зоне минимальной подвижности смеси нефти и воды по фазовым проницаемостям. При этом типы пропорций дебитов разделились на основе виртуальных перфораций на три приближенно равные группы: снизу профиля трещины больше приток водной фазы, особенно в активный период, в средних пропластках приток равнофазной смеси, в верхних более значителен приток нефтяной составляющей потока смеси. При этом в активный начальный период эксплуатации скважин более подвижная нефтяная фаза также больше проскальзывает, но в сумме в начальный период на данной

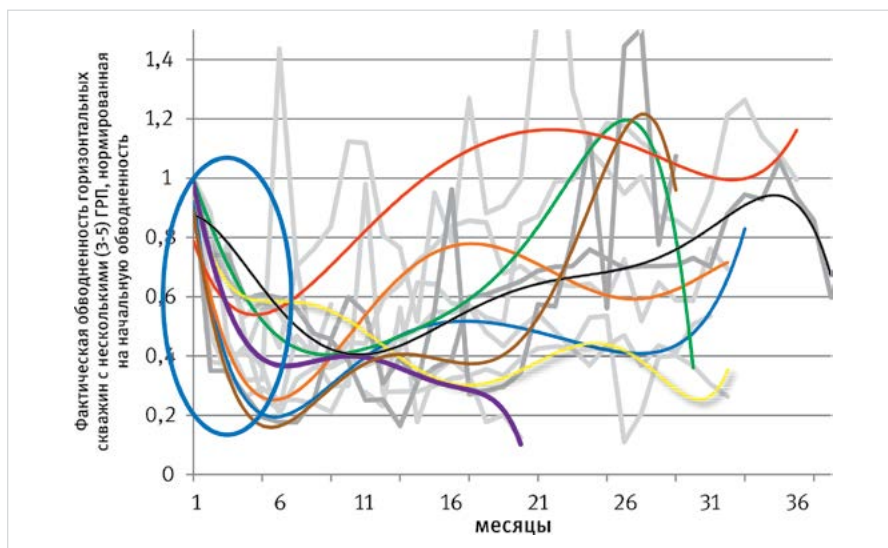


Рис. 1 — Полиномиальные тренды фактических обводненностей горизонтальных скважин с МГРП, нормированных на начальную обводненность

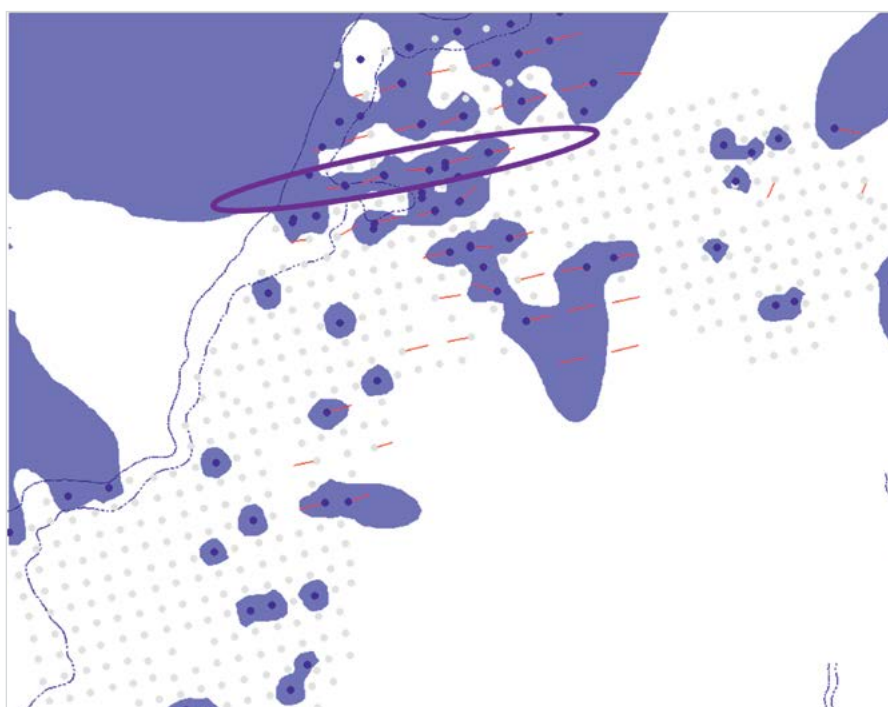


Рис. 2 — Группировка уровней входной обводненности по типу скважин

Параметр	Значение
Пластовая температура, °С	96
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	835
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	759
Среднее давление насыщения, Бар	103
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	84
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1.205
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	1015
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	986
Коэффициент сжимаемости воды, 1/ГПа	0.489
Начальное пластовое давление, Бар	260
Эффективная проницаемость, мД (средняя/мин.-макс.)	2.5/0–24
Средняя эффективная пористость, д. ед. (средняя/мин.-макс.)	0.12/0.06–0.18
Средняя начальная нефтенасыщенность (в долях эффективной пористости), д. ед. (средняя/мин.-макс.)	0.76/0.40–0.86

Таб. 1 — Основные физико-химические свойства флюидов и пласта ЮВ<sub>1</sub>

скважине обводненность повышается при данном соотношении переменных пласта и технологических режимов.

При регрессивном типе разреза с нисходящими к подошве свойствами пласта по виртуальным перфорациям низа трещины МГРП (ячейки 96,46,41 – 96,46,49) дебит воды выше дебита нефти. Наблюдаем проскальзывание более подвижной водной фазы в виде увеличения пропорции в период фильтрационной активизации (рис. 3).

По виртуальным перфорациям середины трещины МГРП (96,46,28 – 96,46,40) дебит воды приблизительно равен дебиту нефти. Наблюдаем относительно равные пропорции дебитов фаз в области минимума функции подвижности смеси при равновязных вязкостях, то есть при равных подвижностях фаз приток в нестационарный период пропорционален (рис. 4).

По виртуальным перфорациям верха трещины МГРП (96,46,18 – 96,46,28) дебит воды меньше дебита нефти. Наблюдаем проскальзывание более подвижной нефтяной фазы в начальный период интенсивного отбора (рис. 5).

Таким образом, в суммарных технологических показателях будет проявляться большая обводненность в начальный период. На ННС с обводненностью происходит то же

самое, но значительно меньше сказывается в абсолютном выражении.

Рассмотрим далее поведение обводненности другой горизонтальной скважины с МГРП W2 по первому и второму типу обводнения совместно. Обводненность горизонтальных добывающих скважин с МГРП в монолитном пласте регрессивного типа разреза с понижением свойств к подошве выше в начальный неустойчивый период, соответственно поведению дебитов. Далее она снижается и устанавливается на более высоком уровне, чем обводненность тех же скважин без МГРП. То есть из области трещин, пересекающих наиболее недонасыщенные пропластки, поступает большее количество воды в продукцию горизонтальных добывающих скважин по анализу работы виртуальных перфораций, относящихся к области трещин МГРП добывающих горизонтальных скважин фильтрационной модели.

Далее в случае скважины с более интенсивным темпом обводнения сравнительный анализ динамики обводнения горизонтальных скважин по фильтрационной модели показывает более динамично нарастающий темп обводнения при наличии нескольких поперечных трещин гидроразрыва.

Проведем оценку влияния по диапазону неопределенностей алгоритмов расчета

притока к трещинам МГРП на проектирование технологических показателей обводненности. Рассмотрим поведение обводненности скважины W4, представленной на рис. 6. Проведены два расчета с МГРП в симуляторах с различными алгоритмами расчета притока к трещинам гидроразрыва. Расчеты близки по значениям обводненности, за исключением начального неустойчивого периода. Также в одном из симуляторов проведен расчет без МГРП, который показал различные уровни и темпы обводнения горизонтальной скважины по сравнению с расчетами с несколькими поперечными трещинами на всю толщину пласта. При этом обводненность неустойчивого периода также немного отличается от установившегося периода. То есть на обводненность скважин влияют в том числе и технологические режимы эксплуатации.

### Характеристика обводнения ГС с МГРП при распределении потоков в плане

Проанализируем далее неравномерность характера обводнения по трещинам при взаимодействии трещин между собой по площади на примере характеристики притока к трещинам горизонтальной скважины с МГРП W5 и ННС с ГРП.

Расчет в симуляторе показывает, что к перфорациям между трещинами приток

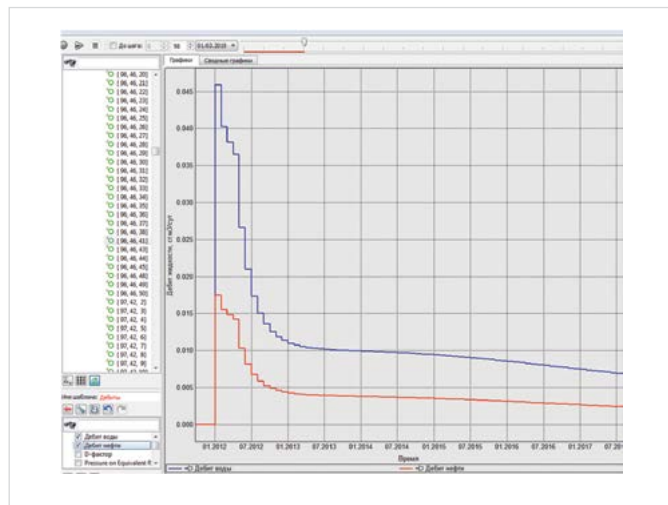


Рис. 3 — Превышение пропорции дебита более подвижной водной фазы из нижних слоев трещины

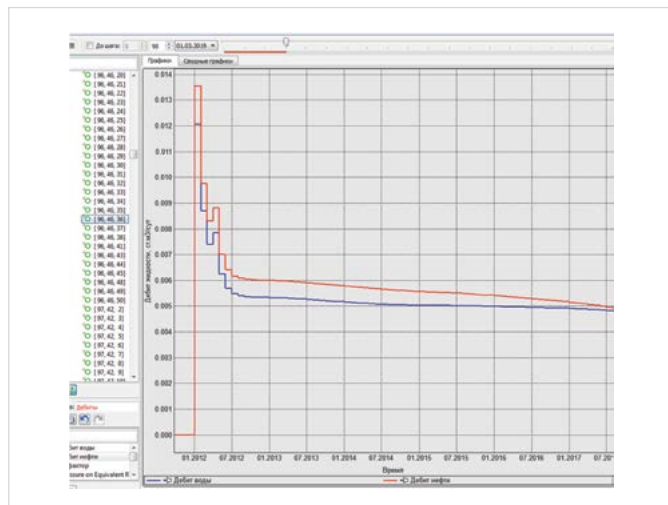


Рис. 4 — Пропорции дебитов воды и нефти из средних слоев притока в трещину при равных скоростях фаз

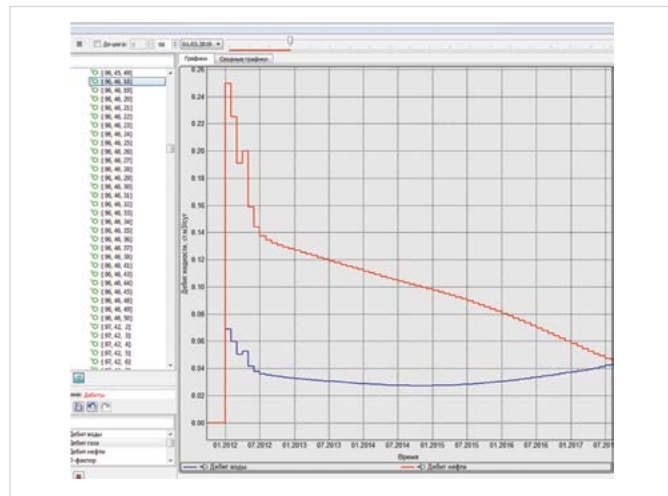


Рис. 5 — Пропорции дебитов воды и нефти из верхних слоев притока в трещину

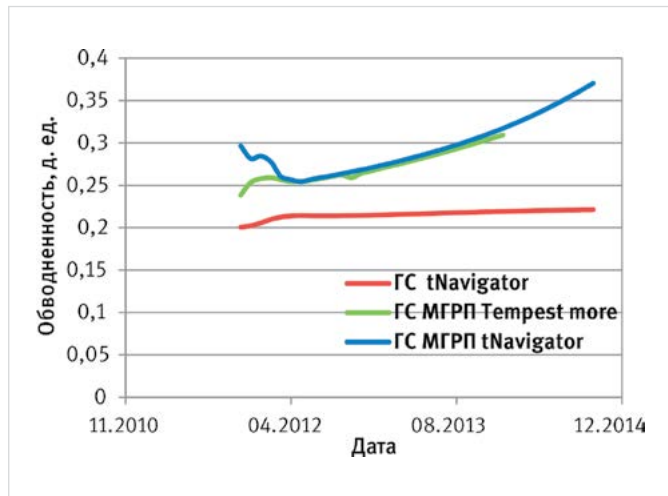


Рис. 6 — Различия динамики обводненности горизонтальной скважины W4 с МГРП и без МГРП в расчетах на различных симуляторах

незначителен из-за искривления линий тока, поэтому расчеты с перфорацией ствола между трещинами и без практически идентичны.

Течение флюида к скважинам в общем виде можно представить так:

- 1.1. Вертикальная / наклонно-направленная скважина без ГРП — весь приток направлен только к перфорациям.
- 1.2. Горизонтальная скважина без ГРП — весь приток направлен только к перфорациям.
- 2.1. Вертикальная / наклонно-направленная скважина с ГРП — основной приток направлен к трещине (к виртуальным перфорациям), часть притока направлена к реальным перфорациям, т.к. к ним есть доступ. Пропорции добычи по перфорациям по отношению к  $Kh$  сохраняются.
- 2.2. Горизонтальная скважина с МГРП — в том участке, где трещин нет, приток направлен к перфорациям — соотношение добычи и  $Kh$  сохраняется. В том участке, где есть ГРП, вся перфорация окружена трещинами — основной приток идет к трещинам,

а в перфорации практически ничего не приходит (к ней нет доступа). Из-за этого соотношение добычи и  $Kh$  здесь меняется, однако закономерность сохраняется —  $Kh$  больше, приток тоже больше.

Схематичная иллюстрация пунктов 2.1. и 2.2. — на рис. 7, где красные стрелки отражают приток к трещине, черные — к перфорации.

Крылья трещин работают сильнее там, где нет интерференции между трещинами (рис. 8), поэтому следует ожидать и различного поведения обводненности по различным трещинам и вдоль них самих, а также при различных расстояниях между трещинами и взаимодействии делящихся областей потоков. Количество расчетных ячеек между трещинами также мало в данных типах сетки и требует оценки.

Таким образом, объясняется практическое отсутствие различий в расчетах между перфорированными и неперфорированными участками горизонтальной скважины между трещинами. А эффективность работы трещин по расчетам на основе данного типа

притока при близком их расположении снижается в связи с интерференцией, ослаблением и разделением на области дренирования разнонаправленных потоков (рис. 8).

#### Оценка обводнения вдоль ствола горизонтальной скважины с МГРП

Из особенностей распределения притока к реальным перфорациям ствола горизонтальной скважины и трещинам МГРП в плане вытекает причина отсутствия различий обводненности в результате расчетов перфорированного ствола ГС полностью и только в местах притока из трещин, то есть приток и обводнение происходят в модели из области трещин.

#### Итоги

По фактическим данным работы скважин на объектах разработки Западной Сибири выявлены и воспроизведены с помощью фильтрационного моделирования особенности обводнения горизонтальных скважин с МГРП в низкопроницаемых недонасыщенных пластах.

В начальный интенсивный период работы скважин происходит накопление более подвижной водной фазы в суммарной продукции скважин по сравнению с установившимся периодом. Фазовый приток по вертикали в трещинах, пересекающих разнонасыщенные пропластки, нестабилен и меняется в зависимости от комплекса параметров

#### Выводы

Динамика обводненности горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом определяется в основном обводнением трещин при эллиптическом потоке и обусловлена интерференцией и ослаблением потоков между трещинами, степенью начальной водонасыщенности пласта, интенсивностью режима эксплуатации.

#### Благодарность

Автор признателен компании Rock Flow Dynamics за разработанный инструментарий в симуляторе tNavigator, с помощью которого осуществлялось исследование, и помощь в его использовании при анализе полученных результатов.

#### Список литературы

1. Индрупский И.М. Влияние капиллярно удерживаемой воды на процессы вытеснения в лабораторных и пластовых условиях. II Международный научный симпозиум «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». М.: ВНИИнефть, 2009. Том 2. С. 162–168.
2. Шупик Н.В. Влияние капиллярных концевых эффектов на работу скважин различного типа в недонасыщенных коллекторах // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №7(46). С. 32–36.
3. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. 484 с.
4. RFD: tNavigator. Flow simulator Technical manual. 2016.

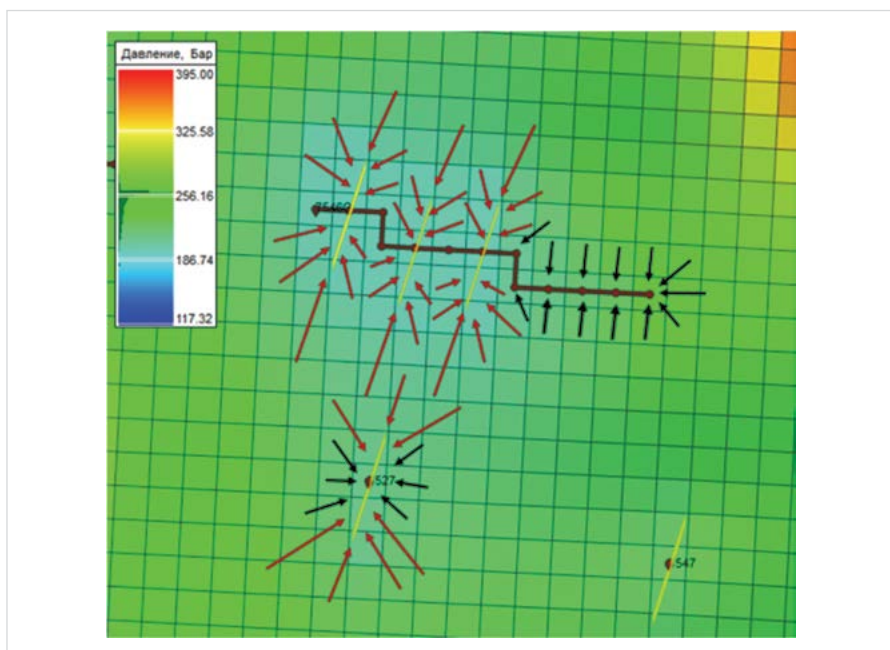


Рис. 7 — Приток к реальным (черные) и виртуальным (красные) перфорациям скважин различного типа

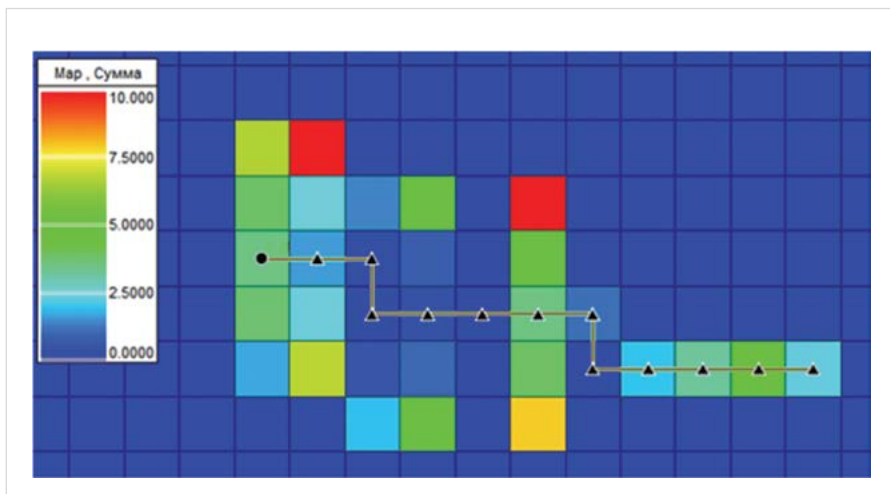


Рис. 8 — Интерференция и ослабление потоков между трещинами ГС с МГРП W5

22-23 МАРТА 2017 г.



г. НОВЫЙ УРЕНГОЙ

Межрегиональная  
специализированная  
ВЫСТАВКА

ГАЗ. НЕФТЬ.  
НОВЫЕ  
ТЕХНОЛОГИИ –  
КРАЙНЕМУ  
СЕВЕРУ

Выставка пройдет  
в рамках  
Новоуренгойского  
газового форума



Организатор выставки:  
Администрация г. Новый Уренгой

Оператор выставки:



ООО «Выставочная компания  
Сибэкспосервис»,  
г. Новосибирск

Тел.: (383) 335 63 50 – многоканальный  
e-mail: ses@avmail.ru  
www.ses.net.ru

Генеральный  
информационный партнер

ЭКСПОЗИЦИЯ  
НЕФТЬ ГАЗ

ENGLISH

OIL PRODUCTION

## Study of influence of unsteady two-phase inflow on water cut dynamics of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing

UDC 622.276

### Authors:

Natalia V. Shupik – applicant; [scann500@gmail.com](mailto:scann500@gmail.com)

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences (OGRI RAS), Moscow, Russian Federation

### Abstract

In this paper the author tried to analyze observable features of water cut of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing in case of non-stationary two-phase inflow in low-permeable undersaturated oil reservoirs of Western Siberia using flow simulations. The author developed filtration models, calculations under which show how integral dynamics of wells water cut under shaft and fissures of hydraulic fracturing change depending on the complex of parameters, such as: well type (directional with hydraulic fracturing, horizontal, horizontal with multi-stage hydraulic fracturing); type of stimulation; amount of fissures, technology of their formation, which determine parameters of the fissures near the well; features, volumes and type of drainable areas; stage of wells operation and operating practices; features of fluids and dynamic changes of relative permeability in the mixture.

### Materials and methods

Simulation using approved flow simulation software with proper account for fluid flows in the presence of massive hydraulic fracturing for the example of typical area of the real inhomogeneous Jurassic reservoir of Western Siberia.

### Results

Under actual data of wells operation on development objects of Western Siberia, the author determined and reproduced (with the help of filtration modeling) the features of water cut of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing in low-permeable undersaturated reservoirs. In initial intensive period of well operation, accumulation of more movable aqueous phase (in comparison with the stable period) takes place. Vertical phase inflow in fissures, which cross differently saturated interlayers, is unstable and changes depending on the complex of parameters.

### Conclusions

Water cut dynamics for horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing is determined mostly by water cut of fissures in case of elliptic flow and is caused by interference and decrease of flows between fissures, level of initial water saturation of reservoir, operation rate.

### Keywords

water cut, multi-stage hydraulic fracturing, low-permeable reservoir, undersaturated reservoir, hard-to-recover oil, intensive development systems, nonstationary processes

### References

1. Indrupskiy I.M. *Vliyanie kapillyarno uderzhivaemoy vody na protsessy vytesneniya v laboratornykh i plastovykh usloviyakh* [Influence of capillary-retained water on displacement processes in laboratory and reservoir conditions]. II International scientific symposium "Theory and practice of methods of reservoir recovery increase". Moscow: VNIIneft', 2009, Vol. 2, pp. 162–168.
2. Shupik N.V. *Vliyanie kapillyarnykh kontsevykh effektov na rabotu skvazhin razlichnogo tipa v nedonasyshchennykh kollektorakh* [Capillary end effect of wells different types at undersaturated reservoirs]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 7(46), pp. 32–36.
3. Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. and other. *Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza* [New principles and technologies of oil and gas fields' development]. Part 2, Moscow-Lzhevsk: Institute of computer researches, 2009, 484 p.
4. RFD: tNavigator. Flow simulator Technical manual. 2016.