

МЕТОДИКА ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО ВЫВОДА СКВАЖИНЫ НА РЕЖИМ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ

© Коллектив авторов,
2025



В.А. Арефьев¹, А.А. Бастраков¹, Д.И. Васичев^{2,*}, С.С. Девятьяров¹, Д.С. Дегтярев¹, Р.Ф. Исхаков¹, Е.В. Прохоренко¹, Н.Н. Плешанов¹

¹Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Тюмень, РФ

²ФГАУ ВО «Тюменский государственный университет», Тюмень, РФ

Электронный адрес: stud0000195653@utmn.ru

Введение. В связи с технологическими и геологическими факторами наблюдается высокий темп падения продуктивности скважин из ачимовских отложений. Опыт работ на одном из крупных газоконденсатных месторождений севера Западной Сибири с данными объектами часто сопровождается гидратообразованием, остановкой фонтанирования и сокращением продуктивности скважин при интенсивном снижении забойного давления.

Цель. Для проектных скважин разработать методику выбора оптимальной программы вывода их на режим, которая будет учитывать опыт разработки скважин, ранее пробуренных на месторождении.

Материалы и методы. Рассматриваемая методика включает себя оценку условий гидратообразования, оценку возможности фонтанирования и определение допустимых депрессий. Оценка условий гидратообразования проводилась по кривой гидратообразования. Оценка условий фонтанирования — по индикаторным кривым подъемного лифта (VLP-кривым), на которых по углу наклона можно выделить зоны стабильного фонтанирования, нестабильного фонтанирования и зону, при которой начинается скапливаться жидкость на забое скважины, что приводит к остановке фонтанирования. Допустимая минимальная величина забойного давления определялась по опыту работы уже пробуренных скважин. Дальнейшее снижение забойного давления приводит к уменьшению продуктивности за счет снимаемости скелета породы и ухудшения свойств пропанта.

Результаты. Низкая продуктивность проектной скважины приводит к необходимости закачки в неё метанола высокой концентрации из-за гидратообразования, а также к непродолжительному фонтанированию. При этом снижение забойного давления ниже порогового значения в 300 бар не рекомендуется, так как это может привести к интенсивному сокращению продуктивности скважины.

Заключение. Разработка методики определения оптимального вывода на режим для скважин позволяет максимально повысить добычу и сохранить их продуктивность для дальнейших работ и исследований. Опробованная в приведенной работе методика особо актуальна для вертикальных скважин в низкопроницаемых коллекторах, которые из-за геологических и технологических факторов имеют невысокие дебиты, что приводит к их нестабильной работе.

Ключевые слова: вывод скважины на режим, гидратообразование, условия фонтанирования, гидравлический разрыв пласта, разрушение пропанта, ачимовские отложения

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликтов интересов

Благодарность: коллектив авторов благодарит Группу компаний «Газпром нефть» за возможность опубликовать результаты данной работы.

Для цитирования: Арефьев В.А., Бастраков А.А., Васичев Д.И., Девятьяров С.С., Дегтярев Д.С., Исхаков Р.Ф., Прохоренко Е.В., Плешанов Н.Н. Методика выбора оптимального вывода скважины на режим в низкопроницаемых ачимовских отложениях. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):60–69. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-60-69>

Статья поступила в редакцию 16.01.2025

Принята к публикации 06.02.2025

Опубликована 31.03.2025

THE METHOD OF SELECTION OPTIMAL PROGRAM OF BRINGING THE WELL ON TO PRODUCTION IN THE ACHIMOV TIGHT-OIL RESERVES

Viktor A. Arefev¹, Aleksandr A. Bastrakov¹, Dmitriy I. Vasichev^{2,*}, Sergey S. Devyatyarov¹, Dmitriy S. Degtyarev¹, Ruslan F. Iskhakov¹, Egor V. Prokhorenko¹, Nikolay N. Pleshanov¹

¹Gazprom нефть company group, Saint Petersburg, Tyumen, RF

²Tyumen State University (UTMN), Tyumen, RF

E-mail: stud0000195653@utmn.ru

Introduction. Due to technological and geological factors, there is a high rate of decrease in well productivity at the Achimov tight-oil reserves. The development at a large gas-condensate field with these reserves was often accompanied by hydrate formation, a stop of blowing and a drop in productivity with an intensive decrease in bottom-hole pressure.

Aim. To develop a methodology for selecting the optimal stabilization program for the project well, taking into account the experience of existing wells.

Materials and methods. The methodology includes assessment of hydrate formation conditions, evaluation of the possibility of blowing, and determination of allowable drawdown pressures. Hydrate formation conditions are assessed using a hydrate curve. Blowing conditions are evaluated using vertical lift performance (VLP) curves, where zones of stable blow, unstable blow, and a zone where liquid begins to accumulate at the bottom-hole, leading to blow cessation, are identified based on the slope angle. The minimum allowable bottom-hole pressure is determined based on the operating experience of existing wells, which shows that further bottom-hole pressure reduction leads to decreased productivity due to rock matrix compressibility and impaired proppant properties.

Results. The low productivity of the project well leads to the need to inject high-concentration methanol due to hydrate formation, as well as to short-term blowing. At the same time, lowering the downhole pressure below the threshold value of 300 bar is not recommended, as this will lead to an intense drop in well productivity.

Conclusion. The development of a methodology for determining stabilization program for wells allows you to maximize production and maintain well productivity for further work and research. The methodology tested in the above work is particularly relevant for vertical wells in low-permeability reservoirs, which, due to geological and technological factors, have low flow rates, which leads to their unstable recovering.

Keywords: stabilization program for well, hydrate formation, blowing conditions, hydraulic fracturing treatment, distraction proppant, Achimov tight-oil reserves

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Acknowledgment: the authors appreciate Gazprom нефт company group for the opportunity to publish the results of this work.

For citation: Arefev V.A., Bastrakov A.A., Vasichev D.I., Devyatyarov S.S., Degtyarev D.S., Iskhakov R.F., Prokhorenko E.V., Pleshakov N.N. The method of selection optimal program of bringing the well on to production in the Achimov tight-oil reserves. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):60–69. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-60-69>

Manuscript received 16.01.2025

Accepted 06.02.2025

Published 31.03.2025

ВВЕДЕНИЕ

На рассматриваемом крупном нефтегазоконденсатном месторождении имеется значительный объем трудноизвлекаемых запасов нефти в ачимовских отложениях. Данные отложения залегают на глубине до 4 км, характеризуются аномально высоким пластовым давлением (АВПД) до 650 бар с коэффициентом аномальности (K_a) до 1,9, значительным количеством зон несовместимости бурения и низкой абсолютной газопроницаемостью 0,15 мД. Учитывая высокое значение остаточной водонасыщенности на уровне 0,64 д.ед., фазовая проницаемость нефти в данных отложениях не превышает 0,01 мД [1]. На месторождении имеются два технологических полигона, при этом на первом — уже находятся скважины опытно-промышленных работ (ОПР). Для снятия существующих неопределенностей на втором полигоне запланировано проведение программы ОПР на вертикальной скважине с гидроразрывом пласта (ГРП). Работа уже пробуренных скважин на первом полигоне характеризуется нестабильностью и гидратообразованием. После непродолжительной отработки скважины вынужденно переводились на периодическую работу.

При интенсивном снижении забойного давления до определенного уровня отмечалось сокращение в них продуктивности, которую не удалось восстановить с уменьшением депрессии. Таким образом, имеющийся опыт работы скважин на первом полигоне необходимо было учесть для определения оптимальной программы вывода на режим (ВНР) скважины ОПР.

ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ ВОЗНИКАЮЩИХ ПРОЦЕССОВ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРЕДЛОЖЕНА МЕТОДИКА ОПТИМАЛЬНОГО ВЫВОДА СКВАЖИН НА РЕЖИМ И ПОВЫШЕНИЯ ИХ ПРОДУКТИВНОСТИ.

Целью работы является выработка методики для увеличения добычи и сохранения продуктивности вертикальной скважины ОПР с помощью оптимальной программы ВНР. Для достижения поставленной цели учтены ограничения, связанные с условиями гидратообразования, возможностью фонтанирования и определением допустимых депрессий.

ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ

Оценка условий образования гидратов производилась с помощью кривой гидратообразования, полученной по модели термодинамических свойств (PVT-модели) в программном обеспечении (ПО) Petroleum Experts. Было установлено, что если режим работы скважины находится ниже кривой, то в этих условиях в стволе скважины может происходить гидратообразование. Для подтверждения этого вывода, полученная кривая гидратообразования сопоставлена с данными по фактической работе пробуренных скважин (рис. 1).

В скважинах №1 и 2 после отработки были зафиксированы гидраты. Нанесение режимов работы на график устьевой температуры и давления с кривой гидратообразования показал, что обе скважины работают в области гидратообразования. При аналогичном сравнении со скважинами №3 и 4, где не отмечалось образование гидратов, режимы работы находились выше области образования гидратов, что подтверждает прогнозную способность полученной кривой.

Моделирование распределения температуры и давления в стволе скважины осуществлялось в ПО Prosper. Коэффициент теплопередачи моделировался дифференцированно и зависил от участка скважины: 1) направление с термокейсом — $U=0,24 \text{ Вт/м}^2/\text{°C}$; 2) кондуктор — $U=4,57 \text{ Вт/м}^2/\text{°C}$; 3) техническая колонна — $U=7,27 \text{ Вт/м}^2/\text{°C}$; 4) потайная колонна — $U=21,25 \text{ Вт/м}^2/\text{°C}$; 5) хвостовик — $U=58,00 \text{ Вт/м}^2/\text{°C}$.

Для верификации данных проведено сравнение результатов моделирования с имеющейся информацией по отработке пробуренных скважин (рис. 2). По фактическим скважинам отмечено уменьшение коэффициента теплопередачи в динамике. Использование коэффициента теплопередачи с постоянным значением приводило к завышению устьевой температуры в начальный период работы скважины. Так как используемое ПО не может моделировать динамическое изменение коэффициента теплопередачи, то для определения устьевой температуры использована ее зависимость от дебита жидкости. Данная зависимость получена по фактическим скважинам, что позволило увеличить прогнозную способность моделей.

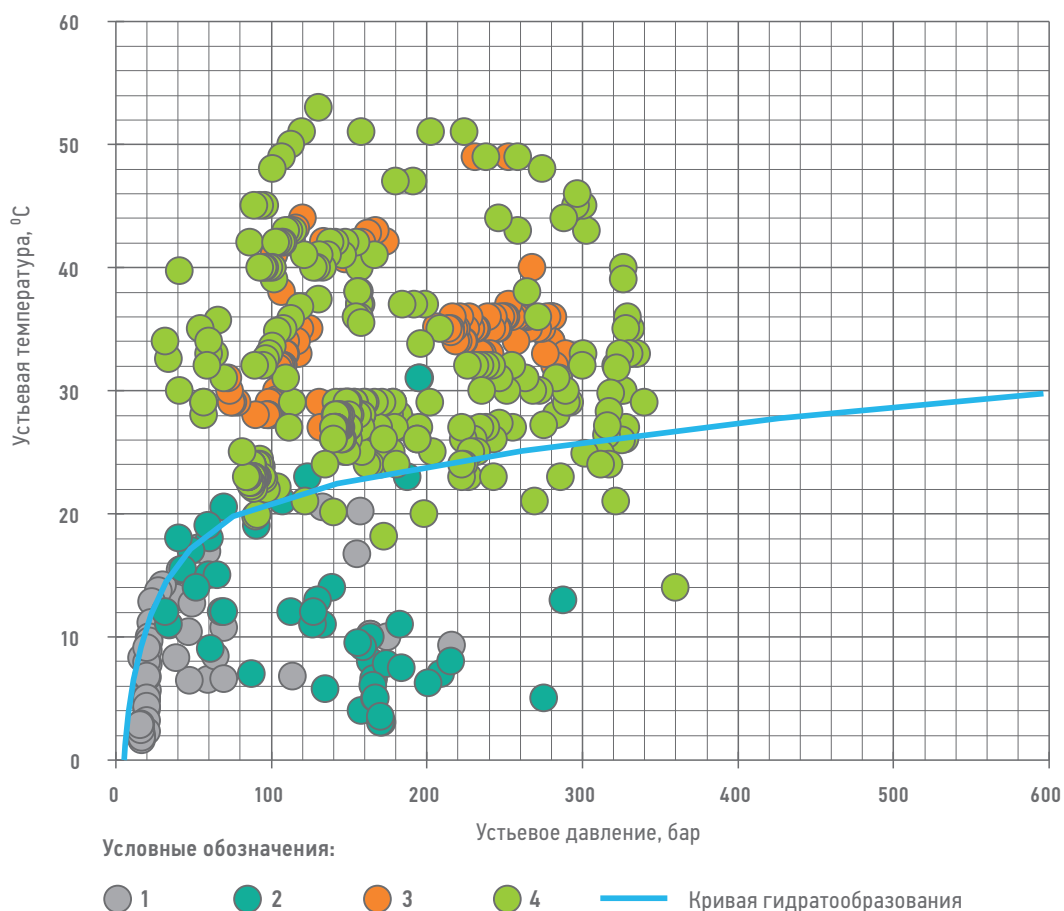


Рис. 1. Верификация кривой гидратообразования. Составлено авторами
Fig. 1. Hydrate curve verification. Prepared by the authors



ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ФОНТАНИРОВАНИЯ

Оценка возможности фонтанирования скважин проводилась по VLP-кривым, построенным по корреляции PE5 в ПО Prosper, которая описывает работу пробуренных скважин на первом полигоне. По углу наклона кривых выделены зоны стабильного фонтанирования (зеленая), нестабильного фонтанирования (желтая) и зона, в которой на забое скважины зафиксирована жидкость, что привело к остановке фонтанирования (красная). Зона устойчивого фонтанирования находится справа от точки перегиба. Левее точки перегиба находится зона неустойчивого фонтанирования, которая характеризуется импульсивной нестабильной работой скважины вплоть до полного прекращения фонтанирования. За границу полного прекращения фонтанирования принята точка на VLP-кривой, в которой кривая имеет угол более 15° . Угол определен по фактической работе скважин.

На рис. 3 (А — скважина 2; Б — скважина 4) приведено сопоставление режимов работы скважин №2 и 4 с VLP-кривыми, построенными по средним технологическим показателям работы этих скважин, где можно видеть, что более 90 % замеров скважины №4 находятся в области стабильного и нестабильного фонтанирования. При этом 30 % замеров по скважине №2 находятся в области

нефонтанирования. Данная скважина характеризовалась периодической работой и гидратообразованием. После непродолжительной отработки она закрывалась в накопление. С учетом этих данных часть замеров может находиться в «красной» зоне. Результаты сопоставления подтвердили корректность методики определения зон фонтанирования скважин, что позволяет использовать ее для прогноза фонтанирования скважин ОПР.

ОЦЕНКА ДОПУСТИМЫХ ДЕПРЕССИЙ

Фактическая работа скважин на первом полигоне указывает на необратимое уменьшение продуктивности при падении забойного давления до определенного уровня. В частности, это наблюдается на скважине №4, где при снижении забойного давления наблюдалось резкое сокращение ее продуктивности. Последующее увеличение давления не привело к восстановлению добычных характеристик.

Перед адаптацией истории отработки скважин ОПР первого полигона выполнена инициализация гидродинамической модели с исходными параметрами. Основными сложностями при инициализации являлись низкая степень обводненности продукции и низкий темп сокращения продуктивности

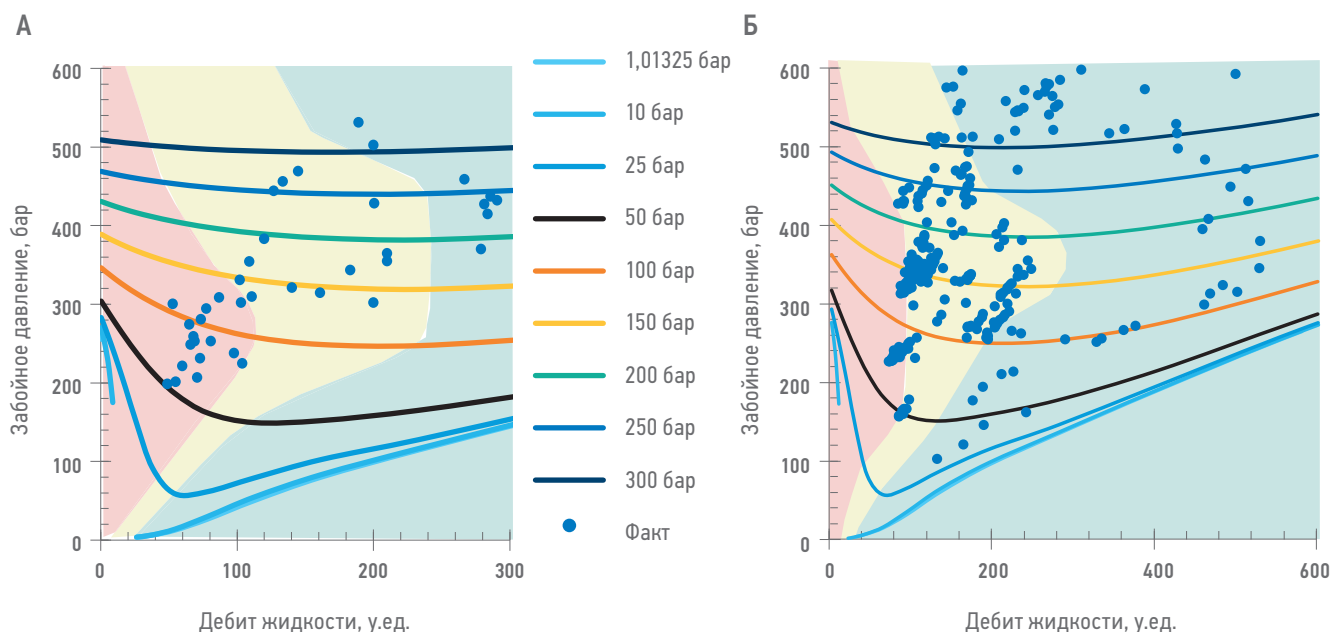


Рис. 3. Верификация VLP-кривых. Составлено авторами
Fig. 3. VLP-curves verification. Prepared by the authors

относительно факта. Причиной такой обводненности являлась заниженная подвижность воды. Увеличение относительной фазовой проницаемости с 0,004 до 0,010 мД позволило получить сходимость по обводненности в пределах допустимых значений, а настройка на продуктивность с помощью увеличения относительной фазовой проницаемости по нефти с 0,065 до 0,090 мД не позволила воспроизвести интенсивное снижение продуктивности. В ходе работы рассмотрено несколько гипотез, которые могут объяснить падение продуктивности, что позволило остановиться на следующих причинах.

- *Технологические.* В процессе отработки и увеличения эффективного давления на пропант может происходить механическое разрушение и переупаковка, а также вдавливание частиц в горную породу со снижением гидродинамической толщины трещины, что приводит к изменению проводимости пропанта во времени и смыканию трещин,
- *Геологические.* Влияние эффективного давления на сжимаемость породы может приводить к сильному снижению проницаемости до значений ниже порога фильтрации по ядерным экспериментам.

На скважинах первого полигона проведены эксперименты по определению влияния эффективного давления на абсолютную проницаемость и пористость пласта. На зависимости проницаемости от эффективного давления, при давлениях более 200 бар, выделен диапазон, где проницаемость в районе прискважинной зоны пласта была снижена

до пороговых значений фильтрации. По лабораторным экспериментам фазовых проницаемостей на образцах ядра с коэффициентом проницаемости ниже 0,1 мД, при достижении предельного перепада давления, фильтрация отсутствовала. При депрессиях 200–300 бар коэффициент проницаемости опустился ниже данного ограничения. В то время как в гидродинамических моделях фильтрация происходит при любых значениях коэффициента проницаемости. В результате для учета отсутствия фильтрации при снижении коэффициента проницаемости ниже установленного значения потребовалось введение искусственного изменения зависимости эффективного давления от коэффициента проницаемости. Согласно практике в условиях разработки северных месторождений Западной Сибири, снижение продуктивности часто происходит за счет ухудшения свойств пропанта. При определенном забойном давлении происходит разрушение и вдавливание пропанта, которое приводит к ухудшению его фильтрационных характеристик. В нефтегазовой отрасли проводилось исследование влияния ширины пропантной пачки на разрушение пропанта [2]. При приближении ширины к 1 слою, разрушение алюмосиликатного пропанта может увеличиваться с 20 до 70%. Вдавливается пропант в породу также увеличивается с ростом давления. Таким образом, для учета рассмотренных эффектов потребовалась настройка зависимости изменения проводимости породы от эффективного давления (далее ROCKTAB)

на «агрессивный» режим работы скважины №4. Настройка проводилась на гидродинамической модели скважины №4 с помощью изменения множителя проницаемости при достижении определенного пластового давления (рис. 4). При достижении пластового давления до 500 бар наблюдается резкое уменьшение множителя проницаемости до значения 0,02 мД. Это позволило добиться уменьшения добычи жидкости при снижении забойного давления, что показывают исторические данные работы скважины №4. Падение добычи жидкости наблюдалось при достижении забойного давления до 300 бар. Поэтому это значение использовалось как ограничение по забойному давлению, а полученный ROCKTAB использовался в гидродинамических расчетах для повышения прогнозной возможности.

МОДЕЛИРОВАНИЕ

Расчеты проводились на секторной гидродинамической модели размером 600 x 600 м со средними параметрами объекта моделирования. Модель характеризовалась давлением 603 бар, коэффициентом проницаемости 0,23 мД, пористостью 0,13 д.ед., нефтенасыщенностью 0,36 д.ед., эффективной толщиной 76 м. В скважине проведена 1 стадия ГРП 250 т. полудлиной 100 м, высотой 140 м

и шириной трещины 5 мм. Для учета эффекта сжимаемости скелета породы и ухудшения свойств пропанта использовался ROCKTAB, настроенный на агрессивный режим работы скважины №4. Для учета периода отбора жидкости ГРП проведена закачка воды объемом 1000 м³. Продолжительность расчета модели — 90 дней.

Режимы работы скважины ОПР подобраны с учетом ограничений по условиям гидратообразования, фонтанирования и допустимого забойного давления. Всего рассмотрены 11 режимов работы скважины (табл. 1). Режимы разбиты на 3 группы. В режиме 1, где скважина имеет НКТ 114 мм, ограничением являлось только устьевое давление 25 бар. Из-за технологических и геологических факторов наблюдался высокий темп падения продуктивности, который приводил к низким дебитам жидкости и образованию гидратов. При достижении условий гидратообразования в скважину потребовалась закачка метанола с постепенным увеличением его концентрации. В режиме 2 добавлялось ограничение по забойному давлению 300 бар, выбранное с учетом фактической отработки скважин, при котором происходило снижение продуктивности. В режиме 3 скважина периодически работала после остановки фонтанирования. Для группы 2 были выполнены аналогичные расчеты, при этом к конструкции скважины

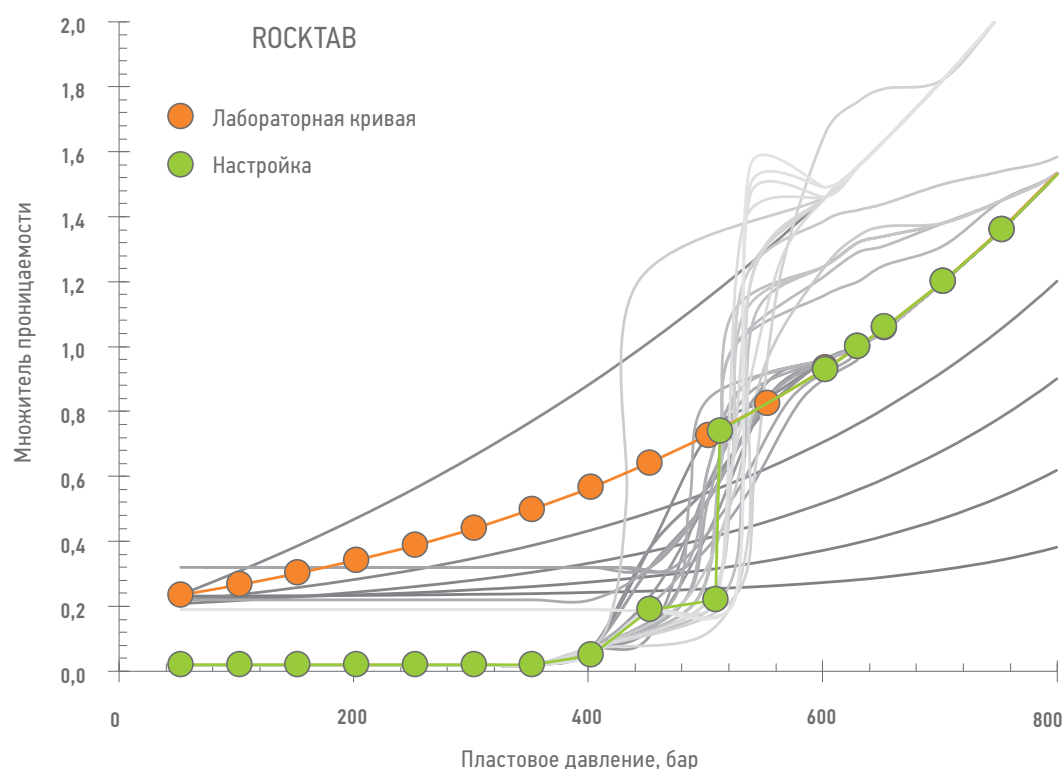


Рис. 4. Настройка на период с интенсивным снижением забойного давления. Составлено авторами
Fig. 4. Rocktab setting on the period with an intense decrease in bottom-hole pressure. Prepared by the authors

Таблица 1. Режимы работы скважины ОПР. Составлено авторами
Table 1. Well operations of the well of the field trial. Prepared by the authors

Группа	Режим	Конструкция	Работа	Р _у , бар	Р _з , бар	Q _ж (старт), у.ед.
1	1	НКТ 114 мм	постоянная	25	25	90
	2	НКТ 114 мм	постоянная	25	300	90
	3	НКТ 114 мм	период.	25	300	90
2	4	ГНКТ 50,8 мм	постоянная	25	25	60
	5	ГНКТ 50,8 мм	постоянная	25	300	60
	6	ГНКТ 50,8 мм	постоянная	25	1) 300 2) 25	60
	7	ГНКТ 50,8 мм	период.	25	300	60
3	8	ГНКТ 50,8 мм (25% длины НКТ)	постоянная	25	25	75
	9	ГНКТ 50,8 мм (25% длины НКТ)	постоянная	25	300	75
	10	ГНКТ 50,8 мм (25% длины НКТ)	постоянная	25	1) 300 2) 25	75
	11	ГНКТ 50,8 мм (25% длины НКТ)	период.	25	300	75

добавлена гибкая насосно-компрессорная труба (ГНКТ) 50,8 мм на всю длину ствола, а также добавлен режим со снятием ограничения по забойному давлению при прекращении фонтанирования (6-й режим). В группе 3 дополнительно рассмотрены режимы работы скважины с укороченной ГНКТ (25% длины ствола). Стартовые дебиты во всех режимах соответствовали минимальным дебитам, при которых скважина может работать без образования гидратов и в условиях фонтанирования.

Оценка объемов использования ингибиторов проведена по кривым гидратообразования, изменяющимся в зависимости от концентрации метанола в воде (рис. 5). Расчет измененных кривых гидратообразования выполнялся в ПО tНавигатор. Нахождение режима ниже начальной кривой гидратообразования означает, что необходима закачка метанола. Таким же образом была определена концентрация метанола. Пересечение режима с кривой гидратообразования определенной концентрации метанола означает,

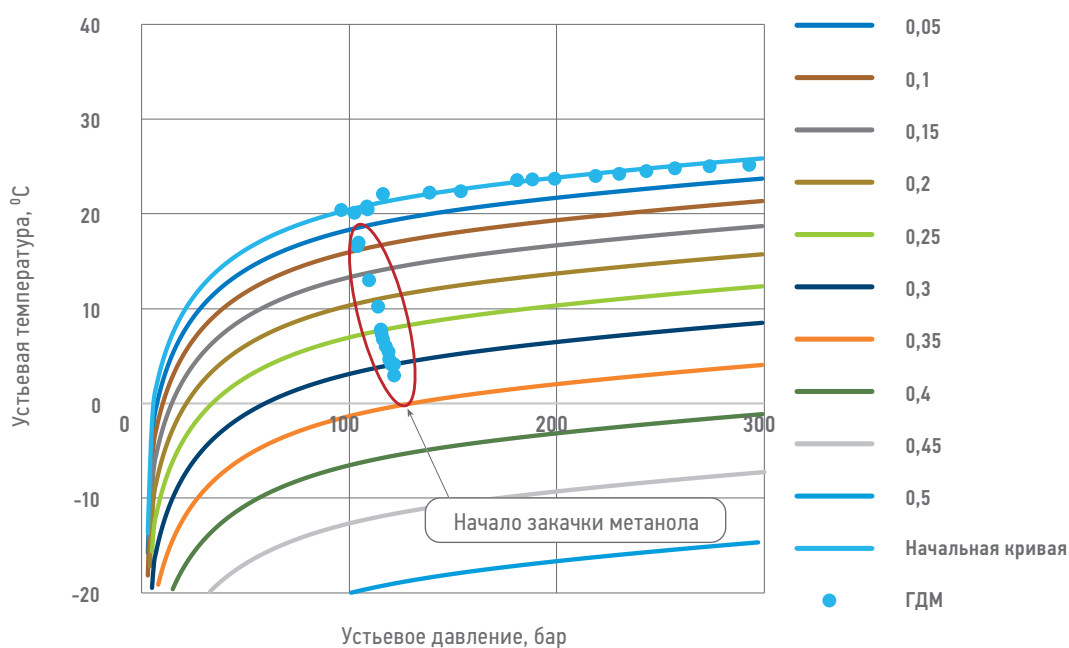


Рис. 5. Кривая гидратообразования при различной концентрации метанола в воде (кг-моль/кг-моль). Составлено авторами

Fig. 5. Hydrate curve at different concentration in the water (kgmole/kgmole). Prepared by the authors

что необходимо дальнейшее увеличение его концентрации в потоке.

РЕЗУЛЬТАТЫ

После гидродинамических расчетов проведено сравнение режимов (табл. 2). На режиме 1 скважина может фонтанировать 19 дней. Этот режим аналогичен «агрессивному» периоду работы скважины №4, в котором значительно снижается продуктивность скважины. В режиме 2 добавляется ограничение по забойному давлению 300 бар. В данных условиях скважина может фонтанировать 8 дней. В режиме 3 скважина останавливается на 7 дней после остановки фонтанирования для восстановления давления. После запуска она может работать еще 2 дня до повторной остановки фонтанирования. Во всех 3-х режимах в скважину не закачивается метанол, так как она останавливается по условию фонтанирования и не работает в условиях гидратообразования. В итоге среди рассмотренных вариантов работы скважины конструкции с НКТ 114 мм оптимальным является режим 1 за счет наибольшей продолжительности работы. Режим 2 выполняет задачу сохранения продуктивности, но скважина не может фонтанировать в этих условиях, а периодическая отработка в режиме 3 не дает значительного прироста продолжительности работы скважины. В группе расчетов 2 конструкция скважины изменена с НКТ 114 мм на ГНКТ 50,8 мм. На режиме 4 скважина может работать 36 дней без гидратов, но дальше необходима закачка метанола. На режимах 5–7 скважина работает 20 дней без формирования гидратов. При этом на режиме 7 скважина перестает фонтанировать после 45 дней работы и далее переходит на периодическую работу, которая позволяет продлить работу скважины до окончания расчетов. В 3-й группе режимов производятся расчеты, аналогичные 2-й группе, но длина

ГНКТ уменьшена, что позволяет удешевить стоимость скважины. Однако это влечет уменьшение продолжительности работы скважины. В итоге скважина при режиме 8 может работать 40 дней до прекращения фонтанирования, а при добавлении ограничения по забойному давлению — 19 дней. Отключение ограничения по забойному давлению увеличивает продолжительность фонтанирования скважины до 44 дней. Периодическая отработка так же, как и в режиме 7, позволяет увеличить продолжительность фонтанирования до окончания расчетов, но при уменьшении периоды работы скважины.

В итоге после анализа динамики коэффициента продуктивности (рис. 6) для конструкции скважины НКТ оптимальным режимом выбран режим 7 за счет сохранения продуктивности и продолжительной работы. В отличие от режима 1 при одной накопленной добыче продуктивность скважины значительно выше. При сравнении с режимами 7 и 11 продуктивность второго выше, но скважина может фонтанировать порядка 5 дней, что говорит о нестабильной работе скважины.

Для конструкции скважины ГНКТ оптимальным режимом является 7 за счет сохранения продуктивности и продолжительной отработки. Аналогично для конструкции скважины с укороченной ГНКТ оптимальным режимом является режим 11. Режимы 1 и 11 могут использоваться при отсутствии возможности установки ГНКТ на всю длину НКТ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработка трудноизвлекаемых запасов на рассматриваемом нефтегазоконденсатном месторождении сопровождается технологическими осложнениями, связанными с геологическими особенностями ачимовских отложений. Опыт работы скважин показал, что невысокие фильтрационно-емкостные

Таблица 2. Сравнение всех режимов работы скважины. Составлено авторами
Table 2. Comparison of all well operations. Prepared by the authors

Конструкция	НКТ			ГНКТ				ГНКТ 900 м			
Режим	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Накоп. добыча нефти, у.ед.	611	169	261	1249	919	1196	2676	860	514	1000	1328
Закачано метанола, у.ед.	0,00	0,00	0,00	27,54	39,01	79,54	87,56	9,22	0,00	29,30	41,55
Ср. Кпрод, у.ед./бар	0,29	0,63	1,87	0,15	0,21	0,16	0,15	0,17	0,40	0,20	0,31
До ГО, дни	19	8	17	36	20	20	20	30	20	20	20
До остановки фонтанирования, дни	19	8	17	67	45	63	-	40	19	44	-

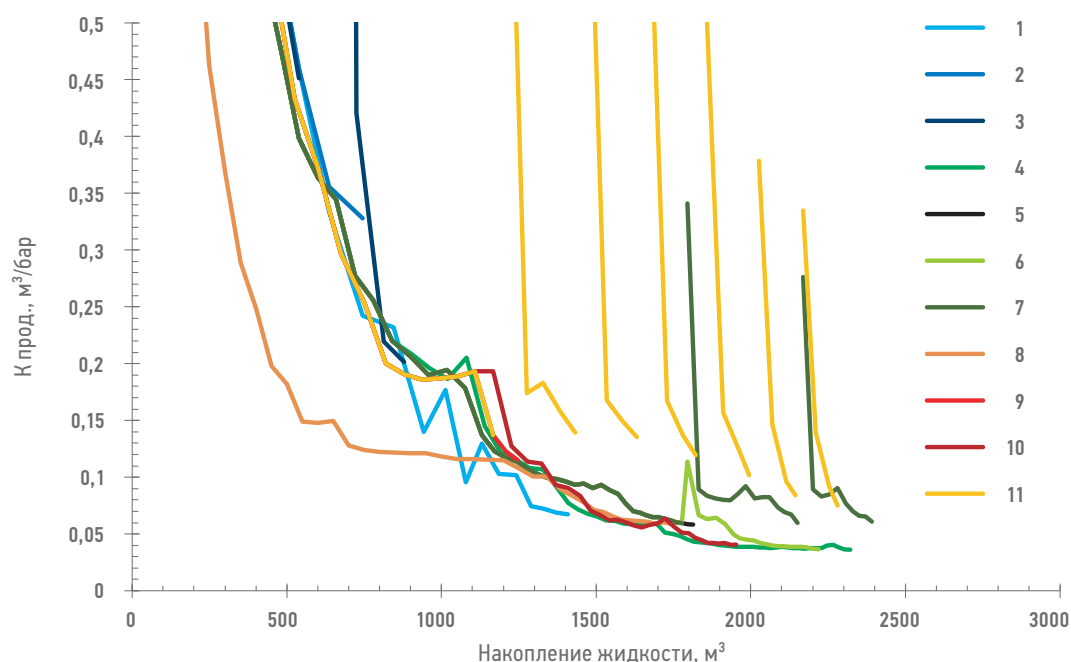


Рис. 6. Сравнение коэффициентов продуктивности и накопленной добычи жидкости. Составлено авторами
Fig. 6. Comparison of production index and cumulative production of liquid. Prepared by the authors

свойства коллекторов существенно влияют на объем продуктивности скважин, приводят к гидратообразованию и прекращению фонтанирования. Полученный опыт рекомендуется учитывать в дальнейших опытно-промышленных работах.

Использование методики определения оптимального ВНР для скважин рассматриваемого месторождения позволяет максимально повысить добычу и сохранить продуктивность скважины для дальнейших работ и исследований. Предложенная

в работе методика актуальна в первую очередь для вертикальных скважин в низкопроницаемых коллекторах ачимовских отложений, которые из-за геологических и технологических факторов имеют невысокие дебиты, что приводит к нестабильной работе добывающих скважин.

Приведенная методика позволяет решить возникающие сложности разработки в низкопроницаемых коллекторах ачимовских отложений и может быть использована на других объектах разработки.

Список литературы

1. Девятяров С.С. Теоретическое обоснование необходимости повышения ширины трещины ГРП для ТРИЗ нефти ачимовских отложений / С. С. Девятяров, А.А. Бастраков, А.А. Корепанов, В.А. Арефьев, Н.Н. Плешанов, Д.С. Дегтярев, Н.Г. Квеско // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2023. — Т. № 8(4). — С. 161.
2. Palisch T., Duenckel R., Chapman M., Woolfolk S., Vincent M.C. How to Use and Misuse Proppant Crush Tests — Exposing the Top 10 Myths // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 19–21 January 2009. The Woodlands, Texas, USA, 2009. Paper SPE-119242-MS. 10 p. <https://doi.org/10.2118/119242-MS>

References

1. Devyatyarov S.S., Bastrakov A.A., Korepanov A.A., Arefyev V.A., Pleshanov N.N., Degtyarev D.S., Kvesko N.G. Theoretical basis of frac width increasing for the Achimov tight-oil reserves. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2023;8(4):160–16. (In Russ.)
2. Palisch T., Duenckel R., Chapman M., Woolfolk S., Vincent M.C. How to Use and Misuse Proppant Crush Tests — Exposing the Top 10 Myths // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 19–21 January 2009. The Woodlands, Texas, USA, 2009. Paper SPE-119242-MS. 10 p. <https://doi.org/10.2118/119242-MS>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.А. Арефьев — принял участие в разработке программы исследований и согласовал итоговую версию статьи.

А.А. Бастраков — принял участие в разработке программы исследований и согласовал итоговую версию статьи.

Viktor A. Arefev — participated in the development of the research program and approved the final version of the article.

Aleksandr A. Bastrakov — participated in the development of the research program and approved the final version of the article.

Д.И. Васичев — разработал концепцию статьи, выполнил обоснование методики выбора оптимальной программы вывода скважины на режим.

С.С. Девятьяров — принял участие в разработке концепции статьи, программы исследований и утвердил итоговую версию статьи.

Д.С. Дегтярев — принял участие в разработке программы исследований и согласовал итоговую версию статьи.

Р.Ф. Исхаков — принял участие в разработке программы исследований и согласовал итоговую версию статьи.

Е.В. Прохоренко — принял участие в разработке программы исследований и выполнил оценку допустимых депрессий на пласт.

Н.Н. Плешанов — принял участие в разработке программы исследований и согласовал итоговую версию статьи.

Dmitriy I. Vasichev — conceived the article's concept and provided the method of choosing optimal program of bringing the well on to production.

Sergey S. Devyatyarov — contributed to the development of the article's concept and the research program and endorsed the final version of the article.

Dmitriy S. Degtyarev — participated in the development of the research program and approved the final version of the article.

Ruslan F. Iskhakov — participated in the development of the research program and approved the final version of the article.

Egor V. Prokhorenko — participated in the development of the research program and assessed the allowable pressure drawdown.

Nikolay N. Pleshanov — participated in the development of the research program and approved the final version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Виктор Александрович Арефьев — руководитель направления по геологии и разработке, Группа компаний «Газпром нефть»

Александр Александрович Бастраков — заместитель исполнительного директора по геологии и разработке, Группа компаний «Газпром нефть»

Дмитрий Иванович Васичев* — аспирант кафедры прикладной и технической физики, ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет» 625003, Россия, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 6. e-mail: stud0000195653@utmn.ru

Сергей Сергеевич Девятьяров — исполнительный директор, Группа компаний «Газпром нефть»

Дмитрий Сергеевич Дегтярев — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Руслан Фаимович Исхаков — руководитель проекта по разработке продукта, Группа компаний «Газпром нефть»

Егор Владимирович Прохоренко — специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Николай Николаевич Плешанов — руководитель программы развития продуктов, Группа компаний «Газпром нефть»

Viktor A. Arefev — Specialist for geology and development, Gazprom нефt company group

Aleksandr A. Bastrakov — Deputy executive director for geology and development, Gazprom нефt company group

Dmitriy I. Vasichev* — Postgraduate student of the Department of Applied and Technical Physics, Tyumen State University. 6, Volodarskogo str., 625003, Tyumen, Russia. e-mail: stud0000195653@utmn.ru

Sergey S. Devyatyarov — Executive director, Gazprom нефt company group

Dmitriy S. Degtyarev — Specialist for geology and development, Gazprom нефt company group

Ruslan F. Iskhakov — Product manager. Gazprom нефt company group

Egor V. Prokhorenko — Specialist for geology and development, Gazprom нефt company group

Nikolay N. Pleshanov — Account manager, Gazprom нефt company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author