

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.222-248>

EDN UMJFSS

УДК 661.185.7:622.243.2

Особенности подбора, результаты испытания и установление критериев эффективного применения пенообразователей в горизонтальных скважинах

¹Гусейнов Э.Б., ²Зарипов А.Т., ³Султанбеков Р.Р., ⁴Соловьев Д.Ю.

¹ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» - «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

²Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

³Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия

⁴ООО «НОВАТЭК НТЦ» Тюмень, Россия

Selection features, test results and establishment of criteria for the effective use of foaming agents in horizontal wells

¹E.B. Guseynov, ²A.T. Zaripov, ³R.R. Sultanbekov, ⁴D.Y. Soloviev

¹Almetyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School, Almetyevsk, Russia

²TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT, Almetyevsk, Russia

³St. Petersburg Mining University of Empress Catherine II, St. Petersburg, Russia

⁴NOVATEK STC LLC Tyumen, Russia

E-mail: elkin-93@mail.ru

Аннотация. В статье приведены ход и результаты лабораторных исследований поверхностно-активных веществ на «живых» образцах пластовой жидкости. Рассмотрены существующие методы подачи поверхностно-активных веществ и проведен расчет на скважинах-кандидатах спуск капиллярной полимерно-металлической трубы в горизонтальную часть скважины (середины интервала перфорации) в специальном гидродинамическом симуляторе на эффективную глубину для достижения наибольшего эффекта действия пенообразователя с пластовой жидкостью.

Ключевые слова: скважинное оборудование, труба капиллярная полимерно-металлическая, КПМТ, ПАВ, скважина, обводнение, газоконденсатная скважина, лабораторные исследования

Для цитирования: Гусейнов Э.Б., Зарипов А.Т., Султанбеков Р.Р., Соловьев Д.Ю. Особенности подбора, результаты испытания и установление критериев эффективного применения пенообразователей в горизонтальных скважинах // Нефтяная провинция.-2024.-№3(39).-С. 222-248. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.222-248>. - EDN UMJFSS

Abstract. The article presents the progress and results of laboratory studies of surfactants on “live” samples of formation fluid. Existing methods for supplying surfactants are considered and calculations are carried out on candidate wells for lowering a capillary polymer-metal pipe into the horizontal part of the well (the middle of the perforation interval) in a special hydrodynamic simulator to an effective depth to achieve the greatest effect of the foam agent with the formation fluid.

Key words: well equipment, polymer-metal capillary pipe, KPMT, surfactant, well, flooding, gas condensate well, laboratory research

For citation: E.B. Guseynov, A.T. Zaripov, R.R. Sultanbekov, D.Y. Soloviev Osobennosti podbora, rezul'taty ispytaniya i ustanovleniye kriteriyev effektivnogo primeneniya pe-noobrazovateley v gorizontalnykh skvazhinakh [Selection features, test results and establishment of criteria for the effective use of foaming agents in horizontal wells]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(39), 2024. pp. 222-248. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.222-248>. EDN UMJFSS (in Russian)

Разработка крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) Надым-Пур-Тазовского региона, находящихся на стадии падающей добычи, характеризуется рядом негативных факторов, ухудшающих технико-экономические показатели эффективной деятельности газодобывающих предприятий. К таким факторам относится накопление воды на забое добывающих скважин, снижающее их производительность.

Одной из технологий удаления воды из газоконденсатных скважин является применение жидких поверхностно-активных веществ (ПАВ). Закачивая раствор жидких ПАВ в скважину, изменяют физико-химические свойства накопившейся в скважине жидкости (плотность, поверхностное натяжение). За счет чего создаются условия, при которых для существующих на данный момент параметров газового потока (скорости) жидкость

начинает выноситься с забоя скважины, способствуя продлению срока ее эксплуатации с большей производительностью.

Принципиальное преимущество применения пены в качестве средства для удаления жидкости из газоконденсатных скважин состоит в том, что жидкость удерживается пленкой пузырьков газа и воздействие оказывается на жидкость с большой площадью поверхности, что приводит к меньшему проскальзыванию газа и образованию смеси низкой плотности. В скважине с очень малым дебитом газа применение пены способствует эффективному выносу жидкости к устью скважины, тогда как без пены задержка жидкости может приводить к значительному ее накоплению и (или) к большим потерям давления при многофазном течении.

1. Лабораторные исследования ПАВ на «живых» образцах пластовой жидкости.

Эффективная программа пенообразователей должна иметь в распоряжении пенообразующий реагент, способный выполнить поставленную задачу. Должно быть проведено надлежащие лабораторные исследования на жидкостях каждой скважины для того, чтобы программа смогла обеспечить стабильное и/или существенное увеличение добычи.

Опыт показывает, что подбор пенообразователя в любых обстоятельствах не может проводиться в стационарной лаборатории исследовательских центров вдали от месторождения. Исследования и подбор пенообразователя в полевых условиях необходимы для получения надежных результатов. Существует ряд хорошо задокументированных причин для этого:

- Компоненты воды окисляются по мере старения образца жидкости. Это приводит к появлению дополнительных механических примесей в воде, которые могут накапливаться на границе раздела фаз газ/жидкость и могут влиять на качество пены. Вода, содержащая растворенный кислород,

к тому же обладает другим поверхностным натяжением, таким образом, влияя на эффективность ПАВ, использованных в пенообразующих реагентах.

- Растворенный в жидкости газ улетучивается, приводя к изменению рН в жидкости. Изменения рН влияют на эффективность пенообразователей.

- Нефть и конденсат, которые могут входить в состав жидкости окисляются по мере старения образца. Летучие компоненты углеводородов покидают образец. Природные ПАВ, которые могут присутствовать в углеводородах, скорее всего, будут изменяться в результате процесса окисления, что может повлиять на процесс выбора пенообразователя.

В любом случае, при подборе пенообразователя рекомендуется использовать свежие образцы реальных жидкостей с конкретных скважин.

Именно поэтому подбор эффективных пенообразователей Авторами совместно с подрядной организацией проводился непосредственно на НГКМ в условиях полевой лаборатории.

В табл. 1 указаны скважины, которые были выбраны как представительные для соответствующей залежи и чьи образцы добываемой воды и конденсата были использованы в ходе лабораторных исследований.

Таблица 1

Представительные скважины, образцы продукции которых были использованы при подборе эффективного ПАВ

Наименование залежи	Номер скважины, на которых проводился отбор проб воды и конденсата
БУ 1-2	1 - 12

Подготовка набора потенциальных реагентов пенообразователей осложнялась широким диапазоном (от 0 до 90 %) содержания конденсата в добываемых жидкостях. В результате, специально для данного исследования были приготовлены два набора образцов пенообразователей.

Данные наборы представляли собой набор активных основ, принадлежащих к трем химическим классам (Рис. 1).



Рис. 1. Набор активных основ-пенообразователей

Для удобства в обращении, хранении и применении образцы пенообразователей в обоих наборах являются растворами с различным содержанием активного вещества. Соответственно, для сравнения эффективности образцы пенообразователей в лабораторных исследованиях применялись с различными концентрациями, но с одинаковым содержанием активной основы.

Существует две полевые методики исследования, которые рекомендуются различными компаниями, занимающимися разработкой программ применения пенообразователей. Такими методиками являются исследования с помощью блендера и метод барботирования газа или воздуха через цилиндр с образцом жидкости [3]. Опыт ведущих мировых компаний показывает, что исследования с помощью миксера/блендера работает лучше всех с точки зрения методологии и существующих технологий. Этот метод уже доказал свою надежность и результаты его использования хорошо коррелируются с эффективностью пенообразователей в промышленных условиях.

Именно метод с блендером был использован как основной при исследовании пенообразователей на образцах жидкости пласта БУ1-2 НГКМ. В этом методе в образец жидкости объемом 200 мл дозируется пенообра-

зователь, после чего производится перемешивание в блендере в течение 30 секунд. Затем образец жидкости из стакана блендера переносится в градуированный цилиндр объемом 1000 мл. Измеряется высота пены и период полураспада (время, которое требуется, чтобы из пены выделилось 100 мл жидкости). Оценивается качество пены (влажная, сухая), размер пены (плотная, рыхлая, крупная), эмульсия (если возникла) и качество воды. Используются различные дозировки пенообразователей, с различной концентрацией. На рис. 2 показано оборудование методики с блендером, установленное в лаборатории химического анализа НГКМ.

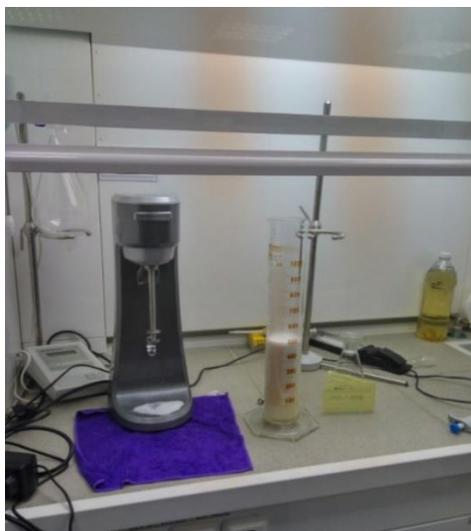


Рис. 2. Оборудование с блендером в лаборатории месторождения

Результаты лабораторных исследований

В ходе лабораторных исследований пенообразователи FC105, FC212, FC213, FC301, FM25008A показали наиболее высокую эффективность на образцах пластовой жидкости.

Вышеизложенные пенообразователи показали одинаково высокую скорость образования и интенсивность пенообразования (Рис. 3). Но при увеличении конденсата в жидкости до 90 %, пенообразователь FC213 продемонстрировал отличные результаты: пена достигла отметки 1000 мл всего за 32 секунды. По результатам анализа была выведена следующая логика

рифмическая зависимость и представлена формулой: $y = 2,5826\ln(x) + 8,8427$, величина достоверности аппроксимации $R^2 = 0,97$.

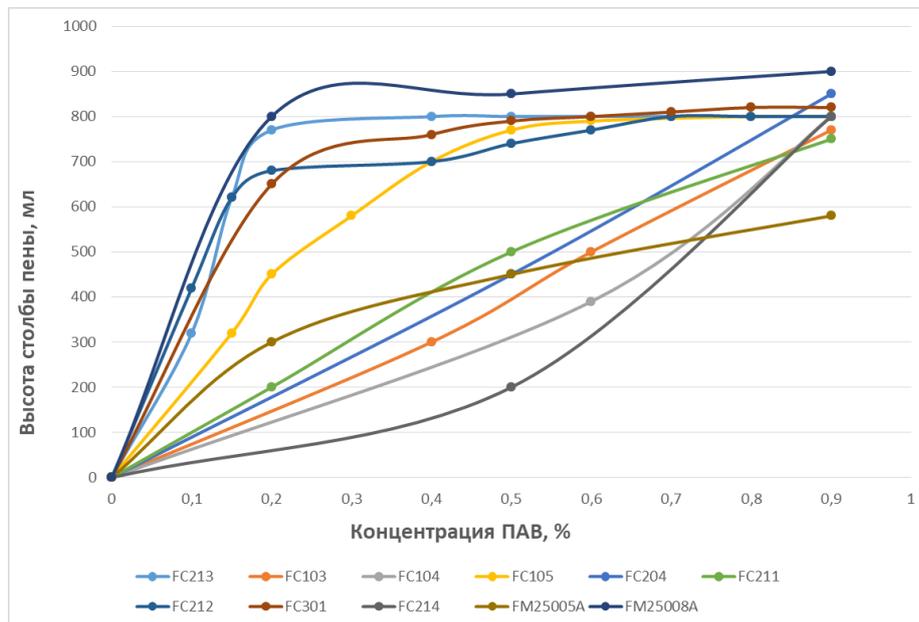


Рис. 3. График зависимости высоты столба пены от концентрации ПАВ

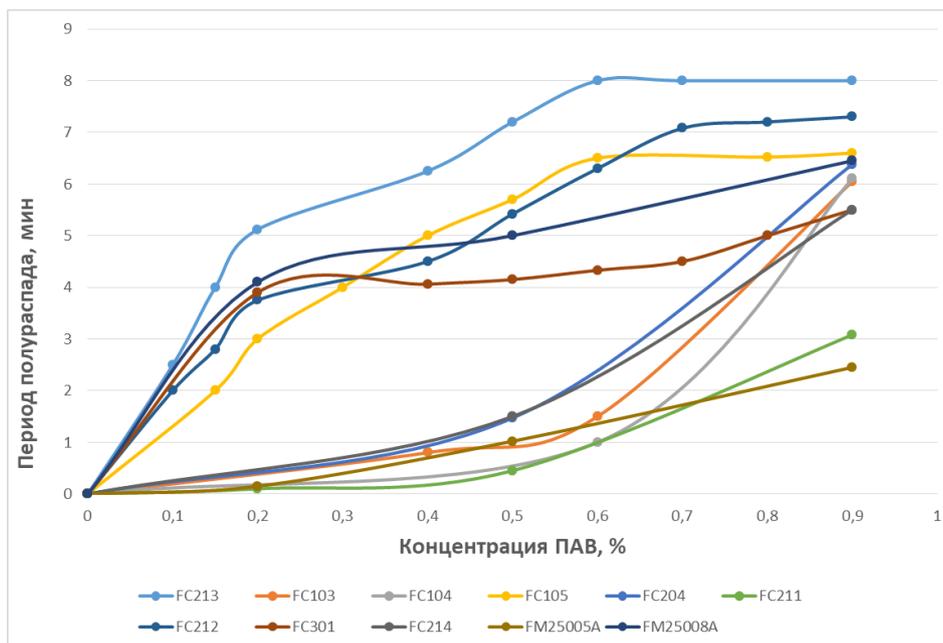


Рис. 4. График зависимости периода полураспада пенообразователя от концентрации

Также были проанализированы пенообразователи и построен график зависимости периода полураспада от концентрации ПАВ (Рис. 4). По данному показателю наиболее эффективно себя проявили следующие пенообразователи: FC105, FC212, FC213, FC301, FM25008A. Но выделившаяся

вода была более высокого качества у FC 213 и период полураспада пены у данного пенообразователя наиболее оптимальный, так как на пенообразователи FC105, FC212, FC301, FM25008A необходимо было увеличить концентрацию ПАВ, тогда как на FC 213 наоборот существовал потенциал ее снижения. По результатам анализа была выведена следующая логарифмическая зависимость и представлена формулой: $y = 65,445\ln(x) + 902,53$, величина достоверности аппроксимации $R^2 = 0.98$.

2. Технология подачи жидкого ПАВ в газоконденсатную скважину.

Для применения эффективного ПАВ по результатам проведенных лабораторных исследований были рассмотрены ряд способов подачи жидких ПАВ в скважину [2, 3]:

1. Дозирование с помощью устьевого дозатора в затруб дозатором типа УДЭ (установки дозирочной электронасосной);
2. Периодическая закачка в трубное/затрубное пространство с помощью агрегата.
3. Применение погружных скважинных труб с реагентом и дозирование с помощью устьевых дозаторов в заданную точку по КПМТ.

Дозирование с помощью устьевого дозатора в затруб.

Дозирование жидких ПАВ с помощью устьевых дозаторов позволяет осуществлять точное дозирование малыми дозами, что позволяет поддерживать максимально оптимальную концентрацию ПАВ в скважине. Данный способ эффективен на вертикальных скважинах.

Периодическая закачка в трубное/затрубное пространство с помощью агрегата.

Данный метод не требует дополнительных затрат на эксплуатацию специальной техники, ПАВ попадает непосредственно в зону вспенивания,

для испытания требуется только необходимое количество ПАВ. При положительных результатах испытаний и дополнительных исследованиях возможна эксплуатация обводненных скважин с периодической или постоянной закачкой ПАВ, с использованием передвижных агрегатов или метано-лопровода УКПГ, методом капиллярной подачи на устье.

Применение погружных скважинных труб с реагентом и дозирование с помощью устьевых дозаторов в заданную точку по КПМТ.

Более эффективный метод для скважин, наклонно-направленных с горизонтальным окончанием из всех существующих, является система закачки с КПМТ, подвешенной внутри колонны НКТ. Преимущество ее состоит в том, что относительно небольшое количество ПАВ гарантированно достигает необходимой глубины скважины. При этом решаются проблемы с колебаниями уровня жидкости в затрубном пространстве.

Способ подачи ингибитора по КПМТ на вертикальных скважинах подробно изложен в трудах В.В. Шайдакова [13]. Но в наклонно-направленных скважинах с горизонтальным окончанием в Российской Федерации практически отсутствует опыт применения КПМТ.

В состав КПМТ системы входят наземная дозировочная установка и устройство ввода, КПМТ малого диаметра требуемой длины.

Полимерно-армированные трубы имеют ряд основных преимуществ перед известными аналогами: меньший удельный вес, высокая стойкость к агрессивным средам, абсолютная стойкость к электрохимической коррозии, высокая стойкость к гидроабразивному износу, отсутствие зарастания внутреннего сечения, как следствие снижение гидравлических потерь, и низкая теплопроводность, что позволяет уменьшить либо исключить слой теплоизоляции. Помимо этого, технология изготовления изделия позволяет получить трубопровод без стыков, длиной, ограниченной возможностью транспортировки.

3. Критерии применения жидких ПАВ в качестве метода обеспечения стабильной эксплуатации газоконденсатных скважин в условиях самодавливания с учетом их конструкции и профиля.

Эффективность работы ПАВ выражается преимущественно во влиянии на поверхностное натяжение и плотность пены, чем снижается гидростатический градиент в стволе скважины, что объясняет снижение критической скорости выноса жидкости. Однако, сама зависимость критической скорости от профиля, конструкции и продуктивности скважины остается прежней и в условиях подачи ПАВ в скважину.

Согласно многочисленным исследованиям [6, 10, 11, 12] эффективность работы ПАВ в скважинах во многом зависит от нескольких основных факторов:

- Самой величины дебита газа и его распределения, как в интервале притока газа, так и в лифтовой колонне.
- Проходного сечения лифтового подъемника: диаметра НКТ, диаметра эксплуатационной колонны (далее – ЭК) и хвостовика. Применение ПАВ более эффективно при меньшем диаметре лифтового подъемника за счет поддержания больших скоростей потока газа при том же значении дебита скважин.
- Чем выше давление в скважине, тем эффективнее действие ПАВ. Это объясняется тем, что при большем давлении значение критической скорости выноса жидкости в скважине ниже.
- Расстоянием от башмака НКТ до верхних дыр интервала перфорации.

Большой разброс расчетных значений критической скорости газа объясняется различием моделей, которые используют авторы при выводе соотношений.

Одной из моделей, описывающих поведение скважин, является плёночная модель течения газожидкостной смеси в вертикальных трубах [5],

она хорошо подходит для практических расчётов и определяется критерием Точигина [1, 7, 9, 14].

Для расчёта критической скорости и дебита скважины, необходимых для выноса жидкости, по критерию Точигина А.А. используют формулы:

$$V_{min} = 3.3 \left[\frac{g\sigma p_1^2}{p_2^2(p_1-p_2)} \right]^{-0.2} \quad (1)$$

$$Q_{min} = 3.3 \left[\frac{g\sigma p_1^2}{p_2^2(p_1-p_2)} \right]^{-0.2} \frac{\pi D^2 P T_0}{4 P_0 zT} 86.4 \quad (2)$$

V_{min} и Q_{min} – критические скорость и дебит газа, тыс. м³/сут.;

p_1^2 и p_2^2 – плотность жидкости и газа соответственно, кг/м³;

σ – коэффициент поверхностного натяжения для воды при рабочих давлениях и температурах (P и T);

D – диаметр канала, м;

P, T – рабочие давление и температура, МПа и К соответственно.

За рубежом наиболее популярным для расчета критической скорости является уравнение Тернера [4]:

$$V_0 = 5.73 (45 - 0.0455 P_3)^{0.25} P_3^{-0.5} \quad (3)$$

V_0 – критическая скорость, м/сек;

P_3 – забойное давление (0,1) МПа.

Однако, согласно последним исследованиям, полученным по результатам оценки фактических режимов работы наклонно-направленных скважин большого диаметра, эмпирические корреляции, подобные уравнению Тернера дают погрешность от 20 до 200 % [8].

Кроме диаметра лифтовой колонны, на дебит газоконденсатной скважины, необходимый для выноса жидкости, значительное влияние оказывает также и угол наклона лифтового подъемника. Так, по результатам исследований Делфтского Технического Университета (Нидерланды), бы-

ла экспериментально получена зависимость минимальной скорости выноса жидкости и угла наклона лифтовой колонны. На рис. 5 отражено, как при изменении угла наклона подъемника происходит постепенный переход от кольцевого к пробковому режиму течения.

Для описания того, насколько реальная критическая скорость в скважине отличается от расчетной, используется коэффициент пропорциональности критической скорости выноса жидкости к критерию Тернера, обозначаемая как TR.

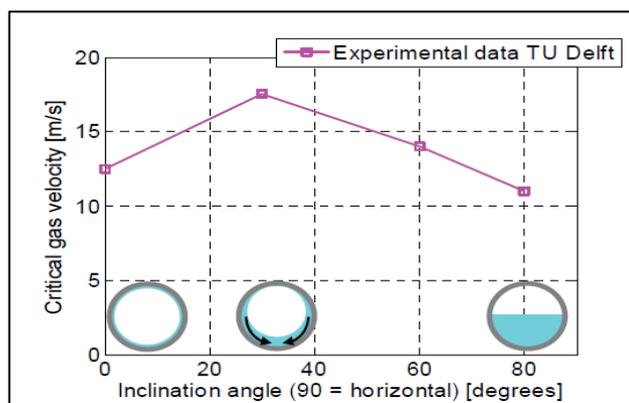


Рис. 5. Зависимость критической скорости выноса воды (по оси ординат) при давлении равном 1,01 бар от угла наклона лифтового подъемника (по оси абсцисс)

На рис. 6 представлено влияние диаметра трубы и линейного коэффициента продуктивности A в уравнении Форгеймера (4) на соотношение реальной критической скорости к расчетной скорости по Тернеру (TR).

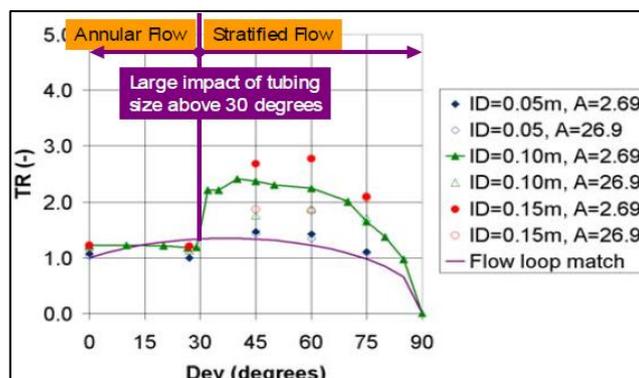


Рис. 6. Зависимость коэффициента пропорциональности критической скорости выноса жидкости к критерию Тернера (по оси ординат) от угла наклона (по оси абсцисс), внутреннего диаметра лифтового подъемника (выделено цветом, ID – внутренний диаметр, м) и значений линейного коэффициента продуктивности A

Данный коэффициент пропорциональности становится значительным при углах наклона более 30° . Кроме того, чем меньше значение линейного коэффициента продуктивности A уравнения Форгеймера, а значит, чем выше продуктивность скважин, тем больше реальная критическая скорость отличается от расчетной по критерию Тернера. Влияние диаметра подъемника для графика 1,5 более всего проявляется при углах наклона свыше 30° .

$$P_{пл}^2 - P_3^2 = A \cdot Q + F \cdot Q^2 \quad (4)$$

A – линейный коэффициент уравнения Форгеймера, $\text{бар}^2 / (\text{тыс. м}^3/\text{сут.})$;

F – квадратичный коэффициент уравнения Форгеймера, $\text{бар}^2 / (\text{тыс. м}^3/\text{сут.})^2$.

На рис. 7 представлена зависимость коэффициента пропорциональности критической скорости выноса жидкости к критерию Тернера от значений линейного коэффициента продуктивности A и угла наклона лифтового подъемника (0 и 45°).

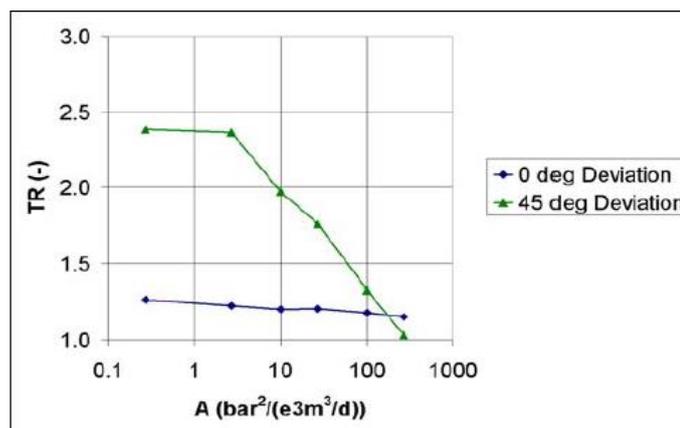


Рис. 7. Зависимость коэффициента пропорциональности критической скорости выноса жидкости к критерию Тернера (по оси ординат) от значений линейного коэффициента продуктивности A , (по оси абсцисс) и угла наклона подъемника (0 и 45°)

Как видно из графика, для вертикальной скважины влияние линейного коэффициента продуктивности на зависимость коэффициента пропорциональности критической скорости выноса жидкости к критерию Тернера незначительно. Однако при углах наклона в 45° для высокопродуктивных скважин коэффициент пропорциональности по Тернеру достигает 2,5.

Влияние длины подъемника большего диаметра представлено на рис. 8. Так влияние подъемника большего диаметра незначительна, если его длина составляет не более 10 % от общей длины скважины. Большой диаметр лифтовой колонны имеет решающее значение, если его длина превышает 50 % от общей длины.

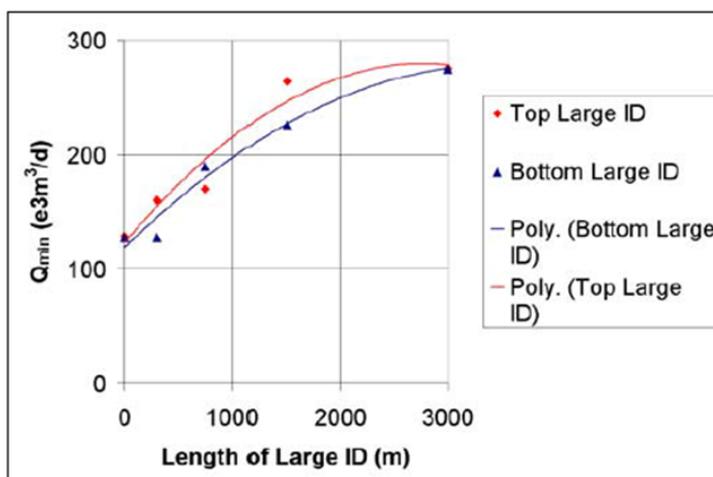


Рис. 8. Зависимость критического дебита по газу от длины подъемника большего диаметра

4. Выбор скважин-кандидатов для внедрения КПМТ и расчет технологического режима работы скважин при подаче ПАВ.

Далее был рассмотрен и проанализирован фонд скважин по объекту БУ1-2 с целью выбора кандидатов для оснащения КПМТ для доставки ПАВ в интервал притока наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием для удаления скоплений жидкости.

На первоначальном этапе выполнен отбор скважин, осложненных процессом самозадавливания по текущему состоянию либо находящихся на грани возникновения такого режима по следующим критериям:

- признаки нестабильной работы (период. отработки на ГФУ, работа с донором, подача ПАВ в затруб);
- ВГФ по ГКИ в диапазоне 150-500 см³/м³;
- скорости потока в НКТ и хвостовике близкие к критическим (критерий Тернера/Точигина);
- по БК анализу вода классифицируется как пластовая;
- приток нецелевого флюида (воды) через НЭК и ЗКЦ;
- наличие скачков трубного давления/падение трубного давления при росте затрубного (Рис. 9);
- неравномерная добыча и увеличение темпа снижения добычи (Рис. 10);
- прекращение выноса жидкости.

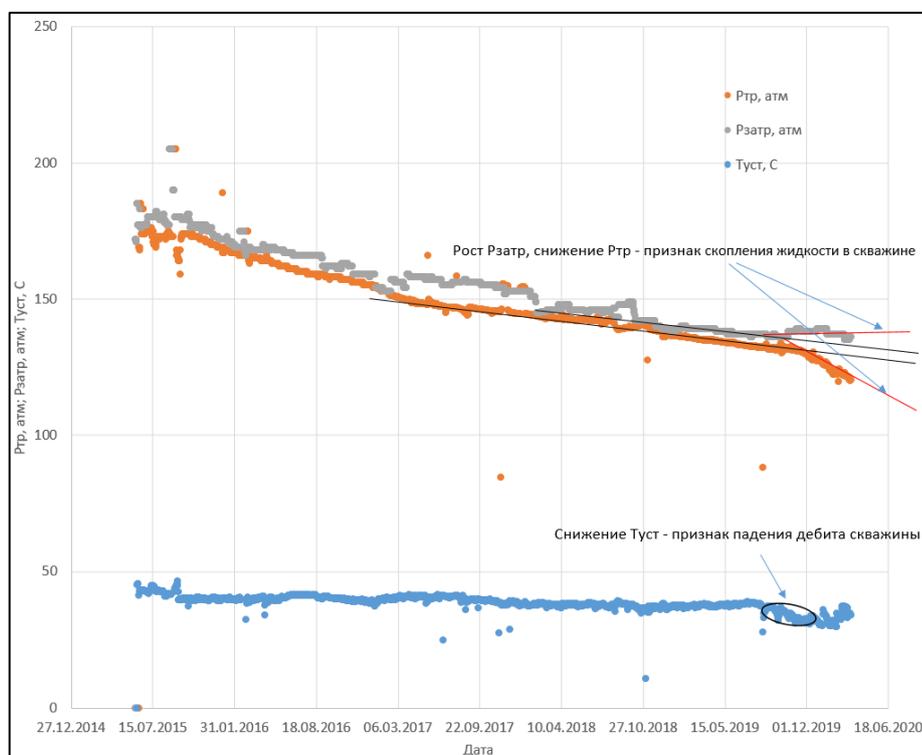


Рис.9. Динамика устьевых показателей работы скважины

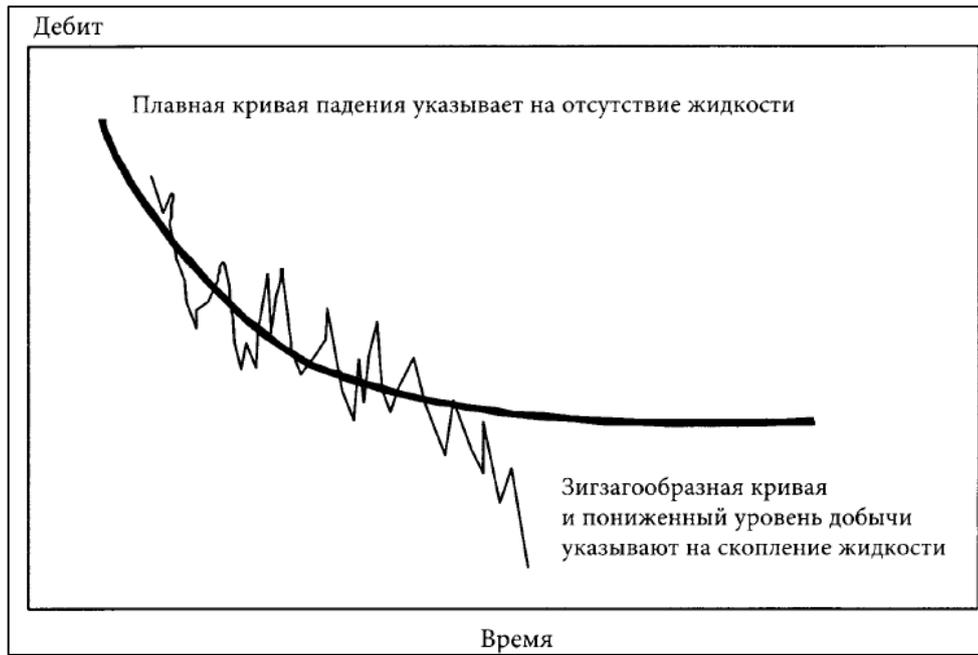


Рис. 10. Анализ кривой снижения добычи

По результатам расчетов установлено, что для конструкции скважин, башмак НКТ, который расположен ниже кровли интервала перфорации (Рис. 11), использование КПМТ с подачей ПАВ малоэффективно.

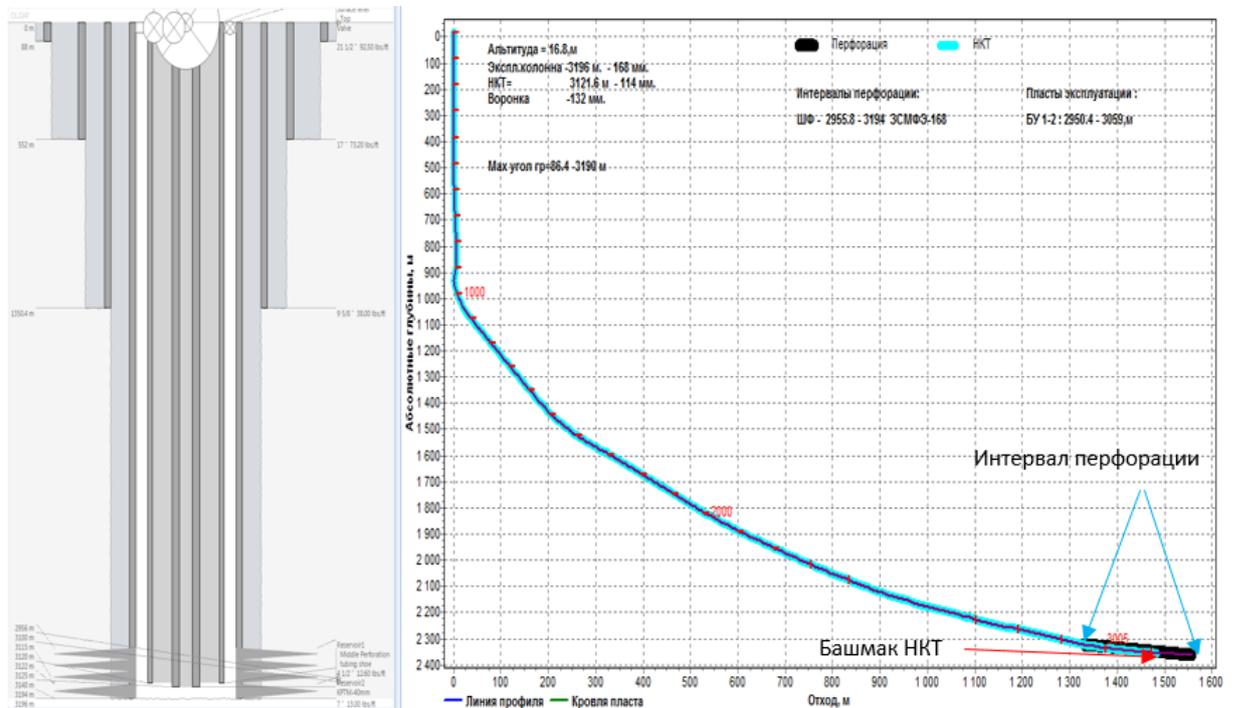


Рис. 11. Пример конструкции скважины № 1

Для указанной конструкции на примере скважины № 1 при условии распределенного по всей длине фильтровой части притока, определены

режимы работы каждого из участков фильтра (2955,8 - 3194 м), расположенных выше и ниже башмака НКТ (глубина 3122 м). Результаты расчетов для прогнозного режима работы скважины при существенном обводнении продукции (ВГФ - 363,2 см³/м³) приведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты расчета действия ПАВ на скважине № 1

Интервал перфорации, м (по MD)	ВГФ, см ³ /м ³	Рпл, ата	Руст, ата	Расход ПАВ, л/ч	Дебит по газу, тыс. м ³ /сут	Режим работы
Стандартная конструкция (башмак НКТ – 3121,6 м), подача ПАВ в затруб						
2955,8-3122	363,2	42,225	17,46	18	120	Стабильный
3122-3194				18	50	Стабильный
Спуск КПМТ до глубины 3142 м, подача ПАВ по КПТМ						
2955,8-3122	363,2	42,225	17,46	18	90	Стабильный
3122-3194				18	-	Не работает, само-задавливание

Как видно из табл. 2, в варианте со спуском КПМТ работает только верхний интервал (2955,8 – 3122 м), приток из нижнего интервала (3122 – 3194 м) отсутствует, по причине высокого противодавления, оказываемого скопившейся жидкостью в данном участке. К тому же данный участок ствола скважины характеризуется высоким зенитным углом (84°С), близким к горизонтальному. В результате этого НКТ - 114 мм, в которую спущен КПМТ (с внешним диаметром 42 мм), перекрывает почти половину живого сечения, и в случае поступления воды лифт НКТ задавливается даже при небольших объемах жидкости. Подача ПАВ в данный интервал нецелесообразна, т.к. скорости газа ввиду отсутствия притока недостаточно, чтобы эффективно перемешаться с жидкостью и вспенить ее для облегчения и дальнейшего выноса. Напротив, при подаче ПАВ в затруб в стандартной конструкции скважины работают оба интервала: поток из верхнего интервала, направляясь вниз к башмаку НКТ и далее в полость лифтовых труб, увлекает с собой поступающий сверху реагент, поступая в НКТ поток меняет направление на восходящий, что способствует интен-

сивному смешиванию ПАВ с жидкостью и эффективному вспениванию. Данный способ подачи ПАВ для таких типов конструкции и глубины спуска НКТ более эффективен. Спуска КПМТ с подачей ПАВ будет эффективен при расположении башмака НКТ выше кровли перфорации либо при незначительном перекрытии интервала перфорации (до 20 %).

Для большинства скважин рассматриваемого НГКМ характерно большое многообразие сочетаний диаметров НКТ и ЭК. Причина использования на скважинах НКТ большого диаметра заключается в намерении снизить гидравлические потери на трение в начальный период эксплуатации, когда скважины работали с очень большими дебитами.

На рис. 12 представлена расчетная величина критической скорости – минимальной скорости газа в лифтовой колонне для обеспечения условий выноса, а также фактические скорости потока в скважинах рассматриваемого НГКМ на башмаке НКТ.

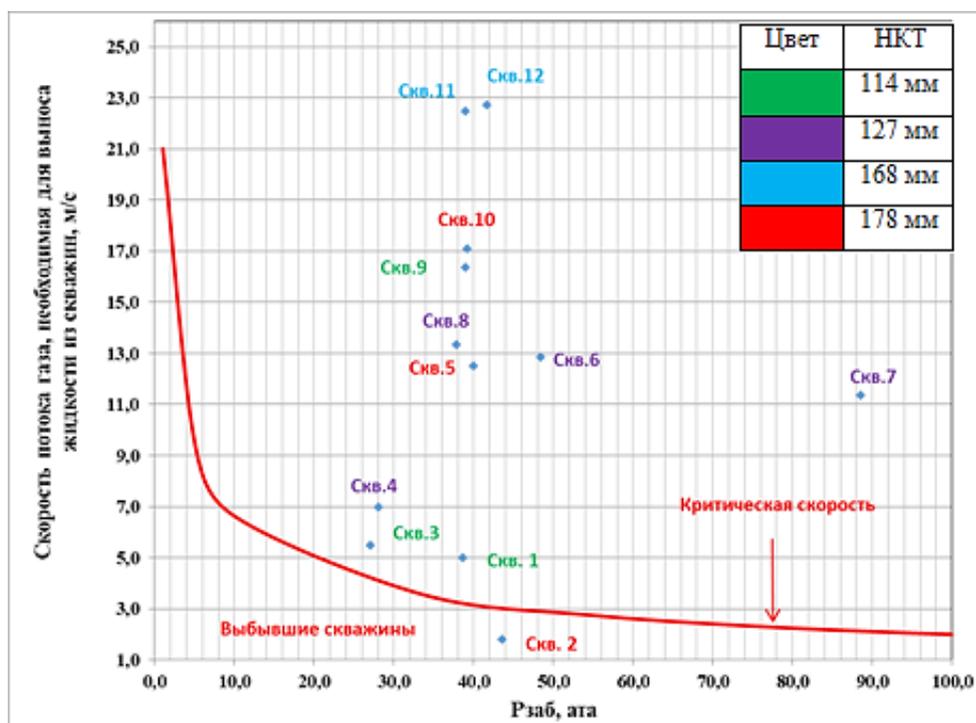


Рис. 12. Критическая скорость для обеспечения условий выноса жидкости (сплошная линия) и текущие скорости потока на башмаке НКТ (точечный график в виде ромбов)

Как видно из рис. 13, скорость газа на башмаке НКТ по ряду скважин близка либо ниже критической. Например, работа по скважине № 2, где спущено НКТ – 178 мм, поддерживалась благодаря действию пенообразователя, подаваемого в затрубное пространство с большим расходом (18 кг/ч) при дебите по газу 142 тыс. м³/сут. и по воде порядка 45 м³/сут. За счет действия ПАВ критическая скорость была снижена с 3 до 2 м/с (на 30 %), но это все равно не позволило избежать режима самозадавливания и остановки.

Кроме диаметра лифтовой колонны на дебит газоконденсатной скважины, необходимый для выноса жидкости, значительное влияние оказывает угол наклона лифтового подъемника, а также диаметр хвостовика либо ЭК в интервале притока газа. В случае превышения диаметра колонны в интервале притока над диаметром НКТ сначала самозадавливается интервал притока, в котором существуют неблагоприятные условия выноса жидкости, и далее этот процесс усугубляется самозадавливанием НКТ (Рис. 13).

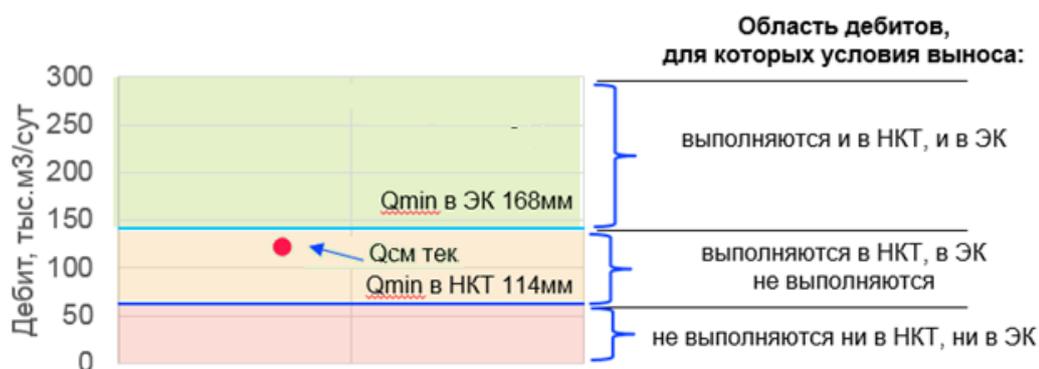


Рис. 13. Соотношение критических дебитов для НКТ и ЭК на примере скважины № 3

Из рис. 13 следует, что для скважины № 3 с диаметром НКТ-114 мм и диаметром ЭК в интервале притока 168 мм, существуют три области дебитов:

1. Первая область $Q > 150$ тыс. м³/сут: условия выноса выполняются и в НКТ, и в ЭК;

2. Вторая область $60 < Q < 150$ тыс. м³/сут: условия выноса выполняются только в НКТ, в ЭК будет происходить самозадавливание и снижение производительности интервалов притока, что в свою очередь приведет к самозадавлению в НКТ;

3. Третья область $Q < 60$ тыс. м³/сут: является следствием второй области, условия выноса не выполняются ни в НКТ, ни в ЭК.

На основании вышесказанного справедливо отметить, что обеспечение условий выноса в ЭК/хвостовике – один из основных факторов, учет которого необходим для корректного обоснования мер по поддержанию стабильной работы обводняющихся скважин, в частности подача ПАВ.

Важным шагом в подборе кандидата для внедрения КПМТ и оценке эффективности данного мероприятия является определение оптимальной глубины и диаметра КПМТ.

Оптимальная глубина спуска подбирается с учетом влияния траектории горизонтального ствола на образование локальных жидкостных скоплений. На примере скважины № 11 (НКТ - 168 мм) для оценки оптимальной глубины спуска низа КПМТ были проведены расчеты по четырем вариантам его размещения в хвостовике с глубиной по стволу соответственно:

Положение 1: 3550 м - первая самая нижняя точка синусоидальной траектории ГС;

Положение 2: 3400 м – 100 м ниже верхних дыр перфорации;

Положение 3: 3610 м – середина интервала фильтровой части хвостовика;

Положение 4: 3870 м - подошва интервала фильтровой части хвостовика (Рис. 14).

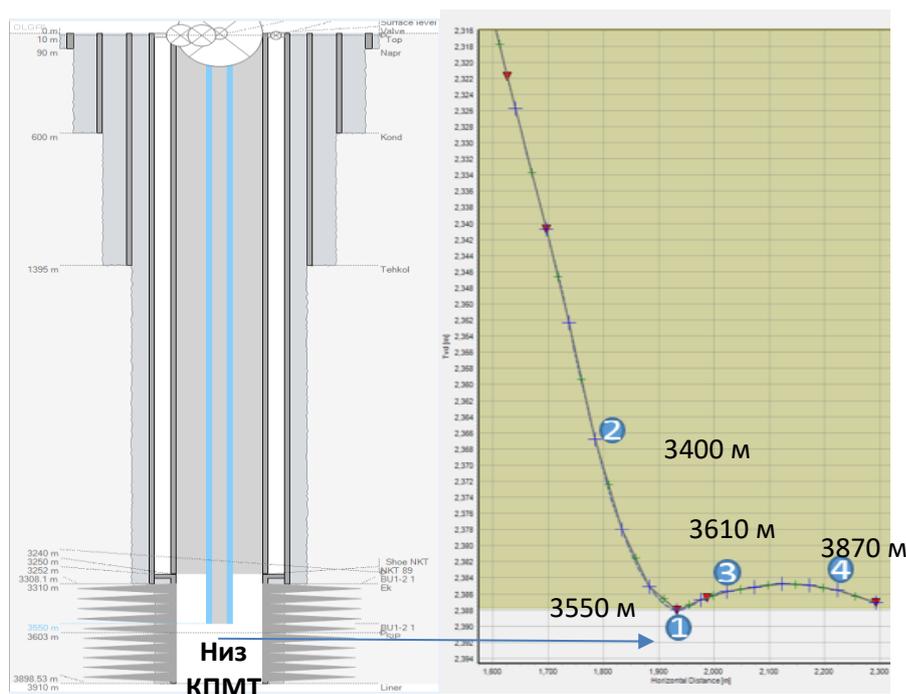


Рис. 14. Рассмотренные варианты размещения низа КПМТ в хвостовике газоконденсатной скважины № 11

Как следует из результатов моделирования, при эксплуатации скважины большая часть жидкости в условиях низких скоростей потока будет скапливаться в интервале восходящего участка между положениями 1 и 2. Следовательно, для вспенивания жидкости в данном интервале низ КПМТ должен располагаться не выше положения 2, чтобы реагент достигал проблемного участка и не ниже положения 3, чтобы расход газа был достаточно высоким для эффективного перемешивания ПАВ с жидкостью путем барботирования и реагент не скапливался в дальней части хвостовика, где скорости газа минимальны. При этом в составе жидкости будет как вода, поступающая в скважину, так и жидкие углеводороды, скатывающиеся реверсным потоком по затрубному пространству в случае недостаточной скорости газа в нем. Как видно из табл. 3, максимальная скорость доставки характерна для положения 2, ввиду наименьшей длины КПМТ, но эффективность вспенивания в данном случае ниже, чем для положения 1. Скорость доставки жидкого ПАВ при подаче в затруб в 2 раза ниже, чем при подаче по КПМТ. Длительная доставка ПАВ на забой самотеком по за-

трубному пространству обусловлена большей площадью смачивания при движении по обсадной колонне большого диаметра (245 мм).

Таблица 3

Скорость доставки ПАВ для различных вариантов положения башмака КПМТ и конструкции лифта в скважине № 11

Положение	MD, м	TVD, м	Время доставки ПАВ, ч		
			Забой	Башмак КПМТ	Башмак НКТ/ Голова хвостовика
Конструкция с КПМТ					
1	3550	2387.99	-	2.25ч	2.25ч
2	3400	2366.83	-	2ч	2ч
3	3610	2386.21	-	3.25ч	3.25ч
4	3870	2386.14	8ч	7.75ч	7.75ч
Существующая конструкция (без КПМТ)					
Подача ПАВ в затруб при стандартной конструкции	-	-	-	-	7.5ч

По результатам расчета в ПО OLGA сделаны следующие выводы:

- Принимая во внимание конфигурацию горизонтального ствола, оптимальная глубина спуска КПМТ находится на отметке 3550 м (положение 1), обеспечивающая доставку ПАВ в нижнее положение восходящего участка хвостовика.
- Поступление ПАВ в хвостовик ниже башмака КПМТ происходит только при отсутствии притока из данного интервала (т.е. при остановке либо самозадавливании);
- Положение 2 является неоптимальным с точки зрения эффективности вспенивания восходящего участка хвостовика (между положениями 2 и 1), подверженного самозадавливанию;
- Положения 3 и 4 не обеспечивают эффективную подачу ПАВ в интервалы, расположенные ближе к устью скважины, склонные к образованию жидкостных скоплений;
- Ввиду распространенности синусоидального профиля горизонтального ствола на скважинах рассматриваемого НГКМ спуск КПМТ в та-

ких скважинах необходимо осуществлять до ближайшей оптимальной/максимальной глубины по вертикали фильтровой части скважины.

Выводы

Таким образом, исходя из вышеизложенного, применение пенообразователей в горизонтальных скважинах имеет свои особенности:

- пенообразователи в горизонтальных скважинах лучше всего работают на «локтевом» участке (на участке перехода от горизонтального ствола скважины в наклонно-направленный);

- для удаления жидкости из НКТ надо подавать пенообразователь как можно ближе к локтевому участку;

- на горизонтальном участке пенообразование затруднено, чтобы добиться пенообразования на горизонтальном участке, необходимо подавать пенообразователь непосредственно к месту накопления жидкости (в часть фильтра-хвостовика);

- для получения эффекта и удаления жидкости из горизонтального участка скважины, наиболее эффективно себя проявит жидкий ПАВ.

В целом этапы определения эффективности предложенной технологии выглядят следующим образом:

1. Построение цифровой модели скважины и настройка в ПО OLGA, требующая наличия актуальных результатов исследований:

- ГДИ и ГКИ, с обязательным замером объема выносимой воды;

- наличие ПГИ для получения информации о распределении притока по интервалу перфорации или фильтровой части хвостовика/ЭК скважины для уточнения правильного расположения башмака КПМТ (при отсутствии информации – глубина определялась на основе результатов моделирования).

2. По результатам настройки скважины в OLGA производится подбор оптимального типоразмера КПМТ и глубины спуска (как на текущие

параметры, так и с учетом падения пластового давления и риска увеличения обводненности продукции скважины).

3. Для оптимального типоразмера КПМТ и глубины спуска выполняется расчет технологического режима в условиях подачи ПАВ по КПМТ, определяются оптимальная дата внедрения с учетом прогнозных показателей работы скважины, полученных из ГДМ.

4. С учетом определенного тех. режима производится пересчет прогнозных показателей в Eclipse (с учетом оптимизированных VLP-кривых для скважин, в которых осуществляется подача ПАВ).

5. Для уточненных показателей снова оценивается правильность подбора типоразмера КПМТ+ПАВ, а также производится прогнозный расчет добычи УВ и определяется дата выбытия скважины по причине самозадавливания в последующий период времени.

6. По результатам прогноза добычи производится расчет экономических показателей внедрения КПМТ с подачей ПАВ и принимается решение о целесообразности внедрения данной технологии.

С учетом актуальных данных ГКИ, при котором ВГФ составил $41,3 \text{ см}^3/\text{м}^3$, выполнен расчет прогнозных показателей работы скважины № 11 при внедрении КПМТ с подачей ПАВ. По результатам расчета оптимальная дата ввода КПМТ – это ближайшее время. Внедрение КПМТ с подачей ПАВ позволяет повысить суточную добычу углеводородной продукции с момента ввода, стабилизировать режим работы при значительном обводнении скважины и продлить период работы на несколько лет.

Результатом внедрения КПМТ с подачей ПАВ на скважине № 11 является поддержание падающей добычи углеводородов газоконденсатного промысла за счет дополнительно добываемых газа и газоконденсата.

Список литературы

1. Гриценко А.И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах / А.И. Гриценко, О.В. Клапчук, Ю.А. Харченко. – М.: Недра, 1994. – 240 с.
2. Гольшев С.Н. Расчет, моделирование и экспериментальные исследования грузонесущей (капиллярной) трубы для подачи ингибиторов в скважину / С.Н. Гольшев, М.А. Донченко // Известия Тульского государственного университета Технические науки Выпуск 6 – 2012. – С. 167-174.
3. Гусейнов Э.Б., Зарипов А.Т., Султанбеков Р.Р., Шайхутдинова А.Ф. Способы борьбы с обводнением газоконденсатных скважин, возможности применения поверхностно-активных веществ и обоснование его подбора // Нефтяная провинция. -2024. -№2(38). -С. 90-128. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.90-128>. - EDN NVRPPU.
4. Джеймс Ли, Генри Никенс, Майкл Уэллс. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин. М.: Премиум Инжиниринг, 2008. 384 с.
5. Изюмченко Д.В. Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики / Д.В. Изюмченко, О.В. Николаев, С.А. Шулепин // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15): Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – С. 36–45.
6. Кондрат Р. М., Билецкий М. М. Совершенствование методов эксплуатации обводнившихся газовых скважин // Обзор, информ. сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – № 9. – М.: ВНИИЭГазпром, 1980. – 56 с.
7. Мамаев В.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в трубах / В.А. Мамаев, Г.Э. Одишария, Н.И. Семенов. – М.: Недра, 1969. – 208 с.
8. Мирбобоев Ш. Ж., Сохошко С. К., Марегатти М. А., Мутавалиев Ш.Т., Эрматов А.А. Расчет потерь давления в газовых скважинах и работы лифтовых подъемников различных диаметров на примере Ниязбекского месторождения // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. – Тюмень: ТИУ, 2016 – 344 с.
9. Одишария Г.Э. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей / Г.Э. Одишария, А.А. Точигин. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1998. – 398 с.
10. Паникаровский, Е.В. Повышение применения пенообразователей для удаления жидкости с забоев газовых скважин / Е.В. Паникаровский, В.В. Паникаровский, Ю.В. Ваганов. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2019; (3): С.54-63.
11. Поздышев Г. М. Применение поверхностно-активных веществ и других химических реагентов в нефтедобывающей промышленности // Сб. БашНИПИнефть. Вып. IV. – М.: Недра, 1970. – 312 с.
12. Рассохин Г. В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1977. – 190 с.
13. Шайдаков В.В. Капиллярные системы для предотвращения солеотложений в нефтедобыче // Инженерная практика. 2009. №12. С. 98-101.
14. Харченко Ю.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах и ее применение при освоении месторождений континентального шельфа: учеб. пособие / Ю.А. Харченко, А.И. Гриценко. – М.: Российский государственный университет нефти и газа.

References

1. Gritsenko A.I. Hydrodynamics of gas-liquid mixtures in wells and pipelines / A.I. Gritsenko, O.V. Klapchuk, Yu.A. Kharchenko. - M.: Nedra, 1994. - 240 p. (in Russian)
2. Golyshev S.N. Calculation, modeling and experimental studies of a load-carrying (capillary) pipe for feeding inhibitors into a well / S.N. Golyshev, M.A. Donchenko // Bulletin of Tula State University Technical Sciences Issue 6 - 2012. - P. 167-174. (in Russian)
3. Guseynov E.B., Zaripov A.T., Sultanbekov R.R., Shaikhutdinova A.F. Methods for combating flooding of gas condensate wells, the possibility of using surfactants and justification for its selection // Oil Province. - 2024. - №2(38). - P. 90-128. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.90-128>. - EDN NVRPPU. (in Russian)
4. James Lee, Henry Nickens, Michael Wells. Operation of flooded gas wells. Technological solutions for removing liquid from wells. Moscow: Premium Engineering, 2008. 384 p. (in Russian)
5. Izyumchenko D.V. Gas-liquid flows in vertical pipes: paradoxes of hydrodynamics / D.V. Izyumchenko, O.V. Nikolaev, S.A. Shulepin // Vesti gazovoy nauki. - Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. - No. 4 (15): Problems of operation of gas, gas condensate and oil and gas condensate fields. - P. 36-45. (in Russian)
6. Kondrat R.M., Biletsky M.M. Improving the methods of exploitation of flooded gas wells // Review, information series. Development and exploitation of gas and gas condensate fields. - No. 9. - Moscow: VNIIEGazprom, 1980. - 56 p. (in Russian)
7. Mamaev V.A. Hydrodynamics of gas-liquid mixtures in pipes / V.A. Mamaev, G.E. Odisharia, N.I. Semenov. - Moscow: Nedra, 1969. - 208 p. (in Russian)
8. Mirboboev Sh.Zh., Sokhoshko S.K., Maregatti M.A., Mutavaliyev Sh.T., Ermatov A.A. Calculation of pressure losses in gas wells and operation of elevator lifts of various diameters using the Niyazbek field as an example // Experience, current problems and prospects for the development of the oil and gas complex. - Tyumen: TIU, 2016 - 344 p. (in Russian)
9. Odisharia G.E. Applied hydrodynamics of gas-liquid mixtures / G.E. Odisharia, A.A. Tochigin. - M.: Gazprom VNIIGAZ, 1998. - 398 p. (in Russian)
10. Panikarovskiy, E.V. Increasing the use of foaming agents to remove liquid from the bottomholes of gas wells / E.V. Panikarovskiy, V.V. Panikarovskiy, Yu.V. Vaganov. // News of higher educational institutions. Oil and gas. 2019; (3): pp. 54-63. (in Russian)
11. Pozdyshev G.M. Application of surfactants and other chemical reagents in the oil industry // Coll. BashNIPIneft. Issue IV. - M.: Nedra, 1970. - 312 p. (in Russian)
12. Rassokhin G.V. Final stage of development of gas and gas condensate fields. - M.: Nedra, 1977. - 190 p. (in Russian)
13. Shaidakov V.V. Capillary systems for preventing salt deposits in oil production // Engineering practice. 2009. No. 12. P. 98-101. (in Russian)
14. Kharchenko Yu.A. Hydrodynamics of gas-liquid mixtures in wells and pipelines and its application in the development of continental shelf fields: textbook / Yu.A. Kharchenko, A.I. Gritsenko. - M.: Russian State University of Oil and Gas. (in Russian)

Сведения об авторах

Гусейнов Элькин Бакир оглы, аспирант, кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» – «Высшая школа нефти»

Россия, 423458, Альметьевск, ул. Ленина, 2

E-mail: elkin-93@mail.ru

Зарипов Азат Тимерьянович, доктор технических наук, заместитель директора института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

Россия, 423458, Альметьевск, ул. Советская, 186а

E-mail: zat@tatnipi.ru

Султанбеков Радэль Рамилевич, кандидат технических наук, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

Россия, 199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д. 2

E-mail: radelsultanbekov@mail.ru

Соловьев Даниил Юрьевич, главный специалист отдела внутрискважинных работ ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7, к. 3

E-mail: daniil.Soloviev@novatek.ru

Authors

E.B. Guseynov, graduate student, Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almeteyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School

2, Lenin Str., Almeteyevsk, 423458, Russian Federation

E-mail: elkin-93@mail.ru

A.T. Zaripov, Doctor of Technical Sciences, Deputy Director of the TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT

186a, Sovetskaya Str., Almeteyevsk, 423458, Russian Federation

E-mail: zat@tatnipi.ru

R.R. Sultanbekov, Candidate of Technical Sciences, St. Petersburg Mining University of Empress Catherine II

21 line, no. 2, Vasilyevsky Island, St. Petersburg, 199106, Russian Federation

E-mail: radelsultanbekov@mail.ru

D.Y. Soloviev, chief specialist of the well intervention department of NOVATEK STC LLC

7, building 3, Firefighters and rescuers Str., Tyumen, 625031, Russian Federation

E-mail: daniil.Soloviev@novatek.ru

Статья поступила в редакцию 29.07.2024

Принята к публикации 14.09.2024

Опубликована 30.09.2024